

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
“__” _____2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

«Проектування системи електропостачання агропромислових споживачів Компаніївської територіальної громади»

Виконав здобувач вищої освіти
IV курсу, групи ЕЕ-20-Зск,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Євген ВАРШАВСЬКИЙ
«__» _____2023 р.

Керівник роботи
старший викладач
_____Тетяна ВЕЛИЧКО
«__» _____2023 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 ПЛЄШКОВ

«_____» _____ 2023 р.

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

Варшавського Євгена Валерійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Проектування системи електропостачання агропромислових споживачів Компаніївської територіальної громади

Designing the electricity supply system for agro-industrial consumers of the Kompaniivka territorial community

2. Керівник роботи Величко Тетяна Володимирівна, старший викладач
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання роботи до захисту 01.06.2023 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи розрахунок електричних навантажень; побудова графіків та картограм електричних навантажень; вибір напруги і електричних схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання; розрахунок режимів реактивної потужності; вибір трансформаторів; розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж; вибір оптимальної схеми електропостачання агропромислових споживачів; розрахунок спеціального розділу кваліфікаційної роботи

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>10.04-12.04</i>	
2	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>13.04-23.04</i>	
3	<i>Побудова графіків електричних навантажень</i>	<i>24.04-26.04</i>	
4	<i>Побудова картограми електричних навантажень</i>	<i>27.04-1.05</i>	
5	<i>Вибір напруги і електричних схем</i>	<i>2.05-5.05</i>	
6	<i>Режими реактивної потужності</i>	<i>6.05-9.05</i>	
7	<i>Вибір трансформаторів</i>	<i>10.05-13.05</i>	
8	<i>Розрахунок струмів КЗ, вибір обладнання та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>14.05-16.05</i>	
9	<i>Вибір оптимальної схеми електропостачання агропромислових споживачів</i>	<i>17.05-20.05</i>	
10	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>21.05-28.05</i>	
11	<i>Оформлення презентаційної частини КР</i>	<i>29.05-30.05</i>	
12	<i>Оформлення пояснювальної записки КР</i>	<i>31.05-1.06</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника

Тетяна ВЕЛИЧКО

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача

Євген ВАРШАВСЬКИЙ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 65 с.; 20 рис.; 12 табл.; 19 джерел

Варшавський Є.В. Проектування системи електропостачання агропромислових споживачів Компаніївської територіальної громади. – Рукопис.

Кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2023 рік.

Робота присвячена розробці сучасної системи електропостачання агропромислових споживачів Компаніївської територіальної громади та комбикормового заводу, яка буде задовольняти вимогам економічності та надійності роботи. З цією метою було проведено основні техніко-економічні розрахунки: електричних навантажень, режимів реактивної потужності, струмів коротких замикань. Здійснено вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання комбикормового заводу, розрахунок режимів схем мережі агропромислових споживачів, трансформаторних підстанцій, конденсаторних установок, струмопроводів, високовольтного обладнання.

У спеціальному розділі роботи проведена модернізація електрообладнання підстанції «Компаніївка» 150/35/10 кВ.

Ключові слова: електричні навантаження, трансформаторна підстанція, реактивна потужність, струми короткого замикання, електричне обладнання, електричні мережі, схема заміщення, цифрова підстанція.

ABSTRACT

Qualification work: 65 p.; 20 Fig.; 12 tables; 19 sources

Varshavskiy Y. Designing the electricity supply system for agro-industrial consumers of the Kompaniivka territorial community. – 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, 2023.

The work is devoted to the development of a modern system of electricity supply to agro-industrial consumers of the Kompaniev Territorial Community and the compound feed plant, which will satisfy the requirements of economy and reliability of work. For this purpose, basic technical and economic calculations were carried out: electrical loads, reactive power modes, short-circuit currents. The selection of the external and internal power supply schemes of the compound feed plant, the calculation of the modes of the network schemes of agro-industrial consumers, transformer substations, capacitor units, power lines, high-voltage equipment was carried out.

In a special section of the work, the electrical equipment of the 150/35/10 kV Kompaniivka substation was modernized.

Key words: electrical loads, transformer substation, reactive power, shortcircuit currents, electrical equipment, electrical networks, substitution scheme, digital substation

З М І С Т

1.	Вступ. Коротка характеристика агропромислових споживачів Компаніївської територіальної громади	8
2.	Електричні навантаження в системі електропостачання комбикормового заводу	9
2.1.	Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В	9
2.2.	Розрахунок освітлювальних навантажень	9
2.3.	Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В	10
2.4.	Побудова графіків електричних навантажень комбикормового заводу	17
3.	Побудова картограми електричних навантажень та вибір місця розташування ГЗП	18
4.	Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання комбикормового заводу	20
5.	Компенсація реактивної потужності на комбикормовому заводі	25
5.1.	Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації	25
5.2.	Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв	27
6.	Вибір кількості та потужності трансформаторів комбикормового заводу	34
6.1.	Вибір кількості та потужності трансформаторів головної знижувальної підстанції	34
6.2.	Вибір кількості та потужності трансформаторів, та місця розташування цехових підстанцій (ТП)	34
7.	Розрахунок струмів коротких замикань комбикормового заводу, вибір обладнання, електроустановок та силових мереж системи електропостачання	37
7.1.	Розрахунок струмів короткого замикання	37
7.2.	Вибір високовольного обладнання	40
8.	Вибір оптимальної схеми електропостачання Компаніївської територіальної громади	48
8.1.	Вибір номінальних напруг мережі	48
8.2.	Вибір схеми з'єднань ліній електричної мережі та варіантів електропостачання	49
8.3.	Споживання та покриття потреби в активній та реактивній потужностях в мережі, що проектується	51

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА			
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата				
Розробив	Варшавський				Проектування системи електропостачання агропромислових споживачів Компаніївської територіальної громади	Літ.	Аркуш	Аркушів
Перевірив	Величко						5	96
Н.контр.	Величко					ЦНТУ, гр.ЕЕ-20-Зск		
Затв.	Плешков							

8.4.	Вибір потужності трансформаторів на підстанціях	51
8.5	Вибір перерізів проводів повітряних ліній	53
8.6.	Складання розрахункових схем заміщення	56
8.7.	Розрахунок режимів схем мережі та їх аналіз	57
8.8.	Техніко-економічне порівняння варіантів електропостачання	58
9.	Модернізація електрообладнання підстанції «Компаніївка» 150/35/10 кВ	60
9.1.	Вибір та обґрунтування контрольних точок розрахунку струму короткого замикання	60
9.2.	Вибір і перевірка електроустаткування підстанції	63
9.3.	Цифрова підстанція – важливий елемент інтелектуальної енергосистеми	72
10.	Висновки	75
11.	Перелік посилань	77
	Додатки	78
	Додаток А	79
	Додаток Б	82
	Додаток В	85
	Додаток Г	87
	Додаток Д	95

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

Перелік скорочень

БК – батареї конденсаторів

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

КЗ - коротке замикання

КТП - комплектна трансформаторна підстанція

КЛ – кабельна лінія

КП – компенсуючі пристрої

ПЛ - повітряна лінія електропередачі

ПС - підстанція

РП - розподільний пункт

ТП - трансформаторна підстанція

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

РЗА – релейний захист та автоматика

ГЗП – головна знижувальна підстанція

АСУ - автоматизована система управління

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

1. ВСТУП. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА АГРОПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ КОМПАНІЇВСЬКОЇ ТЕРИТОРІАЛЬНОЇ ГРОМАДИ

Компаніївська територіальна громада знаходиться в центральній частині Кіровоградської області. Живлення району електроенергією здійснюється від підстанції “Компаніївка” напругою 150/35/10 кВ, яка в свою чергу може отримувати живлення двома варіантами:

- 1) Живлення від підстанції “Сугоклія” 150/35/10 кВ, яка знаходиться на відстані 22 км від підстанції “Компаніївка” (одностороннє живлення).
- 2) Живлення від підстанції “Сугоклія” і підстанції “Кіровоградська” 150/35/10 кВ, яка розташована на відстані 33,5 км (двостороннє живлення).

В роботі ставиться задача розробити систему електропостачання агропромислових споживачів Компаніївської територіальної громади, що включає в себе п’ять підстанцій 35/10 кВ і одну підстанцію 150/35/10 кВ.

Для рішення цих задач необхідно виконати розрахунок електричних навантажень агропромислового підприємства - комбикормового заводу, що живиться від підстанції “Сасівка” 35/10 кВ, мереж 10 кВ та вибрати основне силове устаткування (трансформатори, лінії електропередачі й ін.).

По даним ПрАТ “Кіровоградобленерго” навантаження на шинах 10 кВ підстанції “Компаніївка” 150/35/10 кВ складає 8,805 МВА. З шин 10 кВ цієї підстанції отримує живлення молокозавод, елеватор, ремонтно-транспортне підприємство та інші споживачі.

З шин 35 кВ підстанції “Компаніївка” отримують живлення розподільчі підстанції 35/10 кВ. На всіх підстанціях споживачі I та II категорії, тому всі підстанції двотрансформаторні і живляться дволанцюговими лініями. На шинах 35 кВ підстанції “Компаніївка” потужність короткого замикання складає 886МВА.

						Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОМБІКОРМОВОГО ЗАВОДУ

2.1. Визначення силових електричних навантажень у мережах до 1000 В

Згідно з методом упорядкованих діаграм [2,5] здійснюється визначення силових електричних навантажень електроприймачів.

Розрахунок силового навантаження до 1000 В.

Сасівський комбикормовий завод, ремонтно-механічний цех.

$p_{\text{ел}}=44$; $P_{\text{н.мах}}=33$ кВт; $P_{\text{н.мін}}=0,5$ кВт;

$P_{\text{сум}}=545,2$ кВт; $K_{\text{и}}=0,41$; $\cos\varphi=0,68$; $\tg\varphi=1,08$

$P_{\text{см}}=0,41*545,2=226,16$ кВт $Q_{\text{см}}=226,16*1,08=243,96$ квар

Знаходимо $p_{\text{еф}}=2*545,2/33=33$, приймаємо $p_{\text{еф}}=44$

Коефіцієнт максимуму $K_{\text{м}}=1,194$

$P_{\text{р}}=226,16*1,194=270,0$ кВт

$Q_{\text{р}}=Q_{\text{см}}=243,96$ квар

Результати розрахунку силового навантаження заводу приведені в таблиці

2.1. Сумарне активне навантаження комбикормового заводу дорівнює
3707,82 кВт, а реактивне – 2749,17квар.

2.2. Визначення освітлювальних навантажень

Розрахунок освітлювальних навантажень виконується по питомій потужності освітлювальних навантажень на одиницю корисної площі виробничого приміщення [2, 4].

Приклад розрахунку освітлювального навантаження комбикормового заводу.

Цех виготовлення комбикормів №1. $F=5740$ м², $P_{\text{о}}=16$ Вт/м², $K_{\text{с}}=0,95$

Встановлена потужність $P_{\text{у}}=16*5740*10^{-3}=91,84$ кВт

Розрахункове активне навантаження $P_{\text{р.оу}}=91,84*0,95*1,2=104,7$ кВт

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

Розрахункове реактивне навантаження $Q_{p.ou}=104,7 \cdot 0,484=50,67$ квар

Розрахунок освітлювальних навантажень інших цехів аналогічний, зводимо його в таблицю 2.2.

2.3. Визначення електричних навантажень у силових мережах вище 1000 В

Розрахунок навантаження вище 1000 В комбикормового заводу (КТП4: цех виготовлення комбикормів №2, склад).

$P_p=1275,13$ кВт; $Q_p=836,65$ квар

Освітлювальне навантаження

$P_{p.ou}=129,67$ кВт; $Q_{p.ou}=62,76$ квар

Всього сумарне навантаження:

$P_{\Sigma}=1275,13+129,67=1404,8$ кВт $Q_{\Sigma}=836,65+62,76=899,41$ квар

Якщо виходити з повної компенсації реактивної потужності, то для даної підстанції обираємо два трансформатори типу ТМЗ 1000/10. Коефіцієнт їх завантаження складає:

$K_z=1404,8 / 2 \cdot 1000=0,702$

Технічні дані трансформатора 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 трьох трансформаторах КТП4

$\Delta P = 2(2,1 + 11 \cdot 0,702^2) = 15,05$ кВт

$\Delta Q = 2 \left(\frac{1,4}{100} 1000 + \frac{5,5}{100} 1000 \cdot 0,702^2 \right) = 82,27$ квар

Розрахункове навантаження вище 1000 В для підстанції

$P_p=1404,8 + 15,05=1419,85$ кВт

$Q_p=899,41+82,27=981,68$ квар

$S_p = \sqrt{1419,85^2 + 981,68^2} = 1726,17$ кВА

Розрахунок навантажень у силових мережах вище 1000 В для інших підстанцій приведений в таблиці 2.3. Розрахункове навантаження Сасівського комбикормового заводу складає 4112,86 кВА.

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

Зм.		Таблиця 2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 0,4 кВ																		
Арк.		№	Назва вузлів навантаження	Кіл-сть	Встановлена потужність, кВт			m	Кв	cosφ	tgφ	Середнє навантаження, кВт, квар		ne	Км	Розрахункова потужність, кВт, квар, кВА				
№ докум.					Одного		Сумарна					Pcp				Qcp		Pp	Qp	Sp
Підпис		1	2	3	4			5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
			Сасівський комбікормовий завод																	
Дата		1	Цех виготовлення комбікормів №1																	
			БЦС-50 (N1-N2)																	
11	Арк.		Вентилятори	6	0,25	-	7,5	23,5		0,65	0,75	0,882	15,28	13,47						
			Башня	4	1,5	-	1,5	6		0,4	0,65	1,169	2,40	2,81						
			Колебатель	4	1,5	-	1,5	6		0,35	0,7	1,02	2,10	2,14						
			Норії	4	5,5	-	7,5	28		0,24	0,8	0,75	6,72	5,04						
			Шнеки, транспортери	4	11,0	-	22	55		0,54	0,75	0,882	29,70	26,19						
			Станки	6	3,0	-	10	35		0,22	0,6	1,333	7,70	10,27						
			Всього по БЦС-50	28	0,3	-	22	153,5		0,42	0,73	0,938	63,90	59,92	14	1,37	87,73	59,92	106,24	
			Подрібнювач грубих кормів ИРТ-165	3	160	-	160	480		0,45	0,7	1,02	216,00	220,36						
			Вітряки	16	7,5	-	65	525		0,65	0,75	0,882	341,25	300,95						
			Сушарка																	
			Насоси	4	1,0	-	8,5	22,5		0,65	0,8	0,75	14,63	10,97						
			Вентилятори	4	11,5	-	18,5	70,5		0,65	0,75	0,882	45,83	40,41						
			Трансформатор сушили	3	7,5	-	7,5	22,5		0,4	0,75	0,882	9,00	7,94						
			Норії	2	11,0	-	30	41		0,24	0,8	0,75	9,84	7,38						
			Всього по сушарки	13	1,0	-	30	156,5		0,51	0,77	0,841	79,29	66,70	10	1,37	108,26	73,37	130,78	
			Апарат для приготування трав'яної муки АВМ-1,5	5	195	-	195	975		0,6	0,75	0,882	585,00	515,92						
			Шнеки, транспортери	30	10,0	-	10	300		0,41	0,75	0,882	123,00	108,48						
			Склад																	
			Засувки	21	0,25	-	0,25	5,25		0,25	0,6	1,333	1,31	1,75						
			Транспортер	6	4,0	-	13,0	38		0,4	0,75	0,882	15,20	13,41						
			Норії	2	11,0	-	30,0	41		0,24	0,8	0,75	9,84	7,38						
			Всього по складу	29	0,3	-	30	84,25		0,31	0,76	0,855	26,35	22,54	6	1,81	47,81	24,79	53,86	
			КШП-5 (1-3)																	
			Приводні двигуни	5	2,2	-	4,0	17,2		0,45	0,75	0,882	7,74	6,83						
	Транспортери	3	3,0	-	3,0	9		0,4	0,75	0,882	3,60	3,17								

Зм.		Продовження таблиці 2.1.																		
	Арк.		1	2	3	4			5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
№ докум.			Коливні візки	6	1,3	-	1,3	7,8		0,3	0,65	1,169	2,34	2,74						
			Насоси	3	1,2	-	1,2	3,6		0,65	0,8	0,75	2,34	1,76						
			Всього по КШП-5	17	1,2	-	4	37,6		0,43	0,55	0,905	16,02	14,49	17	1,32	21,22	14,49	25,70	
Підпис			Всього по цеху №1	141	0,25	-	195	2711,85		0,53	0,74	0,903	1450,81	1309,362	28	1,19	1719,96	1309,36	2161,64	
			Цех виготовлення комбікормів №2																	
			Бум-1	10	15,0	-	40	275		0,4	0,85	0,62	110,00	68,17						
			Транспортери	17	5	-	20	310		0,5	0,8	0,75	155,00	116,25						
Дата			Вітряки	8	7,5	-	65	355		0,65	0,75	0,882	230,75	203,50						
			Норії	20	5,0	-	20	370		0,24	0,8	0,75	88,80	66,60						
			Елеватори	8	10	-	100	530		0,35	0,8	0,75	185,50	139,13						
			Всього по цеху №2	63	5,0	-	100	1840		0,42	0,79	0,771	770,05	593,65	37	1,21	933,18	593,65	1106,00	
			3	Ремонтно-механічний цех																
				Металоріжучі станки	25	1	-	15	173,8		0,20	0,50	1,73	34,75	60,19					
				Шліфувальні станки	7	1	-	30	192,5		0,50	0,70	1,02	96,25	98,19					
				Преси	6	3	-	33	60,9		0,40	0,60	1,33	24,36	32,48					
				Вентилятори	6	0,5	-	20	118,0		0,60	0,80	0,75	70,80	53,10					
				Всього по ремонтно-механічному цеху	44	0,5	-	33	545,2		0,41	0,68	1,08	226,16	243,96	44	1,194	269,99	243,96	363,89
			4	Котельня	18	4,5	-	20	320		0,6	0,75	0,882	192,00	169,33	18	1,20	230,24	169,33	285,80
			5	Заводоуправління	25	2,5	-	25	325		0,6	0,85	0,62	195,00	120,85	25	1,16	227,13	120,85	257,28
			6	Їдальня	17	0,5	-	35	285		0,5	0,9	0,484	142,50	69,02	16	1,28	182,49	69,02	195,10
			7	Склад	17	5,5	-	50	540		0,6	0,8	0,75	324,00	243,00	17	1,21	390,71	243,00	460,11
				Всього по комбікормовому заводу	325	0,25	-	195	6567,0		0,50	0,77	0,833	3300,5	2749,2	67	1,12	3707,82	2749,17	4615,83
	Арк.	12																		

Таблиця 2.2.

Розрахунок освітлення

№	Найменування	F, м²	p ₀ , Вт/м²	P _в , кВт	K ₁	K _с	tgφ	P _р , кВт	Q _р , квар	Sp, кВА
	Сасівський комбикормовий завод									
1	Цех виготовлення комбикормів №1	5740	16	91,84	1,2	0,95	0,484	104,70	50,67	116,32
2	Цех виготовлення комбикормів №2	5740	16	91,84	1,2	0,95	0,484	104,70	50,67	116,32
3	Ремонтно-механічний цех	1260	17	21,42	1,2	0,95	0,484	24,42	11,82	27,13
4	Котельня	460	8	3,68	1,2	0,8	0,484	3,53	1,71	3,92
5	Заводоуправління	700	22	15,40	1,2	0,9	0,484	16,63	8,05	18,48
6	Їдальня	380	20	7,60	1,2	0,9	0,484	8,21	3,97	9,12
7	Склад	5780	6	34,68	1,2	0,6	0,484	24,97	12,09	27,74
8	Територія заводу	251500	0,1	25,15	1,12	1	1,73	28,17	48,73	56,29
	Всього по комбикормовому заводу							315,32	187,71	366,97

Таблиця 2.3. Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В

Назва групи споживачів	Кіль-ть ЕС	Родного, кВт			Рсум, кВт	m	Ки	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	15
Сасівський комбикормовий завод																
ТП№1,2																
Цех виготовлення комбікормів №1																
силова	141	0,3	-	195	2711,85		0,535	0,74	0,9	1450,808	1309,36	28	1,186	1719,96	1309,36	2161,64
освітлювальна														104,70	50,67	
Всього														1824,66	1360,04	
Котельня																
силова	18	4,5	-	20	320		0,6	0,75	0,88	192	169,33	18	1,199	230,24	169,33	285,80
освітлювальна														3,53	1,71	
Всього														233,77	171,04	
Всього по ТП1,2																
силова	159	0,3		195	3031,85		0,5	0,7	0,9	1642,81	1478,69	31	1,17	1925,21	1478,69	2427,54
освітлювальна														136,40	101,11	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП1,2														2061,61	1579,80	2597,31
Втрати в трансформаторах														21,88	119,92	
Кількість трансформаторів:	3															
Номінальна потужність, кВА:	1000															
Коефіцієнт завантаження K _з =	0,69															
Всього на шинах 10кВ ТП№1,2														2083,49	1699,72	2688,87
ТП№3																
Ремонтно-механічний цех																
силова	44	0,5	-	33	545,2		0,41	0,68	1,08	226,16	243,96	44	1,194	269,99	243,96	363,89
освітлювальна														24,42	11,82	
Всього														294,41	255,78	390,00
Заводоуправління																
силова	25	2,5	-	25	325		0,6	0,85	0,62	195	120,85	25	1,165	227,13	120,85	257,28
освітлювальна														16,63	8,05	
Всього														243,76	128,90	275,74

2.4. Побудова графіків електричних навантажень комбікормового заводу

На підставі замірів на комбікормовому заводі будується добовий зимовий і літній графік навантажень $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$ з урахуванням кількості робочих і вихідних днів.

На основі добового графіка будується річний графік за тривалістю.

