

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту
Зав. кафедри електроенергетики
_____ І. Л. Лебединський
" ____ " _____ 2023 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

«Розрахунок систем електропостачання промислового підприємства»

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ.м-11 _____ В.В. Таранченко

Керівник _____ І.Л. Лебединський

Консультант

з економічної частини, к.е.н., доцент _____ О. М. Маценко

Нормоконтроль _____ М. А. Никифоров

Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський
” ___ ” _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу студента

_____ Таранченка В. В. _____

1. Тема магістерської роботи: «Розрахунок систем електропостачання промислового підприємства».

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом завершеної роботи 05.12.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи: 1. Розміри проєктованого цеху. 2. Електричне обладнання зварювального цеху. 3. Номінальна потужність обладнання. 4. Режим роботи обладнання

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити, основні розділи зі змісту)

Вступ

1. Втрати електричної енергії у розподільній мережі

2. Заходи щодо зниження втрат електроенергії у розподільчій мережі

3. Проектування системи електропостачання заводу

4. Охорони праці

5. Економічна частина

Висновки

Список використаної літератури

Додатки

5. Перелік графічного матеріалу:

Схема заміщення ПЛ 10 кВ, схема втрат електроенергії під час передачі електроенергії до споживача.

РЕФЕРАТ

с. 110, табл. 18, рис. 17.

Бібліографічний опис: Таранченко В. В. Розрахунок систем електропостачання промислового підприємства [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В. В. Таранченко; керівник І. Л. Лебединський. – Суми: СумДУ, 2023. – 110 с.

Ключові слова: повітряна лінія електропередач, мережа розподільна, трансформатор, споживачі електричної енергії

воздушная линия электропередач, распределительная сеть, трансформатор, потребители электрической энергии

overhead powerline, distribution network, transformer, consumers of electrical energy

электропотребители, электрические сети, модернизация, трансформатор, открытое распределительное устройство, электроснабжения, ограничитель перенапряжений, короткое замыкание, электроосвещения, защита от молний, заземляющий контур.

electrical consumers, electrical networks, modernization, transformer, open switchgear, power supply, surge suppressor, short circuit, electric lighting, lightning protection, grounding circuit.

Короткий огляд: За допомогою одного з методів розрахунку втрат електроенергії, знайти втрати у ПЛ та розглянути залежність втрат від номінального значення напруги лінії, а також від її протяжності, розробити заходів щодо зменшення втрат для розподільчої мережі, описати призначення та конструкцію заземлювальних пристроїв, розрахувати захисне заземлення КТП 10/0,4, дати економічну оцінку витрат за технічне обслуговування ПЛ.

Наведено характеристики повітряної лінії електропередачі. Проаналізовано методи розрахунку втрат електроенергії у повітряній лінії. Виконано розрахунок втрат електричної енергії у повітряній лінії 10кВ. Проаналізовано заходи щодо зменшення втрат у розподільчих мережах.

					MP3.8.14.1.4.19ПЗ	Арк.
						5
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АРП	-	Автоматичне регулювання потужності
БК	-	Батарея конденсаторів
ПЛ	-	Повітряна лінія
ВН	-	Висока напруга
КТП	-	Комплектна трансформаторна підстанція
НН	-	Низька напруга
ПТЕЕС	-	Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів
ПУЕ	-	Правила улаштування електроустановок
РПН	-	Регулювання під напругою
СД	-	Синхронний двигун
СН	-	Середня напруга
БНтП	-	Будівельні норми та правила
ЦЖ	-	Центр живлення
ЕРС	-	Електрорушійна сила

					МПЗ.8.14.1.4.19ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНІЙ МЕРЕЖІ.....	9
1.1 Методи розрахунку втрат електричної енергії у розподільчій мережі .	9
1.2 Визначення втрат електричної енергії у повітряних лініях електропередачі	19
1.3 Методика обчислення втрат електроенергії у проводах та кабельних лініях електропередач	21
1.4 Втрати у кабелях	22
1.5 Розрахунок втрат електроенергії у ПЛ для напруги 10 кВ.....	23
2 ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬЧІЙ МЕРЕЖІ	26
2.1 Зменшення втрат потужності та електроенергії у розподільчих мережах та системах електропостачання	29
2.2 Організаційні заходи щодо зниження втрат електроенергії у розподільчих мережах	32
3 ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ	36
3.1 Характеристика технологічного процесу	36
3.2 Розрахунок електричних навантажень.....	37
3.3 Картограма і визначення центру електричних навантажень.....	42
3.4 Вибір числа і потужності трансформаторів ГПП	46
3.5 Вибір системи напруги	48
3.5.1 Перевірка лінії по втраті напруги.....	51
3.6 Вибір варіантів систем напруги.....	53
3.6.1 I – Варіант U = 35 кВ	53

					<i>MP 3.8.14.1.502ПЗ</i>			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	<i>Розрахунок систем електропостачання промислового підприємства</i>	Лист.	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Таранченко					5	83
Перевір.		Лебединський				<i>СумДУ ЕТ.м-11</i>		
Реценз.								
Н. Контр.		Никифоров						
Затверд.		Лебединський						

3.6.2	II – Варіант U = 110 кВ	55
3.6.3	Перевірка лінії по втраті напруги.....	56
3.6.4	Перевірка по механічній міцності	57
3.7	Вибір схеми зовнішнього електропостачання	57
3.8	Вибір трансформаторів.....	58
3.8.1	Вибір кількості і потужності цехових трансформаторів	58
3.8.2	Баланс реактивної потужності	60
3.8.3	Вибір оптимального числа трансформаторів.....	60
3.8.4	Визначення числа силових трансформаторів для цехових ТП ..	62
3.9	Вибір схеми і напруги внутрішньозаводської мережі.....	63
3.10	Розрахунок струмів короткого замикання.....	67
3.11	Вибір і перевірка апаратів в мережі вище 1000 В	73
3.11.1	Вибір апаратів ВРП 35 кВ	73
3.11.2	Вибір апаратів ЗРП 10 кВ і ЦРП	75
3.12	Вибір і перевірка шино проводів.....	77
3.13	Вибір і перевірка ізоляторів	79
3.14	Вибір вимірювальних приладів	80
3.14.1	Вибір трансформаторів струму	80
	3.14.1.1 Трансформатори струму на стороні 35 кВ ГПП.....	81
	3.14.1.2 На вводі 10 кВ і на відвідних лініях	84
3.14.2	Вибір і перевірка трансформаторів напруги	87
3.15	Вибір і перевірка вимикачів навантаження.....	89
4	Охорона праці.....	90
4.1	Призначення та конструкція заземлювальних пристроїв	90
4.2	Розрахунок заземлювальних пристроїв в установках із незаземленою або резонансно-заземленою нейтраллю.....	93

4.3	Заземлювальні пристрої електроустановок із незаземленою або резонансно-заземленою нейтраллю	94
4.4	Розрахунок заземлення КТП 10/0,4 кв.....	97
5	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	99
5.1	Організація та планування технічного обслуговування та ремонту обладнання ПЛ	99
5.2	Розрахунок витрат за технічне обслуговування ПЛ.....	101
	ВИСНОВОК.....	102
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	103
	ДОДАТКИ.....	104

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

При передачі електроенергії з шин електростанцій споживачам частина електроенергії неминуче витрачається на нагрівання провідників, створення електромагнітних полів та інші ефекти. Величина втрат електроенергії в якомусь елементі мережі істотно залежить від характеру навантаження та її зміни протягом періоду часу.

