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

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____П. Плєшков

“___“ _____2023 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

«Проектування системи електроспоживання та автоматизованого обліку Південно-західної котельні м.Кропивницький

Design of the system of electricity consumption and automated accounting of the South-Western boiler house in the city of Kropyvnytskyi»

Виконав здобувач IV курсу групи ЕЕ-20-3ск
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
_____Ю.Добровольський
«____»_____2023 р.

Керівник проекту
професор, канд. техн. наук
_____П.Плєшков

«_____»_____2023 р.
Рецензент _____

м. Кропивницький

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет *будівництва, транспорту та енергетики*

Кафедра *електротехнічних систем та енергетичного менеджменту*

Освітній ступінь *бакалавр*

Спеціальність *141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Освітньо-професійна програма *Електротехнічні системи електроспоживання*

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Завідувач кафедри
_____ *Плєшков П.Г.*
«_____»_____2023 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Добровольського Юрія Сергійовича
(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) ***Проектування системи електроспоживання та автоматизованого обліку Південно-західної котельні м.Кропивницький***

2. Керівник роботи (проекту) *Плєшков Петро Григорович, к.т.н., професор*
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту *5.06.2023 р.*

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____
Коротка характеристика технологічного процесу; Розрахунок електричних навантажень; Побудова картограми навантажень; Компенсація реактивної потужності; Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання котельні; Вибір кількості, потужності трансформаторів і підстанцій підприємства; Розрахунок струмів короткого замикання, вибір високовольтного обладнання та високовольтних електричних мереж; Спеціальний розділ - Розробка системи автоматизованого обліку електропостачання

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Спеціальний розділ			

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	*Коротка характеристика технологічного процесу*	*1.05.23*	
2	*Розрахунок електричних навантажень*	*5.05.23*	
3	*Побудова картограми навантажень*	*9.05.23*	
4	*Компенсація реактивної потужності*	*15. 05.23*	
5	*Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання котельні*	*19. 05.23*	
6	*Вибір кількості, потужності трансформаторів і підстанцій підприємства*	*22. 05.23*	
7	*Розрахунок струмів короткого замикання, вибір високовольтного обладнання та високовольтних електричних мереж*	*25. 05.23*	
8	*Спеціальний розділ-Розробка системи автоматизованого обліку електропостачання*	*29. 05.23*	
9	*Оформлення пояснювальної записки ВКР*	*31. 05.23*	
10	*Оформлення презентаційної частини ВКР*	*2.06.23*	

Дата видачі завдання «____» _____2023р.
Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання «____» _____2023 р.
Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 82 с.; 15 рис.; 31 табл.; 11 джерел

Добровольський Ю.С. Проектування системи електроспоживання та автоматизованого обліку Південно-західної котельні м.Кропивницький – Рукопис.

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

Кваліфікаційна робота присвячена розробці системи електропостачання та автоматизованого обліку електроспоживання Південно-західної котельні м.Кропивницький. Проведено проектування, яке задовольняє вимогам економічності та надійності роботи. З цією метою було проведено основні техніко-економічні розрахунки: електричних навантажень, режимів реактивної потужності, струмів коротких замикань. Здійснено вибір схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання станції, трансформаторних підстанцій, конденсаторних установок, струмопроводів, високовольтного обладнання.

У спеціальному розділі кваліфікаційної роботи було розроблено систему автоматизованого обліку електропостачання. Було проведено вибір електричних схем підключення лічильників та трансформаторів струму і напруги, проведено обгрунтування вибору точок технічного обліку електроенергії.

Ключові слова: електричні навантаження, трансформаторна підстанція, реактивна потужність, струми короткого замикання, електричне обладнання, автоматична система контролю та обліку електроенергії, технічний та комерційний облік, лічильники електричної енергії.

ABSTRACT

Qualification work: 82 p.; Fig. 15; 31 tables; 11 sources

Dobrovolskyi Y.S. Design of the system of electricity consumption and automated accounting of the South-Western boiler house in the city of Kropyvnytskyi - Manuscript.

Qualification work on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2023.

The qualification work is devoted to the development of the power supply system and automated accounting of electricity consumption of the South-Western boiler house in the city of Kropyvnytskyi. The design was carried out, which meets the requirements of economy and reliability of work. For this purpose, basic technical and economic calculations were carried out: electrical loads, reactive power modes, short-circuit currents. The selection of external and internal power supply schemes for the station, transformer substations, capacitor units, power lines, high-voltage equipment was made.

A system of automated electricity supply accounting was developed in a special section of the qualification work. The selection of electrical schemes for connecting meters and current and voltage transformers was carried out, the justification for the selection of points of technical electricity metering was carried out.

Key words: electrical loads, transformer substation, reactive power, short-circuit currents, electrical equipment, automatic power control and accounting system, technical and commercial accounting, electric energy meters.

ЗМІСТ

Вступ 6
1. Коротка характеристика технологічного процесу 7
2. Розрахунок електричних навантажень 9
2.1. Розрахунок освітлювального навантаження..... 9
2.2. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі напругою 0,4 кВ . 10
2.3. Розрахунок електричних навантажень в мережі з напругою вище 1000 В... 18
2.4. Побудова графіків електричних навантажень підприємства……..……21
3. Побудова картограми навантажень 27
4. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання котельні 29
4.1. Вибір напруги та схеми зовнішнього електропостачання 29
4.2. Вибір напруг та схем внутрішнього електропостачання 38
5. Компенсація реактивної потужності 39
5.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір пристроїв для її компенсації..... 39
5.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв. 41
6. Вибір кількості, потужності трансформаторів і підстанцій підприємства..... 49
6.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГПП 49
6.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування цехових трансформаторів 50
7. Розрахунок струмів короткого замикання, вибір високовольтного обладнання та високовольтних електричних мереж 53
7.1. Розрахунок струмів короткого замикання 53
7.2. Вибір високовольтного обладнання 59

8. Спеціальний розділ. Розробка системи автоматизованого обліку електропостачання 64
8.1. Вибір комплексних автоматизованих систем обліку та контролю електроспоживання, багатофункціональних електронних лічильників 64
8.2. Комплекс технічних засобів для вимірювання параметрів 67
8.3. Вибір електричних схем підключення лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги 69
8.4. Основні принципи роботи інформаційної системи АСКОЕ……74
8.5. Обгрунтування вибору точок технічного обліку електроенергії……77
ВИСНОВКИ 81
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... 82

ВСТУП

Сучасна система електропостачання промислових підприємств повинна відповідати багатьом вимогам, зокрема, економічності та надійності, забезпеченню безпеки та зручності експлуатації, а також належної якості електроенергії, рівню напруги, стабільності частоти та іншим вимогам. Також важливо передбачити короткі терміни для будівельно-монтажних робіт та гнучкість системи, щоб забезпечити можливість розширення без значних ускладнень та дорожчання первинної версії.

Значення проблем раціонального розподілення електроенергії на промислових підприємствах зростає, оскільки вони є головними споживачами енергії в Україні. Вимоги до якості електроенергії та надійності її постачання постійно зростають, особливо на підприємствах з високим рівнем автоматизації. Сучасний підхід до вирішення технічних завдань базується на системному підході. Взаємодія процесів виробництва, передачі та споживання електроенергії та необхідність прийняття цілого ряду рішень вимагає створення системи, яка здатна адаптувати споживачів електроенергії до непередбачуваних умов розвитку енергосистеми з мінімальними витратами.

Успішна робота промислового підприємства потребує ефективної системи електропостачання, яка складається з мереж напругою до 1 кВ та вище, трансформаторних підстанцій та силових пунктів у цехах. Ця система повинна забезпечувати передачу електроенергії від джерела живлення до місця споживання її у відповідній кількості та якості, враховуючи режими енергосистеми країни та підприємства. Режими навантажень на підприємстві визначаються характером виробництва, тоді як енергосистема впливає на якість енергії та на надійність електропостачання, обмежуючи потужність.

1. КОРОТКА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА

Це підприємство спеціалізується на наданні комунальних послуг для населення та промислових підприємств. Котельна будівля складається з кількох блоків підвищеної заводської готовності, які міцно стикуються між собою та обшиті панелями, а також покриті крівлею. Каркас будівлі виготовлений з профільної сталі. Використані матеріали для зовнішніх та внутрішніх стін - оцинкований забарвлений профільований лист, теплова ізоляція - мінеральна вата, а вікна - склопакети. Будівля має IIIA ступінь вогнестійкості та передбачену систему автоматичної пожежогасіння.

Паливне устаткування складається з шестерного насоса високого тиску з вбудованим регулятором тиску палива, замкової арматури та КІП. У разі потреби може бути встановлене устаткування для підігріву, очищення та перекачування палива. Витрата палива обліковується.

Система водопідготовки є автоматизованою та не вимагає обслуговування під час роботи, завдяки деаераційній установці.

Автоматика передбачає автоматичний режим роботи котельні з постійно присутнім обслуговуючим персоналом, який регулює параметри залежно від температури зовнішнього повітря. Вона включає автоматику безпеки, прилади автоматичного регулювання, контролю, реєстрації параметрів, сигналізації та управління технологічними процесами.

Електроустаткування котельної установки включає головну електричну панель з системою автоматичного регулювання напруги, що складається з декількох панелей, внутрішні кабельні з'єднання, систему освітлення, охоронну та пожежну сигналізації, а також детектори газу у приміщенні.

Котельня обладнана повними комплектами насосного устаткування, включаючи насоси для контуру котлів, циркуляційні насоси для опалення, циркуляційні насоси для мережі гарячого водопостачання, насоси для

поповнення мережі, насоси для подачі сирої води та інші додаткові насоси потужністю від 3 до 75 кВт. Основними споживачами енергії є термічні водогрійні котли, електричні двигуни та допоміжне електроустаткування.

Основні споживачі відносяться до II категорії за надійністю електропостачання.

Постачання електроенергії для Південно-Західної котельні може здійснюватися від декількох джерел живлення.

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Електричні навантаження є початковими даними для розв′язку складного комплексу технічних та економічних завдань, виникаючих при проектуванні електропостачання промислових підприємств. Визначення електричних навантажень є першим етапом проектування будь-якої системи електропостачання і виконується для вибору та перевірки струмоведучих елементів та трансформаторів по нагріву, вибору компенсуючих установок, захисних пристроїв тощо.

2.1. Розрахунок освітлювального навантаження

Розрахунок освітлювального навантаження виконується за методикою, викладеною в [2]. Результати розрахунку освітлювального навантаження по іншим підрозділам і цехам котельні зведені до таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Розрахунок освітлювальних навантажень

№	Найменування	F,m2	p_o,Вт/м^2	Рв,кВт	Кс	tgφ	Рр,кВт	Qр,квар	Sр,кВА
1	Основний корпус								
	Технологічна ділянка	7200	10	72,00	0,95	1	68,40	100	121,04
	Електроремонтна ділянка	200	10	2,00	0,8	1,73	1,60	2,77	3,20
	Адміністративна зона	500	14	7,00	0,95	1,73	6,65	11,50	13,29
	Зал керування	100	12	1,20	0,95	1,73	1,14	1,97	2,28
	Всього по основному корпусу	8000	12	92,0	0,9	1,46	84	122,57	148,56
2	Автогараж	1250	8	10,00	0,6	1,73	6,00	10,38	11,99
3	Їдальня	875	14	12,3	0,9	2	10,4	18	20,81
4	Мазутна	1200	8	9,6	0,9	1,73	8,2	14,12	16,31
5	Майстерня	1350	10	13,5	0,6	1,73	8,1	14,01	16,19
6	Склад	750	6	4,5	0,6	1,46	2,7	3,94	4,78
7	Столярня	900	14	12,6	0,8	0	10,1	0,00	10,08
8	Відкритий склад	3000	0	0,6	0,6	1	0,4	1	0,64
9	Територія котельні	51300	0,2	10,3	0,6	1,46	6,2	8,99	10,89
	Всього						136	193	235,69

2.2. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі напругою 0,4 кВ

Розрахунок силових електричних навантажень в мережі напругою 0,4 кВ проводився відповідно [2].

Результати розрахунку занесені в таблицю 2.2

Таблиця 2.2. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 0,4 кВ

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кількість ел. Споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	$K_в$	cosφ	tgφ	Середнє навантаження за зміну, кВт		$n_{еф}$	$K_м$	Розрахункова потужність, кВт		
			Одного	∑					$P_{ср}$	$Q_{ср}$			$P_р$	$Q_р$	$S_р$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Південно-західна котельня														
	Основний корпус														
	Технологічна ділянка														
	Напірні насоси	7	18,5 - 55	277	3	0,7	0,8	0,88	180,05	158,79	7				
	Живильні насоси	2	25,0 - 40	65	2	0,8	0,9	0,62	48,75	30,21	2				
	Підпиточні насоси	3	30,0 - 30	90	1	0,6	0,7	1,02	54,00	55,09	3				
	Сольові насоси	2	4,0 - 4	8	1	0,6	0,8	0,88	4,80	4,23	2				
	Насоси деарації	2	30,0 - 30	4	1	0,7	0,8	0,75	2,80	2,10	0				
	Рецеркуляційні насоси	3	45,0 - 45	135	1	0,7	0,8	0,75	94,50	70,88	3				
	Димосмоки	8	37,0 - 75	518	2	0,7	0,8	0,75	362,60	271,95	8				
	вентилятори	10	37,0 - 37	370	1	0,7	0,9	0,62	240,50	149,05	10				
	Насоси НКУ	3	55,0 - 75	185	1	0,7	0,8	0,75	129,50	97,13	3				
	Рекупераційні установки	4	10,0 - 15	60	2	0,7	0,7	1,02	42,00	42,85	4				
	Теплові газові модулі	10	0,5 - 4	5	8	0,4	0,6	1,33	2,00	2,67	3				
	Дренажні насоси	3	18,0 - 37	90	2	0,6	0,7	1,02	54,00	55,09	3				
	Електромагнітні фільтри	4	0,3 - 3	10	8	0,7	0,6	1,33	7,00	9,33	4				
	Вимірювальні коплекси	12	2,5 - 14	112	6	0,6	0,6	1,33	67,20	89,60	12				
	Засоби автоматизації	2	5,0 - 20	10	4	0,7	0,8	0,75	6,50	4,88	1				
	Разом	75	0,3 - 75	1939	250	0,7	0,8	0,81	1296,2	1043,84	52	1,25	1620,25	1043,8	1927,38
	Електроремонтна ділянка														
	Токарні станки	25	0,3 - 25	264	83	0,1	0,6	1,52	31,68	48,11	21				
	Преси	3	3,0 - 30	43	10	0,6	0,8	0,75	25,80	19,35	3				
	Зварювальні апарати	3	10,0 - 15	35	2	0,4	0,6	1,33	12,25	16,33	3				

Продовження таблиці 2.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Компресори повітряні	2	5,0 - 20	10	4	0,7	0,8	0,75	6,50	4,88	1				
	Вентилятори	3	5,0 - 10	21	2	0,6	0,8	0,75	12,60	9,45	3				
	Разом	36	0,3 - 30	373	100	0,2	0,7	1,10	88,83	98,1138	25	1,25	111,04	98,11	148,17
	Адміністративна зона														
	Персональні компютери	18	0,3 - 1	8	3	0,5	0,7	1,02	4,00	4,08					
	Кондиціонери	6	1,5 - 3	12	2	0,7	0,8	0,75	8,40	6,30					
	Побутові електроприлади	6	1,0 - 2	9	2	0,6	0,8	0,75	5,40	4,05					
	Холодильники	4	0,5 - 1	2	1	0,4	0,6	1,33	0,80	1,07					
	Вентилятори	2	4,0 - 4	8	1	0,6	0,8	0,88	4,80	4,23					
	Оргтехніка	2	1,0 - 3	6	3	0,6	0,7	1,02	3,60	3,67					
	Всього по цеху	38	0,3 - 4	45	16	0,6	0,8	0,87	27	23	23	2,20	59	23	64
	Зал керування														
	Автоматика Vitotronic	2	2,0 - 5	10	3	0,7	0,8	0,75	6,50	4,88	2				
	Засувки електричні	6	0,5 - 1	3	2	0,7	0,8	0,88	1,95	1,72	6				
	УР отопительных котлов	8	1,2 - 16	80	13	0,4	0,8	0,75	32,00	24,00					
	Панель контролю за тех процесом	4	3,0 - 3	12	1	0,8	0,6	1,33	9,60	12,80					
	Панель релейного захисту	2	1,0 - 1	2	1	0,6	0,4	2,29	1,20	2,75					
	Панель манометричного контролю	2	1,0 - 1	2	1	0,8	0,6	1,33	1,60	2,13					
	Панель автоматичного керування горінням	2	4,4 - 8	24	2	0,8	0,9	0,62	18,00	11,16	2				
	Компютери	14	0,2 - 0,2	2,8	1	0,7	0,5	1,73	1,96	3,39					
	Кондиціонери	3	1,0 - 2	5	2	0,6	0,8	0,75	3,00	2,25	3				
	Разом	43	0,2 - 16	140,8	80	0,5	0,8	0,86	75,81	65,08	18	1,21	91,73	65,08	112,47
	Всього по основному корпусу	192	0,2 - 75	2498	375	0,6	0,8	0,83	1488	1230	67	1,10	1630	1230	2042
	Автогараж														
	Металообробні станки	4	1,0 - 14	25	14	0,1	0,5	1,98	3,50	6,95	4	1,22	4,25	7,64	8,74

Продовження таблиці 2.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Компресори	2	10,0 - 15	20	2	0,7	0,8	0,75	13,00	9,75	2	1,22	15,80	10,73	19,09
	Шиномонтаж	2	3,5 - 20	20	6	0,5	0,7	1,02	10,00	10,20	2	1,22	12,15	11,22	16,54
	Зварювальна ділянка	6	5,0 - 20	60	4	0,4	0,5	1,73	21,00	36,37	6	1,22	25,52	40,01	47,45
	Лінія ремонту двигунів	1	24,0 - 24	24	1	0,3	0,7	1,17	6,00	7,01	1	1,22	7,29	7,72	10,62
	Разом	15	1,0 - 24	149	24	0,4	0,6	1,3	53,50	69,50	12	1,23	65,54	69,50	95,53
	Їдальня														
	Електричні плити	4	5,0 - 30	100	6	0,6	0,8	0,75	60,00	45,00					
	Вентилятори	6	3,0 - 3	18	1	0,7	0,8	0,75	12,60	9,45					
	Морозильні камери	2	4,0 - 4	8	1	0,6	0,7	1,02	4,40	4,49					
	Технологічна лінія	2	2,5 - 3	5	1	0,6	0,8	0,88	3,00	2,65					
	Разом	14	**2,5** - 30	131	12	0,6	0,8	0,88	80,00	70,55	9	1,25	11,25	14,06	158,20
	Мазутна														
	Електричні нагрівачі	2	10,0 - 30	40	3	0,7	0,9	0,48	28,00	13,56					
	Насоси	6	10,0 - 15	90	2	0,6	0,8	0,88	54,00	47,62					
	Термореактори	2	45,0 - 45	80	1	0,3	0,7	1,02	24,00	24,48					
	Разом	10	10,0 - 45	210	5	0,4	0,6	1,27	86,10	108,96	9	1,50	129,15	119,85	176,20
	Майстерня														
	Зварювальні апарати	2	5,0 - 10	20	2	0,3	0,4	2,68	6,00	16,06					
	Металообробні станки	16	10,0 - 80	170	8	0,1	0,5	1,98	20,40	40,48					
	Компресори	2	2,0 - 10	8	5	0,4	0,5	1,73	2,80	4,85					
	Преси	3	5,0 - 20	50	4	0,5	0,7	1,02	25,00	25,51					
	Вентилятор	2	2,0 - 10	12	5	0,7	0,8	0,75	7,80	5,85					
	Разом	25	**2,0** - 80	260	40	0,4	0,6	1,27	106,60	134,90	7	1,50	159,90	148,39	218,15
	Склад														
	Транспортери	2	3,0 - 3	6	1	0,6	0,8	0,78	3,60	2,79					
	Вентилятори	4	3,0 - 3	12	1	0,7	0,8	0,75	7,80	5,85					
	Разом	6	3,0 - 3	18	1	0,6	0,8	0,75	11,34	8,51	6	1,33	15,06	9,36	17,73

Продовження таблиці 2.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Столярня														
	Станки повздовж. розпилу	4	1,0 - 22	60	22	0,3	0,6	1,27	15,00	18,98					
	Преси	3	20,0 - 20	60	1	0,5	0,6	1,33	27,00	36,00					
	Строгальні станки	4	10,0 - 10	40	1	0,6	0,6	1,33	24,00	32,00					
	Шліфувальні станки	4	7,0 - 20	39	3	0,5	0,6	1,33	17,55	23,40					
	Разом	15	1,0 - 22	199	22	0,3	0,6	1,33	67,66	90,21	15	1,25	84,58	90,21	123,66
	Всього по ПЗК	277	0,2 - 80	3248	400	0,6	0,7	0,9	1893	1713	81	1,1	2062	1713	2681

2.3. Розрахунок електричних навантажень в мережі з напругою вище 1000 В

Електричні навантаження окремих вузлів системи електропостачання вище 1000 В (ТП, РП, ГПП, ЦРП) визначається за тією ж методикою, що і електричні навантаження в мережі до 1000 В.