Для Сасівського комбікормового заводу розрахунок проводився по програмі, що розроблена на кафедрі, для побудови графіків електричних навантажень „*Grafik.exe*”. Результати приведені в додатку А, графіки в додатку Б

Розрахункові величини графіка електричних навантажень

S_p	=	4112,86	МВА
$W_{з.р.}$	=	9500757	кВт год.
$V_{з.р.}$	=	1416492	кВар год.
$W_{з.в.}$	=	1638650	кВт год.
$V_{з.в.}$	=	361140	кВар год.
$W_{л.р.}$	=	5768280	кВт год.
$V_{л.р.}$	=	860265	кВар год.
$W_{л.в.}$	=	1028544	кВт год.
$V_{л.в.}$	=	226464	кВар год.
W_p	=	17936231	кВт год.
V_p	=	2864361	кВар год.
$T_{\max}$	=	4416,269	год.
τ	=	2802,62	год.

3. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ТА ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП

Для визначення місця розташування ГЗП на генеральний план комбикормового заводу наноситься картограма електричних навантажень.

Проводячи аналогію між масами і електричними навантаженнями цехів P_i координати їх центра (X , Y) для комбикормового заводу можна визначити за наступними виразами:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{1240395,29}{4240,84} = 292,49 \text{ м},$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{1420968,61}{4240,84} = 335,07 \text{ м},$$

де X_i та Y_i – координати центрів електричного навантаження i -го цеху.

Координати центру мають координати $X=9,75$ см, $Y=11,169$ см.

Центр електричних навантажень приходить на плані на склад. Тут немає можливості для розміщування ГЗП, тому місце спорудження ГЗП зміщуємо в сторону джерела живлення.

На картограмі крім силового навантаження також наноситься і освітлювальне, у вигляді сектора з центральним кутом α . Для прикладу приведений розрахунок картограми електричних навантажень ремонтно-механічного цеху: при масштабі навантаження $m=0,2$ кВт/мм² радіус кола, яке зображує силове та освітлювальне навантаження:

$$R = \sqrt{\frac{P_{pc} + P_{po}}{\pi m}} = \sqrt{\frac{269,99 + 24,42}{3,14 \cdot 0,2}} = 21,65 \text{ мм},$$

$$\alpha = \frac{P_{po} \cdot 360^\circ}{\pi R^2} = \frac{24,42 \cdot 360}{3,14 \cdot 21,65^2} = 29,86^\circ.$$

Розрахунки для інших цехів проводяться аналогічно, результати зведені в таблицю 3.1.

						Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1.

Дані для побудови картограми електричних навантажень та розрахунку умовного центру електричних навантажень

№ по плану	Найменування	P ^{0,4} сил, кВт	P _{росв} , кВт	P _р , кВт	m	R, мм	a	x, м	y, м	P*x, кВт м	P*y, кВт м
	Сасівський комбікормовий завод										
1	Цех виготовлення комбікормів №1	1719,96	104,70	1824,66	0,2	53,89	20,66	453,00	372,00	826569,35	678772,18
2	Цех виготовлення комбікормів №2	933,18	104,70	1037,87	0,2	40,64	36,32	36,00	342,00	37363,42	354952,53
3	Ремонтно-механічний цех	269,99	24,42	294,41	0,2	21,65	29,86	117,00	135,00	34446,29	39745,72
4	Котельня	230,24	3,53	233,77	0,2	19,29	5,44	279,00	570,00	65221,73	133248,70
5	Заводууправління	227,13	16,63	243,76	0,2	19,70	24,56	396,00	159,00	96527,86	38757,40
6	Їдальня	182,49	8,21	190,69	0,2	17,42	15,50	396,00	129,00	75514,76	24599,51
7	Склад	390,71	24,97	415,68	0,2	25,72	21,62	252,00	363,00	104751,87	150892,57
	Всього по споживачам			4240,84						1240395,29	1420968,61

$$X_0 = 292,49 \quad 9,750 \text{ cm}$$

$$Y_0 = 335,07 \quad 11,169 \quad \text{cm}$$

4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОМБІКОРМОВОГО ЗАВОДУ

В роботі можливим джерелом електропостачання комбікормового заводу з розрахунковим навантаженням $S_p = 4113$ кВА – є системна підстанція «Компаніївка» з двома трансформаторами 150/35/10 кВ. Відстань між підстанцією і заводом $L=9,2$ км. Тобто для порівняння схем зовнішнього електропостачання можна обрати два варіанти - з наругою 35 кВ та з наругою 10 кВ.

I варіант. Комбікормовий завод живиться дволанцюговою повітряною лінією 35 кВ, на території передбачається спорудження підстанції 35/10 кВ. Відстань складає 9,2 км від підстанції системи до заводу.

Вибираємо переріз проводу.

Розрахунковий струм в лінії

$$I_M = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{4112,86}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 33,92 \text{ А}.$$

$$I_p = \alpha_i \alpha_T I_M = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 33,92 = 35,62 \text{ А}$$

По економічним струмовим інтервалам вибираємо переріз проводів. Приймаємо провід АС 120/19, опори залізобетонні, $I_{доп} = 380$ А. По короні провід на 35 кВ не перевіряється.

Перевіряємо на нагрів: $I_{ав} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 35,62 = 71,24$ А

$71,24 \text{ А} < 380 \text{ А}$, провід АС 120/19 задовольняє умовам перевірки.

Коефіцієнт завантаження лінії в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_{MAX}}{I_{доп}} = \frac{35,62}{380} = 0,09$$

Втрати потужності в лінії АС 120/19 складають з проводом $\Delta P_{л0} = 140$ кВт/км.

Вибираємо трансформатори на підстанції, приймавши, що частка споживачів I та II категорії складає 80%, тоді

						Арк.
						20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Sp.T \geq \frac{S_{max} \cdot K_{1,2}}{K_{ав}(n-1)} = \frac{4,11286 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2-1)} = 2,35$$

До установки приймаємо два трансформатора ТМН 2500/35. Коефіцієнт завантаження трансформаторів:

$$K_3 = \frac{S_{max}}{n \cdot S_{ном}} = \frac{4,1129}{2 \cdot 2,5} = 0,82$$

Технічні дані трансформатора:

U_{ВН}=35 кВ; U_{ВН}=11 кВ;

ΔP_к=23,5 кВт; ΔP_х=5,1 кВт; U_к=6,5%; I_х=1,1%

Розрахунок втрат електроенергії

Втрати потужності в лінії:

$$\Delta P_{л} = \Delta P_{1км} l_{\Sigma} K_3^2 = 140 \cdot 18,4 \cdot 0,09^2 = 20,87 \text{ кВт}$$

Втрати електричної енергії в лініях

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau = 20,87 \cdot 2802,62 = 58490,68 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Втрати електричної енергії в трансформаторах

$$\Delta W_T = n \cdot (\Delta P_x t + \Delta P_k K_3^2 \tau) = 2 \cdot (5,1 \cdot 8760 + 23,5 \cdot 0,82^2 \cdot 2802,62) = 178479,13 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta W_I = \Delta W_{л} + \Delta W_T = 58490,68 + 178479,13 = 236969,81 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість втрат електроенергії

$$C = C_o \cdot \Delta W_I = 5,29 \cdot 236969,81 \cdot 10^{-3} = 1253,57 \text{ т.грн.}$$

де C_о=5,29 грн/кВт·г для ПЛ 35 кВ.

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 4.1. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість	Всього
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	км	9,2	253,38	2331,096
	ВРП 35 кВ	шт.	1	320	320
	2 х ТМН-2500/35	шт.	2	1400	2800
Всього					5451,096

						Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 4.2. Розрахунок поточних витрат

№ вар	Назва елемента схеми	К _ж , тис.грн.	Р _{аж} , %	С _{аж} , тис.грн.	Р _{эж} , %	С _{эж} , тис.грн.	С _ж , тис.грн.
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	2331,1	5	116,555	5	116,555	233,11
	ВРП 35 кВ	320	15	48	5	16	64
	2 x ТМН-2500/35	2800	15	420	5	140	560
Всього							857,11

Розрахункові витрати по I варіанту

$$Z_I = E_n K_i + C_i + C_{втр i} = 0,12 \cdot 5451,096 + 857,1096 + 1253,57 = 2764,81 \text{ т.грн.}$$

II варіант. Живлення комбикормового заводу здійснюється кабельними лініями 10 кВ, які прокладені в траншеї. На території, на відстані від підстанції системи до заводу 9,2 км, споруджується ЦРП-10 кВ.

Вибір перерізу кабелю.

Розрахунковий струм в лінії

$$I_M = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4112,9}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 118,73 \text{ А}$$

За економічною щільністю струму визначаємо площу перерізу кабельної лінії (при Т_м = 4416,27 год j_{ек}=1,4 А/мм²)

$$F_{розр} = \frac{I_M}{j_{ек}} = \frac{118,73}{1,4} = 84,8 \text{ мм}^2$$

Приймаємо кабель 2хАСБ (3х95) з припустимим струмом 205 А.

Перевіряємо кабель на нагрів

$$I_{ав.р} \leq I_{доп},$$

$$\text{де } I_{ав.р} = 2 \cdot I_M = 2 \cdot 118,73 = 237,46 \text{ А}$$

$$I'_{доп} = K_1 \cdot K_{ав.п} \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1,25 \cdot 205 = 256,25 \text{ А}$$

Кабель марки АСБ (3х95) задовольняє умовам перевірки.

Коефіцієнт завантаження кабельної лінії в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_M}{I_{доп}} = \frac{118,73}{205} = 0,58$$

						Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок втрат електроенергії

Втрати потужності в кабельній лінії:

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{1\text{км}} l_{\Sigma} K_{\Sigma}^2 = 50 \cdot 18,4 \cdot 0,58^2 = 309,49 \text{ кВт}$$

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

Втрати електричної енергії в кабельній лінії:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau = 309,49 \cdot 2802,62 = 867382,86 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість втрат електроенергії

$$C = C_0 \cdot \Delta W_{\text{л}} = 6,56 \cdot 867382,86 \cdot 10^{-3} = 5690,03 \text{ т.грн.}$$

де $C_0 = 6,56 \text{ грн/кВт} \cdot \text{г}$ для КЛ 10 кВ.

Розрахунок капітальних вкладень

Таблиця 4.3. Розрахунок капітальних вкладень

№ вар.	Назва елемента схеми	Оди- ниця	Кількість	Вартість	Всього
2	КЛ 10 кВ	км	18,4	101,4	1865,76
	Траншея	км.	9,2	50,8	467,36
	Шафи КРП серії КУ-10	шт.	2	98,5	197
Всього					2530,12

Розрахунок поточних витрат

Таблиця 4.4. Розрахунок поточних витрат

№ вар	Назва елемента схеми	К _ж , тис.грн.	Р _{аж} , %	С _{аж} , тис.грн.	Р _{эж} , %	С _{эж} , тис.грн.	С _ж , тис.грн.
2	КЛ 10 кВ	1865,7	5	93,288	5	93,288	186,576
	Траншея	467,36	5	23,368	5	23,368	46,736
	Шафи КРП серії КУ-10	197	15	29,55	5	9,85	39,4
Всього							272,712

Розрахункові витрати по II варіанту

$$Z_{\text{II}} = E_{\text{н}} K_i + C_i + C_{\text{втр}i} = 0,12 \cdot 2530,12 + 272,712 + 5690,03 = 6266,3564 \text{ т.грн.}$$

Основні техніко-економічні показники варіантів, що порівнюються приведені в таблиці 4.5.

						Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.5. Техніко-економічні показники варіантів.

№ пп	Показники	Одиниця виміру	Варіанти	
			I (35кВ)	II (10 кВ)
1	Капітальні вкладення	т.грн.	5451,096	2530,12
2	Поточні витрати	т.грн.	857,1096	272,712
3	Вартість втрат електроенергії	т.грн.	1253,57	5690,03
4	Зведені витрати	т.грн.	2764,81	6266,35

Аналіз проведених результатів розрахунку показав, що варіант живлення комбікормового заводу на напругу 10 кВ має більші розрахункові витрати. Для подальшого проектування приймаємо схему живлення заводу повітряними лініями 35 кВ зі спорудженням ГЗП на території.

5. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ НА КОМБІКОРМОВОМУ ЗАВОДІ

5.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

Сумарна потужність компенсуючих пристроїв визначається таким чином:

$$Q_{КП} = Q_P - Q_C, \quad (5.1)$$

де Q_P – розрахункове реактивне навантаження;

Q_C – економічно обґрунтована реактивна потужність системи, котра може бути передана споживачу в режимі найбільших активних навантажень.

Реактивна потужність Q_C знаходиться за виразом:

$$Q_C = P_P \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (5.2)$$

де P_P – розрахункове активне навантаження;

Проведемо розрахунок балансу активної та реактивної потужності комбикормового заводу. Сумарне низьковольтне електричне навантаження:

$$P_n = \sum P_{ТП} = 4023,15 \text{ кВт} \quad Q_n = \sum Q_{ТП} = 2936,88 \text{ кВАр}$$

Сумарні втрати в цехових ТП:

$$\Delta P_m = \sum \Delta P_{ТП} = 44,21 \text{ кВт} \quad \Delta Q_m = \sum \Delta Q_{ТП} = 242,05 \text{ кВАр}$$

Сумарне високовольтне навантаження:

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

Сумарне споживання активної та реактивної потужностей:

$$P_p = P_n + \Delta P_m + P_\varepsilon = 4023,15 + 44,21 + 0 = 4067,36 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_n + \Delta Q_m + Q_\varepsilon = 2936,88 + 242,05 + 0 = 3178,93 \text{ кВАр}$$

Реактивна потужність, яка споживається від системи:

$$Q_C = P_\phi \cdot \operatorname{tg} \phi_C = 4067,36 \cdot 0,15 = 610,1 \text{ квар}$$

Сумарна потужність компенсуючих пристроїв

$$Q_{КП} = Q_P - Q_C = 3178,93 - 610,1 = 2568,83 \text{ квар}$$

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

Вартість комплектних трансформаторних підстанцій, що встановлюються на заводі, дуже висока і при виборі засобів компенсуючих пристроїв значення має число трансформаторів, що встановлюються. У ряді випадків оптимальним є мінімально можливе число трансформаторів, що розраховується по формулі:

$$N_0 = \frac{P}{K_z \cdot S_{НОМ}} = \frac{4023,15}{0,7 \cdot 1000} = 5,75$$

де P – сумарна активна потужність, що споживається у мережах до 1000 В, МВт (сума розрахункових навантажень з таблиці 2.3); K_z – коефіцієнт завантаження трансформаторів; $S_{НОМ}$ – номінальна потужність одного трансформатора, МВА. Величину, що отримана, округлюється до найближчого цілого більшого значення, $N_0=6$.

Варіанти компенсації, що розглядаються при кількості трансформаторів $N = N_0$, $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$.

Варіант 1. $N = N_0 = 6$ шт.

Реактивна потужність, яка може бути передана із мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(N \cdot \beta \cdot S_{НОМ})^2 - (P_n + \Delta P_m)^2} = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 4067,36^2} = 1047,18 \text{ кВАр}$$

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

$$Q_{KH} = (Q_n + \Delta Q_m) - Q_1 = 3178,93 - 1047,18 = 2131,75 \text{ кВАр}$$

Потужність КП, що встановлюються в мережі 10 кВ, Q_{KB} , визначається із умови балансу реактивної потужності на шинах 10 кВ:

$$Q_{KB} = Q_{KP} - Q_{KH} = 2568,83 - 2131,75 = 437,08 \text{ кВАр}$$

Розрахунок варіантів $N = N_0 + 1$, $N = N_0 + 2$ виконується аналогічно.

Результати розрахунку зведено в таблицю 5.1.

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

Таблиця 5.1. Розрахунок потужності компенсуючих пристроїв

№ варіанту	Кількість тр-торів	$Q_1, \text{кВАр}$	$Q_{KH}, \text{кВАр}$	$Q_{KB}, \text{кВАр}$
1	6	1047,18	2131,75	437,08
2	7	2732,5	446,43	2122,4
3	8	3849,23	0	2568,83

5.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв

Приклад розрахунку потужності батарей конденсаторів на шинах 0,4 кВ цехової підстанції.

КТП 1,2.

$P_{HH}=2061,61 \text{ кВт}; \quad Q_{HH}=1579,8 \text{ квар}; \quad S_{НОМ}=1000 \text{ кВА};$

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

$$Q_1 = \sqrt{(3 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 2061,61^2} = 399,71 \text{ квар}$$

$$Q_{кп} = Q_{HH} - Q_1 = 1579,8 - 399,71 = 1180,09 \text{ квар}$$

До встановлення на КТП 1,2 приймаємо батареї конденсаторів

ЗхКРМ-0,4-125 (сумарна потужність БК – 900 квар). Аналогічно розраховуємо потужності БК на 0,4 кВ для інших підстанцій. Результати зводимо в таблиці 5.2., 5.3. та 5.4.

В таблиці 5.5. приведений розрахунок витрат на генерацію реактивної потужності з урахуванням вартості стандартних БК і цехових підстанцій і з урахуванням втрат потужності в елементах системи електропостачання.

В таблиці 5.6. приведені результати розрахунку електричного навантаження заводу вище 1000 В з урахуванням стандартних БК.

Розрахунковий $\text{tg}\varphi_P$ складає $\text{tg}\varphi_P = 0,146$

Таким чином, при встановленні вибраних БК на 0,4 кВ забезпечується баланс реактивної потужності в системі електропостачання заводу.

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

Таблиця 5.2. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів N = 6 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_{кп}, кВАр</i>	<i>Кількість та потужність БК, шт.·кВАр</i>	<i>Сума Q_{БК}, кВАр</i>	<i>Q_{кп}-Q_{бк}, кВАр</i>	<i>K_з</i>	<i>S_p, кВА</i>
1	3	2061,61	1579,8	399,71	1180,09	3·300;	900	280,09	0,72	2170,8
2	1	685,7	457,67	140,77	316,9	1·250;	250	66,9	0,72	716,457
3	2	1404,8	899,41	0	899,41	2·275;	550	349,41	0,72	1447,6

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 1700 кВАр.

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

Таблиця 5.3. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів N = 7 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_{кп}, кВАр</i>	<i>Кількість та потужність БК, шт.·кВАр</i>	<i>Сума Q_{БК}, кВАр</i>	<i>Q_{кп}-Q_{бк}, кВАр</i>	<i>K_з</i>	<i>S_p, кВА</i>
1	4	2061,61	1579,8	1894,67	0		0	0	0,65	2597,31
2,3	1	685,7	457,67	140,77	316,9	1·250;	250	66,9	0,72	716,457
4	2	1404,8	899,41	0	899,41	2·275;	550	349,41	0,72	1447,6

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ складає 800 кВАр.

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

Варіант 1. N = 6 шт.

Втрати активної потужності в КП:

$$\Delta P_{KH} = P_{ПИТ}^{KH} \cdot Q_{KH} = 0,0045 \cdot 1700 = 7,65 \text{ кВт}$$

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

Втрати активної потужності при передачі через трансформатори реактивної потужності:

$$\Delta P_{ПТ} = \frac{P_{HH}^2 + Q_1^2}{U_H^2} R_T \cdot 10^{-3} = \frac{4023,15^2 + 1047,18^2}{10^2} \cdot 0,18 \cdot 0,001 = 31,11 \text{ кВт}$$

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:

$$K_{KH} = \sum_{i=1}^n N_{KH i} \cdot K_{KH i} =$$
$$= 1 \cdot 26,38 + 2 \cdot 26,9 + 3 \cdot 29,73 = 169,37 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КП на стороні 10 кВ:

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KB i} \cdot K_{KB i} = 2 \cdot 36,66 = 73,32 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КТП:

$$K_{КТП} = N_{КТП(2)} \cdot K_{КТП(2)} + N_{КТП(1)} \cdot K_{КТП(1)} =$$
$$= 2 \cdot 1800 + 2 \cdot 1000 = 5600 \text{ тис.грн.}$$

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

Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності:

$$\begin{aligned}
 Z &= E_H (K_{KH} + K_{KB} + K_{КТП}) + C_0 \tau (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{ТП}) = \\
 &= 0,12 \cdot (169,37 + 73,32 + 5600) + 5,29 \cdot 2802,62 \cdot (7,65 + 2,7 + 31,11) \cdot 10^{-3} = \\
 &= 1315,8 \text{ тис.грн.}
 \end{aligned}$$

Розрахунок двох інших варіантів проводиться аналогічно. Результати розрахунку приведені в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5. Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності

№ вар.	$Q_{KH},$ кВАр	$\Delta P_{KH},$ кВт	$Q_{KB},$ кВАр	$\Delta P_{KB},$ кВт	$N_{тр},$ шт.	$R_{екв},$ Ом	$S_{пр},$ кВА	$\Delta P_{ТП},$ кВт	$K_{KH},$ тис. грн.	$K_{KB},$ тис. грн.	$K_{КТП},$ тис. грн.	$Z,$ тис. грн.
1	1700	7,65	900	2,7	6	0,18	4157,2	31,11	169,37	73,32	5600	1316
2	800	3,6	1800	5,4	7	0,16	4863,4	37,84	80,18	108,6	6400	1485
3	550	2,48	1500	4,5	8	0,14	5568	43,4	53,8	132,7	7200	1633

Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1000 В з урахуванням КП

[illegible]

ЗМН.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк.

6. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ КОМБІКОРМОВОГО ЗАВОДУ

6.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів головної знижувальної підстанції

Споживачі I, II категорій у складі навантаження комбікормового заводу складають 80%.

Максимальне навантаження комбікормового заводу $S_{\max}=4113,19$ кВА

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{TP-P} = \frac{S_{MAX} \cdot K_{I,II}}{1,4} = \frac{4113,2 \cdot 0,8}{1,4} = 2350,3 \text{ кВА}$$

Обираємо 2*ТМН 2500/35, $S_{H.T}=2500$ кВА

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

$\Delta P_X=5,1$ кВт $I_X=1,1\%$

В нормальному режимі трансформатори будуть працювати з коефіцієнтом завантаження

$$K_3 = \frac{S_{MAX}}{n \cdot S_{H.T}} = \frac{4113,2}{2 \cdot 2500} = 0,823$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора в аварійному режимі

$$K_{3-AB} = \frac{S_{MAX}}{S_{H.T}} = \frac{4113,2}{2500} = 1,645, \text{ тому потрібно відключення споживачів III}$$

категорії.

