

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 ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____2024р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за першим (бакалаврським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Розроблення системи електропостачання
агропромислового району”

Виконав здобувач вищої освіти
4 курсу, групи ЕЕ-21-ЗСК
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Шинкаренко А.В.

« ____ » _____2024р.

Керівник роботи

к.т.н., доцент

_____Андрій КОТИШ

« ____ » _____2024р.

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

Плешков П.Г.

«_____» _____ 2024 р.

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

Шинкаренка Артема Віталійовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

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

Development of a power supply system for an agricultural district

2. Керівник роботи (проекту)

Котиш Андрій Іванович, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

1.Вступ; 2.Електричні навантаження; 3.Картограма електричних навантажень; 4.Вибір оптимальної схеми електропостачання району; 5.Розрахунок режимів схем електропостачання району; 6.Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання; 7.Спеціальний розділ; Висновки; Перелік посилань

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>к.т.н., доц. Н. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>08.05.24</i>	
2	<i>Електричні навантаження</i>	<i>12.05.24.</i>	
3	<i>Картограма електричних навантажень</i>	<i>16.05.24.</i>	
4	<i>Вибір оптимальної схеми електропостачання району</i>	<i>19.05.24.</i>	
5	<i>Розрахунок режимів схем електропостачання району</i>	<i>21.05.24.</i>	
6	<i>Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>24.05.24</i>	
7	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>28.05.24.</i>	
8	<i>Оформлення роботи</i>	<i>01.06.24.</i>	

Дата видачі завдання

«____» _____ 2024 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«____» _____ 2024 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 80с.; 18 рис.; 33 табл.; 10 джерел.

Шинкаренко А.В. Розроблення системи електропостачання агропромислового району. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2024 р.

Метою кваліфікаційної роботи є розроблення системи електропостачання агропромислового району із характерними споживачами електричної енергії. Основну частину роботи присвячено вибору оптимальної мережі району та розрахунку режимів. Також здійснювався вибір основного електрообладнання, вирішувалися питання компенсації реактивної потужності, схемні рішення по системі електропостачання тощо.

У спеціальному розділі приділено увагу застосуванню резистивного заземлення в електричних мережах 10-35 кВ. Показано переваги і недоліки цього заходу.

Ключові слова: система електропостачання району, електричне навантаження, розрахунок режимів, електрична енергія, потужність, резистивне заземлення нейтралі.

SUMMARY

Shinkarenko A.V. Development of a power supply system for an agricultural district. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electric power, electrical engineering and electromechanics". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2024.

The purpose of the qualification work is to develop the electricity supply system of an agro-industrial district with typical consumers of electricity. The main part of the work is devoted to the selection of the optimal district network and the calculation of modes. The selection of the main electrical equipment was also carried out, the issues of

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

reactive power compensation, circuit solutions for the power supply system, etc. were resolved.

In a special section, attention is paid to the application of resistive grounding in electrical networks of 10-35 kV. The advantages and disadvantages of this measure are shown.

Key words: district power supply system, electric load, mode calculation, electric energy, power, resistive neutral grounding.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

Стор.

1. Вступ. Коротка характеристика агропромислових споживачів	
2. Електричні навантаження.....	
3. Побудова картограми навантажень.....	
4. Вибір оптимальної схеми електропостачання району.....	
5. Розрахунок режимів схем електропостачання району.....	
6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання.....	
7. Спеціальний розділ роботи.....	
Висновки.....	
Перелік посилань.....	

					Випускна кваліфікація				ЦНТУ гр. ЕЕ-21-ЗСК		
Зм.	Арк.	Недокум.	Підпис.	Дат							
Розроб.	Шинкаренко				Розроблення системи електропостачання агропромислового району				Літ.	Аркуш	Аркушів
Перевір.	Котиш										
Н.контр.											
Затвер.	Плешков										

1. ВСТУП. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА АГРОПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ РАЙОНУ

Електропостачання агропромислових районів має свої власні особливості через специфіку їхньої діяльності та потреби. Ось кілька ключових аспектів:

Потужність і напруга: Сільськогосподарські підприємства можуть потребувати великої кількості енергії для різних цілей, включаючи обробку ґрунту, зрошення, освітлення, охолодження тощо. Тому, системи електропостачання в таких районах повинні мати достатню потужність і забезпечувати стабільну напругу.

Нестійкість в мережі: У деяких сільських районах можуть бути проблеми з непостійністю електропостачання через віддаленість від центрів енергопостачання або недоліки в енергетичних мережах. Це може призводити до перебоїв у роботі сільськогосподарської техніки та обладнання.

Сезонність попиту: Сільськогосподарська діяльність часто піддається сезонним варіаціям, наприклад, під час збирання врожаю. Це може призводити до раптових змін у використанні електроенергії, що потребує гнучкості систем електропостачання.

Енергоефективність: У зв'язку з ростом свідомості про збереження енергії та зниження викидів, сільське господарство також розвиває технології, спрямовані на енергоефективність. Це може включати в себе використання сонячних батарей, вітряних турбін та інших джерел відновлювальної енергії.

Автоматизація: Сучасні технології в сільському господарстві, такі як автоматизація процесів і використання дронів, можуть вимагати додаткового електропостачання для роботи систем управління та зв'язку.

Віддаленість: Деякі агропромислові райони можуть бути віддаленими від центрів енергопостачання, що може ускладнювати підключення до мережі та забезпечення стабільного електропостачання.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Загалом, електропостачання агропромислових районів потребує індивідуального підходу, щоб врахувати їхні специфічні потреби та умови.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. ЕЛЕКТРИЧНІ НАВАНТАЖЕННЯ

З визначення електричних навантажень починається перший етап проектування будь-якої системи електропостачання. За даними електричних навантажень виконується вибір та перевірка струмоведучих елементів і трансформаторів по нагріву, розрахунок відхилень та коливань напруги, вибір компенсуючих установок, захисних пристроїв техніко-економічних показників тощо.

2.1. Розрахунок електричних навантажень промислових та агропромислових споживачів

На даний час існує ряд научно обґрунтованих методів розрахунку електричних навантажень. В даному дипломному проекті для розрахунку електричних навантажень промислових підприємств використовується метод впорядкованих діаграм показників графіків навантаження.

Для розрахунку навантажень споживачів агропромислового комплексу в мережах 0,38 кВ підрахунок знаходиться додаванням розрахункових навантажень на вводах споживачів, а в мережах 6-20 кВ шляхом складання їх розрахункових значень по ТП 10/0,4 кВ окремо для денного та вечірнього максимумів навантаження.

2.1.1. Розрахунок освітлювального навантаження.

Розрахунок освітлювального навантаження виконується за питомою потужністю освітлювального навантаження на одиницю корисної площі промислового приміщення.

Встановлена потужність освітлювальних приймачів, кВт:

$$P_p = p_0 F \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

де p_0 - питома потужність освітлювального навантаження, Вт/м²; F - площа промислового приміщення, м².

Розрахункова потужність освітлювальних електроприймачів, кВт:

$$P_p = K_c P_y, \quad (2.2)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де K_c - коефіцієнт попиту освітлювального навантаження.

Для освітлювальних установок з газорозрядними лампами розрахункова реактивна потужність визначається за формулою:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (2.3)$$

Результати розрахунку освітлювального навантаження зведені до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1.

Розрахунок освітлювального навантаження заводу комбикормів

№	Найменування	F, м ²	p ₀ , Вт/м ²	P _в , кВт	K ₁	K _c	T _g	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА
1	Їдальня	250	14	3,50	1,12	0,95	1,73	3,72	6,44	7,44
2	Адміністрація	295	16	4,72	1,12	0,95	1,73	5,02	8,69	10,04
3	Цех виготовлення комбикормів	2565	12	30,78	1,12	0,95	1,73	32,75	56,66	65,44
4	Автогараж-майстерня	1386	10	13,86	1,12	0,95	1,73	14,75	25,51	29,47
5	Склад готової продукції	386	6	2,32	1,12	0,85	1,73	2,20	3,81	4,41
6	Котельня	320	8	2,56	1,12	0,85	1,73	2,44	4,22	4,87
7	Склад сировини	154	6	0,92	1,12	0,95	1,73	0,98	1,70	1,96
8	Територія заводу	65000	0,15	9,75	1	0,6	0	5,85	0,00	5,85
	Всього по заводу							67,72	107,03	126,655

2.1.2. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 0,4 кВ.

Розрахункове активне навантаження групи електроприймачів чи вузла навантаження визначається за формулою:

$$P_p = P_{зм} \cdot K_m, \quad (2.4)$$

де $P_{см}$ - середнє активне навантаження групи електроприймачів чи вузла за найбільш завантаженої зміни; K_m - коефіцієнт максимуму навантаження.

Коефіцієнт K_m знаходиться за таблицями [4] в залежності від значення групового коефіцієнту використання та ефективного числа електроприймачів в групі чи вузлі навантаження.

Груповий коефіцієнт використання визначається за формулою:

										Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

$$K_{\text{в}} = \frac{\sum_{1}^n P_{\text{зм}}}{\sum_{1}^n P_{\text{н}}} \quad (2.5)$$

де $P_{\text{см}}$, $P_{\text{н}}$ - відповідно середнє навантаження та встановлена потужність групи електроприймачів з однаковим режимом роботи; n - кількість груп електроприймачів з різними режимами роботи.

Ефективна кількість електроприймачів в групі визначається в залежності від значення $K_{\text{в}}$ та відношення:

$$m = \frac{P_{\text{н max}}}{P_{\text{н min}}}, \quad (2.6)$$

де $P_{\text{н max}}$, $P_{\text{н min}}$ - встановлена потужність відповідно найбільш та найменш потужного електроприймача групи.

При $m > 3$, $K_{\text{в}} > 0,2$ значення $n_{\text{е}}$ визначається за формулою:

$$n_{\text{е}} = \frac{2 \sum P_{\text{н}}}{P_{\text{н max}}} \quad (2.7)$$

Розрахункове реактивне навантаження групи електроприймачів чи вузла навантаження визначається за формулою:

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{зм}} \quad (2.8)$$

при $n_{\text{е}} > 10$;

$$Q_{\text{р}} = 1,1 \cdot Q_{\text{зм}} \quad (2.9)$$

при $n_{\text{е}} > 10$,

де $Q_{\text{зм}}$ - середнє активне навантаження за найбільш завантаженому зміні.

Розрахунковий максимум навантаження:

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2} \quad (2.10)$$

Результати розрахунку занесені в таблицю 2.2.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.2.

Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 0,4 кВ

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кількість ел. Споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	Кв	cos	tg	Середнє навантаження за зміну, кВт		ne	Км	Розрахункова потужність,			
			Одного	Сумарна					Рср	Qср			Рр, кВт	Qр, кВар	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1	Завод комбікормів															
	Їдальня															
	Електричні плити	6	5,0	- 40	210	8	0,6	0,8	0,75	126,00	94,50	6				
	Вентилятори	6	1,0	- 3	18	3	0,7	0,8	0,75	12,60	9,45	6				
	Морозильні камери	2	1,0	- 5	10	5	0,55	0,7	1,02	5,50	5,61	2				
	Технологічна лінія	2	1,0	- 5	10	5	0,6	0,75	0,882	6,00	5,29	2				
	Разом	16	1,0	- 40	248	40	0,696	0,8	0,75	150,10	112,58	12	1,25	150,10	123,83	194,59
	Адміністрація	5	1,0	- 5	25	5	0,7	0,8	0,75	17,50	13,13	5	1,26	17,50	13,13	21,88
	Цех виготовлення комбікормів															
	Гранулятори	10	10,0	- 200	670	20	0,8	0,8	0,75	536,00	402,00	7	1,22	651,24	442,20	787,18
	Лінія первинної обробки	4	1,0	- 20	80	20	0,65	0,75	0,882	52,00	45,86	4	1,22	63,18	50,45	80,85
	Лінія автоматичного сортування	2	1,0	- 30	60	30	0,5	0,7	1,02	30,00	30,61	2	1,22	36,45	33,67	49,62
	Лінія вторинної обробки	6	5,0	- 30	90	6	0,7	0,8	0,75	63,00	47,25	6	1,22	76,55	51,98	92,52
	Цех дріжжування	2	1,0	- 50	100	50	0,65	0,8	0,75	65,00	48,75	2	1,22	78,98	53,63	95,46
	Теплопункт	2	1,0	- 100	200	100	0,7	0,85	0,62	140,00	86,76	2	1,22	170,10	95,44	195,05
	Лінія завантаження	2	1,0	- 5	10	5	0,6	0,8	0,75	6,00	4,50	2	1,22	7,29	4,95	8,81
	Лінія розвантаження готової продукції	2	1,0	- 10	20	10	0,6	0,8	0,75	12,00	9,00	2	1,22	14,58	9,90	17,62
	Насоси	5	10,0	- 50	185	5	0,7	0,8	0,75	129,50	97,13	5	1,22	157,34	106,84	190,19
	Вентилятори сировинні	8	5,0	- 30	170	6	0,65	0,8	0,75	110,50	82,88	8	1,22	134,26	91,16	162,28

№ док.м.	№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кількість ел. Споживачів	Встановлена по- тужність, кВт		m	Кв	cos	tg	Середнє наванта- ження за зміну, кВт		ne	Км	Розрахункова потужність,		
				Одного	Сумарна					Pcp	Qcp			Pp, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
		вентилятори	10	1,0 - 5	50	5	0,65	0,8	0,75	32,50	24,38	10	1,22	39,49	26,81	47,73
		Разом	53	1,0 - 200	1635	200	0,72	0,8	0,75	1176,5	879,11	16	1,11	1300,03	879,11	1569,37
		Автогараж-майстерня														
		Вентилятори	5	1,0 - 5	25	5	0,7	0,8	0,75	17,50	13,13	5	1,22	21,26	14,44	25,70
		Компресори	3	10,0 - 15	40	2	0,65	0,8	0,75	26,00	19,50	3	1,22	31,59	21,45	38,18
		Зварювальна ділянка	4	1,0 - 15	60	15	0,3	0,35	2,676	18,00	48,18	4	1,22	21,87	52,99	57,33
		Токарні станки	3	10,0 - 14	34	1	0,25	0,65	1,169	8,50	9,94	3	1,22	10,33	10,93	15,04
		Свердлувальні станки	2	1,0 - 5	10	5	0,25	0,65	1,169	2,50	2,92	2	1,22	3,04	3,22	4,42
		Разом	17	1,0 - 15	169	15	0,43	0,61	1,299	72,50	94,18	17	1,23	88,81	94,18	129,45
		Склад готової продукції														
		Транспортери	2	1,0 - 4	8	4	0,6	0,8	0,75	4,80	3,60	2	1,22	5,83	3,96	7,05
		Вентилятори	5	1,0 - 3	15	3	0,65	0,8	0,75	9,75	7,31	5	1,22	11,85	8,04	14,32
		Машини мікроклімату	2	1,0 - 3	6	3	0,5	0,75	0,882	3,00	2,65	2	1,22	3,65	2,91	4,66
		Разом	9	1,0 - 4	29	4	0,66	0,81	0,724	17,55	13,56	9	1,22	21,41	14,91	26,09
		Котельня														
		Технологічні насоси	6	30,0 - 80	320	3	0,7	0,8	0,75	224,00	168,00	6	1,22	272,16	184,80	328,97
		Димососи	2	1,0 - 50	100	50	0,7	0,8	0,75	70,00	52,50	2	1,22	85,05	57,75	102,80
		Живильні насоси	4	5,0 - 150	310	30	0,65	0,8	0,75	201,50	151,13	4	1,22	244,82	166,24	295,93
		Вентилятори	4	3,0 - 5	16	2	0,65	0,8	0,75	10,40	7,80	4	1,22	12,64	8,58	15,27
		Разом	16	1,0 - 150	746	150	0,68	0,8	0,75	505,90	379,43	10	1,18	596,96	417,37	728,39
		Склад сировини														
		Тельфери	2	1,0 - 4	8	4	0,6	0,79	0,776	4,80	3,73	2	1,22	5,83	4,10	7,13
		Ветиллятори	6	3,0 - 5	22	2	0,65	0,8	0,75	14,30	10,73	6	1,22	17,37	11,80	21,00
		Разом	8	1,0 - 5	30	5	0,64	0,8	0,75	19,10	14,45	8	1,26	24,07	15,90	28,84
		Разом на шинах 0,4 кВ	141	1,0 - 200	5739	200	0,68	0,79	0,776	2031,65	1600,60	57	1,11	2255,13	1600,60	2765,42

Розрахунок електричних навантажень в мережі з напругою вище 1000 В

При розрахунку навантажень в мережі напругою вище 1000 В розрахунковими вузлами навантажень є шини 10 кВ, тому перед початком розрахунку необхідно перш за все визначити кількість ТП, потужність трансформаторів та їх розміщення на території підприємства.

Для визначення кількості ТП, числа та потужності їх трансформаторів та місць їх установки використовується картограма навантажень. На підставі картограми навантажень визначаються схеми живлення цехів, де установка власних ТП вважається нераціональною і їх живлення може бути виконано на напрузі 0,4 кВ від ТП сусідніх цехів при умові, що відхилення напруги на зажимах електроприймачів не перевищує значень, встановлених ГОСТ.

Використовується слідуючий порядок розрахунку навантажень в мережі напругою вище 1000 В:

- а) додають номінальні потужності всіх установлених силових електроприймачів напругою до 1000 В і вище, які живляться від даного РП(ТП);
- б) визначають середні навантаження та груповий коефіцієнт використання;
- в) визначається ефективне число електроприймачів, коефіцієнт максимуму, розрахункові навантаження;
- г) додаються освітлювальні навантаження;
- д) додаються втрати в силових трансформаторах. Втрати в трансформаторах визначаються за формулами:

$$\Delta P = n(\Delta P_x + \Delta P_k K_s^2) \quad (2.11)$$

$$\Delta Q = n\left(\frac{I_x}{100} S_n + \frac{U_k}{100} S_n K_s^2\right) \quad (2.12)$$

де n - кількість трансформаторів;

$\Delta P_x, \Delta P_k$ - втрати відповідно Х.Х. та К.З., кВт

I_x - струм Х.Х., %;

U_k - напруга К.З., %;

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

S_n - номінальна потужність трансформатора, кВА;

K_3 - коефіцієнт завантаження трансформатора;

е) підводиться загальний підсумок по ТП(РП) середніх та розрахункових силових навантажень, освітлювальних навантажень і втрат в трансформаторах.

Навантаження в цілому по підприємству визначається так само, як і навантаження окремих ТП/РП. Якщо в склад вузла навантаження входять синхронні двигуни чи батареї конденсаторів для підвищення коефіцієнта потужності, то їх реактивне навантаження при розрахунку приймаються зі знаком "-".

При розрахунку навантажень в мережі 10 кВ вибір чила (потужності) трансформаторів ТП, а також розрахунок втрат потужності в них проводиться за умови повної компенсації реактивних навантажень в мережі напругою до 1000 В. Це обумовлено тим що на стадії розрахунку навантажень електричної системи точне значення потужності компенсуючих пристроїв, які встановлюються в мережі напругою до 1000 В, не відомо.

В подальшому при розрахунку компенсуючих пристроїв число (потужність) трансформаторів уточнюється за умовою мінімуму витрат на компенсацію реактивної потужності.

