

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
" ____ " _____ 2023р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за першим (бакалаврським) рівнем вищої
освіти
на тему
"Проектування електротехнічної системи
електроспоживання ремонтно-механічного заводу
з розробкою енергоаудиту вентиляційних
установок"

Виконав здобувач вищої освіти
4 курсу, групи ЕНМ-20-ЗСК
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

_____Дудка А.М.
« ____ » _____ 2023р.

Керівник роботи
к.т.н., доцент

_____Андрій КОТИШ
« ____ » _____ 2023р.

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.
« » 2023 р.

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

Дудки Антона Миколайовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Проектування електротехнічної системи
електроспоживання ремонтно-механічного заводу з розробкою енергоаудиту
вентиляційних установок

Design of the electrotechnical system of power consumption of the repair and
mechanical plant with the development of an energy audit of ventilation units

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)

Вступ; 1.Електричні навантаження; 2.Картограма електричних
навантажень та місце розташування центральної розподільної установки;
3.Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього
електропостачання; 4.Компенсація реактивної потужності;
5.Трансформаторні підстанції; 6.Розрахунок струмів коротких замикань і
вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропос-
тачання; 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>08.05.23</i>	
2	<i>Електричні навантаження</i>	<i>12.05.23.</i>	
3	<i>Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки</i>	<i>16.05.23.</i>	
4	<i>Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства</i>	<i>19.05.23.</i>	
5	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	<i>21.05.23.</i>	
6	<i>Трансформаторні підстанції</i>	<i>23.05.23</i>	
7	<i>Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання</i>	<i>25.05.23.</i>	
8	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>29.05.23.</i>	

Дата видачі завдання

«___» _____ 2023 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

«___» _____ 2023 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: с.; 15 рис.; 22 табл.; 10 джерел.

Дудка А.М. Проектування електротехнічної системи електроспоживання ремонтно-механічного заводу з розробкою енергоаудиту вентиляційних установок. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2023 р.

Метою кваліфікаційної роботи є проектування електротехнічної системи електроспоживання. При цьому здійснюється вибір основного електрообладнання, вирішується питання компенсації реактивної потужності, різноманітні схемні рішення тощо.

У спеціальному розділі розроблено проект енергоаудиту вентиляційних установок на зазначеному підприємстві, де показано основні заходи з ефективного енерговикористання вентиляції та очікуваний економічний ефект від цих заходів.

Ключові слова: система електропостачання, електричне навантаження, потужність, електрична енергія, енергетичний аудит, вентиляція.

SUMMARY

Dudka A.M. Design of the electrotechnical system of power consumption of the repair and mechanical plant with the development of an energy audit of ventilation units. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electric power, electrical engineering and electromechanics". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2023.

The purpose of the qualification work is the design of the electrical system of power consumption. At the same time, the main electrical equipment is selected, the issue of reactive power compensation, various circuit solutions, etc. are resolved.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

In a special section, a draft of the energy audit of ventilation units at the specified enterprise has been developed, where the main measures for efficient energy use of ventilation and the expected economic effect of these measures are shown.

Key words: power supply system, electrical load, power, electrical energy, energy audit, ventilation.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

Стор.

Вступ.....	
1. Електричні навантаження.....	
2. Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної роподільної установки (головної знижувальної підстанції).....	
3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства.....	
4. Компенсація реактивної потужності.....	
5. Трансформаторні підстанції.....	
6. Розрахунок струмів коротких замикань і вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання.....	
7. Спеціальний розділ роботи.....	
Висновки.....	
Перелік посилань.....	

					Випускна кваліфікаційна робота			
Зм.	Арк.	№докум.	Підпис.	Дата				
Розроб.	Дудка				Проектування електротехнічної системи електроспоживання ремонтно-механічного заводу з розробкою енергоаудиту зазначенийних установок	Літ.	Аркуш	Аркушів
Переві	Котиш							
Н.контр.								
Затвер.	Плешков							
						ЦНТУ		

ВСТУП

Проектування електротехнічної системи електроспоживання промислового підприємства передбачає вирішення широкого кола питань по розрахунку електричних навантажень, вибору напруги і схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання, кількості і потужності трансформаторів, розрахунку струмів короткого замикання, вибору електричних апаратів, компенсації реактивної потужності тощо. Це потребує виконання великого об'єму розрахункових і графічних робіт, застосування обчислювальної техніки, творчого підходу у вирішенні поставлених задач.

Ремонтно-механічний завод, що розглядається в роботі фактично є сучасним машинобудівним підприємством, де здійснюються декілька технологічних процесів по ремонту гідростатичної трансмісії, двигунів та гідромоторів. Все виробництво розташовано в одному одноповерховому корпусі.

Основні електроприймачі в корпусі це станки різноманітного призначення та печі опору. Наявність значної кількості прецизійних верстатів визначила встановлення системи кондиціонування, що визначає значну частку вентиляторного навантаження в електробалансі підприємства. Металооброблюючі верстати на заводі зв'язані в технологічні поточні лінії.

Приміщення корпусу за пожежною безпекою відносяться до категорії Г-термічне виробництво, а решта до категорії Д.

Режим роботи підприємства:

- термічне виробництво – 3-х змінний;
- металооброблююче виробництво – 2-х змінний.

За безперебійністю електропостачання електроприймачі поділяються таким чином:

I категорія – 12%

II категорія – 78%

III категорія – 10%

Можливим джерелом електропостачання є підстанція “Енергосистеми” з двома трансформаторами потужністю 63МВА 150/35/10 кВ. Відстань до підстанції – 3000м.

В роботі електропостачання заводу буде розглянуто як постачання окремого підприємства, тобто окрім безпосередньо самого корпусу будуть враховані навантаження різних допоміжних споруд і підрозділів (компресорна, їдальня, склади і т.ін.).

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

1. Електричні навантаження

Розрахункові навантаження визначаємо у відповідності з методикою, викладеною в [2, 3].

1.1 Силіві електричні навантаження в мережі до 1000 В

Активне навантаження електроприймачів або вузла навантаження визначаємо за формулою:

$$P_P = P_{CM} \cdot K_M \quad (1.1)$$

де P_{CM} – активне середнє навантаження групи електроприймачів;

K_M – коефіцієнт максимуму

K_M знаходимо згідно [2, 3].

Коефіцієнт використання (для групи електроприймачів) визначається за виразом:

$$K_H = \frac{\sum_1^n P_{CM}}{\sum_1^n P_H} \quad (1.2)$$

де P_{CM}, P_H – середнє навантаження та номінальна потужність групи електроприймачів з однаковим режимом роботи;

n – кількість груп електроприймачів з різними режимами роботи

Ефективне число електроприймачів в групі n_e визначається в залежності від значення K_H й відношення

$$m = \frac{P_{H \max}}{P_{H \min}} \quad (1.3)$$

де $P_{H \max}, P_{H \min}$ – встановлена потужність відповідно найбільшого і найменшого ЕП групи

При умові $m \geq 3$ $K_H > 0,2$ значення n_e визначається за формулою

$$n_e = \frac{2 \sum P_H}{P_{H \max}} \quad (1.4)$$

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Реактивне розрахункове навантаження групи електроприймачів визначаємо таким чином

$$Q_P = Q_{CM} \quad (1.5)$$

при $n_{\phi} > 10$;

$$Q_P = 1,1 \cdot Q_{CM} \quad (1.6)$$

при $n_{\phi} > 10$;

Q_{CM} – реактивне середнє навантаження

$$Q_{CM} = P_{CM} \cdot \operatorname{tg} \phi \quad (1.7)$$

Повне розрахункове навантаження

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} \quad (1.8)$$

Результати розрахунку силових навантажень зведено до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. Розрахунок електричних навантажень в мережі до 1000 В.

№ п/п	Найменування обладнання	п	Рн, кВт		Ки	Cos	tg	Середнє		па	Км	Розрахункове		
			Одного	Сумарна				Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Головний корпус													
1.	Металорежучі станки серійного виробництва	806	2,0-15	3538	0,16	0,5	1,732	566,1	980,5					
2.	Станки в поточних лініях	417	7,5-75	6133	0,2	0,65	1,169	1227	1434					
3.	Ковальсько - пресове обладнання	270	3,3-50	3296	0,18	0,65	1,169	593,3	693,6					
4.	Електричні печі опору	70	34-105	3121	0,6	0,95	0,329	1873	615,5					
5.	Ванно- покрасочне обладнання	69	6,0-28	756	0,7	0,65	1,169	529,2	618,7					
6.	Миючі машини	150	2,2-50	1475	0,8	0,8	0,75	1180	885					
7.	Стенди випробовуючі	340	7,5-75	7532	0,2	0,65	1,169	1506	1761					
8.	Очисні барабани, дробарки	25	3,3-50	232	0,5	0,8	0,75	116	87					
9.	Конвеєри	42	5,5-10	265	0,5	0,65	1,169	132,5	154,9					
10.	Підйомно - транспортне обладнання	48	2,2-75	200	0,1	0,5	1,732	20	34,64					
11.	Вентилятори сантехнічні	303	7,5-30,8	3800	0,6	0,8	0,75	2280	1710					
	Всього по МСК -3	2540	2,2-105	30348	0,33	0,69	1,046	10023	8975	578	1	10023	8975,1	13454
	Станція очистки хім. забруднених стоків													
12.	Насоси	29	2,0-30	250	0,8	0,8	0,75	200	150					
13.	Інше обладнання	61	1,0-15	120	0,2	0,65	1,169	24	28,06					
	Всього по станції	90	1,0-30	370	0,605	0,73	0,95	224	178,1	24,7	1,14	255,36	178,06	311,31
	Столова													
14.	Технологічне обладнання	143	1,0-45	737	0,5	0,8	0,75	368,5	276,4					
15.	Вентилятори	14	2,0-14	64	0,6	0,8	0,75	38,4	28,8					
	Всього по столовій	157	1,0-45	801	0,508	0,8	0,75	406,9	305,2	35,6	1,15	467,94	305,18	558,65
	АПК - 1													
16.	Вентилятори	34	1,0-15	84	0,6	0,8	0,75	50,4	37,8	11,2	1,24	62,496	37,8	73,038
	АПК - 3													
17.	Вентилятори	31	1,0-15	80	0,6	0,8	0,75	48	36	10,7	1,24	59,52	36	69,56

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 1.1. Продовження.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	<u>Компресорна</u>													
18.	Компресори	21	2,2-30	200	0,8	0,8	0,75	160	120	13,3	1,07	171,2	120	209,07
	<u>Склад обладнання та матеріалів</u>													
19.	Підйомно - транспортне обладнання	21	1,0-20	390	0,1	0,5	1,732	39	67,55					
20.	Вентилятори	11	1,0-40	180	0,6	0,8	0,75	108	81					
	Всього	32	1,0-40	570	0,258	0,65	1,169	147	148,5	28,5	1,28	188,16	148,55	239,73
	<u>Насосна № 1</u>													
21.	Насоси	53	2,0-75	1030	0,8	0,8	0,75	824	618					
22.	Вентилятори	38	1,0-30	225	0,6	0,8	0,75	135	101,3					
	Всього	91	1,0-75	1255	0,764	0,8	0,75	959	719,3	33,5	1,08	1035,7	719,25	1261
	<u>Насосна № 2</u>													
23.	Насоси	53	2,0-75	1030	0,8	0,8	0,75	824	618					
24.	Вентилятори	38	1,0-30	225	0,6	0,8	0,75	135	101,3					
	Всього	91	1,0-75	1255	0,764	0,8	0,75	959	719,3	33,5	1,08	1035,7	719,25	1261
	<u>Допоміжний корпус</u>													
25.	Деревооброблюючі станки	53	1,5-17	790	0,16	0,5	1,732	126,4	218,9					
26.	Вентилятори	29	3,3-30	715	0,6	0,8	0,75	429	321,8					
27.	Барабани змішувальні	10	10,0-30	250	0,5	0,8	0,75	125	93,75					
	Всього	92	1,5-30	1755	0,388	0,7	1,02	680,4	634,4	117	1,09	741,64	634,43	975,97
	Всього по заводу	3179	1,0-105	36718	0,372	0,76	0,855	13657	11874	699	1	13657	11874	18097

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

1.2 Освітлювальні навантаження

Розрахунок освітлювальних навантажень здійснюється за питомою потужністю на одиницю корисної площі приміщення.

Встановлена потужність освітлювальних електроприймачів, кВт:

$$P_y = p_0 \cdot F \cdot 10^{-3} , \quad (1.9)$$

де p_0 – питома потужність навантаження освітлювальних приладів, кВт;

F – площа приміщення, м²;

Розрахункове навантаження:

$$P_{рос} = K_c \cdot P_y , \quad (1.10)$$

де K_c – коефіцієнт попиту.

Для освітлення застосовуються люмінесцентні лампи, тому:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi . \quad (1.11)$$

Розрахунок освітлення надається у вигляді таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. Розрахунок освітлювального навантаження.

№ п/п	Найменування підрозділу	F, м ²	P ₀ , кВт/м ²	P _y , кВт	tg	Q _y , кВар	K _c	P _p , кВт	Q _p , кВр	S _p , кВа
1	Головний корпус	50688	20	1013,76	0,328684	333,2068	0,95	963,072	316,5465	1013,76
2	Станція очистки хім. забруднених стоків.	150	12	1,8	0,328684	0,591631	0,7	1,26	0,414142	1,33
3	Столова .	1320	22	29,04	0,328684	9,544986	0,9	26,136	8,590488	27,51
4	АПК 1.	3240	22	71,28	0,328684	23,4286	0,9	64,152	21,08574	67,53
5	АПК 3.	3240	22	71,28	0,328684	23,4286	0,9	64,152	21,08574	67,53
6	Компресорна.	756	15	11,34	0,328684	3,727278	0,7	7,938	2,609094	8,36
7	Насосна оборотного водопостачання № 1.	432	15	6,48	0,328684	2,129873	0,7	4,536	1,490911	4,77
8	Насосна оборотного водопостачання № 2.	432	15	6,48	0,328684	2,129873	0,7	4,536	1,490911	4,77
9	Склад обладнання і матеріалів	9460	8	75,68	0,328684	24,87481	0,6	45,408	14,92489	47,80
10	Допоміжний корпус	832	20	16,64	0,328684	5,469304	0,95	15,808	5,195838	16,64
11	Освітлення території.	66812	0,3	20,0436	0,328684	6,588013	0,7	14,03052	4,611609	14,77
Всього по заводу		137362		1323,824		435,1198				

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3 Електричні навантаження в силових мережах вище 1кВ

Розрахунок електричних навантажень в мережах вище 1 кВ виконується згідно затвердженої методики [2, 3, 4].

Додаткова потужність СД., яку можна використовувати як джерело реактивної потужності на шинах 10 кВ РП.

До шин приєднані СД. з наступними параметрами:

Активна потужність - $P_{CD} = 1600$ кВт;

Реактивна потужність - $Q_{CDM1} = 800$ кВар;

Частота обертання - $n = 3000$ об/хв;

Коефіцієнт завантаження - $\beta_{CD} = 0,75$;

Коефіцієнт потужності - $\cos \varphi_H = 0.9$;

$$Q_{CD} = \sum_{i=1}^n \beta_i \cdot Q_{CDM1} = 2 \cdot 0,75 \cdot 800 = 1120 \text{кВар} \quad (1.14)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

№ п/п	Найменування вузлів навантаження та груп електроприймачів	п	Рном		Ки	Cos	tg	Середнє		пз	Км	Розрахункове		
			Одного	Сумарна				Рср	Qср			Рр	Qр	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	ТП 1,2,3,4,5													
1	Головний корпус													
	силове	2540	2,2-105	30348	0,33	0,69	1,05	10023	8975	578	1	10023	8975	13454
	освітлювальне							1014	333			963	317	1014
	Всього по цеху							11037	9308			10986	9292	14388
2	Столова													
	силове	157	1,0-45	801	0,51	0,8	0,75	406,9	305,2	36	1,2	467,94	305,2	558,7
	освітлювальне							29	10			26	9	27,51
	Всього по столовій							435,9	315,2			493,94	314,2	585,4
3	АПК -1													
	силове	34	1,0-15	84	0,6	0,8	0,75	50,4	37,8	11	1,2	62,496	37,8	73,04
	освітлювальне							71	23			64	21	67,36
	Всього по АПК - 1							121,4	60,8			126,5	58,8	139,5
4	АПК -3													
	силове	31	1,0-15	80	0,6	0,8	0,75	48	36	11	1,2	59,52	36	69,56
	освітлювальне							71	23			64	21	67,36
	Всього по АПК - 3							119	59			123,52	57	136
	Всього по ТП 1,2,3,4,5													
	силове	2762	1,0-105	31313				10528	9354	596	1	10528	9354	14083
	освітлювальне							1185	389			1117	368	1176
	Всього							11713	9743			11645	9722	15170
	Втрати в трансформаторах ТП 1,2,3,4,5 (9*1600) Кз = 0,81											135,64	705,1	
	Всього на шинах 10 кВ ТП 1,2,3,4,5											11781	10427	15732
	ТП 6,7													
5	Насосна № 1													
	силове	91	1,0-75	1255	0,76	0,8	0,75	959	719,3	33	1,1	1035,7	719,3	1261
	освітлювальне							6	2			5	1,5	5,22
	Всього по насосній							965	721,3			1040,7	720,8	1266