Результати розрахунку навантаження зведені до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 10 кВ

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кількість ел. споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	Кв	cos	tg	Середнє навантаження за зміну		ne	Км	Розрахункова потужність		
			Одного	Сумарна					Рср	Qср			Рр	Qр	Sр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП№1,2														
	Основний корпус														
	силова	75,0	0,3 - 75,0	1939,0	250	0,7	0,8	0,8	1296,2	1043,8	52,0	1,3	1620	1044	1927
	освітлювальна												10	18	
	Всього												1631	1062	
	Втрати в тра-рах Sн.тр = 630	4,0											18	140	
	Всього на шинах ТП №1,2 10 кВ												1649	1202	2040
	ТП№3														
	Майстерня														
	силова	25,0	2,0 - 80,0	260,0	40,0	0,4	0,6	1,3	106,6	134,9	7,0	1,5	160	148	218
	освітлювальна												8	14	
	Всього												168	162	
	Автогараж														
	силова	15,0	1,0 - 24,0	149,0	24,0	0,4	0,6	1,3	53,5	69,5	12,0	1,2	66	69	96
	освітлювальна												6	10	
	Всього												72	80	
	Їдальня														
	силова	14,0	2,5 - 30,0	131,0	12,0	0,6	0,8	0,9	80,0	70,6	9,0	1,3	11	14	158
	освітлювальна												10	18	
	Всього												22	32	
	Мазутна														
	силова	10,0	10,0 - 45,0	210,0	5,0	0,4	0,6	1,3	86,1	109,0	9,0	1,5	129	120	176
	освітлювальна												8	14	
	Всього												137	134	
	Склад														
	силова	6,0	3,0 - 3,0	18,0	1,0	0,6	0,8	0,8	11,3	8,5	6,0	1,3	15	9	18
	освітлювальна												3	4	
	Всього												18	13	

Зм
Арк
№ докум.
Підпис
Дата
Арк.

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Столярня														
	силова	15,0	1,0 - 22,0	199,0	22,0	0,3	0,6	1,3	67,7	90,2	15,0	1,3	85	90	124
	освітлювальна												10	0	
	Всього												95	90	
	Всього на стороні 0,4 кВ														
	БСК														
	З урахуванням БСК												168	162	
	Втрати в тра-рах Sн.тр = 630	1,0											2	22	
	Всього на шинах ТП №3 10 кВ												170	184	251
	Всього по заводу														
	силова	277,0	0,2 - 80,0	3247,8	400	0,6	0,7	0,9	1893,0	1713,1	81,0	1,1	2062	1713	2681
	освітлювальна												136	193	
	Всього												2198	1906	2909
	Втрати в трансформаторах											24	181	182	163
	Всього з врахуванням втрат в ТП												2222	2086	3048
	Асинхронні високовольтні двигуни	6,0	250 - 630	2640,0	2,5	0,7	0,8	0,75	1716,0	1287,0			488	366	609
	Всього по заводу												3938	3373	5185
	Компенсуючі пристрої 10 кВ														
	Всього на шинах 10 кВ												3934	3373	5185
													tgφ=	0,856	

Зм
Арк
№ докум.
Підпис
Дата
Арк.

2.4. Побудова графіків електричних навантажень підприємства

Побудова добових та річних графіків активного та реактивного навантажень необхідна для вибору трансформаторів ГПП, що живлять підприємство, для підрахунку річного споживання активної та реактивної енергії та вирішення питань компенсації реактивної потужності та регулювання напруги.

Побудова графіків виконується на основі характерних графіків електричних навантажень для різних галузей промисловості [4]

Розрахунок графіків електричних навантажень приведений в таблиці 2.4, 2.5, а графіки на рисунках 2.1 - 2.5.

Побудову графіків електричних навантажень виконуємо за допомогою програми Grafik.xls, що розроблена на кафедрі ЕТС в програмному модулі MS Office XP.

Результати розрахунку приведені нижче:

Таблиця 2.4. Добове активне навантаження за періодами

Години	Робочий період		Вихідний період	
	Зима	Літо	Зима	Літо
1	2844,1	568,8	2844,1	568,8
2	2844,1	615,7	2844,1	568,8
3	2844,1	615,7	2844,1	568,8
4	2844,1	615,7	2844,1	568,8
5	2743,7	575,5	2743,7	548,7
6	3178,7	635,7	3178,7	635,7
7	3346,0	669,2	3346,0	669,2
8	3346,0	669,2	3346,0	669,2
9	3011,4	635,7	3011,4	602,3
10	3011,4	635,7	3011,4	602,3
11	3011,4	635,7	3011,4	602,3
12	3011,4	635,7	3011,4	602,3
13	3011,4	635,7	3011,4	602,3
14	3011,4	635,7	3011,4	602,3
15	3011,4	635,7	3011,4	602,3
16	3011,4	635,7	3011,4	602,3
19	3346,0	669,2	3346,0	669,2
18	3346,0	669,2	3346,0	669,2
19	3011,4	635,7	3011,4	602,3
20	3011,4	615,7	3011,4	602,3
21	3011,4	615,7	3011,4	602,3
22	3011,4	615,7	3011,4	602,3
23	2844,1	602,3	2844,1	568,8
24	2844,1	602,3	2844,1	568,8
Wi	72507,8	15077,1	72507,8	14501,6

Таблиця 2.5. Добове активне навантаження за періодами

Години	Робочий період		Вихідний період	
	Зима	Літо	Зима	Літо
1	769,6	153,9	769,6	153,9
2	769,6	153,9	769,6	153,9
3	769,6	153,9	769,6	153,9
4	769,6	153,9	769,6	153,9
5	719,4	143,9	719,4	143,9
6	794,7	158,9	794,7	158,9
7	836,5	167,3	836,5	167,3
8	836,5	167,3	836,5	167,3
9	794,7	158,9	794,7	158,9
10	794,7	158,9	794,7	158,9
11	794,7	158,9	794,7	158,9
12	794,7	158,9	794,7	158,9
13	794,7	158,9	794,7	158,9
14	794,7	158,9	794,7	158,9
15	794,7	158,9	794,7	158,9
16	794,7	158,9	794,7	158,9
19	836,5	167,3	836,5	167,3
18	836,5	167,3	836,5	167,3
19	794,7	158,9	794,7	158,9
20	769,6	153,9	769,6	153,9
21	769,6	153,9	769,6	153,9
22	769,6	153,9	769,6	153,9
23	752,9	150,6	752,9	150,6
24	752,9	150,6	752,9	150,6
Wi	18904,9	3780,98	18904,9	3780,98

Результати розрахунку програми для побудови річного графіку за тривалістю:

Робочі дні:
Зимові
Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:
Wг= 10658650
Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:
Vг= 2779020,3
Літні

Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:
Wг= 1583092,98
Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:
Vг= 397002,9

Кількість днів робочих:
зимою 147
літом 105

Кількість днів вихідних:
зимою 65
літом 48

Вихідні дні:
Зимові
Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:
Wг= 4713008,3
Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:

Vг= 1228818,5

Літні
Річна витрата активної електричної енергії, кВт*год:
Wг= 696075,072
Річна витрата реактивної електричної енергії, кВт*год:
Vг= 181487,04

Час викорористання максимального навантаження, год:
$T_м$ = 5287,6

Час максимальних втрат, год:
$\tau_м$ = 3732,6

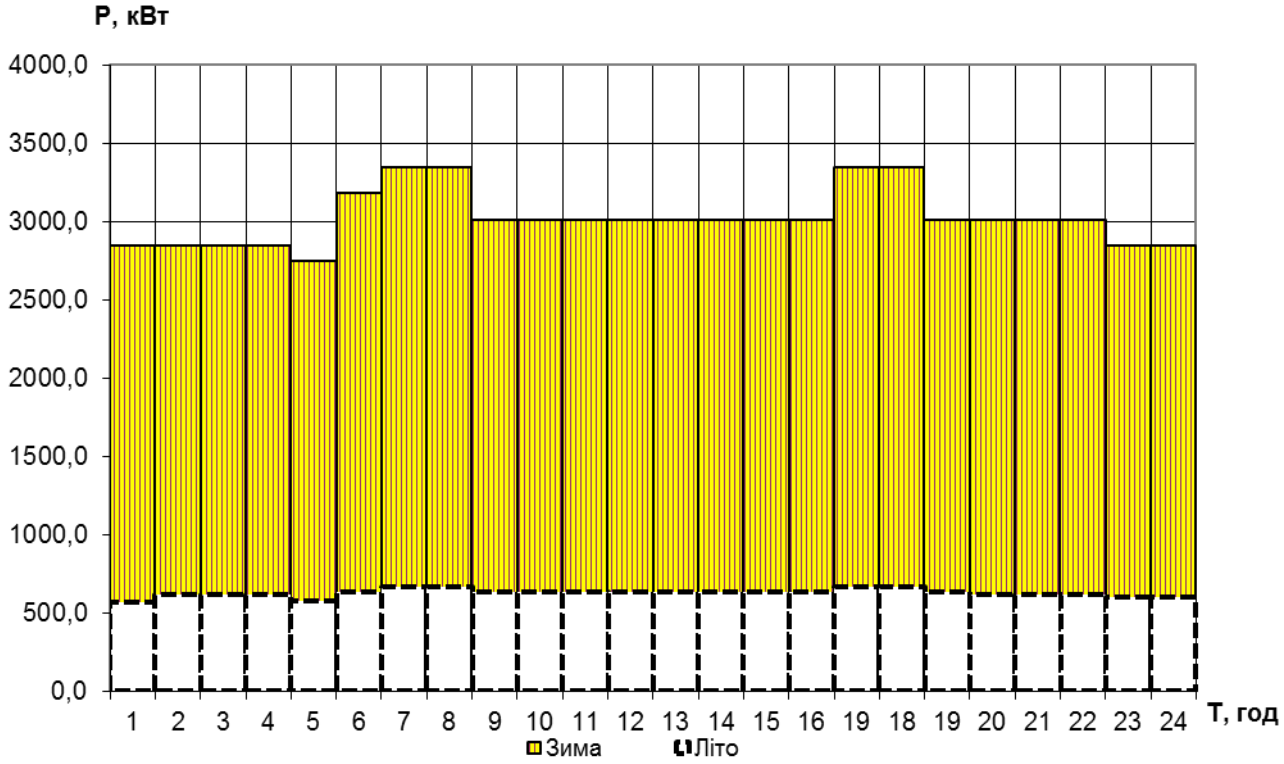

Рис.2.1. Споживання активної потужності в робочий день.

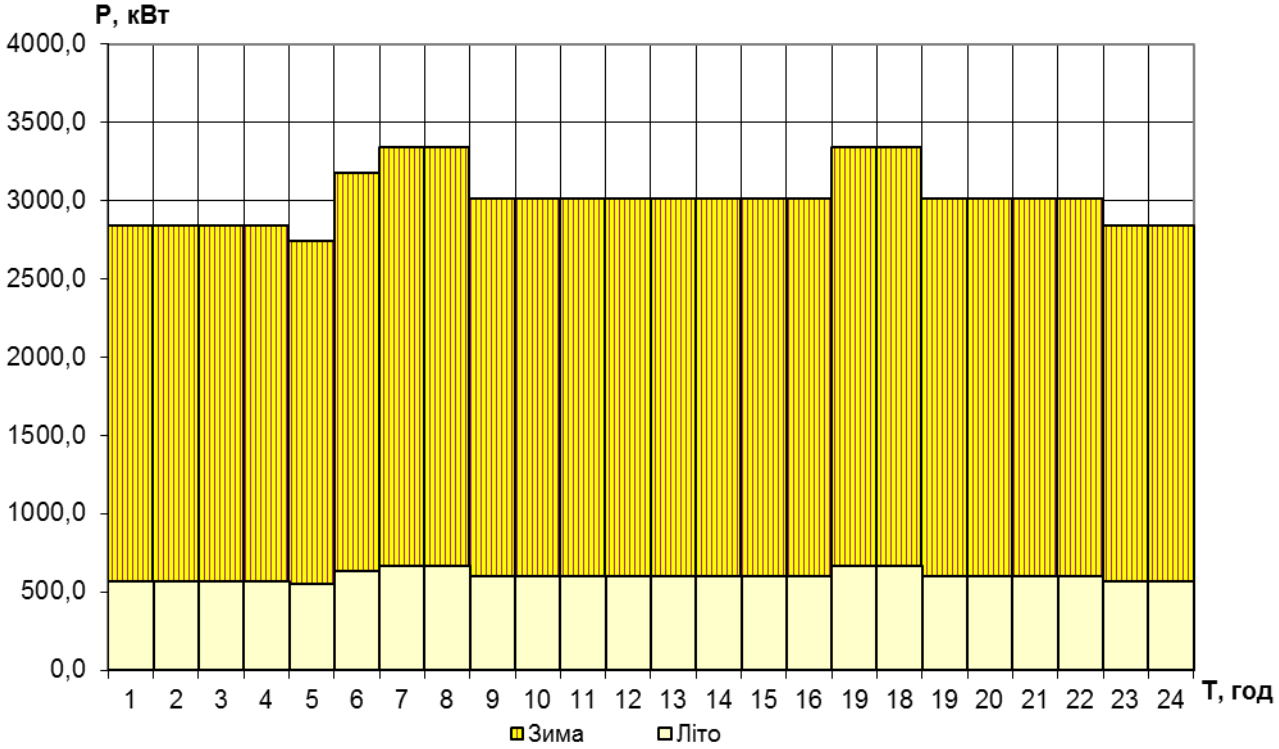

Рис.2.2. Споживання активної потужності в вихідний день.

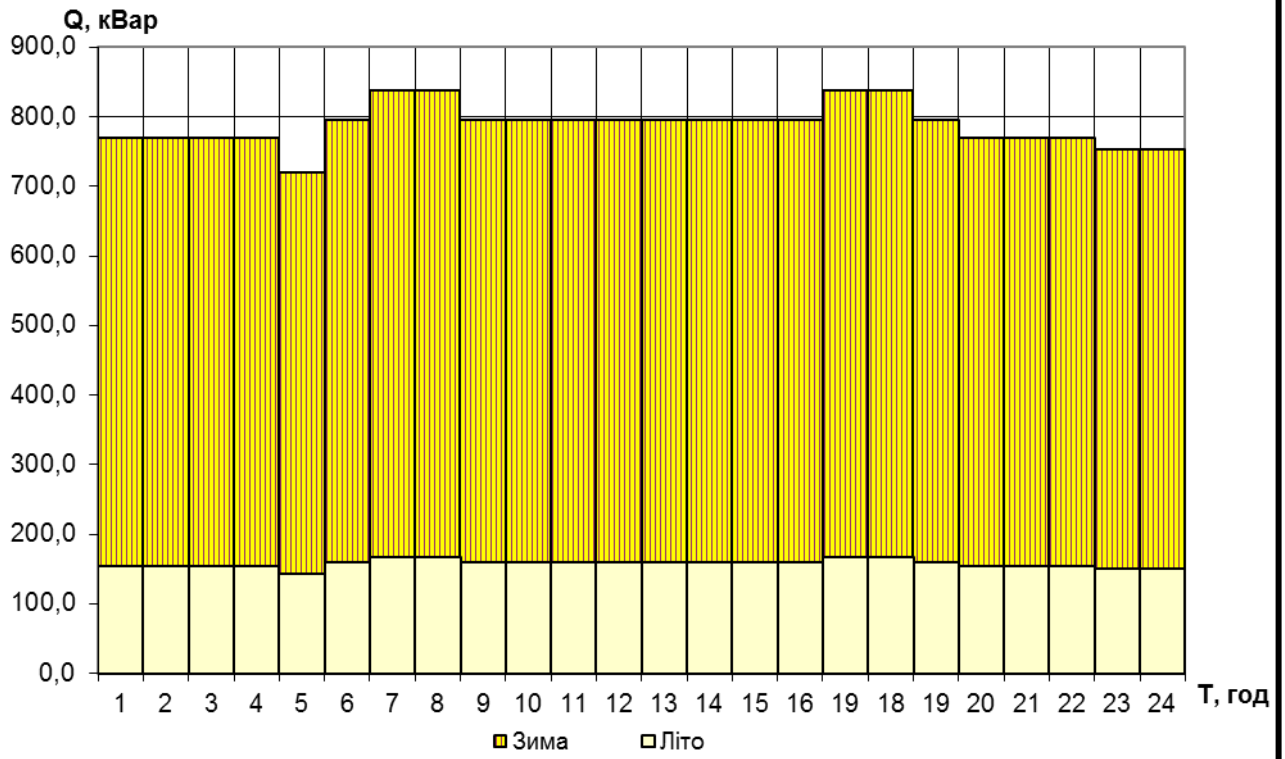

Рис.2.3. Споживання реактивної потужності в робочий день.

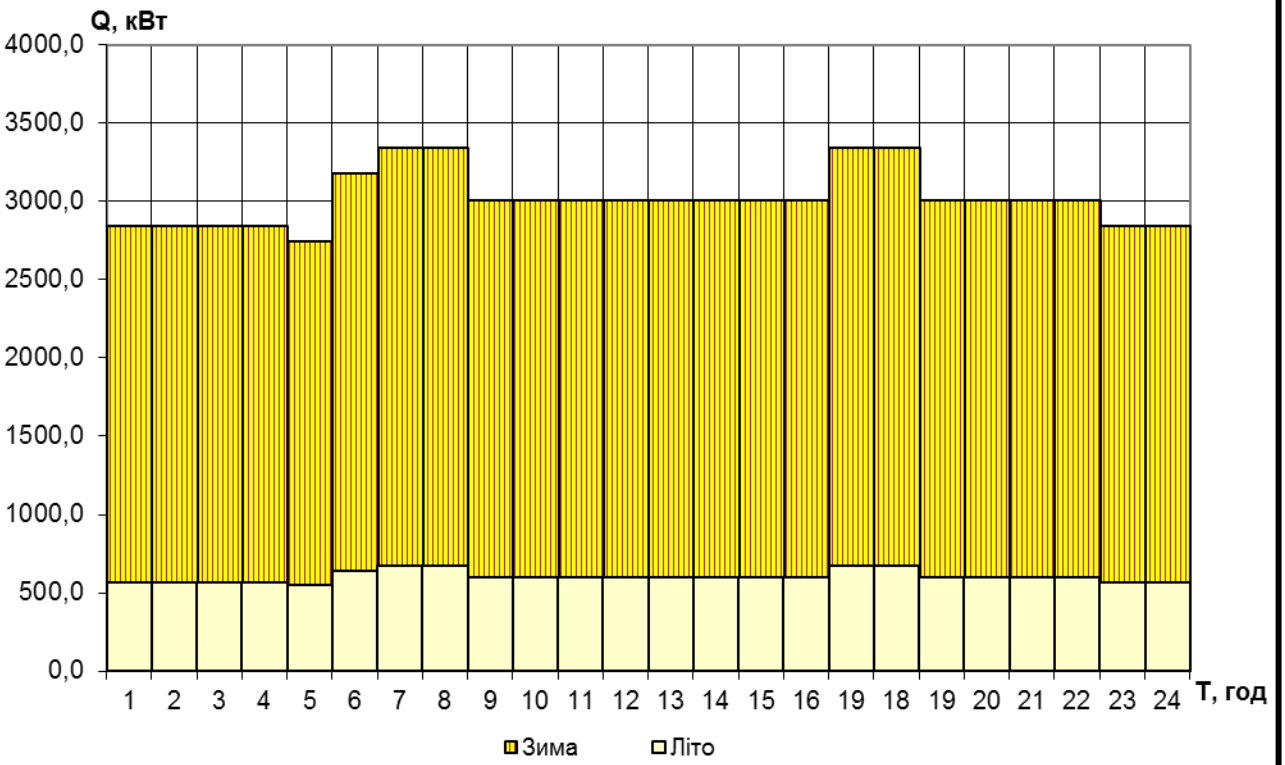

Рис.2.4. Споживання реактивної потужності в вихідний день.