Організаційні заходи мало вимагають їхнього застосування додаткових капіталовкладень. Технічні заходи вимагають капіталовкладень. Їх слід розділити на заходи з цільовим ефектом зниження втрат та заходи з відповідним зниженням втрат. Технічні заходи з цільовим ефектом зниження втрат розробляються спеціально для зниження втрат електроенергії. Капіталовкладення на ці заходи окупаються цілком з допомогою зниження втрат. До технічних заходів із супутнім зниженням втрат належить практично все введення електромережевих об'єктів за розвитку енергосистеми з допомогою централізованих капітальних вкладень.

Зниження втрат електроенергії в мережах є частиною загального завдання підвищення економічності роботи енергосистеми. Не всяке зниження втрат у мережі підвищує економічність роботи енергосистеми загалом. Якщо ж навантаження протягом року змінюється, то втрати електроенергії можна розрахувати у різний спосіб.

Знизити втрати можна і економічно недоцільними способами. Водночас підвищення економічності роботи енергосистем не завжди супроводжується зниженням втрат у мережах. Є, зокрема, заходи, які підвищують економічність роботи енергосистеми в цілому і зменшують або збільшують втрати електроенергії в мережах залежно від особливостей їх режимів. Удосконалення систем технічного та розрахункового обліку електроенергії дозволяє забезпечити розрахунки щодо вибору заходів щодо зниження втрат більш точною інформацією та збільшити ефективність останніх.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8

1 ВТРАТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬНІЙ МЕРЕЖІ

При передачі електроенергії з шин електростанцій споживачам частина електроенергії неминуче витрачається на нагрівання провідників, створення електромагнітних полів та інші ефекти. Ця витрата називається втратами електроенергії. Термін «втрати електроенергії» слід розуміти як технологічну витрату електроенергії на її передачу. Величина втрат електроенергії в якомусь елементі мережі істотно залежить від характеру навантаження та її зміни протягом періоду часу. У лінії, що працює з постійним навантаженням і має активну потужність ΔP , втрати електроенергії за час t складуть

$$\Delta W = \Delta P \cdot t, \quad (1.1)$$

Якщо навантаження протягом року змінюється, то втрати електроенергії можна розрахувати різними способами.

1.1 Методи розрахунку втрат електричної енергії у розподільчій мережі

Усі методи залежно від використовуваної математичної моделі можна розділити на великі групи — детерміновані і статичні. Слід зазначити, що ці методи мають безліч модифікацій і програмних реалізацій. Розглянемо спочатку детерміновані методи.

					<i>MP 3.8.14.1.502ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок систем електропостачання промислового підприємства</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Таранченко</i>					9	
<i>Перевір.</i>		<i>Лебединський</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>				<i>СумДУ ЕТ.м-11</i>		

Найбільш точний метод розрахунку втрат електроенергії ΔW - це визначення їх за графіком навантажень гілки, причому розрахунок втрат потужності проводиться для кожного ступеня графіка. Цей метод іноді називають методом графічного інтегрування. При розрахунку кожен годину виходить погодинний розрахунок втрат електроенергії.

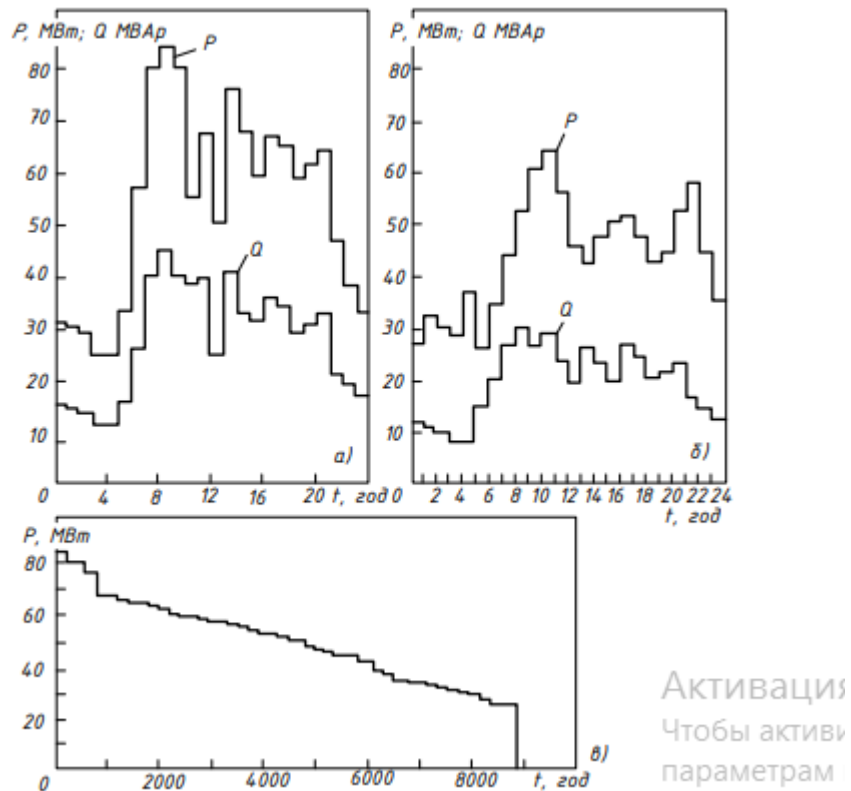


Рисунок 1.1- Графіки навантажень: а – зимовий добовий; б - літній добовий; в - за тривалістю

Розрізняють добові та річні графіки навантажень. Добові графіки відображають зміну потужності навантаження протягом доби. На рис. 1.1, а і б наведено літній та зимовий добові графіки активного та реактивного навантаження. Річний графік будується на основі характерних добових графіків за весняно-літній та осінньо-зимовий періоди. Це приклад упорядкованого графіка, тобто такого, в якому всі значення навантаження розташовані в порядку зменшення (рис. 1.1, в). Такий графік показує тривалість роботи протягом

року з різним навантаженням. Початкова ордината цього графіка дорівнює максимальному навантаженню. За добовими графіками з урахуванням кількості різних типів діб (субота, неділя, понеділок, робочий день) у році для кожного значення потужності навантаження підсумовується час, протягом якого дане навантаження мало місце протягом року. На початку визначається час, протягом якого мала місце максимальне навантаження, а потім відрізки часу для інших значень потужності навантаження, що беруться в порядку зменшення. В результаті отримуємо річний графік навантаження, який показує тривалість роботи при даному навантаженні. Тому такий графік називають графіком за тривалістю.