Таблиця 1.3. Продовження.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
6	Насосна № 2													
	силове	91	1,0-75	1255	0,76	0,8	0,75	959	719,3	33	1,1	1035,7	719,3	1261
	освітлювальне							6	2			5	1,5	5,22
	Всього по насосній							965	721,3			1040,7	720,8	1266
7	Компресорна													
	силове	21	2,2-30	200	0,8	0,8	0,75	160	120	13	1,1	171,2	120	209,1
	освітлювальне							11	4			8	3	8,544
	Всього по компресорній											179,2	123	217,4
8	Станції очищення хім.стоків													
	силове	90	1,0-30	370	0,61	0,73	0,95	224	178,1	25	1,1	255,36	178,1	311,3
	освітлювальне							2	1			1	0,5	1,118
	Всього по станції							226	179,1			256,36	178,6	312,4
	Всього по ТП 6,7													
	силове	293	1,0-75	3080				2302	1737	82	1,1	2417,1	1737	2976
	освітлювальне							25	9			19	6,5	20,08
	Всього							2327	1746			2436,1	1743	2995
	Втрати в трансформаторах ТП 6,7 (3*1600) Кз = 0,51											27,464	143,6	
	Всього на шинах 10 кВ ТП 6,7											2463,6	1887	3103
	ТП 8													
9	Допоміжний корпус													
	силове	92	1,5-30	1755	0,39	0,7	1,02	680,4	634,4	117	1,1	741,64	634,4	976
	освітлювальне							17	5			16	5	16,76
	Всього по корпусу							697,4	639,4			757,64	639,4	991,4
10	Освітлення території													
	Всього по освітленню							20	5			16	5	16,76
11	Склад обладнання та матеріалів													
	силове	32	1,0-40	570	0,26	0,65	1,17	147	148,5	29	1,3	188,16	148,5	239,7
	освітлювальне							75,68	24,87			45,408	14,92	47,8
	Всього по складу							222,7	173,4			233,57	163,5	285,1
	Всього по ТП 8													
	силове	124	1,5-40	2325				827,4	783	116	1,1	901,87	783	1194
	освітлювальне							112,7	34,87			77,408	24,92	81,32
	Всього							940,1	817,9			979,27	807,9	1270

Таблиця 1.3. Продовження.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Втрати в трансформаторі ТП 8 (1*1600) Кз = 0,61											10,043	53,76	
	Всього на шинах 10 кВ ТП 8											989,32	861,7	1312
	Всього по заводу													
	силове	3179	1,0-105	36718				13657	11874	699	1	13657	11874	18097
	освітлювальне							1323	432,9			54	48	72,25
	Всього							14980	12306			13711	11922	18169
	Втрати в трансформаторах ТП											173,15	902,5	919
	Всього по заводу											13885	12824	18901
	Синхронні двигуни (високовольтні) в	2	1600	3200		0,9	0,48	3200	-1549			3200	-1549	
	Всього											17085	11275	20470
	Компенсуючі пристрої												8728	
	Всього по заводу на шинах 10 кВ											17085	2548	17273

1.4 Графіки електричних навантажень

На підприємстві, на основі щоденних вимірів, складаються добові графіки навантажень на зимовий і літній періоди з урахуванням кількості робочих і вихідних днів. Річний графік навантажень будується на основі цих добових графіків. Добовий графік використовується для визначення потужності трансформаторів, а також для розрахунку максимального та мінімального навантаження, необхідного для забезпечення необхідних рівнів напруги в мережі.

Річний графік використовується для визначення річних витрат активної та реактивної енергії, середньозваженого коефіцієнта потужності, кількості годин використання максимального навантаження, а також для визначення річного часу повних втрат.

При цьому у роботі приймаємо:

Кількість робочих днів

Взимку – 146

Влітку - 106

Кількість вихідних днів

Зимою – 64

Літом - 49

Річні витрати активної та реактивної електроенергії при проектуванні визначаються за виразами:

$$W_r = \sum P_i * T_i \quad (1.15)$$

$$V_r = \sum Q_i * T_i \quad (1.16)$$

Кількість годин використання максимального навантаження визначається за формулою:

$$T_{\max} = \frac{\sqrt{W_r^2 + Q_r^2}}{P_p}, \quad (1.17)$$

де P_p – розрахункове навантаження заводу.

Термін максимальних втрат:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_M}{10^4})^2 * 8760. \quad (1.18)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Побудову графіків навантаження виконуємо із застосуванням математичного пакету **Microsoft Excel**. На рис. 1.1 – 1.5. представлено зовнішній вигляд графіків

Програма для побудови річного графіку за тривалістю			
Робочі дні:			
Зимові	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:	Кількість днів робочих:	
	$W_r = 43373519$	зимою	147
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:	літом	105
	$V_r = 24612761,25$		
Літні	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:	Кількість днів вихідних:	
	$W_r = 22979282,29$	зимою	65
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:	літом	48
	$V_r = 14943462,19$		
Вихідні дні:			
Зимові	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:		
	$W_r = 4764152,25$		
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:	$W_p = 74107375$	
	$V_r = 2653007,5$	$V_p = 51910323,44$	
Літні	Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:		
	$W_r = 2990421,72$		
	Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:		
	$V_r = 1665272,4$		
Час викорористання максимального навантаження, год:			
	$T_M = 4207,185184$		
Час максимальних втрат, год:			
	$\tau_M = 2599,251995$		

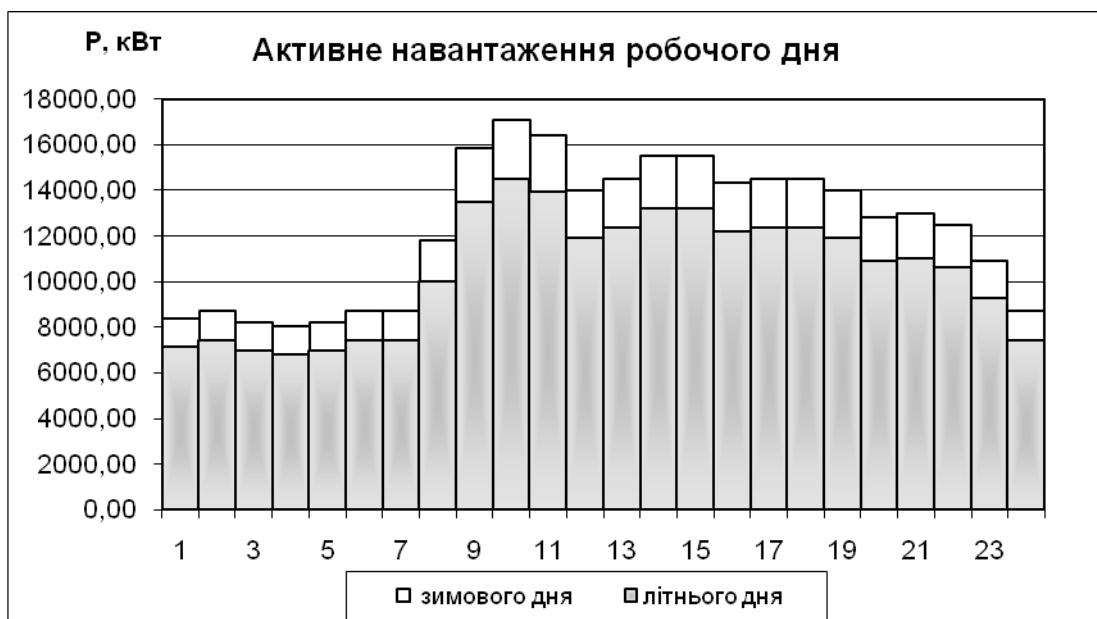


Рис 1.1- Активне навантаження робочого дня

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

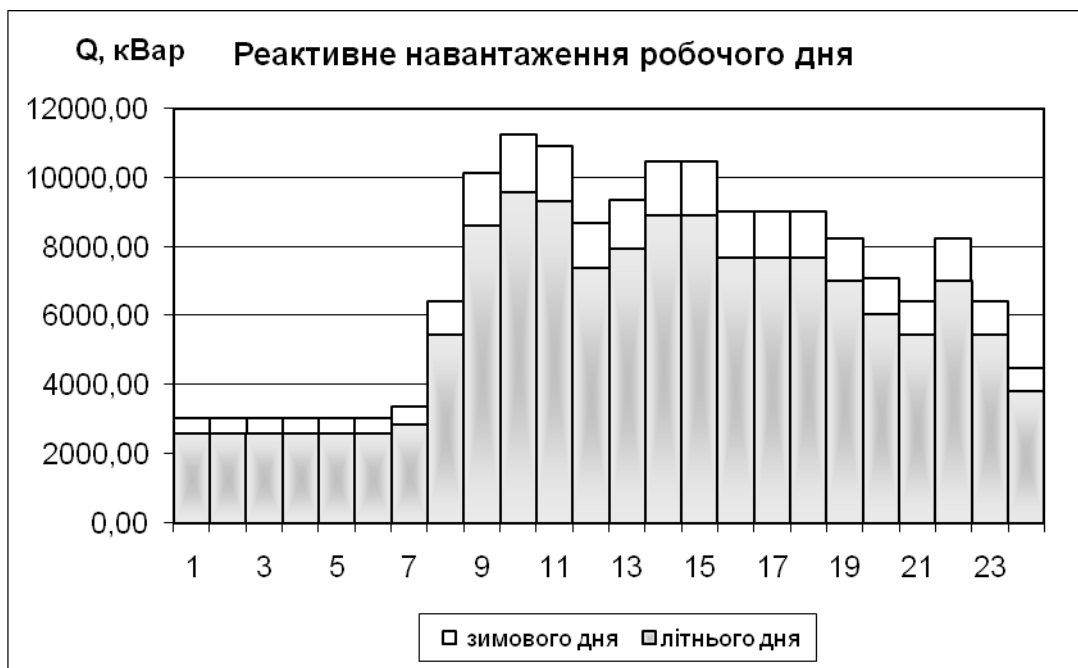


Рис 1.2 - Реактивне навантаження робочого дня



Рис 1.3 - Активне навантаження вихідного дня

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

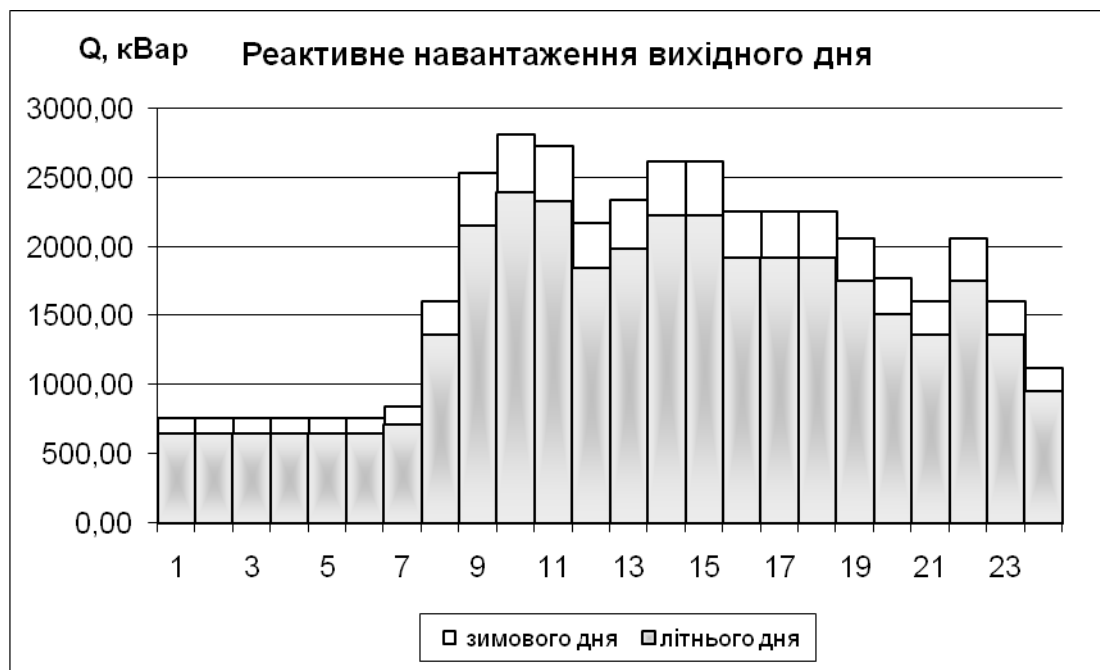


Рис 1.4 - Реактивне навантаження вихідного дня



Рис. 1.5

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

2. Картограма електричних навантажень та місце розташування центральної розподільної установки

На генеральному плані промислового підприємства використовується картограма електричних навантажень для визначення оптимального розташування центрального розподільного пристрою (ЦРП), трансформаторних підстанцій (ТП) і розподільних пунктів (РП). Картограма навантажень відображається у вигляді кол, площі яких, відповідно до масштабу, відображають розрахункові навантаження окремих цехів підприємства.

Для кожного цеху визначаються радіуси кіл R_i , площа $\pi \cdot R^2$, яких у певному масштабі дорівнює навантаженню цеху P_i кВА

$$P_i = \pi \cdot R_i \cdot m \quad (2.1)$$

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}} \quad (2.2)$$

де m – масштаб кола, кВт /мм².

Існує ряд математичних методів, які дозволяють аналітично визначити місце розташування центру електричних навантажень на промисловому підприємстві. Один з найпоширеніших методів базується на теоретичних принципах механіки. Згідно з цим методом, якщо припустити, що навантаження в цеху рівномірно розподілені по його площі, то місце розташування центру навантажень можна вважати таким, що співпадає з центром тяжіння фігури, що відображає цех на плані.

Проводячи аналогію між масою та електричними навантаженнями підрозділів P_i , координати їх центру для підприємства в цілому можна визначити за наступними формулами:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2.3)$$

На картограмі окрім силових навантажень також показане освітлювальне у вигляді сектора.

Центральний кут α відповідає площі, яка у певному масштабі дорівнює площі освітлюваного навантаження:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\alpha = \frac{P_{Pocв} \cdot 360^0}{\pi \cdot R_i^2} \quad (2.4)$$

Розташування РП на оптимальній позиції не буде у центрі навантажень, які отримують живлення від нього, оскільки це може призвести до непотрібних зворотних перетоків енергії, що призводять до збільшення втрат електроенергії та матеріалів. Зазвичай РП розміщується ближче до джерела живлення та зміщується в напрямку найбільшого навантаження. Вибір місця для РП перш за все залежить від наявності обладнання з напругою вище 1 кВ, таких як компресори, насоси тощо.

Для прикладу наведено побудову для головного корпусу.

$$R_{ГолК.} = \sqrt{\frac{P_{ГолК.}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{P_{Pocв} + P_{Pсил}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{963 + 10023}{3,14 \cdot 0,5}} = 86 \text{ мм} \quad (4.2)$$

$$\alpha = \frac{P_{Pocв} \cdot 360^0}{\pi \cdot R_{ГолК.}^2} = \frac{963 \cdot 360^2}{3,14 \cdot 84^2} = 17^0$$

З генплану умовно визначаємо положення центру об'єкту на координатній площі

$$X_{ГолК.} = 28,5 \text{ м}$$

$$Y_{ГолК.} = 11,5 \text{ м}$$

$$P_{ГолК.} \cdot X_{ГолК.} = 10986 \cdot 28,5 = 313101$$

$$P_{ГолК.} \cdot Y_{ГолК.} = 10986 \cdot 11,5 = 126339$$

Аналогічні розрахунки проводяться і у всіх інших випадках, та зводяться в табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Допоміжна таблиця до побудови картограми навантажень.

№п/п	Назва підрозділу	m	Pp осв і	Pp сил і	Pp сил + Pp осв	Pp вис	R	α	Xi	Yi	Pi*Xi	Pi*Yi
1	Головний корпус	0,5	963	10023	10986		84	16	27,2	11,4	298819	125240
2	Станція очистки хім. стоків	0,5	1,26	255	256		13	1	4,2	23,5	1076	6022
3	Столова	0,5	26	468	494		18	9	27,2	2,7	13437	1334
4	АПК 1	0,5	64	62	126		9	91	15,2	3,2	1915	403
5	АПК 2	0,5	64	60	124		9	93	60,1	3,2	7452	397
6	Компресорна	0,5	8	171	179	3200	11	8	3,2	17,4	573	3115
7	Насосна № 1	0,5	5	1036	1041		26	1	5	9,5	5205	9890
8	Насосна № 2	0,5	5	1036	1041		26	1	5	13,9	5205	14470
9	Склад обладнання та матеріалів	0,5	45	188	234		12	35	18,2	22,3	4251	5209
10	Допоміжний корпус	0,5	16	742	758		22	4	29,2	26,3	22134	19935
						15239				360067	186014	

$$X_0 = 23,63 \text{ см}$$

$$Y_0 = 12,21 \text{ см}$$

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

3. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства

При виборі напруги системи зовнішнього електропостачання, метою є знайти стандартне значення, яке задовольняє всі технічні вимоги і є найбільш економічним. Зазвичай, при виконанні дипломного проекту, кількість можливих варіантів обмежується двома або трьома, залежно від наявних точок приєднання до енергосистеми. У попередній стадії орієнтовних розрахунків можна використовувати номограми, які наведені в джерелі [4], для визначення оптимальних значень напруги. Використання номограм дозволяє попередньо оцінювати можливі варіанти та у деяких випадках виключати певні варіанти з розгляду, не потребуючи спеціальних розрахунків.

На вибір зазначених вище умов впливає велика кількість факторів. Серед них можна зазначити такі:

- значення розрахункового навантаження підприємства;
- напруга можливих джерел живлення;
- відстань між споживачем і джерелом живлення;
- необхідний рівень надійності електропостачання і т.д.