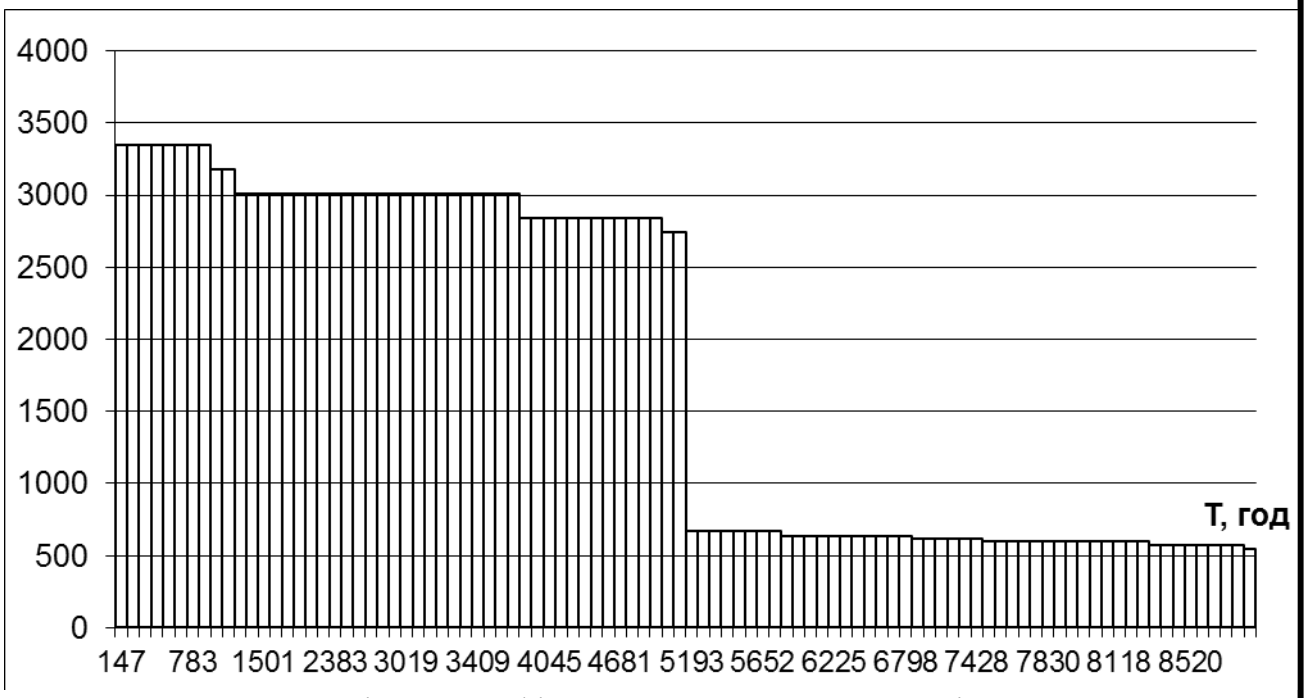

Рис.2.5. Річний графік навантаження за тривалістю

3. ПОБУДОВА КАРТОГРАМИ НАВАНТАЖЕНЬ

Для визначення місць розташування ГПП (ЦРП) та цехових ТП на генеральному плані промислового підприємства наноситься картограма електричних навантажень. Побудова здійснюється відповідно методиці [2].

З точки зору економії кольорових металів та річних витрат найвигіднішим є зміщення підстанції на деяку відстань від геометричного центру навантажень. Тому при спорудженні на підприємстві ГПП його розміщують із зсувом від центра електричних навантажень в напрямку джерела живлення [5].

$$x_0 = \sum_{i=1}^{n} x_i P_i / \sum_{i=1}^{n} P_i = 352350{,}95/2685 = 131{,}2 \text{ м};$$

$$y_0 = \sum_{i=1}^{n} y_i P_i / \sum_{i=1}^{n} P_i = 133647{,}01/2685 = 49{,}7 \text{ м}.$$

Отже центр електричних навантажень підприємства знаходиться у точці з координатами $x_о$ = 131 м, $y_о$ = 49,7 м.

Координати центру попадають на забудовану територію, тому зміщаємо центр електричних навантажень у напрямку живлення (лист 1 ГЧ). Приймаємо для подальшого проектування координати ЦЕН $x_о$ = 142 м, $y_о$ = 57 м.

Таблиця 3.1. Дані для побудови картограми електричних навантажень та розрахунку умовного центру

№ по плану	Найменування	$P^{0,4}$сил, кВт	P^{10}сил, кВт	Рросв, кВт	Рр, кВт	m	R, мм	a	x, м	y, м	P*x, кВт м	P*y, кВт м
1	Основний корпус											
	Технологічна ділянка	1620,25		68,40	1688,65	0,2	51,84	14,58	110,00	25,00	185751,50	42216,25
	Електроремонтна ділянка	111,04		1,60	112,64	0,2	13,39	5,11	110,00	25,00	12390,13	2815,94
	Адміністративна зона	59,40		6,65	66,05	0,2	10,25	36,25	110,00	25,00	7265,50	1651,25
	Зал керування	91,73		0,00	91,73	0,2	12,08	0,00	110,00	25,00	10090,31	2293,25
2	Автогараж	65,54		6,00	71,54	0,2	10,67	30,19	200,00	120,00	14307,50	8584,50
3	Їдальня	11,25		10,41	21,66	0,2	5,87	173,04	185,00	175,00	4007,56	3790,94
4	Мазутна	129,15		8,16	137,31	0,2	14,78	21,39	250,00	130,00	34327,50	17850,30
5	Майстерня	159,90		8,10	168,00	0,2	16,35	17,36	85,00	155,00	14280,00	26040,00
6	Склад	15,06		2,70	17,76	0,2	5,32	54,73	250,00	85,00	4439,88	1509,56
7	Столярня	84,58		10,08	94,66	0,2	12,27	38,34	125,00	155,00	11831,88	14671,53
8	Відкритий склад			0,36	0,36	0,2	0,76	360,00	95,00	100,00	34,20	36,00
	Основний корпус		487,50		487,50	0,2	27,85	0,00	110,00	25,00	53625,00	12187,50
	Всього	2062	487,50	135,92	2685,70						352350,95	133647,01

Зм
Арк
№ докум.
Підпис
Дата
Арк.

4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЗОВНІШНЬОГО ТА ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ КОТЕЛЬНІ

4.1. Вибір напруги та схеми зовнішнього електропостачання

Раціональна побудова системи електропостачання промислового підприємства в багатьох випадках визначається правильним вибором напруги і схеми зовнішнього електропостачання, яке проводимо відповідно [2].

Можлива напруга зовнішнього електропостачання - це 10 кВ. Для порівняння порівнюємо схему живлення без РП та з встановленням РП. Схеми електропостачання приведені на рис. 4.1 та 4.2 відповідно.

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

Вигіднішим вважається той варіант, який має менші приведені затрати. Якщо різниця між приведеними затратами для різних варіантів не перевищує 10%, то варіанти вважаються рівноцінними.

Варіант №1.

Живлення споживачів здійснюється за кабельними лініями 10 кВ безпосередньо від шин 10 кВ ГЗП п/ст «Кіровоградська», схема електропостачання приведена на рис. 4.1.

Вихідні дані до проектування:

$U_Н$ = 10 кВ; відстань від об’єкту l = 2.4 км, Розрахункове навантаження S_p = 5185кВА.

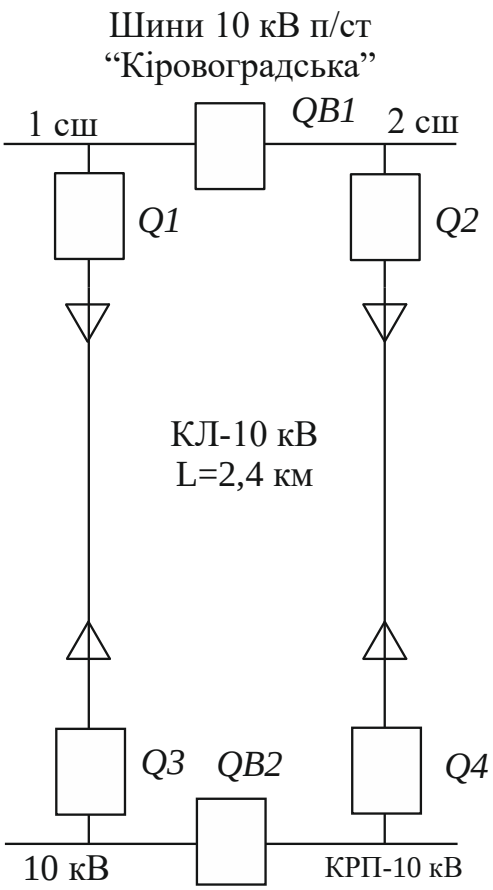

Рис 4.1. Перший варіант електропостачання

Розрахунковий струм в лінії, що живить центральний розподільчий пункт ПЗК:

$$I_р = \frac{S_p}{N\sqrt{3}\,U_н} = \frac{5185}{2\sqrt{3\cdot 10}} = 149{,}9 \text{ А};$$

де N – кількість ліній (див рис.4.1), за допомогою яких виконується живлення об’єкту.

Площа перерізу кабельної лінії:

$$F_{ек} = I_p / j_{ек} = 149{,}9 / 1{,}1 = 136{,}2 \text{ мм}^2$$

де $j_{ек}$ = 1,1 А/мм^2 – економічна щільність струму при Тм= 5287 год

Приймаємо стандартний переріз 150 мм^2 кабелю. Приймаємо кабель марки ААШв – 10 (3х150). Кількість n = 1. Для даного кабеля допустимий тривалий

струм $I_{доп}$ = 275 А, втрати потужності на 1 км $P_{1км}$ = 20 кВт/км, вартістю K_0 = 102 тис.грн/км.

Допустимий довготривалий струм навантаження з урахуванням кількості кабелів, що працюють в одній траншеї:

$$I_{доп}` = I_{доп} * K_п = 275 * 1 = 275 \text{ А};$$

де $К_п$ – поправочний коефіцієнт на кількість працюючих кабелів в одній траншеї (табл. 1.3.26. [9]), для $n_{кл}$= 1 $К_п$ = 1.

Коефіцієнт попереднього завантаження кабеля:

$$K_з = I_р / (n \cdot I`_{доп}) = 149{,}9 /(1 \cdot 275) = 0{,}54.$$

При виході зі строю однієї лінії, інша забезпечить живлення навантаження:

$$I_{авар}` = n * I_{доп}` * K_{а \cdot п} = 1 * 275 * 1{,}35 = 371{,}3 > I_{р.ав} = 300 \text{ А}$$

Нерівенство показує, що в аварійному режимі кабельна лінія площею перерізу 150 мм^2 забезпечує передачу розрахункової потужності. Отже живлення забезпечуватиметься нормально.

Втрати потужності та енергії в лінії:

$$\Delta E_1 = \Delta P_л \cdot \tau = 28{,}51 \cdot 3732 = 106385{,}52 \text{ кВт•год}$$

$$\Delta P_л = \Delta P_{1км} \cdot l_\Sigma \cdot К_з^2 = 20 \cdot 4{,}8 \cdot 0{,}5^2 = 28{,}507 \text{ кВт}$$

Сумарна довжина кабельної лінії

$$l_\Sigma = l \cdot n_л = 2 \cdot 2{,}4 = 4{,}8 \text{ км}$$

$n_л$ - кількість кабельних ліній в одному ланцюгу, шт

$C_{втрат} = \Delta E_1 \cdot C_0 = 106386 \cdot 1{,}66 = 176599{,}9551 = 176{,}60$ тис. грн.

де C_0 – вартість 1 кВт·год електроенергії; згідно з діючими тарифами C_0 = 1,66 грн/кВт·год.

Варіант №2.

Живлення заводу напругою 35 кВ від двох окремо працюючих трансформаторів. Відстань до заводу 2,4 км. Схема зображена на рисунку 4.2.

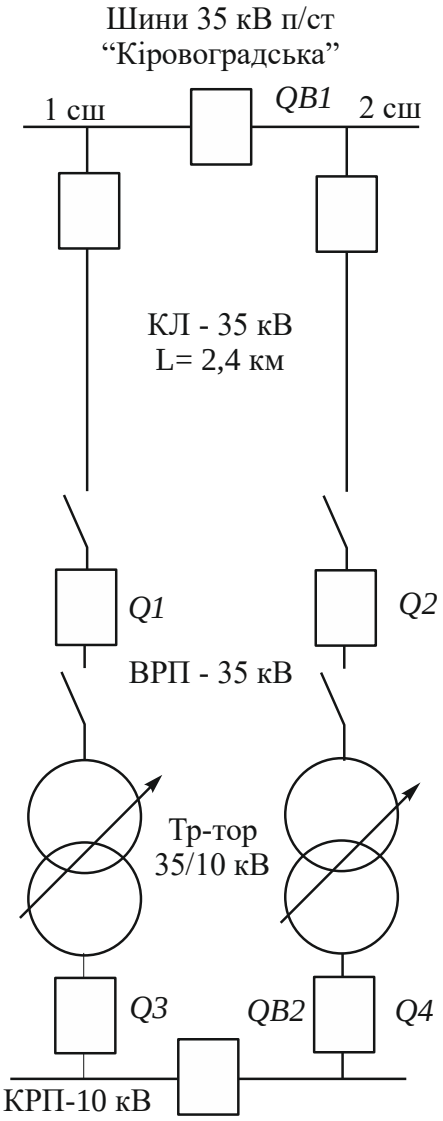

Рис 4.2. Другий варіант електропостачання

Розрахунковий струм в лінії:

$$I_р = \frac{S_p}{N\sqrt{3}\,U_н} = \frac{5185}{2\sqrt{3}\cdot 35} = 42{,}82\ А$$

Площа перерізу проводівкабельної лінії, вибрана по економічній щільності струму:

$$F_{ек} = I_р / j_{ек} = 42{,}82 / 1 = 42{,}82\ мм^2$$

де $j_{ек}$ = 1 А/мм^2 – економічна щільність струму приймається при Тм= 5287 год за таблицею 1.3.36 [9]. Вибираємо кабель марки NA2XS2Y з перерізом жил 50 мм^2 Обираємо кабель типу 1*50RM/16, з $F_{каб}$ = 50 мм^2.

Параметри на один ланцюг: $P_{1км}$= 10 кВт/км; $I_{доп}$ = 225 А; K_0 = 126 тис.грн/км [11].

На ГПП передбачаємо встановити двох трансформаторів потужністю $S_н$ = 4000 кВА кожен, напругою 35 /10 кВ. Обираємо трансформатор типу ТМН-4000/35-73У3 з параметрами $P_к$ = 33,5 кВт; $P_{хх}$=6,7 кВт; $U_{кз}$= 7,5 %.

Завантаження трансформаторів в нормальному режимі:

$$K_з = 5185,0 /(2 \cdot 4000) = 0,64.$$

При відключенні одного трансформатора інший, працюючи з допустимим перевантаженням, зможе забезпечити живлення навантаження:

$$S = 1,4 \cdot S_{н.тр.} = 1,4 \cdot 4000 = 5600 \text{ кВА}.$$

Втрати потужності та енергії в лінії:

$$\Delta E_l = \Delta P_л \cdot \tau = 5,214 \cdot 3732 = 19459,784 \text{ кВт•год}$$

$$\Delta P_л = \Delta P_{1км} \cdot l_\Sigma \cdot K_з^2 = 10 \cdot 14,4 \cdot 0,2^2 = 5,21 \text{ кВт}$$

Сумарна довжина кабельної лінії

$$l_\Sigma = l \cdot n_л = 2,4 \cdot 6 = 14,4 \text{ км}$$

$n_л$ - кількість ліній в одному ланцюгу, шт

Втрати енергії в трансформаторах:

$$\Delta E_{тр} = 2 \cdot (P_х \cdot t_{вкл} + P_к \cdot \tau \cdot K^2_з) = 2(6,7 \cdot 8760 + 34 \cdot 3732 \cdot 0,6^2) = 222416$$

Сумарні втрати енергії:

$$\Delta E = \Delta E_л + \Delta E_{тр} = 19459,8 + 222416,49 = 241876,28 \text{ кВт•год}$$

Вартість втрат енергії:

$$C_{пот} = \Delta E \cdot C_0 = 241876,28 \cdot 1,36 = 328951,7 \text{ грн} = 328,95 \text{ тис. грн}$$

де C_0 – вартість 1 кВт·год електроенергії; згідно з діючими тарифами C_0 = 1,360 грн/кВт·год. Техніко-економічні показники варіантів наведені в таблиці 4.1-4.3.

Таблиця 4.1. Розрахунок спрощених капітальних вкладень по варіантах

№ п/п	Найменування об'єкту	Одиниця	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн	Вартість всього, тис. грн
І варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ, що додатково встановлюються на підстанції	шт	2	60,16	120,32
	Кабельна лінія типу ААШв-10 (3×150)	км	4,80	102	489,60
	Траншея	км	2,42	33,6	81,45
	Всього				691,37
ІІ варіант	Вакуумні вимикачі 35 кВ	шт	2	127	254,00
	Кабельна лінія напругою 35 кВ	км	2,4	126	302,40
	Відкритий розподільчий пристій 35 кВ	шт	1	195	195,00
	Трансформатори типу ТМН-4000/35-73У3	шт	2	650	1300,00
	Всього				2051,40

Таблиця 4.2. Розрахунок поточних витрат

№ п/п	Найменування об'єкту	$К_і$, тис грн	$Р_а$, %	$С_а$, %	$Р_е$, %	$С_е$, %	$С_п$, тис грн
І варіант	Шафи КРУ з вимикачами 10 кВ, що додатково встановлюються на підстанції	120,32	15	18,048	5	6,016	24,064
	Кабельна лінія типу ААШв-10 (3×150)	489,6	5	24,48	5	24,48	48,96
	Траншея	81,45	5	4,07	5	4,07	8,14
	Всього			46,60		34,57	81,17
ІІ варіант	Вакуумні вимикачі 35 кВ	254	5	12,70	5	12,70	25,40
	Кабельна лінія напругою 35 кВ	302,4	5	15,12	5	15,12	30,24
	Відкритий розподільчий пристій 35 кВ	195	15	29,25	5	9,75	39
	Трансформатори типу ТМН-4000/35-73У3	1300	15	195	5	65	260
	Всього			239,37		89,87	354,64

Розрахунок ймовірного збитку від перерви в електропостачанні

Варіант 1. Розрахункова схема одного ланцюга живлення містить вимикач 10 кВ і кабельну лінію довжиною 2,4 км.

- вимикач 10 кВ:

$\lambda_a = 0.004$ *1/рік*;

$T_в = 0.00045$ *рік*

$K_n = 0.002$ *в.о.*

- кабельна лінія сумарною довжиною 2,4 км:

$\lambda_a = 0{,}066$ *1/рік*;

$T_в = 0.0000576$ *рік*

$K_n = 0.0001296$ *в.о.*

Параметр потоку відмов ланцюга:

$$\lambda = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i = 0.004 + 0{,}066 = 0{,}07 \ \ 1/рік$$

де, λ_i – параметр потоку відмов одного елемента системи електропостачання, 1/рік

Середній час відновлення одній лінії (ланцюга):

$$T_в = \frac{\sum \lambda_i T_{вi}}{\lambda} = \frac{(4 \cdot 0.45 + 66 \cdot 0{,}0576) \cdot 10^{-3}}{0{,}07} = 0{,}08 \text{ год/рік}$$

де, $T_в$ – середній час відновлення елементу після відмови, років.