За річним графіком навантажень можна визначити втрати електроенергії за рік. Для цього визначають втрати потужності та електроенергії для кожного режиму. Потім ці втрати підсумовують і визначають втрати електроенергії протягом року. Розглянемо, наприклад, триступінчастий графік на рис. 1.2, б. Для режиму при навантаженні P_1 втрати потужності лінії на рис. 1.2, а

$$\Delta P_1 = \frac{S_1^2}{S_1^2} * r_l \tag{1.2}$$

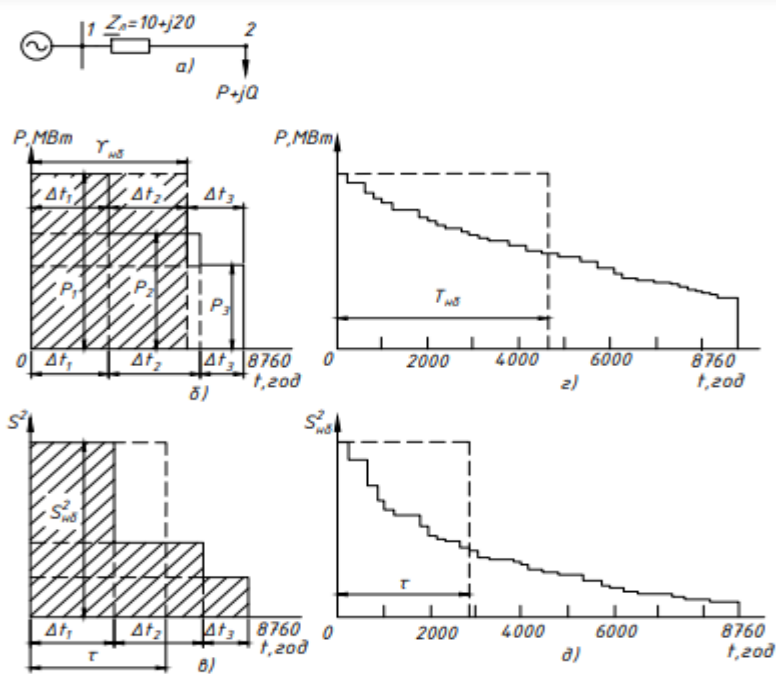


Рисунок 1.2 - Визначення ΔW за графіком навантажень:

а - схема заміщення лінії; б, г - триступінчастий та багатоступінчастий графік навантажень; в, д - триступінчастий та багатоступінчастий графіки S^2

Втрати електроенергії знаходимо, помножуючи втрати потужності даного режиму на тривалість цього режиму:

$$\Delta W_1 = \Delta P_1 \cdot \Delta t_1 \quad (1.3)$$

Аналогічно розраховуємо втрати електроенергії для інших режимів.

Для режиму при навантаженні P_2

$$\Delta P_2 = \frac{S_2^2}{S_2^2} * r_l \quad (1.4)$$

$$\Delta W_2 = \Delta P_2 \cdot \Delta t_2 \quad (1.5)$$

Для режиму при навантаженні P_3

$$\Delta P_3 = \frac{S_3^2}{S_3^2} * r_l \quad (1.6)$$

$$\Delta W_3 = \Delta P_3 \cdot \Delta t_3 \quad (1.7)$$

Для багатоступінчастого графіка з числом ступенів, рівним N , втрати енергії та потужності визначаються за аналогічними формулами. Так, для ступеня i :

$$\Delta P_i = \frac{S_i^2}{S_i^2} * r_l, i = 1, \dots, N. \quad (1.8)$$

Після підрахунку втрат потужності в кожному режимі отримуємо сумарні втрати електроенергії за рік, підсумовуючи всі втрати за різних режимів:

$$\Delta W_1 = \sum_{i=1}^N \sum \Delta P_i * \Delta t_i \quad (1.9)$$

де Δt_i - тривалість i -го ступеня графіка навантажень.

Втрати потужності та електроенергії в трансформаторі за час Δt_i :

$$\Delta P = \Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_x \quad (1.10)$$

$$\Delta W = \left[\Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{ном}} \right)^2 + \Delta P_x \right] \Delta t, \quad (1.11)$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

де ΔP_K и ΔP_X - втрати в міді і стали трансформатора відповідно; S_{2i} - навантаження на вторинній стороні трансформатора на i -му ступені графіка; $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

При k паралельно працюючих трансформаторах протягом i -го ступеня графіка навантаження втрати потужності

$$\Delta P_i = \frac{1}{k} \Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{ном}} \right)^2 + k * \Delta P_x; \quad (1.12)$$

Втрати електроенергії за рік

$$\Delta P_i = \sum_{i=1}^N \left[\frac{1}{k} \Delta P_k \left(\frac{S_{2i}}{S_{ном}} \right)^2 + k * \Delta P_x \right] * \Delta t; \quad (1.13)$$

На підстанції з різко змінюваним навантаженням часто буває доцільно зменшення втрат електроенергії включати на паралельну роботу різне число трансформаторів k , керуючись графіком навантаження, тому за різних режимах k може змінюватися.

Перевагою методу визначення втрат за графіком навантаження є висока точність. Однак відсутність інформації про графіки навантаження для всіх гілок мережі ускладнює практичне використання даного методу. Крім того, розрахунок трудомісткий, тому що ступенів у графіку досить багато.