6.2. Вибір кількості та потужності трансформаторів, та місця розташування цехових підстанцій (ТП)

Двохтрансформаторні цехові підстанції застосовуються при перевазі електроприймачів I та II категорій, безперебійне електропостачання котрих необхідне за вимогами технологічного процесу виробництва чи для усунення

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

небезпек для життя людей, а також в енергомістких цехах підприємства при великій питомій густині навантаження цеху $S_{пит}$.

В проектній практиці цехові трансформатори обираються користуючись коефіцієнтом завантаження трансформаторів та розрахунковим навантаженням цеху.

Потужність трансформаторів підстанцій визначається із системи нерівностей:

- із умови обмеження штовкового навантаження $S_{ном} > 0,25 S_{п1}$;
- із умови систематичного перевантаження $S_{ном} \geq S_p / K_1$;
- із умови аварійного перевантаження $S_{ном} \geq S_p / K_2$.

При двозмінному режимі роботи $K_1 = 1,08$, коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження при тривалості перевантаження 8-24 год $K_2 = 1,4$.

Приймаються до встановлення комплектні трансформаторні підстанції КТП – 10/0,4кВ вбудованого типу (внутрішнього встановлення). Приймається також, що трансформатори завантажені рівномірно.

Для ТП №1-2:

вибираємо потужність силових трансформаторів:

$$S_{тр\ p} = S_p / 1,4(n - 1) = 2170,8 / (3-1) \cdot 1,4 = 775,28 \text{ кВА.}$$

До встановлення обираємо трансформатор з найближчою більшою потужністю: ТМН - 1000/10.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі:

$$K_3 = S_p / (n S_{тр}) = 2170,8 / (3 \cdot 1000) = 0,7$$

Результати розрахунків по всіх ТП зводимо в таблицю 6.1. В таблиці 6.2. приведений вибір трансформаторів заводу.

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

Таблиця 6.1. Вибір потужності та місця розташування цехових ТП

№ ТП	Рр	Qр	Sp	Вид ТП	Nтр	Стр	Кз	Категорія за ПП	Місце розташування	% обмеження споживачів III категорії	Категорія споживачів
ТП№1-2	2061,61	679,80	2170,80	вбуд.	3	х 1000	0,7	Д	Цех виготовлення комбікормів №1	3,26	I,II,III
ТП№3	685,70	207,67	716,46	вбуд.	1	х 1000	0,72	Д	Ремонтно-механічний цех	2,30	I,II,III
ТП№4	1404,80	349,41	1447,60	вбуд.	2	х 1000	0,72		Цех виготовлення комбікормів №2	3,29	I,II,III

Таблиця 6.2. Вибір трансформаторів підприємства

№ ТП	N шт	Spоз, кВА	Марка	Кз	Sном≥ Sp/K ₁	Sном≥ Sp/K ₂	Тип КТП
КТП1	2	1447,20	ТМЗ1000/10	0,7	670,00	516,86	вбудов.
КТП2	1	723,60	ТМЗ1000/10	0,7	670,00	516,86	вбудов.
КТП3	1	716,46	ТМЗ1000/10	0,72	663,39	511,76	вбудов.
КТП4	2	1447,60	ТМЗ1000/10	0,72	670,18	517,00	вбудов.

7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ КОМБІКОРМОВОГО ЗАВОДУ, ВИБІР ОБЛАДНАННЯ, ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ТА СИЛОВИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

7.1. Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів КЗ проводимо для схеми електропостачання комбікормового заводу (лінія Л2 п/ст II). Вихідними даними для розрахунку є схема живлячої мережі та потужність КЗ на шинах 35 кВ підстанції I “Компаніївка” ($S''_c=886$ МВА).

Перед розрахунком струмів КЗ складається розрахункова схема (рис.7.1.) на якій визначають точки, в яких треба розрахувати струми короткого замикання. По розрахунковій схемі складається схема заміщення, на якій всі елементи представлені у вигляді опорів (рис.7.2).

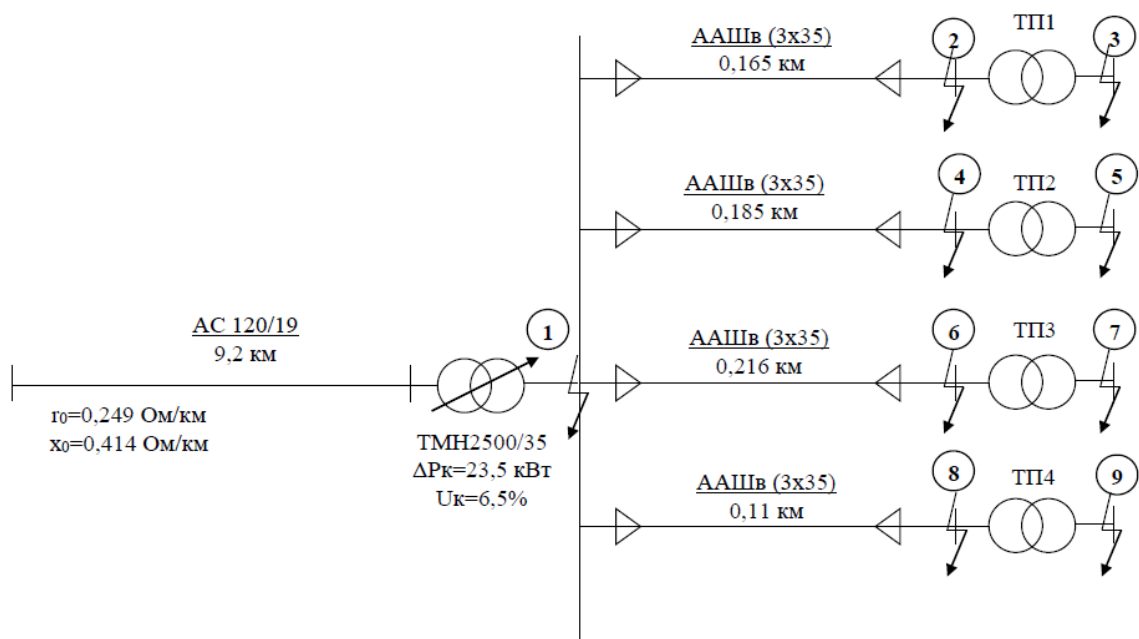


Рис. 7.1. Розрахункова схема

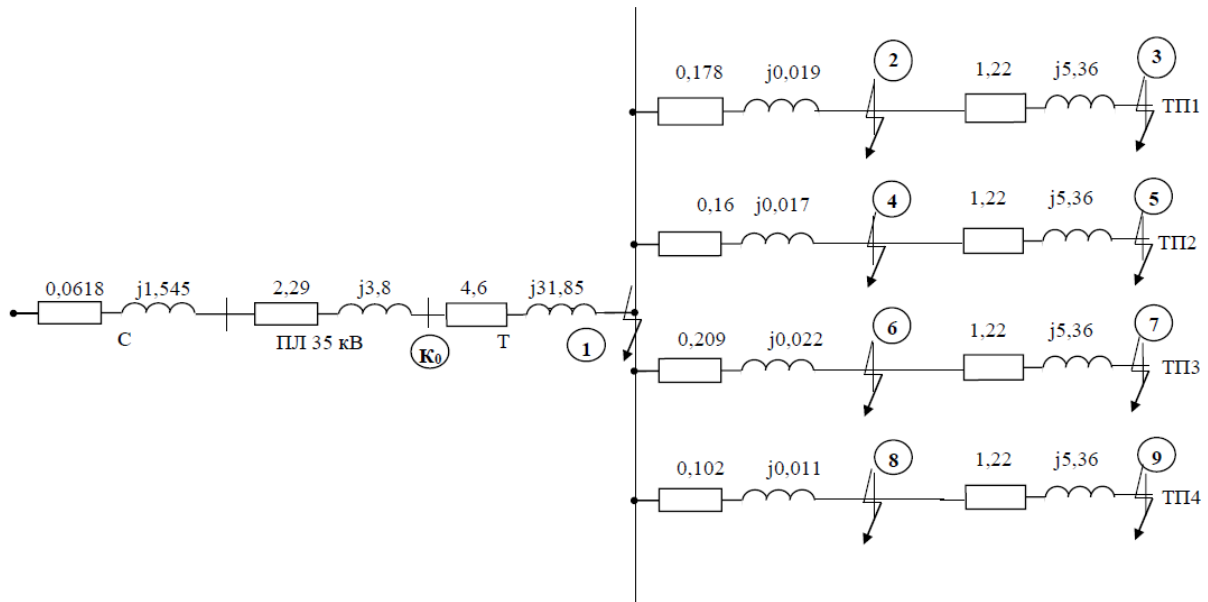


Рис.7.2. Схема заміщення

Розрахунок опорів елементів схеми.

$$X_C = \frac{U_{CP1}^2}{S_C''} = \frac{37^2}{886} = 1,545 \text{ Ом}$$

$$R_C = \frac{X_C}{30} = \frac{1,545}{25} = 0,0618 \text{ Ом}$$

Лінія Л2 35 кВ, провід АС120/19, $r_0=0,249 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,414 \text{ Ом/км}$

$$R_L=0,249 \cdot 9,2=2,29 \text{ Ом} \quad X_L=0,414 \cdot 9,2=3,8 \text{ Ом}$$

Трансформатор на п/ст 2, $S_{ном}=2500 \text{ кВА}$

$$\Delta P_K=23,5 \text{ кВт}, \quad U_K=6,5\%$$

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

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

Опір до шин ВН ЗП, точка "К₀"

$$R_{K0}=R_C+R_L=0,0618+2,29=2,353 \text{ Ом}$$

$$X_{K0}=X_C+X_L=1,545+3,8=5,354 \text{ Ом}$$

Струм КЗ на шинах ВН

$$I_{K0}'' = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K0}^2 + X_{K0}^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,353^2 + 5,354^2}} = 3,65 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{KO}}{\omega \cdot R_{KO}} = \frac{5,354}{314 \cdot 2,353} = 0,007 \text{ с}$$

Ударний струм в точці К_О

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 3,65 \cdot (1 + e^{-0,01/0,007}) = 6,47 \text{ кА}$$

Розрахунковий струм КЗ на шинах НН (точка К1)

$$R_{K1} = R_{KO} + R_T = 2,353 + 4,6 = 6,96 \text{ Ом}$$

$$X_{K1} = X_{KO} + X_T = 5,354 + 31,85 = 37,2 \text{ Ом}$$

Струм КЗ в точці К1, приведений до високої сторони

$$I''_{K1} = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K1}^2 + X_{K1}^2}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,96^2 + 37,2^2}} = 0,564$$

Дійсний струм КЗ у вузлі 1

$$I''_{K1(0)} = I''_{K1} \cdot \frac{35}{11} = 0,564 \cdot \frac{35}{11} = 1,795 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{37,2}{314 \cdot 6,96} = 0,017 \text{ с}$$

Ударний струм на шинах НН “II”

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,795 \cdot (1 + e^{-0,01/0,017}) = 3,95 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів КЗ в інших вузлах схем приведений в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1. Струми КЗ п/ст 35/10

КЗ	I'' _к , кА	I _у , кА	T _а , с
ВН(0)	3,65	6,47	0,007
НН(1)	1,8	3,95	0,017

Вибір кабелів напругою 10 кВ для високовольтної мережі заводу.

Приклад розрахунку вибору кабелю до КТП- 4

$$S_p = 1485,64 \text{ кВА} \quad I_p = \frac{1485,64}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 42,9 \text{ А}$$

F_p = 42,9/1,4 = 30,63 мм². Можна прийняти кабель ААШв (3х35), I_{доп} = 115 А

Визначимо мінімальний переріз кабелю по термічній стійкості.

$$W_k = 1,8^2(0,1 + 0,065 + 1,2 + 0,017) = 4,48 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$F_{MIN} = \frac{\sqrt{4,48 \cdot 10^3}}{94} = 22,45 \text{ мм}^2$$

Мінімальний переріз кабелю по термічній стійкості дорівнює ААШв(3х25).

В таблиці 7.2 приведені результати по вибору кабелів. Результати розрахунків струмів КЗ приведені в таблиці 7.3.

Таблиця 7.2. Вибір кабелів 10 кВ мережі заводу

№ пп	Найменування КЛ	№ тр	Sp, кВА	Ip, А	Fp, мм ²	Fст, мм ²	Fмин Т.У., мм ²	Idоп, А	Iав.р, А	Idоп', А
1	ГЗП-ТП1	2	1490,89	43,04	30,74	35	25	115	86,08	132,02
2	ГЗП-ТП2	1	745,44	43,04	30,74	35	25	115	-	-
3	ГЗП-ТП3	1	737,10	43,47	31,05	35	25	115	-	-
4	ГЗП-ТП4	2	1485.64	42,81	30,58	35	25	115	85,62	132,02

Таблиця 7.3. Струми КЗ в мережі 10 кВ заводу, приведена до ВН

Точка КЗ	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ik'',кА	1,8	1,6	0,65	1,6	0,653	1,59	0,652	1,608	0,654

7.2. Вибір високовольтного обладнання

В роботі здійснюється вибір таких електричних апаратів: вимикачів в розподільчих пристроях усіх класів напруг, роз'єднувачів, розрядники, трансформатори струму і напруги, трансформатори власних потреб.

Вибір вимикачів. В таблиці 7.4 наведені умови вибору вимикача. Вибираємо високовольтний вакуумний вимикач ВР-35НС-20/1600 на стороні 35кВ підстанції II.

Таблиця 7.4 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. $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс}=67,85$ А	$I_{ном}=1600$ А
3. $I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт}=I''=3,65$ кА	$I_{отк.ном}=20$ кА
4. $\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1+\beta_n)$	$\sqrt{2}I_{нт}+i_{ат}=\sqrt{2}*3,65+0=$ $=5,15$ кА	$\sqrt{2}I_{отк.ном}(1+0)=\sqrt{2}*20(1+0,4)=$ $=39,5$ кА
5. $I'' \leq I_{пр.с}$	$I''=3,65$ кА	$I_{пр.с}=20$ кА
6. $i_y \leq i_{пр.с}$	$i_y=6,47$ кА	$i_{пр.с}=52$ кА
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k=6,5$ кА ² с	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм}=20^2 \cdot 3=$ $=1200$ кА ² с

$$S_p=4,113 \text{ МВА}$$

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4113,2}{\sqrt{3} \cdot 35} = 67,85 \text{ А}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/Ta} = \sqrt{2} \cdot 3,65 \cdot e^{-0,06/0,007} = 0$$

$$t = t_{p.3 \text{ мін}} + t_{c.в} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$B_k = 3,65^2 (0,48 + 0,007) = 6,5 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{где } t_{отк} = t_{p.3} + t_{o.в} = 0,01 + 0,065 + 0,4 = 0,48 \text{ с}$$

Секційний вимикач

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4113,2}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 33,93 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР-35НС-20/1600. На вимикачах використовується електромагнітний привод.

Таблиця 7.5 Вибір роз'єднувачів на ВРП 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		РНДЗ-35
1. $U_{уст} \leq U_{НОМ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	$I_{РАБ.МАКС} = 67,85 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$
3. $i_y \leq I_{дин}$	$i_y = 6,47 \text{ кА}$	$I_{дин} = 64 \text{ кА}$
4. $B_k \leq B_T$	$B_k = 6,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$
Тип привода		ПРН-11ОМ

Таблиця 7.6 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. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	$I_{РАБ.МАКС} = 237,48 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
3. $I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт} = I'' = 1,8 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$
4. $\sqrt{2}I_{нт} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2}I_{нт} + i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,8 + 0 = 2,54 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 20(1 + 40/100) = 39,48 \text{ кА}$
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 1,8 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
8. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 4,48 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

$$S_p=4113,2 \text{ МВА}$$

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4113,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 237,48 \text{ А}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/Ta} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot e^{-0,06/0,017} = 0 \text{ кА}$$

$$t = t_{p.3 \text{ мін}} + t_{c.в} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$W_k = 1,8^2 (1,365 + 0,017) = 4,48 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{где } t_{отк} = t_{p.3} + t_{o.в} = 0,1 + 0,065 + 1,2 = 1,365 \text{ с}$$

Вибираємо вимикач на лініях, що відходять, на прикладу до КТП-4

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1485,64}{\sqrt{3} \cdot 10} = 85,78 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630

Секційний вимикач

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{2638,83}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 76,12 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630 на який вбудований електромагнітний привод.

Вибір потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб.

Власні потреби підстанції є одним з найбільш відповідальних споживачів, тому що їх робота визначає нормальне функціонування всієї підстанції, а як наслідок, і надійність електропостачання споживачів.

Таблиця 7.7

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

$$S_{НАВ} = 34,6 - j 10,75 \text{ кВА}$$

$$|S_{НАВ}| = 36,23 \text{ кВА}$$

З урахуванням коефіцієнта попиту $K_c = 0,7$ приймаємо два трансформатора ТМ25/10. Завантаження трансформаторів складає $K_z = 36,23/50 = 0,72$

					Арк. 42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Вибір розрядників. Від прямих ударів блискавки обладнання підстанції захищають тросовими та стрижневими блискавковідводами.

На вводах силового трансформатора 35/10 кВ встановлюємо розрядник типу РВС-35, а на низькій стороні РВО-10.

Вибір електричних схем підключення лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги.

Вибір трансформаторів струму

Оскільки мережі 10-35 кВ згідно ПУЕ працюють з ізольованою нейтраллю, то встановлюємо трансформатори струму в фазах А і С. В мережі 35-220 кВ доцільно використовувати ТС, вбудовані у вводи силового трансформатора. На напрузі 6-10 кВ слід вибирати ТС, якими комплектуються шафи КРПЗ.

На вводі 35 кВ приймемо до установки трансформатор струму типу ТФЗМ-35АУ1. Перелік приладів на вводі 35 кВ приведений в таблиці 7.8.

Таблиця 7.8. Перелік вимірювальних приладів на ввідній лінії на 35 кВ.

Найменування приладу	Тип приладу	Навантаження фази, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Лічильник активної і реактивної енергії А1802-RALXQV-P4GB-DW-S-3	А1800	0,003	–	0,003
Амперметр	Е 377	0,1	–	–
Всього		0,103	–	0,003

Загальний опір приладів: $Z_{прил} = S_{прил} / I_{2ном}^2 = 0,103 / 5^2 = 0,004$ Ом.

Вторинне навантаження ТС в класі точності 0,5 складає 2,0 Ом, $I_{2ном} = 5$ А.

Опір з'єднувальних проводів:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{прил} - R_{к} = 2,0 - 0,004 - 0,1 = 1,896 \text{ Ом}$$

Тоді переріз з'єднувальних проводів:

$$F = (\rho \cdot l_{розр}) / R_{пр} = (0,0287 \cdot \sqrt{3} \cdot 60) / 1,896 = 1,54 \text{ мм}^2$$

де $\rho = 0,0283$ Ом/м – питомий опір алюмінію.

Приймаємо контрольний кабель АКВГ з жилами перерізом 2,5 мм².

Тоді опір проводів складатиме:

$$R_{пр} = (\rho \cdot l_{розр}) / F = (0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60) / 2,5 = 1,19 \text{ Ом}$$

Вторинне навантаження ТС:

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

$$Z_2 = Z_{\text{прил}} + R_{\text{пр}} + R_k = 0,004 + 1,19 + 0,1 = 1,294 \text{ Ом}$$

Перевірка ТС за умовами вибору приведена в таблиці 7.9.

Таблиця 7.9. Перевірка ТС за умовами вибору на вводі 35 кВ.

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ТС типу ТФЗМ-35АУ1
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.форс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{роб.форс}} = 67,85 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$
$i_{\text{yd}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{yd}} = 6,47 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.ст}} = 84 \text{ кА}$
$B_k \leq I^2_{\text{TH}} \cdot t_{\text{TH}}$	$B_k = 6,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{TH}} \cdot t_{\text{TH}} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 1,294 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 2,0 \text{ Ом}$

На вводі 10 кВ приймемо до установки трансформатори струму типу ТЛК-10-300У3.

Таблиця 7.10. Вибір трансформаторів струму на вводі 10 кВ.

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ТЛК 10-У3
1. $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
2. $I_{\text{РАБ.МАКС}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{РАБ.МАКС}} = 237,48 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$
3. $i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{y}} = 3,95 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
4. $B_k \leq I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}}$	$B_k = 4,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
5. $Z_2 \leq Z_{2\text{H}}$	$Z_2 = 0,266 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{H}} = 0,4 \text{ Ом}$

$$I_{\text{РАБ.МАКС}} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4113,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 237,48 \text{ А}$$

На відхідних лініях 10 кВ до КТП приймемо до установки трансформатори струму типу ТЛК-10-100У3.

Таблиця 7.11. Перевірка ТС за умовами вибору на відхідній лінії 10 кВ від КРП до ТП4.

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ТС типу ТЛК-10-100У3
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{роб.форс}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{роб.форс}} = 85,78 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
$i_{\text{yd}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{yd}} = 3,95 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.ст}} = 74,5 \text{ кА}$
$B_k \leq I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}}$	$B_k = 4,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{\text{терм}} \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 = 0,304 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$

Як видно вибрані трансформатори струму задовольняють умовам вибору і працюватимуть в заданому класі точності.

Для перевірки ТС по вторинному навантаженню визначаємо навантаження по фазах.

Таблиця 7.12. Розрахунок вторинного навантаження ТС на вводах

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник типу EA05RALP2BN3W	0,5	3,6	-	3,6
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		4,1	-	3,6

З таблиці 7.12 видно, що найбільше завантажений трансформатор струму фази А. Загальний опір приладів:

$$z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 4,1 / 5^2 = 0,164 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних проводів складає:

$$r_{\text{пр}} = \rho l_{\text{розрах}} / q = 0,0175 \cdot 12 / 2,5 = 0,053 \text{ Ом,}$$

де $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – питомий опір мідних проводів;

$l_{\text{розрах}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 4 = 12 \text{ м}$ – розрахункова довжина при схемі включення трансформаторів струму в неповну зірку; $q = 2,5 \text{ мм}^2$ – переріз з'єднувальних проводів.