Коефіцієнт планового простою одного ланцюга, має найбільше значення середнього часу планового простою із всіх елементів розрахункового ланцюга:

$$K_n = 1.2 K_{n\max} = 1.2 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 2.4 \cdot 10^{-3}$$

Коефіцієнт аварійного простою одного ланцюга:

$$K_a = \lambda T_в = 0{,}07 \cdot 0{,}08 = 5{,}6 \cdot 10^{-3}$$

Коефіцієнт аварійного постою, коли один ланцюг відімкнений для планового ремонту і в цей час другий відключається через пошкодження:

$$K_{an} = 0.5 \lambda K_n = 0.5 \cdot 0{,}07 \cdot (2.4 \cdot 10^{-3})^2 = 0{,}2 \cdot 10^{-6}$$

Коефіцієнт аварійного простою двох ліній:

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2K_{an} = (5{,}6 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 0{,}2 \cdot 10^{-6} = 31{,}4 \cdot 10^{-6}$$

Середньорічний час аварійного простою:

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 31{,}4 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 0{,}275 \text{ год/рік}$$

Середньорічне активне навантаження підприємства

$$P_{ср} = \frac{P_р \cdot T_м}{8760} = \frac{5192 \cdot 5364{,}1}{8760} \cdot 10^{-3} = 3{,}18 \text{ МВт}$$

Очікуваний збиток від перерви електропостачання:

$$У = У_0 \cdot P_{ср} \cdot T_a = 72{,}5 \cdot 3{,}18 \cdot 0{,}275 = 61{,}1 \ \textit{тис.грн.}$$

де, $У_0$ – питомий збиток від аварійного недовідпуску електроенергії, грн/кВт·год;

$P_{ср}$ – середньорічне активне навантаження підприємства, кВт.

Варіант 2. Розрахункова схема одного ланцюга живлення містить вимикач 35 кВ, двохцепну повітряну лінію 35 кВ довжиною 2,4 км, силові трансформатори 4 МВА:

- вимикач 35 кВ:

$\lambda_a = 0.008$ *1/рік*;

$T_в = 0.00065$ *рік*

$K_п = 0.01$ *в.о.*

- повітряна лінія 35 кВ довжиною 2,4 км:

$\lambda_a = 0.0432$ *1/рік*;

$T_в = 0.0000264$ *рік*

$K_п = 0.00024$ *в.о.*

- трансформатор 35 кВ:

$\lambda_a = 0.02$ *1/рік*;

$T_в = 0.00228$ *рік*

$K_п = 0.0075$ *в.о.*

Параметр потоку відмов ланцюга:

$$\lambda = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i = 0.008 + 0.0432 + 0.02 = 0{,}0712 \ \textit{1/рік}$$

де, λ_i – параметр потоку відмов одного елемента системи електропостачання, 1/рік

Середній час відновлення одній лінії (ланцюга):

$$T_в = \frac{\sum \lambda_i \cdot T_{вi}}{\lambda} = \frac{(8 \cdot 0.65 + 43{,}2 \cdot 0.0264 + 20 \cdot 2.28) \cdot 10^{-3}}{0.0712} = 0.73 \cdot 10^{-3} \text{ год/рік}$$

де, $T_в$ – середній час відновлення елементу після відмови, років

Коефіцієнт планового простою одного ланцюга, має найбільше значення середнього часу планового простою із всіх елементів розрахункового ланцюга:

$$K_n = 1.2 \cdot K_{n\max} = 1.2 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 12 \cdot 10^{-3}$$

Коефіцієнт аварійного простою одного ланцюга:

$$K_a = \lambda \cdot T_в = 0.0712 \cdot 0.73 \cdot 10^{-3} = 0.05 \cdot 10^{-3}$$

Коефіцієнт аварійного постою, коли один ланцюг відімкнений для планового ремонту і в цей час другий відключається через пошкодження:

$$K_{an} = 0.5 \cdot \lambda \cdot K_n^{\ 2} = 0.5 \cdot 0.0712 \cdot (12 \cdot 10^{-3})^2 = 5{,}126 \cdot 10^{-6}$$

Коефіцієнт аварійного простою двох ліній:

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2 \cdot K_{an} = (0.05 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 5{,}126 \cdot 10^{-6} = 10{,}25 \cdot 10^{-6}$$

Середньорічний час аварійного простою:

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 10{,}25 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 89{,}8 \cdot 10^{-3}$$

Середньорічне активне навантаження підприємства

$$P_{ср} = \frac{P_p \cdot T_м}{8760} = \frac{5182 \cdot 5364{,}1}{8760} \cdot 10^{-3} = 3{,}18 \text{ МВт}$$

Очікуваний збиток від перерви електропостачання

$$У = У_0 \cdot P_{ср} \cdot T_a = 166 \cdot 3{,}18 \cdot 89{,}8 \cdot 10^{-3} = 38{,}03 \ \textit{тис.грн.}$$

де, $У_0$ – питомий збиток від аварійного недовідпуску електроенергії, грн/кВт·год;

$P_{ср}$ – середньорічне активне навантаження підприємства, кВт.

Таблиця 4.3. Приведені витрати по варіантам СЕПП

№ п/п	Найменування статті	Варіант I	Варіант II
1	Капіталовкладення у варіанти	691,37	2051,40
2	Поточні витрати	81,17	354,64
3	Вартість втрат електроенергії	176,60	328,95
4	Збиток	61,1	38,03
5	Плата за електричну енергію за рік	22992,7	18837,36
6	Приведені витрати	23394,52	19805,15

Як видно, за приведеними витратами на схему електропостачання, вигіднішим є варіант з встановленням ГПП-35 кВ тому і приймаємо його для подальшого проектування.

4.2. Вибір напруг та схем внутрішнього електропостачання

Для внутрішніх розподільчих мереж використовуємо напругу 10 кВ.

В цехових розподільчих мережах для живлення силових і освітлювальних електроприймачів використовуємо напругу 380/220 В.

Розподілення електроенергії на промисловому підприємстві виконується за радіальною, магістральною чи змішаною схемі в залежності від територіального розміщення навантажень, спожитої потужності, надійності електропостачання.

Заводську розподільчу мережу виконуємо кабелями 10 кВ з застосуванням змішаної схеми електропостачання.

5. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Більша частина промислових приймачів в процесі роботи споживає з мережі крім активної потужності P реактивну потужність Q. Основними споживачами реактивної потужності є: асинхронні двигуни (65-60% загального споживання реактивної потужності), трансформатори (20-25%), повітряні електричні мережі, реактори, перетворювачі та інші установки (біля 10%).

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

Розрахунки проведено згідно методиці [2].

Високовольтне навантаження:

$$P_в = 1716 \text{ кВт}; Q_в = 1287 \text{ квар}.$$

Активне та реактивне навантаження в мережі до 1000 В (цехові ТП):

$$P_н = 2198 \text{ кВт}; Q_н = 1905{,}6 \text{ квар}$$

Сумарне споживання по заводу:

$$P_р = P_в + P_н + \Delta P_{тр} = 1716 + 2198 + 25 = 3938 \text{ кВт}$$

$$Q_р = Q_в + Q_н + \Delta Q_{тр} = 1287 + 1905{,}6 + 185 = 3373{,}6 \text{ квар}$$

Економічно доцільна потужність, що може бути передана від системи:

$$Q_е = P_р \cdot tg\varphi_з = 3938 * 0{,}15 = 590{,}7 \text{ квар}$$

Тоді сумарна потужність компенсуючих пристроїв знаходиться з умови балансу реактивної потужності:

$$Q_{ку} = Q_р - Q_е = 3373{,}6 - 590{,}7 = 2782{,}9 \text{ квар}$$

Визначаємо мінімальну кількість трансформаторів по (5.4):

$$N_о = P_н / (K_з * S_{н\,тр}) = 2198 / (0{,}7 * 630) = 4{,}9841$$

Варіант I: $N = N_0 = 5$

Визначаємо реактивну потужність, що може бути передана з мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ через цехові трансформатори по (4.5):

$$Q_п = \sqrt{(n \cdot S_т \cdot K_з)^2 - P_н^2} = \sqrt{(5 * 630 * 0,7)^2 - 2198^2} = 475,56 \text{ квар}$$

Потужність компенсуючих пристроїв, які необхідно встановити в мережі 0,4 кВ знаходимо з умови балансу реактивної потужності на шинах ТП по (5.6):

Qкн = Qн - Qп = 1905,6 - 475,56 = 1430 квар

Приймаємо до встановлення Qкн =1486 квар, з них: БК потужністю 200 квар приймаємо 4 шт, БК потужністю 268 квар приймаємо 2 шт, БК потужністю 75 квар приймаємо 2 шт.

Уточнюємо значення Qп = Qн – Qкн = 1905,6 - 1486 = 419,61 квар

Потужність КП, встановлюємих на шинах 10 кВ:

Потужність компенсуючих пристроїв, що необхідно встановити в мережі 10 кВ: Qкв = Qр – Qкн – Qе = 3373,6 - 1430 - 590,7 = 1352,9 кВар

Приймаємо до встановлення Qкв = 1350 кВар 3 шт БК потужністю 450 .

Активні втрати потужності при передачі реактивної енергії через трансформатори цехових ТП:

$$\Delta Р_{тп} = Q^2_п * R_{ек} / U^2_н = 419,61^2 * 328 / 10 = 0,58 \text{ кВт}$$

де $R_{ек} = (\Delta Р_{кз} * U^2_н)/(N_{тр} * S_{нтр}^2) = (6,5 * 10^2/(5 * 630) = 327,538 * 10^{-6}$ кОм

Втрати активної потужності у високовольтних батареях конденсаторів:

$$\Delta Р_{кв} = \Delta Р_{пит} * Q_{кв} = 0,0045 * 1350 = 6,08 \text{ кВт}$$

де ΔРпит = 0,0045 кВт/квар – питомі втрати потужності в високовольтних конденсаторах.

Втрати активної потужності у низьковольтних батареях конденсаторів:

$$\Delta Р_{кн} = \Delta Р_{пит} * Q_{кн} = 0,003 * 1486 = 4,458 \text{ кВт}$$

де ΔРпит = 0,003 кВт/квар – питомі втрати потужності у низьковольтних конденсаторах.

Вартість низьковольтних конденсаторних батарей:

$К_{кн} = N_{бк}^{0,4} i \; К_{кку}^{0,4} i = 4 * 5,32 + 2 * 6,14 + 2 * 3,53 = 40,632$ тис. грн.

Вартість високовольтних конденсаторних батарей:

Ккв = Nбк^{10}і Ккку^{10}і = 3 * 10,1 = 30,195 тис. грн.

Вартість комплектних трансформаторних підстанцій:

Кктп= Nтп$_{(1)}$* Ктп$_{(1)}$ + Nтп$_{(2)}$* Ктп$_{(2)}$ = 1 * 67,5 + 2,0 * 127,35 = 322,2 тис. грн.

де Nтп$_{(1)}$, Nтп$_{(2)}$ – кількість відповідно одно- та дво- трансформаторних підстанцій;

Ктп$_{(1)}$, Ктп$_{(2)}$ – вартість відповідно одно- та дво- трансформаторних підстанцій.

Розрахункові витрати на компенсацію реактивної потужності по (5.3):

З$_1$ = Ен * (Ккн + Ккв + Кктп) + (ΔРкн + ΔРкв + ΔРтп) * Со*τ = 0,12 *(40,632 + 30,20 + 322,20+(6,08 + 30,195 + 0,58)* 1,66 * 3820 = 424,14 тис. грн.

Аналогічно визначаємо другий і третій варіанти.

Показники	Варіант I	Варіант II	Варіант III
Потужність КП в мережі 0,4 кВ	1486	432	0
Потужність КП в мережі 10 кВ	1350	2250	2700
Споживання реактивної потужності	590,7	590,7	590,7
Всього за умовою баланса	3426,7	3272,7	3290,7
Затрати на компенсацію	424,14	640,97	444,19

Отже приведені затрати першого варіанту компенсації найменші, його і приймаємо для подальшого розрахунку.

5.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв

Для трьох варіантів розраховуємо реактивну потужність, яку можна передати через трансформатори ТП в цехові мережі, та потужність компенсуючих пристроїв, що встановлюються в цехових мережах.

I варіант:

$$Q_п = \sqrt{(n \cdot S_т \cdot K_з)^2 - P_н^2} = \sqrt{(1 \cdot 630 \cdot 0{,}7)^2 - 554.9^2} = 0 \text{ квар}$$

$$Q_{кп} = Q_н - Q_п = 543\text{-}0 = 543 \text{ квар}$$

Приймаємо до встановлення 2 шт КРМ-0,4-268-67У1 потужністю $Q_{кп}$=536 квар

Аналогічно проводимо інші розрахунки. Результати розрахунків зводимо в таблицю 5.2.

Таблиця 5.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв

№ ТП	Nтр	Pp	Qp	Qп	Qкп	Nбк	Тип батарей конденсаторів	Q'бк	Sp	Кз	S'p
Варіант No=5											
ТП1,2	4	1714,2	1353,0	416,335	936,666	4	КРМ-0,4-200-50	800	2183,798	0,699	1760,901
						2	КРМ-0,4-75-67	150			
ТП3	1	551,95	543,09	0	543,094	2	КРМ-0,4-268-50	536	774,3401	0,876	551,9981
Варіант No=6											
ТП1,2	4	1714,2	1353,0	416,335	936,666	4	КРМ-0,4-200-50	800	2183,798	0,699	1760,901
						2	КРМ-0,4-75-50	150			
ТП3	2	552,0	543,1	687,948	0		КРМ-0,4-300-50	0	774,3401	0,615	774,3401
Варіант No=7											
ТП1,2	5	1903,067	1304	1113,716	190,284	2	КРМ-0,4-100-50	200	2306,963	0,698	2200,109
ТП3	2	3921,332	3788,952	0	3788,95		КРМ-0,4-300-50	0	5452,797	4,328	5452,797

Зм
Арк
№ докум.
Підпис
Дата
Арк.

Зм | Арк | № докум. | Підпис | Дата

Таблиця 5.3. Розрахунок силових електричних навантажень в мережі 10 кВ з урахуванням компенсації

№	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кількість ел. споживачів	Встановлена потужність, кВт		m	Кв	cos	tg	Середнє навантаження за зміну		ne	Км	Розрахункова потужність, кВт		
			Одного	Сумарна					Pср	Qср			Pp	Qp	Sp
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП№1,2														
	Основний корпус														
	силова	192,0	0,2 - 75,0	2497,8	375	0,6	0,8	0,8	1487,8	1230,4	67,0	1,1	1630,2	1230,4	2042,4
	освітлювальна												84	123	
	Всього												1714	1353	
	БСК													-950	
	З урахуванням БСК												1714	403	
	Втрати в тра-рах Sн.тр = 630	4,0											19	145	
	Всього на шинах ТП №1,2 10 кВ												1733	548	1818
	ТП№3														
	Майстерня														
	силова	25,0	2,0 - 80,0	260,0	40,0	0,4	0,6	1,3	106,6	134,9	7,0	1,5	160	148	218
	освітлювальна												8	14	
	Всього												168	162	
	Автогараж														
	силова	15,0	1,0 - 24,0	149,0	24,0	0,4	0,6	1,3	53,5	69,5	12,0	1,2	65,5	69,5	95,5
	освітлювальна												6	10	
	Всього												72	80	
	Їдальня														
	силова	14,0	2,5 - 30,0	131,0	12,0	0,6	0,8	0,9	80,0	70,6	9,0	1,3	11,3	14,1	158,2
	освітлювальна												10	18	
	Всього												22	32	
	Мазутна														
	силова	10,0	10,0 - 45,0	210,0	5,0	0,4	0,6	1,3	86,1	109,0	9,0	1,5	129,2	119,9	176,2
	освітлювальна												8	14	
	Всього												137	134	

Арк.

Продовження таблиці 5.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Склад														
	силова	6,0	3,0 - 3,0	18,0	1,0	0,6	0,8	0,8	11,3	8,5	6,0	1,3	15,1	9,4	17,7
	освітлювальна												3	4	
	Всього												18	13	
	Столярня														
	силова	15,0	1,0 - 22,0	199,0	22,0	0,3	0,6	1,3	67,7	90,2	15,0	1,3	84,6	90,2	123,7
	освітлювальна												10	0	
	Всього												95	90	
	Всього на стороні 0,4 кВ	85,0	1 - 80	967,0	80,0	0,4	0,64	1,19	405,2	482,6	24	1,3	551,95	543,09	774,34
	БСК													-536	
	З урахуванням БСК												552	7	
	Втрати в тра-рах Sн.тр = 630	1,0											7	43	
	Всього на шинах ТП №3 10 кВ												559	50	561
	Всього по заводу														
	силова	277,0	0,2 - 80,0	3247,8	400	0,6	0,7	0,9	1893,0	1713,1	81,0	1,1	2062	1713	2681
	освітлювальна												136	193	
	Компенсуючі пристрої 0,4 кВ													-1486	
	Всього												2198	420	2238
	Втрати в трансформаторах												26	188	189
	Всього з врахуванням втрат в ТП												2225	607	2306
	Високовольтні двигуни живленя	3,0	250 - 250	750,0	1,0	0,7	0,8	0,75	487,5	365,6			488	366	609
	Високовольтні двигуни димосмоки	3,0	630 630	1890,0	1,0	0,7	0,8	0,75	1228,5	921,4			1229	921	1536
	Всього по заводу												3941	1894	4372
	Компенсуючі пристрої 10 кВ													-1350	
	Всього на шинах 10 кВ												3941	544	3978
													tgф=	0,138	