Результати розрахунку навантаження зведені до таблиці 2.3.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 2.3. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі вище 1000 В

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кількість ел. споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	Кв	cos	tg	Середнє навантаження за зміну, кВт		pe	Км	Розрахункова потужність, кВт		
			Одного	Сумарна					Pcp	Qcp			Pp	Qp	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП№1,2														
1	<u>Цех виготовлення комбікормів</u>														
	силова	53,00	1,0 - 200	1635,00	200,0	0,72	0,8	0,75	1176,50	879,11	16,0	1,1	1300,03	879,11	1569,37
	освітлювальна												32,75	56,66	
	Всього по цеху ВК												1332,78	935,76	
	<u>Їдальня</u>														
	силова	16	1 - 40	248	40	0,7	0,8	0,75	150,1	112,575	12	1,3	150,1	123,83	194,588
	освітлювальна												3,72	6,44	
	Всього по їдальні												153,82	130,28	
	Всього на стороні 0,4 кВ														
	Силова	69,00	1 200,0	1883,00	200,0	0,70	1	0,75	1326,60	991,68	19,0	1,1	1326,60	991,68	1656,29
	освітлювальна												36,47	63,10	
	БСК-0,4														
	З урахуванням БСК												1363,07	1054,8	1723,52
	Втрати в трансформаторі (4*630)												14,2	107	
	Всього на шинах ТП №1,2												1377,27	1161,8	1801,84
	ТП№3														
	<u>Автогараж-майстерня</u>														
	силова	17,00	1,0 - 15,00	169,00	15,00	0,43	0,61	1,30	72,50	94,18	17,0	1,2	88,81	94,18	129,45
	освітлювальна												14,75	25,51	
	Всього по майстерні												103,56	119,69	
	<u>Котельня</u>														
	силова	16,00	1,0 - 150,0	746,00	150,0	0,68	0,80	0,75	505,90	379,43	10,0	1,1	596,96	417,37	728,39
	освітлювальна												2,44	4,22	
	Всього по котельні												599,40	421,58	732,81

			<u>Адміністрація</u>															
			силова		5	1 - 5	25	5	0,7	0,8	0,75	17,5	13,125	5	1,3	17,5	13,125	21,875
			освітлювальна											5,02	8,69			
			Всього по їдальні												22,52	21,81	31,35	
			<u>Склад готової продукції</u>															
			силова		9,00	1,0 - 4,00	29,00	4,00	0,66	0,81	0,72	17,55	13,56	9,00	1,2	21,41	14,91	26,09
			освітлювальна											2,20	3,81			
			Всього по складу ГТ												23,62	18,73	30,14	
			<u>Склад сировини</u>															
			силова		8	1 - 5	30	5	0,64	0,8	0,75	19,1	14,4502	8	1,3	24,07	15,895	28,84
			освітлювальна											0,98	1,70			
			Всього по складу												25,05	17,60	30,61	
			Всього на стороні 0,4 кВ															
			Силова		55,00	1 - 150,0	999,00	150,0	0,63	1	0,81	632,55	514,74	13,0	1,2	632,55	514,74	815,52
			освітлювальна											25,39	43,93			
			БСК-0,4															
			З урахуванням БСК											657,94	558,67	863,13		
			Втрати в трансформаторі (2*630)												10,8	75,9		
			Всього на шинах ТП №3											668,74	634,57	921,90		
			Всього по заводу на стороні 0,4 кВ															
			Силова		141	1 - 200	5739	200	0,68	0,79	0,78	2031,65	1600,6	57	1,1	2255,13	1600,6	2765,41
			Освітлювальна													67,72	107,03	
			Всього по заводу												2322,85	1707,6	2882,99	
			БСК-0,4															
			Всього з урахуванням БСК												2322,85	1707,6	2882,99	
			Втрати в трансформаторах ТП													25,0	182,9	
			Всього з урахуванням втрат												2347,85	1890,5	3014,38	
			БСК-10 кВ															
			Всього на шинах 10 кВ заводу												2347,85	1890,5	3014,38	
			Високовольтне навантаження															
			Л-181													1069,0	1284,0	1670,75
			Л-182												1137,0	1085,0	1571,62	

[illegible]

2.2. Побудова графіків електричних навантажень

При виконанні ряду розрахунків дипломного проекту необхідні данні, котрі визначаються за графіками електричних навантажень. Для цього в проєкті необхідно побудувати добовий графік навантаження по активній потужності та річний графік активної потужності по продовжуваності. Побудову графіків виконують на основі характерних графіків електричних навантажень для різноманітних галузей промисловості .[4]

На підставі річного графіка визначаються річні витрати активної енергії, час використання максимального навантаження і максимальних втрат.

Річні витрати активної енергії, кВт·год:

$$W_p = \sum P_i t_i \quad (3.1)$$

де P_i - ордината і-ї сходинки графіка, кВт;

t_i - тривалість і-ї ступені, годин.

Річні витрати реактивної енергії квар·год:

$$V_p = \sum Q_i t_i \quad (3.2)$$

де Q_i - ордината і-ї сходинки графіка, кВт;

t_i - тривалість і-ї ступені, годин.

Час використання максимального навантаження:

$$T_m = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_p} \quad (3.3)$$

Час максимальних втрат, годин:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_m}{10^4})^2 8760 \quad (3.4)$$

Розрахунок графіків електричних навантажень приведений в таблиці 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, а графіки на рисунках 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 та 3.5.

Річні витрати активної та реактивної енергії енергії:

$$W_p = \sum P_{3,i}^{роб} \cdot 143 + \sum P_{3,i}^{вих} \cdot 65 + \sum P_{л,i}^{роб} \cdot 106 + \sum P_{л,i}^{вих} \cdot 51 = 461758,14 \cdot 143 + 50066,71 \cdot 65 + 392494,42 \cdot 106 + 42556,71 \cdot 51 = 113060550,03 \text{ кВт·год}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$V_p = \sum Q_{3,i}^{\text{роб}} \cdot 143 + \sum Q_{3,i}^{\text{вих}} \cdot 65 + \sum Q_{л,i}^{\text{роб}} \cdot 106 + \sum Q_{л,i}^{\text{вих}} \cdot 51 = 69264 \cdot 143 + 7510 \cdot 65 + 58874 \cdot 106 + 6383,5 \cdot 51 = 16959082,51 \text{ квар} \cdot \text{год}$$

Час використання максимуму навантаження:

$$T_m = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_p} = \frac{\sqrt{113060550,03^2 + 16959082,51^2}}{28929,62} = 3951,85 \text{ год}$$

Час максимальних втрат:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_m}{10^4})^2 8760 = (0,124 + \frac{3951,85}{10^4})^2 8760 = 2361,28 \text{ год}$$

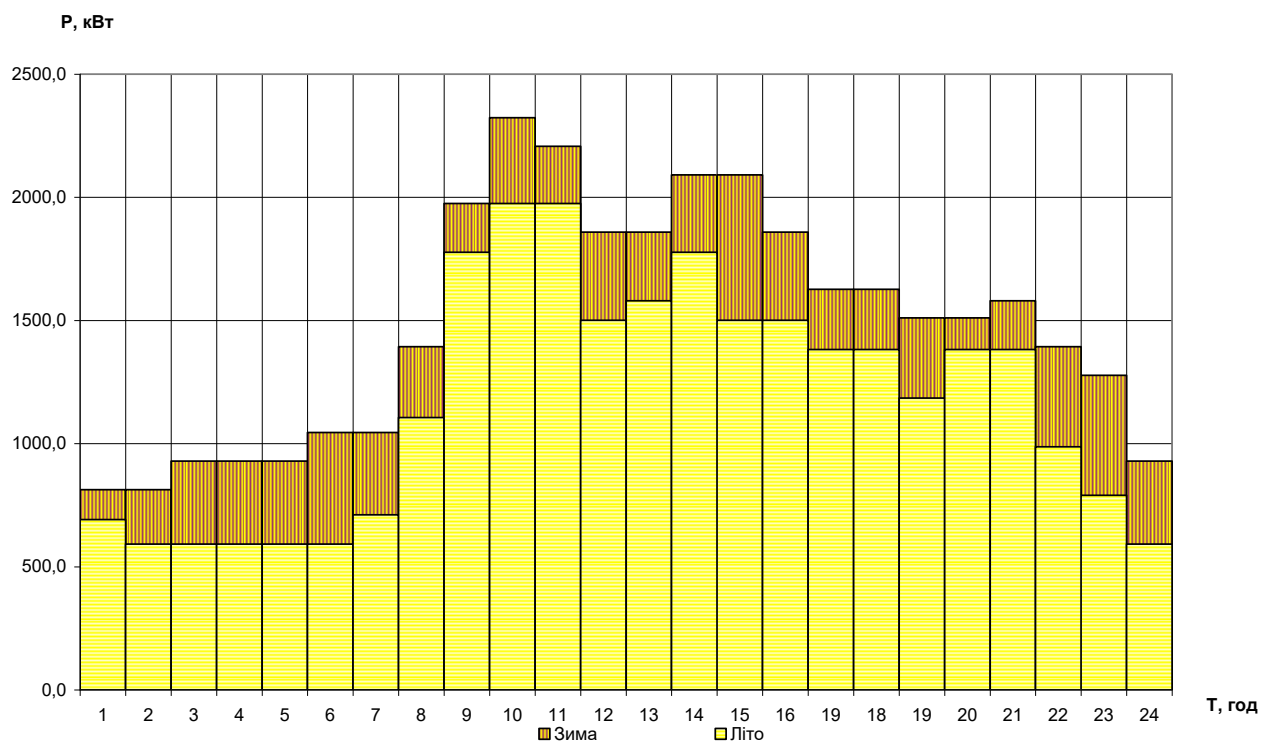


Рис. 2.1 Споживання активної потужності в робочий день на шинах 35 кВ живлячої п/ст

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

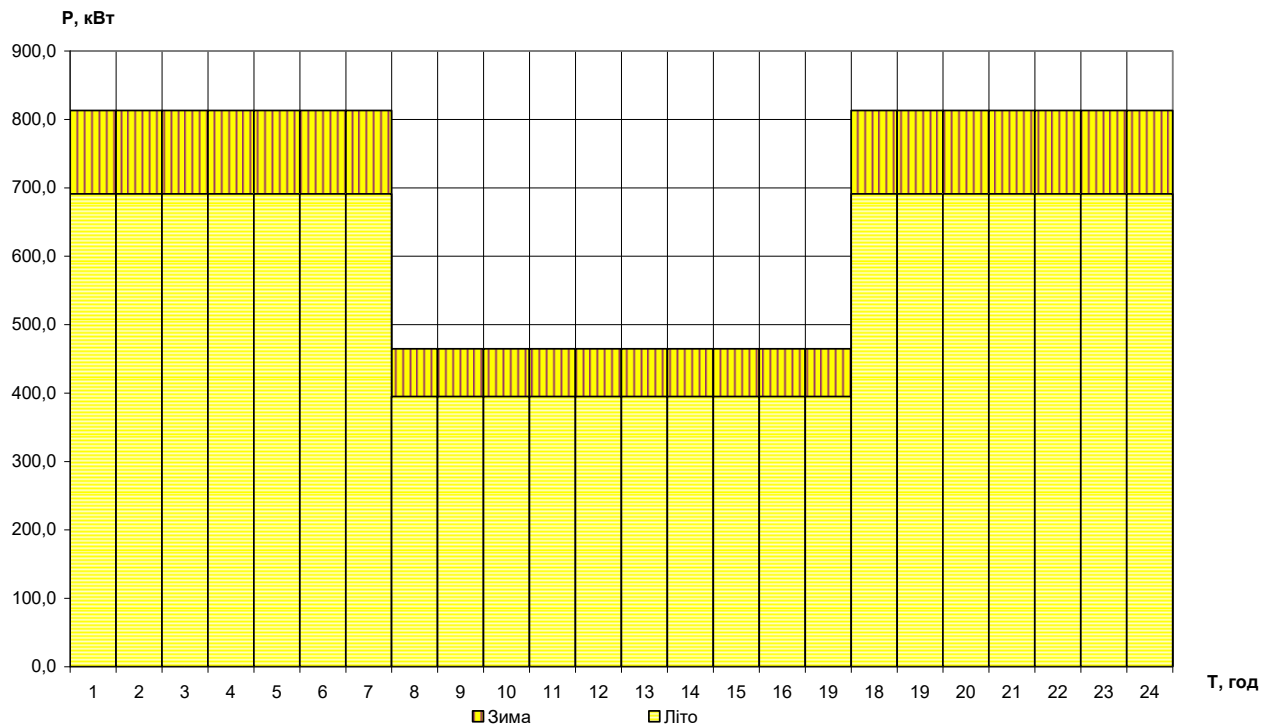


Рис. 2.2 Споживання активної потужності у вихідний день

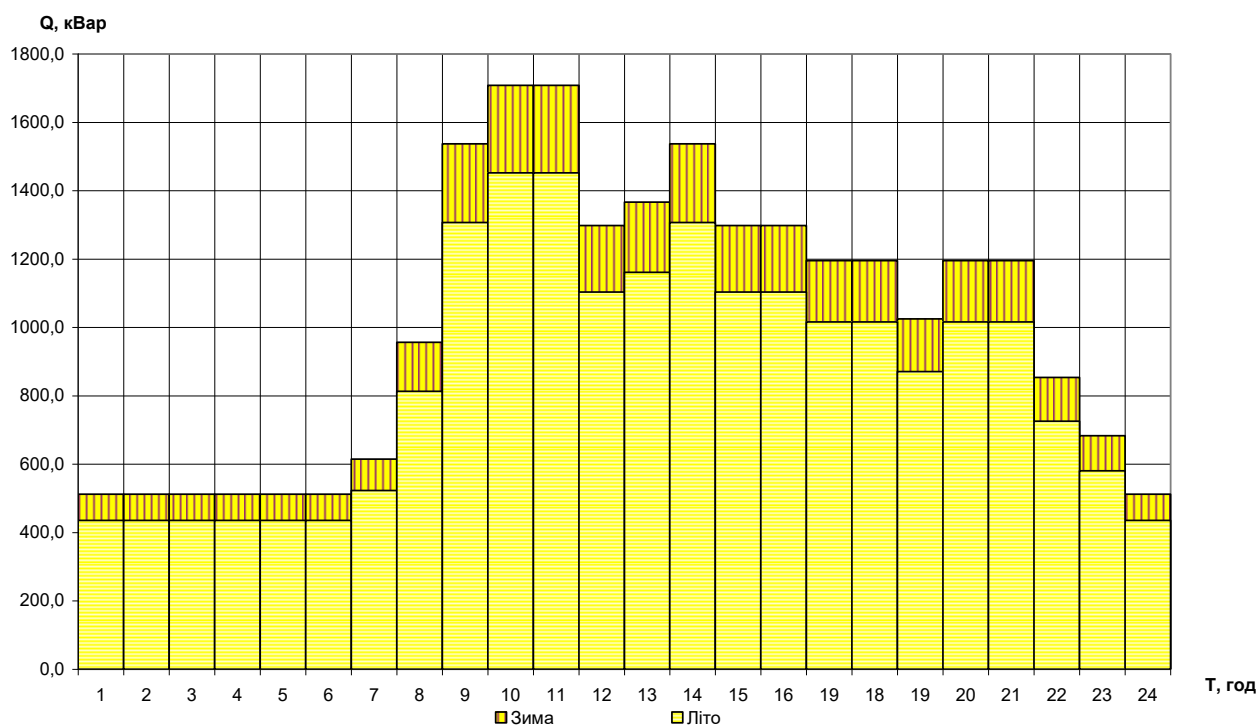


Рис. 2.3 Споживання реактивної потужності в робочий день на шинах 35кВ живлячої п/ст

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

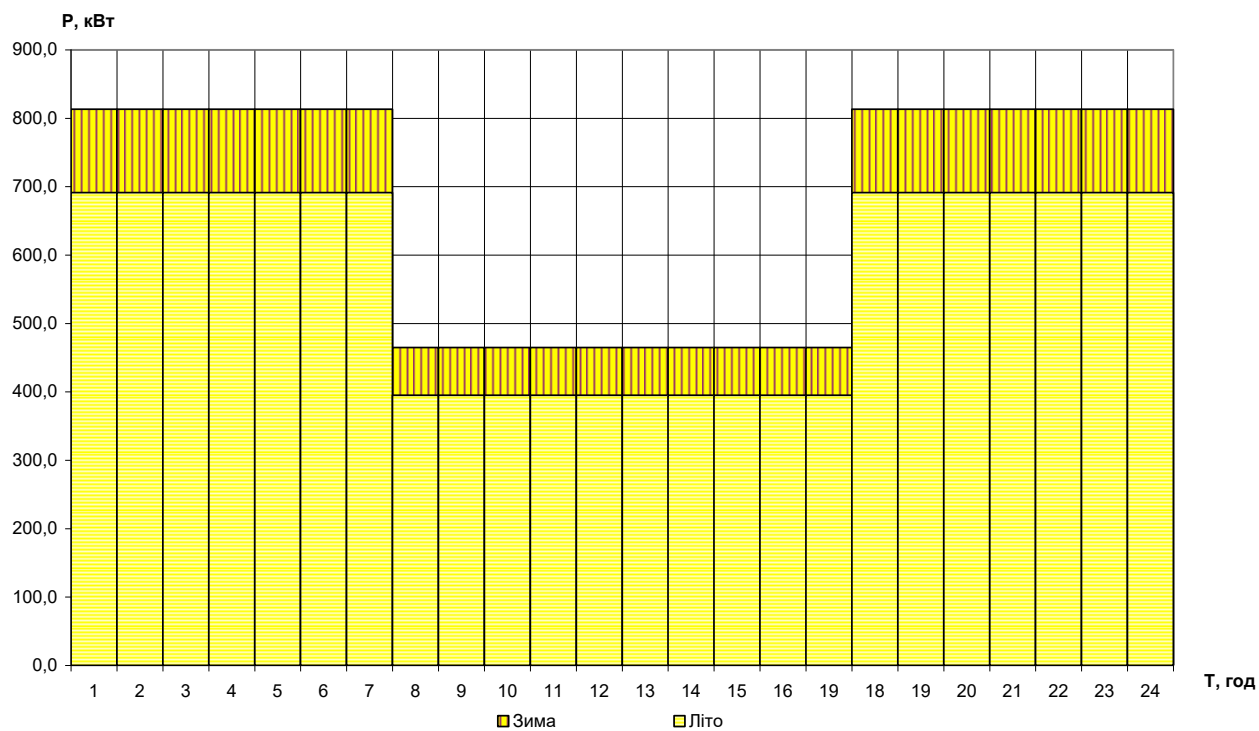


Рис. 2.4 Споживання реактивної потужності у вихідний день

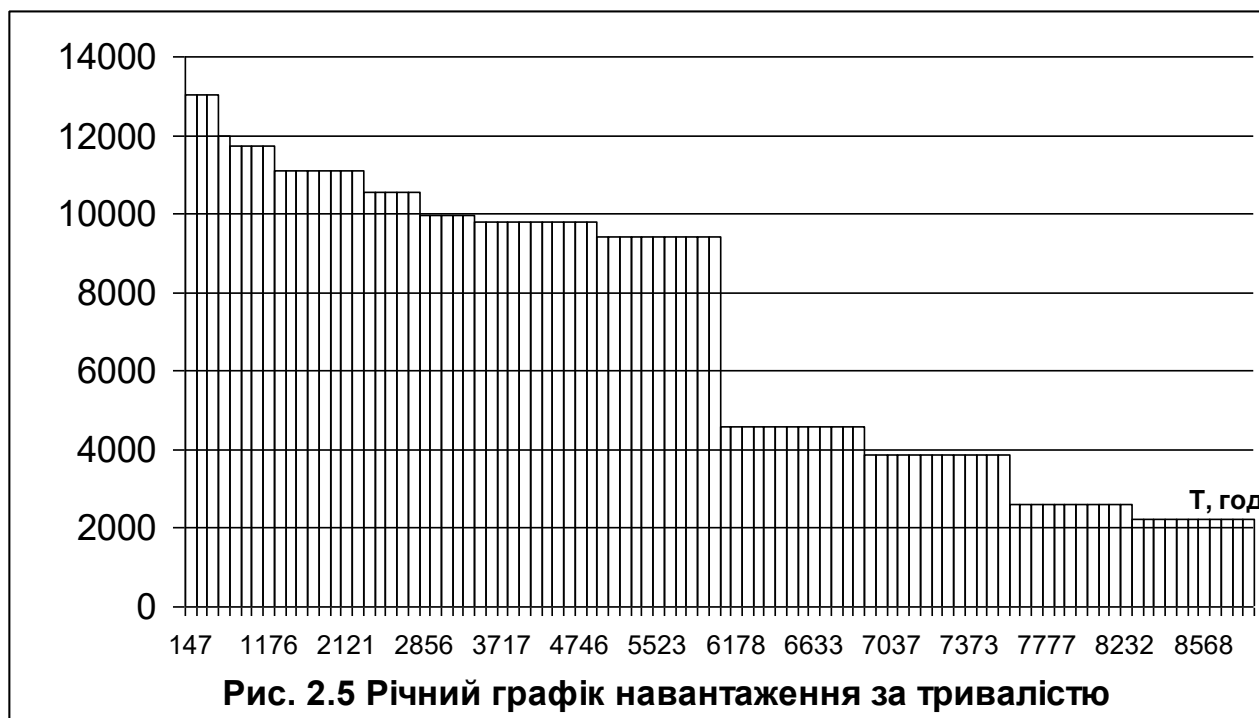


Рис. 2.5 Річний графік навантаження за тривалістю

3. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕНЬ.