Приймаємо опір контактних з'єднань $r_k = 0,05 \text{ Ом}$. Тоді вторинний опір трансформатора струму $z_2 = z_{\text{прил}} + r_k + r_{\text{пр}} = 0,164 + 0,05 + 0,053 = 0,267 \text{ Ом}$.

Умова $z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$ виконується $0,267 < 0,4$

На лініях, що відходять до магістральних встановлюємо трансформатори струму ТЛК-10- 1 У3 ($K_T = 75/5$ та $30/5$).

Перевіряємо трансформатори струму по вторинному навантаженню, розрахунки зведено до таблиці 7.13.

Таблиця 7.13. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник НІК 2303 АРТ1	1	0,05	-	0,05
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		0,55	-	0,5

З таблиці 7.13 видно, що найбільш завантажений трансформатор струму фази А. Загальний опір приладів:

$$z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 0,55 / 5^2 = 0,022 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних проводів:

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

$$r_{\text{тр}} = \rho l_{\text{розрах}} / q = 0,0175 \cdot 6 / 2,5 = 0,04 \text{ Ом.}$$

Приймаємо опір контактних з'єднань $r_k = 0,06 \text{ Ом.}$

Вторинний опір трансформатора струму:

$$z_2 = z_{\text{прил}} + r_k + r_{\text{тр}} = 0,0121 + 0,06 + 0,04 = 0,1121 \text{ Ом.}$$

Всі перелічені прилади підключаємо до встановленого трансформатора струму, тоді умова $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$ виконується: $0,1121 \leq 0,4 \text{ Ом}$

Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги вибирають по напрузі, класу точності, вторинному навантаженню, конструкції. Вони встановлюються на кожній секції збірних шин. До основних вторинних обмоток ТН підключаються вольтметри, ватметри, лічильники активної і реактивної енергії. Клас точності ТН, які живлять розрахункові лічильники повинен бути не нижче 0,5.

На шинах головної знижувальної підстанції встановлюємо два трансформатор напруги типу НАМИ-35; $S_{2\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$ в класі точності 0,5. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги 35 кВ приведено в таблиці 7.14.

Таблиця 7.14. Розрахунок вторинного навантаження ТН 35 кВ.

Прилад	Тип приладу	Кількість	Загальна потужність			
			P, кВт	ΣP, 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

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{\text{прил}})^2 + (\Sigma Q_{\text{прил}})^2} = \sqrt{4^2 + 2,99^2} = 4,99 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$S_2 = 4,99 \text{ ВА} \geq S_{\text{ном.тр-ра}} = 2 \cdot 150 = 300 \text{ ВА}$$

Розрахуємо потужність приладів обліку та контролю, які необхідно встановити на одній секції шин 10 кВ КРП.

Таблиця 7.15. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги секції шин 10 кВ.

Прилад	Тип	Кіл-ть	S, В·А	Загальна потужність	
				ΣP , Вт	ΣQ , вар
Вольтметр (шини 10кВ)	E335	1	2	2	-
Багатофункціональний електронний лічильник	EA05RALP2BN3W	1	3,6	3,3	1,4
Електронний лічильник	НІК 2303 АРТ1	8	27,98	12	25,28
Всього:				17,3	26,68

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2H}=17,3 - j 26,28 \text{ ВА}$$

$$| S_{2H} | = 31,79 \text{ ВА}$$

Вибираємо трансформатор напруги типу НАМИ-10 з потужністю

$$S_{2\text{ном}} = 120 \text{ ВА в класі точності } 0,5.$$

$$S_2 = 31,79 \text{ ВА} \leq S_{\text{ном.тр-ра}} = 120 \text{ ВА}$$

Як показує розрахунок вторинне навантаження менше номінального, тому трансформатори будуть працювати в обраному класі точності. На другій секції вибір трансформаторів здійснюється аналогічно.

8. ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОМПАНІЇВСЬКОЇ ТЕРИТОРІАЛЬНОЇ ГРОМАДИ

До Компаніївської територіальної громади входять п'ять підстанцій 35/10 кВ. Від цих підстанцій отримують живлення електроспоживачі сільськогосподарського призначення. Від підстанції II (с.Сасівка) отримує живлення комбикормовий завод. Джерелом живлення громади є системна підстанція I «Компаніївка», з напругою 150/35/10 кВ.

При розробці електропостачання громади необхідно вибрати номінальну напругу ліній.

8.1. Вибір номінальних напруг мережі

Основними факторами, що визначають вибір оптимального значення номінальної напруги окремих ліній мережі, слугують, як відомо, довжина і її пропускна здатність (потужність, що передається). Досвід проектування дозволяє приблизно оцінити економічно доцільну напругу при відомій протяжності лінії і потужності, що передається.

Потужності навантаження підстанцій II (с.Сасівка, комбикормовий завод), були розраховані в розділі 2 роботи. По даним ПрАТ «Кіровоградобленерго» навантаження на шинах 10 кВ підстанції «Компаніївка» 150/35/10 кВ складає $S_{10}=8,65-j\,1,59$ МВА. З шин даної підстанції живиться тваринницький комплекс, елеватор, ремонтно-транспортне підприємство та інші споживачі.

В таблиці 8.1 приведені навантаження на шинах 10 кВ всіх підстанцій громади, що проектується.

Таблиця 8.1. Потужності навантаження на підстанціях (шини 10кВ)

№п/ст	Населений пункт	P, МВт	Q, Мвар	S, МВА
I	Компаніївка	8,66	1,59	8,805
II	Сасівка	4,07	1,493	4,335
III	Чайка	2,25	1,61	2,77
IV	Виноградівка	3,56	2,74	4,492
V	Красновершка	3,67	2,18	4,27
VI	Нечаївка	3,31	2,133	3,938
Всього на шинах 10 кВ і 35 кВ п/ст. I		25,52	11,746	28,09

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

Для вибору номінальної напруги мережі скористаємося таблицею 8.2.

Лінії мережі, які утворюють коло, як правило, повинні мати одну і ту ж саму номінальну напругу. Для даних значень потужності навантаження на підстанціях та довжин ліній обираємо для головної ділянки Л1 150 кВ, а для решти ліній – напругу 35 кВ. Вторинні номінальні напруги знижуючих районних підстанцій приймаємо 10 кВ.

Таблиця 8.2 Вибір номінальної напруги

Лінія	Активна потужність на один ланцюг, МВт	Довжина лінії, км	Напруга, кВ
Л1	12,76	22	150
Л2	2,035	9,2	35
Л3	2,9	17,3	35
Л4	1,78	6,5	35
Л5	3,49	11	35
Л6	3,31	13,7	35

8.2. Вибір схеми з'єднань ліній електричної мережі та варіантів електропостачання

Електричні мережі напругою 35-150 кВ і розподільчі сільськогосподарські мережі проектуються, в основному, у вигляді з'єднань повітряних ліній електропередач (ЛЕП).

Виходячі з геометричного розташування живлячої підстанції 150/35/10 кВ та підстанції 35/10 кВ громади, що проектується, намічуємо два варіанта електропостачання.

Перший варіант – радіальна схема у якій всі лінії виконані дволанцюговими, з підвіскою двох ланцюгів на однієї опорі, підстанції – двотрансформаторні.

Другий варіант – замкнута схема електропостачання. В цьому варіанті тільки живляча лінія 150 кВ дволанцюгова, інші лінії – одноланцюгові. Схеми обох варіантів приведені на рис.8.1. та 8.2.

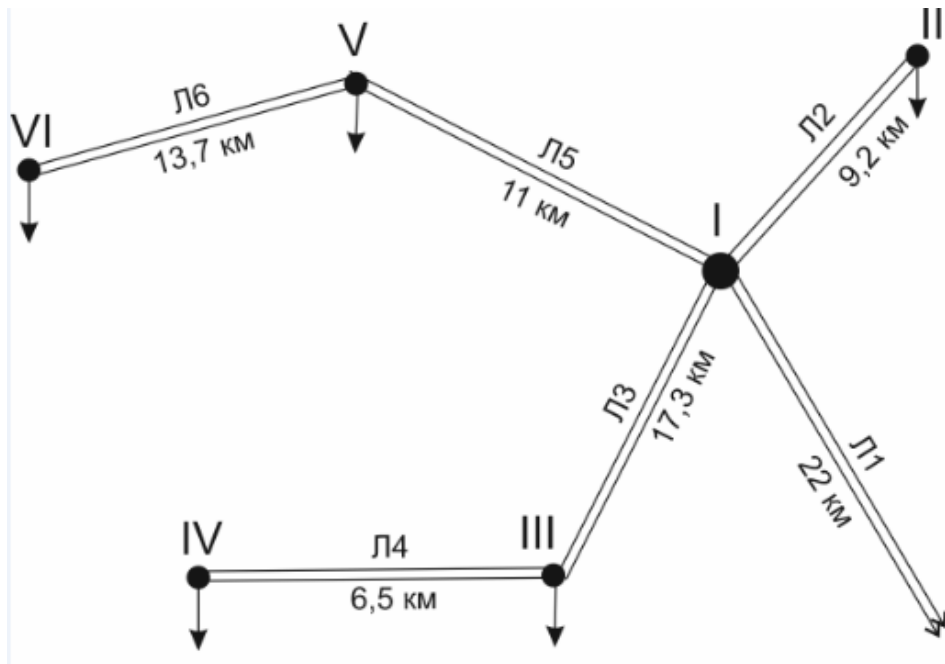


Рис.8.1. Радіальна схема мережі

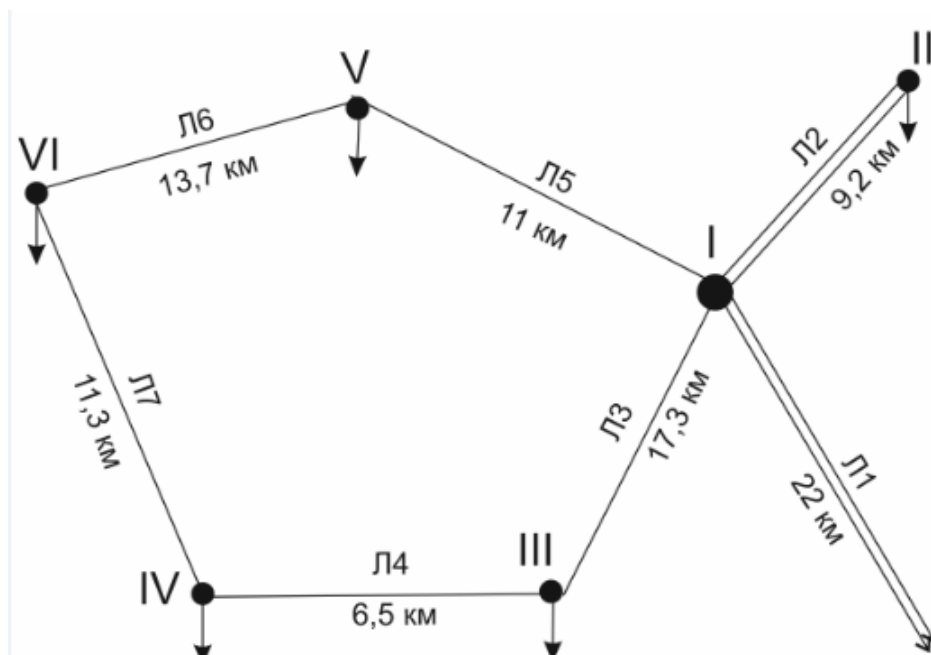


Рис.8.2. Замкнута схема мережі

8.3 Споживання та покриття потреби в активній та реактивній потужностях в мережі, що проектується

В даному розділі роботи вибирається приблизна потужність компенсуючих пристроїв. Полагаємо, що $\text{tg}\varphi$ на шинах 35 кВ підстанції Компаніївка дорівнює **0,3**. При цьому враховуємо, що на комбикормовому заводі потрібне встановлення БК потужністю 0,9 Мвар.

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

$$S_{35} = (25,52 - j11,746) - (8,66 - j1,59) = 16,86 - j10,156 \text{ МВА}$$

Потужність, яка віддається в мережу 35 кВ

$$Q_{35} = P_{35} \text{tg}\varphi = 16,86 * 0,3 = 5,058 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{КП}} = 10,156 - 5,058 = 5,098 \text{ Мвар}$$

Розміщуємо БК на шинах 10 кВ підстанцій II÷VI, встановлюючи БК більшої потужності на тій підстанції, де більше споживачі РП. В таблиці 8.3 приведені потужності навантаження на підстанціях з урахуванням КП.

Таблиця 8.3 Потужності на п/ст з урахуванням КУ.

п/ст	P, МВт	Q, Мвар	Q _{кп} , Мвар	Q- Q _{кп} , Мвар	S, МВА
I	8,66	1,59	0	1,59	8,805
II	4,07	1,493	0,9	0,593	4,113
III	2,25	1,61	0,9	0,71	2,36
IV	3,56	2,74	1,2	1,54	3,879
V	3,67	2,18	1,2	0,98	3,8
VI	3,31	2,133	0,9	1,23	3,53
Всього	25,52	11,746	5,1	5,056	26,371

По даним, приведеним в таблиці 8.3, проводиться вибір силових трансформаторів та переріз проводів повітряних ліній.

8.4 Вибір потужності трансформаторів на підстанціях

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

Потужність на стороні ВН (150 кВ) складає з урахуванням неспівпадання максимуму навантаження на шинах 35 кВ і 10 кВ.

$$S_{150}=0,95 (\underline{S}_{35}+\underline{S}_{10})=0,95 (25,52 -j 5,06)=25,05 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{пр}} \geq \frac{S_{150} K_{1,2}}{1,4} = \frac{25,05 \cdot 0,8}{1,4} = 14,32 \text{ МВА}$$

Вибираємо два трансформатора типу ТДТН 16000/150.

Коефіцієнт завантаження дорівнює:

$$K_3 = \frac{25,05}{2 \cdot 16} = 0,783.$$

Розрахунки по вибору трансформаторів 35/10 кВ зводимо в таблицю 8.4.

Таблиця 8.4 Вибір трансформаторів на п/ст 35/10 кВ

П/ст	S_{max} , МВА	N	$K_{1,2}$	S_p , МВА	S_n , МВА	$K_{\text{зав}}$
II	4,113	2	0,8	2,35	ТМН 2,5	0,822
III	2,36	2	0,8	1,348	ТМН 1,6	0,737
IV	3,879	2	0,8	2,216	ТМН 2,5	0,776
V	3,8	2	0,8	2,17	ТМН 2,5	0,759
VI	3,53	2	0,8	2,018	ТМН 2,5	0,706

Технічні дані трансформаторів ТМН1600/35 та ТМН2500/35 приведені в таблиці 8.5.

Таблиця 8.5 Технічні дані трансформаторів 35/10 кВ

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

Технічні дані автотрансформатора ТДТН 16000/150

$$U_{\text{ВН}}=158 \text{ кВ} \quad U_{\text{СН}}=38,5 \text{ кВ} \quad U_{\text{НН}}=11 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{K3}=96 \text{ кВт} \quad \Delta P_X=25 \text{ кВт} \quad I_{XX}=1\%$$

$$U_{K1-2}=10,5\% \quad U_{K1-3}=18\% \quad U_{K2-3}=6\%$$

Розрахунок параметрів трансформатора ТДТН 16000/150.

Активний опір $R_1=R_2=R_3=R_{\text{общ}}/2$, де

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

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

Реактивний опір

$$U_{K1}=0,5 (U_{K1-2} + U_{K1-3} - U_{K2-3}) = 0,5 (10,5 + 18 - 6) = 11,25\%$$

$$U_{K2}=0,5 (U_{K1-2} + U_{K2-3} - U_{K1-3}) = 0,5 (10,5 + 6 - 18) = 0$$

$$U_{K3}=0,5 (U_{K1-3} + U_{K2-3} - U_{K1-2}) = 0,5 (18 + 6 - 10,5) = 6,75\%$$

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

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

$$X_2 = 0$$

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

Параметри двох паралельно працюючих трансформаторів

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

$$X'_1 = 88 \text{ Ом} \quad X'_2 = 0 \quad X'_3 = 52,7 \text{ Ом} \quad \Delta S_{\text{СТ}} = 0,05 - j 0,32 \text{ МВА}$$

Розрахунок параметрів двообмоткових трансформаторів

ТМН 2500/35

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

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

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

В таблицю 8.6. зводимо параметри для інших трансформаторів

Таблиця 8.6 Параметри двообмоткових трансформаторів

Тип	N	R _T , Ом	X _T , Ом	ΔP _{СТ} , МВт	ΔQ _{СТ} , 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

8.5. Вибір перерізів проводів повітряних ліній

Розрахунок потоків потужності по лініям радіальної мережі

$$S_{L2} = S_2 = 4,07 - j0,593 = 4,113 \text{ МВА}$$

$$S_{L4} = S_4 = 4,56 - j1,54 = 3,879 \text{ МВА}$$

$$S_{L6} = S_6 = 3,31 - j1,233 = 3,53 \text{ МВА}$$

$$S_{L3} = S_3 + S_4 = 2,25 - j0,71 + 3,56 - j1,54 = 5,81 - j2,25 = 6,23 \text{ МВА}$$

$$S_{L5} = S_5 + S_6 = 3,67 - j0,98 + 3,31 - j1,233 = 6,98 - j2,21 = 7,32 \text{ МВА}$$

$$S_{L1} = 0,95 (S_{10} + S_{35}) = 0,95 (25,52 - j5,056) = 25,05 \text{ МВА}$$

Розрахунки по вибору перерізу проводів радіальної мережі.

Переріз проводів обирається по економічним струмовим інтервалам.

Приклад вибору перерізу проводів для лінії Л1 напругою 150 кВ.

$$S_{Л1} = 25,05 \text{ МВА}$$

$$I_{рЛ1} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}} = 1,05 \frac{25,05 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 150} = 50,62 \text{ А}$$

Для даного розрахункового струму обираємо провід марки АС 120/19,
 $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$.

Перевіряємо провід на тривалий струм нагріву по умові $I_{р.н} < I_{\text{доп}}$

$$I_{р.н} = 2 I_{рЛ1} = 2 \cdot 50,62 = 101,24 \text{ А}$$

Переріз провода задовільняє даної умові, по короні даний провід теж проходить $F_{\text{розр}} > F_{\text{мін}}$

Аналогічно обираємо переріз проводів ліній с напругою 35 кВ.

Результати розрахунку зведені в таблицю 8.7, а в таблиці 8.8 приведені параметри схеми заміщення радіальної мережі.

Таблиця 8.7. Вибір проводів ліній радіальної схеми електропостачання

№ п/п	Лінія	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$S, \text{МВА}$	N	$I_{рл}, \text{А}$	Провід	$I_{рн}, \text{А}$	$I_{\text{доп}}, \text{А}$
1	Л1	150	25,05	2	50,62	АС120/19	101,24	390
2	Л2	35	4,11	2	35,62	АС120/19	71,24	390
3	Л3	35	6,23	2	53,95	АС120/19	107,91	390
4	Л4	35	3,88	2	33,59	АС120/19	67,19	390
5	Л5	35	7,32	2	63,39	АС120/19	126,79	390
6	Л6	35	3,53	2	30,57	АС120/19	61,14	390

Таблиця 8.8. Розрахунок параметрів лінії радіальної схеми електропостачання

Лінія	Марка проводу	$L, \text{км}$	$N, \text{шт.}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$b_0 \cdot 10^{-6}, \text{См/км}$	$R_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{Ом}$	$B_{л} \cdot 10^{-6}, \text{См}$
Л1	АС120/19	22,00	2	0,249	0,441	2,56	2,739	4,851	112,64
Л2	АС120/19	9,20	2	0,249	0,414	2,60	1,145	1,904	47,84
Л3	АС120/19	17,30	2	0,249	0,414	2,60	2,154	3,581	89,96
Л4	АС120/19	6,50	2	0,249	0,414	2,60	0,809	1,346	33,80
Л5	АС120/19	11,00	2	0,249	0,414	2,60	1,370	2,277	57,20
Л6	АС120/19	13,70	2	0,249	0,414	2,60	1,706	2,836	71,24

Розрахунки замкнутої мережі.

Розрахунок поточкорозподілу в замкнутої мережі більш складний, ніж в радіальної, тут необхідно використовувати спеціальні розрахункові вирази. Схема має 5 ділянок (1-5) та чотири навантаження ($S_3 \div S_5$). Розрахункові вирази для визначення потужностей по ділянці 1 (Л3):

$$S_{Л1} = \frac{S_3(\ell_4 + \ell_7 + \ell_6 + \ell_5) + S_4(\ell_7 + \ell_6 + \ell_5) + S_6(\ell_6 + \ell_5) + S_5 \cdot \ell_5}{\ell_3 + \ell_4 + \ell_7 + \ell_6 + \ell_5};$$

для ділянки 5 (Л5):

$$S_{Л5} = \frac{S_5(\ell_3 + \ell_4 + \ell_7 + \ell_6) + S_6(\ell_3 + \ell_4 + \ell_7) + S_4(\ell_3 + \ell_4) + S_3 \cdot \ell_3}{\ell_3 + \ell_4 + \ell_7 + \ell_6 + \ell_5}$$

Розрахунок потоків потужності виконаний по програмі ZS6-CX.bas. Результати розрахунку приведені в роздруківці, де й розраховані струми форсованого режиму, для перевірки проводів на нагрів. Результати розрахунків замкнутої мережі приведені в таблицях 8.9 і 8.10.