В даній роботі можливим джерелом електропостачання заводу з розрахунковим навантаженням $S_p = 16305 \text{ кВА}$ - є п/ст енергосистеми - з двома трансформаторами 63 МВ*а 150/35/10 кВ. Відстань між підстанцією і заводом $L = 3$ км. Тобто порівнюючи схеми зовнішнього електропостачання можливо обрати два варіанти :

- 1) наругою 35 кВ;
- 2) наругою 10 кВ.

Кінцеве рішення вибирається порівнянням зведених витрат по варіантах.

Зведені витрати

$$Z_i = E_H * K_i + C_i + C_{ВТР_i} + Y_i, \quad (3.1)$$

де E_H – нормативний коефіцієнт;

K_i – сумарні капітальні вкладення, тис. грн.;

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

C_i – поточні витрати для передачі і розподілення електроенергії, тис. грн. /рік;

C_{BTP_i} – вартість втрат електроенергії, тис. грн. /рік;

Y_i – ймовірний збиток від переривів в електропостачанні, тис. грн/рік.

Для розрахунку капітальних витрат, проводиться сумування витрат за кожним елементом схеми. Якщо в різних варіантах схеми містять однакові елементи, то їх вартість не враховується при розрахунку для порівняння варіантів.

Поточні витрати C_i можуть визначатися як підсумок витрат на амортизацію C_{ai} та поточний ремонт і експлуатацію C_{ei} :

$$C_i = C_{ai} + C_{ei}. \quad (3.2)$$

Вартість втрат електроенергії визначається за виразом:

$$C_{BTP} = C_o \cdot \Delta\mathcal{E}, \quad (3.3)$$

де C_o – вартість 1 кВт*год втрат, грн.

$\Delta\mathcal{E}$ – втрати енергії в повітряних та (або) кабельних лініях, кВт*год;

$$\Delta\mathcal{E} = \Delta P_{1KM} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_3^2 \cdot \tau, \quad (3.4)$$

де ΔP_{1KM} – втрати потужності в лінії електропередач на 1 км довжини при максимальному допустимому навантаженні, кВт;

l_{Σ} – сумарна довжина ланцюгів ліній, км;

K_3 – коефіцієнт завантаження лінії по струму;

τ – число годин максимальних втрат за рік.

Втрати електроенергії в трансформаторі:

$$\Delta\mathcal{E}_{TP} = \Delta P_X \cdot t_{вкл} + \Delta P_K \cdot K_3^2 \cdot \tau, \quad (3.5)$$

де $t_{вкл}$ – кількість годин роботи трансформатора за рік.

У схемах зовнішнього електропостачання, де використовуються паралельні ланцюги, обрані для взаємного резервування, ймовірний збиток від перерв в електропостачанні визначається шляхом оцінки загальної ймовірності відключення обох ланцюгів та тривалості їх відновлення.

При розрахунку збитків визначається параметр потоку відмов одного ланцюга або (лінії):

$$\lambda_a = \sum_{i=1}^n \lambda_{ai}, \quad (3.6)$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де λ_{ai} – параметр потоку відмов якогось одного елемента системи електропостачання, 1 рік;

середній час відновлення однієї лінії або (ланцюга)

$$T_B = \frac{\sum \lambda_{ai} \cdot T_{Bi}}{\lambda_a}, \quad (3.7)$$

де T_{Bi} – середній час відновлення елемента після його відмови, років;

коефіцієнт планового простою одного ланцюга, який має найбільше значення середнього часу планового простою із усіх елементів розрахункового ланцюга, в.о.;

$$K_{\Pi} = 1,2 \cdot K_{\Pi m}; \quad (3.8)$$

коефіцієнт аварійного простою одного ланцюга

$$K_a = \lambda_a \cdot T_B; \quad (3.9)$$

коефіцієнт аварійного простою, коли один ланцюг(лінія) відключена для планового ремонту, а в цей час другий може відключитися через пошкодження

$$K_{a\Pi} = 0,5 \cdot \lambda_a \cdot K_{\Pi}; \quad (3.10)$$

коефіцієнт аварійного простою обох ліній

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2 \cdot K_{a\Pi}; \quad (3.11)$$

середньорічний час аварійного простою

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 \quad (3.12)$$

збиток, що очікується від перерви електропостачання

$$Y = Y_O \cdot P_{CT} \cdot T_a, \quad (3.13)$$

де Y_O – збиток по причині аварійного недовідпуску електроенергії, грн. /кВт*год;

P_{CT} – середньорічне споживане активне навантаження підприємства, кВт.

Значення $\lambda_{ai}, T_{Bi}, K_{\Pi}, Y_O$ елементів схеми електропостачання беремо в [5].

Схеми зовнішнього електропостачання наведено на Рис 3.1.

Варіант №1. Живлення здійснюється напругою 10 кВ (рис 3.1.б).

Розрахунковий струм в лінії

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{17273}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 950 A$$

Площа перерізу кабельної лінії визначається за економічною густиною струму:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_p}{j_{\text{э}}} = \frac{950}{1,4} = 678,4 \text{ мм}^2$$

Приймаємо до прокладання чотири кабельних лінії площею перерізу 185 мм² кожна, кабель марки ААШв (3×185) з тривалим допустимим струмовим навантаженням $I_d = 310 A$, втратами потужності на 1 км $\Delta P_{1\text{км}} = 57 \text{ кВт}$ вартістю 1 км $K_0 = 775 \text{ тис.грн.}$

Завантаження кабелю в нормальному режимі

$$K_3 = \frac{I_p}{4 \cdot I_d} = \frac{950}{4 \cdot 310} = 0,77$$

При виході з ладу однієї із ліній та, що залишається, працюючи із перевантаженням забезпечить живлення $I = 2 \cdot I_d \cdot K_{\text{АП}} = 2 \cdot 310 \cdot 1,3 = 812,2 A$, де $K_{\text{АП}}$ - допустимий коефіцієнт аварійного перевантаження.

Розрахунок показує, що при аварійному режимі живлення підприємства не порушиться. Втрати відповідно потужності ΔP та енергії ΔE в лінії при $T_{\text{MAX}} = 4354 \text{ год}$

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{1\text{км}} \cdot l_{\Sigma} \cdot K_3^2 = 57 \cdot 12 \cdot 0,77^2 = 405,5 \text{ кВт},$$

де l_{Σ} – сумарна довжина кабелю.

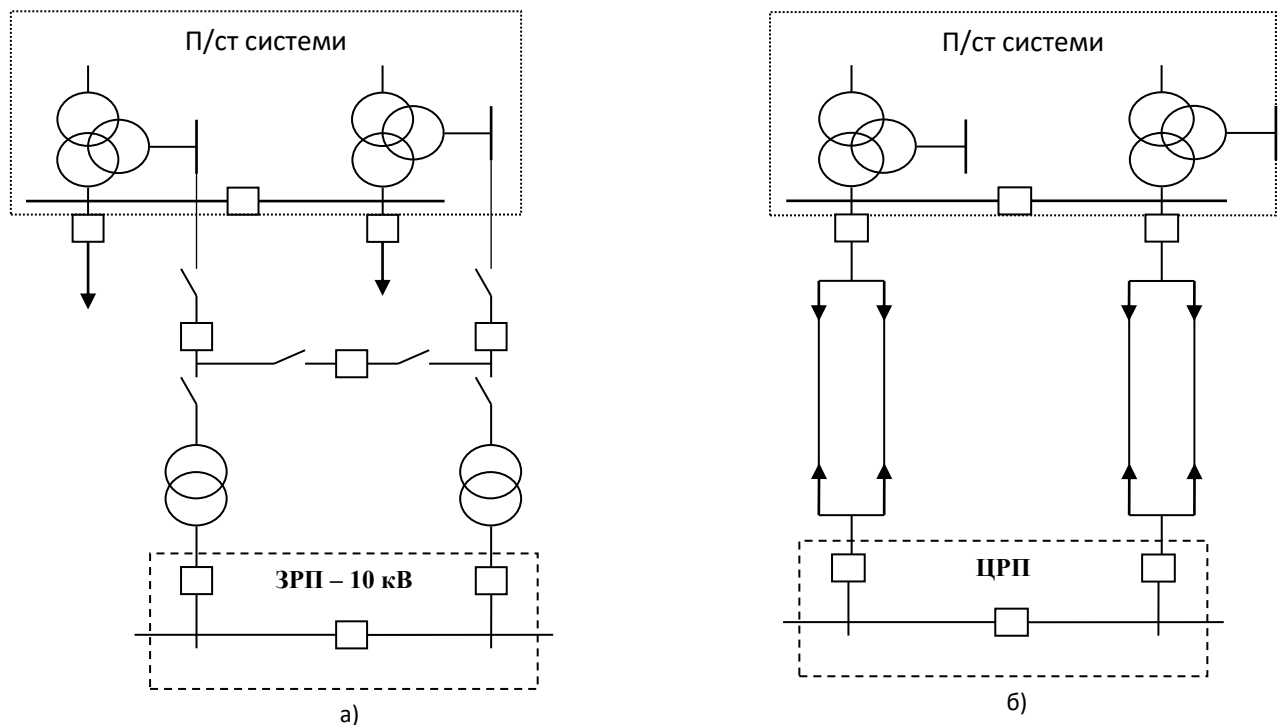


Рис 3.1. Схеми зовнішнього електропостачання заводу

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau = 405,5 \cdot 2741 = 1111475 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

де τ – час використання максимального навантаження (визначено в розділі 3 даного проекту).

Вартість втрат енергії

$$C_{\text{втр}} = \Delta \mathcal{E} \cdot C_{\text{о}} = 1111475 \cdot 5,54 \cdot 10^{-3} = 6157,5 \text{ тис. грн.}$$

Варіант №2. Живлення здійснюється напругою 35 кВ (рис 3.1.а).

Розрахунковий струм в лінії

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{17273}{\sqrt{3} \cdot 35} = 285 \text{ А.}$$

Площа перерізу проводів повітряної лінії, що обирається за економічною густиною струму:

$$F_{\mathcal{E}} = \frac{I_p}{j_{\mathcal{E}}} = \frac{285}{1,1} = 259 \text{ мм}^2$$

Приймаємо двох цепну ЛЕП з проводами АС площею перерізу 150 мм². Параметри на один ланцюг: $\Delta P_{\text{лкм}} = 149 \text{ кВт/км}$, $I_{\text{д}} = 445 \text{ А}$, вартість 1 км. $K_{\text{о}} = 405 \text{ тис. грн.}$

Завантаження лінії в нормальному режимі

$$K_3 = \frac{I_p}{2 \cdot I_{\text{д}}} = \frac{284,93}{2 \cdot 445} = 0,32$$

На ГПП передбачається встановлення двох трансформаторів потужністю $S_H = 16 \text{ МВА}$ кожен, напругою 35/10 кВ. $I_X = 0,75\%$, $\Delta P_X = 20 \text{ кВт}$, $U_K = 10\%$

Завантаження трансформаторів в нормальному режимі Вартість комплектної ГЗП $K_{\text{тр}} = 20008 \text{ тис. грн.}$

$$K_3 = \frac{S_p}{2 \cdot S_H} = \frac{17273}{2 \cdot 16000} = 0,54$$

При відключенні одного трансформатора, той що залишився, працюючи з допустимим аварійним перевантаженням, забезпечує живлення навантаження

$$S = 1,4 \cdot S_H = 1,4 \cdot 16 = 22,4 \text{ МВА}$$

Втрати енергії в лінії

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{1кМ}} \cdot I_{\Sigma} \cdot K_3^2 = 149 \cdot 6 \cdot 0,32^2 = 91,55 \text{ кВт}$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \cdot \tau = 91,55 \cdot 2741 = 250938,55 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Втрати енергії в трансформаторі

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = 2 \cdot (\Delta P_{\text{х}} \cdot t_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{к}} \cdot K_3^2 \cdot \tau) = 2 \cdot (20 \cdot 8760 + 105 \cdot 2741 \cdot 0,54^2) = 518247,9 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Сумарні втрати

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{л}} + \Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = 250938,55 + 518247,9 = 769186,45 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість втрат

$$C_{\text{втр}} = \Delta \mathcal{E} \cdot C_0 = 769186,45 \cdot 4,475 \cdot 10^{-3} = 3442,1 \text{ тис. грн.}$$

Розрахунок витрат за варіантами наведено в таблицях 3.1.- 3.3.

Таблиця 3.1. Розрахунок капітальних вкладень.

№ варіанта	Назва елементу схеми	Одиниця	Кількість	Вартість тис. грн.	Всього тис. грн.
1	2	3	4	5	6
І	Шафи КРУ з вимикачами ВР додатково встановлені на п/ст системи	шт.	2	550	1100
	Кабель ААШв з траншеєю	км	12	775	9300
Всього					10400
ІІ					
	ЛЕП 35 кВ на З/Б опорах		3	1405	4215
	ВРП 35 кВ	Комплек т	1	250*3	750
	Трансформатори	шт.	2	20008	40016
Всього					44981

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 3.2. Розрахунок поточних витрат.

№ варі- анта	Назва елемента схеми	K _j тис. грн.	P _{aj} %	C _{aj} тис. грн.	P _{эj} %	C _{эj} тис. грн.	C _j тис. грн.
1	2	3	4	5	6	7	8
I	Кабельна лінія з урахуванням траншеї	9300	5%	465	2%	186	651
	Шафи КРУ з вимикачами	1100	15%	165	3%	33	198
	Всього						849
II	Лінія 35 кВ	4215	5%	211	2%	84	295
	ВРП – 35 кВ	750	15%	113	3%	22	135
	Трансформатори	40016	15%	6002	3%	1200	7202
	Всього						7632

Розрахунок збитків від перерви в електропостачанні

Варіант № 1. Схема одного ланцюга живлення містить у собі вимикач 10 кВ і кабельну лінію довжиною 3км.

$$\lambda_a = \sum_{i=1}^n \lambda_{ai} = 0,01 + 0,48 = 0,49 \frac{1}{\text{рік}}$$

Середній час відновлення одного ланцюга

$$T_B = \frac{\sum \lambda_{ai} \cdot T_{Bi}}{\lambda_a} = \frac{0,01 \cdot 1,1 \cdot 10^{-3} + 0,48 \cdot 7 \cdot 10^{-3}}{0,49} = 6,88 \cdot 10^{-3} \frac{\text{год}}{\text{рік}}.$$

Коефіцієнт планового простою одного ланцюга

$$K_{II} = 1,2 \cdot K_{II m} = 1,2 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ в.о.};$$

Коефіцієнт аварійного простою одного ланцюга

$$K_a = \lambda_a \cdot T_B = 0,49 \cdot 6,88 \cdot 10^{-3} = 3,37 \cdot 10^{-3} \text{ в.о.}$$

Коефіцієнт аварійного простою, коли один ланцюг відключений для планового ремонту, а в цей час інший відключається із-за пошкодження:

$$K_{aII} = 0,5 \cdot \lambda_a \cdot K_{II}^2 = 0,5 \cdot 0,49 \cdot (2,4 \cdot 10^{-3})^2 = 1,41 \cdot 10^{-6} \text{ в.о.};$$

коефіцієнт аварійного простою двох ліній

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2 \cdot K_{aII} = (3,37 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 1,41 \cdot 10^{-6} = 1,42 \cdot 10^{-5} \text{ в.о.};$$

Середньорічний час аварійного простою

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 1,42 \cdot 10^{-5} \cdot 8760 = 124,392 \cdot 10^{-3} \text{ год.}$$

Середньорічне активне навантаження підприємства

$$P_{CP} = \frac{17,058 \cdot 4354}{8760} = 8,478 \text{ МВт},$$

де P_p – розрахункове активне навантаження підприємства (див. розділ розрахунок навантажень).

Збиток від аварійного недовідпуску 1 кВт*год електроенергії при $U_o = 4,6 \text{ грн.}$

$$Y = U_o \cdot P_{CP} \cdot T_a = 46 \cdot 8478 \cdot 124,392 \cdot 10^{-6} = 48,5 \text{ тис. грн.},$$

Розрахунок ймовірного збитку від перерв в електропостачанні в варіанті II виконується аналогічно.

Таблиця 3.3. Техніко – економічні показники варіантів (тис. грн.).

Показники	Варіанти	
	I	II
Капітальні вкладення	10400	44981
Поточні витрати	849	7632
Вартість втрат електроенергії	6157,5	3442,1
Збиток	48,5	28,9
Зведені витрати	8303	16500

В результаті порівняння варіантів за техніко-економічними показниками більш економічним є 1-й варіант з напругою живлення 10 кВ.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

4. Компенсація реактивної потужності

При виборі потужності компенсуючих пристроїв (КП) використовується методика, яка визначена у "Вказівках з проектування компенсації реактивної потужності (КРП) в електричних мережах промислових підприємств".

При проектуванні КП вибирають одночасно зі всіма елементами системи електропостачання, враховуючи при цьому зниження струмів, що протікають у мережі, за рахунок використання засобів компенсації.

Потужність компенсуючих пристроїв (КП) визначається як:

$$Q_{КП} = Q_P - Q_{\Sigma} - Q_{СД}, \quad (4.1)$$

де Q_P – розрахункове реактивне навантаження в режимі максимуму (див. розділ 1);

Q_{Σ} – реактивна потужність системи, котра за технічними вимогами може бути передана споживачу в режимі найбільших активних навантажень;

$Q_{СД}$ – реактивна потужність синхронних двигунів, що може бути використана для компенсації реактивних навантажень.