Для визначення місць розташування ГПП(ЦРП) та цехових ТП на генеральний план промислового підприємства наноситься картограма електричних навантажень. При побудові картограми для кожного цеху визначається радіус кола, площа якого у вибраному масштабі дорівнює розрахунковому навантаженню цеху P_p .

Радіус кола визначається за формулою:

$$R = \sqrt{\frac{P_0}{\pi \cdot m}} \quad (3.1)$$

де m - масштаб кола, кВт/мм².

Найкраще ГПП розміщати в умовному центрі електричних навантажень. Координати центра електричних навантажень визначаються за формулами:

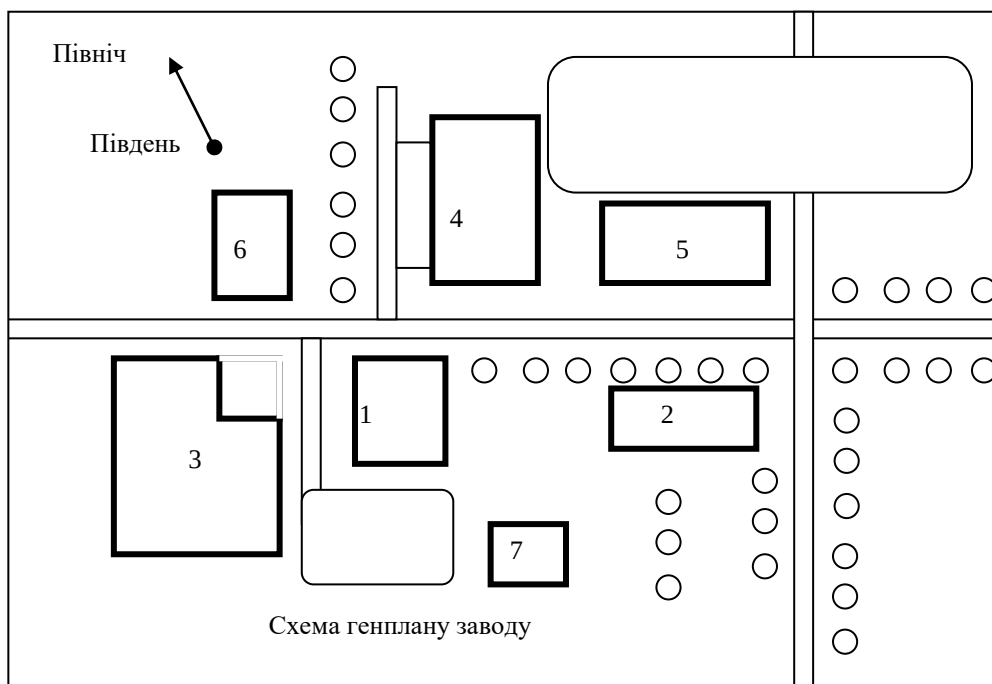
$$x_0 = \sum_{i=1}^n x_i P_i / \sum_{i=1}^n P_i ; \quad (3.2)$$

$$y_0 = \sum_{i=1}^n y_i P_i / \sum_{i=1}^n P_i ; \quad (3.3)$$

де n - кількість цехів підприємства;

x_i та y_i - координати i -го цеху на генеральному плані;

P_i - розрахункове навантаження i -го цеху.



						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При спорудженні на підприємстві ГПП його розміщують із зсувом від центра електричних навантажень в напрямку джерела живлення [5].

$$x_0 = \sum_{i=1}^n x_i P_i / \sum_{i=1}^n P_i = 11819246,72/26320,28=449,05 \text{ м}$$

$$y_0 = \sum_{i=1}^n y_i P_i / \sum_{i=1}^n P_i = 3856670,52/26320,28=146,53 \text{ м}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

Для живлення споживачів району, що проектується плануємо використовувати шість підстанцій районного значення. Від цих підстанцій отримують живлення агропромислові та промислові підприємства машинобудівного профілю. Так від шин підстанції I отримує живлення комбикормовий завод. Навантаження цього заводу розраховано вище. Джерелом живлення проектуемого району є системна підстанція I, з напругою 154 кВ.

Електричні мережі районного значення напругою 110-330 кВ проектуються, в основному, у вигляді з'єднань повітряних ліній електропередач (ЛЕП). Районні електричні мережі, як правило, проектуються повітряними.

При проектуванні електричних мереж зазвичай відомо місце розташування джерел живлення і споживачів. Джерела живлення і споживачі можуть бути з'єднані по-різному. При цьому схеми електричних мереж повинні з найменшими витратами забезпечувати необхідну якість електроенергії у споживачів та надійність електропостачання, доцільні техніко-економічні показники.

У проектній практиці для одержання раціональної та оптимальної конфігурації електричної мережі зазвичай використовується варіативний метод, що полягає в тому, що для заданого розташування споживачів та джерел живлення намічається декілька можливих варіантів мережі. Але треба зазначити, що варіанти, які пропонуються, не повинні бути випадковими, так як при цьому їх порівняння призводить до вибору найкращого з числа запропонованих варіантів, а не з реально можливих. Тому кожен варіант необхідно намічати на основі загальних інженерних міркувань з урахуванням деяких провідних ідей, наприклад, розімкнена мережа, кільцева, резервована і т.д.

У процесі складання найбільш доцільних варіантів схеми з'єднання мережі рекомендується перш за все розділити пункти електричних навантажень даного району на ті, що мало віддалені один від одного або від пункту живлення, і ті, що

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

більш віддалені. Це дасть можливість виділити пункти, які слід об'єднати однією замкненою схемою і жити окремо від інших пунктів.

Конфігурація електричної мережі, що проектується, також у значній мірі визначається умовами надійності електропостачання. У відповідності з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) навантаження I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення. Для такого роду споживачів необхідно в більшості випадків передбачати живлення по двох окремих лініях, так як двоколова ЛЕП при пошкодженні опор через вітер, ожеледь і т.п. не забезпечує необхідної міри надійності. Для споживачів II категорії допускається живлення по двоколовій лінії, а для електроприймачів III категорії досить передбачити споживання від однієї лінії електропередачі.

Слід відзначити, що у багатьох випадках потрібно здійснювати передачу електричної енергії в район її споживання по лініях більш високої напруги, а всередині цього району розподіляти енергію по лініях більш низької номінальної напруги. За можливий післяаварійний режим при такій попередній оцінці варіантів достатньо розглянути тільки випадок відключення або пошкодження однієї із ліній мережі, що призводить до найбільшого зниження напруги на шинах у найбільш віддаленого споживача.

При виборі схем електричної мережі можна користуватися наступними основними принципами:

- з пункту живлення проводиться двоколова лінія в один з найближчих пунктів електроспоживання або у пункт з найбільшим навантаженням;
- розгалуження електричної мережі повинне співпадати з будь-яким із вузлів навантаження і не може проходити довільно по місцевості;
- на основі загальних міркувань (довжини ліній, кількості вимикачів, втрат напруги і т.д.) для подальшого розгляду обирається один варіант радіальної мережі і один — кільцевої.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На рис.5.1 наведені варіанти радіальних схем, а на рис.5.2 – схеми замкненої мережі. До розгляду приймаємо схеми рис.5.1 (а), рис. 5.2 (а) і 5.2 (б).

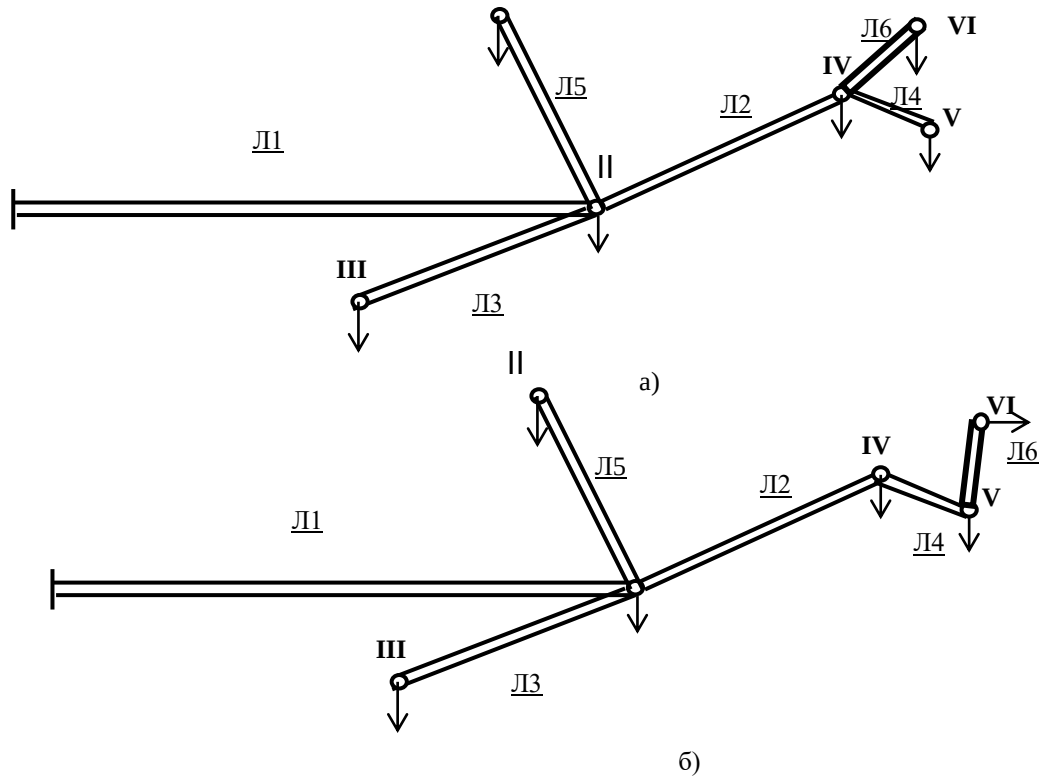


Рис. 5.1 Радіальні схеми мережі

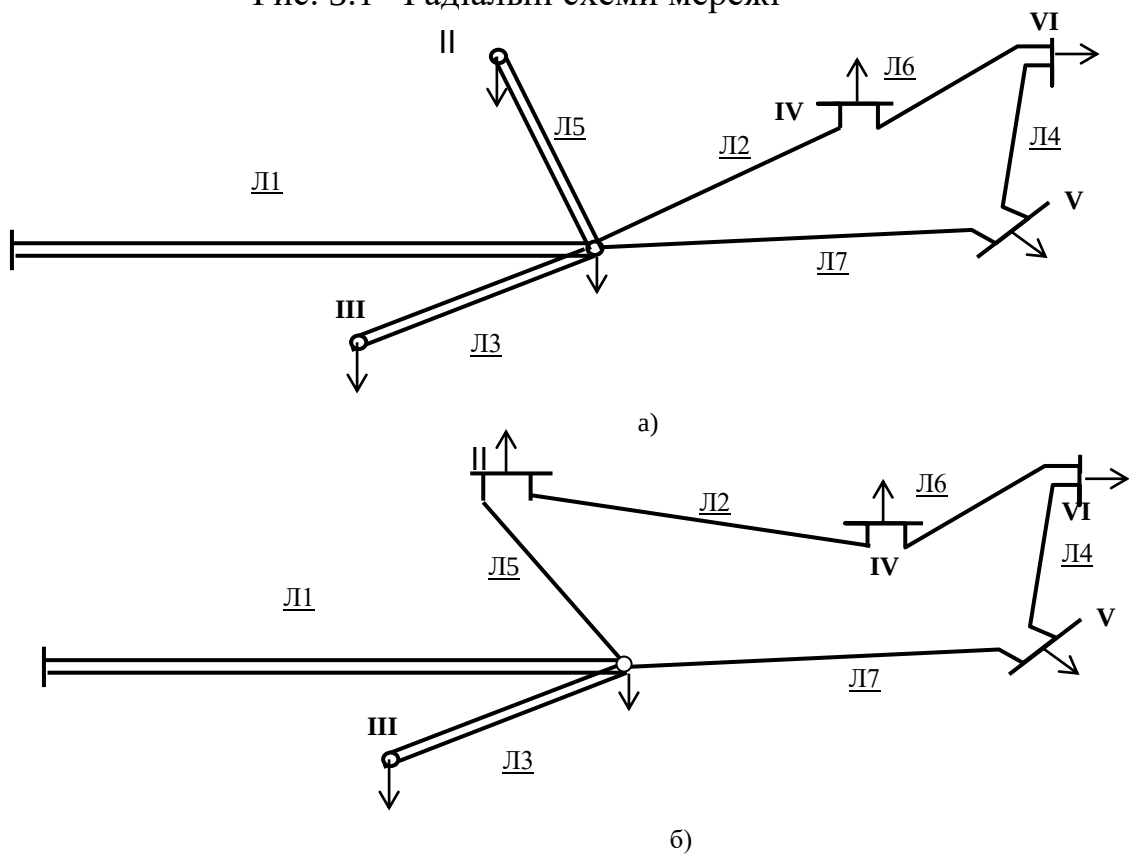


Рис.5.2 Схеми замкненої мережі

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.1. Вибір номінальних напруг мережі

Вибір номінальної напруги лінії електропередачі являє собою складну техніко-економічну задачу, на розв'язок якої впливають різні фактори. На практиці проектування використовується метод порівняльного проектування ряду паралельних варіантів з різними напругами електричної мережі і аналіз результатів цих варіантів. При виборі напруги електричної мережі необхідно враховувати діючий стандарт напруг СНД, який встановлює наступні номінальні напруги: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 та 1150 кВ.

При виборі номінальної напруги для окремих ліній мережі слід враховувати значне підвищення вартості ліній і підстанцій по мірі підвищення номінальної напруги. Слід мати на увазі, що поряд з підвищенням вартості, підвищення напруги ліній призводить до суттєвих підвищень пропускної здатності і до зниження відносних значень втрат напруги, потужності і електроенергії в електричній 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.

Для вибору номінальної напруги мережі скористаємося таблицею 4.1. 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 154 кВ, а для решти ліній – напругу 35 кВ. Вторинні номінальні напруги знижуючих районних підстанцій приймаємо 10 кВ.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 4.1 Вибір номінальної напруги

Лінія	Активна потужність на один ланцюг, МВт	Довжина лінії, км	Напруга, кВ
Л1	11,54	52	154
Л2	18,5	23	35
Л3	1,6	9	35
Л4	2,9	21	35
Л5	4,8	8	35
Л6	3,9	6	35

4.2 Вибір потужності трансформаторів на підстанціях району

На підстанції II з економічних міркувань встановлюємо трьхомоточні трансформатори, потужність яких обчислюється за виразом:

$$S_{mp} \geq \frac{(\underline{S}_{CH \max} + \underline{S}_{HH \max}) K_{1,2cp}}{1,4 \cdot (n-1)}, \quad (4.1)$$

де $\underline{S}_{CH \max}$, $\underline{S}_{HH \max}$ – максимальні повні потужності навантажень на шинах СН та НН відповідно.

Трансформатори вибираються трифазними, із вмонтованим пристроєм регулюванням напруги під навантаженням (РПН). Технічні дані для обраних трансформаторів приведені у довідковій літературі [7, 8]. На вузловій підстанції I з шинами 3-х номінальних напруг (154/35/10кВ) встановлюються трансформатори. Далі на основі паспортних даних розраховуються параметри (R_T , X_T , $\Delta P_{ст}$, $\Delta Q_{ст}$) схеми заміщення трансформатора та $R_1 \div R_3$ і $X_1 \div X_3$ схеми заміщення автотрансформатора.

Усі результати по вибору трансформаторів та розрахунку їх параметрів виконуються в таблицях.

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Розрахунок потужності трансформаторів на підстанціях

П/ст 1

На п/ст 1 по економічним міркуванням приймаємо до встановлення 3х обмоточні трансформатори, їх кількість по умовам надійності дорівнює 2.

$$S_{\max} = 25,6 \text{ МВА}$$

$$K_{1,2 \text{ ср}} = (0,8+0,75+0,68+0,8+0,8) / 5 = 0,77$$

$$S_{mp} = \frac{S_{\max} K_{1,2c}}{1,4} = \frac{25,6 \cdot 0,77}{1,4} = 14,32 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{ном Тр}} = 16 \text{ МВА}$$

Приймаємо до встановлення два ТДТН 16000/150-70У1.

Визначаємо коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{|S_3|}{n \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{25,6}{2 \cdot 16} = 0,81$$

Розрахунок показує, що $K_{\text{зав.авр}} > 1,4$, тому при аварійному режимі необхідно вимкнути частину споживачів III категорії.

Визначаємо процент обмеження споживачів III категорії

$$S_p = S_{\text{н.тр}} \cdot n_{\text{тр}} \cdot K_{3.н} = 16 \cdot 2 \cdot 0,7 = 22,4$$

Визначаємо потужність, що підлягає вимкненню в аварійному режимі $S_3 = 26,03 - 22,4 = 3,63 \text{ МВА}$.