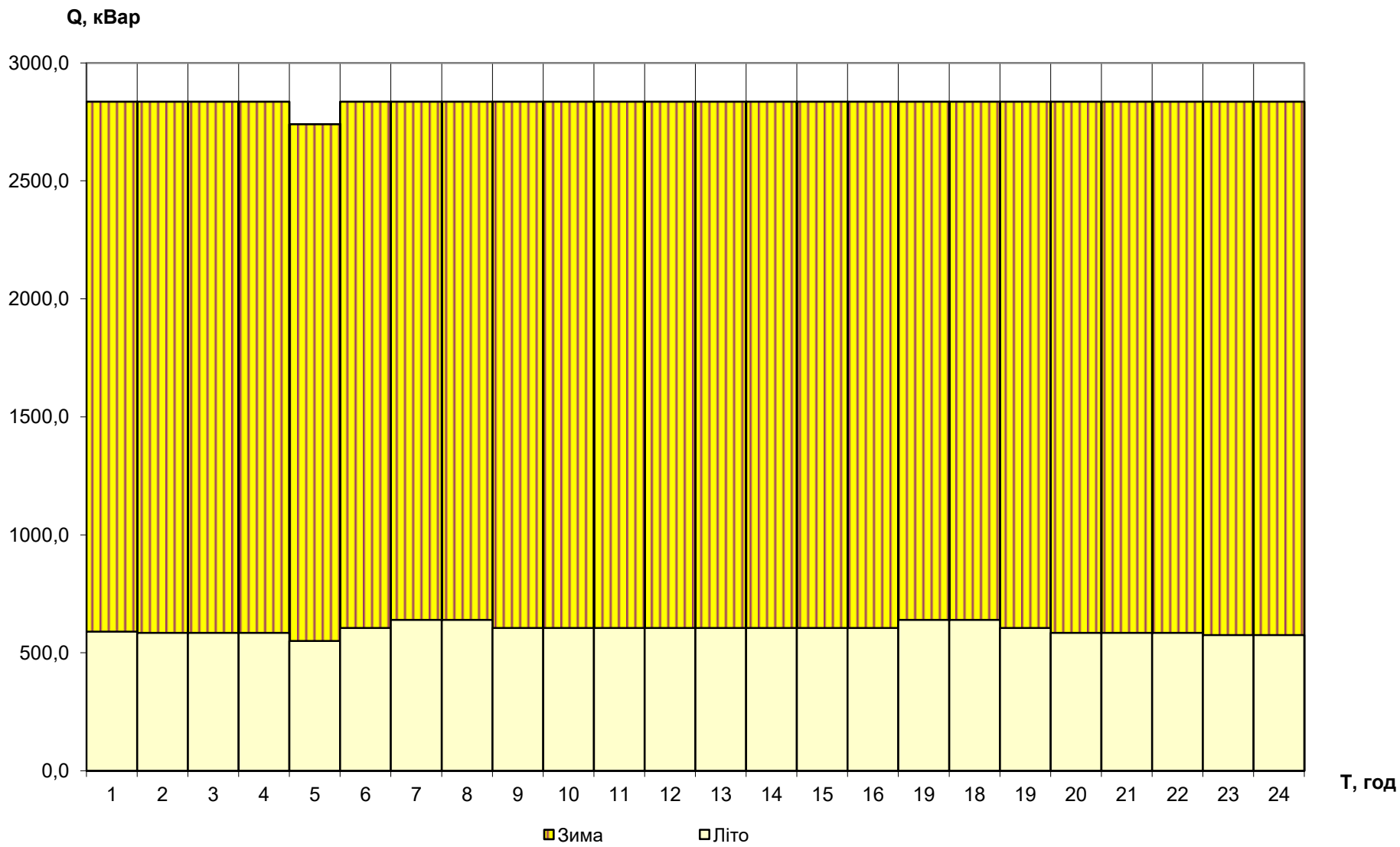

Рис. 5.1 Генерація реактивної потужності КП в робочий день

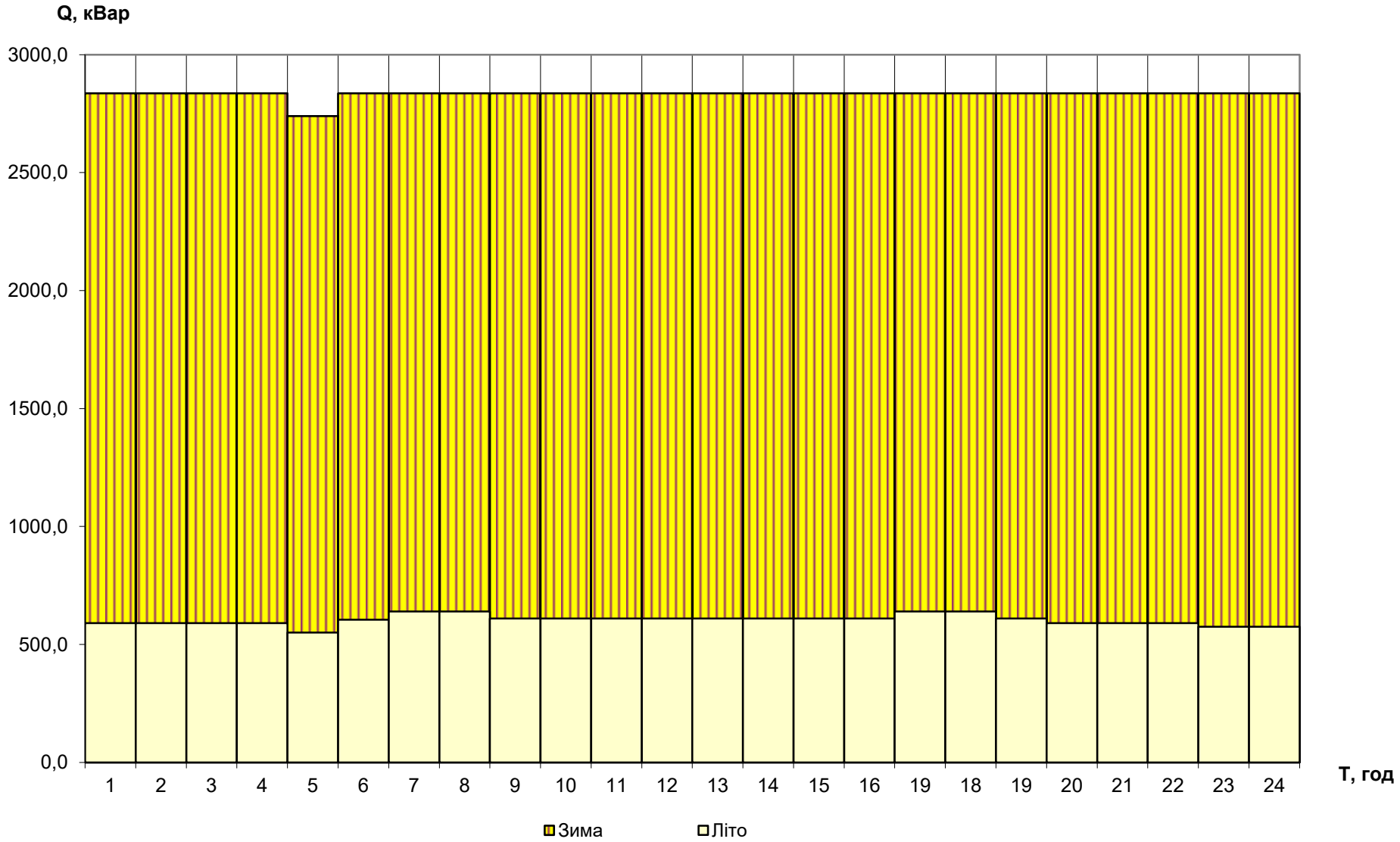

Рис. 5.2 Генерація реактивної потужності КП у вихідний день

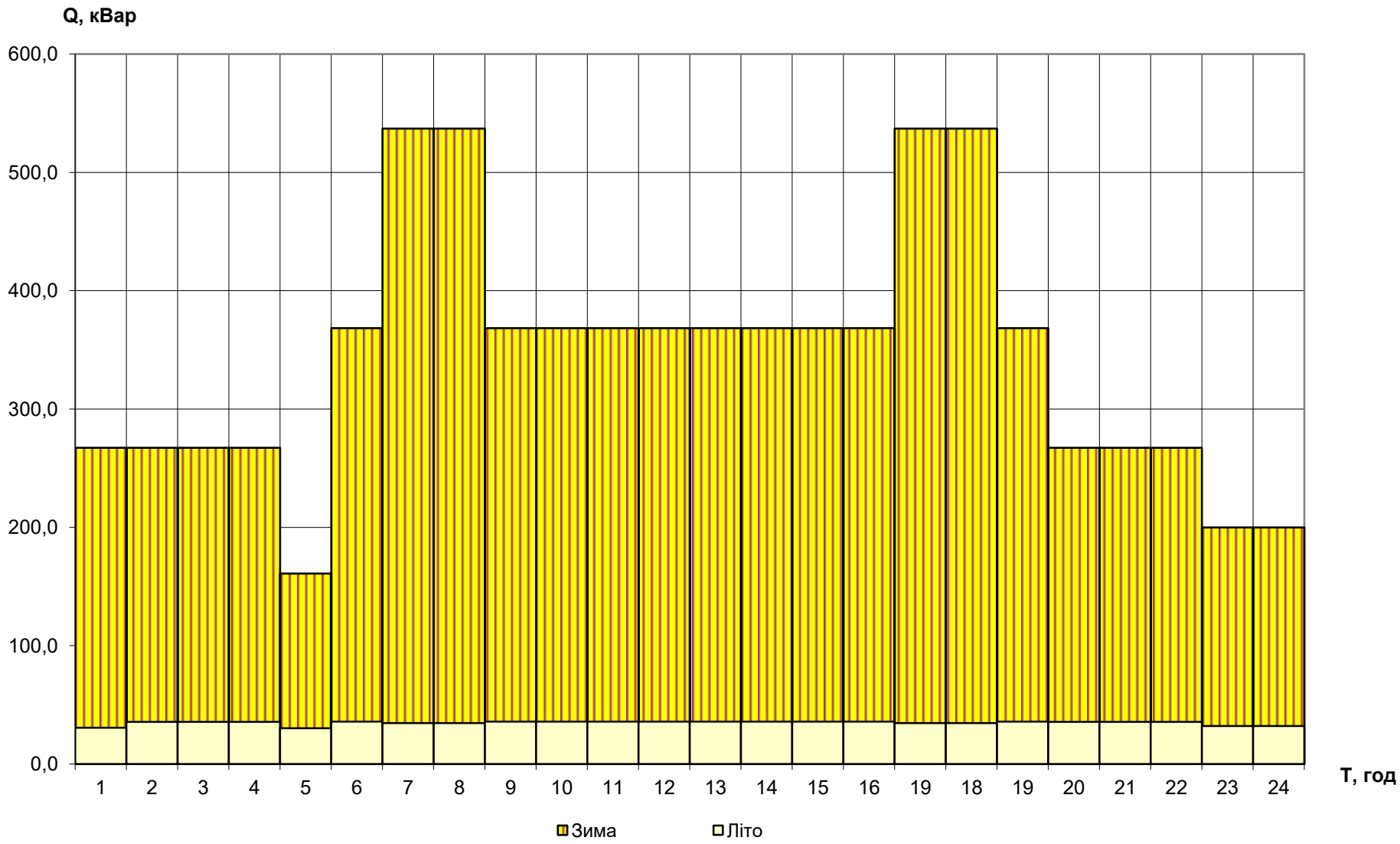

Рис. 5.3 Споживання реактивної потужності в робочий день з урахуванням КП

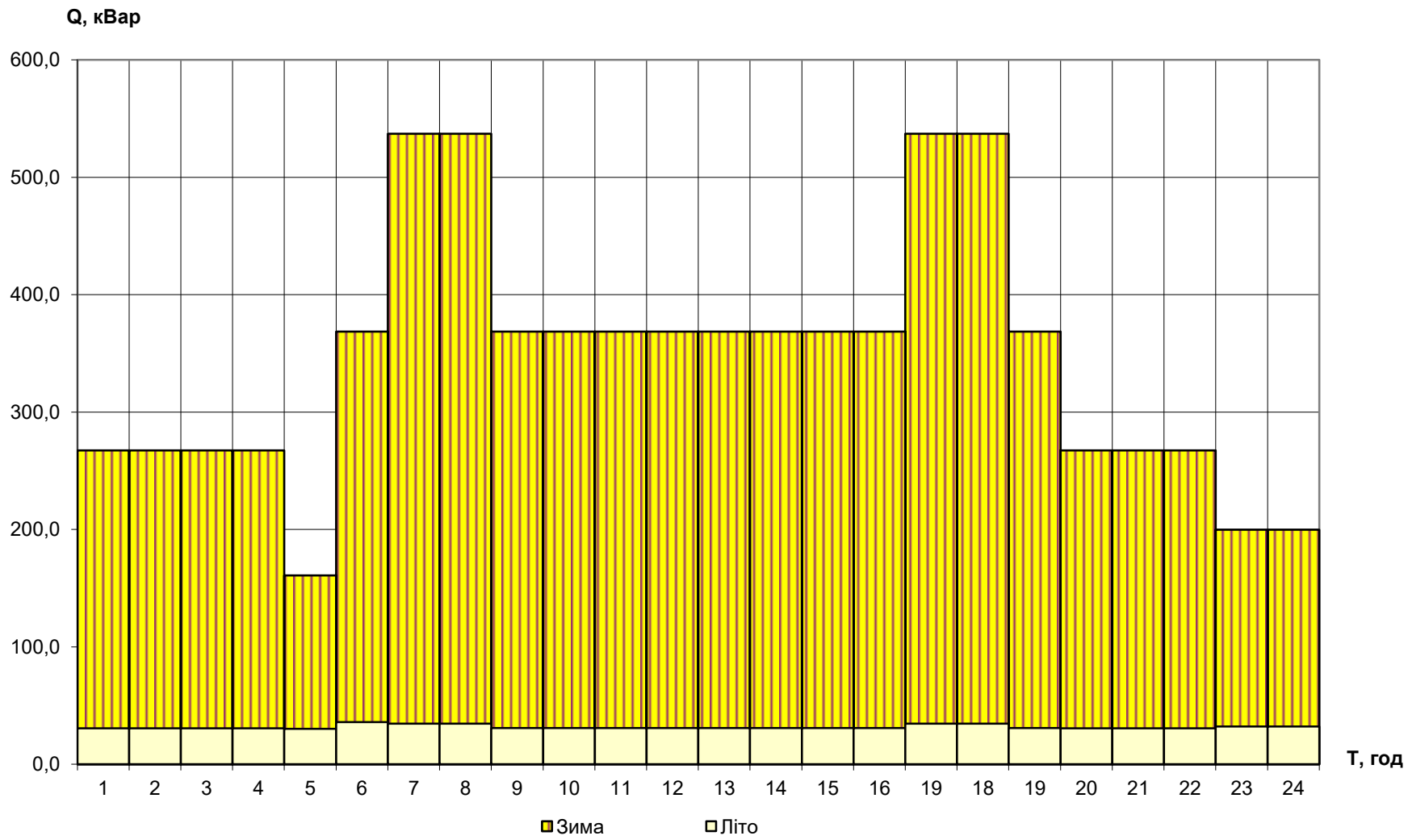

Рис. 5.4 Споживання реактивної потужності у вихідний деньз урахуванням КП

6. ВИБІР КІЛЬКОСТІ, ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ І ПІДСТАНЦІЙ ПІДПРИЄМСТВА

6.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГПП

ГПП заводів звичайно виконуються двох трансформаторними. Це забезпечує надійне електропостачання споживачів всіх категорій. Одно трансформаторні ГПП дозволяється застосовувати в окремих випадках при можливості забезпечення живлення навантажень І категорії по зв'язкам вторинної напруги с іншими джерелами живлення.

Вибір потужності трансформаторів ГПП необхідно виконувати по нормам технологічного проектування підстанцій напругою 35…750 кВ. При цьому при виході з ладу одного трансформатора другий в роботі повинен забезпечувати роботу підприємства під час заміни пошкодженого трансформатора з врахуванням можливого обмеження навантаження без збитків для основної діяльності підприємства і з використанням допустимого перевантаження трансформатора по ДЕСТ.

Отже встановлюємо на ГЗП два трансформатори потужністю:

$$S_{ном.тр} = S_р \cdot К_{I,II} / (2 \cdot 0,7) = 0,92 \cdot 5192 / 1,4 = 3411 \text{ кВА}$$

$К_{I,II} = 0,92$ – коефіцієнт споживачів ІІІ категорії.

На ГЗП необхідно встановити два трансформатори потужністю $S_н$=4000 кВА кожен, напругою 35/10. Обираємо трансформатор типу ТМ-4000/35 У1 з параметрами $\Delta P_к$=33,5 кВт; $\Delta P_{хх}$=6,7 кВт; $U_{к\ вн\text{-}нн}$=7,5%;$I_{хх}$=1,0%.

Завантаження трансформаторів в нормальному режимі:

$$К_з = 5192 // (2 \cdot 4000) = 0,65 < 0,7 = К_{з_доп}$$

Отже обрані трансформатори задовольняють умовам перевантаження і дають можливість підтримувати нормальну роботу трансформаторів в аварійному режимі . Тому в аварійному режимі не потрібно вимикати споживачів.

6.2 Вибір кількості, потужності та місця розташування цехових трансформаторів

Місце розташування ЦРП, РП і цехових ТП визначається величиною і характером електричних навантажень і розміщенням їх на генеральному плані підприємства. При цьому також повинні враховуватись архітектурно-будівельні і експлуатаційні вимоги, конфігурація виробничих приміщень, розташування технологічного обладнання, умови навколишнього середовища, охолодження, пожежної та електричної безпеки.

Розташування цехових ТП повинне передбачатись всередині цехів або прибудованими до них (при недопустимості розміщення ТП всередині цеху). Застосування окремостоячих ТП повинно обґрунтовуватись.

ЦРП, РП та інші комутаційні вузли, на яких нема перетворювачів енергії, вигідніше розміщувати не в центрі, а на границі ділянок, що живляться від них, таким чином, щоб виключити зворотні потоки енергії.

Вибір кількості трансформаторів цехових ТП проводиться за величиною розрахункового навантаження з урахуванням категорії споживачів, за надійністю електропостачання і умовами компенсації реактивних навантажень.

Одинична потужність трансформаторів цехових ТП приймається у відповідності з питомою щільністю навантаження цеху.

Проводимо розрахунок потужності трансформаторів цехових ТП.

Для ТП №1,2:

вибираємо потужність силових трансформаторів:

$S_{тр\ р} = S_р / n = 1818/ 4 = 454$ кВА - приймаємо найближче більше значення з стандартного ряду потужностей і вибираємо трансформатор марки ТМН - 630/10. Приймаємо до встановлення КТП 10/0,4 Хмельницького заводу трансформаторних підстанцій.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

$К_з = S_р / (n\ S_{тр}) = 1818 / (4 \cdot 630) = 0,72$ - потрібне відключення споживачів III категорії в аварійному режимі 54 кВА .

КТП виконується вбудованим в основну будівлю.

Для ТП №3:

вибираємо потужність силових трансформаторів:

$S_{тр\ р} = S_р / n = 561/ 1 = 561$ кВА - приймаємо найближче більше значення з стандартного ряду потужностей і вибираємо трансформатор марки ТМН - 6300/10. Приймаємо до встановлення КТП 10/0,4 Хмельницького заводу трансформаторних підстанцій.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі:

$К_з = S_р / S_{тр} = 561 / \cdot 630 = 0,89$ - потрібне відключення споживачів III категорії в аварійному режимі 120 кВА .

Потужність трансформаторів підстанції однозначно визначається із системи нерівностей:

1) із умови обмеження штовхового навантаження

$S_{НОМ}>0,25S_{nl}$ (6.1)

2) із умови систематичного перевантаження

$S_{НОМ} \geq \frac{S_P}{K_1}$ (6.2)

3) із умови аварійного перевантаження:

$S_{НОМ} \geq \frac{S_P}{K2}$ (6.3)

Згідно ДЕСТ 14209 для Кропивницького еквівалентна річна температура $\Theta_{охол}=10°C$

При двохзмінному режимі роботи К1 = 1,08.

Коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження при тривалості перевантаження 8-24 год К2 = 1,4.

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

Таблиця 6.1 - Вибір кількості потужності трансформаторів та місця розташування цехових трансформаторних підстанцій (ТП).

№ ТП	N, шт	$S_{роз}$, кВ·А	Місце розташування	Марка	$К_з$	S_{mon}> >S_p/K_1	S_{mon}> >Sp/K_2	Тип КТП
1	4	1818	Основний корпус	ТМ-630-10/0,4	0,72	421	324,6	Вбудована
2	1	561	Майстерня	ТМ-630-10/0,4	0,89	519	400	Вбудована

7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНОГО ОБЛАДНАННЯ ТА ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

7.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) проводиться для вибору і перевірки електричних апаратів, вибору уставок релейного захисту та автоматики. Розрахунок проводиться згідно методиці [2].

Для розрахунку струмів КЗ в схема приведена нижче.