Реактивну потужність Q_{Σ} знаходиться за виразом:

$$Q_{\Sigma} = P_P * \operatorname{tg} \varphi, \quad (4.2)$$

де P_P – розрахункове активне навантаження в режимі максимуму (див. розділ 1);

$\operatorname{tg} \varphi$ – заданий системою рівень компенсації реактивної потужності (згідно розпорядження ПрАТ “Кіровоградобленерго” $\operatorname{tg} \varphi = 0,15$).

Реактивну потужність $Q_{СД}$ – знаходиться за виразом:

$$Q_{СД} = P_{СД} * \operatorname{tg} \varphi_{СД}, \quad (4.3)$$

де $P_{СД}$ – номінальна активна потужність синхронного двигуна;

$Q_{СД}$ – номінальна реактивна потужність синхронного двигуна;

Для досягнення найбільшої економічності, вибір типу, потужності, місця розташування і режиму роботи компенсуючих пристроїв (КП) повинен враховувати допустимі режими напруги в живлячих і розподільчих мережах, а також допустимі струмові навантаження для всіх елементів мережі.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

4.1 Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації

При виборі засобів компенсації реактивної потужності вирішальне значення має кількість та потужність трансформаторів, що встановлюються в системі. При проектуванні як правило розглядають варіанти зі встановленням мінімальної $N = N_0$, збільшеної на один $N = N_0 + 1$ і збільшені на два $N = N_0 + 2$ кількості трансформаторів. Мінімальна можлива кількість трансформаторів визначається за виразом:

$$N_0 = \frac{P_{ном}}{\beta * S_{ном}} \quad (4.4)$$

де $P_{ном}$ – сумарне споживання активної потужності в мережі напругою до 1 кВ;

β – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

$S_{ном}$ – номінальна потужність одного трансформатора.

Значення N_0 , отримане за виразом(4.4), округляється до найближчого більшого цілого значення.

Найбільша реактивна потужність, яка може бути передана із мережі 10 кВ в мережу до 1 кВ при встановленні N трансформаторів, визначається за формулою:

$$Q_1 = \sqrt{(N * \beta * S_{ном})^2 - P_{ном}^2} \quad (4.5)$$

Розрахунок балансу виконується наступним чином:

$$P_n = \sum P_{ТП} = 13884,51 \text{ кВт}$$

$$Q_n = \sum Q_{ТП} = 12824,1 \text{ кВар}$$

високовольтні двигуни :

$$P_B = P_{СД} = 3200 \text{ кВт}$$

Сумарне споживання по МСК – 5 :

$$P_p = P_n + P_B = 13,884 + 3,2 = 17,085 \text{ МВт}$$

$$Q_p = Q_n = 12,824 \text{ МВар}$$

Потужність Q_{Δ} знаходиться за (4.2)

$$Q_{\Delta} = Q_{\Delta}'' = P_p * \tan \varphi = 17084,51 * 0,15 = 2562,68 \text{ кВар}$$

Потужність КП з урахуванням генерації СД потужності $Q_{СД} = 1548,8 \text{ кВар}$

$$Q_{КП} = Q_p - Q_{\Delta} - Q_{СД} = 12824,10 - 2562,68 - 1548,8 = 8712,62 \text{ кВар}$$

Визначення мінімальної кількості трансформаторів:

$$N_0 = \frac{13884,52}{0,7 * 1600} = 11,8 \approx 12 \text{ шт}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Далі будуть розглядатися варіанти компенсації реактивної потужності при кількості трансформаторів $N = N_0, N = N_0 + 1, N = N_0 + 2$

Варіант 1 Визначаємо реактивну потужність, яка може передаватися із мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(N * \beta * S_{ном})^2 - P_{ном}^2} = \sqrt{(12 * 0,7 * 1,6)^2 - 13,884^2} = 0 \text{ мВар}$$

Потужність КП, що буде встановлюватися в мережі до 1 кВ Q_{KH} , визначається із умови балансу реактивної потужності на шинах ТП:

$$Q_{KH} = Q_H - Q_1 = 12,824 - 0 = 12,824 \text{ мВар}$$

Потужність компенсуючих пристроїв, що будуть встановлюватися в мережі 10 кВ Q_{KB} визначається із умови балансу реактивної потужності на шинах 10 кВ:

$$Q_{KB} = Q_P - Q_{KH} - Q_3 = 12,824 - 12,824 - 2,562 = -2,562 \text{ мВар}$$

Значення Q_{KB} від'ємне, відповідно при $N = 12$ встановлення додаткових КП і використання синхронних двигунів для компенсації в мережі 10 кВ не потрібне.

Розрахунок інших варіантів $N = N_0 + 1$ та $N = N_0 + 2$ повністю аналогічний попередньому

6.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв

Вирішення цього питання проводиться на підставі техніко-економічного порівняння варіантів.

Для кожного з ТП (в кожному варіанті) визначається $Q_{ПР} = \sqrt{(n * K_3 * S_{ном})^2 - P_{роз}^2}$ і $Q_{КП} = Q_P - Q_{ПР}$, далі згідно отриманої потужності КП (із ряду стандартних БК) набирається необхідна величина реактивної потужності яка компенсується.

Варіант 1.

Втрати активної потужності в КП :

$$\Delta P_{KH} = P_{ПІТ}^{KH} * Q_{KH} = 0,0045 * 12425 = 55,91 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{KB} = P_{ПІТ}^{KB} * Q_{KB} = 0,003 * 0 = 0 \text{ кВт}$$

Втрати активної потужності в трансформаторах при протіканні через них реактивної потужності:

$$\Delta P_{ТП} = \frac{Q_{ПР}^2}{U_{ном}^2} * R_{СК} = \frac{760,44^2}{10^2} * 5,86 * 10^{-5} = 0,339 \text{ кВт}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\text{де } R_{CK} = \frac{\Delta P_{K3} * U_{ном}^2}{N * S_{номтр}^2} = \frac{18 * 10^2}{12 * 1600^2} = 5,86 * 10^{-5}$$

Вартість КП на стороні 0,4 кВ:

$$K_{KH} = \sum_{i=1}^n N_{KH} * K_{KЦ}^{0,4} = 15 * 600 * 6,3 * 3 + \dots + 1 * 50 * 5,1 * 3 = 253125 \text{ грн}$$

Вартість КП на стороні 10 кВ:

$$K_{KB} = \sum_{i=1}^n N_{KB} * K_{KЦ}^{10} = 0 \text{ грн}$$

Вартість КТП:

$$K_{КТП} = N_{КТП(2)} * K_{КТП(2)} + N_{КТП(1)} * K_{КТП(1)} = 5 * 32000 * 3 + 2 * 16100 * 3 = 576600 \text{ грн}$$

Розрахункові витрати на компенсацію:

$$З = (K_{KH} + K_{KB} + K_{КТП}) * E_H + (\Delta P_{KH} + \Delta P_{KB} + \Delta P_{ТП}) * C_0 * \tau = (253125 + 0 + 576600) * 0,12 + (55,9125 + 0 + 0,3388) * 5,54 * 2741,02 = 727104 \text{ грн}$$

Витрати на генерацію реактивної потужності синхронними двигунами визначається за формулою:

$$З_{CD} = З_0 + З_1 * Q + З_2 * Q^2 \quad (4.6)$$

де $З_0$ – витрати, що не залежать від генеруємої потужності;

$З_1$ – питомі витрати на 1 МВар потужності, що генерується;

$З_2$ – питомі втрати на 1 МВар² потужності, що генерується;

Q – потужність, що генерується СД.

Витрати для групи з N - однакових синхронних двигунів визначається за виразом:

$$З_0 = E_P * K_P * N; \quad (4.7)$$

$$З_1 = C_0 * \left(\frac{D_1}{Q_H} + \frac{2 * D_2 * Q_{ПП}}{Q_{ном}^2 * N} \right); \quad (4.8)$$

$$З_2 = C_0 * \frac{D_2}{Q_{ном}^2 * N}, \quad (4.9)$$

де K_P – вартість регулятора;

E_P – сумарні щорічні відрахування на регулятор;

D_1, D_2 – константи, котрі залежать від технічних параметрів двигунів

Отже, згідно сказаного вище маємо:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_0 = E_p * K_p * N = 0,12 * 5000 * 2 = 1200 \text{ грн}$$

$$Z_1 = C_0 * \left(\frac{D_1}{Q_H} + \frac{2 * D_2 * Q_{\text{пр}}}{Q_{\text{ном}}^2 * N} \right) = 4,07 * \left(\frac{4,25}{6,27} + \frac{2 * 6,27 * 0}{1,5488 * 2} \right) = 2,76 \text{ грн}$$

$$Z_2 = C_0 * \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2 * N} = 4,07 * \frac{6,27}{1,5488 * 2} = 8,24 \text{ грн}$$

$$Z_{\text{сд}} = Z_0 + Z_1 * Q + Z_2 * Q^2 = 1200 + 2,76 * 0 + 8,24 * 0^2 = 1200 \text{ грн}$$

Розрахунок двох інших варіантів виконуємо аналогічно. Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1. Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності з урахуванням Qсд

Варіант	Qкн	dPкн	Qкв	dPкв	N тр	Rск	Qпр	dPтп	Kкн	Kкв	Kктп	Зку
1(12)	12425	55,9125	0	0	12	5,85938E-05	760,44	0,33883	253125	0	576600	727104
2(13)	10550	47,475	0	0	13	5,40865E-05	3045,272	5,015813	206355	0	624900	685335,4
3(14)	9700	43,65	2650	7,95	14	5,02232E-05	5059,874	12,85831	187290	23385	672600	825086,7

Таблиця 4.1. Продовження

Варіант	Зо	З(1)	З(2)	Зсд	З
1(12)	1200	11,16832	5,32	1200,00	728304
2(13)	1200	30,55461	5,32	1273,34	686608,8
3(14)	1200	32,96544	5,32	1289,87	826376,5

Розрахунок показав, що найбільш економічним є 2-й варіант із сумарними витратами $Z = 686608 \text{ грн}$.

Таблиця 4.2 Баланс реактивної потужності

Показники	Одиниця виміру	Варіант		
		1	2	3
Потужність КП в мережі 0,4 кВ	квар	12426	8441	5541
Потужність КП в мережі 10 кВ	квар	0	1821	4721
Генерація реактивної потужності СД	квар	0	2166	2166
Споживання реактивної потужності із системи	квар	2563	2564	2564
Всього за умовою балансу	квар	14987	14987	14987
Затрати на компенсацію	грн.	728305	686609	826375

Вибираємо стандартні батареї конденсаторів

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 4.3. Вибір кількості і місця розташування компенсуючих пристроїв

Номер КТП	К-сть тр-форм.	Sном, кВА	Тип КП	К-сть КП	ΣQ , квар	Місце встановлення
1,2,3,4,5	9	1600	УКЛН-0,38-600-150У3 УКЛН-0,38-300-150У3	9 1	5400 300	Шини 0,4 кВ КТП Шини 0,4 кВ КТП
8	1	1600	УКЛН-0,38-600-150У3	1	600	Шини 0,4 кВ КТП
6,7	3	1600	УКЛН-0,38-600-150У3	4	2400	Шини 0,4 кВ КТП

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. Трансформаторні підстанції

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

При виборі місця розташування, кількості, потужності та типу трансформаторів враховуються такі фактори:

1. Розрахункове навантаження підприємства P_p ;
2. Категорійність споживачів на підприємстві;
3. Перевантажувальна здібність трансформаторів;
4. Умови довкілля;
5. Питома щільність навантаження;
6. Компенсуючі пристрої, які встановлюються в системі;
7. Архітектурні міркування.

На промислових підприємствах є можливість вибору між одно- і двотрансформаторними цеховими підстанціями для електропостачання. Це дає можливість розглядати різні варіанти схем електропостачання. Кількість трансформаторів в цеху визначається його навантаженням і вимогами до надійності електропостачання. Однотрансформаторні цехові підстанції є найпростішими і економічними. На великих підприємствах, які мають наявність запасних трансформаторів, їх можна використовувати для живлення як III, так і II категорій споживачів. Однотрансформаторні цехові підстанції також можуть використовуватись для живлення I категорії споживачів, якщо їх потужність не перевищує 15-20% від потужності трансформатора, і можливе резервування підстанції на вторинній стороні за допомогою автоматичних ввідно-розподільних пристроїв з автоматикою відновлення послідовного включення (АВР).

Двотрансформаторні цехові підстанції встановлюються при перевазі електроприймачів I та II категорій, які потребують безперебійного електропостачання, що необхідно за вимогами технологічного процесу.

Кількість і потужність трансформаторів у цехових підстанціях промислових підприємств залежать від розрахункового навантаження цеху, а також від обраної одиничної потужності кожного трансформатора (КТП). При виборі цехових трансформаторів зазвичай порівнюють трансформатори з одиничними потужностями 630, 1000, 1600 та 2500 кВА. Кількість і потужність трансформаторів залежать від розподілення навантажень по площі цеху, наявності доступного місця для розташування цехових трансформаторних підстанцій, а також від характеру та режиму роботи електроприймачів.

Одним із самих ефективних методів вибору потужності цехових ТП є застосування питомої щільності навантаження, яке для промислового підприємства росте у часі. При цьому число трансформаторів N_{TP} пов'язано із їх номінальною потужністю наступним чином:

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$N_{TP} = \frac{S_p}{k_3 * S_{НОМ.Э}}, \quad (5.1)$$

де $S_{НОМ.Э}$ – економічно доцільна номінальна потужність трансформатора.

Значення $S_{НОМ.Э}$ у виразі (5.1) приймається в залежності від питомої щільності розрахункового навантаження:

$$\begin{aligned} \text{при } S_{ПИТ} < 0,2 \text{кВ} * A / \text{м}^2 & \quad S_{НОМ.Э} = 1000 \text{кВ} * A / \text{м}^2 \\ \text{при } S_{ПИТ} = 0,2 - 0,3 \text{кВ} * A / \text{м}^2 & \quad S_{НОМ.Э} = 1600 \text{кВ} * A / \text{м}^2 \\ \text{при } S_{ПИТ} > 0,3 \text{кВ} * A / \text{м}^2 & \quad S_{НОМ.Э} = 2500 \text{кВ} * A / \text{м}^2. \end{aligned}$$

Якщо $S_{ПИТ} \geq 0,4 \text{кВ} * A / \text{м}^2$, то незалежно від вимог надійності електропостачання доцільно застосовувати двохтрансформаторні підстанції.

Трансформатори потужністю 630 кВ*А і менші рекомендується застосовувати для живлення дрібних допоміжних цехів та діляниць підприємств, адміністративних споруд і т.д.

Внутрішньоцехові ТП застосовуються головним чином в багатопрольотних цехах великої ширини. Їх можна ставити на першому і другому поверхах, відкрито чи в окремих приміщеннях в тих виробництвах, котрі за протипожежними вимогами допускає це.

Потужність трансформаторів підстанції однозначно визначається із системи нерівностей:

$$S_{ном} \geq 0,25 * S_{п1} - \text{із умови обмеження штовхового навантаження.} \quad (5.2)$$

$$S_{ном} \geq \frac{S_{роз}}{K_1} - \text{із умови систематичного перевантаження.} \quad (5.3)$$

$$S_{ном} \geq \frac{S_{роз}}{K_2} - \text{із умови аварійного перевантаження.} \quad (5.4)$$

Згідно ДСТУ 3463 – 96 “Керівництво по навантаженню силових масляних трансформаторів”.

Для Кропивницького еквівалентна річна температура $\Theta_{ОХОЛ} = 10^0 \text{C}$. При двохзмінному режимі роботи $K_1 = 1,08$.

Коефіцієнт припустимого аварійного перевантаження при його тривалості 8-24 год. $K_2 = 1,4$

$$S_{п1} = \sqrt{(P_{п} + P_p)^2 + (Q_{п} + Q_p)^2}, \quad (5.5)$$

де $P_{п}, Q_{п}$ – пускові активна і реактивна потужності двигуна, що запускається.

P_p, Q_p – активне і реактивне навантаження працюючих електроприймачів.

Приймаємо до встановлення комплектні трансформаторні підстанції КТП – 10/0,4кВ вбудованого типу. Вважаємо також, що трансформатори завантажені рівномірно.

Вибір трансформаторів буде проводитись у вигляді таблиці (табл. 5.1)

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 5.1.Вибір трансформаторів підприємства.

№ ТП	N шт	S _{роз} , кВа	Марка	K _з	$S_{ном} \geq \frac{S_{роз}}{K_1}$	$S_{ном} \geq \frac{S_{роз}}{K_2}$	Тип КТП
1	2	2356	ТМ-1600-10/0,4	0,74	2181	1683	Вбудована
2	2	2356	ТМ-1600-10/0,4	0,74	2181	1683	Вбудована
3	2	2356	ТМ-1600-10/0,4	0,74	2181	1683	Вбудована
4	2	2356	ТМ-1600-10/0,4	0,74	2181	1683	Вбудована
5	1	1178	ТМ-1600-10/0,4	0,74	1091	841	Вбудована
6	2	1624	ТМ-1600-10/0,4	0,51	1504	1160	Вбудована
7	1	812	ТМ-1600-10/0,4	0,51	752	580	Вбудована
8	1	979	ТМ-1600-10/0,4	0,61	906	699	Вбудована

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6. Розрахунок струмів коротких замикань й вибір обладнання електроустановок та силових мереж системи електропостачання

6.1. Розрахунок струмів коротких замикань

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

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

1. надперехідний струм короткого замикання - I'' ;
2. діюче значення усталеного струму КЗ - I_∞ ;
3. ударний струм КЗ - i_y ;

$$I'' = \frac{E_\Sigma''}{\sqrt{3} \cdot z_{рез}} \quad (6.1)$$

де E_Σ'' - результуюча надперехідна ЕРС, кВ;

$z_{рез.}$ - результуючий опір до точки КЗ, Ом.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (6.2)$$

де T_a - стала часу затухання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_a = \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}}$$

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

Далі буде створена схема електричного кола в однолінійному зображенні, яка включатиме всі джерела, що беруть участь у живленні місця короткого замикання, а також всі елементи системи електропостачання (такі як трансформатори, лінії, реактори), розташовані між ними та місцем короткого замикання. При цьому синхронні компенсатори, а також синхронні та асинхронні двигуни будуть враховані як джерела живлення.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Після цього складається схема заміщення, де усі елементи замінюються опорами, які приведені до базисних умов. Потім схема заміщення спрощується і перетворюється в еквівалентну схему.