Одним із найпростіших методів визначення втрат є розрахунок втрат електроенергії за часом найбільших втрат. З усіх режимів вибирається режим, у якому втрати потужності найбільші. Розраховуючи цей режим, визначаємо втрати потужності в цьому режимі $\Delta P_{нб}$. Втрати енергії протягом року отримуємо, помножуючи ці втрати потужності на час найбільших втрат τ :

$$\tau: \Delta W = \Delta P_{нб} * \tau, \quad (1.14)$$

Час найбільших втрат - це час, за який при роботі з найбільшим навантаженням втрати електроенергії були б ті ж, що й при роботі за дійсним графіком навантаження:

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						13
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta W = \Delta P_1 * \Delta t_1 + \Delta P_2 * \Delta t_2 + \dots + \Delta P_N * \Delta t_N = \Delta P_{\text{нб}} * r, \quad (1.15)$$

де N — число ступенів навантаження.

Встановити зв'язок між втратами електроенергії та електроенергією, отриманою споживачем, можна так.

Енергія, отримана споживачем протягом року, дорівнює

$$\Delta W = \Delta P_1 * \Delta t_1 + \Delta P_2 * \Delta t_2 + \dots + \Delta P_N * \Delta t_N = \sum_{i=1}^N \Delta P_{\text{нб}} * \Delta t_i = P_{\text{нб}} * T_{\text{нб}}, \quad (1.16)$$

де P_{нб} - найбільша споживана навантаженням потужність.

Час найбільшого навантаження T_{нб} - це час у годинах, за який при роботі з найбільшим навантаженням споживач отримав би таку ж кількість електроенергії, що і при роботі за реальним графіком. Наприклад, цей час є абсцисом прямокутника, площа якого дорівнює площі триступінчастого графіка на рис. 1.2,б або багатоступінчастого графіка на рис. 1.2, р.

Побудуємо графік S₂=f(t) (рис. 1.2, в). Припустимо, що втрати потужності для і-го ступеня графіка наближено визначаються за номінальною напругою, тобто разом (1.8) використовуватимемо наступне вираз:

$$\Delta P_i = \frac{S_i^2}{U_{\text{НОМ}}^2} * r_{\text{л}}$$

Якщо врахувати, що $r/U_{\text{НОМ}}^2 = \text{const}$, то втрати електроенергії за час Δt_i у певному масштабі дорівнюють $S_i^2 \Delta t_i$, т. е. тобто площі прямокутника зі сторонами Δt_i і S_i^2 на рис. 1.2,в.

Втрати електроенергії у певному масштабі дорівнюють площам фігур на графіках на рис. 1.2, від.

Час найбільших втрат τ є абсциса прямокутника, площа якого дорівнює площі триступінчастого графіка на рис. 1.2, або багатоступінчастого графіка на рис. 1.2,5. Аналогічно (1.16).

					MP3.8.14.1.502ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

$$S_{нб}^2 * r = \sum_{i=1}^N S_i^2 * \Delta t_i \quad (1.17)$$

Час найбільшого навантаження визначаємо з (1.16):

$$T_{нб} = \frac{\sum_i^N \Delta P_{нб} * \Delta t_i}{P_{нб}}, \quad (1.18)$$

Кожна група споживачів має характерний неї графік навантаження і відповідне значення Тнб.

Значення Тнб для різних видів навантаження наведено нижче:

освітлювально-побутова ... 1350-3400 год

для однозмінних підприємств 2000-3000 год

для двозмінних підприємств 3000-4500 год

для тризмінних підприємств 4500-8000 год

Втрати електроенергії в трансформаторах на основі (1.12) розраховуються за формулою

$$\Delta W = \frac{1}{k} * \frac{\Delta P_k * S_2^2}{S_{ном}^2} * r + k * \Delta P_x T; \quad (1.19)$$

де T = 8760 год - число годин на рік; вираз (1.19) можна застосовувати лише за k = const.

Для графіків пікової форми величина визначається за наступною емпіричною формулою:

$$r = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{1000}\right)^2 * 8760, \quad (1.20)$$

Формула (1.20) можна застосовувати лише року, тобто. для T=8760 год. При менших розрахункових періодах підвищення точності розрахунку доцільно використовувати замість (1.20) такий вираз:

					МРЗ.8.14.1.502ПЗ	Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r = 2T_{\text{нб}} - T + \frac{T - T_{\text{нб}}}{1 + \frac{T_{\text{нб}}}{T} - \frac{2P_{\text{нм}}}{P_{\text{нб}}}} * \left(1 - \frac{P_{\text{лм}}}{P_{\text{нб}}}\right)^2$$

Для ряду характерних графіків різних навантажень можна побудувати розрахунковим шляхом залежності $\tau=f(T_{\text{нб}}, \cos\varphi)$, звідки за відомими $T_{\text{нб}}$ та $\cos\varphi$ визначити τ (рис.1.3).

Порядок розрахунку втрат за методом наступний:

- 1) знаходимо час найбільшого навантаження, використовуючи річний графік;
- 2) з графіків залежностей $\tau=f(T_{\text{нб}})$, наведених у довідковій літературі, знаючи $\cos\varphi$ і $T_{\text{нб}}$, знаходимо час найбільших втрат;

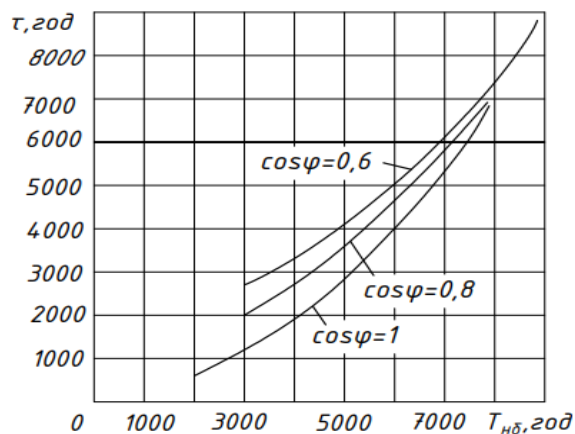


Рисунок 1.3- Залежності τ від $T_{\text{нб}}$ та $\cos\varphi$

- 3) визначаємо втрати у режимі найбільшого навантаження;
- 4) за формулою (1.15) знаходимо втрати енергії за рік.
- 5) До широкого застосування ЕОМ метод розрахунку за часом найбільших втрат був одним із найпоширеніших методів визначення навантажувальних втрат в енергосистемах. Основним моментом методу часу найбільших втрат є припущення про те, що максимальні втрати енергії в елементі мережі спостерігаються максимум навантаження системи і графіки активних і реактивних потужностей подібні. Для визначення часу найбільших втрат користуються емпіричними залежностями, що частково враховують конфігурацію графіків навантаження. Зроблені припущення призводять до

похибки даного методу. Крім того, за методом τ не можна розраховувати втрати у випадку, коли опір лінії змінний, наприклад, для ліній зі сталевими проводами.