З пропорції визначаємо яку частку складає потужність споживачів, що підлягають відключенню:

$$S_3 = 26,03 - 100\%$$

$$S_p = 3,63 - x$$

$$x = 3,63 \cdot 100 / 26,03 = 13,9 \%$$

$$S_{\text{обм}} = 13,9 \%, \text{ що складає } 3,63 \text{ МВт}$$

П/ст 2

На даній п/ст необхідно встановлення двох трансформаторів

$$S_p = \frac{S_3 K_{1,2}}{1,4} = \frac{3,82 \cdot 0,75}{1,4} = 2,05 \text{ МВА}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обираємо два трансформатора потужністю 2,5 МВА, тип ТМН 2500/35.

Завантаження їх дорівнює:

$$K_3 = \frac{|S_3|}{n \cdot S_{ном}} = \frac{3,82}{2 \cdot 2,5} = 0,76$$

Аналогічно розраховуємо на п/ст 3,4, 5 та 6.

Результати розрахунків по вибору трансформаторів приведені в таблиці

4.2. В таблиці 4.3 приведені технічні дані силових трансформаторів.

Таблиця 4.2. Вибір трансформаторів

П/ст	S_{max} , МВА	N	$K_{1,2}$	S_p , МВА	S_n , кВА	$K_{зав}$
3	1,35	1	0,75	1,04	ТМН 1600	0,84
4	1,4	1	0,7	0,98	ТМН 1600	0,87
5	2,33	2	0,8	1,86	ТМН 1600	0,72
6	3,14	2	0,8	1,79	ТМН 2500	0,63

Таблиця 4.3 Технічні дані трансформаторів

П/ст	S_n , кВА	ΔP_K , кВт	U_K , %	ΔP_X , кВт	I_X , %
2	ТМН 2500	23,5	6,5	5,1	0,5
3	ТМН 1600	16,5	6,5	3,65	0,4
4	ТМН 1600	16,5	6,5	3,65	0,4
5	ТМН 1600	16,5	6,5	3,65	0,4
6	ТМН 2500	23,5	6,5	5,1	0,5

Технічні дані трансформатора ТДТН 16000/150-70У1

$U_{ВН}=158$ кВ $U_{сн}=38,5$ кВ $U_{НН}=11$ кВ

$\Delta P_{K3}=96$ кВт $\Delta P_X=25$ кВт $I_{XX}=0,65\%$

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

Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформатора.

Активний опір $R = \frac{\Delta P'_{K3} U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{96 \cdot 150^2 \cdot 10^3}{16000^2} = 8,4$ Ом

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Реактивний опір

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

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

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

$$X_1 = \frac{U_{k1\%} U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{11,25 \cdot 150^2 \cdot 10}{16000} = 158,2 \text{ Ом}$$

$$X_2=0$$

$$X_3 = \frac{U_{k3\%} U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{6,75 \cdot 150^2 \cdot 10}{16000} = 94,9 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{ст} = \Delta P_{ст} - j \Delta Q_{ст} = \Delta P_{xx} - j (I_{xx} S_{ном}) / 100 = 0,025 - j (0,65 \cdot 16) / 100 = 0,025 - j 0,1 \text{ МВА}$$

Розрахунок параметрів Г-подібної схеми заміщення трансформатора ТМН 2500/35-73У1 (п/ст 3, 6)

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

$$X_T = \frac{U_{k\%} U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{6,5 \cdot 35^2 \cdot 10^3}{2500} = 1,27 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{ст} = \Delta P_{ст} - j \Delta Q_{ст} = 0,0051 - j 0,013 \text{ МВА}$$

Аналогічно розраховуємо параметри для інших трансформаторів і зводимо в таблицю 4.4.

Таблиця 4.4. Параметри трансформаторів

П/ст	S _н , МВА	N	R'т, Ом	X'т, Ом	ΔP'ст, МВт	ΔQ'ст, МВар
2	1,6	1	6,94	3,11	0,004	0,006
3	2,5	2	2,30	0,64	0,102	0,026
4	1,6	1	6,94	3,11	0,004	0,006
5	1,6	2	3,47	1,56	0,008	0,013
6	2,5	2	2,30	0,64	0,102	0,026

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.3. Вибір перерізів проводів повітряних ліній

Критерієм для вибору перерізу проводів повітряних ліній є мінімум приведених витрат. На практиці проектування ліній масового будівництва вибір перерізу провідників проводиться не порівняльним техніко-економічним розрахунком, а за узагальненими нормованими показниками. Таким показником являються економічні струмові інтервали.

Розрахункове струмове навантаження лінії

$$I_p = \alpha_i \alpha_T I_5, \quad (4.2),$$

де I_5 – струм ліній на п'ятий рік її експлуатації в номінальному експлуатаційному режимі; α_i – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження по рокам експлуатації лінії; α_T – коефіцієнт, який враховує час використання максимального навантаження лінії T_{max} і коефіцієнт її попадання в максимум енергосистеми K_m .

Для ліній 110-220 кВ значення α_i приймається рівним 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнту в зоні найбільш частих темпів росту навантаження. Коефіцієнт α_T приймається за даними [7].

Вибрані за економічною густиною або за струмовими інтервалами перерізи перевіряють за рядом умов, які можуть обмежувати значення перерізу провода (коронування, допустимий нагрів).

Вибране значення перерізу провода повинно бути перевірене за припустимим струмовим навантаженням за нагрівом:

$$I_{p.n.} \leq I_{доп}, \quad (4.3)$$

де $I_{p.n.}$ – розрахунковий струм для перевірки проводів за нагрівом, в якості якого приймається струм найбільш важкого післяаварійного або ремонтного режиму (відключення одного із паралельних кіл головної ділянки радіальної схеми, відключення найбільш довгої і завантаженої лінії у кільці); $I_{доп}$ – допустимі тривалі струми навантаження; значення наведені в [7].

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Перерізи повинні задовільняти умовам механічного навантаження на опори. Верхня межа перерізу проводу при напрузі 110 кВ – 300 мм², при 220кВ – 500 мм².

У замкненій мережі потоки потужності по окремих ділянках визначаються параметрами лінії, які, в свою чергу, залежать від перерізу проводів. Тому при невизначеності даної задачі вона розв'язується методом послідовних наближень. Вважають, спочатку, що мережа є однорідною і потоки потужностей розраховують по довжині ділянок. По знайденому струморозподіленню обирають переріз проводів лінії для яких потім знаходять дійсні параметри. Далі уточнюють потоки потужності і перерізи проводів.

Для вибору перерізу проводів у замкненій мережі використана програма на VISUAL BASIC (ZL.BAT).

Для вибраних проводів знаходять параметри на одиницю довжини (r_0, x_0, b_0) і обчислюють необхідні параметри ліній з урахуванням кількості ($R_{л}, X_{л}, B_{л}$).

Розрахункові вирази:

$$R_{л} = \frac{r_0 l}{n}, \quad X_{л} = \frac{x_0 l}{n}, \quad B_{л} = n b_0 l, \quad (4.4)$$

де n – кількість кіл лінії, l – довжина лінії.

Результати вибору перерізу проводів і розрахунку їх параметрів зводяться у таблиці 5.5.

Розрахунки по вибору перерізу проводів радіальної мережі.

Як вказано вище переріз проводів обирається по економічним струмовим інтервалам.

Приклад вибору перетину проводів для лінії Л1 напругою 150 кВ.

$S_{Л1} = 26,03$ МВА

$$I_{рЛ1} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = 1,05 \frac{26034.8}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 150} = 50,1 \text{ А}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для даного розрахункового струму обираємо провід марки АС 70, $I_{доп} = 265$ А.

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

$$I_{р.н} = 2 I_{рл1} = 2 \cdot 50,1 = 100,2 \text{ А}$$

Переріз провoda задовільняє даній умові, але не по короні даний провід не проходить $F_{розр} > F_{мін} = 95 \text{ мм}^2$. Приймаємо провід марки АС-95/11 з $I_{доп} = 305$ А

Аналогічно обираємо переріз провідів ліній с напругою 35 кВ.

Для ліній даного класу напруги мінімальний переріз провoda по короні складає 50 мм^2 , провід АС 50/9.

Результати розрахунків по вибору провідів зведені в таблицю 4.5, а в таблиці 4.6 та 4.7 приведені питомі параметри лінії – r_0 , x_0 , b_0 та параметри схеми заміщення радіальної мережі.

Таблиця 4.5 Радіальна схема мережі

Лінія	Ун, кВ	N	Sm, МВА	Ip, А	Провод	Idоп, А	Iф.р., А
Л1	150	2	26,03	50,154	АС 95/11	305	100,31
Л2	35	2	3,82	31,544	АС 50/7	205	63,088
Л3	35	1	1,35	22,296	АС 50/7	205	44,591
Л4	35	2	1,4	11,561	АС 50/7	205	23,121
Л5	35	2	2,33	19,24	АС 50/7	205	38,481
Л6	35	2	3,14	25,929	АС 50/7	205	51,858

Таблиця 4.6 Питомі параметри лінії

Лінія	Ун, кВ	Провод	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км
Л1	150	АС 95/11	0,314	0,398	2,73
Л2	35	АС 50	0,42	0,4	2,73
Л3	35	АС 50	0,249	0,427	2,66
Л4	35	АС 50	0,428	0,444	2,55

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Л5	35	АС 50	0,249	0,427	2,66
Л6	35	АС 50	0,249	0,427	2,66

Таблиця 4.7

Параметри ліній радіальної схеми

Лінія	Провод	L, км	N	R'л, Ом	X'л, Ом	B'л 10 ⁻⁶ , См	Q'в, МВар
Л1	АС 95/11	52	2	8,164	10,348	283,92	6,39
Л2	АС 50	23	2	4,83	4,6	14,9058	0,02
Л3	АС 50	9	1	2,241	3,843	7,4529	0,01
Л4	АС 50	21	2	4,494	4,662	14,9058	0,02
Л5	АС 50	8	2	0,996	1,708	14,9058	0,02
Л6	АС 50	6	2	0,747	1,281	14,9058	0,02

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

5.1. Складання розрахункових схем заміщення для розрахунку для ПК

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.

Електричні мережі складаються з багатьох елементів, електрично з'єднаних між собою. Це генератори електростанцій, знижуючі та підвищуючі трансформатори, ЛЕП, компенсуючі пристрої (конденсатори, реактори та ін.). В задачах, які вирішуються при проектуванні і експлуатації мереж, треба аналізувати їх режими роботи на основі математичних моделей, якими являються схеми заміщення або розрахункові схеми. Схеми заміщення електричних мереж складаються з схем заміщення їх елементів. Слід розрізняти класичні схеми заміщення мереж, які використовуються для аналізу невеликих мереж, де виділяються всі елементи, і розрахункові схеми, які призначені для розрахунків на ЕОМ, в яких вказуються інтегральні параметри елементів електричної мережі без вказання схем заміщення, так як в сучасних програмах розрахунку на ЕОМ вже закладені відповідні моделі.

Лінії заміщуються П-подібними схемами заміщення, в яких не враховуються активна провідність ($G_{\text{л}} = 0$); двообмоткові трансформатори заміщуються Г-подібними схемами, в яких гілка провідності враховується у вигляді допоміжного навантаження:

$$\Delta \underline{S}_{\text{ст}} = \Delta P_{\text{ст}} + j \Delta Q_{\text{ст}}, \quad (5.1)$$

де $\Delta P_{\text{ст}}$ – втрати активної потужності в сталі трансформатора;

$$\Delta Q_{\text{ст}} = \frac{I_{\text{xx}} \% \cdot S_{\text{ном}}}{100} \square \text{ – втрати реактивної потужності в сталі трансформатора.}$$

Автотрансформатори представляються 3-х променевою схемою заміщення.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На рис. 5.1-5.3 приведені розрахункові схеми заміщення радіальної мережі та дві схеми замкненої мережі агропромислового району, що проектується.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

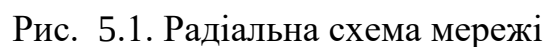


Рис. 5.1. Радіальна схема мережі



Рис. 5.2 Замкнена схема мережі - 1



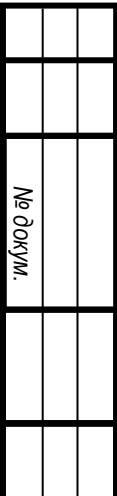
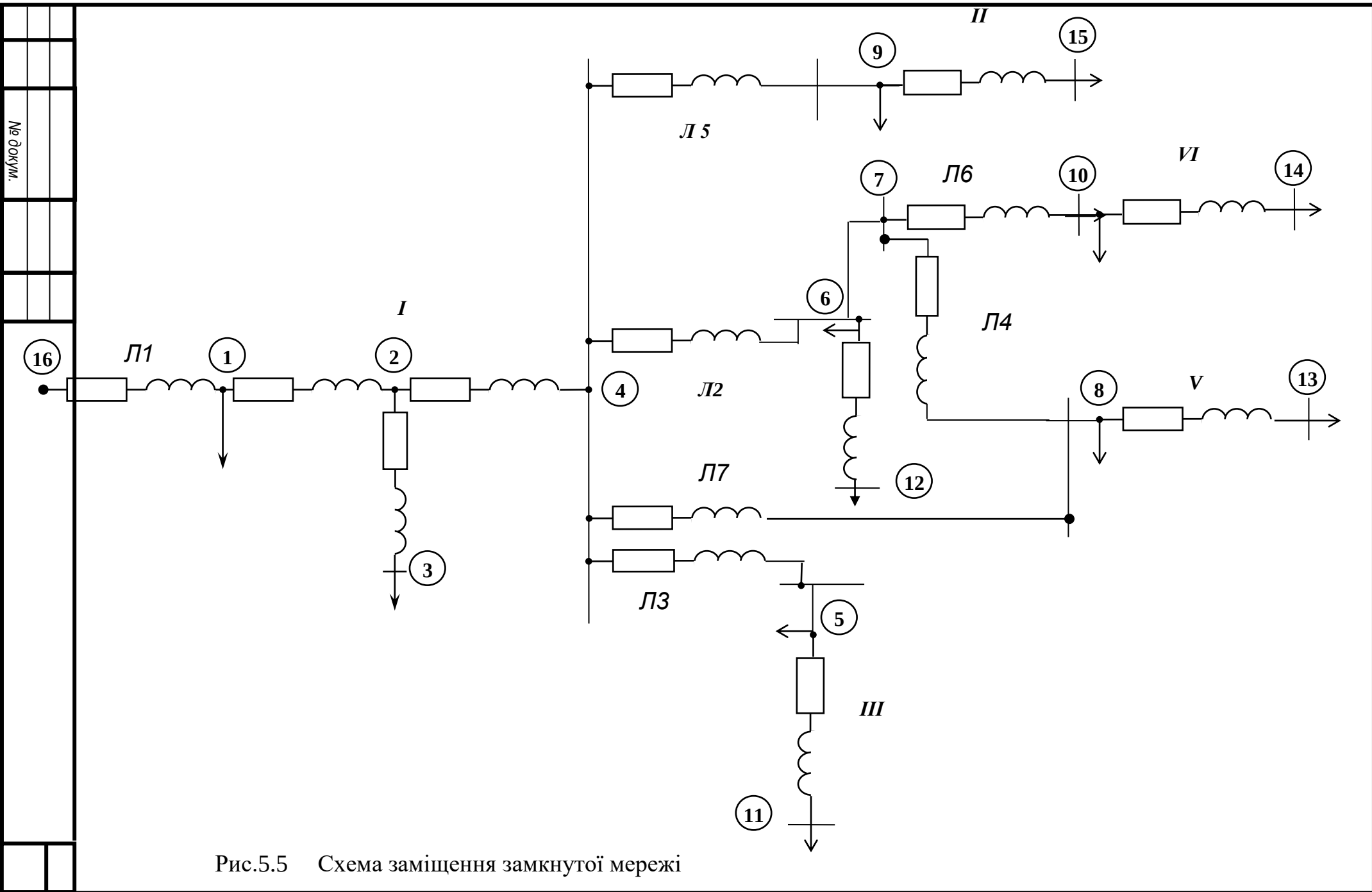


Рис.5.4 Схема заміщення радіальної мережі



5.2. Компенсація реактивної потужності і забезпечення напруги в електромережі

Баланс активної потужності в мережі, що проектується, розглядається для періода найбільших навантажень. Споживання активної потужності складається з навантажень у заданих пунктах споживання електроенергії і втрат потужностей у знижуючих трансформаторах і лініях мережі. При розрахунку одночасного споживання активної потужності враховується можливість неспівпадання максимальних навантажень окремих пунктів протягом доби. Це пояснюється різною технологією основних виробничих процесів, неспівпаданням місцевих погодних умов в окремих районах мережі, що проектується. В дипломному проекті вважається, що встановлена потужність генераторів системи живлення достатня для покриття потреб в активній потужності району, що розглядається.

Баланс реактивної потужності в мережі, що проектується, а також орієнтовний вибір потужності, типів і розміщення компенсуючих пристроїв (КП) рекомендується проводити до техніко-економічного порівняння варіантів схеми мережі. Установка джерела реактивної потужності (ДРП) може суттєво змінити значення повних навантажень районних підстанцій, а відповідно, і номінальні потужності вибраних трансформаторів, перерізів проводів ліній. Зміна струмозподілу реактивної потужності в мережі вплине на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. В результаті вибір потужності КП і їх розміщення по підстанціях мереж впливають на техніко-економічні показники схеми мережі.

В дипломному проекті умовно приймається, що періоди споживання найбільших активних і реактивних навантажень підстанцій співпадають за часом. Максимальні реактивні навантаження на шинах районних підстанцій даного району визначають за заданими значеннями найбільшого активного навантаження і коефіцієнта потужності. Необхідна для електропостачання району сумарна реактивна потужність також складається з одночасно спожитого реактивного навантаження у заданих пунктах та із втрат потужності в лініях і трансформаторах мережі.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Складання балансу реактивної потужності дозволяє встановити відповідність між потужностями, що потрібні для здійснення того чи іншого режиму мережі, і потужностями різних джерел. Складові балансу можуть бути знайдені в результаті розрахунку режиму електричної мережі. Разом з тим у ряді випадків існування балансу реактивної потужності або необхідність у додаткових джерелах реактивної потужності для його забезпечення можуть бути встановлені приблизно, без повного розрахунку режиму мережі, на основі наближених оцінок складових балансу реактивної потужності.

Значення реактивної потужності, що надходить від системи електропостачання, може бути визначено за найбільшою сумарною активною потужністю, що споживається в районі, і за коефіцієнтом потужності, з яким передбачається видача потужності від джерела живлення:

$$Q_1 = P_{\Sigma} \operatorname{tg} \varphi_1 \quad (5.2)$$

Генерація реактивної потужності лініями при попередніх розрахунках може оцінюватися для одноколових ліній 110кВ – 0,03 Мвар/км, при 150кВ – 0,05÷0,06 Мвар/км, при 220кВ – 0,12 Мвар/км. В лініях з номінальною напругою 110кВ можна вважати, в самому першому наближенні, що генерація реактивної потужності цими лініями в період максимальних навантажень повністю компенсує втрати реактивної потужності в індуктивних опорах. Отже, при складанні наближеного балансу реактивної потужності цими складовими балансу можна знехтувати ($\Delta Q = Q_B$ для ліній 110 кВ)

Втрати реактивної потужності в трансформаторах (автотрансформаторах) можуть бути враховані також приблизно:

$$\Delta Q_T \approx 0,1 S_H, \quad (5.3)$$

де S_H – повна потужність навантаження підстанції.