*** РАСЧЕТ ЗАМКНУТОЙ СЕТИ ***
АКТИВНАЯ (МВт) И РЕАКТИВНАЯ (Мвар) МОЩНОСТИ ПО УЧАСТКАМ
РАССЧИТАННЫЕ ПО ДЛИНАМ

P (Л3) = 5.784

Q (Л3) = 2.120

S (Л3) = 6.162

P (Л4) = 3.531

Q (Л4) = 1.410

S (Л4) = 3.805

P (Л7) = -0.026

Q (Л7) = -0.130

S (Л7) = 0.132

P (Л6) = -3.336

Q (Л6) = -1.360

S (Л6) = 3.602

P (Л5) = -7.006

Q (Л5) = -2.340

S (Л5) = 7.386

РАСЧЕТНЫЙ ТОК ДЛЯ ПРОВЕРКИ ПРОВОДОВ НА НАГРЕВ , А

IM (Л3) = 223.70

IM (Л4) = 184.76

IM (Л7) = 120.92

IM (Л6) = 62.73

IM (Л5) = 223.70

IM (Л6) = 161.21

IM (Л7) = 102.90

IM (Л4) = 38.96

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

Таблиця 8.9. Вибір проводів ліній замкненої схеми електропостачання

№ п/п	Лінія	$U_{ном}, \text{кВ}$	$S, \text{МВА}$	N	$I_{рл}, \text{А}$	Провід	$I_{рн}, \text{А}$	$I_{доп}, \text{А}$
1	Л1	150	25,05	2	50,62	АС120/19	101,24	390
2	Л2	35	4,11	2	35,59	АС120/19	71,19	390
3	Л3	35	6,16	1	106,69	АС120/19	223,70	390
4	Л4	35	3,81	1	65,90	АС95/16	184,76	330
5	Л5	35	7,39	1	127,93	АС120/19	223,70	390
6	Л6	35	3,60	1	62,39	АС95/16	161,21	330
	Л7	35	0,13	1	2,29	АС95/16	120,92	330

Таблиця 8.8. Розрахунок параметрів лінії замкненої схеми електропостачання

Лінія	Марка проводу	$L, \text{км}$	$N, \text{шт.}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$b_0 \cdot 10^{-6}, \text{См/км}$	$R_{л}, \text{Ом}$	$X_{л}, \text{Ом}$	$B_{л} \cdot 10^{-6}, \text{См}$
Л1	АС120/19	22,00	2	0,249	0,441	2,56	2,739	4,851	112,64
Л2	АС120/19	9,20	2	0,249	0,414	2,60	1,145	1,904	47,84
Л3	АС120/19	17,30	1	0,249	0,414	2,60	4,308	7,162	44,98
Л4	АС95/16	6,50	1	0,306	0,421	2,60	1,989	2,737	16,90
Л5	АС120/19	11,00	1	0,249	0,414	2,60	2,739	4,554	28,60
Л6	АС95/16	13,70	1	0,306	0,421	2,60	4,192	5,768	35,62
Л7	АС95/16	11,30	1	0,306	0,421	2,60	3,458	4,757	29,38

8.6. Складання розрахункових схем заміщення

Мета розрахунку мережі – знаходження потокорозподілу активної та реактивної потужностей на ділянках мережі і дійсних напруг на шинах низької напруги районних підстанцій. Даний розрахунок проводиться для режиму максимальних і мінімальних навантажень, а також для визначеного аварійного режиму мережі.

В додатку В приведені розрахункові схеми заміщення радіальної та замкненої мереж споживачів підстанції «Компаніївка» 150/35/10 кВ. Всі схеми заміщення містять 15 вузла. Радіальна мережа має 14 гілок, замкнена схема – 15 гілок.

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

8.7. Розрахунок режимів схем мережі та їх аналіз

Розрахунки мережі виконуються на персональному комп'ютері по програмі розрахунок режимів. В основу алгоритму програми покладений метод вузлових напруг, а для рішення системи нелінійних алгебраїчних рівнянь використовується метод Ньютона-Рафсона. Необхідні рівні напруги на шинах СН підстанції I забезпечуються вибором відповідних регулювальних відпайок на високій стороні триобмоткового трансформатора, а на шинах НН підстанції – вибором регулювальних відпайок на трансформаторах 35/10 кВ. Діапазон регулювання на шинах ВН триобмоткового трансформатора $\pm 8 \times 1,5\%$, а для трансформаторів 35/10 кВ - $\pm 6 \times 1,5\%$. У максимальному режимі на шинах НН всіх підстанцій забезпечується напруга 10,5 кВ. При розрахунку режимів мережі враховуються БК, установлені на підстанціях II-VI, обраних попередньо за умовами балансу РП.

Аналіз режимів схем мережі.

Розрахунки режимів приведені в додатку Г. Радіальна схема – у максимальному режимі сумарні втрати активної потужності (ΔP) складають 0,577 МВт. Напруга на шинах НН підстанції забезпечується на рівні 10,5кВ. Розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності на шинах 35 кВ підстанції I

$$\operatorname{tg} \varphi_I = \frac{6,37}{17,23} = 0,369 \text{ , що трохи більше заданого } \operatorname{tg} \varphi_I = 0,3. \text{ Отже, для}$$

забезпечення балансу РП необхідно збільшити встановлену потужність БК.

Визначимо потужності додаткових БК для забезпечення балансу

$$\Delta Q_{БК}^{ДОД} = P_{35}(\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi_I) = 17,23(0,369 - 0,3) = 1,18 \text{ Мвар}$$

Встановлюємо на підстанціях IV и VI додатково стандартні БК на 10 кВ загальною потужністю 1,2 Мвар.

З урахуванням коригування потужності БК були розраховані режими обох схем електропостачання району.

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

Радіальна схема.

В максимальному режимі втрати потужності складають 535,4 кВт. Напруга у всіх вузлах навантаження забезпечується на рівні 10,5 кВ вибором відповідних відпайок. Коефіцієнт реактивної потужності дорівнює 0,298. В мінімальному режимі для цієї схеми також маємо необхідні рівні напруги 10кВ.

Замкнута схема.

Для максимального режиму втрати активної потужності дорівнюють $\Delta P_{\Sigma}=709$ кВт. Коефіцієнт реактивної потужності дорівнює 0,297. Напруга забезпечується в припустимих межах.

У мінімальному режимі втрати потужності $\Delta P=530$ кВт.

Для обох схем проведені розрахунки аварійних режимів. Для радіальної мережі найбільш важким аварійним режимом є відключення ланцюга головної ділянки Л1, а для замкнутої мережі – відключення лінії в кільцевої частини схеми.

Таким чином для обох схем електропостачання во всіх режимах забезпечуються необхідні рівні напруги.

8.8. Техніко-економічне порівняння варіантів електропостачання

Мета техніко-економічних розрахунків – визначити порівняльну економічну ефективність варіантів спроектованої мережі і її окремих елементів.

В додатку Д приведені результати розрахунків по техніко-економічному порівнянню двох варіантів схем електропостачання споживачів підстанції «Компаніївка».

Розрахунок приведених витрат для варіантів, що порівнюються.

Радіальна схема.

Сумарні капітальні вкладення

$$K_{\Sigma} = K_{\text{л}} + K_{\text{п/ст}} = 36725,25 + 34751 = 71476,25 \text{ т.грн}$$

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

Сумарні витрати

$$И_{\Sigma} = 7262,1 + 15979,72 = 23241,81 \text{ т.грн}$$

Розрахункові витрати

$$З_I = 23241,81 + 0,12 * 71476,25 = 32818,96 \text{ т.грн.}$$

Замкнута схема.

Сумарні капітальні вкладення

$$K_{\Sigma} = K_{\text{л}} + K_{\text{п/ст}} = 34058,75 + 34055 = 68113 \text{ т.грн.}$$

Сумарні витрати

$$И_{\Sigma} = 7740,46 + 15943,42 = 23683,91 \text{ т.грн.}$$

Розрахункові витрати

$$З_{II} = 23683,91 + 0,12 * 68113 = 31857,54 \text{ т.грн.}$$

Найменші розрахункові витрати має замкнута схема електропостачання району, її приймаємо до виконання.

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

9. МОДЕРНІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ «КОМПАНІЇВКА» 150/35/10 КВ

Модернізація підстанції – це комплексний процес прийняття рішень на основі схем електричного підключення, складу електрообладнання та його розташування, що включає виробничі розрахунки, просторове розташування, оптимізацію сегментів і загальних об'єктів. Цей процес потребує систематичного вивчення сучасних об'єктів, використання результатів новітніх досягнень науки і техніки, передового досвіду проектування, організації будівництва, монтажу та експлуатації.

Підстанція «Компаніївка» 150/35/10 кВ належить до Компаніївської районної електричної мережі ПрАТ «Кіровоградобленерго» і знаходиться в зоні розташування агропромислових споживачів з високим рівнем споживання електричної енергії.

Для підстанції розподільних мереж найбільш ефективний шлях модернізації, коли оновлена підстанція відповідає сучасним вимогам і при цьому витрати виявляються набагато нижче, ніж при повній реконструкції або новому будівництві.

9.1. Вибір та обґрунтування контрольних точок розрахунку струму короткого замикання

Основною причиною порушення нормального режиму роботи системи електропостачання є виникнення коротких замикань в мережі або в елементах електрообладнання внаслідок пошкодження ізоляції або неправильних дій обслуговуючого персоналу. Для зниження шкоди, зумовленої виходом з ладу електрообладнання при протіканні струмів КЗ, а також для швидкого відновлення нормального режиму роботи системи електропостачання необхідно правильно визначити струми КЗ і по них вибрати електрообладнання, захисну апаратуру та засоби обмеження струмів КЗ.

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

Підстанція I «Компаніївка» 150/35/10 кВ живиться дволанцюговою лінією 150кВ, від підстанції, яка розташована на відстані 22 км. Схема для розрахунку струмів КЗ на шинах 150/35/10 кВ підстанції «Компаніївка» приведена на рис.9.1.

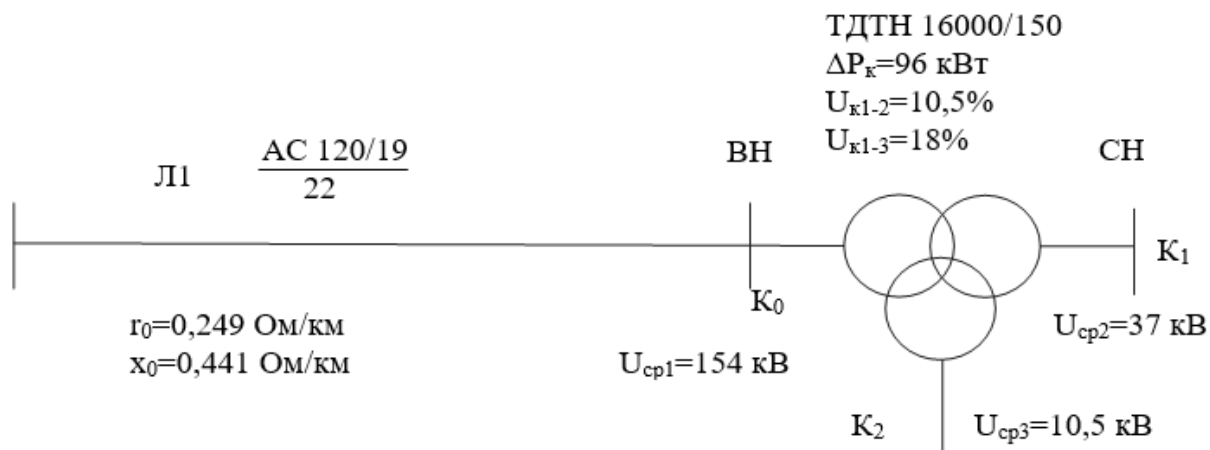


Рис.9.1. Розрахункова схема електропостачання

Розрахунок параметрів схеми заміщення

Система

$$S_c'' = 25600 \text{ МВА}; \quad U_{cp1} = 154 \text{ кВ}$$

$$X_c = \frac{U_{cp1}^2}{S_c''} = \frac{154^2}{25600} = 0,926 \text{ Ом}$$

$$R_c = \frac{X_c}{25} = \frac{0,926}{25} = 0,037 \text{ Ом}$$

Лінія 150 кВ

Провод АС 120/19, $\ell = 24$ км, 1 ланцюг

$$r_0 = 0,249 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,441 \text{ Ом/км}$$

$$R_L = 0,249 \cdot 24 = 5,98 \text{ Ом} \quad X_L = 0,441 \cdot 24 = 10,58 \text{ Ом}$$

Трансформатор Т1 ТДТН 16000/150

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

$$X_T = \frac{U_{k\%} U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 158^2 \cdot 10}{16000} = 163,83 \text{ Ом}$$

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

Розрахунок струмів КЗ в точці „0”, шини 150 кВ

$$R_{K0}=R_c+R_L=0,037+5,98=6,013 \text{ Ом}$$

$$X_{K0}=X_c+X_L=0,926+10,58=11,51 \text{ Ом}$$

$$I''_{K0} = \frac{U_{CP1}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{K0}^2 + X_{K0}^2}} = \frac{154}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,013^2 + 11,51^2}} = 6,85 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{X_{K0}}{\omega \cdot R_{K0}} = \frac{11,51}{314 \cdot 6,013} = 0,006 \text{ с}$$

Ударний струм в точці K₁

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 6,85 \cdot (1 + e^{-0,01/0,006}) = 11,56 \text{ кА}$$

Струм КЗ в точці „1”, шини СН ГЗП

$$R_{K1}=R_{K0}+R_T=6,013+9,36=15,37 \text{ Ом}$$

$$X_{K1}=X_{K0}+X_T=11,51 + 163,83=175,34 \text{ Ом}$$

$$I''_{K1} = \frac{158}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,37^2 + 175,34^2}} = 0,505 \text{ кА}$$

дійсний струм КЗ в точці K₁ від системи

$$I''_{K10} = 0,5 \cdot \frac{158}{38,5} = 2,07 \text{ кА}$$

$$T_a = \frac{175,34}{314 \cdot 15,37} = 0,0363 \text{ с}$$

Ударний струм на шинах СН ГЗП

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 2,07 \cdot (1 + e^{-0,01/0,0363}) = 5,13 \text{ кА}$$

Струм КЗ в точці „2”, шини НН ПС

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

$$X_T = \frac{U_{k\%} U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = \frac{18 \cdot 158^2 \cdot 10}{16000} = 280,85 \text{ Ом}$$

$$R_{K10}=R_{K0}+R_T=6,013+9,36=15,37 \text{ Ом}$$

$$X_{K10}=X_{K0}+X_T=11,51 + 280,85=292,36 \text{ Ом}$$

$$I''_{K10} = \frac{158}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{15,37^2 + 292,36^2}} = 0,303 \text{ кА}$$

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

$$T_a = \frac{292,36}{314 \cdot 15,37} = 0,06 \text{ с}$$

дійсний струм КЗ на НН

$$I_{K100}'' = 0,303 \cdot \frac{158}{11} = 4,36 \text{ кА}$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 4,36 \cdot (1 + e^{-0,01/0,06}) = 11,4 \text{ кА}$$

Розрахунок струмів КЗ на шинах ПС приведений в таблиці 9.1.

Таблиця 9.1. Струми КЗ п/ст 150/35/10

КЗ	I_k'' , кА	I_y , кА	T_a , с
ВН (150 кВ)	6,85	11,56	0,006
СН (35 кВ)	2,07	5,13	0,0363
НН (10 кВ)	4,36	11,4	0,06

9.2. Вибір і перевірка електроустаткування підстанції

В даний час перед енергетиками гостро стоїть завдання технічного переозброєння парку електротехнічного обладнання. Для вирішення цього завдання необхідно володіти інформацією про сучасний його стан, нових типах, технічних характеристиках, принципах дії, області застосування обладнання. підвищити електробезпеку, надійність, безаварійність і економічність роботи електропостачання.

Основне електроустаткування підстанції «Компаніївка» виберемо за умовами тривалої роботи і перевіримо за умовами КЗ відповідно до ПУЕ, вибору та перевірки апаратів і провідників за умовами короткого замикання [2, 4].

При цьому для всіх апаратів провадиться:

1. вибір по напрузі;
2. вибір по нагріванню при тривалих токах;
3. перевірка на електродинамічну та термічну стійкість;
5. вибір за формою виконання (для зовнішньої і внутрішньої установки).

Електричні апарати в системі електропостачання повинні надійно працювати як в нормальному тривалому режимі, так і в умовах аварійного короткочасного режиму.

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

Вибір і перевірка високовольтних вимикачів

Останніми роками все інтенсивніше і наполегливіше ведеться робота по впровадженню елегазових вимикачів напругою 750/110/10 кВ. Елегазові вимикачі відрізняються високою надійністю, довговічністю, простотою конструкції і установки, безпекою. Особливістю елегазових вимикачів є те, що в них в якості дугогасячого, тепловідвідного ізолюючого середовища застосовується елегаз.

Особливе місце серед виробників елегазового устаткування займає всесвітньо відома шведська компанія АВВ. За минулі роки вимикачі фірми АВВ придбали репутацію апаратів, здатних надійно і довговічно працювати в будь-якому кліматі і в будь-якій частині частини світу. В даний час АВВ випускає два типи вимикачів: серії LTB - з автокомпресійною (Auto-Puffen™) дугогасячою камерою і серії HPL з компресійною (Puffen) дугогасячою камерою. Обидва типи вимикачів оснащено механізмом управління, що мають моторно-пружинний привід.

На високій стороні 150 кВ підстанції «Компаніївка» встановлюємо вимикач LTB 170 D1/B. Умови вибору вимикача приведені в таблиці 9.2.

Таблиця 9.2 Вибір вимикачів на ВРП 150/35/10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		LTB 170 D1/B
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 150 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 150 \text{ кВ}$
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС} = 101,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$
3. $I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт} = I'' = 6,85 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$
4. $\sqrt{2}I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2}I_{нт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 6,85 + 0 = 9,66 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + 0) = \sqrt{2} \cdot 40 = 56,4 \text{ кА}$
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 6,85 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 85 \text{ кА}$
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 11,56 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 104 \text{ кА}$
7. $Bk \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$Bk = 4,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$

$S_p = 26,37 \text{ МВА}$

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{26,37 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 150} = 101,5 \text{ А}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/t_a} = \sqrt{2} \cdot 6,85 \cdot e^{-0,06/0,006} = 0 \text{ кА}$$

$$t = t_{p.3 \text{ мін}} + t_{c.в} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$B_k = 6,85^2(0,09 + 0,006) = 4,5 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{Где } t_{отк} = t_{p.3} + t_{o.в} = 0,1 + 0,08 = 0,09 \text{ с}$$

Секційний вимикач

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{26,37 \cdot 10^3}{2\sqrt{3} \cdot 150} = 50,75 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач LTV 170 D1/V на який вбудований електромоторний привод.

На стороні 35 кВ встановлюємо вакуумні вимикачі зовнішньої установки серії ВР35НС призначені для комутації електричних ланцюгів при нормальних і аварійних режимах в мережах трифазного змінного струму частоти 50 Гц з номінальною напругою 35 кВ для систем з ізольованою і частково заземленою нейтраллю. Умови вибору вимикача 35 кВ приведені в таблиці 9.3.

Таблиця 9.3 Вибір вимикачів на ВРП 150/35/10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР35НС-20/1600
1. $U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$	$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	$I_{РАБ.МАКС} = 289,66 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$
3. $I_{нт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{нт} = I'' = 2,07 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$
4. $\sqrt{2}I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2}I_{нт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 2,07 + 0,56 = 3,48 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + 0,4) = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 1,4 = 56,4 \text{ кА}$
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 2,07 \text{ кА}$	$I_{пр.с} = 20 \text{ кА}$
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 5,13 \text{ кА}$	$i_{пр.с} = 52 \text{ кА}$
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 0,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

$$S_p = 17,56 \text{ МВА}$$

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{17,56 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 289,66 \text{ А}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/T_a} = \sqrt{2} \cdot 2,07 \cdot e^{-0,06/0,0363} = 0,56 \text{ кА}$$

$$t = t_{p.3 \text{ мін}} + t_{c.в} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$$

$$B_k = 2,07^2(0,09 + 0,0363) = 0,54 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{Где } t_{отк} = t_{p.3} + t_{o.в} = 0,1 + 0,08 = 0,09 \text{ с}$$

Секційний вимикач

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{17,56}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 144,83 \text{ А}$$

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

Приймаємо вимикач ВР35НС-20/1600 на який вбудований електромагнітний привод.

Вакуумні вимикачі ряду серії ВР призначені для комутації електричних ланцюгів змінного струму з номінальною напругою 6-10 кВ і частотою 50-60 Гц при нормальних і аварійних режимах роботи в системах з ізольованою або частково заземленою нейтраллю.

Умови вибору вимикача 10 кВ на вводах підстанції «Компаніївка» 150/35/10кВ приведені в таблиці 9.4.

Таблиця 9.4 Вибір вимикачів на шинах 10 кВ (Ввод)

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		ВР1-10/630
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
2. $I_{РАБ.МАКС} \leq I_{ном}$	$I_{РАБ.МАКС} = 508,35 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
3. $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	$I_{пт} = I'' = 4,36 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА}$
4. $\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{отк.ном}(1 + \beta_n)$	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,36 + 1,62 = 7,76 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 20(1 + 40/100) = 39,48 \text{ кА}$
5. $I'' \leq I_{дин}$	$I'' = 4,36 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
6. $i_y \leq i_{дин}$	$i_y = 11,4 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
7. $B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}$	$B_k = 26,9 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$

$S_p = 8,805 \text{ МВА}$

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{8,805 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 508,35 \text{ А}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-t/T_a} = \sqrt{2} \cdot 4,36 \cdot e^{-0,08/0,06} = 1,62 \text{ кА}$$

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

$$B_k = 4,36^2(1,357 + 0,06) = 26,9 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$\text{Где } t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в} = 0,1 + 0,057 + 1,2 = 1,357 \text{ с}$$

Секційний вимикач

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_p}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{8,805 \cdot 10^3}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 254,17 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630 на який вбудований електромагнітний привод.