При відомих за розрахунковий період активних і реактивних навантажень вузлів розрахунок втрат електроенергії може бути проведений за середніми навантаженнями вузлів. Середнє навантаження кожного вузла визначається за показаннями лічильників як відношення енергії, спожитої вузлом, до величини розрахункового періоду. Вираз до розрахунку втрат електроенергії методом середніх навантажень має такий вид;

$$\Delta W = \Delta P_{cp} \cdot \Delta T \quad (1.21)$$

де ΔP_{cp} — втрати потужності мережі при заданні у вузлах середніх навантажень;

ΔT — розрахунковий період, год.

Даний метод можна використовувати в мережах із відносно постійними навантаженнями.

Метод розрахунку втрат за характерними режимами розрахункового періоду розроблений для більш точного визначення втрат електроенергії в мережах живлення енергосистем. Суть методу полягає у заміні реального процесу зміни навантажень елементів мережі за розрахунковий період декількома характерними режимами. Зазвичай як характерні режими пропонується приймати максимуми і мінімуми сезонних навантажень при нормальній схемі роботи мережі, що визначаються в день контрольних вимірів. При проведенні контрольного виміру в енергосистемі реєструється максимальна кількість інформації про параметри режиму.

Цей метод покладено основою галузевої методики розрахунку втрат електроенергії. У ній пропонується ділити рік на три розрахункові періоди. Як характерні режими в кожному розрахунковому періоді приймаються зи-

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						17
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

мовий та літній максимуми поточного року та зимовий максимум попереднього року.

Визначення втрат електроенергії в кожному розрахунковому періоді ґрунтується на розрахунку серії встановлених режимів на ЕОМ по скоригованих навантаженнях вузлів за 24 години контрольної доби. За відсутності інформації за кожну годину доби розрахунки виробляються для характерних добових режимів. Тривалість кожного режиму приймається рівною Δt . До характерних режимів зазвичай включаються години проходження ранкового і вечірнього максимумів, нічного мінімуму навантаження. Втрати електроенергії за розрахунковий період обчислюються за формулою:

$$\Delta W_{\Delta T} = \Delta T * \sum_{i=1}^{24/\Delta t} \sum_{j=1}^L \Delta P_{ij} \Delta t_1, \quad (1.22)$$

де L - Число елементів у схемі заміщення мережі; ΔP_{ij} - втрати потужності в j -му елементі для i -го режиму; Δt -кількість доби в розрахунковому періоді.

Вираз (1.22) засноване на використанні добових графіків навантажень, одержуваних в результаті вимірювань у контрольні дні, тобто в припущенні незмінності добового графіка навантаження протягом усього розрахункового періоду.

В умовах експлуатації схема, режими електроспоживання і втрати електроенергії, обчислені за контрольну добу, не зберігаються незмінними протягом всього розрахункового періоду. Для обліку реальної електроенергії, спожитої чи генерованої у кожному вузлі, яка фіксується лічильниками за розрахунковий період, необхідно виконати коригування добових графіків навантаження.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2 Визначення втрат електричної енергії у повітряних лініях електропередачі

У повітряних лініях напругою 35 кВ і вище, що відходять від підстанцій, розрахунок втрат активної потужності та електричної енергії виконують у такій послідовності: 1.2

- 1) Вибирають характерну добу в обліковому періоді в енергосистемі, за навантаженнями яких визначають втрати у всіх лініях. Характерну добу обирають за типовим графіком навантаження за обліковий період. Енергія, розподілена в енергосистемі цієї доби, повинна відповідати середньодобовій, а схема енергосистеми та її режим мають бути нормальними.
- 2) Для обраної характерної доби знаходять середньоквадратичне значення струму за добу:

$$I_{ck} = \sqrt{\frac{\sum_1^{24} I^2}{24}} \quad (1.23)$$

де I – погодинний запис струму лінії, А.

- 3) Втрати електричної енергії на нагрівання ΔW_H , кВт•год, у проводах ПЛ за обліковий період за постійної температури проводу розраховують за формулою

$$\Delta W_H = 24 I_{CK}^2 * 3 R_{20} D * 10^{-3} = 0,072 I_{CK}^2 R_{20} D, \quad (1.24)$$

де R_{20} – активний опір фази лінії, Ом при $=20$ °С;

D – кількість діб в обліковому періоді.

- 4) У втрати, обчислені за температури проводу $\theta_0 = 20$ °С, вносяться температурні поправки:

- на збільшення втрат залежно від нагріву дроту при проходженні струму – ΔW_{tPP} , кВт•год. Ці втрати знаходять за наближеною формулою

$$\Delta W_{tPP} = 0,072 * I_{CK}^2 * \Delta R_{tPP} * D \quad (1.25)$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

де $\Delta R_{tПР} = \frac{0,2R_{20}}{I_D^2} I_{ck}^2$ – для мідних та сталевалюмінієвих проводів;

$\Delta R_{лр}$ – питомий опір проводу (по таблиці);

(тут I_D – тривало допустимий струм для проводу даної марки, що відповідає гранично допустимій температурі = 70 °С для проводів ПЛ);

- на зміну втрат при відмінності температури навколишнього повітря від $\theta_0 = 20$ °С – ΔW_t , кВт·год;

- ΔW_t - поправка на температуру навколишнього середовища

$$\Delta W_t = \Delta W_H * (\theta_t - 20) * \alpha, \quad (1.26)$$

де α – температурний коефіцієнт, $\alpha = 0,004$ для АС проводів.

5) Суммарні втрати електричної енергії у повітряній лінії

Слід пам'ятати, що табличні значення довгостроково допустимих струмів I_D , розраховані по рівнянню стану теплового рівноваги дроту без урахування швидкості вітру.

У регіонах з підвищеною вітровою діяльністю цей фактор може сприяти додатковому охолодженню проводів та зниженню реальних втрат електричної енергії на нагрівання проводів ПЛ, тому що облік метеорологічних умов по трасі ПЛ суттєво відбивається на значенні тривало допустимого струму нагріву I_D .

Водночас у регіонах зі спекотним кліматом та підвищеною радіацією сонячного випромінювання спостерігається додаткове нагрівання проводів ПЛ та, як наслідок, збільшення фактичних втрат електричної енергії.