Опори різних елементів схеми електропостачання визначають за формулами:

Опір енергосистеми:

$$x_c = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{\kappa}} \quad (6.3)$$

опір генераторів, компенсаторів, синхронних і асинхронних двигунів:

$$x_{ген, комп} = \frac{x''_{d, \%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном}} \quad (6.4)$$

$$x = \frac{1}{I_{пуск}} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном}} \quad (6.5)$$

опір двохобмоточних трансформаторів:

$$x_{тр} = \frac{u_{\kappa, \%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном}} \quad (6.6)$$

опір трансформаторів з розгалуженою обмоткою НН:

$$x_{BH} = 0,125 \cdot \frac{u_{\kappa, \%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном}} \quad (6.7)$$

$$x_{H1} = x_{H2} = 0,125 \frac{u_{\kappa, \%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном}}$$

опір трьохобмоточних трансформаторів

$$x_{BH} = \frac{u_{\kappa(BH), \%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном}}$$

$$x_{CH} = \frac{u_{\kappa(CH), \%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном}} \quad (6.8)$$

$$x_{HH} = \frac{u_{\kappa(HH), \%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{ном}}$$

опір реакторів:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$x_p = \frac{x_{p,\%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{ном} \cdot U_{cp}} \quad (6.9)$$

опір повітряних та кабельних ліній електропередач:

$$x = x_o l \frac{U_{\bar{o}}^2}{U_{cp}^2} \quad (6.10)$$

де $U_{\bar{o}}$ - базисна напруга, кВ;

U_{cp} - середня номінальна напруга в місці встановлення даного елемента, кВ;

$S_{ном}$ - номінальна напруга даного елемента, МВА;

$I_{ном}$ - номінальний струм елемента, кА; $S_{кз}$ - потужність короткого замикання системи, МВА;

$x''_{d,\%}$ - надперехідний опір генератора;

$I_{пуск*}$ - кратність пускового струму двигуна, в.о.;

$x_{p,\%}$ - реактивний опір реактора;

$U_{к,\%}$ - напруга КЗ трансформатора;

x_o - питомий реактивний опір лінії, Ом/км;

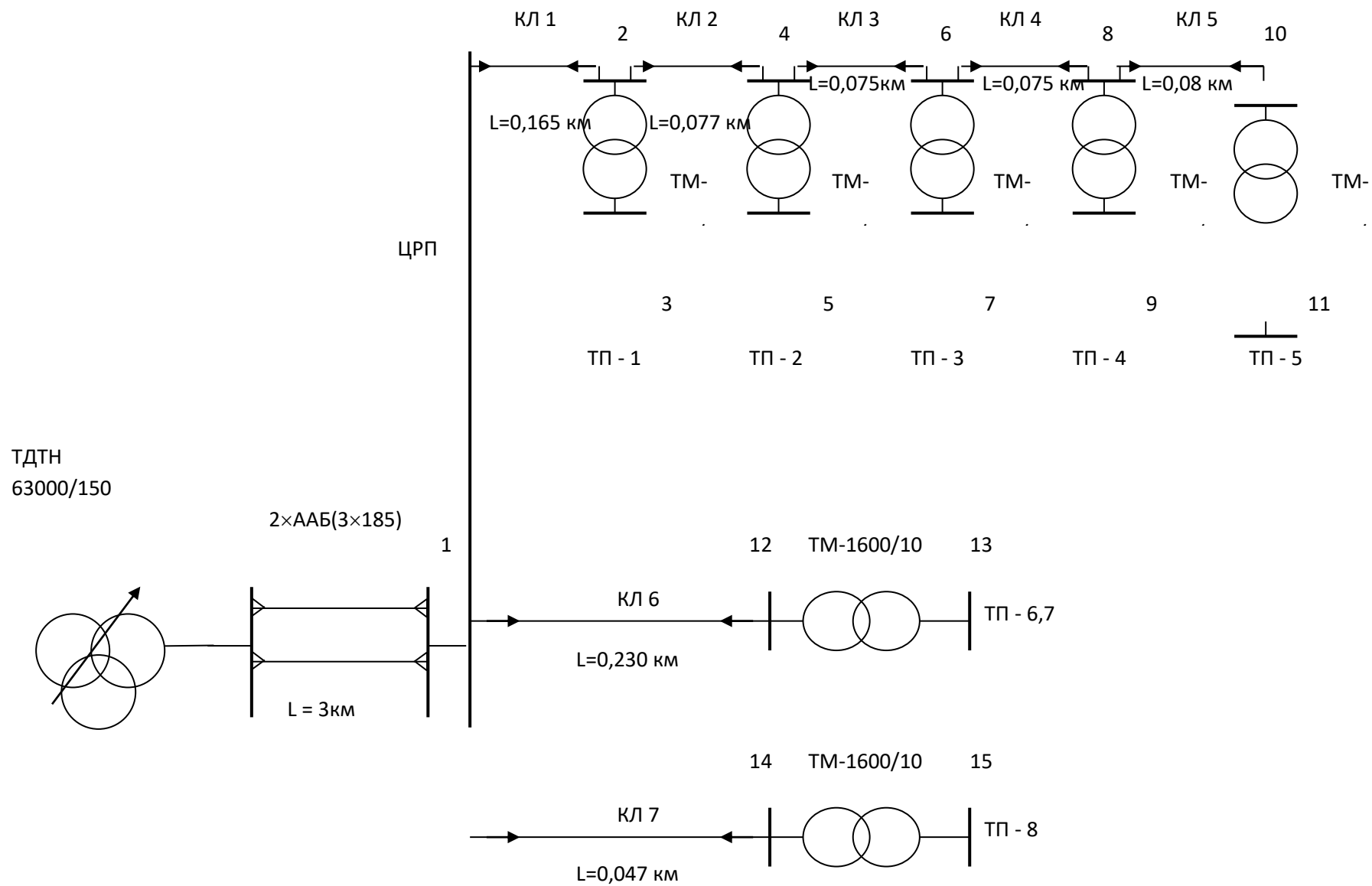
Опір системи $x_{сист} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} = \frac{158}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,11 \text{ Ом};$

Розрахунок виконуємо за допомогою пакету прикладних програм TKZ-RS.

Вихідними даними для розрахунку слугують:

- $X_c=9,11 \text{ Ом}$
- Трансформатор системи ТДТН-63000/150
- по кабельним лініям – марка, довжина;
- по трансформаторам ТП – марка.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



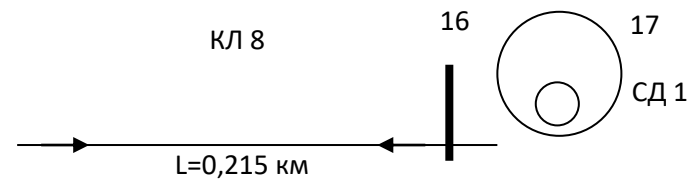


Рис. 6.1. Розрахункова схема для визначення струмів КЗ

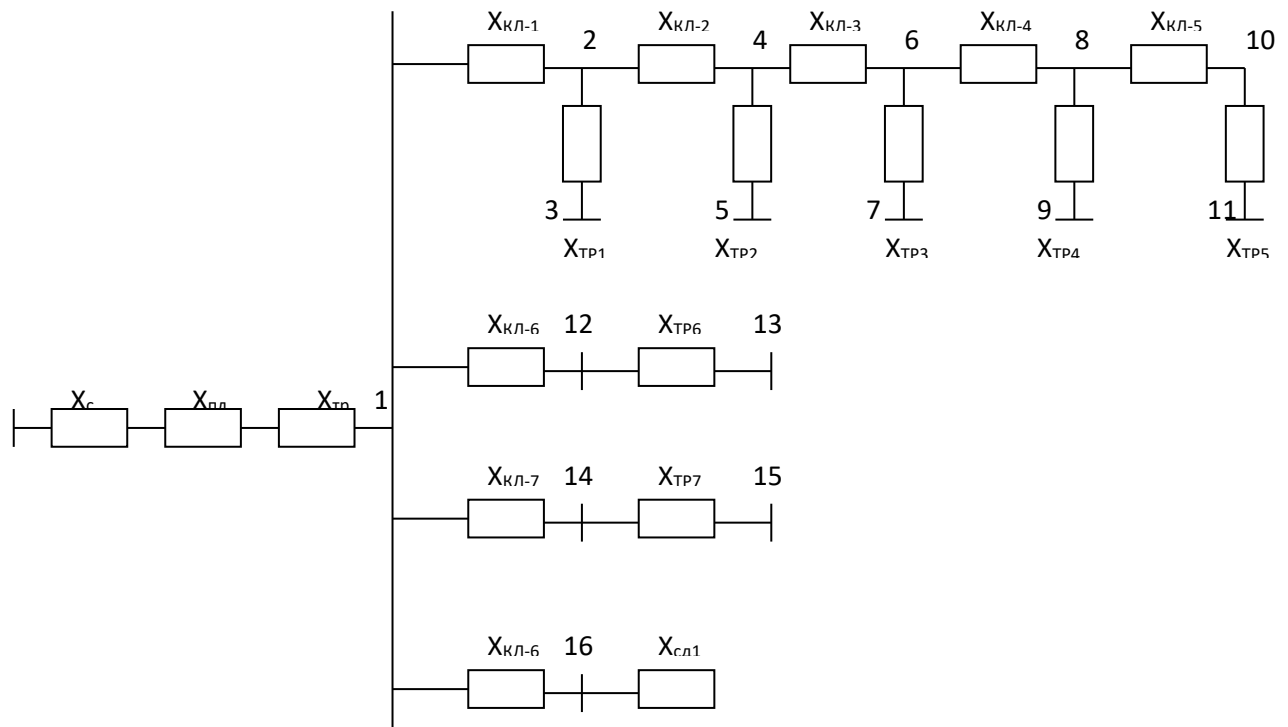


Рис.6.2. Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ.

6.2. Вибір струмопровідних пристроїв силових мереж

Згідно з ПУЕ перерізи кабелів повиненні перевірятися за економічною густиною струму. Економічно доцільний переріз визначається із відношення:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} \quad (6.11)$$

де I_p – розрахунковий струм, А;

$j_{ек}$ - нормоване значення економічної густини струму, А/мм²;

Отриманий переріз, округляється, до найближчого стандартного.

Площа перерізу повинна відповідати вимогам перевірки допустимого струмового навантаження на нагрів.

$$I_p \leq K_n \cdot I_{дон} \quad (6.12)$$

де $I_{дон}$ – тривалий допустимий струм за умовами нагріву;

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

K_{Π} – поправковий коефіцієнт щодо кількості працюючих кабелів, що лежать поряд в землі.

Площа перерізу кабелю перевіряється за умові роботи в аварійному режимі:

$$I_{p.ав} \leq K_{an} K'_n I_{дон} \quad (6.13)$$

де K'_n - поправочний коефіцієнт на кількість кабелів в після аварійному режимі;

K_{an} - допустимий коефіцієнт аварійного перевантаження;

$I_{p.ав}$ - розрахунковий струм в кабелі в аварійному режимі.

Мінімальна площа перерізу кабелю, яка відповідає вимогам по термічній стійкості:

$$F_{min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_{\kappa}} \quad (6.15)$$

де C – розрахунковий термічний коефіцієнт, для кабелів з алюмінієвими жилами в паперовій ізоляції $C = 92$, $C = 94 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ при напрузі відповідно 6 і 10 кВ

B_{κ} – тепловий імпульс.

$$B_{\kappa} = I_{n.o.}^2 (t_{отк} + T_a) \quad (6.15)$$

Переріз кабелів обирається для розрахункової схеми зображеної на рис. 8.1.

Обирається кабель для лінії (КЛ-1) від ЦРП до КТП №1.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Площа поперечного перерізу кабелю :

$$F_e = \frac{I_p}{J_{ек}} = \frac{324}{1,4} = 231 \text{ мм}^2$$

$$\text{де } I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n} = \frac{11781}{4 * \sqrt{3} * 10,5} = 162 \text{ А}$$

При $T_{\max} = 4354200$ - $J_{ек} = 1,4$

Приймається кабель ААШв (3×185) мм² з допустимим струмом $I_{дон} = 310 \text{ А}$

Перевірка кабелю за допустимим струмовим навантаженням:

$$I_p \leq I_{дон}$$

$$I_{дон} = K_{\Pi} * I_{дон}'$$

де K_{Π} – коефіцієнт, який враховує зменшення допустимого струмового навантаження

$$I_{дон} = 0,84 * 310 = 260 \text{ А}$$

$$162 \text{ А} \leq 260 \text{ А}$$

Перевірка кабелю щодо умови роботи в аварійному режимі

$$I_{ав} \leq K_{ан} * I_{дон}$$

$$324 \leq 0,92 * 1,25 * 310$$

$K_{ав}$ – допустимий коефіцієнт аварійного перевантаження кабелю, приймаємо рівним 1,25. При попередньому завантаженні

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$K_3 = \frac{I_p}{K_{II} * I_{дон}} = \frac{162}{0,84 * 310} = 0,62$$

Мінімальна площа поперечного перерізу кабелю за умовою термічної стійкості:

$$F_{\min} = F_{\min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_{\kappa}} = \frac{1}{94} \sqrt{105,5 \cdot 10^6} = 109 \text{ мм}^2,$$

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

B_{κ} – тепловий імпульс:

$$B_{\kappa} = I_{н.о.}^2 (t_{отк} + T_a) = 12^2 (0,7 + 0,0328) = 105,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

Інші живлячі кабелі системи електропостачання підприємства вибираються аналогічно, розрахунки зводяться до таблиці 6.1

Таблиця 6.1. Вибір кабельних ліній 10 кВ.

№ КЛ	S_p , кВА	n	I_p , А	$I_{p.ав}$, А	$F_{ек}$, мм ²	Марка кабеля	$I_{дон}$, А
КЛ-1	11781	4	161,95	323,89	115,68	ААШв(3*185)	310
КЛ-2	9425	4	129,56	259,12	92,54	ААШв(3*185)	310
КЛ-3	7068	4	97,16	194,32	69,40	ААШв(3*120)	240
КЛ-4	4712	2	129,55	259,09	92,53	ААШв(3*120)	240
КЛ-5	2356	2	64,77	129,55	46,27	ААШв(3*120)	240
КЛ-6	821	1	45,14	45,14	32,25	ААШв(3*120)	240
КЛ-7	821	1	45,14	45,14	32,25	ААШв(3*120)	240
КЛ-8	1600	1	87,98	87,98	62,84	ААШв(3*120)	240

6.3. Вибір електрообладнання

Вибір вимикачів.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вибір вимикачів виконується по наступним параметрам:

- по номінальній напрузі

$$U_{вст} \leq U_{ном} \quad (6.16)$$

- по тривалому струму

$$I_{ном} \leq I_{ном}; I_{роб.форс} \leq I_{ном} \quad (6.17)$$

- на відключаючу здатність

Виконуємо перевірка на симетричний струм відключення за умовою:

$$I_{п.т} \leq I_{відк.ном} \quad (6.18)$$

Потім перевіряється можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{a.т} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} * I_{відк.ном} * (1 + \beta_n) \quad (6.19)$$

де $i_{a.ном}$ – номінальне допустиме значення періодичної складової у струмі відключення для часу τ ;

β_n – нормоване значення аперіодичної складової у струмі відключення;

$i_{a.т}$ - аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів τ ;

τ - найменший час від початку КЗ до моменту розходження дугогасильних контактів;

$$\tau = t_{з.мін} + t_{в.в} \quad (6.20)$$

де $t_{з.мін} = 0,01$ с – мінімальний час дії релейного захисту [10];

$t_{в.в}$ - власний час відключення вимикача.

Якщо умова (6.18) виконується, а (6.19) не виконується, то дозволяється перевірку по відключаючій здатності проводити лише по повному струму КЗ:

$$(\sqrt{2}I_{п.т} + i_{a.т}) \leq \sqrt{2}I_{відк.ном} (1 + \beta_n) \quad (6.21)$$

По включаючій здатності перевірка виконується за умовою:

$$i_y \leq i_{вкл}; I_{п.о.} \leq I_{вкл} \quad (6.22)$$

де i_y - ударний струм КЗ ланцюга вимикача;

$I_{п.о.}$ - початкове значення періодичної складової струму КЗ;

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$I_{вкл}$ - номінальний струм включення;

$i_{вкл}$ - найбільший пік струму включення.

На електродинамічну стійкість вимикач перевіряють по граничним наскрізним струмам КЗ: $I_{н.о.} \leq I_{зр.ск}; i_y \leq i_{зр.ск}$ (6.23)

На термічну стійкість вимикач перевіряють за тепловим імпульсом КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер} \quad (6.24)$$

де B_k - тепловий імпульс струму КЗ;

$I_{тер}$ - струм термічної стійкості;

$t_{тер}$ - час протікання струму термічної стійкості.