Вибір і перевірка роз'єднувачів

З аналізу технічних вимог на реконструкцію випливає, що в комірках силових трансформаторів Т1 і Т2 приймаємо на стороні 150 кВ комплектну блокову трансформаторну підстанцію КТПБР-150/35/10, укомплектовану роз'єднувачами типу РДЗ-150/1000.

Умови вибору роз'єднувачів на напругу 150 кВ та 35 кВ представлені в таблицях 9.5-9.6.

Таблиця 9.5 Вибір роз'єднувачів на ВРП 150 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		РДЗ-150/1000
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 150$ кВ	$U_{ном} = 150$ кВ
2. $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 101,5$ А	$I_{ном} = 1000$ А
3. $i_y \leq I_{дин}$	$i_y = 11,56$ кА	$I_{дин} = 63$ кА
4. $B_k \leq B_T$	$B_k = 4,5$ кА ² с	$B_T = 1875$ кА ² с
Тип привода		ПД-5ХЛ1

Таблиця 9.6 Вибір роз'єднувачів на ВРП 35 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
		РДЗ-35/1000
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
2. $I_{раб.макс} \leq I_{ном}$	$I_{раб.макс} = 289,66$ А	$I_{ном} = 1000$ А
3. $i_y \leq I_{дин}$	$i_y = 5,13$ кА	$I_{дин} = 40$ кА
4. $B_k \leq B_T$	$B_k = 0,54$ кА ² с	$B_T = 768$ кА ² с
Тип привода		ПРТ-00-2Б

Вибір трансформаторів струму

Разом з роз'єднувачами в комірках силових трансформаторів Т1 і Т2 проводиться заміна трансформаторів струму. Трансформатори струму вибираємо по номінальній напрузі, первинного та вторинного струмів, за родом установки (внутрішня, зовнішня) конструкції, класу точності і перевіряємо на термічну і електродинамічну стійкість при КЗ. Номінальний первинний струм вибирається з урахуванням параметрів основного обладнання, його перевантажувальна здатність.

Для вводу 150 кВ силового трансформатора вибираємо трансформатор струму марки ТФЗМ-150Б-ІУ1. Навантаження по фазах на трансформатор струму приведено в таблиці 9.7.

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

Таблиця 9.7. Навантаження по фазах на трансформатор струму

Найменування приладу	Тип приладу	Навантаження фази, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Лічильник активної і реактивної енергії A1802-RALXQV-P4GB-DW-S-3	A1800	0,003	–	0,003
Амперметр	E 377	0,1	–	–
Всього		0,103	–	0,003

Загальний опір приладів: $Z_{прил} = S_{прил}/I_{2ном}^2 = 0,103/5^2 = 0,004 \text{ Ом}$.

Вторинне навантаження ТС в класі точності 0,5 складає 2,0 Ом, $I_{2ном}=5\text{А}$.

Опір з'єднувальних проводів:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - Z_{прил} - R_{\kappa} = 2,0 - 0,004 - 0,1 = 1,896 \text{ Ом}$$

Тоді переріз з'єднувальних проводів:

$$F = (\rho \cdot l_{розр})/R_{пр} = (0,0287 \cdot \sqrt{3} \cdot 70)/1,896 = 1,9 \text{ мм}^2$$

де $\rho = 0,0283 \text{ Ом/м}$ – питомий опір алюмінію.

Приймаємо контрольний кабель АКВГ з жилами перерізом 4 мм².

Тоді опір проводів складатиме:

$$R_{пр} = (\rho \cdot l_{розр})/F = (0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 70)/4 = 0,86 \text{ Ом}$$

Вторинне навантаження ТС:

$$Z_2 = Z_{прил} + R_{пр} + R_{\kappa} = 0,004 + 0,86 + 0,1 = 0,864 \text{ Ом}$$

Перевірка ТС за умовами вибору приведена в таблиці 9.8.

Таблиця 9.8. Перевірка ТС за умовами вибору на вводі 150 кВ.

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ТС типу ТФЗМ-150
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 150 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 150 \text{ кВ}$
$I_{роб.форс} \leq I_{ном}$	$I_{роб.форс} = 101,5 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_{уд} \leq i_{дин}$	$i_{уд} = 11,56 \text{ кА}$	$i_{дин.ст} = 87 \text{ кА}$
$B_{\kappa} \leq I_{TH}^2 \cdot t_{TH}$	$B_{\kappa} = 4,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{TH}^2 \cdot t_{TH} = 23^2 \cdot 3 = 1587 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 0,864 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

Трансформатори струму на напругу 35 кВ обираємо маслонаповнені однокаскадні ТФЗМ-35, призначені для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам і пристроям захисту і управління в установках змінного струму частотою 50, виготовляються з фарфоровою зовнішньою ізоляцією, обмотками ланцюгового типу на класи точності 0,2; 0,5;

0,2S; 0,5S; 5P; 10P. Номінальні первинні струми 15 ... 3000А, вторинний струм 5А.

На вводі 35 кВ приймемо до установки трансформатор струму типу ТФЗМ-35АУ1. Перелік приладів на вводі 35 кВ приведений в таблиці 9.9.

Таблиця 9.9. Перелік вимірювальних приладів на ввідній лінії на 35 кВ.

Найменування приладу	Тип приладу	Навантаження фази, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Лічильник активної і реактивної енергії А1802-RALXQV-P4GB-DW-S-3	А1800	0,003	–	0,003
Амперметр	Е 377	0,1	–	–
Всього		0,103	–	0,003

Загальний опір приладів: $Z_{прил} = S_{прил} / I_{2ном}^2 = 0,103 / 5^2 = 0,004$ Ом.

Вторинне навантаження ТС в класі точності 0,5 складає 2,0 Ом, $I_{2ном} = 5$ А.

Опір з'єднувальних проводів:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{прил} - R_k = 2,0 - 0,004 - 0,1 = 1,896 \text{ Ом}$$

Тоді переріз з'єднувальних проводів:

$$F = (\rho \cdot l_{розр}) / R_{np} = (0,0287 \cdot \sqrt{3} \cdot 60) / 1,896 = 1,54 \text{ мм}^2$$

де $\rho = 0,0283$ Ом/м – питомий опір алюмінію.

Приймаємо контрольний кабель АКВГ з жилами перерізом 2,5 мм².

Тоді опір проводів складатиме:

$$R_{np} = (\rho \cdot l_{розр}) / F = (0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60) / 2,5 = 1,19 \text{ Ом}$$

Вторинне навантаження ТС:

$$Z_2 = Z_{прил} + R_{np} + R_k = 0,004 + 1,19 + 0,1 = 1,294 \text{ Ом}$$

Перевірка ТС за умовами вибору приведена в таблиці 9.10.

Таблиця 9.10. Перевірка ТС за умовами вибору на вводі 35 кВ.

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ТС типу ТФЗМ-35АУ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{роб.форс} \leq I_{ном}$	$I_{роб.форс} = 289,66$ А	$I_{ном} = 400$ А
$i_{yd} \leq i_{дин}$	$i_{yd} = 5,13$ кА	$i_{дин.ст} = 84$ кА
$B_k \leq I_{TH}^2 \cdot t_{TH}$	$B_k = 0,54$ кА ² ·с	$I_{TH}^2 \cdot t_{TH} = 15^2 \cdot 3 = 675$ кА ² ·с
$Z_2 \leq Z_{2ном}$	$Z_2 = 1,294$ Ом	$Z_{2ном} = 2,0$ Ом

Як видно з таблиць 9.8, 9.10 вибрані трансформатори струму задовольняють умовам вибору і працюватимуть в заданому класі точності.

Вибір і перевірка трансформаторів напруги

Вибір трансформаторів напруги на шинах 150 кВ

Вимірювальний антирезонансний трансформатор напруги серії НКФА-150 - зовнішній однофазний маслонаповнений трансформатор, який використовується в мережі частотою 50 Гц і номінальною напругою 150 кВ для передачі сигналу вимірювальної інформації приладам для вимірювання, захисту, автоматизації, сигналізації та управління. Трансформатор має дві первинні обмотки і додаткову вторинну обмотку.

На шинах 150 кВ підстанції встановлюємо два трансформатор напруги типу НКФА-150; $S_{2ном} = 200$ ВА в класі точності 0,5. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги 150 кВ приведено в таблиці 9.11.

Таблиця 9.11. Розрахунок вторинного навантаження ТН 35 кВ.

Прилад	Тип приладу	Кіль- кість	Загальна потужність			
			P, кВт	ΣP, 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

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{прил})^2 + (\Sigma Q_{прил})^2} = \sqrt{4^2 + 2,99^2} = 4,99 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$S_2 = 4,99 \text{ ВА} \geq S_{ном.тр-ра} = 2 \cdot 200 = 400 \text{ ВА}$$

Вибір трансформаторів напруги на шинах 35 кВ

Трансформатори напруги зовнішнього монтажу серії НАМИ-35 призначені для встановлення в трифазних електричних мережах змінного струму частотою 50 Гц з ізолюваною або з компенсованою нейтраллю з метою передачі сигналу вимірювальної інформації приладам вимірювання, пристроїв автоматики, захисту, сигналізації та управління.

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

Трансформатор стійкий до ферорезонансу та однофазних коротких замикань між мережею та землею через проміжну дугу. Витримує всі типи однофазного замикання мережі на землю без пошкоджень і не обмежує тривалість короткого замикання.

На шинах 35 кВ підстанції встановлюємо два трансформатор напруги типу НАМИ-35; $S_{2ном} = 360$ ВА в класі точності 0,5. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора напруги 35 кВ приведено в таблиці 9.12.

Таблиця 9.12. Розрахунок вторинного навантаження ТН 35 кВ.

Прилад	Тип приладу	Кількість	Загальна потужність			
			P, кВт	ΣP, 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

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_{прил})^2 + (\Sigma Q_{прил})^2} = \sqrt{4^2 + 2,99^2} = 4,99 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$S_2 = 4,99 \text{ ВА} \geq S_{ном.тр-ра} = 2 \cdot 360 = 720 \text{ ВА}$$

Вибір розрядників

Для захисту електрообладнання мереж змінного струму від різних перенапруг на напругу 150 кВ та 35 кВ підстанції «Компаніївка» призначений розрядник вентильний РВС; являє собою ряд іскрових проміжків (ІП), послідовно з якими включені нелінійні опори (тобто опори, величина яких залежить від напруги). Для вирівнювання напруги вздовж ІП паралельно останнім включають шунтуючі опори. ІП, нелінійні і шунтуючі опори розміщують в герметизованих порцелянових ізоляторах, що виключає вплив атмосферних умов на характеристики розрядника.

На вводах високої напруги силового трансформатора 150/35/10 кВ встановлюємо розрядники типу РВС-150, на середній РВС-35, а на низькій стороні РВО-10.

9.3. Цифрова підстанція – важливий елемент інтелектуальної енергосистеми

З початком розвитку вітчизняної електроенергетики значного розвитку набули апаратно-програмні системи керування підстанціями (АСУ ТП).

Перехід на цифрові сигнали на всіх рівнях системи управління підстанцією дає ряд переваг, серед яких:

- значне зменшення вартості кабельних вторинних ланцюгів та шляхів їх прокладання за рахунок переміщення джерела цифрового сигналу ближче до основного обладнання;
- підвищення електромагнітної сумісності сучасного вторинного обладнання (мікропроцесорного обладнання та вторинних ланцюгів) за рахунок переходу на оптичну передачу;
- спрощення конструкції мікропроцесорних інтелектуальних електронних пристроїв за рахунок виключення вхідного тракту для аналогових сигналів, що в кінцевому підсумку зменшує витрати;
- уніфікація інтерфейсів обладнання IED та значне спрощення сумісності цих пристроїв (включаючи заміну обладнання одного виробника на обладнання іншого).

Мета створення цифрової підстанції

1. Скорочення капітальних витрат

- зменшення витрат на кабельну продукцію та кабельне обладнання;
- зменшення витрат на термінальні пристрої (уніфікація обладнання, заміна вхідних модулів на цифрові інтерфейси);
- зменшення земельної площі, необхідної для розміщення підстанцій (зменшення можливе за рахунок використання оптичних цифрових трансформаторів струму та трансформаторів напруги та сучасного мікропроцесорного вторинного обладнання);
- збільшення терміну служби електротехнічного обладнання підстанцій (розширення можливостей діагностики);

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

- зменшення витрат на проектування, монтаж та введення в експлуатацію (зменшення кількості кабелів, зменшення кількості пристроїв, розширення можливостей для типізації конструктивних рішень шафового обладнання та цифрових комунікацій).

2. Зниження експлуатаційних витрат (на технічне обслуговування)

- спрощення експлуатації та обслуговування (безперервна розширена діагностика в режимі реального часу, включаючи метрологічні характеристики; збір та відображення вичерпної інформації про стан та функціонування підстанції);

- підвищення точності вимірювання (особливо при струмах нижче 10-15% від номінального струму) та за рахунок цього збільшується точність обліку електричної енергії;

- зменшення ймовірності виникнення несправностей типу "замикання на землю в мережі постійного струму";

- зменшення кількості раптових відмов основного електрообладнання та штрафів, пов'язаних з недоотпуском електроенергії та перервами у виробничому циклі (поширення діагностики на весь комплекс технічних заходів цифрової підстанції);

- зменшення відмов, несправностей і дефектів у пристроях релейного захисту (використання оптичних кабелів замість мідних покращує електромагнітну сумісність сучасних вторинних пристроїв, таких як мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики);

-підвищена алгоритмічна надійність функції релейного захисту (відсутність насичення, можливість вимірювання аперіодичних складових оптичного цифрового трансформатору струму, що спрощує та вдосконалює алгоритм РЗА);

- зменшення споживання ланцюгів змінного струму та напруги (завдяки використанню оптичних цифрових ТС та ТН).

						Арк.
						73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

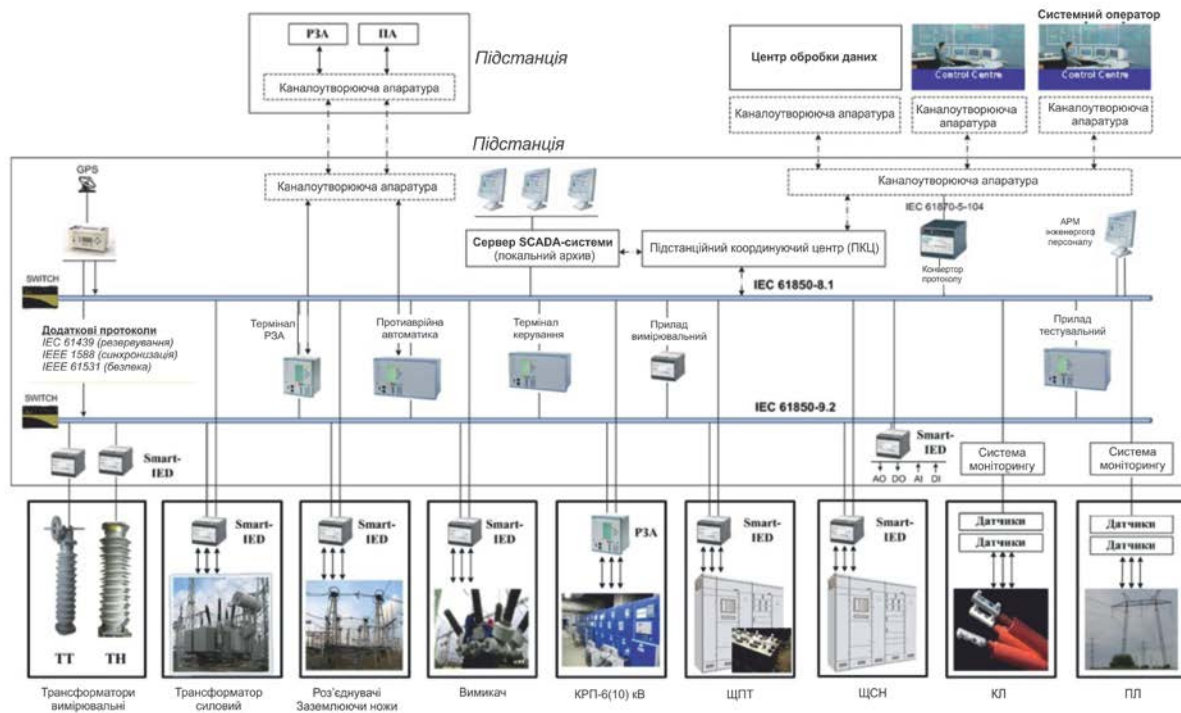


Рис.9.2. Структура цифрової підстанції

На даний момент у світі розпочато масове впровадження рішень класу «цифрова підстанція» на основі стандартів серії МЭК 61850, які реалізовані за технологією управління Smart Grid, а також введені в експлуатацію програми автоматизованих систем технологічного управління. Застосування технології «Цифрова підстанція» має дозволити в майбутньому значно скоротити витрати на проектування, введення в експлуатацію, експлуатацію та обслуговування енергетичних об'єктів.

10. ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі розроблена система електропостачання агропромислових споживачів Компаніївської територіальної громади, яка включає в себе п'ять підстанцій 35/10 кВ та одну підстанцію 150/35/10 кВ.

В роботі виконаний розрахунок електричних навантажень комбикормового заводу, підстанція II «Сасівка» методом упорядкованих діаграм. Розрахункова потужність заводу складає 4,07 МВт. На основі техніко-економічного розрахунку вибрана оптимальна схема зовнішнього електропостачання заводу - дволанцюговою ПЛ 35 кВ протяжністю 9,2 км. На території заводу споруджується ГЗП 35/10 кВ.

Вирішено питання компенсації реактивної потужності в системі електропостачання комбикормового заводу. На заводі до встановлення прийняти батареї конденсаторів на 10 кВ загальною потужністю 0,9 Мвар та на напругу 0,4 кВ – 1,7 Мвар. Система електропостачання заводу виконана радіальними кабельними лініями з використанням кабелю ААШв(3х35). До встановлення прийняти комплектні цехові підстанції з трансформаторами потужністю 1000 кВА.

На основі струмів короткого замикання вибрано та перевірено високовольтне обладнання ГЗП. На стороні 35 кВ до встановлення прийняті вакуумні вимикачі типу ВРП-35НС-20/1600, трансформатори струму НФЗМ-35, трансформатори напруги НАМИ-35, а на 10 кВ – вакуумні вимикачі ВР1-20/630А, ТН ТЛК-10, ТН НАМИ-10.

При розробці системи електропостачання агропромислових споживачів Компаніївської територіальної громади до розгляду було прийняті два варіанта схем електропостачання: радіальна схема та замкнена. Розрахунок режимів схем електропостачання району проведений на ПК по програмі „Regim.exe”. Техніко-економічне порівняння варіантів показало, що менші розрахункові затрати має замкнена схема електропостачання, вона й прийнята до виконання.

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

В спеціальному розділі роботи проведена модернізація електрообладнання підстанції «Компаніївка» 150/35/10 кВ.

На підстанції проводимо вибір нового електрообладнання для надійної роботи системи електропостачання. Вибрано сучасне обладнання підстанції – вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори, прилади обліку електроенергії. Всі електричні встановлювані апарати перевірено за умовами термічної і електродинамічної стійкості.

Розглянуті питання, що пов'язані з наступним рівнем модернізації підстанції, а саме створення системи АСУ ТП та цифрової підстанції, як складової частини керованих, гнучких електричних мереж - Smart Grid.

В ході роботи були максимально використані існуючі нормативні документи та інструкції. Всі технічні рішення були економічно обґрунтовані. При проектуванні використовувалися комп'ютерні програми.

Загалом можна побачити, що система електропостачання споживачів комбікормового заводу та агропромислових споживачів підстанції «Компаніївка» 150/35/10 кВ значною мірою відповідає вимогам надійності, економічності та безпеки обслуговування.

						Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

11. ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ДОДАТКИ

Таблиця А.1. Добовий графік навантажень Р, Q, %

№	Робочі дні		Вихідні дні	
	Р, %	Q, %	Р, %	Q, %
1	35	35	30	40
2	35	35	30	40
3	35	35	30	40
4	35	35	30	40
5	35	35	30	40
6	45	45	30	40
7	64	64	30	40
8	64	64	20	35
9	72	72	20	35
10	72	72	20	35
11	72	72	20	35
12	80	80	20	35
13	80	80	20	35
14	80	80	20	35
15	95	95	20	35
16	95	95	20	35
17	100	100	20	35
18	95	95	30	40
19	85	80	30	40
20	85	80	30	40
21	80	80	30	40
22	80	80	30	40
23	35	35	30	40
24	35	35	30	40

Таблиця А.2.

Добовий графік навантажень P, Q, S

№	Зимові дні						Літні дні					
	Робочі дні			Вихідні дні			Робочі дні			Вихідні дні		
	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	P, кВт	Q, кВар	S, кВА
1	1424	214	1440	1220	244	1244	1210	182	1224	1037	207	1057
2	1424	214	1440	1220	244	1244	1210	182	1224	1037	207	1057
3	1424	214	1440	1220	244	1244	1210	182	1224	1037	207	1057
4	1424	214	1440	1220	244	1244	1210	182	1224	1037	207	1057
5	1424	214	1440	1220	244	1244	1210	182	1224	1037	207	1057
6	1830	275	1851	1220	244	1244	1556	233	1573	1037	207	1057
7	2603	390	2632	1220	244	1244	2213	332	2238	1037	207	1057
8	2603	390	2632	813	214	841	2213	332	2238	691	182	715
9	2928	439	2961	813	214	841	2489	373	2517	691	182	715
10	2928	439	2961	813	214	841	2489	373	2517	691	182	715
11	2928	439	2961	813	214	841	2489	373	2517	691	182	715
12	3254	488	3290	813	214	841	2766	415	2797	691	182	715
13	3254	488	3290	813	214	841	2766	415	2797	691	182	715
14	3254	488	3290	813	214	841	2766	415	2797	691	182	715
15	3864	580	3907	813	214	841	3284	493	3321	691	182	715
16	3864	580	3907	813	214	841	3284	493	3321	691	182	715
17	4067	610	4112	813	214	841	3457	519	3496	691	182	715
18	3864	580	3907	1220	244	1244	3284	493	3321	1037	207	1057
19	3457	488	3491	1220	244	1244	2939	415	2968	1037	207	1057
20	3457	488	3491	1220	244	1244	2939	415	2968	1037	207	1057
21	3254	488	3290	1220	244	1244	2766	415	2797	1037	207	1057
22	3254	488	3290	1220	244	1244	2766	415	2797	1037	207	1057
23	1424	214	1440	1220	244	1244	1210	182	1224	1037	207	1057
24	1424	214	1440	1220	244	1244	1210	182	1224	1037	207	1057

Таблиця А.3.