Технічні дані проводів (питомий опір ρ_0 та температурний коефіцієнт α) приймають за ГОСТ 839 або за технічними умовами на провід. Відповідно до ГОСТ 839 температурний коефіцієнт для проводів А та АС $\alpha=0,004$; для сплаву алюмінію марки АВЕ $\alpha=0,0036$; для міді $\alpha=0,0039$ ($\theta_0=20$ оС).

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

1.3 Методика обчислення втрат електроенергії у проводах та кабельних лініях електропередач

Втрати в проводах ліній.

Для обчислення втрат електроенергії у проводах необхідні такі дані:

а) каталожні чи паспортні:

- Довжина лінії L км;
- питомий активний опір лінії r_0 Ом/км;
- питомий реактивний опір лінії x_0 Ом/км;

б) активна електроенергія WP (кВт·час) та реактивна електроенергія WQ (кВА·год), що проходить по лінії, приймається за розрахунковими лічильниками. Якщо розрахункові лічильники встановлені на стороні низької напруги трансформатора до значення, врахованого лічильниками, додаються розрахункові втрати в трансформаторі $(WP + \Delta WP_{тр})$, $(WQ + \Delta WQ_{тр})$;

в) кількість годин роботи лінії за розрахунковий період T_n ;

г) номінальна напруга лінії U_H , кВ.

При обчисленні втрат електроенергії у проводах лінії послідовно визначається:

а) активний опір лінії, R_L , Ом

$$R_L = r_0 L ; \quad (1.27)$$

б) реактивний опір лінії X_L , Ом

$$X_L = x_0 L ; \quad (1.28)$$

в) середній струм в лінії I_{cp} , А

$$I_{cp} = \frac{\sqrt{WP^2 + WQ^2}}{\sqrt{3}U_H T_n} \quad (1.29)$$

г) втрати електроенергії у всіх трьох фазах лінії – втрати активної електроенергії, кВт·год.

$$\Delta WP = 3I_{cp}^2 R_L T_n 10^{-3} = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_H^2 T_n} R_L 10^{-3} \quad (1.30)$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

втрати реактивної електроенергії, кВА.год

$$\Delta WQ = 3I_{cp}^2 X_L T_n 10^{-3} = \frac{WP^2 + WQ^2}{U_H^2 T_n} X_L 10^{-3} \quad (1.31)$$

1.4 Втрати у кабелях

Втрати активної електроенергії в кабельних лініях загальною довжиною до 1 км у зв'язку з малою величиною активного опору можна знехтувати. При довжині кабельної лінії 1 км та більше втрати активної електроенергії обчислюються за формулою 1.

При обчисленні втрат реактивної електроенергії необхідно враховувати:

Для кабельних ліній характерна наявність реактивної ємнісної провідності в них, завдяки якій в лінії виникає ємнісний струм.

Вплив ємнісних струмів I_c працювати кабельних ліній враховується при напругах більше 20 кВ, а повітряних лініях вище 110 кВ.

Реактивна зарядна потужність лінії визначається за формулою:

$$Q = Q_0 L \text{ (кВАр)}, \quad (1.32)$$

де Q_0 (кВАр/км) приймається по таблиці;

L – довжина лінії, км.

Негативні втрати реактивної електроенергії у кабельній лінії визначаються за формулою:

$$WQ = Q_p T_n \text{ (кВАр)}. \quad (1.33)$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

У міждержавних та міжобласних лініях при встановленні лічильників не на межі розділу, а на кінцях лінії втрати можуть бути визначені та поділені таким чином

WP1прийом _____ L1(R1) _____ | _____ L2(R2) _____ WP2прийом

WP1віддача межа WP2віддача

а) якщо втрати в лінії розраховуються окремо для кожного напрямку

$$\Delta WP1_{отд} = \frac{WP1_{отд} + WP2_{пр}}{L1(R1) + L2(R2)} L1(R1),$$

$$\Delta WP1_{пр} = \frac{WP2_{отд} + WP1_{пр}}{L1(R1) + L2(R2)} L1(R1),$$

$$\Delta WP2_{отд} = \frac{WP2_{отд} + WP1_{пр}}{L1(R1) + L2(R2)} L2(R2),$$

$$\Delta WP2_{пр} = \frac{WP1_{отд} + WP2_{пр}}{L1(R1) + L2(R2)} L2(R2);$$

б) якщо на кінцях лінії лише два лічильники

$$\Delta WP1 = \frac{WP1 + WP2}{L1(R1) + L2(R2)} L1(R1),$$

$$\Delta WP2 = \frac{WP1 + WP2}{L1(R1) + L2(R2)} L2(R2).$$

де WP1пр, WP2пр, WP1отд, WP2відд – активна ел.енергія, що визначається лічильниками прийом-віддача за кожним напрямом (кВт·час);

L1, L2, R1, R2 – довжина та опір ділянки лінії до межі розділу;

WP1, WP2 – сальдові значення, які визначаються лічильниками на кінцях лінії (кВт·год).

Якщо діаметр проводів лінії різний, обчислення виробляються за опором R (Ом), якщо однаковий – за довжиною L (км).

Втрати реактивної електричної енергії обчислюються аналогічно.

1.5 Розрахунок втрат електроенергії у ПЛ для напруги 10 кВ

Розрахуємо втрати електроенергії лінії довжиною L = 10 км з номінальною напругою 10 кВ, де використовується марки дроту АС 50/8 довжиною

										Арк.
										23
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP3.8.14.1.502ПЗ					

7,75 км, АС 35/6,2 – 1,18 км та АС 25/4,2 – 0,3 км. Каталожні дані зведено до таблиці 3.1