На вводі 10 кВ встановлюються вакуумні вимикачі типу ВР-1.

Розрахунки щодо вибору та перевірки цього вимикача наведені в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2. Вибір вимикачів 10 кВ на вводах.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
949,76 А	$I_{роб\,форс} \leq I_{ном}$	1000 А
13,11 кА	$I_K \leq I_{динс}$	51 кА
19,49 кА	$i_y \leq 1,8 * \sqrt{2} * I_{динс}$	129,825 кА
13,11 кА	$I_{п\tau} \leq I_{ном\,відкл}$	20 кА
$\sqrt{2} * 13,11 + 3,393 = 21,889 \text{ кА}$	$\sqrt{2} * I_{ном\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} * I_{н\,відкл} (1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} * 20 * (1 + 0,5) = 42,426 \text{ кА}$
$B_k \leq I_k^2 * (t_{від} + t_{рз}) =$ $= 13,11^2 * (1,53 + 0,045) =$ $= 173,4 \text{ кА}^2 * \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 * t_{тер}$	$I_{тер}^2 * t_{тер} = 20^2 * 3 = 1200 \text{ кА}^2 * \text{с}$

На лініях, що відходять до ТП та РП встановлені вимикачі ВР-1 з наступними параметрами.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.3. Вибір вимикачів 10 кВ на лініях.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
323 А	$I_{роб\,форс} \leq I_{ном}$	630 А
13,11 кА	$I_K \leq I_{динс}$	51 кА
19,49 кА	$i_y \leq 1,8 * \sqrt{2} * I_{динс}$	129,825 кА
13,11 кА	$I_{нт} \leq I_{ном\,відкл}$	20 кА
$\sqrt{2} * 13,11 + 3,393 = 21,889 \text{ кА}$	$\sqrt{2} * I_{ном\tau} + i_{a\tau} \leq \sqrt{2} * I_{н\,відкл} (1 + \beta_n)$	$\sqrt{2} * 20 * (1 + 0,5) = 42,426 \text{ кА}$
$B_K \leq I_K^2 * (t_{выд} + t_{P3}) =$ $= 13,11^2 * (1,53 + 0,045) =$ $= 173,4 \text{ кА}^2 * c$	$B_K \leq I_{тер}^2 * t_{тер}$	$I_{тер}^2 * t_{тер} = 20^2 * 3 = 1200 \text{ кА}^2 * c$

Всі вимикачі, що вибрані вище встановлені в комірках комплектних розподільчих пристроїв внутрішньої установки типу КУ-10Ц виробництва РЗВА.

Вибір вимикачів навантаження.

Вимикачі навантаження вибираються по номінальному струму та напрузі і по струму відключення в робочому режимі, перевіряють на стійкість при наскрізному струмі КЗ.

Вибирається вимикач навантаження типу ВНП₃ – 17(запобіжник ПК – 10/100). Дані по вибору та перевірці зведені в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4. Вибір вимикачів навантаження.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ
92,38 А	$I_{max} \leq I_{ном}$	100 А

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

92,38 А	$I_{\max} \leq I_{\text{відк.ном}}$	100 А
12,04 кА	$I_{\text{п.о.}} \leq I_{\text{пр.с.}}$	15 кА
18,25 кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$	20 кА
$145 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$	$10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

$$I_{\max} = 1,4 * \frac{S_{\text{номТР}}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = 1,4 * \frac{1600}{\sqrt{3} * 10} = 92,38 \text{ А}$$

Вибір трансформаторів власних потреб.

Вибір потужності трансформаторів для власних потреб здійснюється з урахуванням навантаження власних потреб, коефіцієнтів завантаження і одночасності.

Розрахункове навантаження:

$$S_{\text{розр}} = K_{\text{с}} * \sqrt{(P_{\text{встр}}^2 + Q_{\text{встр}}^2)},$$

де $K_{\text{с}}$ – коефіцієнт попиту, який враховує коефіцієнти одночасності та завантаження

($K_{\text{с}} = 0,8$).

Потужність трансформатора обирається за умовою:

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{розр}}}{1,4}$$

Таблиця 6.5. Навантаження власних потреб.

№ п/п	Споживач	Потужність, кВт
1	Обігрів комплектних комірок КРП 10 кВ.	7*1
2	Освітлення і вентиляція приміщення	8
3	Навантаження, споживане оперативними колами	2,5
Всього		17,5

Розрахункова потужність споживачів власних потреб:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{розр} = K_C * \sqrt{(P_{встр}^2 + Q_{встр}^2)} = 0,8 * \sqrt{17,5^2 + 0^2} = 13,7 \text{ кВ} * \text{А}$$

Потужність трансформатора:

$$S_{тр} \geq \frac{S_{розр}}{1,4} = \frac{13,7}{1,4} = 9,7 \text{ кВ} * \text{А};$$

Обираємо трансформатор ТМ – 25/10 з наступними параметрами:

$$S_{ном} = 25 \text{ кВА}, U_{вн} = 10 \text{ кВ}, U_{нн} = 0,4 \text{ кВ}$$

Коефіцієнт завантаження:

$$K_3 = \frac{S_{роз}}{S_{ном}} = \frac{13,7}{25} = 0,54.$$

Схему під'єднання трансформаторів власних потреб наведено на рис.6.3.

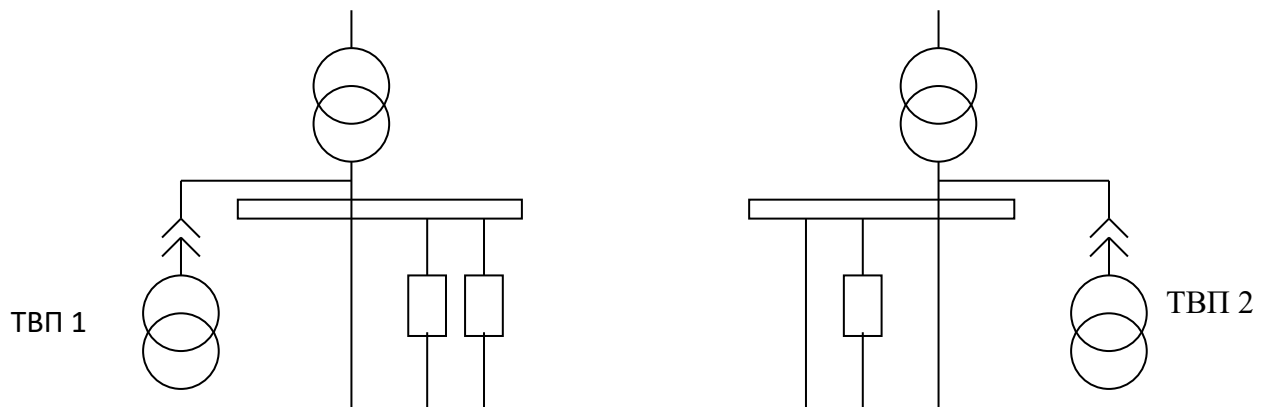


Рис.6.3. Схема під'єднання трансформаторів власних потреб на підстанції із змінним оперативним струмом.

Вибір трансформаторів струму

На вводах 10 кВ приймаємо до встановлення вимірювальні трансформатори струму типу ТЛК-10 з наступними параметрами: $K_T=1000/5$, $Z_{2 ном}=0,4 \text{ Ом}$ в класі точності 0,5.

Перевіряємо даний трансформатор по струмовому навантаженню:

$$I_{норм} \leq I_{1 ном} : 950 \text{ А} < 1000 \text{ А}$$

$$I_{max} \leq I_{1 ном} : 950 \text{ А} < 1000 \text{ А}$$

за електродинамічною стійкістю:

$$i_y \leq i_{дин.} : 7,39 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$$

									Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

за термічною стійкістю:

$$B_k \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} : 29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

за вторинним навантаженням:

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}$$

Визначаємо навантаження по фазам на трансформатор струму (табл. 6.6.).

Таблиця 6.6.

Прилад	Тип	Навантаження фази, В•А		
		А	В	С
Амперметр	ЭЗ77	0,1	-	-
Багатофункціональний лічильник типу "Альфа"	A1R-3-OL-C2-T	3,6	-	3,6
Всього		3,7	0	3,6

Як видно з таблиці 6.6, найбільш завантаженим є трансформатор струму, встановлений у фазі А.

Загальний опір усіх приладів:

$$r_{\text{прил.}} = S_{\text{прил.}} / I_2^2 = 3,7 / 5^2 = 0,148 \text{ Ом.}$$

Допустимий переріз живлячих проводів:

$$r_{\text{пр.}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{прил.}} - r_k = 0,4 - 0,148 - 0,1 = 0,152 \text{ Ом}$$

де $r_k = 0,1 \text{ Ом}$ - опір контактів.

Обираємо кабель з мідними жилами ($\rho = 0,0175$) орієнтовною довжиною 7 м (10). Трансформатори струму з'єднані в неповну зірку, тому

$$l_{\text{розр.}} = \sqrt{3} \cdot 7 = 10,39 \text{ м, тоді переріз проводу:}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$q=(\rho \cdot l_{\text{розр.}})/r_{\text{пр.}}=(0,0175 \cdot 10,39)/0,152=1,2 \text{ мм}^2.$$

За умовою міцності мідні проводи повинні бути перерізом не менше 2,5 мм², тому приймаємо $q=2,5 \text{ мм}^2$. Тоді опір проводів:

$$r_{\text{пр.}}=(\rho \cdot l_{\text{розр.}})/q=0,0175 \cdot 10,39/2,5=0,074 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{прил.}} + r_{\text{пр.}} + r_k = 0,148 + 0,074 + 0,1 = 0,322 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}} : 0,322 \text{ Ом} < 0,4 \text{ Ом}$$

На лініях, що відходять від шин підстанції (фідерах) до споживачів обираємо трансформатори струму ТЛК-10 з параметрами: $k_T = 100/5$; $Z_{2 \text{ ном}} = 0,4 \text{ Ом}$

$$i_y \leq i_{\text{дин.}} : 7,39 \text{ кА} < 52 \text{ кА}$$

$$B_k \leq I_{\text{тер.}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} : 29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Визначимо навантаження по фазах на трансформатор струму (табл.6.7.).

Таблиця 6.7 Вторинне навантаження трансформатора струму на фідерах

Прилад	Тип	Навантаження фази, В•А		
		А	В	С
Амперметр	Э377	0,1	-	-
Ватметр	Д365	0,5	-	0,5
Варметр	Д365	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	ЦЭ 6803В/1 1Т 100В 5-7,5А М6Р32	0,1	-	0,1
Лічильник реактивної енергії	ЦЭ 6811 2Н 100В 5-7,5А	0,3	-	0,3
Всього		1.5	0	1.4

Найбільш завантаженою є фаза А. Для неї загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил.}} = S_{\text{прил.}}/I_2^2 = 1,5/5^2 = 0,09 \text{ Ом.}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Допустимий переріз проводів:

$$r_{\text{пр.}} = Z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{к}} = 0,4 - 0,09 - 0,1 = 0,21 \text{ Ом}$$

де $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ - опір контактів.

$$q = (\rho \cdot l_{\text{розр.}}) / r_{\text{пр.}} = (0,0175 \cdot 10,39) / 0,21 = 0,86 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель з мідними жилами ($\rho = 0,0175$) орієнтовною довжиною 7 м (10). Трансформатори струму з'єднані в неповну зірку, тому

$$l_{\text{розр.}} = \sqrt{3} \cdot 7 = 10,39 \text{ м. Приймаємо } q = 2,5 \text{ мм}^2, \text{ тоді}$$

$$r_{\text{пр.}} = (\rho \cdot l_{\text{розр.}}) / q = 0,0175 \cdot 10,39 / 2,5 = 0,073 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{прил}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к}} = 0,09 + 0,073 + 0,1 = 0,263 \text{ Ом.}$$

$$Z_2 \leq Z_{2 \text{ ном}} : 0,263 \text{ Ом} < 0,4 \text{ Ом.}$$

Вибір трансформаторів напруги

Вибираємо для встановлення на ЦРП підприємства трансформатори напруги типу НАМИ-10 66УЗ, які мають номінальну потужність 75 В·А в класі точності 0,5. Перевіримо їх по вторинному навантаженню. Розрахунок навантаження основної обмотки трансформатора напруги наведено в таблиці 6.8.

Таблиця 6.8. Вторинне навантаження трансформатора напруги.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Прилад	Тип	S обмотки, В·А	Кількість обмоток	Cosφ	Sinφ	Кількість приладів	P _Σ , кВт	Q _Σ , квар
Вольтметр	Э377	2	1	1	0	1	2	0
Лічильник типу "Альфа"	A1R-3-OL-C2-T	1,8	2	0,92	0,39	1	3,31	1,4
Ватметр	Д365	1,5	2	1	0	2	6	0
Варметр	Д365	1,5	2	1	0	2	6	0
Лічильник активної енергії	ЦЭ 6803В/1 1Т 100В 5-7,5А М6Р32	2	2	0,25	0,97	5	4,5	17,46
Лічильник реактивної енергії	ЦЭ 6811 2Н 100В 5-7,5А	1	2	0,25	0,97	5	4,5	17,46
Всього							26,3	36,32

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2)} = \sqrt{(26,3^2 + 36,32^2)} = 44,8 \text{ В} \cdot \text{А}$$

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}} : 44,8 \text{ В} \cdot \text{А} < 75 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Таким чином, обраний трансформатор напруги може працювати в класі точності 0,5.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

7. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ РОБОТИ

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ АУДИТ ВЕНТИЛЯЦІЙНИХ УСТАНОВОК

Вентиляційні системи споживають електроенергію для роботи припливних і витяжних вентиляторів та циркуляційних насосів системи рекуперації тепла відпрацьованих газів.

Кількість спожитої електроенергії визначається встановленою потужністю електродвигунів, які використовуються для приводу вентиляторів і насосів, та кількістю годин роботи за певний період (найчастіше за рік).

Для визначення потужності вентилятора або насоса необхідно також знати фактичний напір, який створює вентилятор або насос. Фактичний напір, що створюється вентилятором або насосом, необхідний для подолання всіх аеродинамічних опорів повітропроводів, повітророзподільників, фільтрів і нагрівачів, зумовлених робочим середовищем.



Рис. 7.1 - Функціональна схема системи вентиляції і кондиціонування:

ЕЕ – електрична енергія; МЕ – механічна енергія; АЕ – гідравлічна енергія

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Для того, щоб скласти "картину" розподілу енергії всередині об'єкта та визначити складові рівняння енергетичного балансу, доцільно накреслити енергетичну діаграму об'єкта та уточнити вказані величини та їх взаємозв'язок (рис. 7.2).

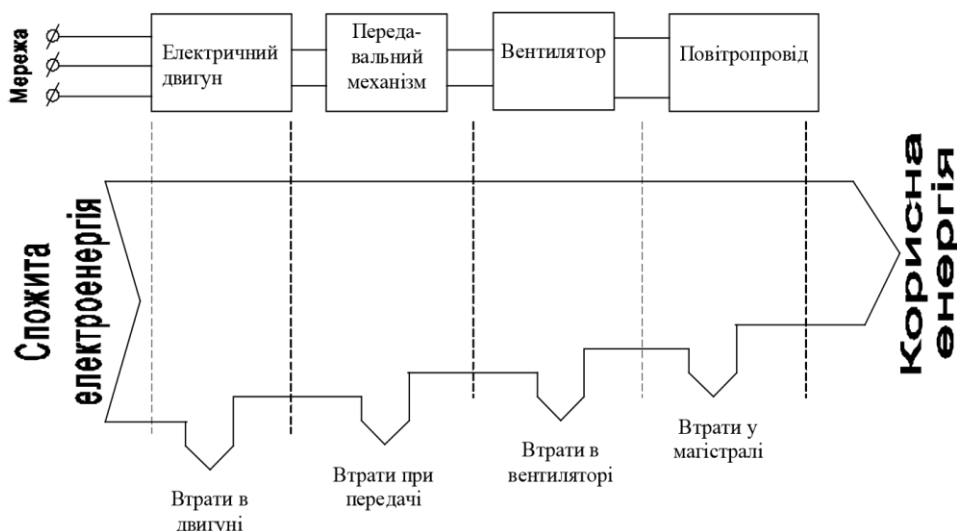


Рис. 7.2 – Енергетична діаграма системи вентиляції

Можливі енергоощадні заходи, при виконанні енергоаудиту вентиляційних установок:

- Зниження перепадів тиску в системі.
- Зменшення втрат в результаті експлуатаційних дефектів.
- Заміна старих вентиляторів на нові, більш економічні.
- Блокування у вентиляторів теплових завіс з пристроями відкривання і закривання заслінок.
- Скорочення часу роботи (відключення вентиляційних установок під час перезмін, обідніх перерв, і т. п.).
- Підбір електродвигунів вентиляційних установок відповідно до їх завантаження.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Оптимізація регулювання навантаження вентиляційних установок за рахунок:
 - відключення окремих вентиляторів в агрегатах, які містять декілька вентиляторів;
 - використання багатошвидкісних електричних приводів;
 - використання ремінних приводів з різними діаметрами шківів та гідравлічних або індукційних муфт;
 - регулювання потоку за допомогою шиберів;
 - використання частотних регуляторів на електричних приводах;
 - регулювання кута нахилу лопаток робочого колеса вентиляторів.
- Запровадження автоматичного керування вентиляційними установками.