Втрати реактивної потужності в трансформаторах з врахуванням втрат холостого ходу можуть бути враховані також зниженням коефіцієнту потужності $\cos \varphi$ для максимального режиму на 0,05. При цьому приведені реактивне навантаження Q_i' для i -ої підстанції може бути визначене наступним чином:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_i = P_{\max i} \operatorname{tg} \varphi_i', \quad (5.4)$$

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

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

Необхідна сумарна потужність визначається на основі порівняння сумарної спожитої реактивної потужності з тією, що надходить від джерела живлення:

$$Q_{\text{КП}} = Q_{\text{П}} - Q_1, \quad (5.5)$$

де $Q_{\text{П}}$ – сумарна використана потужність в районі що проектується.

$$Q_{\text{П}} = \sum Q_i' + \Delta Q_{\text{Л1}} - Q_{\text{ВЛ1}}. \quad (5.6)$$

У таблиці 6.1 приводяться значення активної потужності, $\operatorname{tg} \varphi$, реактивної потужності на шинах 10 кВ районних підстанцій. Там же приводяться значення приведенного реактивного навантаження Q_i' , розрахованого за $\operatorname{tg} \varphi_i'$.

Основним типом КП, що встановлюється по балансу реактивної потужності, є конденсатори на 10 кВ.

Слід пам'ятати, що розташування КП на підстанціях електричної мережі впливає на вирішення проблеми регулювання напруги і на економічність режимів роботи мережі.

Місце встановлення КП визначається на першому етапі спрощено. Рекомендується встановлювати КП на найбільш потужній і найбільш віддаленій підстанції. Уточнення вибору потужності КП і їх розміщення в мережі виконується на подальших етапах виконання проекту.

Результати розрахунку балансу РП в мережі, що розглядається, приведен в таблиці 6.2, з вказівкою місця установки КП і його потужностей.

Слід відмітити, що питання компенсації на комбікормовому заводі, детально вирішені у розділі 4 дипломного проекту.

Розрахунок потужностей навантажень на підстанціях.

На п/ст задано P та $\operatorname{tg} \varphi$, розраховуємо Q .

Приклад розрахунку реактивної потужності.

П/ст III

$P_3 = 4,57 \text{ МВт}$

$\operatorname{tg} \varphi = 0,75$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_3 = P_3 \operatorname{tg} \varphi = 4,578 \cdot 0,75 = 3,43 \text{ МВар}$$

$$S_3 = P_3 - j Q_3 = 4,578 - j 3,43 \text{ МВА}$$

$$|S_3| = 5,72 \text{ МВА}$$

Результати розрахунку зводимо в таблицю 5.1.

Розрахунок потужності КУ.

Втрати реактивної потужності в трансформаторах врахуємо погіршенням $\cos \varphi$ на величину 0,05. $\cos \varphi' = \cos \varphi - 0,05$.

Приклад розрахунку потужності Q' .

П/ст III

$$P_3 = 4,57 \text{ МВт} \quad \operatorname{tg} \varphi = 0,75$$

$$\varphi = \arctg(0,75) \quad \cos \varphi = 0,8$$

$$\cos \varphi' = \cos \varphi - 0,05 = 0,8 - 0,05 = 0,75$$

$$\operatorname{tg} \varphi' = 0,88$$

$$Q_3' = P_3 \operatorname{tg} \varphi' = 4,578 \cdot 0,88 = 4,02 \text{ МВА}$$

Аналогічно розраховуємо Q' на інших п/ст і результати зводимо в таблицю 5.1.

Таблиця 5.1 Потужності навантаження на п/ст

п/ст	P, МВт	$\operatorname{tg} \varphi$	Q, МВар	$\operatorname{tg} \varphi'$	Q' , МВар
2	2,03	0,75	1,5225	0,674638	1,370
3	4,578	0,75	3,4335	0,674638	3,088
4	3,397	0,75	2,54775	0,674638	2,292
5	5,577	0,75	4,18275	0,674638	3,762
6	1,97	0,75	1,4775	0,674638	1,329
Всього	23,08		17,31		15,571

$$P_{\Sigma} = 23,08 \text{ МВт}$$

$$Q'_{\Sigma} = 15,571 \text{ МВар}$$

$$L_{Л1} = 52 \text{ км}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_I = 0,67$$

$$S_{\Sigma} = P_{\Sigma} - j Q'_{\Sigma} = 23,08 - j 15,571 \text{ МВА}$$

$$|S_{Л1}| = 27,8 \text{ МВА}$$

Втрати реактивної потужності в лінії Л1:

$$\Delta Q_{Л1} = 0,1 |S_{Л1}| = 0,1 \cdot 27,8 = 2,78 \text{ МВар}$$

Генерація реактивної потужності лінією Л1:

$$Q_{ВЛ1} = 2 \cdot 0,12 \cdot L_{Л1} = 2 \cdot 0,12 \cdot 52 = 12,48 \text{ МВар}$$

Спожита реактивна потужність району, що проектується

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{\text{пот}} = Q_{\Sigma}' + \Delta Q_{\text{ЛЛ}} - Q_{\text{ВЛЛ}} = 15,571 + 2,78 - 12,48 = 5,87 \text{ МВар}$$

Потужність, яка видається джерелом п/ст I

$$Q_1 = P_1 \operatorname{tg} \varphi_1 = 23,08 \cdot 0,3 = 6,9 \text{ МВар}$$

Потужність компенсуючих устроїв

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{пот}} - Q_1 = 5,87 - 6,9 = 0$$

До встановлення прийняті наступні стаціонарні БСК на 10 кВ:

- п/ст 3 2хУКЛ-10,5-450УЗ
- п/ст 4 4хУКЛ-10,5-450УЗ
- п/ст 6 1хУКЛ-10,5-450УЗ

В таблиці 5.2 приведені значення повної потужності з урахуванням БСК.

Таблиця 5.2. Потужності на п/ст з урахуванням КУ.

п/ст	P, МВт	tgφ	Q, МВар	ΔQ _{ЛЛ} , МВар	Q _{ВЛЛ} , МВар	Q _{КУ} , МВА р	Q- Q _{КУ} , МВар	S, МВА
2	2,03	0,675	1,370	0,245	5,52	0	1,37	2,449
3	4,578	0,675	3,088	0,552	1,08	1,37	1,187	4,729
4	3,397	0,675	2,292	0,410	5,04	0	2,292	4,098
5	5,577	0,675	3,762	0,673	1,92	1,67	0,842	5,640
6	1,97	0,675	1,329	0,238	1,44	0,59	1,329	2,376
Всього	17,552		11,84			3,638	7,02	

5.3.Аналіз режимів

5.3.1. Розрахунок режимів схем мережі та їх аналіз

Розрахунки мережі виконуються на персональному комп'ютері по програмі Regim.exe. В основу алгоритму програми покладений метод вузлових напруг, а для системи нелінійних алгебраїчних рівнянь використовується метод Ньютона-Рафсона. Необхідні рівні напруги на шинах СН підстанції II забезпечуються вибором відповідних регулювальних відпайок на автотрансформаторі, а на шинах НН районної підстанції – вибором регулювальних відпайок на трансформаторах 110/10 кВ. Діапазон регулювання на шинах СН автотрансформатора $\pm 6\% \pm 2\%$, а для трансформаторів 110/10 кВ - $\pm 9\% \pm 1,78\%$. У максимальному режимі на шинах СН підстанції II забезпечується напруга 124 кВ,

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

а на шинах 10 кВ районної підстанції 10,5 кВ. При розрахунку режимів мережі враховуються БК, установлені на підстанціях 3 і 6, обраних попередньо за умовами балансу РП.

Аналіз режимів схем мережі.

Розрахунки режимів приведені в роздруківках. Радіальна схема – у максимальному режимі сумарні втрати активної потужності (ΔP) складають МВт. Напруга на шинах НН підстанції забезпечується на рівні 10,5кВ. Розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності вузла 1

$\text{tg}\varphi_{IP} = \frac{\dots}{\dots} = \dots$, що трохи менше заданого $\text{tg}\varphi_{I}=0,3$. Отже, для забезпечення балансу РП можна трохи знизити встановлену потужність БК.

У мінімальному режимі для цієї схеми втрати $\Delta P = \dots$ МВт, рівні напруги на шинах НН підстанції знаходяться в межах 10 кВ.

Замкнута схема. Сумарні втрати потужності для даної схеми дорівнюють МВт, напруга на шинах СН при тій же відпайці, що і для радіальної схеми (), трохи нижче і дорівнює кВ. На шинах НН підстанції на рівні 10,5 кВ , $\text{tg}\varphi_{IP} = \frac{\dots}{\dots} = \dots$, що трохи вище заданого. Для заданої схеми потрібно додаткова установка БК на шинах 10 кВ.

У мінімальному режимі втрати складають $\Delta P = \dots$ МВт, напруги забезпечуються в припустимих межах.

6.3.2. Розрахунок приведених навантажень підстанцій

Для вибору перерізів проводів на ділянках спроектованої мережі у кожному з розглянутих варіантів необхідно виконати розрахунок приведених навантажень підстанцій. Кожна двотрансформаторна підстанція може бути представлена лише одним вузлом, що відповідає стороні вищої напруги; шляхом приведення до цієї сторони навантаження, яке задане на шинах 10кВ.

Приведене навантаження і-тої підстанції:

$$S_{\text{прив. } i} = P_{\text{НН } i} - jQ_{\text{НН } i} + \Delta P_{\text{Т сум } i} - j\Delta Q_{\text{Т сум } i} \quad (6.10)$$

$$\text{де } \Delta P_{\text{Т.сум } i} = \frac{S_{\text{НН max } i}^2}{U_{\text{Т ном}}^2} R'_{\text{Т } i} + \Delta P'_{\text{СТ } i}, \text{ МВт,} \quad (6.11)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta Q_{T.сумi} = \frac{S_{HH\ max\ i}^2}{U_{T\ ном}^2} X'_{Ti} + \Delta Q'_{CT\ i}, \text{ Мвар.} \quad (6.12)$$

Розрахунок приведенного навантаження підстанції I, де встановлені трифазні трансформатори, виконується за трьохпроменевою схемою заміщення. Так як всі параметри схеми заміщення трансформатора приведені до високої сторони, то і втрати потужності у всіх промінях схеми заміщення розраховуються за номінальною напругою обмотки високої напруги, тобто $U_{BH} = 35 \text{ кВ}$.

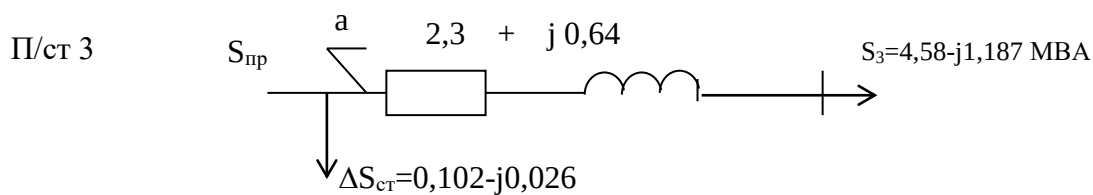


Рис. 5.6 Схема заміщення трансформатора

Втрати потужності в обмотках трансформатора

$$\Delta P_{T3} = \frac{|S_3|^2}{U_{ном}^2} R_{T3} = \frac{4,73^2}{35^2} 2,3 = 0,04 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{T3} = \frac{|S_3|^2}{U_{ном}^2} X_{T3} = \frac{4,73^2}{35^2} 0,64 = 0,012 \text{ Мвар}$$

Потужність на початку звена схеми заміщення, в точці а:

$$S_a = S_3 + \Delta P_{T3} - j \Delta Q_{T3} = 4,58 - j 1,187 + 0,04 - j 0,012 = 4,62 - j 1,199 \text{ МВА}$$

Приведена потужність п/ст:

$$S_{пр3} = S_a + \Delta S_{ст} = 4,62 - j 1,199 + 0,102 - j 0,026 = 4,722 - j 1,225 \text{ МВА}$$

Аналогічно розраховуємо приведені навантаження на інших підстанціях.

Результати зводимо в таблицю 5.3.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.3

Приведені навантаження на підстанціях

П/ст	P, МВт	Q-Qк, МВар	ΔP_T , МВт	ΔQ_T , МВар	P _a , МВт	Q _a , МВар	P _{пр} , МВт	Q _{пр} , МВар	S _{пр} , МВА
2	2,03	1,370	0,014	0,006	2,044	1,376	2,048	1,382	2,64
3	4,578	1,187	0,009	0,002	4,587	1,189	4,689	1,215	4,94
4	3,397	2,292	0,023	0,010	3,420	2,302	3,424	2,308	4,04
5	5,577	0,842	0,016	0,007	5,593	0,849	5,601	0,862	5,75
6	1,97	1,329	0,004	0,001	1,974	1,330	2,076	1,356	2,65

Втрати потужності в трансформаторі

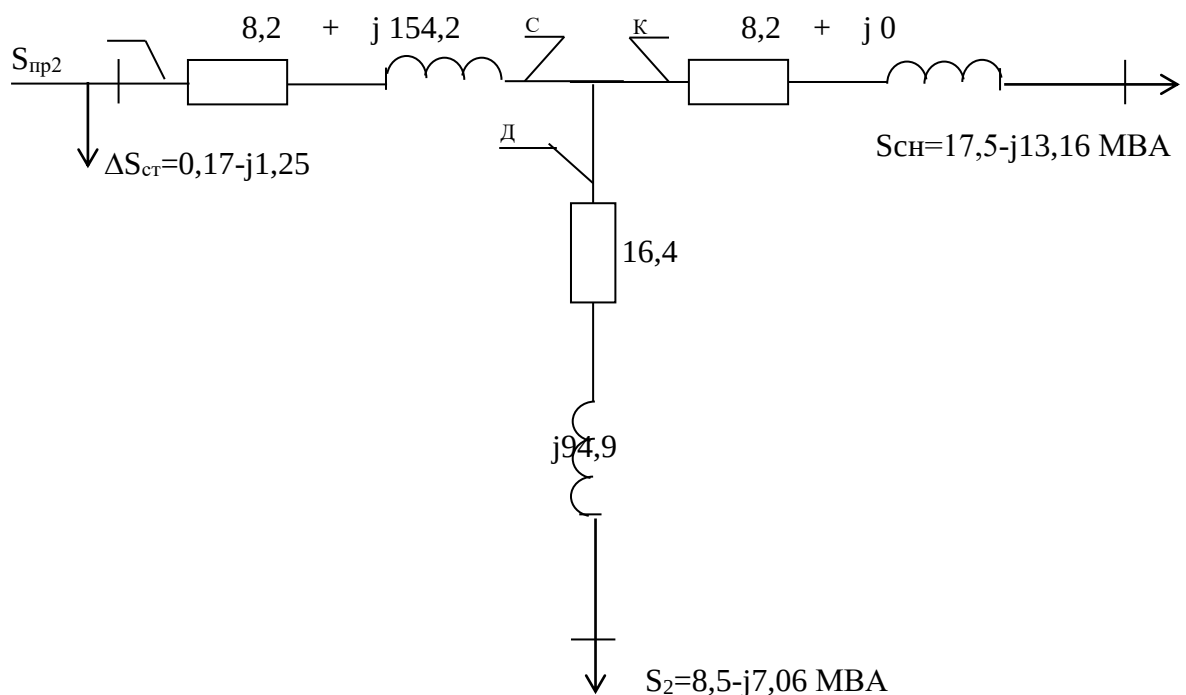


Рис. 5.7 Схема заміщення трансформатора

Обмотка СН

$$S_{CH} = 17,5-j 13,16 \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{CH} = \frac{|S_{CH}^2|}{U_{НОМ}^2} R_2 = \frac{21,86^2}{154^2} 8,2 = 0,16 \text{ МВт}$$

Приведена потужність в точці К

$$S_{CH} = S_{CH} + \Delta P_{CH} = 17,5-j 13,16 + 0,16 = 17,66-j 13,16 \text{ МВА}$$

Обмотка НН

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta P_{HH} = \frac{|S_2^2|}{U_{ном}^2} R_3 = \frac{11,05^2}{154^2} 16,4 = 0,084 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{HH} = \frac{|S_2^2|}{U_{ном}^2} X_3 = \frac{11,05^2}{154^2} 99,4 = 0,512 \text{ МВар}$$

Приведена потужність в точці Д

$$S_{HH} = S_2 + \Delta P_{HH} - j\Delta Q_{HH} = 8,5 - j 7,06 + 0,084 - j 0,512 = 8,584 - j 7,57 \text{ МВА}$$

Обмотка ВН

Приведена потужність в точці С

$$S_{BH} = S_{HH} + S_{CH} = 8,584 - j 7,573 + 17,66 - j 13,16 = 26,24 - j 20,7 \text{ МВА}$$

$$\Delta P_{BH} = \frac{|S_{25}^2|}{U_{ном}^2} R_1 = \frac{33,43^2}{154^2} 8,4 = 0,386 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_{BH} = \frac{|S_{25}^2|}{U_{ном}^2} X_1 = \frac{33,43^2}{154^2} 158,2 = 7,45 \text{ МВар}$$

Приведена потужність в точці А

$$S'_{BH} = S_{BH} + \Delta P_{BH} - j\Delta Q_{BH} = 26,24 - j 20,7 + 0,386 - j 7,45 = 26,63 - j 28,15 \text{ МВА}$$

$$S_{пр2} = S'_{BH} + \Delta S_{CT} = 26,63 - j 28,15 + 0,025 - j 0,1 = 26,66 - j 28,25 \text{ МВА}$$

$$|S_{пр2}| = 38,84 \text{ МВА}$$

5.4. Техніко-економічне-порівняння варіантів електропостачання

Живлення району може бути здійснено від підстанції енергосистеми на лініями 150, 110, 35 кВ. Відстань від підстанцій 26 та 34 км відповідно. Отже можливі напруги зовнішнього електропостачання - це 150, 110 та 35 кВ. Схеми електропостачання на 110 та 35 кВ приведені на рис.5.8. та 5.9 відповідно. Живлення лінією 35 кВ конструктивно неможливо, так як максимальне навантаження ліній 35 кВ складає $0,7 \cdot 2 \cdot 16000 = 22400 \text{ кВА}$.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Проведемо техніко-економічне порівняння схем. Порівняння проводимо тільки для тієї частини схем, що відрізняються. Різні варіанти схем електропостачання порівнюємо за приведеними затратами для даного варіанту..