Схема заміщення лінії представлена рисунку 1.4

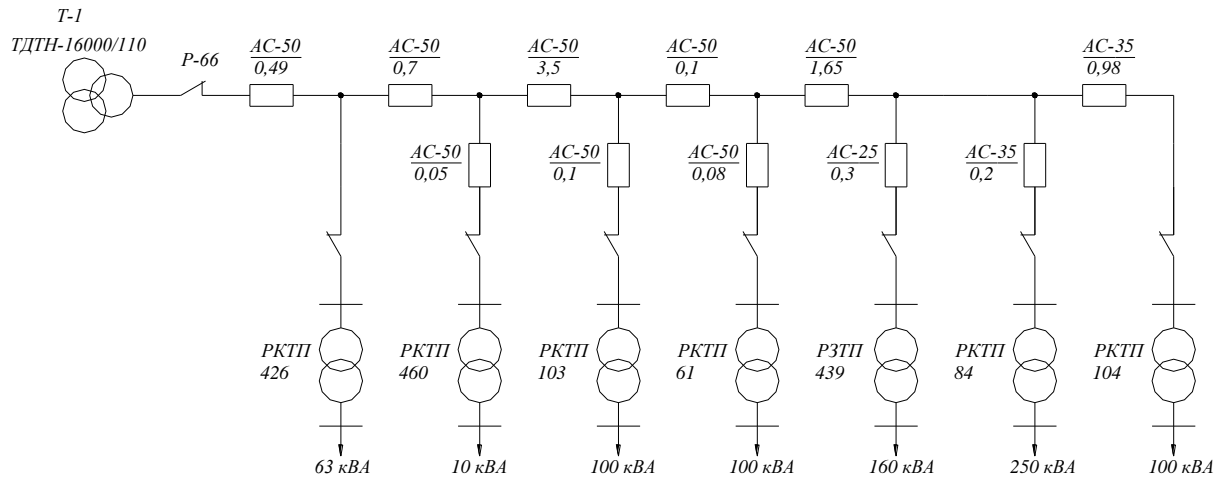


Рисунок 1.4- Схема заміщення лінії

Таблиця 1.1- Дані ПЛ напругою 380В, 10 кВ

Каталожні дані			Розрахункові дані			
Перетин про- воду марки А, АС	Тривалий до- пустимий струм, А	Діаметр проводу, мм	r_0 , Ом/км, при +20°C	x_0 , Ом/км при напругі, кВ		
				0,38	6	10
16	105	5,1	1,801	—	—	—
16/2,7	105	5,6	1,782	—	—	—
25	135	6,4	1,150	0,319	0,391 0,	0,402 0,
25/4,2	145	6,9	1,152		392	401
35	170	7,5	0,835	0,308	0,380 0,	0,391 0,
35/6,2	175	8,4	0,79		376	386
50	215	9,0	0,578	0,297	0,369 0,	0,380 0,
50/8	210	9,6	0,595		368	378

а) активний опір лінії, $R_{л}$, Ом

$$R_{л} = r_0 \cdot L = 0,595 \cdot 7,75 + 0,79 \cdot 1,18 + 1,52 \cdot 0,3 = 6 \text{ Ом};$$

					МРЗ.8.14.1.502ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

б) реактивний опір лінії X_L , Ом

$$X_L = x_0 \cdot L = 0,378 \cdot 7,75 + 0,386 \cdot 1,18 + 0,4 \cdot 0,3 = 3,5 \text{ Ом};$$

Дані показань лічильників наведено у таблиці 1.2

Таблиця 1.2 - Показання лічильників активної та реактивної енергії.

Місяць	кВт*год	кВар*год
Січень	38280	5742
Лютий	36740	5511
Березень	27880	4182
Квітень	28200	4230
Травень	19980	2997
Червень	20660	3099
Липень	17620	2643
Серпень	24020	3603
Вересень	22960	3444
Жовтень	18660	2799
Листопад	35260	5289
Грудень	42480	6372
Сума	332740	49911
Середнє	27728,33	4159,25

в) середній струм в лінії I_{cp} , А за один місяць (744 години).

$$I_{cp} = \frac{\sqrt{WP^2+WQ^2}}{\sqrt{3}U_H T_n} = \frac{\sqrt{27728,33^2+4159,25^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 744} = 2,18 \text{ А};$$

г) втрати електроенергії у всіх трьох фазах лінії – втрати активної електроенергії, кВт*год:

$$\Delta WP = 3I_{cp}^2 R_L T_n 10^{-3} = \frac{WP^2+WQ^2}{U_H^2 T_n} R_L 10^{-3} = 3 \cdot 2,18^2 \cdot 6 \cdot 744 \cdot 10^{-3} = 65,2 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

д) втрати реактивної електроенергії, кВар*год

$$\Delta WQ = 3I_{cp}^2 X_L T_n 10^{-3} = \frac{WP^2+WQ^2}{U_H^2 T_n} X_L 10^{-3} = 3 \cdot 2,18^2 \cdot 3,5 \cdot 744 \cdot 10^{-3} = 34,5 \text{ кВар} \cdot \text{год}.$$

2 ЗАХОДИ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ У РОЗПОДІЛЬЧІЙ МЕРЕЖІ

При аналізі втрат електроенергії прийнято розрізняти такі види втрат:

- Звітна величина втрат електроенергії в енергосистемі-визначається як різницю між кількістю електроенергії, відпущеної в мережу власними електростанціями, електростанціями інших відомств і сусідніми енергоуправліннями, і реалізованою електроенергією, обчисленої за сумою оплачених рахунків від споживачів;

- розрахункова чи технічна величина втрат — визначається за відомими параметрами режимів роботи та параметрами елементів мережі, вона обумовлена витратою електроенергії на нагрівання провідників та створення електромагнітних полів;

- комерційні втрати — визначаються як різницю між звітними і технічними втратами, вони зумовлені недосконалістю системи обліку, неодноразовістю і неточністю зняття показань лічильників, похибкою використовуваних приладів обліку, нерівномірністю оплати електроспоживання, наявністю неврахованих споживачів, розкраданнями тощо.

Для зниження втрат електроенергії розроблено безліч заходів. Складність проблеми вибору оптимального складу заходів призвела до необхідності їхньої класифікації.

В даний час немає єдиної встановилася класифікації заходів щодо зниження втрат потужності та енергії. Заходи поділяються на три групи: організаційні, технічні та заходи щодо вдосконалення систем розрахункового та технічного обліку електроенергії.

					<i>MP 3.8.14.1.502ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок систем електропостачання промислового підприємства</i>	<i>Лист.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Таранченко</i>						
<i>Перевір.</i>		<i>Лебединський</i>					26	
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТ.м-11</i>		
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

Організаційні заходи мало вимагають їхнього застосування додаткових капіталовкладень. Технічні заходи вимагають капіталовкладень. Їх слід розділити на заходи з цільовим ефектом зниження втрат та заходи з відповідним зниженням втрат. Технічні заходи з цільовим ефектом зниження втрат розробляються спеціально зниження втрат електроенергії. Капіталовкладення на ці заходи окупаються цілком з допомогою зниження втрат. До технічних заходів із супутнім зниженням втрат належить практично все введення електромережеских об'єктів за розвитку енергосистеми з допомогою централізованих капітальних вкладень.

Слід зазначити, що зниження втрат електроенергії в мережах є частиною загального завдання підвищення економічності роботи енергосистеми. Не всяке зниження втрат у мережі підвищує економічність роботи енергосистеми загалом. Знизити втрати можна і економічно недоцільними способами. Водночас підвищення економічності роботи енергосистем не завжди супроводжується зниженням втрат у мережах. Є, зокрема, заходи, які підвищують економічність роботи енергосистеми загалом і зменшують чи збільшують втрати електроенергії у мережах залежно від особливостей їх режимів.