Річний графік за тривалістю P, Q

№	P, кВт	T, днів	T*P	T	№	P, кВт	T, днів	T*P	T
1	4067	147	597849	147	29	2489	105	261345	3717
2	3864	147	568008	294	30	2489	105	261345	3822
3	3864	147	568008	441	31	2213	105	232365	3927
4	3864	147	568008	588	32	2213	105	232365	4032
5	3457	105	362985	693	33	1830	147	269010	4179
6	3457	147	508179	840	34	1556	105	163380	4284
7	3457	147	508179	987	35	1424	147	209328	4431
8	3284	105	344820	1092	36	1424	147	209328	4578
9	3284	105	344820	1197	37	1424	147	209328	4725
10	3284	105	344820	1302	38	1424	147	209328	4872
11	3254	147	478338	1449	39	1424	147	209328	5019
12	3254	147	478338	1596	40	1424	147	209328	5166
13	3254	147	478338	1743	41	1424	147	209328	5313
14	3254	147	478338	1890	42	1220	65	79300	5378
15	3254	147	478338	2037	43	1220	65	79300	5443
16	2939	105	308595	2142	44	1220	65	79300	5508
17	2939	105	308595	2247	45	1220	65	79300	5573
18	2928	147	430416	2394	46	1220	65	79300	5638
19	2928	147	430416	2541	47	1220	65	79300	5703
20	2928	147	430416	2688	48	1220	65	79300	5768
21	2766	105	290430	2793	49	1220	65	79300	5833
22	2766	105	290430	2898	50	1220	65	79300	5898
23	2766	105	290430	3003	51	1220	65	79300	5963
24	2766	105	290430	3108	52	1220	65	79300	6028
25	2766	105	290430	3213	53	1220	65	79300	6093
26	2603	147	382641	3360	54	1220	65	79300	6158
27	2603	147	382641	3507	55	1220	65	79300	6223
28	2489	105	261345	3612	56	1210	105	127050	6328
57	1210	105	127050	6433	86	813	65	52845	8280
58	1210	105	127050	6538	87	691	48	33168	8328
59	1210	105	127050	6643	88	691	48	33168	8376
60	1210	105	127050	6748	89	691	48	33168	8424
61	1210	105	127050	6853	90	691	48	33168	8472
62	1210	105	127050	6958	91	691	48	33168	8520
63	1037	48	49776	7006	92	691	48	33168	8568
64	1037	48	49776	7054	93	691	48	33168	8616
65	1037	48	49776	7102	94	691	48	33168	8664
66	1037	48	49776	7150	95	691	48	33168	8712
67	1037	48	49776	7198	96	691	48	33168	8760
68	1037	48	49776	7246					
69	1037	48	49776	7294					
70	1037	48	49776	7342					
71	1037	48	49776	7390					
72	1037	48	49776	7438					
73	1037	48	49776	7486					
74	1037	48	49776	7534					
75	1037	48	49776	7582					
76	1037	48	49776	7630					
77	813	65	52845	7695					
78	813	65	52845	7760					
79	813	65	52845	7825					
80	813	65	52845	7890					
81	813	65	52845	7955					
82	813	65	52845	8020					
83	813	65	52845	8085					
84	813	65	52845	8150					
85	813	65	52845	8215					

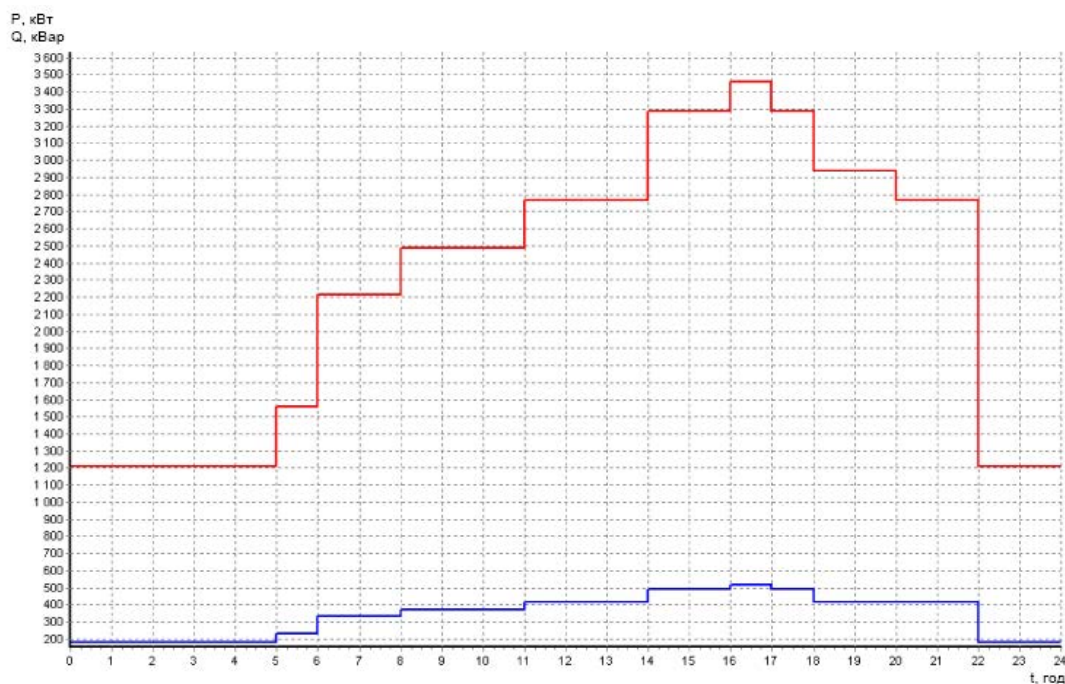


Рис.А.1. Добовий графік навантаження P, Q (літні робочі дні)

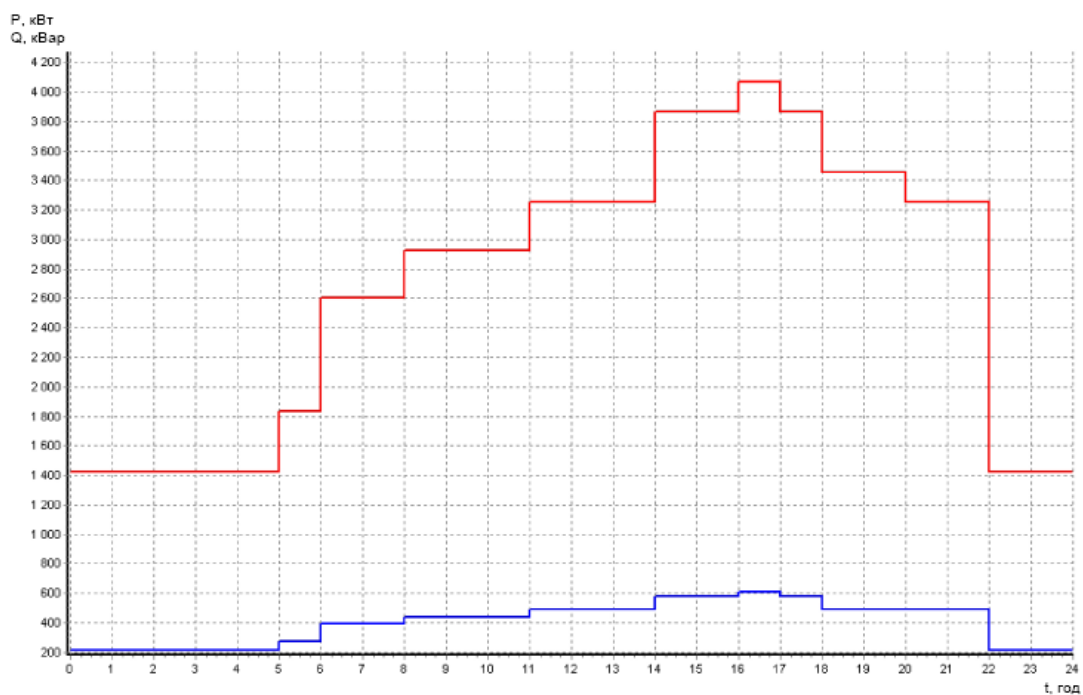


Рис.А.2. Добовий графік навантаження P, Q (зимові робочі дні)

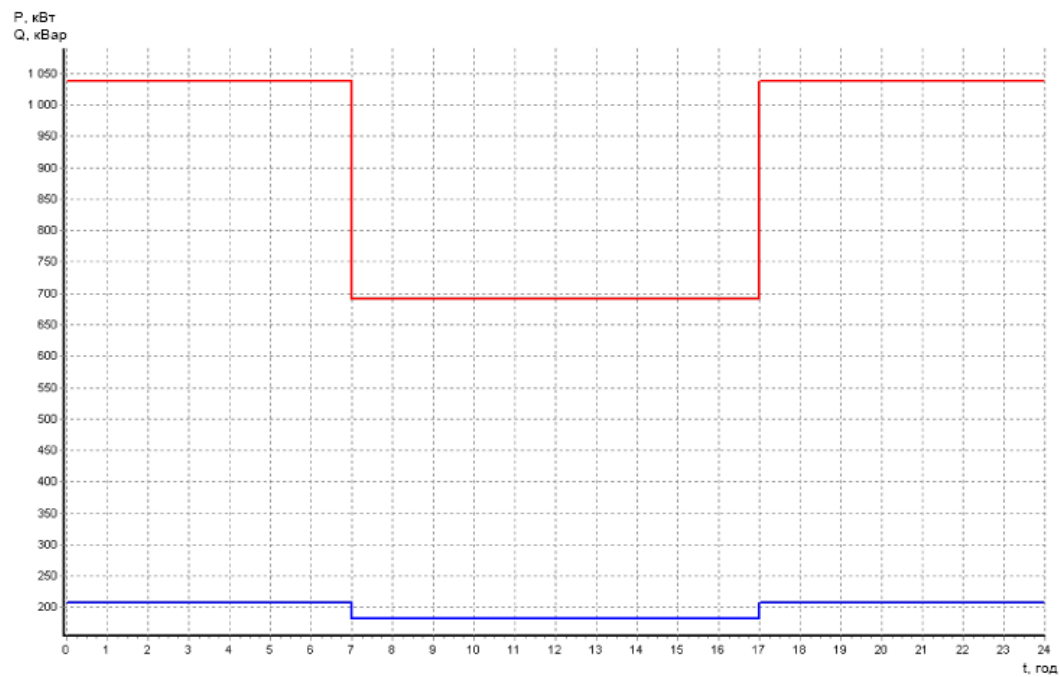


Рис.А.3. Добовий графік навантаження P, Q (літні вихідні дні)

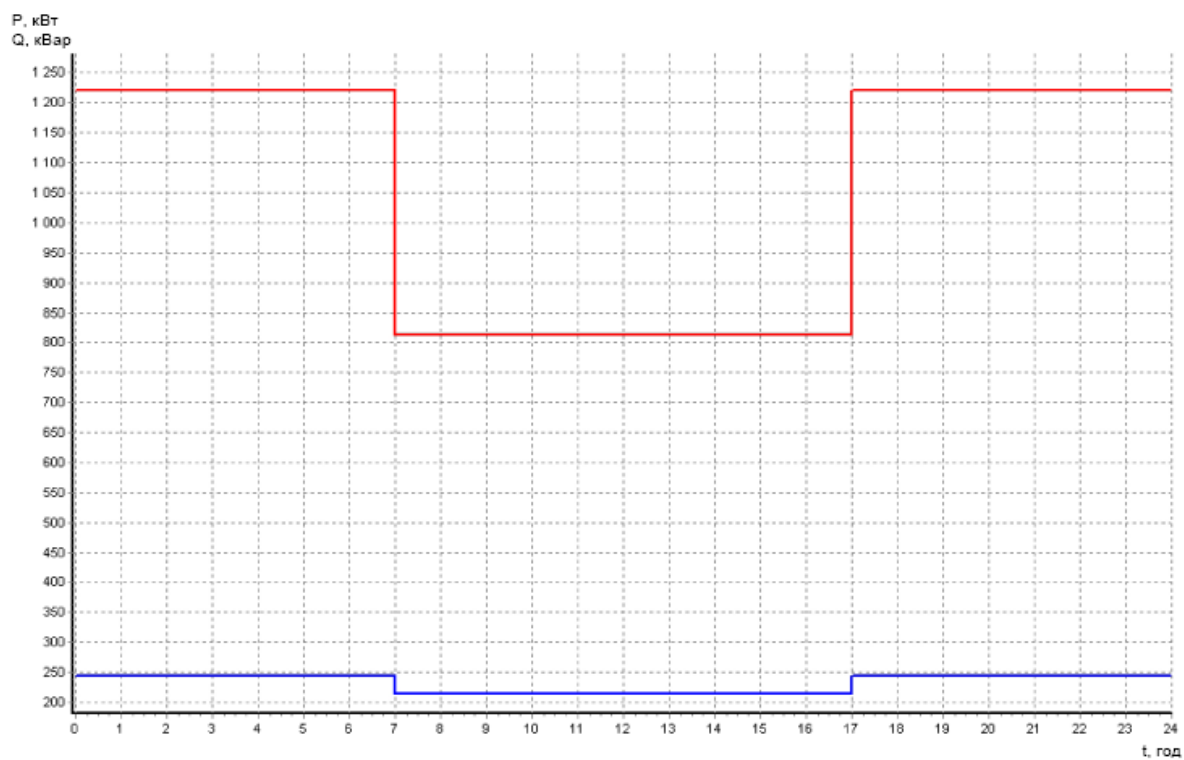


Рис.А.4. Добовий графік навантаження P, Q (зимові вихідні дні)

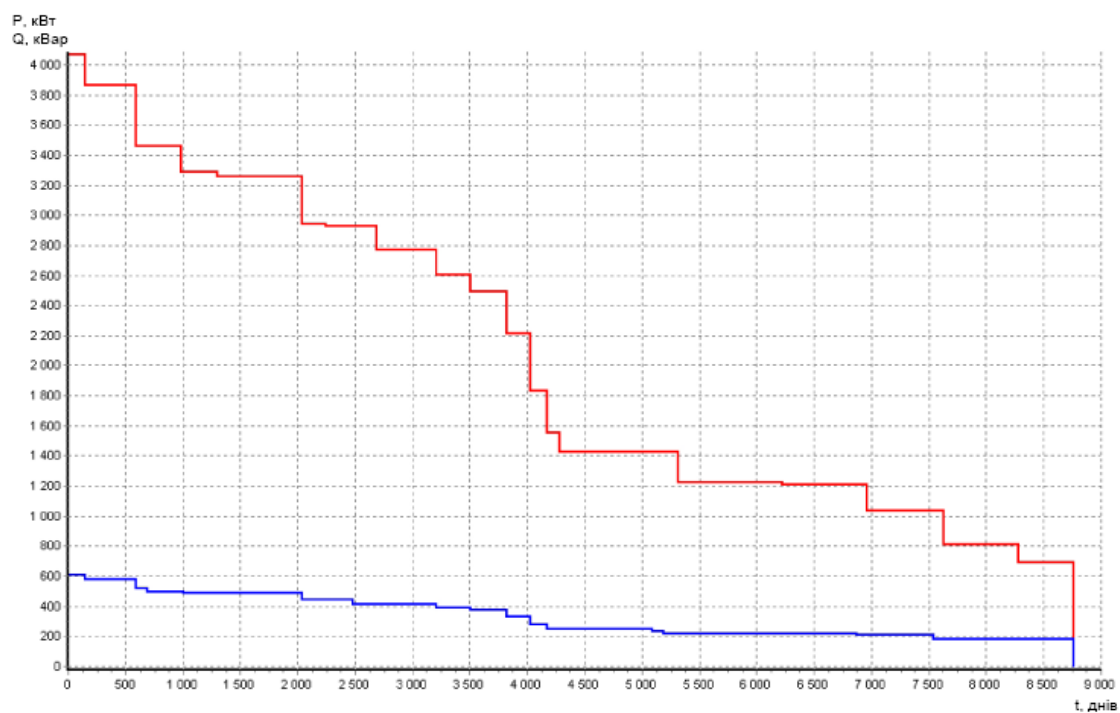
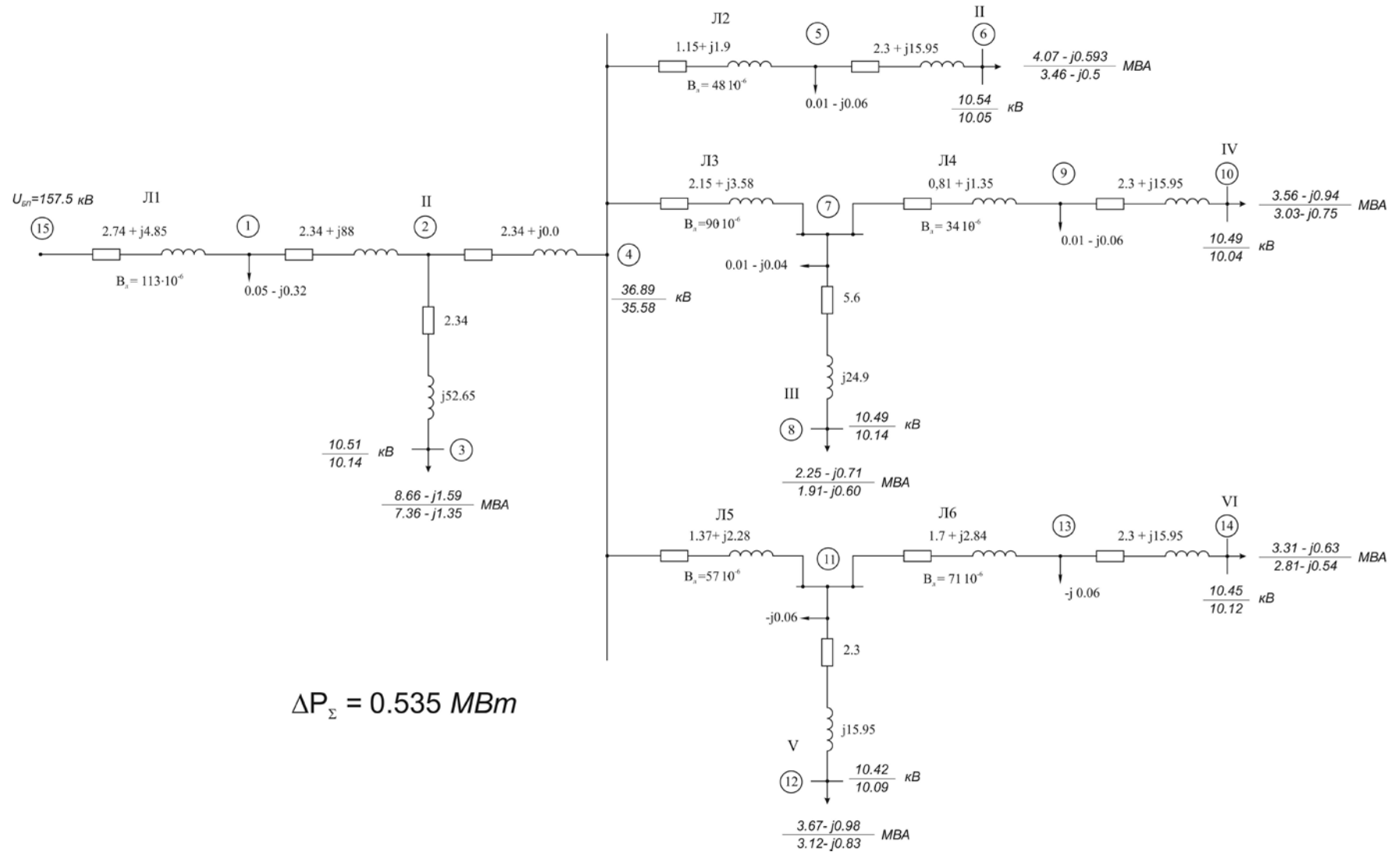
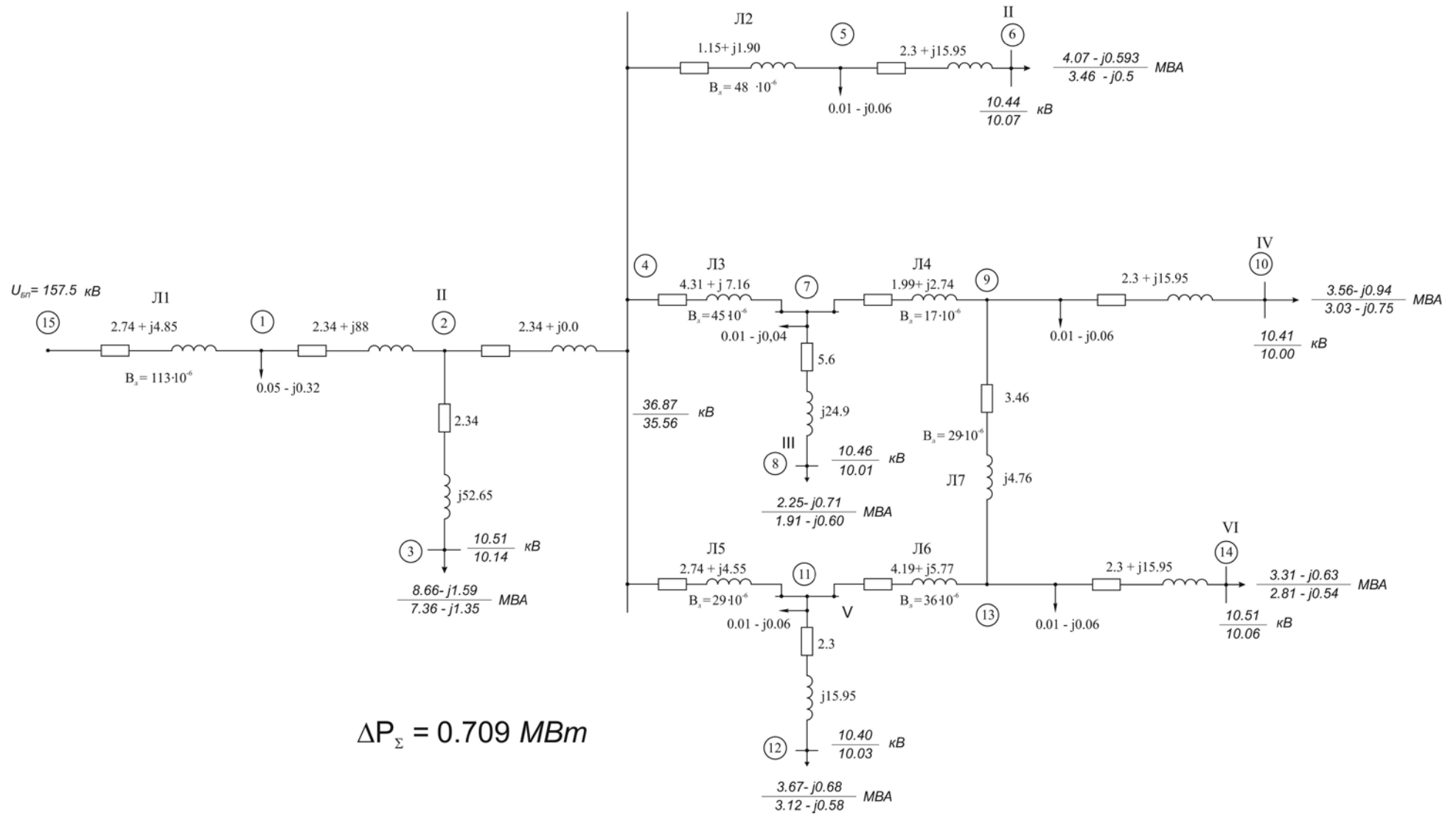


Рис.А.5. Річний графік навантаження P , Q

Радіальна схема



Замкнена схема



Максимальний режим радіальної мережі.