7.1. Загальна характеристика вентиляційних установок

Людський організм підкоряється відомим законам тепломасообміну. Звідси витікає, що для забезпечення нормального функціонування організму є вірним вираз, що визначається балансом теплової енергії:

$$Q = F_l \cdot \alpha_l \cdot (t_l - t_{o.c.}), \quad (7.1)$$

де F_l - площа поверхні тіла людини; α_l - коефіцієнт тепловіддачі; t_l - температура тіла людини; $t_{o.c.}$ - температура оточуючого середовища.

Перепад температур тіла людини, залежить від температури довкілля. Санітарними нормами він встановлений для холодного періоду часу: нижня межа $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ (тобто температура при виконанні важкої роботи в приміщенні повинна бути $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$, а верхня межа $28\text{ }^{\circ}\text{C}$, тобто $\Delta t_l = +7\text{ }^{\circ}\text{C}$).

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За межами цього інтервалу організм вже працює на виснаженому рівні енергетичного потенціалу і змушений включати систему терморегуляції, виводячи надлишки тепла, що не виводяться конвекцією, через потовиділення.

Вищесказане показує, що вентиляція важлива не тільки як засіб повітрообміну, але і як процес, що забезпечує енергетичний баланс людського організму.

Завданням енергоаудитора є, в першу чергу, запропонувати технічні рішення, що є близькими до ідеальних. При цьому дії енергоаудитора обмежені рамками між дійсним та ідеальним споживанням енергії системою при прийнятних термінах окупності.

Сумарне споживання електроенергії, як основного джерела енергії для вентиляційних систем:

$$\sum N = N_{п.в.} + N_{д.у.} \quad , \text{кВт} \quad (7.2)$$

де $N_{п.в.}$ - потужність (встановлена) приводів вентиляторів; $N_{д.у.}$ - потужність додаткового устаткування, що використовується у вентиляційних системах.

В загальному вигляді, для всіх електродвигунів вентиляторів, встановлена потужність є функція роботи і визначається за виразом:

$$N_{п.в.} = \frac{L \cdot H_{п.}}{3600 \cdot 102 \cdot \eta_{в} \cdot \eta_{п} \cdot \eta_{е}}, \text{ кВт} \quad (7.3)$$

де L - продуктивність нагнітача повітря, м³/год; $\eta_{в}$ - ККД вентилятора (за паспортними даними); $\eta_{п}$ - при муфтовому з'єднанні $\eta_{п} = 0,98$ ККД передачі; $\eta_{е}$ - ККД електродвигуна ($\eta_{е} = 0,97 - 0,99$); K - коефіцієнт запасу потужності, що

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

враховує пусковий момент; H_{Π} - повний тиск, що розвивається, він визначається по робочій характеристиці нагнітача

$$H_{\Pi} = H_C + H_{Д, \text{кПа}} \quad (7.4)$$

де H_C - статичний напір; $H_{Д}$ - динамічний напір.

Таким чином, у будь-якому випадку

$$\sum N = N_{\Pi.B.} + N_{Д.У.} = f(L) \quad (7.5)$$

Тобто потужність приводу вентилятора, вибирається, перш за все, по його продуктивності. Виходячи з цього, при рішенні питання мінімізації витрат енергоресурсів, основним критерієм є оцінка мінімізації продуктивності.

Формування повітрообміну загально обмінної вентиляції визначається об'ємом приміщення і нормованою кратністю циркуляції, згідно санітарних норм:

$$L_0 = V \cdot K_0 \quad (7.6)$$

де V - об'єм приміщення; K_0 - кратність повітрообміну.

Об'єм повітря місцевої вентиляції, що видаляється, залежить від конкретного типу обладнання, виділення шкідливих речовин або теплоти, до дотримання норм ГДК (гранично допустимих концентрацій).

При тепловиділенні:

$$L_T = \frac{\sum Q_T}{c \cdot \rho \cdot \Delta t}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де Q_T - вентиляційне тепловантаження; $\Delta t = t_n - t_{np}$ - робоча різниця температур; t_{np} - температура припливного повітря °С; t_n - температура в приміщенні °С; c -питома теплоємність повітря $c=0,24$ ккал/кг (кДж/кг), ρ - щільність повітря, кг/м³, а для інженерних розрахунків систем вентиляції $p=1,2$ кг/м³

Для інших типів вентиляції (гази):

$$L_{\Gamma} = \frac{\sum G}{\Delta q_1} \quad (7.7)$$

Де різниця вмісту шкідливих речовин $\Delta q_1 = q_{\Gamma P} - q_{\Pi}$; $q_{\Gamma P}$ - гранично допустима концентрація шкідливих речовин в повітрі приміщення-мг/м³; q_{Π} - початкова концентрація шкідливих речовин в зовнішньому (припливна) повітрі мг/м³

При визначенні витрат електроенергії на забезпечення вентиляції необхідно враховувати наступні коефіцієнти - одночасності, рівномірності завантаження та коефіцієнт використання:

$$K_N = K_O \cdot K_3 \cdot K_B, \quad (7.8)$$

де K_O - коефіцієнт одночасності роботи однотипного технологічного устаткування; K_3 - коефіцієнт рівномірності завантаження технологічного устаткування; K_B - коефіцієнт використання, який пов'язаний з особливостями виробництва.

7.2. Аналіз технологічної установки

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Як зазначалося вище, на підприємстві використовується значна частка вентиляторного навантаження, це обумовлено встановленням системи кондиціювання повітря. В якості агрегатів для вентиляції та кондиціювання повітря використовуються вентилятори марки В 2.3-130, призначені для переміщення газоповітряних сумішей із складом пилу до 10 мг/м³ при температурному режимі від -40 до + 40°C. В таблиці 13.1 вказані технічні характеристики вказаних вентиляторів, а на рис. 7.3 показано їх зовнішній вигляд та габаритні розміри.

Таблиця 7.1. Технічна характеристика вентиляторів

Технічна характеристика	В 2,3-130-8,0	В 2,3-130-10,0	В 2,3-130-12,5
Електричний двигун:			
Тип	АИР112МА6 АИР132S6 АИР132М4	АИР132М8 АИР160S6	АИР200М6
Потужність, кВт	3,00 5,50 11,0	5,50 11,00	22,00
Частота обертання, об/хв.	1000,0 1500,0	750,0 1000,0	1000,0
Параметри в робочій зоні:			
Продуктивність, тис. м ³ /год	17,00-24,00 27,00-37,00	26,00-37,00 34,00-49,00	60,00-110,0
Повний тиск, Па	380,0-250,0 890,0-570,0	350,0-230,0 630,0-410,0	1000,0-600,0
Маса вентилятора, кг (без двигуна)	175,0	240,0 280,0	500,0

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

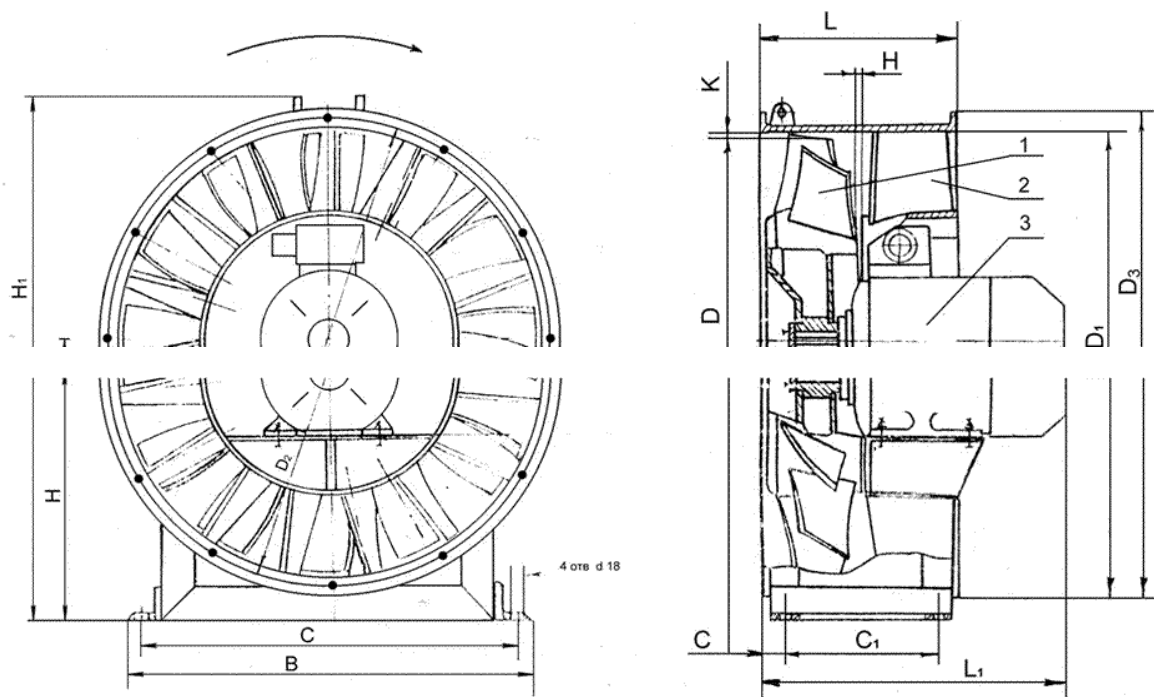


Рис. 7.3 Габарітні та приєднувальні розміри вентиляторів типу В 2.3-130

Марка вентилятора	B	C	C1	D	D1	D2	D3	n	H	H1	K	e	L	L1	M	n1, мм.
В 2,3-130 №6,3А	645	600	240	630	-	660	695	132	385	725	2,5 ^{+1,5}	30,5	300	540/590	3 ±1	32
В 2,3-130-8-01А /В 2,3-130-8А	830	770	310	800	805	835	860	132	495	960	2,5 ^{+1,6}	32,5	375	590/540		
В 2,3-130-10-01А /В 2,3-130-10А	960	900	408	1000	1006	1045	1060	160	595	1155	3 ^{+2,4}	33,5	475	720/760		
В 2,3-130 №12,5	1180	1100	465	1250	1260	1290	1320	200	740	1440	4	43	550	930		

							Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

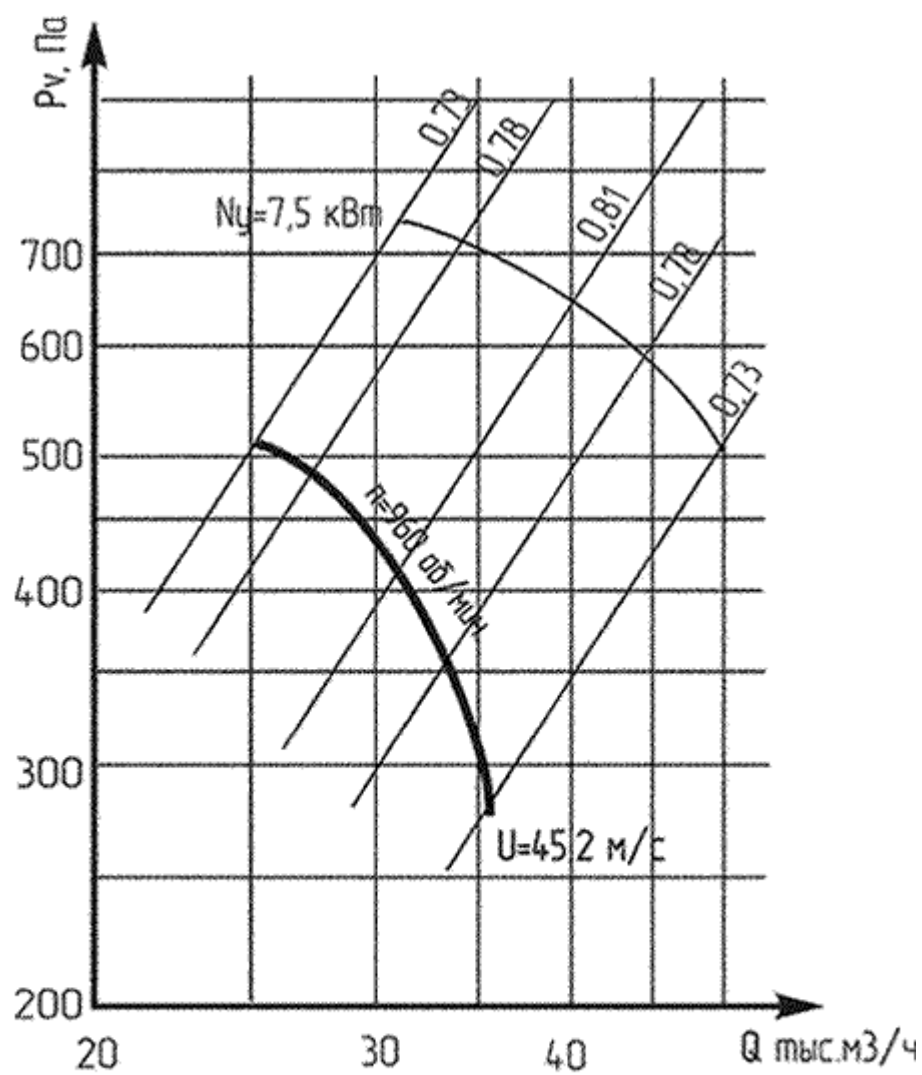


Рис. 7.4 Аеродинамічна характеристика вентилятора В 2.3-130-8

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Рис.7.5. Зовнішній вигляд вентиляторів типу В 2.3-130

7.3. Можливості енергозбереження в вентиляторах В 2.3-130

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Технічне обстеження з використанням контрольно-вимірювальних приладів та аналіз параметрів робочого та неробочого режимів показав, що існують три групи можливостей енергозбереження (МЕЗ), які можна розділити на наступні три групи [10]:

Малозатратні МЕЗ

1. Якісне технічне обслуговування всіх елементів електроприводу; складання графіків ППР;
2. Трудова дисципліна, своєчасна зупинка електроприводів, недопущення простоїв;
3. Використання таймерів простою.

Середньозатратні МЕЗ:

4. Заміна електродвигунів на менш потужні;
5. Заміна старого електродвигуна на електродвигун з кращими технічними характеристиками;
6. Встановлення обмежувачів холостого ходу двигуна;
7. Встановлення індивідуальної компенсації для приводів вентиляторів у I та II зонах.

Багатовитратні МЕЗ.

8. Автоматичне регулювання температури теплоносія;
9. Використання вхідних золотників для обмеження потоку повітря;
10. Використання віскозних муфт для регулювання крутного моменту між вентилятором і двигуном;
11. Встановлення пристрою для регулювання кута нахилу лопатей вентилятора;

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

12. Встановлення частотного регулятора для регулювання швидкості обертання електродвигуна.

У цій роботі вищезазначені можливості енергозбереження будуть розглянуті більш детально.

7.4. Опис можливостей енергозбереження

7.4.1. Заміна мало навантажених електродвигунів

Якщо аналіз ефективності використання показує, що середнє навантаження на електродвигун становить менше 45% від його номінальної потужності, його слід замінити на двигун меншої потужності. У інтервалі між 45% і 70% необхідно провести розрахунок, підтверджуючий доцільність заміни електродвигуна. При навантаженні на електродвигун 70% і більш проводити заміну такого електродвигуна недоцільно.

Сумарні втрати активної потужності можуть бути визначені, згідно виразу:

$$\Delta P_{\text{сум}} = [Q_{\text{х.х.}} (1 - k_n^2) + k_n^2 Q_n] k_{\text{э}} + \Delta P_{\text{х.х.}} + k_n^2 \Delta P_{\text{а.н.}}, \text{ кВт} \quad (7.9)$$

де $Q_{\text{х.х.}} = \sqrt{3} U_n I_{\text{хх}}$ – реактивна потужність, споживана з мережі при холостому ході, кВар; U_n – номінальна напруга, В; $I_{\text{х.х.}}$ – струм холостого ходу електродвигуна, А; $k_n = P/P_n$ – коефіцієнт навантаження електродвигуна; P і P_n – середнє навантаження і номінальна потужність електродвигателя, кВт; $Q_n = P_n \cdot \text{tg} \varphi / \eta$ – реактивна потужність електродвигуна при його номінальному навантаженні, кВар, η – к.п.д. двигуна при повному навантаженні; $\text{tg} \varphi$ – похідна від номінального коефіцієнта потужності електродвигуна; $k_{\text{э}}$ – коефіцієнт

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

підвищення втрат; $\Delta P_{x.x}$ – втрати активної потужності при холостому ході електродвигуна, кВт; $\Delta P_{a.n}$ – приріст втрат активної потужності в електродвигуні при навантаженні 100%, кВт. При іншому навантаженні визначається:

$$\Delta P_{a.n} = P_n \left(\frac{1-\eta_d}{\eta_d} \right) \left(\frac{1}{1+\gamma} \right) \quad (7.10)$$

$$\text{Де } \gamma = \frac{\Delta P_{xx}}{(1-\eta_d) - \Delta P_{xx}}$$

При ухваленні рішення про заміну (установці електродвигуна меншої потужності) необхідно ретельно аналізувати ситуації, пов'язані з можливим збільшенням навантаження надалі.

Для прикладу розглянемо вентилятор В 2.3-130-8.0, що працює з двигуном АИР132М4 потужністю 11 кВт. Електродвигун потужністю 11 кВт працює із навантаженням 7 кВт; його характеристика: $P_n = 11$ кВт, $U_n = 380$ В, $\eta_n = 0,92$, $\cos\phi_n = 0,92$, $I_{xx} = 7,1$ А, $\Delta P_{x.x} = 4,4$ кВт.

Перевіряємо доцільність заміни даного електродвигуна на двигун типу АИР132М4 потужністю $P_n = 7,5$ кВт.