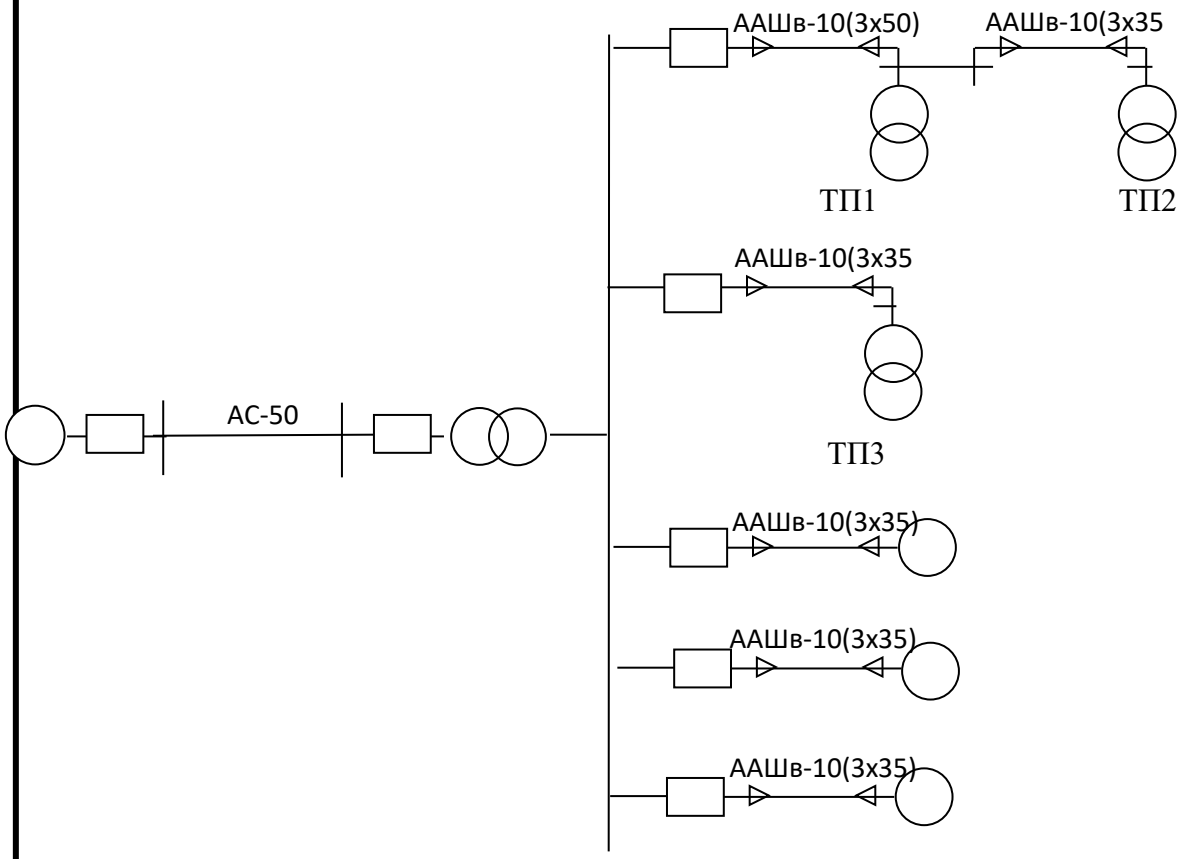

Рис. 7.1. Схема для розрахунку струмів КЗ

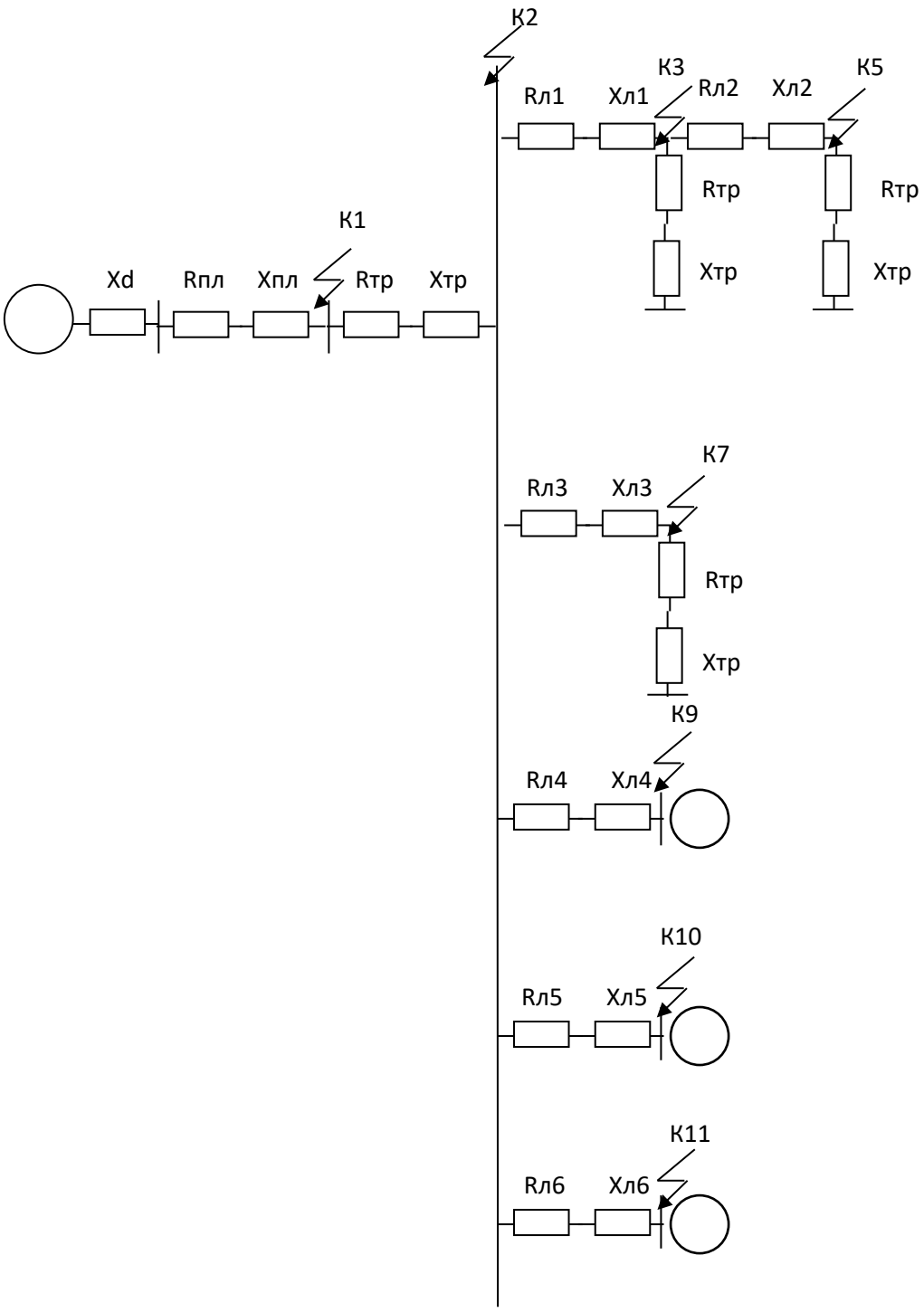

Рис.7.2 Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Визначаємо відносні опори елементів схеми КЗ:

Реактивний опір системи:

$$X_c = S_б/S_{кз} = 50 / 150 = 0,33$$

Реактивний опір лінії напругою 35 кВ:

$$X_{л1} = X_o * L * S_б/U^2_{б1} = 0,59 * 2,4 * 50 / 35,0^2 = 0,058$$

Активний опір лінії напругою 35 кВ:

$$R_{л1} = R_o * L * S_б/U^2_{б1} = 0,40 * 2,4 * 50 / 35,0^2 = 0,04$$

Визначаємо показники трансформатора ГЗП, активним опором трансформатора нехтуємо:

$$X_{тр} = U_{к\%} * S_б/(100 * S_{н.тр}) = 7,5 * 50 / 100 * 4000 = 0,94$$

Для кабельної лінії напругою 10 кВ визначаємо:

Реактивний опір лінії напругою 10 кВ:

$$X_{лі} = X_o * L * S_б/U^2_{б2} = 0,95 * 0,9 * 50 / 11 1^2 = 0,38$$

Активний опір лінії напругою 10 кВ:

$$R_{лі} = R_o * L * S_б/U^2_{б2} = 0,06 * 0,9 * 50 / 11^2 = 0,024$$

Опір трансформатора напругою 10/0,4 кВ

$$Rтп = \Delta Pм * S_б/S^2н.тр = 10,00 * 50000 / 630^2 = 1,3$$

$$Xтр = (Uк/100)^2 - (\Delta Pм/Sн.тр)^2 * Sб/Sн.тр =$$

$$(5,55 / 100)^2 - (10,00 / 630)^2 * 50000 / 630 = 4,2$$

Визначаємо результуючий еквівалентний опір до розрахункової точки КЗ. Спрощуємо схему заміщення за такою послідовністю:

1) результуючий опір до точки К1

$$R_{к1} = R_{л1} = 0,04$$

$$X_{к1} = X_c + X_{л1} = 0,33 + 0,058 = 0,39$$

$$Z_{к1} = \sqrt{R_{л1}^2 + X_{к1}^2} = \sqrt{0,04^2 + 0,391^2} = 0,39$$

2) результуючий опір до точки К2

$$R_{к2} = R_{т1} + R_{к1} = 0 + 0,04 = 0,04$$

$$X_{к2} = X_{к1} + X_{т1} = 0,39 + 0,9 = 1,3$$

$$Z_{к2} = \sqrt{R_{к2}^2 + X_{к2}^2} = \sqrt{0,0^2 + 1,33^2} = 1,33$$

3) результуючий опір до точки К3

$$R_{к3} = R_{л2} + R_{к2} = 0,04 + 0,04 = 0,08$$

$$X_{к3} = X_{к2} + X_{л2} = 1,3 + 0,38 = 1,71$$

$$Z_{к3} = \sqrt{R_{к3}^2 + X_{к3}^2} = \sqrt{0,1^2 + 1,7^2} = 1,7$$

4) результуючий опір до точки К4

$$R_{к4} = R_{Т2} + R_{к3} = 1,3 + 0,1 = 1,3$$

$$X_{к4} = X_{Т2} + X_{к3} = 4,2 + 1,71 = 5,9$$

$$Z_{к4} = \sqrt{R_{к4}^2 + X_{к4}^2} = \sqrt{1,3^2 + 6^2} = 6,1$$

Визначаємо базисні струми в заданих точках КЗ:

В точці К1

$$I_{б1} = S_б / \sqrt{3} * U_{бI} = 50 / (1,73 * 35,0) = 0,98 \text{ кА}$$

В точці К2

$$I_{б2} = S_б / \sqrt{3} * U_{б2} = 50 / (1,73 * 10,50) = 2,8 \text{ кА}$$

В точці К3

$$I_{б3} = S_б / \sqrt{3} * U_{б3} = 50 / (1,73 * 10,50) = 2,8 \text{ кА}$$

В точці К4

$$I_{б4} = S_б / \sqrt{3} * U_{б4} = 50 / (1,73 * 0,40) = 72,3 \text{ кА}$$

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

$$I_{к1} = I_{б1} / Z_{к1} = 0,98 / 0,39 = 3,49 \text{ кА}.$$

Діюче значення усталеного струму КЗ:

$$I'' = I_{к1} = 3,49 \text{ кА};$$

Амплітудне значення струму на шинах напругою 35 кВ

$$i_{у1} = \sqrt{2} * k_у * I_{к1} = 1,44 * 1,5 * 3,49 = 7,49 \text{ кА}$$

Розрахунок для інших точок схеми зводимо до таблиці 7.1

Таблиця 7.1. Результати розрахунку струмів КЗ

Точка схеми	R_Σ	X_Σ	Z_Σ	$I_{кз}$, кА	$i_{уд}$, кА
К2	0,08	2,40	2,41	2,29	3,85
К3	0,08	2,42	2,42	2,27	3,81
К4	2,60	10,86	11,17	12,94	27,16
К5	0,08	2,44	2,44	2,26	3,79
К6	2,60	10,88	11,19	12,92	27,13
К7	0,08	2,41	2,42	2,28	3,83
К8	2,60	10,86	11,16	12,95	27,19
К9	0,08	2,41	2,41	2,28	3,84
К10	0,08	2,42	2,43	2,27	3,81
К11	0,08	2,42	2,42	2,28	3,82

При роботі високовольтних двигунів з’являються струми підживлення мережі, що підвищують струм КЗ, приймаємо що струм підживлення в усіх точках схеми однаковий.

Для розрахунку струмів підживлення використовується програма SD+AD.xls, результати розрахунку приведені нижче в таблицях 7.2-7.3

Таблиця 7.2. Струм підживлення від двигунів Рном = 630 кВт

% п/п	$U_н$,*кВ* =	10	Тип високовольтної машини				
	Асинхронні						
	тип	АКД-630-10/1000					
	$P_н$, кВт	$n_{дв}$	cosφ	η	$I_н$, А	$I''_{ад}$, кА	$i_{ад}$, кА
Дигун	630	3	0,8	0,9	16,86	0,3	0,64
Параметр	Без врахування *I* підживлення від АД				З врахуванням I підживлення від АД		
		I"	$i_{уд}$			I"	$i_{уд}$
Точка КЗ		I"	$i_{уд}$			I"	$i_{уд}$
К9		2,29	5,5			2,6	6,1
К2		3,09	6,6			3,4	7,2

Таблиця 7.3. Струм підживлення від двигунів Рном = 250 кВт

% п/п	$U_н$,*кВ* =10		Тип високовольтної машини				
	Асинхронні						
	тип	АОЗ-315-10/1500					
	$P_{н,}$ кВт	$n_{дв}$	cos□	□	$I_{н,}$ А	$I''_{ад,}$ кА	$i_{ад,}$ кА
Дигун	250	3	0,8	0,9	6,69	0,11	0,25
Параметр	Без врахування *I* підживлення від АД				З врахуванням I підживлення від АД		
		I"	$i_{уд}$			I"	$i_{уд}$
Точка КЗ		I"	$i_{уд}$			I"	$i_{уд}$
К11		2,29	5,5			2,4	5,8
К2		3,09	6,6			3,2	6,9

Для вибору електрообладнання необхідно визначити сумарний струм від високовольтних двигунів в точці К2 та К1

Для точки К1:

Трифазний струм КЗ

$$I'' = I_{к1}+I_{п630}+I_{п250}= 3,09+0,3+0,1=3,49 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$i_{уд}=6,6+0,64+0,25=7,49 \text{ кА}$$

Для точки К2:

$$I'' = I_{к2}+I_{п630}+I_{п250}= 2,29+0,3+0,1=2,69 \text{ кА}$$

Ударний струм:

$$i_{уд}=3,85+0,64+0,25=4,74 \text{ кА}$$

7.2. Вибір високовольтного обладнання

Виконаємо вибір та перевірку за термічною стійкістю високовольтних кабелів 10 кВ, що живлять трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ від шин 10 кВ ГЗП (див рис 7.1). Приведемо розрахунок вибору високовольтного кабелю від ГЗП до ТП №1.

Площа поперечного перерізу кабелю :

$$F_е = I_р / (n\ J_{ек}) = 66{,}2 / (1 \cdot 1{,}1) = 47{,}29\ мм^2.$$

Де $I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_н} = 2290{,}8/1{,}73*10 = 66{,}2$ А

При T_{max} = 5287 год $J_{ек}$ = 1,1

Приймаємо кабель ААШв - 50 мм^2 з допустимим струмом $I_{доп}$ = 140 А

Перевірка кабелю за допустимим струмовим навантаженням:

$$I_{ав} = К_п\ К_{ав}\ I_{доп} = 1 \cdot 1{,}15 \cdot 145 = 161\ А > I_р,$$

де $К_п$ - коефіцієнт прокладки кабелів 1.3.26 [9]; $К_{ав}$ - допустимий коефіцієнт аварійного перевантаження кабелю, приймаємо рівним 1,15.

Мінімальна площа поперечного перерізу кабеля за умовою термічної стійкості:

$$F_{min} = \sqrt{В_к/К} = \sqrt{7{,}6 / 94} = 25\ мм^2,$$

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

$В_к$ - тепловий імпульс:

$$В_к = I''^2 (t_в + t_{рз\ max}) = 2{,}69^2 (0{,}05 + 1) = 7{,}6\ кА^2 \cdot с,$$

де I'' - надперехідний струм; $t_в$ - повний час роботи вимикача при відключенні;

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

За умовами термічної стійкості приймаємо кабель ААШв - 50 мм^2 з допустимим струмом $I_{доп}$ = 140 А.

Вибір кабелів для інших ТП зводимо в таблицю 7.4.

Таблиця 7.4 Вибір високовольтних кабельних мереж

№КЛ	Sp, кВА	n	Ip	Ip.ав	Fек, мм	Марка кабеля	Iдоп,А	Кп	Iав	Вк	Fmin	I", кА
ГПП-ТП1	2290,8	1	66,209	132,42	47,29	ААШв(3х 50	140	1	161,0	7,5979	29,3	2,69
ТП1-ТП2	1145,4	1	33,105	66,21	23,65	ААШв(3х 35	115	1	132,3	7,5979	29,3	2,69
ГПП-ТП3	809,97	1	23,409	46,82	16,72	ААШв(3х 35	115	1	132,3	7,5979	29,3	2,69
ГПП-ЖН1	511,88	1	14,794	29,59	10,57	ААШв(3х 35	115	1	132,3	7,5979	29,3	2,69
ГПП-ЖН2	511,88	1	14,794	29,59	10,57	ААШв(3х 35	115	1	132,3	7,5979	29,3	2,69
ГПП-ЖН3	511,88	1	14,794	29,59	10,57	ААШв(3х 35	115	1	132,3	7,5979	29,3	2,69
ГПП-ДС1	1730,6	1	50,017	100,03	35,73	ААШв(3х 50	140	1	161,0	7,5979	29,3	2,69
ГПП-ДС2	1730,6	1	50,017	100,03	35,73	ААШв(3х 50	140	1	161,0	7,5979	29,3	2,69
ГПП-ДС3	1730,6	1	50,017	100,03	35,73	ААШв(3х 50	140	1	161,0	7,5979	29,3	2,69

Вибір вимикачів

В якості комутаційних апаратів на 35 кВ використовуються вакуумні вимикачі зовнішньої установки типу ВБЗЕ-35 або ВБЗП-35. Сторона 10 кВ комплектується шафами КРП серій КУ-10Ц та КУ-10 з вакуумними вимикачами ВР1, ВР2, ВР3 в залежності від параметрів мережі, яка захищається.