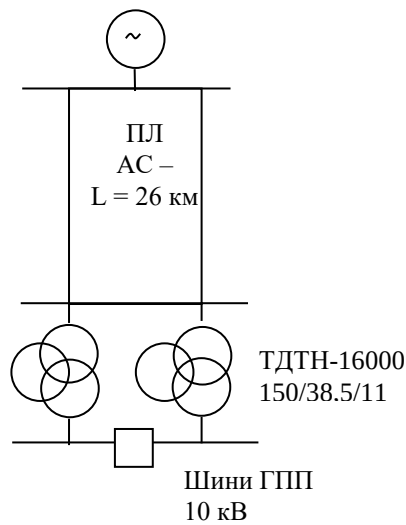


Рис 5.8. Перший варіант електропостачання

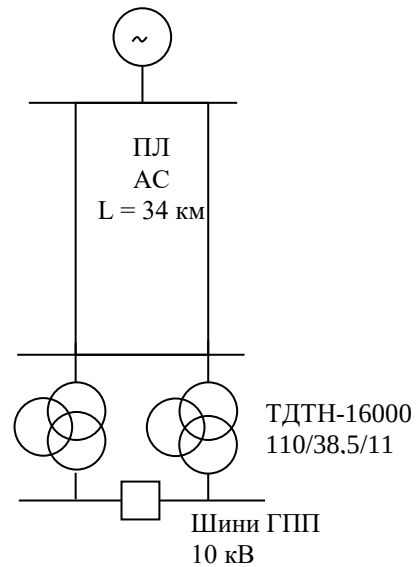


Рис. 5.9. Другий варіант електропостачання

Варіант №1.

Живлення заводу від підстанції енергосистеми на напрузі 150 кВ по схемі, зображеній на рис.6.8.

Розрахунковий струм в лінії:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n} = 38842,2/2*1,73*150=74,8 \text{ A}$$

Площа перерізу проводів повітряної лінії, вибрана по економічній щільності струму:

$$F_{ек} = I_p / j_{ек} = 74,8 / 1,1 = 68,03 \text{ мм}^2$$

де $j_{ек} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ – економічна щільність струму приймається згідно [9] при $T_m < 5000 \text{ год.}$

Обираємо двохланцюгову лінію з проводами АС площиною перерізу 120 мм². Тому що мінімальний перетин ліній 150 кВ за мовою корони повинен бути 120 мм². Параметри на один ланцюг: $\Delta P_{1км} = 182 \text{ кВт/км}$; $I_{доп} = 380 \text{ А}$; $K_0 = 730,6 \text{ тис.грн/км.}$

На ГПП встановленні два трансформатори потужністю $S_n = 16000 \text{ кВА}$ кожен, напругою 158/38,5/11. Обираємо трансформатор типу ТДТН-16000/150 з параметрами $\Delta P_k = 85 \text{ кВт}$; $\Delta P_{xx} = 21 \text{ кВт}$;

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Завантаження трансформаторів в нормальному режимі:

$$K_3 = 26662,2 / (2 \cdot 16000) = 0,83$$

При відключенні одного трансформатора інший, працюючи з допустимим перевантаженням, зможе забезпечити живлення навантаження $S = 1,4 \cdot S_{н.тр.} = 1,4 \cdot 16000 = 22400$ кВА.

Втрати енергії в лінії:

$$\Delta P_{л} = \Delta P_{лкм} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_3^2 = 182 \cdot 52 \cdot 0,196^2 = 363,56 \text{ кВт}$$

де $K_3 = I_p / (I_{доп}) = 74,8 / 380 = 0,196$ – коефіцієнт завантаження лінії в нормальному режимі.

$l_{\Sigma} = 6,5$ км – сумарна довжина проводів.

$$\Delta W_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau = 363,56 \cdot 3798 = 1380835,1 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати енергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{тр} = 2 \cdot (\Delta P_x \cdot t_{вкл} + \Delta P_k \cdot \tau \cdot K_3^2) = 2 \cdot (21 \cdot 8760 + 85 \cdot 3798 \cdot 0,83^2) = 903877,9 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Сумарні втрати енергії:

$$\Delta W = \Delta W_{л} + \Delta W_{тр} = 1380835 + 903877 = 2284712 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість втрат енергії:

$$C_{пот} = \Delta W \cdot C_0 = 2284712 \cdot 4,87 = 11126547 \text{ грн} \approx 11,12 \text{ млн.грн.}$$

де C_0 – вартість 1 кВт·год електроенергії; згідно з діючими тарифами Обленерго для напруги I класу (35 кВ та вище) $C_0 = 4,87$ грн/кВт·год.

Варіант №2.

Живлення заводу від підстанції енергосистеми на напрузі 110 кВ по схемі, зображеній на рис.6.9.

Розрахунковий струм в лінії:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n} = 38842,2 / (2 \cdot 1,73 \cdot 110) = 102 \text{ А}$$

Площа перерізу проводів повітряної лінії, вибрана по економічній щільності струму:

$$F_{ек} = I_p / j_{ек} = 102 / 1,1 = 92,7 \text{ А}$$

де $j_{ек} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ – економічна щільність струму приймається згідно [9]

Обираємо двохланцюгову лінію з проводами АС площиною перерізу 95 мм^2 .

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Параметри на один ланцюг: $\Delta P_{\text{лкм}} = 179$ кВт/км; $I_{\text{доп}} = 345$ А; $K_0 = 700,9$ тис.грн/км.

На ГПП встановлені два трансформатори потужністю $S_{\text{н}} = 16000$ кВА кожен, напругою 110/35/10,5. Обираємо трансформатор типу ТДТН-16000/35 з параметрами $\Delta P_{\text{к}} = 96$ кВт; $\Delta P_{\text{хх}} = 25$ кВт;

Завантаження трансформаторів в нормальному режимі:

$$K_3 = 0,83 \text{ (див. перший варіант)}$$

Втрати енергії в лінії:

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{лкм}} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_3^2 = 179 \cdot 68 \cdot 0,3^2 = 1095 \text{ кВт}$$

де $K_3 = I_{\text{р}} / I_{\text{доп}} = 102 / 345 = 0,3$ – коефіцієнт завантаження лінії в нормальному режимі.

$l_{\Sigma} = 2 \cdot 24 = 48$ км – сумарна довжина проводів.

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau = 1095 \cdot 3798 = 4160633 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати енергії в трансформаторах:

$$W_{\text{тр}} = 2 \cdot (\Delta P_{\text{х}} \cdot t_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{к}} \cdot \tau \cdot K_3^2) = 2 \cdot (25 \cdot 8760 + 96 \cdot 3798 \cdot 0,83^2) = 940357 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Сумарні втрати енергії:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{тр}} = 4160633 + 940357 = 5100990 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість втрат енергії:

$$C_{\text{пот}} = \Delta W \cdot C_0 = 5100990 \cdot 4,87 = 24841821 \approx 24,84 \text{ млн.грн.}$$

де C_0 – вартість 1 кВт·год електроенергії; згідно з діючими тарифами Обленерго для напруги I класу (35 кВ та вище) $C_0 = 4,87$ грн/кВт·год.

Розрахунки витрат по варіантах заносимо до таблиць 5.3 – 5.5.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.3. Розрахунок капітальних вкладень.

№ варіанта	Найменування елемента схеми	Одиниця	Кількість	Вартість одиниці, тис.грн	Вартість всього, тис.грн
I	Вимикачі 170 кВ, що додатково встановлюються на п/ст енергосистеми	шт.	3	3200	9600
	Повітряна лінія 150 кВ АС – 120	км	52	730,6	37991
	ОРУ 150 кВ	Шт	1	2009	2009
	Тр – ри ТДТН-16000/150	шт.	2	2540	5080
	Всього				54680
II	Вимикачі 110 кВ, що додатково встановлюються на п/ст енергосистеми	шт.	3	2870	8610
	Повітряна лінія 110 кВ АС – 950	Км	68	700,9	47661
	ОРУ 110 кВ	Шт	1	1980	1980
	Тр – ри ТДН-16000/110	шт.	2	2340	4680
	Всього				62931

Таблиця 5.4. Розрахунок поточних витрат.

№ варіанта	Найменування елемента схеми	К _ж , тис. грн.	Р _{аж} , %	С _{аж} , тис. грн.	Р _{эж} , %	С _{эж} , тис. грн.	С _ж , тис. грн.
I	Вимикачі 170 кВ, що додатково встановлюються на п/ст енергосистеми	9600	15	1440	5	480	1920
	Повітряна лінія 150 кВ	37991	5	1899	5	1899	3798
	ОРУ 150 кВ	2009	15	301	5	100	401
	Трансформатори	5080	15	762	5	254	1016
	Всього						7135
I	Вимикачі 127 кВ, що додатково встановлюються на п/ст енергосистеми	8610	15	1292	5	431	1723
	Повітряна лінія 110 кВ	47661	5	2383	5	2383	4766
	ОРУ 110 кВ	1980	15	297	5	99	396
	Трансформатори	4680	15	702	5	234	936
	Всього						7821

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.5. Техніко-економічні показники варіантів (в тис.грн.)

Показники (тис. грн.)	Варіант	
	1	2
Капіталовкладення	54680	62931
Поточні затрати	7135	7821
Вартість втрат електроенергії	11120	24840
Приведені затрати	24817	40213

Як видно з розрахунків за економічними показниками варіант живлення напругою 150 кВ є більш доцільним. Отже і приймаємо його для подальшого проектування.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ТА СИЛОВИХ МЕРЕЖ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) проводиться для вибору і перевірки електричних апаратів, вибору уставок релейного захисту та автоматики. Розрахунковим видом КЗ при перевірці провідників і електричних апаратів на динамічну та термічну стійкість є трифазне КЗ.

Для вибору і перевірки електричних апаратів, струмопроводів та ізоляторів в розрахунку струмів КЗ необхідно визначити наступні величини:

- а) діюче значення періодичної складової струму КЗ за перший період - надперехідний струм КЗ I'' ;
- б) максимальне миттєве значення повного струму КЗ - ударний струм КЗ i_y ;
- с) діюче значення усталеного струму КЗ I_∞ .

Ударний струм КЗ визначається за виразом:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (6.1)$$

де T_a - стала часу затухання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_a = x_{рез} / \omega r_{рез}, \quad (6.2)$$

де $x_{рез}$, $r_{рез}$ - відповідно результуючі індуктивний і активний опори кола КЗ.

Діюче значення для усталеного струму КЗ для віддаленої точки КЗ дорівнює надперехідному. В СЕПП КЗ в бкдь-якій точці можна вважати віддаленим, якщо немає місцевих джерел живлення. При наявності на промисловому підприємстві чи неподалік ТЕЦ і синхронних компенсаторів для визначення діючого значення усталеного струму КЗ слід використовувати розрахункові криві.

Для розрахунку струмів КЗ в роботі використовуємо пакет програм Microsoft Office. Виконуючий модуль RKZ.EXL. Приклад розрахунку та результати розрахунків наведено нижче.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

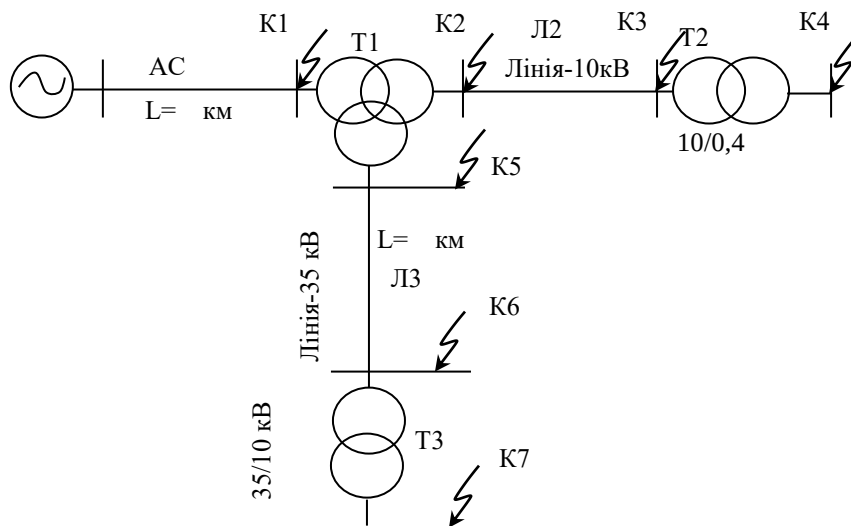


Рис. 6.1. Розрахункова схема для визначення струмів КЗ

Для спрощення розрахунку приймаємо базисну напругу $S_b=500$ МВА. Базисну напругу вибираємо для кожної ступені рівним її середньому номінальному значенню виходячи з слідуючих значень (0,23; 0,4; 0,525; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 37; 115; 158; 235).

Вихідні дані до розрахунку:

Номінальна напруга повітряної лінії $U_n = 150$ кВ. Лінія виконана проводом марки АС довжиною $L_1 = 22$ км та перерізом $F = 95$ мм²

Номінальна потужність трансформатора ГЗП складає $S_{тр} = 25000$ кВА.

На ГЗП встановлений трансформатор типу : ТДТН - 25000 / 158 / 38,5 / 11 -73У1 з параметрами: $DP_{xx} = 36,0$ кВт ; $DP_{кз} = 140,0$ кВт; $U_{к}^{BH}\% = 17,5$ $U_{к}^{CH}\% = 6,5$ $U_{к}^{BC}\% = 10,5$

Номінальна напруга повітряної лінії $U_n = 10$ кВ. Лінія виконана проводом марки АС $F_{ст} = 50$ мм², довжиною $L_{кл} = 1,9$ км. Номінальна потужність трансформатора ТП складає $S_{тр} = 630$ кВА. На ТП встановлений трансформатор типу : ТМН - 630 /10 з параметрами: $DP_{xx} = 1,855$ кВт ; $DP_{кз} = 18,0$ кВт; $U_{к}\% = 5,6$ %

Номінальна напруга повітряної лінії $U_n = 35$ кВ. Лінія виконана проводом марки АС $F_{ст} = 50$ мм², довжиною $L_{кл} = 6,4$ км. Номінальна потужність трансформатора РТП складає $S_{тр} = 4000$ кВА. На ТП встановлений трансформатор

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

типу : ТМН - 4000/35 з параметрами: $DP_{xx} = 6,7 \text{ кВт}$; $DP_{кз} = 33,5 \text{ кВт}$; $U_{к\%} = 7,5 \%$

За схемою електропостачання складаємо схему заміщення, замінюючи всі елементи еквівалентними опорами. Активним опором системи нехтуємо, через мале значення. Розрахунок ведемо у відносних величинах. Приймаємо базисну потужність $S_6 = 500$ базисна напруга в точці К1 $U_{61} = 158 \text{ кВ}$; в точці К2 $U_{62} = 11 \text{ кВ}$; в точці К5 $U_{63} = 38,5 \text{ кВ}$; в точці К4 $U_{64} = 0,4 \text{ кВ}$; в точці К7 $U_{65} = 11 \text{ кВ}$.

Визначаємо відносні опори елементів схеми КЗ:

Реактивний опір системи:

$$X_c = S_6 / S_{кз} = 250 / 200 = 1,25$$

Реактивний опір лінії напругою 150 кВ:

$$X_{л1} = X_o * L * S_6 / U_{61}^2 = 0,31 * 22 * 500 / 158^2 = 0,14$$

Активний опір лінії напругою 150 кВ:

$$R_{л1} = R_o * L * S_6 / U_{61}^2 = 0,40 * 22 * 500 / 158^2 = 0,18$$

Визначаємо показники трансформатора ГЗП, активним опором трансформатора нехтуємо:

$$X_{тр}^{BH} = 0,5 / 100 (U_K^{BC} + U_K^{BH} + U_K^{CH}) = 0,5 / 100 * (10,5 + 17,5 - 6,5) = 0,11$$

$$X_{тр}^{CH} = 0,5 / 100 (U_K^{BC} + U_K^{CH} + U_K^{BH}) = 0,5 / 100 * (10,5 + 6,5 - 17,5) = 0,0$$

$$X_{тр}^{HH} = 0,5 / 100 (U_K^{BH} + U_K^{CH} + U_K^{BC}) = 0,5 / 100 * (17,5 + 6,5 - 10,5) = 0,07$$

Для повітряної лінії напругою 10 кВ визначаємо:

Реактивний опір лінії напругою 10 кВ:

$$X_{л2} = X_o * L * S_6 / U_{62}^2 = 0,59 * 1,9 * 500 / 11^2 = 4,62$$

Активний опір лінії напругою 10 кВ:

$$R_{л2} = R_o * L * S_6 / U_{62}^2 = 0,43 * 1,9 * 500 / 11^2 = 3,35$$

Опір трансформатора напругою 10/0,4 кВ

$$R_{т2} = DP_M * S_6 / S_{н.тр}^2 = 18,00 * 500000 / 630^2 = 22,7$$

$$X_{т2} = \sqrt{(U_K / 100)^2 - (DP_M / S_{н.тр})^2} * S_6 / S_{н.тр} =$$

$$= (5,55 / 100)^2 - (18,00 / 630)^2 * 500000 / 630 = 37,8$$

Для повітряної лінії напругою 35 кВ визначаємо:

Реактивний опір лінії напругою 35 кВ:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{Л3} = X_0 * L * S_6 / U_{63}^2 = 0,59 * 6,4 * 500 / 38,5^2 = 1,28$$

Активний опір лінії напругою 35 кВ:

$$R_{Л3} = R_0 * L * S_6 / U_{63}^2 = 0,43 * 6,4 * 500 / 38,5^2 = 0,93$$

Опір трансформатора напругою 35/10 кВ

$$R_{Т3} = DP_M * S_6 / S_{Н.тр}^2 = 33,50 * 500000 / 4000^2 = 1,05$$

$$X_{Т3} = \sqrt{(U_K/100)^2 - (\Delta P_M / S_{Н.тр})^2} * S_6 / S_{Н.тр} =$$

$$= (7,5 / 100)^2 - (33,50 / 4000)^2 * 500000 / 4000 = 9,32$$

Визначаємо результуючий еквівалентний опір до розрахункової точки К3.