Приймаємо коефіцієнт підвищення втрат $k_\gamma = 0,1$; його характеристики: $P_n = 7,5$ кВт, $U_n = 380$ В, $\eta_n = 0,91$, $\cos\phi_n = 0,92$, $I_{xx} = 4,26$ А, $\Delta P_{x.x} = 3,2$ кВт.

Визначимо втрати в базовому варіанті:

$$Q_{x.x} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 7,1 \cdot 10^{-3} = 4,66 \text{ кВар.}$$

Реактивна потужність електродвигуна при номінальному навантаженні:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_n = (11 \cdot 0,426) / 0,92 = 5,8 \text{ кВар.}$$

Коефіцієнт навантаження електродвигуна

$$k_n = 7 / 11 = 0,68 \approx 0,7;$$

$$\gamma = 4,4 / (100-92) - 4,4 = 1,22.$$

Приріст втрат активної потужності в електродвигуні при поточному навантаженні:

$$\Delta P_{a.n} = 11 \cdot (1-0,92) / 0,92 (1+1,22) = 0,49 \text{ кВт.}$$

Сумарні втрати активної потужності можуть бути визначені, згідно виразу:

$$\Delta P_{\text{сум}} = [4,66 (1 - 0,7) + 0,7 \cdot 5,8] \cdot 0,1 + 4,4 + 0,7 \cdot 0,49 = 1,199 \text{ кВт;}$$

Для нового двигуна, що передбачався на заміну реактивна потужність, спожита з мережі на холостому ході:

$$Q_{x.x} = \sqrt{3} \cdot 380 \cdot 4,26 = 2,79 \text{ кВар;}$$

Реактивна потужність електродвигуна при номінальному навантаженні нового двигуна:

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_n = (7,5 \cdot 0,426) / 0,91 = 3,5 \text{ кВар};$$

Коефіцієнт навантаження електродвигуна:

$$k_n = 70/75 = 0,93;$$

Приріст втрат активної потужності в електродвигуні при поточному навантаженні:

$$\Delta P_{a.n} = 7,5 \cdot (1-0,91) / 0,91(1 + 0,57) = 0,436 \text{ кВт};$$

$$\gamma = 3,2 / (100-91) - 3,2 = 0,57;$$

$$\Delta P_{\text{сум}2} = [2,79 (1 - 0,932) + 0,932 \cdot 35] \cdot 0,1 + 3,2 + 0,932 \cdot 0,436 = 1,04 \text{ кВт}.$$

Економія за рахунок встановлення двигуна меншої потужності буде складати:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{сум}1} - \Delta P_{\text{сум}2} = 1,199 - 1,04 = 0,159 \text{ кВт}.$$

В результаті заміни електродвигуна отримаємо зниження втрат активної потужності в електродвигуні і мережах 0,159 кВт. При роботі установки за рік (250 робочих днів) протягом 16 год щодня річна економія складе:

$$\Delta E_{\text{дв}} = \Delta P \cdot 250 \cdot 16 \cdot C_0 = 0,159 \cdot 250 \cdot 16 \cdot 5,54 = 3523 \text{ грн/рік}$$

де $C_0 = 5,54 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}$ - вартість електричної енергії.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.4.2. Заміна вентилятора старого типу

Заміна вентиляторів старого типу дає економію 20-30%. Розрахуємо економію електроенергії при заміні вентилятора з двигуном А81200L-6А (старі типи двигунів) на АІР180М4 Параметри двигунів приведені в таблиці 5.2

Таблиця 5.2. Параметри двигунів, що порівнюються

Тип двигуна	Рн, кВт	n ₂ , обер ⁻¹	Подача, Па	Напір м ³ /год	η, %
А81200L-6А	11	970	890-570	27	87
АІР180М4	11	975	890-570	37	91

Економія електроенергії буде складати:

$$\Delta W = \frac{H \cdot Q \cdot (\eta_2 - \eta_1)}{102 \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_n \cdot \eta_c} T =$$

$$= \frac{27 \cdot 730 \cdot (0,65 - 0,5)}{102 \cdot 0,65 \cdot 0,5 \cdot 0,91 \cdot 0,87} \cdot 4000 = 450 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

де, η_1 , η_2 , η_n , η_c – ККД заміняемого та нового вентилятора, електродвигуна; H - Тиск вентилятора, мм.вод.ст; Q – подача, м³/год, $T = 4000$ год – річний час роботи вентилятора.

Річна економія від впровадження МЕЗ:

$$\Delta E_{\text{вен}} = \Delta W \cdot C_0 = 450 \cdot 5,54 = 2493 \text{ грн/рік}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.4.3. Встановлення індивідуальної компенсації приводу вентиляторів I та II зон

Важливим напрямом в економії електроенергії і раціональному її використанні є підвищення коефіцієнту потужності ($\cos \varphi$).

Коефіцієнт потужності - величина, що показує, яку частину споживаної повної потужності складає активна. При одній і тій же використовуваний потужності електроприймач з низьким коефіцієнтом потужності споживає більший струм, що викликає збільшення навантаження ліній електропередач і трансформаторів. Це веде до зменшення експлуатаційної потужності трансформатора, генератора і збільшує втрати електроенергії в мережах.

Для визначення середньозваженого коефіцієнта потужності за годину, добу, місяць або рік можна користуватися формулою:

$$\cos \varphi_{\text{сз}} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 - W_p^2}} \quad (5.11)$$

де W_a і W_p - активна і реактивна енергія за певний проміжок часу.

У установках до 1000 В розрядні опори рекомендується встановлювати з автоматичним виключенням у момент відключення конденсаторів.

Конденсатори випускаються чотирьох серій - I, II, III, IV. Шкала напруги і потужностей конденсаторів серій I, II, III приведена в табл.13.3

Таблиця 5.3. Шкала напруги і потужностей косинусних конденсаторів

U _н , В	Q _н , квар					
	Серія I		Серія II		Серія III	
	КМ, КМА	КМ2, КМ2А	КС, КСА	КС2, КС2А	КС, КСА	КС2, КС2А
380	13,0	26,0	18,0	36,0	25,0	50,0

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Спожита потужність компенсуючих пристроїв визначається по формулі, квар:

$$Q_{\text{кп}} = P_{\text{ср}}(\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2) \quad (5.12)$$

де $P_{\text{ср}}$ - середньорічна активна потужність, кВт; $\text{tg}\varphi_1$ - тангенс кута відповідний середньозваженому $\cos\varphi_1$ що існує на підприємстві; $\text{tg}\varphi_2$ - тангенс кута, відповідний середньозваженому $\cos\varphi_2$ необхідної величини.

При установці компенсуючих пристроїв економія електричної енергії визначається за формулою, кВт·год:

$$\Delta E_{\text{кп}} = 0,05 W_a \left[1 - \left(\frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2} \right)^2 \right]; \quad (5.13)$$

де W_a - річна витрата активної енергії, кВт·год.

Визначимо ефективність встановлення індивідуальної компенсації для вентиляторів I та II зон. Потужність вентиляторів складає 11 та 22 кВт для першої та другої зон відповідно. Час роботи вентиляторів протягом року складає $T_{\text{р\text{и}ч}} = 4000$ год. Коефіцієнт потужності вентилятора 0,75 та 0,72 відповідно для першої та другої зони.

Для вентилятора зони I $\text{tg}\varphi_1 = 0,88$, при $\cos\varphi_1 = 0,75$ для даного електроприводу. Виконуємо компенсацію з забезпеченням $\text{tg}\varphi_2 = 0,25$ згідно вимог методики по розрахунку перетоків реактивної потужності.

Визначимо необхідну потужність компенсуючих пристроїв визначається для вентилятора зони I, квар:

$$P_{\text{срI}} = P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{в}} = 11 \cdot 0,65 = 7,15 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{кп}} = P_{\text{срI}}(\text{tg}\varphi_1 - \text{tg}\varphi_2) = 7,15(0,88 - 0,25) = 4,5 \text{ квар}.$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для вентилятора зони II $\operatorname{tg}\varphi_1 = 0,96$ при $\cos\varphi_1 = 0,72$. Визначимо необхідну потужність компенсуючих пристроїв визначається для вентилятора зони II, квар:

$$P_{cp2} = P_{ном} \cdot K_{\varepsilon} = 22 \cdot 0,7 = 15,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{кп} = P_{cp2}(\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2) = 15,4 \cdot (0,96 - 0,25) = 10,9 \text{ квар}.$$

Тобто для забезпечення компенсації реактивної потужності для даних електроприводів необхідно встановити косинусний конденсатор потужністю 13 квар, який покриє потребу в реактивній потужності 15,4 квар.

Економія електричної енергії при встановленні компенсуючих конденсаторів, кВт·год:

Річне споживання вентилятором зони I:

$$W_{a1} = P_{cp1} \cdot T_{pич} = 7,15 \cdot 4000 = 28600 \text{ кВт·год}.$$

Річне споживання вентилятором зони II:

$$W_{a1} = P_{cp1} \cdot T_{pич} = 15,4 \cdot 4000 = 61600 \text{ кВт·год}.$$

Для вентилятора зони I, кВт·год:

$$\Delta W_{кп1} = 0,05 W_a \left[1 - \left(\frac{\cos\varphi_1}{\cos\varphi_2} \right)^2 \right] = 0,05 \cdot 28600 \left[1 - \left(\frac{0,75}{0,97} \right)^2 \right] = 574,8 \text{ кВт·год}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для вентилятора зони II, кВт·год:

$$\Delta W_{\text{кп2}} = 0,05 W_a \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right] = 0,05 \cdot 61600 \left[1 - \left(\frac{0,75}{0,97} \right)^2 \right] = 1238,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Річна економія від впровадження МЕЗ:

$$\Delta E_{\text{кп}} = (\Delta W_{\text{кп1}} + \Delta W_{\text{кп2}}) \cdot C_0 = (574,8 + 1238,2) \cdot 5,54 = 10044 \text{ грн/рік.}$$

Визначена річна економія є відправною точкою для прийняття рішення про встановлення КП, так як практично всі заходи виконуються за рахунок кредитних або інвестованих коштів, тому економічний ефект повинен перевищувати відсоткову ставку по кредиту або інвестиції. Крім того служить для визначення строку окупності МЕЗ.

5.4.4. Встановлення частотно-керованого пристрою для регулювання швидкості обертання двигуна

Розрахуємо економічну ефективність впровадження пристрою частотного керування при впровадженні електроприводу комплектного ПЧСВ на вентиляторі В 2.3-130-8.0.

Пропонується впровадження перетворювача частоти для регулювання продуктивності вентилятора. Це дозволить при повністю відкритих заслонках проводити регулювання частоти обертання приводного двигуна вентилятора зміною числа оборотів двигуна, а не механічними засобами.

Застосування перетворювача частоти дозволить забезпечити:

1. Можливість регулювання продуктивності вентилятора головного провітрювання при повністю відкритих заслінках за рахунок зміни частоти обертання приводного електродвигуна в найбільш економічному режимі споживання електроенергії.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. Плавний, частотний пуск і розгін електродвигуна вентилятора до заданої швидкості, що виключає динамічні і пневматичні удари у вентиляційній системі.
3. Зниження електродинамічних ударних навантажень при пуску в трансформаторно-фідерних ланцюгах.
4. Збільшення міжремонтних циклів і надійності електричного комутаційного устаткування.
5. Забезпечення можливості автоматичного регулювання продуктивності вентиляційної установки по сигналу завдання швидкості від зовнішньої системи регулювання.

Залежність споживаної потужності двигуна вентилятора від його частоти обертання є статичною функцією і має кубічну залежність, а у відносних одиницях $P/P_{\max}$ – квадратичну. Її вигляд показаний на рисунку 7.6 (залежність 2).

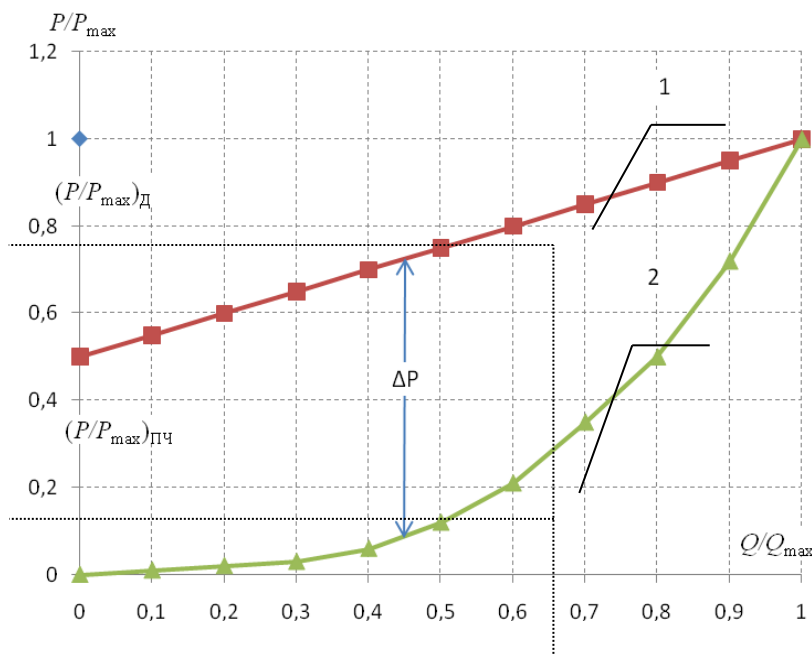


Рис. 7.6 - Залежність споживаної потужності двигуна вентилятора від частоти обертання

Відрізком ΔP показана різниця між значеннями споживаних потужностей при двох способах регулювання продуктивності (вниз від номінальної):

- дроселюванням - крива (1);
- регулюванням числа оборотів за допомогою перетворювача частоти – крива (2).

У вентилятора положення лопастей ± 40 (при повному закритті ± 90), тобто існуючий робочий діапазон роботи вентилятора $Q/Q_{\max} = 0,6 \dots 0,7$.

При дроселюванні (крива 1) $(P/P_{\max})_{\text{Д}} = 0,82$;

При частотному регулюванні (крива 2): $P/P_{\max} = 0,25 \dots 0,35$; Приймаємо $(P/P_{\max})_{\text{ПЧ}} = 0,3$;

Різниця між значеннями споживаних потужностей при двох способах регулювання продуктивності вентилятора:

$$\Delta P = (P/P_{\max})_{\text{Д}} - (P/P_{\max})_{\text{ПЧ}} = 0,82 - 0,3 = 0,52;$$

Потужність двигуна $P_{\text{дв}} = 11$ кВт;

Час роботи в рік $T_{\text{річ}} = 4000$ годин;

Вартість ел. енергії $C_0 = 5,54$ грн/кВт·год.

Різниця між значеннями споживаних потужностей при двох способах регулювання продуктивності вентилятора $\Delta P = 0,52$;

Річна економія електроенергії при впровадженні МЕЗ складає:

$$\Delta E_{\text{пч}} = P_{\text{дв}} \cdot \Delta P \cdot T_{\text{річ}} \cdot C_0 = 11 \cdot 0,52 \cdot 4000 \cdot 5,54 = 126755 \text{ грн/рік.}$$

При проведенні аналізу технологічного режиму електроприводу і введенні систем автоматичного управління завданням швидкості, надійність роботи установки вентилятора і економічний ефект також можуть бути збільшені.

					Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

При проведенні енергетичного аудиту визначені економія електроенергії при впровадженні МЕЗ. Економія електроенергії при впровадженні різна, але потрібно враховувати, що затрати на впровадження того чи іншого МЕЗ, також відрізняються. Перелік розрахованих МЕЗ приведений нижче.

МЕЗ. Заміна не завантажених електродвигунів – 3523 грн/рік.

МЕЗ. Заміна вентилятора старого типу – 2493 грн/рік.

МЕЗ. Встановлення індивідуальної компенсації приводу вентиляторів І та ІІ зон - 10044 грн/рік.

МЕЗ. Встановлення частотно-керованого пристрою для регулювання швидкості обертання двигуна - 126755 грн/рік.

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

Виконання кваліфікаційної роботи по проектуванню електротехнічної системи електроспоживання промислового підприємства виконувалося на основі вимог надійності, економічності і маневреності з урахуванням перспективи розвитку навантаження підприємства.

При цьому в роботі було виконано розрахунок електричних навантажень споживачів підприємства, побудовано графіки електричних навантажень, на основі техніко-економічних розрахунків вибрана оптимальна схема електропостачання та досліджені режими її роботи. На ЦРП підприємства обрано новітнє високовольтне обладнання, організовано облік електроспоживання тощо. Вибрані цехові ТП та компенсуючі пристрої.

В спеціальному розділі роботи розглянуто питання пов'язані із енергоощадністю у вентиляційних установках, розроблено відповідні заходи та розраховано їх економічну ефективність.

						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, Центральн. 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. 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.
7. Загальні вимоги до систем вентиляції. Лекція 3. ПРОМИСЛОВА ВЕНТИЛЯЦІЯ.- Режим доступу: https://studopedia.su/10_83589_vidi-sistem-ventilyatsii.html
8. І.А. Пономарчук. Вентиляція та кондиціювання повітря: Навчальний посібник/ Пономарчук І.А., Волошин О.Б. – Вінниця: ВНТУ, 2004.- 121с.
9. Ратушняк Г. С. Експлуатація систем тепlopостачання та вентиляції / Г. С. Ратушняк, Г. С. Попова. – Вінниця : ВДТУ, 2001. – 122 с
10. Енергетичний аудит О.В. Бабенко – Режим доступу: [https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/12enerhoaudit\(2016\)/p2.html](https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/12enerhoaudit(2016)/p2.html)

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		