Таблиця 7.5: Вибір вимикачів 35 кВ встановлених на ВРП-35

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ВБЗЕ-35/630У3
1. $U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$ = 35 кВ	$U_{ном}$ =35 кВ
2. $I_{робmax} \le I_{ном}$	$I_{робmax}$ = 85,7 А	$I_{ном}$ = 630 А
3. $I_{nt} \le I_{отк.ном}$	$I_{nt} = I'' = 3{,}49$ кА	$I_{отк.ном}$ = 20 кА
4. $\sqrt{2}\, I_{nτ} + i_{aτ} \le \sqrt{2}\, I_{отк.ном}(1+\beta_n)$	$\sqrt{2}\, I_{nτ} + i_{aτ} = \sqrt{2}$ 3,49+0=4,11 кА	$\sqrt{2}\, I_{отк.ном}(1+\beta_n) = \sqrt{2}\cdot 20\,(1+40/100) = 39{,}48$ кА
5. $I'' \le I_{дип}$	$I'' = 3{,}49$ кА	$I_{дип}$ = 20 кА
6. $i_{уд} \le i_{дип}$	$i_{уд}$ = 7,49 кА	$i_{дип}$ = 52 кА
7. $B_к \le I_т^2 \cdot t_т$	$B_к$ = 69 кА^2·с	$I_т^2 \cdot t_т = 20^3 \cdot 3 = 1200$ кА^2·с

$S_р$= 5092 кВ·А

$$I_{робmax} = \frac{S_р}{\sqrt{3}\cdot U_н} = \frac{5192}{\sqrt{3}\cdot 35} = 85{,}7 \text{ А}$$

$B_к = I''^2\,(t_{отк} + T_а) + 3{,}49^2\,(1{,}12 + 0{,}05) = 69$ кА^2·с,

де $t_{отк} = t_{рз} + t_в = 1{,}05 + 0{,}03 + 0{,}4 = 1{,}12$ с

Таблиця 7.6. Вибір ввідних вимикачів 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ВР1-20/630
1. $U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ =10 кВ
2. $I_{робmax} \le I_{ном}$	$I_{робmax}$ = 300 А	$I_{ном}$ = 630 А
3. $I_{nt} \le I_{отк.ном}$	$I_{nt} = I'' = 2{,}29$ кА	$I_{отк.ном}$ = 20 кА
4. $\sqrt{2}\, I_{nτ} + i_{aτ} \le \sqrt{2}\, I_{отк.ном}(1+\beta_n)$	$\sqrt{2}\, I_{nτ} + i_{aτ} = \sqrt{2}$ 2,29+0=3,45 кА	$\sqrt{2}\, I_{отк.ном}(1+\beta_n) = \sqrt{2} \cdot 20\,(1+40/100)$ = 39,48 кА
5. $I'' \le I_{дип}$	$I'' = 2{,}29{,}84$ кА	$I_{дип}$ = 20 кА
6. $i_{уд} \le i_{дип}$	$i_{уд}$ = 3,85 кА	$i_{дип}$ = 52 кА
7. $B_к \le I_т^2 \cdot t_т$	$B_к$ = 5,9 кА^2·с	$I_т^2 \cdot t_т = 20^3 \cdot 3$ = 1200 кА^2·с

$S_р$= 5192 кВ·А

$$I_{робmax} = \frac{S_р}{\sqrt{3}\cdot U_н} = \frac{5192}{\sqrt{3}\cdot 10} = 300 \text{ А}$$

$B_к = I''^2\,(t_{отк} + T_а) + 2{,}29^2\,(0{,}925 + 0{,}0037) = 5{,}9$ кА^2·с,

де $t_{отк} = t_{рз} + t_в = 0{,}5 + 0{,}025 + 0{,}4 = 0{,}925$ с

Таблиця 7.7. Вибір вимикачів на відходящих лініях 10 кВ до ТП

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ВР1-20/630
1. $U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ =10 кВ
2. $I_{робmax} \le I_{ном}$	$I_{робmax}$ = 46,8 А	$I_{ном}$ = 630 А
3. $I_{nt} \le I_{отк.ном}$	$I_{nt} = I'' = 2{,}27$ кА	$I_{отк.ном}$ = 20 кА
4. $\sqrt{2}\, I_{nτ} + i_{aτ} \le \sqrt{2}\, I_{отк.ном}(1+\beta_n)$	$\sqrt{2}\, I_{nτ} + i_{aτ} = \sqrt{2}$ 2,69+0=3,8 кА	$\sqrt{2}\, I_{отк.ном}(1+\beta_n) = \sqrt{2} \cdot 20\,(1+40/100)$ = 39,48 кА
5. $I'' \le I_{дип}$	$I'' = 2{,}69$ кА	$I_{дип}$ = 20 кА
6. $i_{уд} \le i_{дип}$	$i_{уд}$ = 4,74 кА	$i_{дип}$ = 52 кА
7. $B_к \le I_т^2 \cdot t_т$	$B_к$ = 3,82 кА^2·с	$I_т^2 \cdot t_т = 20^3 \cdot 3$ = 1200 кА^2·с

$S_р$= 810 кВ·А

$$I_{робmax} = \frac{S_р}{\sqrt{3}\cdot U_н} = \frac{810}{\sqrt{3}\cdot 10} = 46{,}8 \text{ А}$$

$B_к = I''^2\,(t_{отк} + T_а) + 2{,}69^2\,(0{,}525 + 0{,}0037) = 3{,}82$ кА^2·с,

де $t_{отк} = t_{рз} + t_в = 0,1 + 0,025 + 0,4 = 0,525$ с

Таблиця 7.8 Вибір вимикачів на відходячих лініях 10 кВ до високовольтних двигунів

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані ВР1-20/630
1. $U_{уст} \le U_{ном}$	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
2. $I_{робmax} \le I_{ном}$	$I_{робmax} = 30$ А	$I_{ном} = 630$ А
3. $I_{nt} \le I_{отк.ном}$	$I_{nt} = I'' = 2,67$ кА	$I_{отк.ном} = 20$ кА
4. $\sqrt{2}\, I_{nτ} + i_{aτ} \le \sqrt{2}\, I_{отк.ном}(1 + β_n)$	$\sqrt{2}\, I_{nτ} + i_{aτ} = \sqrt{2}$ 2,67+0=3,27 кА	$\sqrt{2}\, I_{отк.ном}(1+β_n) = \sqrt{2} \cdot 20\,(1+40/100) = 39,48$ кА
5. $I'' \le I_{дип}$	$I'' = 2,67$ кА	$I_{дип} = 20$ кА
6. $i_{уд} \le i_{дип}$	$i_{уд} = 4,78$ кА	$i_{дип} = 52$ кА
7. $B_к \le I_т^2 \cdot t_т$	$B_к = 2,76$ кА^2·с	$I_т^2 \cdot t_т = 20^3 \cdot 3 = 1200$ кА^2·с

$S_р = 512$ кВ·А

$$I_{робmax} = \frac{S_р}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{512}{\sqrt{3} \cdot 10} = 30 \text{ А}$$

Приймаємо вимикач ВР1-20/630.

Всі вимикачі 10 кВ встановлені в типові шафи КРП внутрішньої установки серії КУ-10 ШВВ – Е – 10 – 20 – 630 У3.

Вибір розрядників.

Вибір вентильних розрядників приведений в таблиці 7.8

Таблиця 7.9.Вибір розрядників.

Найменування захисного обладнання	Група розрядників (по ДЕСТ 16357-94)
Захист силового трансформатора	РВС-35
Захист шин 10кВ КРП	
Встановлюються в КРП-10кВ	РВО-10

Технічні характеристики розрядників

На стороні 35 кВ ГЗП прийнятий розрядник РВС-35

Технічні дані: $U_{ном} = 35$ кВ, $U_{найб} = 40,5$ кВ. При f = 50 Гц 78 кВ < $U_{проб}$ < 98 кВ, t = 10 мкс, $U_{імп} = 125$ кВ.

На стороні 10 кВ ГЗП обираємо розрядник типу РВО-10У1.Технічні дані: $U_{ном}$ = 10 кВ, $U_{найб}$ = 12,7 кВ. При f = 50 Гц 26 кВ < $U_{проб}$ < 30,5 кВ, t = 8 мкс, I = 3000 А.

Вибір роз′єднувачів. На стороні ВН ГПП обираємо роз′єднувачі типу РНДЗ,1-35/1000 У1. Дані по вибору та перевірці наведені в таблиці 7.10

Таблиця 7.10.Вибір роз′єднувачів.

Параметри мережі	Розрахункові формули	Параметри вимикача
35 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$	35 кВ
300 А	$I_{max} \le I_{ном}$	1000 А
7,49 кА	$i_{уд} \le i_{дин}$	63 кА
69 $кА^2 \cdot с$	$B_к \le I_{терм}^2 t_{терм}$	$25^2 \cdot 4 = 2500$ $кА^2 \cdot с$

Вибір трансформаторів власних потреб.

Потужність трансформатора обирається за умовою:$S_{тр} \ge S_{розр}$

Таблиця 7.11. Навантаження власних потреб.

Вид споживача	Встановлена потужність		cos φ	tg φ	Навантаження	
	КВт х кількість	Всього, кВт			$P_{вст}$, кВт	$Q_{вст,}$, кВт
Підігрів вимикачів 35 кВ	2,8х3	8,4	1	0	8,4	-
Підігрів комірок КРП – 10 кВ	1х6	6	1	0	6	-
Освітлення, венти-ляція приміщення КРП	3	3	1	0	3	-
Навантаження, що споживають оперативні ланцюги	2	2	1	0	2	-
Всього:					19,4	0

Розрахункова потужність споживачів власних потреб:

$S_{розр} = К_с \cdot \sqrt{(P_{вст}^2 + Q_{вст}^2)} = 0,8 \sqrt{(19,4^2 + 0^2)} = 15,3$ кВА

Обираємо 2 трансформатори ТМ – 25/10 з такими параметрами:

$S_{ном}$ = 25 кВА, $U_{вн}$ = 10 кВ, $U_{нн}$ = 0,4 кВ, $\Delta P_{хх}$ = 0,18 кВт, $\Delta P_к$ = 0,88 кВт, $U_к$ = 4,5%, $I_{хх}$ = 3%. При відключенні одного трансформатора, другий буде завантажений на (19,4/25) · 100 = 77,4 %.

8. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ. РОЗРОБКА СИСТЕМИ АВТОМАТИЗОВАНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

8.1. Вибір комплексних автоматизованих систем обліку та контролю електроспоживання, багатофункціональних електронних лічильників

Призначений для використання в складі АСКОЕ, лічильник імпульсів-реєстратор "Пульсар" є вторинним перетворювачем, який може обробляти до двох числових імпульсних каналів для вимірювання. В якості первинних перетворювачів використовуються водо-, газо-, електролічильники, що мають імпульсний (телеметричний) вихід. Цей реєстратор забезпечує облік споживання електроенергії разом з лічильниками води, газу та електроенергії, що мають імпульсний (телеметричний) вихід, а також виконує функції дистанційного моніторингу споживання енергоресурсів та інші облікові операції.

Лічильник імпульсів-реєстратор "Пульсар" призначений для використання в складі АСКОЕ. Він є вторинним перетворювачем і може обробляти до десяти числових імпульсних каналів для вимірювання. Цей лічильник-реєстратор використовує електролічильники, що мають імпульсний (телеметричний) вихід, в якості первинних перетворювачів.

Реєстратор "Пульсар" забезпечує збереження архіву параметрів споживання води, газу та електроенергії у вбудованій незалежній пам'яті, а також може передавати ці дані в локальну мережу через інтерфейс RS485.

Лічильник імпульсів-реєстратор є мікропроцесорним пристроєм з автономним живленням, розташованим у пластмасовому корпусі для кріплення на DIN-рейку. Для підключення проводів використовуються зовнішні гвинтові клемники.

Для комерційного обліку електроенергії рекомендується встановлення багатофункціональних лічильників типу "Меркурий-230ART".

Мікропроцесорні лічильники серії "Меркурий-230ART" є багатофункціональними приладами, призначеними для обліку активної та

реактивної енергії в змінних струмових колах. Вони також можуть використовуватися в автоматизованих системах контролю та обліку електричної енергії для передачі вимірюваних та розрахованих параметрів на контрольно-обліковий пункт та розподільну систему електроенергії.

Ці лічильники можуть вимірювати одночасно активну та реактивну енергію, а також максимальну потужність. Вони відповідають класу точності 0,5 і придатні для використання при напругах 100, 220 і 380 В, як в трансформаторних, так і в прямих мережах. Залежно від потреб, ці лічильники можуть працювати в 4-х тарифних зонах і в 3-х або 4-х провідних мережах при номінальних струмах 1, 5, 40 та 100 А.

Шляхом встановлення додаткових плат можна розширити функціональність цих лічильників. За допомогою таких плат можна вимірювати активну та реактивну енергію та максимальну потужність у обох напрямках, керувати споживанням електроенергії, записувати та зберігати графік електроспоживання та інтегрувати лічильники в комплексні системи обліку електроенергії.

Для комплексного обліку та контролю електроспоживання часто використовується інформаційний електровимірювальний пристрій ІТЕК-210.

У даному випадку, для комерційного обліку активної та реактивної енергії в одному напрямку, рекомендується використовувати лічильник "Меркурий-230ART" з класом точності 0,2. Він підходить для використання в 3-х провідних мережах з трансформаторним включенням.

Лічильник "Меркурий-230ART" є багатотарифним і може вимірювати активну та реактивну енергію, а також максимальну потужність з реєстрацією графіків у двох напрямках. Цей лічильник має широкий набір функцій, і в його пам'яті можуть бути збережені значення активної та реактивної енергії у двох напрямках.

Таблиця 8.1 Технічні характеристики лічильника Меркурий-230ART

Клас точності	0,2S и 0,5S
Число тарифів	4 тарифні зони, вихідні та святкові дні, 4 сезона, автоматичний перехід на літній та зимовий час
Діапазон струмів лічильника - прямого включення - трансформаторного включення	$I_{ном} = 80A$ 50 мА – 150А $I_{ном} = 5A$ 5,0 мА – 10А $I_{ном} = 1A$ 1,0 мА – 2А
Максимальний струм напротязі 1 с 0,5 с	100А - трансформаторного включення 800А - прямого включення
Діапазон робочих напруг	100 (100/$\sqrt{3}$), 220, 380 (380/$\sqrt{3}$) В
Діапазон частоти в мережі	47,5 – 52,5 Гц
Робочі межі температур	від - 40°С до +60°С
Потужність, що споживається лічильником	менше 3,6 ВА

Технічний облік здійснюємо індукційними лічильниками ”Ергомір” ЦЕ2727.

Таблиця 8.2. Технічні характеристики лічильників технічного обліку

Лічильник	ЦЕ-2727	
Клас точності	1,0	
Максимальний струм, А	6,25	
Напруга, В	100	
Потужність, що споживається лічильником в ланцюзі напруги, Вт/ВА	1,5/6,0	1,5/5,0
Номінальна частота, Гц	50	
Включення	трансформаторне	

8.2. Комплекс технічних засобів для вимірювання параметрів

Сучасний розвиток промислових автоматизованих систем комплексного обліку енергоресурсів (АСКОЕ) характеризується зростаючим ступенем децентралізації цих систем на різних рівнях і в різних напрямках.

Аналіз статистичних даних про витрату енергоносіїв та оперативні виміри надають достовірну інформацію про споживання енергії на підприємстві та його об'єктах. Базові інформаційні системи (ІС) дозволяють створювати автоматизовані системи контролю та управління різними енергооб'єктами.

«ІВС ЕРГОМІРА» - це апаратно-програмний комплекс, який призначений для створення автоматизованих систем контролю та обліку енергоресурсів (АСКОЕ). Цей комплекс може працювати в реальному часі або за командами оператора в залежності від потреб.

Основний принцип «ІВС ЕРГОМІРА» полягає в об'єднанні автономних вузлів обліку в одну автоматизовану систему обліку та контролю енергоресурсів. Головною перевагою цього підходу є незалежність процесів вимірювання та обчислення витрати енергоресурсів від процесів передачі вимірювальної інформації в базу даних та подання її персоналу. У разі відмови каналів передачі даних або комп'ютерів, вимірювальна інформація зберігається в енергонезалежному архіві для подальшої передачі в систему. Цей підхід дозволяє передавати результати вимірювань у кілька незалежних АСКОЕ, наприклад, системі постачальника та споживача, незалежно та одночасно.

На рис.8.1. зображена багаторівнева система АСКОЕ.

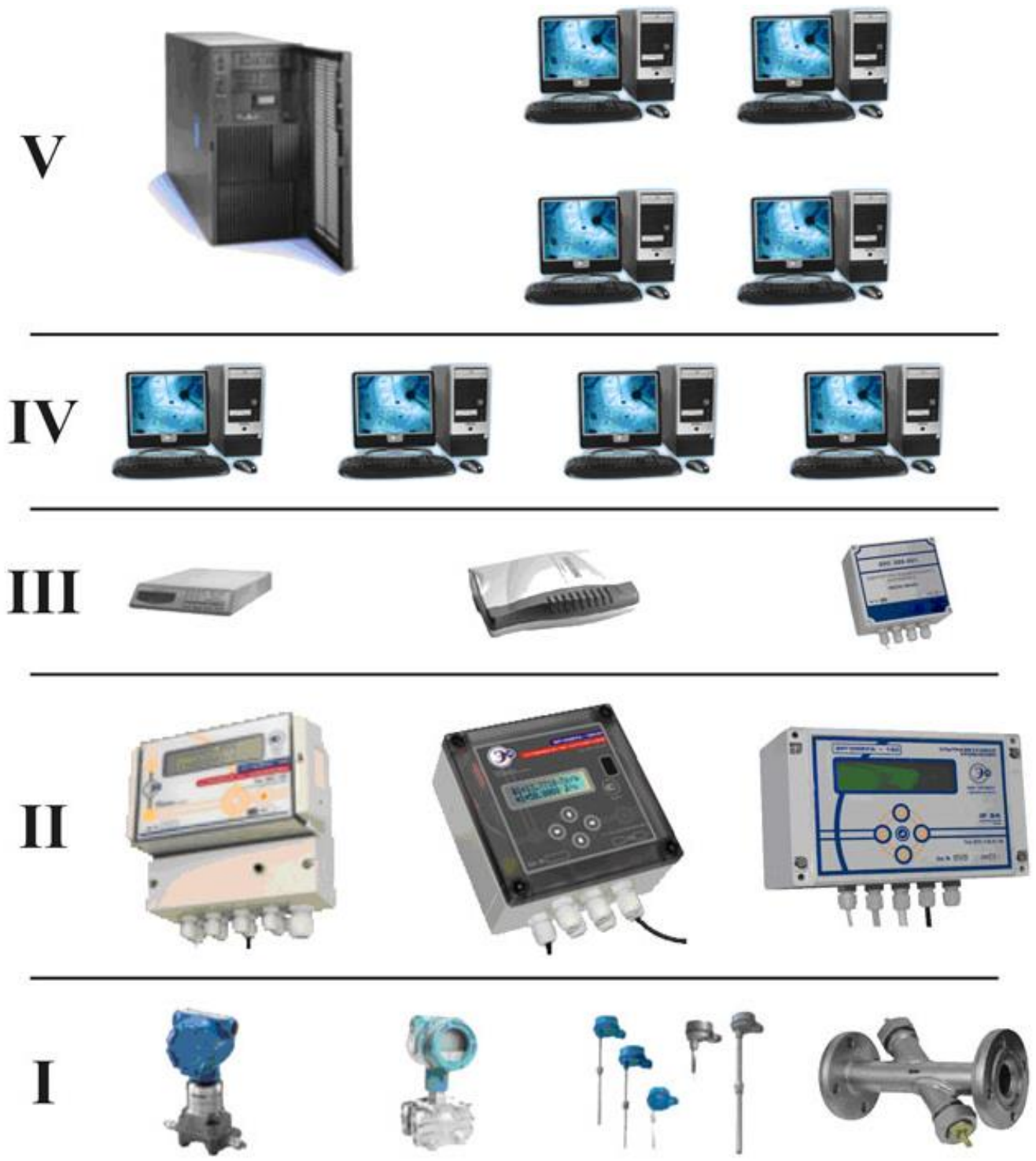

Рис.8.1. Багаторівнева система «ІВС ЕРГОМІРА»

На першому рівні, який є вимірювальним, фізичні величини, такі як тиск, температура і витрата, перетворюються на електричні сигнали.

Другий рівень, який є перетворювальним, забезпечує перетворення електричних сигналів в цифрову форму, розраховує витрату енергоресурсів і

зберігає виміряну інформацію в енергонезалежному архіві.

Третій рівень, комунікаційний, відповідає за передачу поточної та архівної інформації по каналах зв'язку.

На четвертому рівні, системному, здійснюється зберігання та обробка виміряної інформації, а також її представлення у вигляді протоколів, діаграм, графіків і мнемосхем.

П'ятий рівень, загальносистемний, включає інтеграцію даних «ІВС ЕРГОМІРА» в інформаційний простір підприємства.

АСКОЕ може виконувати наступні функції:

1. Відображати значення параметрів енергоспоживання безпосередньо на місцях вироблення і використання енергії.
2. На основі оперативних даних здійснювати регулюючі дії на процес енергоспоживання.
3. Об'єктивно аналізувати і оцінювати прийняті технічні або організаційні рішення, спрямовані на економне використання паливно-енергетичних ресурсів, модернізацію енергооб'єктів і запобігання аварійній ситуації.

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

Вибір трансформаторів струму

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

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

Таблиця 8.3. Вибір трансформатора струму на 35 кВ

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
35 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	*35 кВ*
85,7 А	$I_{max} \leq I_{1\ ном}$	*15 - 600 А*
7,49 кА	$i_у \leq i_{ел\ дин}$	*127 кА*
66,9 кА² · с	$B_к \leq I^2_{терм}\ t_{терм}$	$22^2 \cdot 3 = 1452$ *кА² · с*

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

Таблиця 8.4. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму на вводах *35 кВ*

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник Меркурий 230ART	0,5	3,6	-	3,6
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Всього		4,1	-	3,6

З таблиці 8.4. видно, що найбільше завантажений трансформатор струму фази А. Загальний опір приладів:

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

Опір з′єднувальних проводів складає:

$$r_{пр} = \rho\, l_{розрах} / q = 0{,}0175 \cdot 18{,}93 / 2{,}5 = 0{,}15\ Ом,$$

де $\rho = 0{,}0175\ Ом \cdot мм^2/м$ – питомий опір мідних проводів; $l_{розрах} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 12 = 18{,}93\ м$ – розрахункова довжина при схемі включення трансформаторів струму в неповну зірку; $q = 2{,}5\ мм^2$ – переріз з′єднувальних проводів.