Спрощуємо схему заміщення за такою послідовністю:

1) результуючий опір до точки К1

$$R_{К1} = R_{Л1} = 0,18$$

$$X_{К1} = X_c + X_{Л1} = 1,25 + 0,138 = 1,39$$

$$Z_{К1} = \sqrt{R_{Л1}^2 + X_{К1}^2} = \sqrt{0,175^2 + 1,388^2} = 1,40$$

2) результуючий опір до точки К2

$$R_{К2} = R_{Т1} + R_{К1} = 0 + 0,18 = 0,18$$

$$X_{К2} = X_{К1} + X_{тр}^{ВН} + X_{тр}^{НН} = 1,388 + 0,11 + 0,07 = 1,56$$

$$Z_{К2} = \sqrt{R_{К2}^2 + X_{К2}^2} = \sqrt{0,2^2 + 1,563^2} = 1,573$$

3) результуючий опір до точки К3

$$R_{К3} = R_{Л2} + R_{К2} = 3,35 + 0,18 = 3,53$$

$$X_{К3} = X_{К2} + X_{Л2} = 1,563 + 4,62 = 6,19$$

$$Z_{К3} = \sqrt{R_{К3}^2 + X_{К3}^2} = \sqrt{3,53^2 + 6,19^2} = 7,12$$

4) результуючий опір до точки К4

$$R_{К4} = R_{Т2} + R_{К3} = 22,7 + 3,53 = 26,2$$

$$X_{К4} = X_{Т2} + X_{К3} = 37,8 + 6,2 = 43,95$$

$$Z_{К4} = \sqrt{R_{К4}^2 + X_{К4}^2} = \sqrt{26,20^2 + 43,95^2} = 51,2$$

5) результуючий опір до точки К5

$$R_{К5} = R_{Т1} + R_{К1} = 0,0 + 0,18 = 0,18$$

$$X_{К5} = X_{К1} + X_{тр}^{ВН} + X_{тр}^{СН} = 1,39 + 0,11 + 0,00 = 1,50$$

$$Z_{К5} = \sqrt{R_{К5}^2 + X_{К5}^2} = \sqrt{0,18^2 + 1,5^2} = 1,51$$

6) результуючий опір до точки К6

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{к6} = R_{Л3} + R_{к5} = 0,93 + 0,18 = 1,10$$

$$X_{к6} = X_{Л3} + X_{к5} = 1,28 + 1,50 = 2,78$$

$$Z_{к6} = \sqrt{R_{к6}^2 + X_{к6}^2} = \sqrt{1,10^2 + 2,78^2} = 2,99$$

7) результируючий опір до точки К7

$$R_{к7} = R_{Т3} + R_{к6} = 1,05 + 1,1 = 2,15$$

$$X_{к7} = X_{Т3} + X_{к6} = 9,32 + 2,778 = 12,09$$

$$Z_{к7} = \sqrt{R_{к7}^2 + X_{к7}^2} = \sqrt{2,15^2 + 12,1^2} = 12,3$$

Визначаємо базисні струми в заданих точках КЗ:

В точці К1

$$I_{б1} = S_{б} / \sqrt{3} * U_{б1} = 500 / (1,73 * 158,00) = 1,829 \text{ кА}$$

В точці К2

$$I_{б2} = S_{б} / \sqrt{3} * U_{б2} = 500 / (1,73 * 11,00) = 26,27 \text{ кА}$$

В точці К5

$$I_{б3} = S_{б} / \sqrt{3} * U_{б3} = 500 / (1,73 * 38,50) = 7,507 \text{ кА}$$

В точці К4

$$I_{б4} = S_{б} / \sqrt{3} * U_{б4} = 500 / (1,73 * 0,40) = 722,5 \text{ кА}$$

В точці К7

$$I_{б5} = S_{б} / \sqrt{3} * U_{б5} = 500 / (1,73 * 11,00) = 26,27 \text{ кА}$$

Визначаємо трифазні струми КЗ. В точці К1 діюче значення періодичної складової струму складатиме:

$$I_{к1} = I_{б1} / Z_{к1} = 1,8 / 1,399 = 1,307 \text{ кА.}$$

Діюче значення усталеного струму КЗ:

$$I_{у1} = I_{к1} = 1,307 \text{ кА;}$$

Амплітудне значення струму на шинах напругою 150 кВ

$$i_{у1} = \sqrt{2} * k_{у} * I_{к1} = 1,4 * 1,8 * 1,307 = 3,3 \text{ кА}$$

Струм двохфазного КЗ визначаємо за формулою:

$$I_{к1}^2 = 0,87 * I_{к1} = 0,87 * 1,307 = 1,1 \text{ кА}$$

Розрахунок для інших точок схеми зводимо до таблиці 6.1

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.1. Струми КЗ в точках системи електропостачання

Точка схеми	$R_{кп}$	$X_{кп}$	$Z_{кп}$	$I_{кп}=I_{бп}/Z_{кп} =$	$i_{yn}=2 \cdot k_y \cdot I_{кп}$	$I_{кп}^2=0,87 \cdot I_{кп}$
K2	0,18	1,56	1,57	16,70	35,07	14,53
K3	3,53	6,19	7,12	3,69	7,75	3,21
K4	26,20	43,95	51,17	14,12	35,59	12,29
K5	0,18	1,50	1,51	4,98	6,98	4,34
K6	1,10	2,78	2,99	2,51	3,52	2,18
K7	2,15	12,09	12,28	2,14	4,49	1,86

Вибір кабелів напругою 10 кВ для високовольтної мережі заводу.

Обираємо кабель від ГПП до ТП №3.

Площа поперечного перерізу кабелю :

$$F_e = I_p / (n J_{ек}) = 23,60 / (1 \cdot 1,4) = 16,86 \text{ мм}^2.$$

$$\text{Де } I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_n} = \frac{467,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 25,38 \text{ А}$$

Приймаємо кабель ААШв - 35 мм² з допустимим струмом $I_{доп} = 105 \text{ А}$

Превірка кабеля за допустимим струмовим навантаженням:

$$I_{ав} = K_{п} K_{ав} I_{доп} = 1 \cdot 1,15 \cdot 105 = 120,75 \text{ А} > I_p = 25,38$$

де $K_{п}$ - коефіцієнт прокладки кабелів 1.3.26 [9];

$K_{ав}$ - допустимий коефіцієнт аварійного перевантаження кабеля, приймаємо рівним 1,15.

Мінімальна площа поперечного перерізу кабеля за умовою термічної стійкості:

$$F_{min} = \sqrt{B_k / K} = \sqrt{81,78 / 94} = 120 \text{ мм}^2,$$

де K - термічний коефіцієнт; для алюмінієвих кабелів $K=94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$;

B_k - тепловий імпульс:

$$B_k = I''^2 (t_b + t_{рз \max}) = 6,94^2 (0,05 + 1) = 81,78 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

де I'' - надперехідний струм;

t_b - повний час роботи вимикача при відключенні;

$t_{рз \max}$ - максимальний час спрацювання релейного захисту.

За умовами термічної стійкості приймаємо кабель ААШв - 120 мм² з допустимим струмом $I_{доп} = 240 \text{ А}$.

Вибір кабелів для інших ТП зводимо в таблицю 6.2.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.2 Вибір кабельних ліній

№КЛ	Sp, кВА	n	Ip	Ip.ав	Фек, мм	Марка кабеля	Ідоп, А	Кп	Iав	Вк	Fmin	I", кА
ГЗП-ТП1	1801,4	1	49,584	99,169	41,3203	ААШв(3х95)	205	1	276,75	79,536	94,9	6,84
ТП1-ТП2	900,7	1	24,792	49,584	20,66015	ААШв(3х95)	205	1	276,75	78,377	94,2	6,79
ГЗП-ТП3	921,9	1	25,376	50,751	21,14644	ААШв(3х120)	240	1	324,00	81,878	96,3	6,94

Вибір вимикачів

На стороні ВН 150 кВ: встановлюємо високовольтний вимикач з газом SF типу LTB D1

Таблиця 6.3. Таблиця 6.4. Вибір вимикачів на 150 кВ

Параметри мережі	Умови вибору	Параметри вимикача
150 кВ	Номінальна напруга : $U_{уст} \leq U_n$	170 кВ
140,78 А	Тривалий номінальний струм: $I_p \leq I_{ном}$	2500 А
0,685 кА	Номінальний струм динамічної стійкості: - симетричний: $I'' \leq I_{дин}$	85 кА
1,7 кА	- асиметричний: $i_y \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot i_{дин}$	216,37 кА
0,685 кА	Номінальний струм відключення: - симетричний: $I_{нт} \leq I_{відкк}$	85 кА
1,7 кА	- асиметричний: $\sqrt{2} I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} I_{відкк} (1 + \beta_n)$	121,528 кА
0,72 кА ² ·с	Номінальний тепловий імпульс: $B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	21675 кА ² ·с

Аперіодична складова струму КЗ:

$$\tau = t_\beta + t_{pz \min} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' e^{-t/T_a} = \sqrt{2} \cdot 0,685140,78 \cdot e^{-0,05/0,095} = 0,68 \text{ кА}$$

Номінальний тепловий імпульс:

$$B_k = I'' (t_{отк} + T_a) = 0,685^2 \cdot (1,52 + 0,095) = 0,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{откл} = t_\beta + t_{pz \max} = 0,02 + 1,5 = 1,52 \text{ с}$$

$$\beta_n = f(I); \quad \beta_n = 0,32$$

На НН: встановлюємо вакуумний вимикач ВР-1

Умови вибору зведені в таблиці 6.4.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.4. Вибір вимикачів на 10 кВ

Параметри мережі	Умови вибору	Параметри вимикача
10 кВ	Номінальна напруга : $U_{уст} \leq U_n$	10 кВ
49,6 кА	Тривалий номінальний струм: $I_p \leq I_{ном}$	20 кА
6,94 кА	Номінальний струм динамічної стійкості: - симетричний: $I'' \leq I_{дин}$	52 кА
9,71 кА	- асиметричний: $i_y \leq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot i_{дин}$	132,37 кА
6,94 кА	Номінальний струм відключення: - симетричний: $I_{нт} \leq I_{відкк}$	630 кА
20,1 кА	- асиметричний: $\sqrt{2} I_{нт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} I_{відкк} (1 + \beta_n)$	1274,06 кА
334,3 кА ² ·с	Номінальний тепловий імпульс: $B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	1200 кА ² ·с

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I'' e^{-t/T_a} = \sqrt{2} \cdot 9,031 \cdot e^{-0,035/0,065} = 7,45 \text{ кА}$$

$$\tau = t_\beta + t_{pz \min} = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с}$$

Номінальний тепловий імпульс:

$$B_k = I'' (t_{отк} + T_a) = 6,94^2 \cdot (1,525 + 0,065) = 334,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$t_{откл} = t_\beta + t_{pz \max} = 1,5 + 0,025 = 1,525 \text{ с}$$

$$\beta_n = f(I); \quad \beta_n = 0,43$$

На стороні 35 кВ ГЗП вибираємо маломасляні вимикачі ВБЗЕ – 35А – 16/1000 У1

Вибір параметрів вимикачів зводимо в таблицю 8.4.

$$\tau = t_{pz \min} + t_b = 0,01 + 0,08 = 0,09 \text{ с.}$$

$$t_{откл} = t_{pz} + t_{відкл} = 2,0 + 0,11 = 2,11 \text{ с}$$

$$B_k = I''^2 (t_{отк} + T_a) = 0,16^2 (2,11 + 0,025) = 0,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблиця 6.5. Вибір вимикачів 35 кВ на вводах ГПП

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ
240,6 А	$I_{тах} \leq I_{ном}$	1000 А
0,16 кА	$I_{пт} \leq I_{отк.ном}$	16 кА
$\sqrt{2} \cdot 0,16 \cdot e^{-0,09/0,025} = 0,01 \text{ кА}$	$\sqrt{2} I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} I_{отк} (1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} \cdot 0,1 \cdot 16 = 2,26 \text{ кА}$
0,16 кА	$I'' \leq I_{дин}$	25 кА
0,22 кА	$i_{уд} \leq i_{дин}$	45 кА
0,06 кА ² · с	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$16,5^2 \cdot 4 = 1089 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Всі вимикачі 10 кВ встановлені в типові шафи КРП внутрішньої установки серії КУ-10 ШВВ – Е – 10 – 20 – 1600 У3 та ШВВ – Е – 10 – 20 – 2000

Вибір розрядників

Захист обладнання підстанцій від атмосферних і внутрішніх перенапруг досягається встановленням вентильних розрядників. Установка розрядників необхідна на вводах силових трансформаторів, підключеним до повітряних ЛЕП.

Вентильні розрядники встановлюються і нейтралах силових трансформаторів 110...220 кВ в тих випадках, коли для обмеження струмів нульової послідовності застосовують розземлення нейтралі.

Вентильні розрядники обирають по таблиці 6.6

Найменування захисного обладнання	Група розрядників (по ДОСТ 16357-70)
Апарат 35...220 кВ	Ш /РВС/
Силові і вимірювальні трансформатори 35...110 кВ	Ш /РВС/
Обмотки 150...220 кВ силових трансформаторів з підвищеним рівнем ізоляції	Ш /РВС/
Силові трансформатори 150...220 кВ з основним рівнем ізоляції	II і I /РВМ, РВМГ/

Вибір роз'єднувачів.

Вибір роз'єднувачів 150 кВ

На стороні ВН обираємо роз'єднувач типу РНД32-220/3200 У1

Таблиця 6.7. Вибір роз'єднувачів на стороні ВН

Параметри мережі	Умови вибору	Параметри вимикача
150 кВ	Номінальна напруга : $U_{уст} \leq U_n$	220 кВ
140,7А	Тривалий номінальний струм: $I_p \leq I_{ном}$	3200 А
1,7 кА	$i_y \leq i_{дин}$	125 кА
0,72 кА ² ·с	Тепловий імпульс: $B_k \leq I_{тн}^2 \cdot t_{тн}$	7500 кА ² ·с

На стороні СН ГЗП обираємо роз'єднувачі типу РНД3,1-35/1000 У1. Дані по вибору та перевірці наведені в таблиці 6.8.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.8. Вибір роз'єднувачів.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ
240,6 А	$I_{max} \leq I_{ном}$	1000 А
0,16 кА	$I_{уд} \leq i_{дин}$	63 кА
$0,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір трансформаторів власних потреб.

Потужність трансформаторів власних потреб обирається по навантаженням власних потреб з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності.

Розрахункове навантаження:

$$S_{розр} = K_c \cdot \sqrt{(P_{вст}^2 + Q_{вст}^2)},$$

де K_c – коефіцієнт спросу, що враховує коефіцієнти одночасності та завантаження ($K_c = 0,8$).

Потужність трансформатора обирається за умовою:

$$S_{тр} \geq S_{розр}$$

Таблиця 6.9. Навантаження власних потреб.

Вид споживача	Встановлена потужність		$\cos \varphi$	$\tg \varphi$	Навантаження	
	кВт х кількість	Всього, кВт			$P_{вст}$, кВт	$Q_{вст}$, кВт
Охолодження трансформаторів	2,5х2	5	0,85	0,62	5,0	3,1
Підігрів вимикачів 150 кВ	2,8х3	8,4	1	0	8,4	-
Підігрів вимикачів 35 кВ	2,8х9	25,2	1	0	25,2	-
Підігрів комірок КРП – 10 кВ	1х15	15	1	0	23	-
Освітлення, вентиляція приміщення КРП	7	7	1	0	7	-
Навантаження, що споживають оперативні ланцюги	2	2	1	0	2	-
Всього:					70,6	3,1

Розрахункова потужність споживачів власних потреб:

$$S_{розр} = K_c \cdot \sqrt{(P_{вст} + Q_{вст})} = 0,8 \sqrt{(70,6^2 + 3,1^2)} = 70,7 \text{ кВА}$$

Обираємо 2 трансформатори ТМ – 100/10 з такими параметрами:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$S_{\text{ном}} = 100 \text{ кВА}$, $U_{\text{вн}} = 10 \text{ кВ}$, $U_{\text{нн}} = 0,4 \text{ кВ}$, $\Delta P_{\text{хх}} = 0,54 \text{ кВт}$, $\Delta P_{\text{к}} = 2 \text{ кВт}$, $U_{\text{к}} = 5,45\%$,
 $I_{\text{хх}} = 2,8\%$.

При відключенні одного трансформатора, другий буде завантажений на $(70,7/100) \cdot 100 = 70,7\%$.

Вибір трансформаторів струму.

На шинах підстанцій енергосистеми встановлюємо трансформатор струму типу ТФЗМ-150Б-11 [11]. з параметрами: $U_{\text{н}} = 150 \text{ кВ}$;

$I_{\text{ном}}/t_{\text{тн}} = 41,47/3 \text{ КА/с}$. $K_{\text{т}} = \frac{600}{5}$; $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ в класі точності 0,5.

- Перевіримо обраний трансформатор по початковму струму:

$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$; $140,7 < 600 \text{ А}$

- по електродинамічній стійкості: $i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$

$1,7 \text{ кА} < 113 \text{ кА}$;

- по термічній стійкості: $B_{\text{к}} \leq I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}}$

$I_{\text{тн}}^2 \cdot t_{\text{тн}} = 41,47^2 \cdot 3 = 5191,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$0,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 5191,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

- по вторинному навантаженню:

$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

Таблиця 6.10 Навантаження по фазах на трансформатор струму

Прилад	Тип приладу	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,1	-	-
Багатофункціональний електронний лічильник типу "Альфа"	A2R-3-0L-C8T	3,6	-	3,6
Всього		3,7		3,6

Як видно з таблиці, найбільш завантажений трансформатор фази А.

Загальний опір приладів:

$$Z_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом}$$

$$\text{Допустимий переріз проводів: } F = \frac{S \cdot \ell_{\text{розр}}}{Z_{\text{прил}}}$$

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}} = 0,6 - 0,148 - 0,1 = 0,352 \text{ Ом},$$

де $Z_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – опір контактів.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приймаємо кабель з мідними жилами ($S = 0,0175$) з приблизною довжиною 6 м. Трансформатори струму з'єднані неповною зіркою, тому $I_{розр} = \sqrt{3} \cdot \ell = \sqrt{3} \cdot 12 = 20,8$ м, тоді переріз проводу: $F = \frac{0,0175 \cdot 20,8}{0,352} = 1,04 \text{ мм}^2$

За умовами прочності міді провода повинні бути перерізом не менше $2,5 \text{ мм}^2$, тому $d = 2,5 \text{ мм}^2$

$$Z_{пр} = \frac{S \cdot \ell_{розр}}{d} = \frac{0,0175 \cdot 20,8}{2,5} = 0,1456 \text{ Ом}$$

$$Z_2 \approx r_2 = Z_{прил} + Z_{пр} + Z_k = 0,148 + 0,1456 + 0,1 = 0,304 \text{ Ом}$$

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad 0,32 \text{ Ом} \leq 0,4 \text{ Ом}$$

На стороні 35 кВ становлюємо трансформатори струму типу ТФЗМ – 35А – У1 на клас точності 0,5 з такими параметрами:

$U_H = 35 \text{ кВ}$, $I_{ном.1} = 600 \text{ А}$, $I_{ном.2} = 5 \text{ А}$, $Z_{2н} = 2,0 \text{ Ом}$, $I_{тер} = 22 \text{ кА}$, $i_{дин} = 127 \text{ кА}$, $t_{тер} = 3 \text{ с}$

Таблиця 6.11. Вибір трансформатора струму на 35 кВ.

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	35 кВ
240,6 А	$I_{max} \leq I_{1 ном}$	600 А
0,22 кА	$i_y \leq i_{ел дин}$	127 кА
$0,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$	$22^2 \cdot 3 = 1452 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

На стороні 10 кВ на вводах від трансформаторів вибираємо трансформатори струму ТЛ –10 – 1 У3, $K_T = 2000/5$

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення та каталожними даними приладів, визначаємо навантаження по фазах:

Таблиця 6.12. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник А1R-3-OL-C2-T	0,2	3,6	-	3,6
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		4,1	-	3,6

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З таблиці 6.12. 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:

$$r_{\text{пр}} = \rho l_{\text{розрах}} / q = 0,0175 \cdot 20,79 / 2,5 = 0,145 \text{ Ом,}$$

де $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – питомий опір мідних проводів; $l_{\text{розрах}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 12 = 20,79 \text{ м}$ – 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 $z_2 = z_{\text{прил}} + r_k + r_{\text{пр}} = 0,164 + 0,05 + 0,145 = 0,359 \text{ Ом}$.

Умова $z_2 \leq z_{2 \text{ ном}}$ виконується $0,359 < 0,8$

На лініях, що відходять до цехових ТП та розподільчої мережі 10 кВ встановлюємо трансформатори струму ТЛК-10- 1 У3 ($K_T = 400/5$).