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

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

N - У з л ы

	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	8.66	1.59	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	4.07	0.593	0	0
N	7	1	35	0.0	0.04	0	0
N	8	1	10	2.25	0.71	0	0
N	9	1	35	0.0	0.06	0	0
N	10	1	10	3.56	0.94	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.67	0.98	0	0
N	13	1	35	0.0	0.06	0	0
N	14	1	10	3.31	0.63	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	2.74	4.85	113
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.15	1.90	48
L	4	7	2.15	3.58	90
L	7	9	0.81	1.35	34
L	4	11	1.37	2.28	57
L	11	13	1.70	2.84	71

T - Трансформаторы 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _H [кВ]	U _B [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	15.95	11.0	37.62
T	8	7	5.60	24.90	11.00	37.62
T	10	9	2.30	15.95	11.00	37.10
T	12	11	2.30	15.95	11.00	37.10
T	14	13	2.30	15.95	11.0	37.10

Информация по узлам						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-26.046	-6.967	0.000	0.000
1	156.79	-0.2	0.050	0.320	0.000	0.000
2	151.87	-5.7	0.000	0.000	0.000	0.000
3	10.51	-6.8	8.660	1.590	0.000	0.000
4	36.93	-5.7	-0.000	-0.000	0.000	0.000
5	36.76	-6.0	0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.54	-8.7	4.070	0.593	0.000	0.000
7	36.39	-6.4	0.000	0.040	0.000	0.000
8	10.49	-8.7	2.250	0.710	0.000	0.000
9	36.27	-6.6	-0.000	0.060	0.000	0.000
10	10.49	-9.0	3.560	0.940	0.000	0.000
11	36.55	-6.3	-0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.42	-8.7	3.670	0.980	0.000	0.000
13	36.33	-6.6	0.000	0.060	0.000	0.000
14	10.45	-8.9	3.310	0.630	0.000	0.000
Баланс по пассивн. элем-м			0.475644	0.924368	0.000	0.000
"+" потребление, "-" генерация						

Информация по ветвям						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-26.046	-6.967	25.963	9.612	0.082667
1	2	-25.913	-9.292	25.841	6.579	0.072134
4	5	-4.115	-0.818	4.100	0.859	0.014882
4	7	-5.930	-1.983	5.868	2.000	0.062006
7	9	-3.593	-1.140	3.585	1.171	0.008723
4	11	-7.096	-1.995	7.041	1.981	0.054724
11	13	-3.345	-0.762	3.330	0.831	0.015078
3	2	8.660	1.590	-8.668	-1.769	0.007940
4	2	17.141	4.796	-17.173	-4.810	0.032266
6	5	4.070	0.593	-4.100	-0.799	0.029688
8	7	2.250	0.710	-2.275	-0.820	0.024718
10	9	3.560	0.940	-3.585	-1.111	0.024621
12	11	3.670	0.980	-3.696	-1.159	0.025833
14	13	3.310	0.630	-3.330	-0.771	0.020364
Суммарные потери активной мощности:						0.535464

Мінімальний режим радіальної мережі.

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

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

N - У з л ы

	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	7.36	1.35	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	3.46	0.5	0	0
N	7	1	35	0.0	0.04	0	0
N	8	1	10	1.91	0.60	0	0
N	9	1	35	0.0	0.06	0	0
N	10	1	10	3.03	0.75	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.12	0.83	0	0
N	13	1	35	0.0	0.06	0	0
N	14	1	10	2.81	0.54	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	2.74	4.85	113
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.15	1.90	48
L	4	7	2.15	3.58	90
L	7	9	0.81	1.35	34
L	4	11	1.37	2.28	57
L	11	13	1.70	2.84	71

T - Трансформаторы 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	U _H [кВ]	U _B [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	37.10
T	12	11	2.30	19.95	11.00	37.625
T	14	13	5.60	24.90	11.0	37.10

Информация по узлам						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-22.139	-5.202	0.000	0.000
1	156.91	-0.2	0.050	0.320	0.000	0.000
2	152.83	-4.8	0.000	0.000	0.000	0.000
3	10.14	-5.7	7.360	1.350	0.000	0.000
4	35.58	-4.8	0.000	0.000	0.000	0.000
5	35.43	-5.1	0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.05	-8.2	3.460	0.500	0.000	0.000
7	35.10	-5.5	0.000	0.040	0.000	0.000
8	10.14	-6.8	1.910	0.600	0.000	0.000
9	34.99	-5.6	0.000	0.060	0.000	0.000
10	10.04	-9.1	3.030	0.750	0.000	0.000
11	35.23	-5.3	-0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.09	-8.2	3.120	0.830	0.000	0.000
13	35.03	-5.6	0.000	0.060	0.000	0.000
14	10.12	-8.9	2.810	0.540	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м			0.399057	0.032443	0.000	0.000

"+" потребление, "-" генерация						

Информация по ветвям						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-22.139	-5.202	22.080	7.891	0.058956
1	2	-22.030	-7.571	21.979	5.631	0.051572
4	5	-3.495	-0.719	3.483	0.761	0.011607
4	7	-5.050	-1.652	5.002	1.684	0.048287
7	9	-3.084	-0.991	3.078	1.021	0.006927
4	11	-6.045	-1.772	6.002	1.772	0.043086
11	13	-2.861	-0.707	2.849	0.775	0.011988
3	2	7.360	1.350	-7.366	-1.477	0.005654
4	2	14.590	4.144	-14.613	-4.154	0.023122
6	5	3.460	0.500	-3.483	-0.701	0.023135
8	7	1.910	0.600	-1.918	-0.653	0.007660
10	9	3.030	0.750	-3.078	-0.961	0.047541
12	11	3.120	0.830	-3.140	-1.005	0.020143
14	13	2.810	0.540	-2.849	-0.715	0.039380
Суммарные потери активной мощности:						0.399057

Максимальний режим замкненої мережі

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

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

N - У з л ы

	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	8.66	1.59	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	4.07	0.593	0	0
N	7	1	35	0.0	0.04	0	0
N	8	1	10	2.25	0.71	0	0
N	9	1	35	0.0	0.06	0	0
N	10	1	10	3.56	0.94	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.67	0.68	0	0
N	13	1	35	0.0	0.06	0	0
N	14	1	10	3.31	0.63	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	2.74	4.85	113
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.15	1.90	48
L	4	7	4.31	7.16	45
L	7	9	1.99	2.74	17
L	9	13	3.46	4.76	29
L	4	11	2.74	4.55	29
L	11	13	4.19	5.77	36

T - Трансформаторы 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	37.10
T	10	9	5.60	24.90	11.00	36.05
T	12	11	2.30	19.95	11.00	37.10
T	14	13	5.60	24.90	11.0	36.05

И н ф о р м а ц и я п о у з л а м						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-26.279	-7.418	0.000	0.000
1	156.77	-0.2	0.050	0.320	0.000	0.000
2	151.61	-5.7	-0.000	0.000	0.000	0.000
3	10.51	-6.9	8.660	1.590	0.000	0.000
4	36.87	-5.8	0.000	0.000	0.000	0.000
5	36.70	-6.0	0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.54	-9.5	4.070	0.593	0.000	0.000
7	35.76	-7.2	-0.000	0.040	0.000	0.000
8	10.46	-8.8	2.250	0.710	0.000	0.000
9	35.47	-7.6	-0.000	0.060	0.000	0.000
10	10.41	-11.5	3.560	0.940	0.000	0.000
11	36.07	-6.9	-0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.49	-10.1	3.670	0.680	0.000	0.000
13	35.50	-7.6	0.000	0.060	0.000	0.000
14	10.51	-11.3	3.310	0.630	0.000	0.000
Баланс по пассивн. элем-м			0.709067	1.674673	0.000	0.000
"+" потребление, "-" генерация						

И н ф о р м а ц и я п о в е т в я м						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-26.279	-7.418	26.194	10.058	0.084871
1	2	-26.144	-9.738	26.070	6.951	0.074105
4	5	-4.115	-0.873	4.100	0.913	0.015018
4	7	-6.017	-2.108	5.888	1.952	0.129288
7	9	-3.628	-1.131	3.605	1.121	0.022503
9	13	0.020	0.169	-0.020	-0.132	0.000063
4	11	-7.236	-2.187	7.121	2.034	0.115360
11	13	-3.425	-1.072	3.384	1.061	0.041658
3	2	8.660	1.590	-8.668	-1.769	0.007967
4	2	17.369	5.167	-17.402	-5.182	0.033561
6	5	4.070	0.593	-4.100	-0.853	0.029954
8	7	2.250	0.710	-2.260	-0.781	0.010285
10	9	3.560	0.940	-3.625	-1.230	0.065214
12	11	3.670	0.680	-3.696	-0.902	0.025585
14	13	3.310	0.630	-3.364	-0.868	0.053636
Суммарные потери активной мощности:						0.709067

Мінімальний режим замкнутої мережі.

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

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

N - У з л ы

	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	7.36	1.35	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	3.46	0.50	0	0
N	7	1	35	0.0	0.04	0	0
N	8	1	10	1.91	0.60	0	0
N	9	1	35	0.0	0.06	0	0
N	10	1	10	3.03	0.75	0	0
N	11	1	35	0.0	0.06	0	0
N	12	1	10	3.12	0.58	0	0
N	13	1	35	0.0	0.06	0	0
N	14	1	10	2.81	0.54	0	0

L - Ветви, линии

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	15	1	2.74	4.85	113
L	1	2	2.34	88.0	0
L	4	5	1.15	1.90	48
L	4	7	4.31	7.16	45
L	7	9	1.99	2.74	17
L	9	13	3.46	4.76	29
L	4	11	2.74	4.55	29
L	11	13	4.19	5.77	36

T - Трансформаторы 150/35/10 , 35/10

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Uн [кВ]	Uв [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	36.575
T	12	11	2.30	19.95	11.00	37.625
T	14	13	5.60	24.90	11.0	36.575

Информация по узлам						
N	V	dV	P	Q	Pg	Qb
15	157.50	0.0	-22.270	-5.314	0.000	0.000
1	156.91	-0.2	0.050	0.320	0.000	0.000
2	152.77	-4.8	-0.000	-0.000	0.000	0.000
3	10.14	-5.8	7.360	1.350	0.000	0.000
4	35.56	-4.8	0.000	-0.000	0.000	0.000
5	35.41	-5.1	0.000	0.060	0.000	0.000
6	10.05	-8.3	3.460	0.500	0.000	0.000
7	34.60	-6.2	-0.000	0.040	0.000	0.000
8	9.99	-7.6	1.910	0.600	0.000	0.000
9	34.35	-6.5	0.000	0.060	0.000	0.000
10	9.99	-10.1	3.030	0.750	0.000	0.000
11	34.86	-5.9	-0.000	0.060	0.000	0.000
12	10.02	-8.8	3.120	0.580	0.000	0.000
13	34.37	-6.5	0.000	0.060	0.000	0.000
14	10.06	-9.9	2.810	0.540	0.000	0.000

Баланс по пассивн. элем-м			0.530427	0.394158	0.000	0.000

"+" потребление, "-" генерация						

Информация по ветвям						
N1	N2	P12	Q12	P21	Q21	
15	1	-22.270	-5.314	22.211	8.001	0.059765
1	2	-22.161	-7.681	22.108	5.715	0.052284
4	5	-3.495	-0.720	3.483	0.761	0.011617
4	7	-5.096	-1.715	4.997	1.606	0.098851
7	9	-3.079	-0.911	3.062	0.908	0.017167
9	13	0.018	0.122	-0.018	-0.088	0.000033
4	11	-6.129	-1.793	6.040	1.682	0.088482
11	13	-2.900	-0.871	2.869	0.870	0.031744
3	2	7.360	1.350	-7.366	-1.477	0.005659
4	2	14.719	4.227	-14.743	-4.237	0.023593
6	5	3.460	0.500	-3.483	-0.701	0.023156
8	7	1.910	0.600	-1.918	-0.655	0.007889
10	9	3.030	0.750	-3.079	-0.970	0.049461
12	11	3.120	0.580	-3.140	-0.751	0.019720
14	13	2.810	0.540	-2.851	-0.722	0.041005
Суммарные потери активной мощности:						0.530427

Таблиця В.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+рп+ол %	$I_{а.}, тис. грн.$
Л1	АС120/19	150	22,00	2	ж/б	535,00	11770,00	10	1177,00
Л2	АС120/19	35	9,20	2	ж/б	432,50	3979,00	10	397,90
Л3	АС120/19	35	17,30	2	ж/б	432,50	7482,25	10	748,23
Л4	АС120/19	35	6,50	2	ж/б	432,50	2811,25	10	281,13
Л5	АС120/19	35	11,00	2	ж/б	432,50	4757,50	10	475,75
Л6	АС120/19	35	13,70	2	ж/б	432,50	5925,25	10	592,53
Сума:							36725,25		3672,53

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

п/ст	Тип трансформатора	N	$K_T, т ис. грн.$	$K_T, т ис. грн.$	$N_{в 150 кВ}$	$N_{в 35 кВ}$	$K_{в}, т ис. грн.$	$Q_{ку}, МВАр$	$K_{ку}, т ис. грн.$	$K_{ПЗ}, т ис. грн.$	$K_{п/ст}, т ис. грн.$	$I_{а п/ст}, т ис. грн.$
1	ТДТН-16000/150	2	2075,00	4150,00	3	9	8400	-	0,00	6750	19300,00	3860,00
2	ТМН-2500/35	2	525,00	1050,00	-	5	70	0,9	180,00	1750	3050,00	610,00
3	ТМН-1600/35	2	417,50	835,00	-	7	98	0,9	180,00	1750	2863,00	572,60
4	ТМН-2500/35	2	525,00	1050,00	-	5	70	1,8	360,00	1750	3230,00	646,00
5	ТМН-2500/35	2	525,00	1050,00	-	7	98	1,2	240,00	1750	3138,00	627,60
6	ТМН-2500/35	2	525,00	1050,00	-	5	70	1,5	300,00	1750	3170,00	634,00
Сума				9185			8806	6,3	1260,00		34751,00	6950,2

Таблиця В.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	0,084	2802,89	0,2342	1238,9978	1177,00	2415,9978
Л2	АС120/19	0,015	2802,89	0,0420	222,4093	397,90	620,3093
Л3	АС120/19	0,063	2802,89	0,1767	934,8605	748,23	1683,0855
Л4	АС120/19	0,009	2802,89	0,0252	133,4456	281,13	414,5706
Л5	АС120/19	0,056	2802,89	0,1567	828,8454	475,75	1304,5954
Л6	АС120/19	0,016	2802,89	0,0437	231,0091	592,53	823,5341
Сума		0,242		0,6786	3589,5678	3672,53	7262,0928

Таблиця В.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	0,318745	1686,16	25	438000	2317,02	4003,18	3860,00	7863,18
2	ТМН-2500/35	2	0,03	2802,9	0,083862	443,63	5,1	89352	472,672	916,30	610,00	1526,30
3	ТМН-1600/35	2	0,01	2802,9	0,028029	148,27	5,1	89352	472,672	620,94	572,60	1193,54
4	ТМН-2500/35	2	0,06	2802,9	0,17476	924,48	5,1	89352	472,672	1397,15	646,00	2043,15
5	ТМН-2500/35	2	0,03	2802,9	0,073155	386,99	5,1	89352	472,672	859,66	627,60	1487,26
6	ТМН-2500/35	2	0,05	2802,9	0,143592	759,60	5,1	89352	472,672	1232,27	634,00	1866,27
Сума			0,29		0,822144	4349,14		884760		9029,52	6950,20	15979,72

Таблиця В.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	22,00	2	ж/б	535,00	11770,00	10	1177,00
Л2	АС120/19	35	9,20	2	ж/б	432,50	3979,00	10	397,90
Л3	АС120/19	35	17,30	1	ж/б	307,50	5319,75	10	531,98
Л4	АС95/16	35	6,50	1	ж/б	305,00	1982,50	10	198,25
Л5	АС120/19	35	11,00	1	ж/б	307,50	3382,50	10	338,25
Л6	АС95/16	35	13,70	1	ж/б	305,00	4178,50	10	417,85
Л7	АС95/16	35	11,30	1	ж/б	305,00	3446,50	10	344,65
Сума:							34058,75		3405,88

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

п/ст	Тип трансформатора	N	$K_T, т ис. грн.$	$K_T, т ис. грн.$	$N_{150 кВ}$	$N_{35 кВ}$	$K_B, т ис. грн.$	$Q_{ку}, МВАр$	$K_{ку}, т ис. грн.$	$K_{ПЗ}, т ис. грн.$	$K_{п/ст}, т ис. грн.$	$I_{а п/ст}, т ис. грн.$
1	ТДТН-16000/150	2	2075,00	4150,00	3	7	7700	-	0,00	6750	18600,00	3720,00
2	ТМН-2500/35	2	525,00	1050,00	-	5	70	0,9	180,00	1750	3050,00	610,00
3	ТМН-1600/35	2	417,50	835,00	-	5	70	0,9	180,00	1750	2835,00	567,00
4	ТМН-2500/35	2	525,00	1050,00	-	5	70	1,8	360,00	1750	3230,00	646,00
5	ТМН-2500/35	2	525,00	1050,00	-	5	70	1,5	300,00	1750	3170,00	634,00
6	ТМН-2500/35	2	525,00	1050,00	-	5	70	1,5	300,00	1750	3170,00	634,00
Сума				9185			8050	6,6	1320,00		34055,00	6811

Таблиця В.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	0,085	2802,89	0,2379	1258,3919	1177,00	2435,3919
Л2	АС120/19	0,015	2802,89	0,0421	222,7059	397,90	620,6059
Л3	АС120/19	0,013	2802,89	0,0362	191,7020	531,98	723,6770
Л4	АС95/16	0,023	2802,89	0,0631	333,6140	198,25	531,8640
Л5	АС120/19	0,115	2802,89	0,3232	1709,5863	338,25	2047,8363
Л6	АС95/16	0,042	2802,89	0,1168	617,7048	417,85	1035,5548
Л7	АС95/16	0,000	2802,89	0,0002	0,8896	344,65	345,5396
Сума		0,292		0,8194	4334,5946	3405,88	7740,4696

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

п/ст	Тип трансформатора	N	$\Delta P_{т}, МВт$	$\tau_{нб}, год.$	$\Delta W_{т} \cdot 10^6, кВт \cdot год.$	$I_{\Delta W_{т}}, тис. грн.$	$\Delta P_{х}, кВт$	$\Delta W_{т'}, кВт \cdot год.$	$I_{\Delta W_{т'}}, тис. грн.$	$\Delta W_{т''} + I_{\Delta W_{т'}}, тис. грн.$	$I_{а п/ст}, тис. грн.$	$I_{сум п/ст}, тис. грн.$
1	ТДТН-16000/150	2	0,12	2802,9	0,324014	1714,03	25	438000	2317,02	4031,05	3720,00	7751,05
2	ТМН-2500/35	2	0,03	2802,9	0,083947	444,08	5,1	89352	472,672	916,75	610,00	1526,75
3	ТМН-1600/35	2	0,01	2802,9	0,028814	152,42	5,1	89352	472,672	625,10	567,00	1192,10
4	ТМН-2500/35	2	0,07	2802,9	0,182748	966,74	5,1	89352	472,672	1439,41	646,00	2085,41
5	ТМН-2500/35	2	0,03	2802,9	0,071726	379,43	5,1	89352	472,672	852,10	634,00	1486,10
6	ТМН-2500/35	2	0,05	2802,9	0,150347	795,34	5,1	89352	472,672	1268,01	634,00	1902,01
Сума			0,30		0,841596	4452,04		884760		9132,42	6811,00	15943,42