Приймаємо опір контактних з’єднань $r_к = 0{,}05\ Ом$. Тоді вторинний опір трансформатора струму $z_2 = z_{прил} + r_к + r_{пр} = 0{,}164+0{,}05+0{,}15 = 0{,}36\ Ом$.

Умова $z_2 <= z_{2\ ном}$ виконується $0{,}36<0{,}8$.

На стороні 10 кВ на вводах від трансформаторів вибираємо

трансформатори струму *ТПЛ –10 – 1 У3, $К_т$ = 300/5*

Таблиця 8.5. Вибір трансформатора струму на вводах 10 кВ

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$	*10 кВ*
229,9 А	$I_{max} \le I_{1\ ном}$	*300А*
2,69 кА	$i_у \le i_{ел\ дин}$	*31,5 кА*
136 кА² · с	$B_к \le I^2_{терм}\ t_{терм}$	$40^2 \cdot 3 = 4800$ *кА² · с*

На лініях, що відходять до ТП встановлюємо трансформатори струму *ТЛК-10- 1 У3* ($К_т$ = 100/5). Вибираємо для лінії, що має найбільший струм.

Перевіряємо трансформатори струму по вторинному навантаженню, розрахунки зведено до таблиці 8.5.

Таблиця 8.6. Вибір трансформатора струму для відходящих ліній на ТП 10 кВ

Параметри мережі	Розрахункова формула	Параметри трансформатора
10 кВ	$U_{уст} \le U_{ном}$	*10 кВ*
46,8 А	$I_{max} \le I_{1\ ном}$	*100А*
2,69 кА	$i_у \le i_{ел\ дин}$	*31,5 кА*
3,82 кА² · с	$B_к \le I^2_{терм}\ t_{терм}$	$40^2 \cdot 3 = 4800$ *кА² · с*

Таблиця 8.7. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів струму на вводах 10 кВ та відходящих лініях

Прилад	Клас точності	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Лічильник активної енергії ЦЕ2727	1	12,0	-	12,0
Амперметр Е335	1,0	0,5	-	-
Ватметр Д335	1,5	0,5	-	0,5
Ватметр Д335	1,5	0,5	-	0,5
Всього		13,5	-	13,0

З таблиці 8.7. видно, що найбільш завантажений трансформатор струму фази А. Загальний опір приладів:

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

Опір з′єднувальних проводів:

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

Приймаємо опір контактних з’єднань $r_к = 0,1$ Ом.

Вторинний опір трансформатора струму:

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

Всі перелічені прилади підключаємо до двох послідовно встановлених трансформаторів струму, тоді умова $z_2 <= z_{2ном}$ виконується:

$$0,689 < 2 \cdot 0,4=0,8 \text{ Ом}$$

Вибір трансформаторів напруги.

На шинах 10 кВ ГЗП приймаємо до встановлення трансформатори напруги типу НАМИ-10, який в класі точності 0,5 має номінальну потужність 120 В·А. На шинах 35 кВ приймаємо трансформатор типу ЗНОМ-35.

Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги представлений в таблицях 8.8, 8.9.

Таблиця 8.8. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги 35 кВ

Прилад	Тип	Кіл-ть	S, В·А	Загальна потужність	
				Σ P, Вт	ΣQ, вар
Вольтметр (шини 10кВ)	Е335	1	2	2	-
Лічильник активної енергії	Меркурий 230	1	3,6	3,6	2,81
Всього:				5,6	2,81

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P^2 + \Sigma Q^2)} = \sqrt{(5{,}6^2 + 2{,}81^2)} = 6{,}27\ B{\cdot}A$$

Таблиця 8.9. Розрахунок вторинного навантаження трансформаторів напруги 10 кВ

Прилад	Тип	Кіл-ть	S, ВА	Загальна потужність	
				Σ P, Вт	ΣQ, вар
Вольтметр (шини 10кВ)	Е335	1	2	2	-
Лічильник активної енергії	ЦЕ2727	6	6	33,12	38,98
Лічильник реакт. енергії		7	6	38,6	38,98
Всього:				73,72	77,96

Вторинне навантаження трансформатора напруги:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P^2 + \Sigma Q^2)} = \sqrt{(73{,}72^2 + 77{,}96^2)} = 107{,}3\ B{\cdot}A$$

Оскільки номінальна потужність трансформаторів в класі точності 0,5 $S_{2\ ном}$ = 120 ВА > 107,3 ВА, то трансформатор напруги задовольняє умовам вибору.

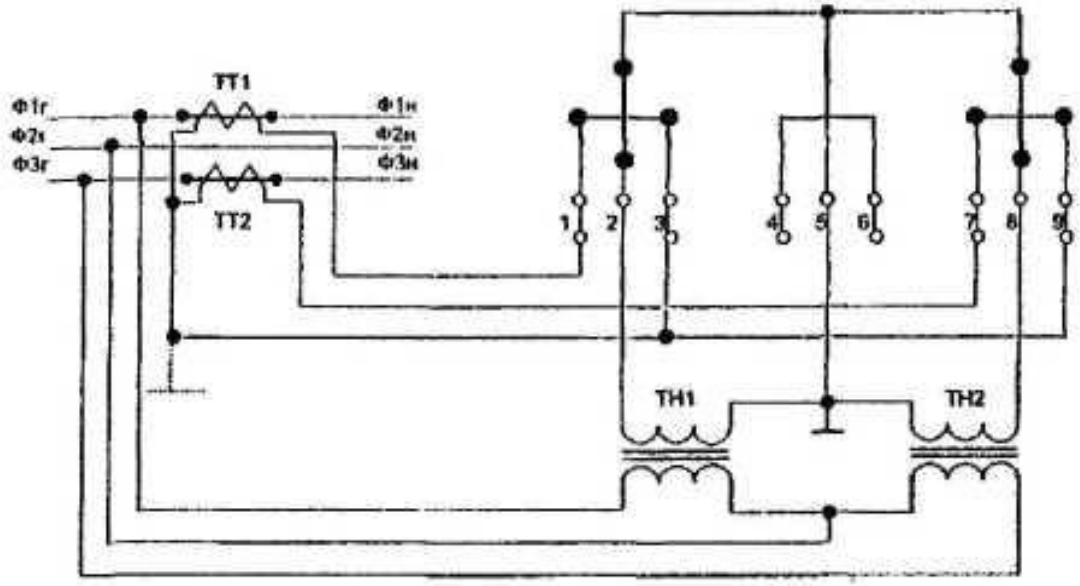

Рис. 8.2. Схема підключення лічильника в трьохфазну трьохпровідну мережу через трансформатор напруги та струму

8.4. Основні принципи роботи інформаційної системи АСКОЕ

Функції інформаційної системи АСКОЕ можна зформулювати наступним чином:

1. Ведення бази даних устаткування системи енергопостачання.
2. Ведення архівів, що стосуються ремонту устаткування.
3. Підготовка і друк нарядів на виконання робіт.
4. Розрахунок електричних величин і параметрів релейного захисту.
5. Моделювання роботи електричної мережі спільно з АСДУ.

У наш час, завдяки уніфікації устаткування автоматизації та інтерфейсів обміну даними, існує реальна можливість об'єднання окремих систем автоматизації служб обленерго та підприємства в комплексну АСКОЕ.

Центральною конфігураційною реляційною базою даних КБД, яка є інтегруючою ланкою системи, забезпечується цілісність, непротирічність даних і

ефективна інформаційна взаємодія підсистем. У цій базі містяться інформація про ієрархію об'єктів системи енергопостачання підприємства в ракурсі кожної підсистеми. Для управління всіма згаданими базами даних використовується одна СУБД, така як Microsoft SQL Server, Sybase або Oracle, залежно від масштабу вирішуваних задач.

Підсистема обліку, яка виконує комерційний і технічний облік та контроль якості електроенергії, має дворівневу структуру. На нижньому рівні системи розташовані електронні лічильники і мікропроцесорні прилади вимірювання якості електроенергії, які підключені в багатоадресні комунікаційні мережі і зв'язані з сервером АСКОЕ за допомогою каналоутворюючої апаратури, такої як модеми, радіомодеми або ретранслятори. Збір даних з підсистеми обліку здійснюється шляхом періодичної доставки і збереження даних в реляційній базі даних обліку БДУ відповідно до опису об'єкту і розкладу. Пункти управління обліком встановлені на комп'ютерах, що підключені до сервера АСКОЕ через обчислювальну мережу підприємства або за допомогою каналоутворюючого устаткування (наприклад, АРМ, встановлений в енергозбутовій організації). АРМ обліку мають авторизований доступ до даних з декількома рівнями авторизації.

Диспетчерська підсистема використовує високопродуктивне програмне забезпечення SCADA загального призначення. Для виконання специфічних завдань використовуються спеціально розроблені надбудови, такі як:

- Комплект моделей для різних типів основного устаткування (трансформатори, лінії, шини тощо), включаючи галузь бази даних реального часу і відповідні анімовані графічні елементи.
- Налаштування для підсистем тривог і архівації.
- Шаблони звітів.
- Приклади екранних форм та інших компонентів.

Основою системи є база даних реального часу. Задача сканування забезпечує двонаправлений обмін даними між базою даних і пристроями вводу-виводу PLC.

Частота оновлення даних для швидкозмінних параметрів становить частки секунди. Системи SCADA підтримують стандартні протоколи, а також спеціалізовані протоколи для різних контролерів від провідних виробників.

Архівні дані, які призначені для тривалого зберігання, передаються в архівну реляційну базу даних диспетчерської системи. Комп'ютери з робочими місцями диспетчера підключаються до сервера АСДУ через локальну обчислювальну мережу.

До диспетчерської системи також включені аварійні реєстратори, але осцилограми аварійних ситуацій зберігаються в архівній базі даних, а не в базі даних реального часу.

Після налаштування бази даних реального часу програмне забезпечення автоматично генерує файл для завантаження бази даних реального часу в форматі системи SCADA. Під час завантаження на основі набору шаблонів створюється реальна база даних реального часу з прив'язками задач сканування до відповідних контролерів. Також автоматично створюються робочі екрани диспетчера з відображенням відповідних графічних елементів.

Різні лічильники, пристрої вимірювання якості, реєстратори та контролери використовують різні логічні та фізичні протоколи, що унеможливлює використання єдиної мережі збору даних на об'єкті обліку. Це вимагає встановлення кількох паралельних зв'язкових каналів з об'єктом. Такий підхід значно ускладнює проект, особливо якщо потрібно використовувати радіоканал зв'язку.

При автоматизації підстанцій можна використовувати мультиплексори каналів даних від таких виробників, як RAD Communications, Patton та інші. Ці мультиплексори дозволяють об'єднати декілька ліній зв'язку з різними фізичними і логічними протоколами в один загальний канал, а потім розділити їх на стороні приймача. Загальний канал може використовувати протоколи RS232, RS485, Ethernet або струмову петлю. Для передачі даних від об'єкту до диспетчерського пункту через цей загальний канал можна використовувати

каналоутворююче обладнання, таке як Ethernet радіоміст, модем виділеної лінії та інше, залежно від проектування системи.

У контексті контролю та обліку поставки/споживання енергоресурсів, незалежно від застосованих технічних засобів, є дві основні цілі:

1. Забезпечення точних розрахунків на основі фактичного обсягу постачання/споживання енергоресурсів.

2. Ефективне зменшення витрат на енергоресурси, включаючи як виробничі, так і невиробничі витрати. Ціль ефективного зменшення витрат на енергоресурси можна досягти за допомогою різних підходів, які не обов'язково включають скорочення обсягу споживання енергоресурсів, а можуть полягати в оптимізації їх використання.

Автоматизована система контролю та обліку енергоресурсів (АСКОЕ) розробляється з метою постійної економії енергоресурсів та матеріалів на підприємстві при мінімальних початкових фінансових витратах. Впровадження АСКОЕ зазвичай дозволяє досягти економії у розмірі 15-30% від щорічного споживання енергоресурсів, а витрати на її розгортання окупаються протягом 2-3 років. АСКОЕ служить інструментом для вирішення проблеми розрахунків з постачальниками енергоресурсів, досягнення постійної економії енергонесучих матеріалів та зниження частки енерговитрат у виробничій собівартості підприємства.

8.5. Обгрунтування вибору точок технічного обліку електроенергії

Розрахунковий облік електроенергії охоплює реєстрацію виробленої електроенергії та її передачу споживачам з метою фінансового розрахунку. Для здійснення розрахункового обліку використовуються спеціальні лічильники, які називаються розрахунковими лічильниками. Ці лічильники встановлюються на межі балансу мережі споживача. У даному випадку, це стосується вводу 10 кВ

розподільного пристрою, який живить електроприймачі корпусу підприємства.

Технічний облік електроенергії використовується для контролю споживання електроенергії на підприємстві і визначення розподілу електричної енергії, складання балансів та інших цілей. Для здійснення технічного обліку встановлюються спеціальні лічильники, відомі як лічильники технічного обліку.

Лічильники реактивної енергії повинні бути встановлені на тих же компонентах схеми, де встановлені лічильники активної енергії для споживачів, які розраховуються за електроенергію з урахуванням дозволеної реактивної потужності. У випадку підприємств, що розраховуються за максимально дозволеною реактивною потужністю, необхідно встановити лічильники з вимірюванням пікового навантаження. Якщо є дві або більше точок обліку, рекомендується використовувати комплексну систему обліку електроенергії.

При проектуванні підприємств слід передбачати технічну можливість встановлення лічильників технічного обліку для контролю витрат електроенергії в різних цехах, технологічних лініях та окремих енергоємних установках. Це дозволить визначати витрати електроенергії на одиницю продукції та забезпечити контроль за дотриманням лімітів витрати електроенергії. Застосування лічильників технічного обліку на вводах підприємства також допускається, якщо розрахунки з цим підприємством здійснюються за допомогою лічильників, встановлених на підстанціях та електростанціях енергосистеми.

Комерційний облік здійснюється на вводних ячейках КРП-10, які знаходяться на межі балансової вартості підприємства та енергосистеми. Втрати в кабельній лінії, що живить завод, визначаються двома способами: розрахунковим шляхом або шляхом порівняння показань лічильників, встановлених на КРП 10 кВ підстанції енергосистеми та електронних лічильників для комерційного обліку. Розрахунок точок комерційного обліку не є необхідним, оскільки підприємство має лише один кабельний ввід від підстанції енергосистеми.

Вибір оптимальної кількості лічильників для технічного обліку на

підприємстві. Число лічильників, які встановлюються на підприємстві визначається за формулою:

$$N = \frac{P_{ср}}{kP_{ном}} \qquad (8.10)$$

де $P_{ср}$ – середня потужність по підприємству (приймемо $P_{ср} = P_р$), k = 0,5 – коефіцієнт найбільш вірогідного завантаження споживача; $P_{ном}$ – номінальна потужність лічильників.

Номінальна потужність лічильників трансформаторного підключення визначається за формулою:

$$P_{ном} = \sqrt{3}U_н I_н K_U K_{Iср} = \sqrt{3} \cdot 100 \cdot 5 \cdot 100 \cdot 110 = 95{,}1 \text{ кВт}$$

де $U_н$ і $I_н$ – відповідно номінальна напруга і номінальний струм лічильників (для лічильників трансформаторного включення $U_н = 100$ В, $I_н = 5$ або 1 А), K_U і K_I – відповідно значення коефіцієнта трансформації трансформатора напруги і середнє значення коефіцієнта трансформації трансформаторів струму яке визначається за формулою:

$$K_{Iср} = \frac{\sum nK_I}{\sum n} = \frac{3 \cdot 75 + 3 \cdot 30 + 1 \cdot 400}{7} = 110$$

Тоді кількість лічильників що встановлюються для технічного обліку на стороні 10 кВ на підприємства:

$$N = \frac{P_{ср}}{kP_{ном}} = \frac{3941}{0{,}5 \cdot 95{,}1} = 60 \geq 5$$

Так як отримане значення не відповідає фактичній кількості комірок 14 шт які встановлюються для споживачів на РП, то приймаємо $N = 14$.

Найменша потужність об’єкту споживання, при якому доцільна установка приладів обліку:

$$Рнайм \geq \frac{(К_у Е_н + I_у + I_н + I_п) \cdot 100}{bTC_е}$$

(8.12)

де b – річна економія, яка очікується від встановлення приладів обліку, приймемо b = 5%; T – час використання максимуму навантаження; C_0 = 2,7 грн/кВт·год вартість електроенергії.

Якщо $И_у, И_н, И_п$ задано у відсотках від вартості витрат $К_у$ то

$$Рнайм \geq \frac{(К_у Е_н + І_у + І_н + І_п)\cdot 100}{bTC_0} \qquad (8.13)$$

Витрати $К_у$ для технічного обліку на 10 кВ знаходяться за формулою

$$К_у = (1+m)(К_{ліч} + К_U + К_I) \qquad (8.14)$$

де m – коефіцієнт який враховує витрати на монтаж у відсотках від вартості обладнання (приймемо рівним 15 % від вартості обладнання); $К_{ліч}$ – вартість лічильника; $К_U, К_I$ – відповідно вартість трансформаторів напруги і струму.

$$К_у = (1+0,15)(1600+84410+4290) = 90943,5 \text{ грн}$$

де $К_{ліч}$=1600грн. для лічильника СА3У-5009; $К_U$ = 84410 грн. вартість двох трансформаторів напруги типу НАМИ-10; $К_I$=4290 грн. вартість двох трансформаторів струму типу ТПЛ-10.

Найменша потужність при якій економічно доцільна установка лічильників на стороні 10 кВ

$$P_{найм} \geq \frac{46962(0,5+0,05+0,01+0,01)\cdot 100}{5\cdot 5287\cdot 1,36} = 127,56 \text{ кВт}$$

Так як найменша розрахункова потужність відходящої лінії складає 147 кВт що більше $P_{найм} \geq$ 127,56 кВт, то установка додаткових лічильників для технічного обліку на АД біля потужних електроспоживачів (високовольтних двигунів) виправдана.

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі розроблено систему електропостачання Південно-західної котельні з розробкою системи автоматизованого обліку електроенергії. З розрахунків проведених в кваліфікаційній роботі можна зробити висновок, що для живлення підприємства доцільно використовувати високу напругу.

Економічно доцільною є максимальна компенсація реактивної потужності, оскільки плата за реактивну енергію в більшості випадків перевищує плату за активну енергію, а також перетоки реактивної потужності викликають додаткові втрати активної потужності, що також веде до збільшення плати за споживання електроенергії.

Перекомпенсація реактивної енергії є небажаною, оскільки в цьому випадку плата за генеровану в мережу енергосистему реактивну потужність збільшується майже в три рази в порівнянні з платою за споживання реактивної потужності.

Для обліку електроенергії потрібно застосувати сучасні багатофункціональні прилади обліку, оскільки вони можуть замінити одразу декілька звичайних приладів, що приведе до зменшення капіталовкладень в вимірювальне обладнання.

При виконанні кваліфікаційної роботи розглянуті питання впровадження автоматизованої системи обліку та контролю електроенергії на базі сучасних цифрових приладів. В роботі спроектовано систему електропостачання Південно-західної котельні.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електротехнічні системи електроспоживання : [навч. посіб.] / П. Г. Плєшков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова [та ін.] ; за заг. ред. П. Г. Плєшкова. - Кропивницький : ЦНТУ, 2021. – 208 с.
2. Електропостачання промислових підприємств: навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. П.Г. Плєшков, А.Ю Орлович, А.І. Котиш.
3. Шкрабець, Ф. П. Плєшков П.Г. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плєшков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. - 408 с.
4. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку / Затв. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту. Держбуду та Держкомпромполітики України № 32/28/28/276/75/54 від 17.04.2000 р. — м. Київ.
5. Технічні вимоги до Автоматизованої системи комерцшного обліку Оптового ринку електричної енергії України / Затв. Радою Оптового ринку електричної енергії України, протокол № 7 від 09.01.2003р.

10.Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. – Х.: Форт, 2017 – 376 с.

11. Методичні рекомендації до структури та оформлення випускної кваліфікаційної роботи для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плєшков та ін.]; Міністерство освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2023. – 80 с