Таблиця 6.13. Вибір трансформатора струму на вводах від трансформаторів 10 кВ.

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ
269,5 А	$I_{\text{max}} \leq I_{1 \text{ ном}}$	630 А
12,18 кА	$i_y \leq i_{\text{ел дин}}$	128 кА
$343,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$	$40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Перевіряємо трансформатори струму по вторинному навантаженню, розрахунки зведено до таблиці 9.5.

З таблиці 9.5. видно, що найбільш завантажений трансформатор струму фази А. Загальний опір приладів:

$$z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 13,5 / 5^2 = 0,54 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних проводів:

$$r_{\text{пр}} = \rho l_{\text{розрах}} / q = 0,0175 \cdot 6,93 / 2,5 = 0,049 \text{ Ом.}$$

Приймаємо опір контактних з'єднань $r_k = 0,1 \text{ Ом}$.

Вторинний опір трансформатора струму:

$$z_2 = z_{\text{прил}} + r_k + r_{\text{пр}} = 0,54 + 0,1 + 0,049 = 0,689 \text{ Ом.}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Всі перелічені прилади підключаємо до двох послідовно встановлених трансформаторів струму, тоді умова $z_2 \leq z_{2\text{ном}}$ виконується: $0,689 < 2 \cdot 0,4 = 0,8$ Ом

Таблиця 6.14. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник активної енергії СА3У-5009	2	6,0	-	6,0
Лічильник реактивної енергії СР4У-5003	2	6,0	-	6,0
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Ватметр Д335	1,5	0,5	-	0,5
Варметр Д335	1,5	0,5	-	0,5
Всього		13,5	-	13,0

Вибір трансформаторів напруги.

На шинах підстанції енергосистеми встановлюємо трансформатор напруги типу НКФ-220-58У1; $S_n = 400$ ВА в класі точності 0,5.

Таблиця 6.15. Розрахунок вторинного навантаження

Прилад	Тип приладу	Кількість	Загальна потужність			
			Р, кВт	Σ Р, Вт	Q, вар.	Σ Q, Вар
Лічильник	A2R-3-02-C8T	1	2,76	2,76	1,18	1,18
Вольтметр	Е 377	1	2	2	-	-
Всього				4,76		1,18

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma \cdot P_{\text{прил}})^2 + (\Sigma \cdot Q_{\text{прил}})^2} = \sqrt{4,76^2 + 1,8^2} = 4,9 \text{ ВА}$$

$$S_2 \geq S_{\text{ном.тр-ра}}$$

$$4,9 \text{ ВА} < 400 \text{ ВА}$$

На шинах 10 кВ ГПП приймаємо до встановлення трансформатори напруги типу НАМИ - 10 - 71У3, який в класі точності 0,5 має номінальну потужність 120 В·А. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги зводимо до таблиці 6.16.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.16. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги

Прилад	Тип	Кіл-ть	S, В·А	Загальна потужність	
				ΣP , Вт	ΣQ , вар
Вольтметр (шини 10кВ)	Е335	1	2	2	-
Лічильник активної енергії	A1R-3-OL-C2-T	1	3,6	3,3	1,4
Ватметр	Д-335	5	1,5	12	-
Варметр	Д-335	5	1,5	12	-
Лічильник активної енергії	СА-3У-5009	5	6	1,2	28,8
Лічильник реакт. енергії	СР-4У-5003	6	6	1,44	34,56
Всього:				31,94	63,36

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P^2 + \Sigma Q^2)} = \sqrt{(31,94^2 + 63,36^2)} = 70,95 \text{ В·А}$$

Оскільки номінальна потужність трансформатора в класі точності 0,5 $S_{2 \text{ ном}} = 120 \text{ ВА} > 70,95 \text{ ВА}$, то трансформатор напруги задовольняє умовам вибору.

Перевіряємо обрані трансформатори напруги по вторинному навантаженню.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

7. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ РОБОТИ.

РЕЗИСТИВНЕ ЗАЗЕМЛЕННЯ НЕЙТРАЛІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ 10 – 35 КВ

Режим заземлення нейтралі в мережах 10-35 кВ при замиканні на землю визначає рівні перенапруг, які можуть впливати на ізоляцію всієї електрично зв'язаної системи, і у кінцевому підсумку може значно впливати на результати "аварійних подій". В останні роки частіше звучать пропозиції вважати режим однофазного замикання на землю (ОЗЗ) аварійним та відключати пошкоджене приєднання, що є практикою у багатьох мережах середньої напруги, зокрема в Білорусі. Це може бути реалізовано негайно або з певною затримкою. Це особливо актуально для мереж, де використовуються кабелі з ізоляцією з зшитого поліетилену.

Відомо, що полімерна ізоляція вкрай чутлива до високочастотних перенапруг, що виникають при однофазних замиканнях на землю і комутаціях високовольтними вимикачами, особливо вакуумними. На відміну від паперово-масляної, полімерна ізоляція не є самовідновлювальною. Це говорить про необхідність мінімізації часу пошуку пошкодженого фідера при замиканнях на землю в таких мережах та зниження не тільки рівня перенапруг, але і тривалості їх впливу - наприклад, шляхом реалізації низькоомного резистивного заземлення нейтралі з дією захистів від замикань на землю на відключення.

У світовій практиці експлуатації мереж середньої напруги, якими згідно стандартам МЕК є мережі до 69 кВ, використовується головним чином три режиму заземлення нейтралі:

- ізольована нейтраль;
- нейтраль, заземлена через дугогасячий реактор (ДГР) - або так звану котушку Петерсена;
- нейтраль, заземлена через активний опір (високовольтний резистор).

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		Арк.

У деяких випадках на сьогоднішній день поширення набув режим паралельного включення ДГР і резистора - так зване комбіноване заземлення нейтралі.

Заземлення нейтралі через котушку Петерсена застосовується в деяких європейських країнах (Німеччина, Австрія, Швейцарія, Фінляндія), головним чином в мережах з повітряними лініями. Тому охоплення розподільчих мереж таким видом нейтралі не 100%. Так, станом на 2000 р. в Німеччині 35% мереж 10 кВ працювали з ізольованою нейтраллю, 63% - з компенсованою і тільки 2% - з резистивної-заземленою [14]. В таблиці 7.1. показано застосування певних способів заземлення нейтралі в деяких країнах світу. Цікавий факт, що котушки Петерсена виробляють всього в п'яти країнах світу Російська Федерація, Австрія (TRENCH), Чехія (EGE), Китай (JUNFA), Індія.

Таблиця 7.1

Країна	Спосіб заземлення нейтралі			
	Ізольована	Заземлена через реактор	Заземлена через резистор	Глухозаземлена
Україна	+	+		
Австралія			+	+
Канада			+	+
США			+	+
Іспанія		+	+	+
Португалія			+	
Франція		+	+	
Японія	+		+	
Німеччина		+	+	
Австрія		+	+	
Бельгія			+	
Великобританія			+	+
Швейцарія		+	+	
Фінляндія	+	+	+	
Італія	+	+	+	
Чехія		+	+	
Словаччина		+	+	
Швеція		+	+	
Норвегія		+	+	

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Резистори для заземлення нейтралі випускаються більш ніж на п'ятдесяти підприємствах у всьому світі: Індія (NATIONAL RESISTORS ONIES), США (JENKINS), Італія (TELEMA), Німеччина (GINO ESE), Японія (MILUOKI RESISTOR), Канада (AVTRON, ICP), Туреччина (HILKAR) і т.д. - Як правило, у відповідності зі стандартом ANSI/IEEE Std 32-1972 «Requirements, Terminology, and Test Procedures for Neutral Grounding Devices» або в перекладі «Вимоги, термінології та процедури випробувань для пристроїв заземлення нейтралі» (повторно затверджений у 1990 р.) [12].

Методичні основи застосування резистивного заземлення нейтралі наведені в стандартах IEEE Std 142-1991 та замінивши його IEEE Std 142-2007 «Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems» або в перекладі «Рекомендована практика для заземлення промислових та громадських систем живлення». У редакції цього стандарту 1991 зазначено, що при високоомному заземленні нейтралі значення струму замикання на землю не перевищує зазвичай 10 А, а при низькоомних - опір резистора вибирається з урахуванням забезпечення бажаного струму релейного захисту. Останнє зауваження продубльовано при перегляді IEEE Std 142 в 2007 р.: «допускається протікання струмів замикання на землю більшої величини, зазвичай в межах 100-1000 А, з метою забезпечення бажаного струму для селективної роботи релейного захисту».

У діючій ж редакції IEEE Std 142 2007 р. межі між високоомним і низькоомним заземленням нейтралі визначені за допомогою відносини струму ОЗЗ при наявності резистора до струму трифазного к.з. конкретної мережі. Низькоомним заземленням нейтралі вважається, якщо $I_{R_OЗЗ} \geq 0,2I_{КЗ}^3$ (до 100-1000 А). Якщо ж, $3I_{CO} \leq I_{R_OЗЗ} \leq 0,01I_{КЗ}^3$ це високоомне заземлення нейтралі. Звідси випливає, що при високоомним заземленні нейтралі струм від резистора в режимі однофазного замикання на землю повинен бути не нижче ємнісного струму ОЗЗ в мережі.

Слід зазначити, що згідно IEEE Std 142 (обом редакціям) значення струму ОЗЗ 10 А всього лише відповідає режиму його тривалого протікання

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

без пошкодження обладнання, тому не може служити межею між високою й низькоомним заземленням нейтралі мережі.

Оцінка світової практики свідчить, що резистивне заземлення нейтралі - найбільш широко використаний спосіб, застосовуваний в мережах середньої напруги зарубіжних промислових підприємств [15]. Один з можливих варіантів виконання металевого відключення резистора з номінальними параметрами $U_{\text{ном}} = 3,46 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$, $R_{\text{ном}} = 34,6 \text{ Ом}$, $T_{\text{терм}} = 10 \text{ с}$ наведено на рис. 7.1 а.

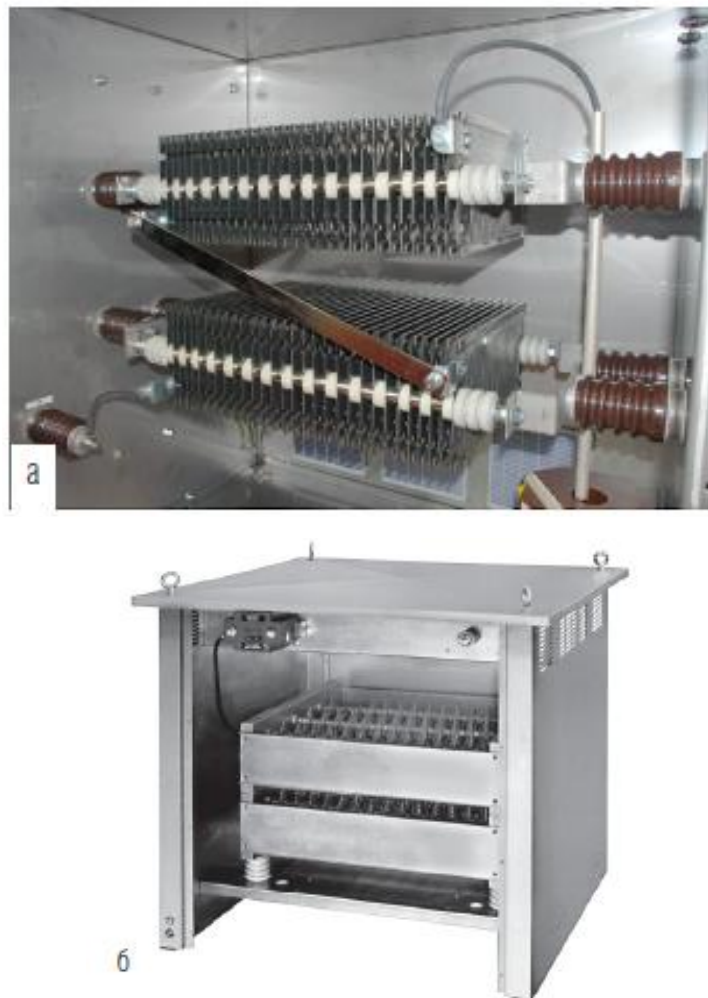


Рис.7.1

а) резистор 6 кВ/34, 6 Ом/100 А виробництва GINO ESE GmbH
(Німеччина)

б) резистор 2,4 кВ / 3,5 Ом/400 А виробництва Avtron Loadbank Inc
(США)

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Фізично резистивні елементи в показаній конструкції являють собою «висічку» тонких листів чавуну, набираються послідовно і збираються в два блоки із з'єднанням мідною шиною. Є вбудований трансформатор струму 200/1 А. Температура нагріву резистивних елементів складає 420° С при тривалості роботи до 10 с, максимальний нагрів перевищує 700 ° С (для резистивних елементів з нікель-хромової сталі допустима температура нагріву в режимі навантаження понад номінального часу відключення перевищує 650 ° С). Технічні специфікації металевих резисторів виробництва GINO ESE GmbH (Німеччина) і AVTRON Loadbank Inc. (США), показано на рис. 3.12.

Для заземлення нейтралі за кордоном застосовуються низькоомні і, значно рідше, високоомні резистори. Для виготовлення власне резистивних елементів використовуються металеві сплави: ніхром, константан, чавун, алюмохроміста сталь і т.д. Конструктивно такі резистори для заземлення нейтралі виготовляються у вигляді шаф з нержавіючої сталі зі ступенем захисту IP 23. Температура на поверхні резистивного елемента відповідно до стандарту IEEE Std 32-1972 - 610° С, а при імпульсному навантаженні на 10, 30 або 60 секунд - 760 ° С. За вітчизняним нормам (ДСТУ 2104-92) допускається нагрів струмопровідних частин, безпосередньо з'єднаних з апаратом, всього до 300° С. Отже, виникає питання про правомірність застосування зазначених резистивних установок у вітчизняних умовах.

Підключення резисторів до мережі може відрізнитися в залежності від наявності або відсутності виведеної нейтралі. У більшості випадків низькоомне, високоомне або комбіноване заземлення нейтралі мереж 6-35 кВ здійснюється за допомогою спеціально встановленого трансформатора заземлення нейтралі (ТЗН). Цей трансформатор включає в себе понижуючий трансформатор 6-10-35/0,4 (0,23) кВ зі з'єднанням обмоток у схемі Y-0/Δ, де до нейтрального з'єднання обмотки вищої напруги підключений резистор.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

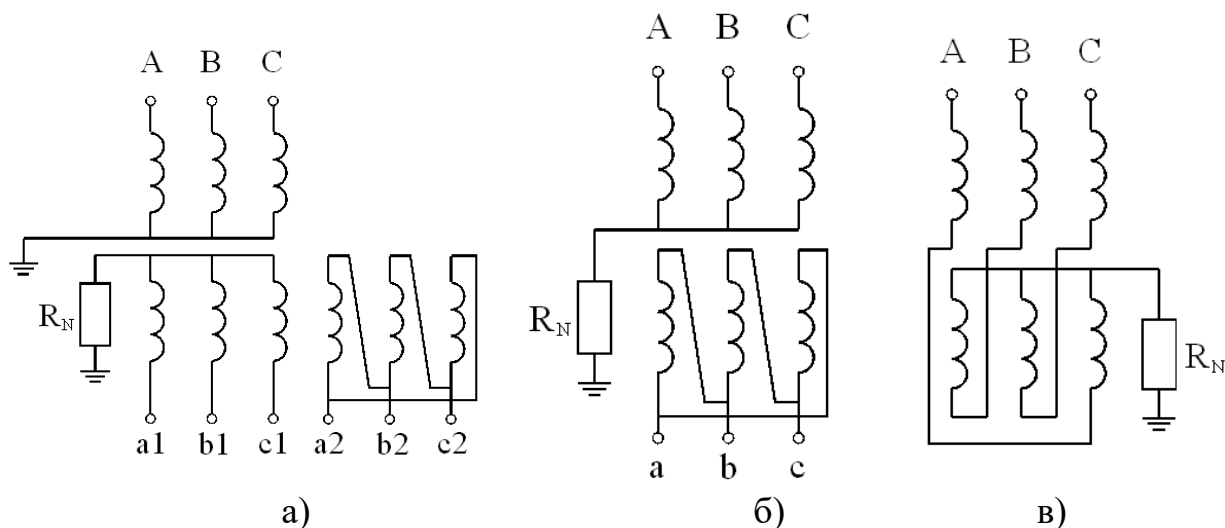


Рис. 7.2. Схеми включення резисторів в мережі 6 – 35 кВ

а) в нейтраль обмотки середньої напруги

б) в нейтраль обмотки високої напруги ТВП

в) в нейтраль ФМЗО

Останнім часом було набрано значний позитивний досвід використання резисторів у нейтралі мереж напругою 6-35 кВ. Встановлення резисторів у нейтраль сприяло помітному зменшенню вразливості важливого обладнання мережі до пошкоджень, що призвело до зниження економічних витрат.

Використання резистивного та комбінованого заземлення нейтралі не лише підвищує надійність функціонування обладнання у розподільчих мережах, але також забезпечує ефективний релейний захист від замикань на землю.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Завершення розробки проекту з електропостачання агропромислового району є критично важливим кроком для забезпечення сталого розвитку та підтримки сільськогосподарських операцій у даному районі. На основі результатів цього проекту можна зробити кілька висновків:

Результатом проекту може бути зменшення енергетичних втрат у системі електропостачання. Це дозволяє знизити витрати на електроенергію та покращує ефективність використання енергоресурсів.

Реалізація проекту може відкрити додаткові можливості для розвитку інфраструктури у районі, такої як будівництво нових доріг, комунікаційних ліній та інших об'єктів, що сприяють загальному розвитку.

У випускній кваліфікаційній роботі були розглянуті наступні аспекти відповідно до затвердженого завдання: електричні навантаження, економічні аспекти обґрунтування схеми електропостачання району, компенсація реактивної потужності, вибір трансформаторних підстанцій, розрахунок струмів коротких замикань, вибір обладнання для електроустановок та силових мереж системи електропостачання, а також спеціальний розділ роботи.

В цілому проект системи електропостачання агропромислового району ефективно забезпечує стабільне, надійне і економічне електропостачання для його споживачів. Відповідає усім критеріям щодо потреб суспільства.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П.Г., Зінзура В.В., Гарасьова Н.Ю., Котиш А.І., Величко Т.В.]; – М.-во освіти і науки України, Центральноукр. Нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ПП «Ексклюзив –Систем», 2021. – 209 с.
2. Шкрабець Ф.П., Плешков П.Г. Основи електропостачання. Навчальний посібник –Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2010. – 408 с.
3. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П. Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
4. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків: ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
5. Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. - Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007. – 386 с.
6. Надійність електроенергетичних систем: Практикум [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: С.В. Казанський. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. – 67 с.
7. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / Орлович А.Ю., Плешков П.Г., Козловський О.А., Співак О.В., Котиш А.І., Величко Т.В. Навчальний посібник. Видавець Лисенко В.Ф., м.Кропивницький, 2020р. – 272 с.
8. Черемісін М. М., Мороз О. М., Єгоров О. Б., Швець С. В. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.] / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. — Харків: ТОВ "В справі", 2016. — 260 с.
9. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
10. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво «Форт», 2017. - 760 с.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		