Структура заходів щодо зниження втрат та їх зв'язок із підвищенням економічності роботи енергосистеми наведено на рис. 2.1. Штриховою лінією відзначено непрямий зв'язок заходів.

До організаційних (блок 8) відносять заходи щодо вдосконалення експлуатаційного обслуговування електричних мереж та оптимізації робочих схем мереж та режимів їх роботи.

До технічних заходів (блоки 6, 7) відносяться заходи щодо реконструкції, модернізації або будівництва мереж, заміни або встановлення додаткового обладнання.

Майже всі технічні заходи можуть проводитися з метою зниження втрат або поліпшення режиму мережі взагалі. В останньому випадку ефект зниження втрат будесупутнім.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

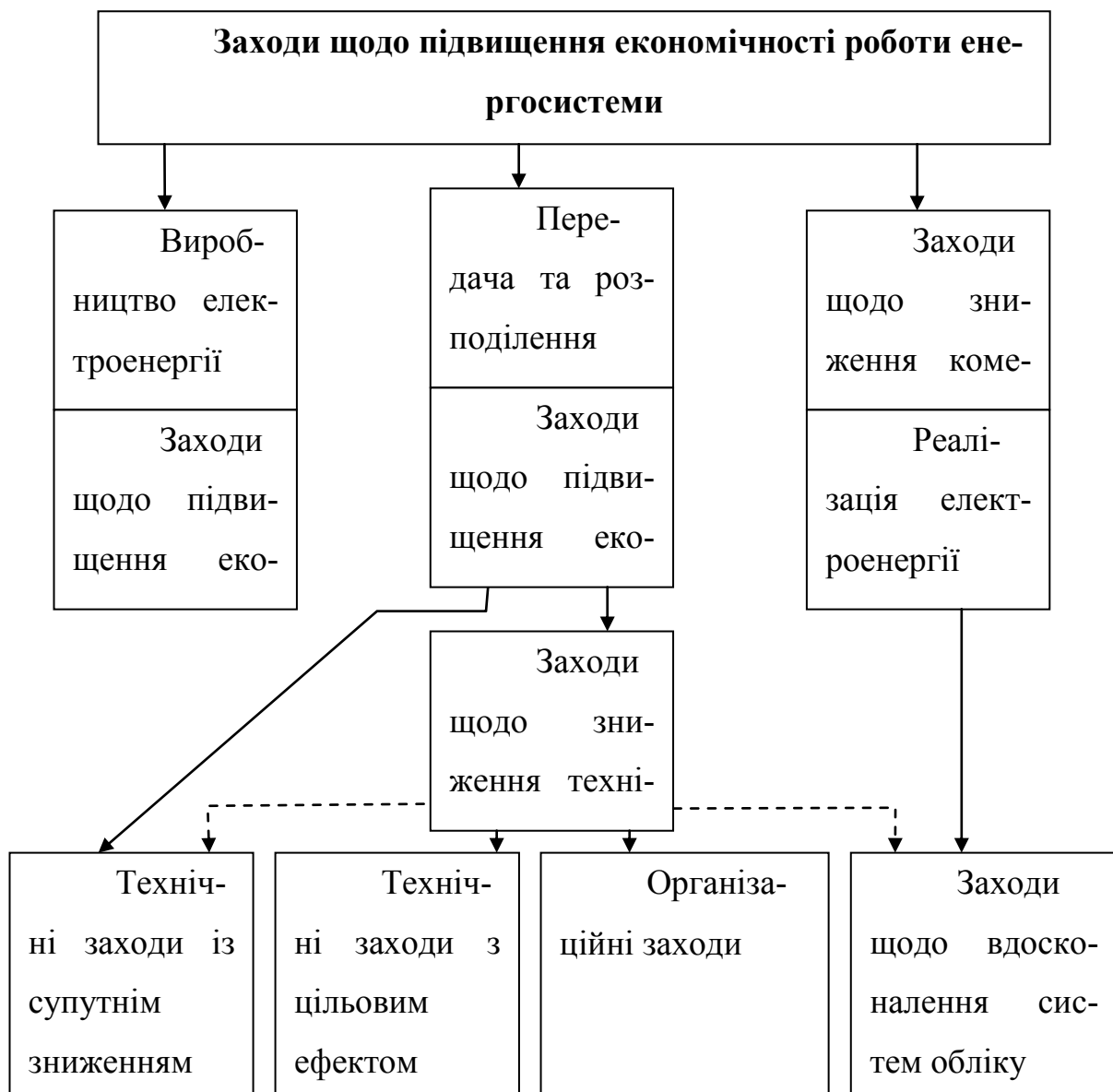


Рисунок 2.1 - Структура заходів щодо зниження втрат електроенергії

Удосконалення систем технічного та розрахункового обліку електроенергії дозволяє забезпечити розрахунки щодо вибору заходів щодо зниження втрат більш точною інформацією та збільшити ефективність останніх. Тож на рис. 3.6 зв'язок заходів щодо вдосконалення систем обліку електроенергії з заходами щодо зниження втрат показано як непрямий, що виявляється через підвищення ефективності заходів щодо зниження технічних втрат.

2.1 Зменшення втрат потужності та електроенергії у розподільчих мережах та системах електропостачання

У розподільчих мережах немало важливу роль відіграє перетин дроту. Чим більший переріз дроту, тим менші втрати при передачі електроенергії. Так як при збільшенні номінальної напруги необхідно збільшувати перетин дроту, при цьому досягається подвійна вигода. При збільшенні напруги зменшуються струми короткого замикання, що збільшує термін служби високовольтного обладнання. Необхідно також застосовувати заходи щодо раціоналізації завантаження трансформаторів. При недовантаженні трансформатора його ккд істотно падає, а втрати в самому трансформаторі зростають.

Компенсація реактивної потужності (збільшення $\cos \varphi$) відноситься до найважливіших заходів щодо зменшення втрат у розподільчих мережах. Як відомо, втрати активної потужності в лінії рівні

$$\Delta P = 3 * I^2 * r_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}^2}{U^2} * r_{\text{л}} = \frac{Q_{\text{л}}^2 + P_{\text{л}}^2}{U^2} * r_{\text{л}} \quad (2.1)$$

Після встановлення наприкінці лінії у споживача компенсуючих пристроїв (КУ) лінія розвантажується за реактивною потужністю, збільшується $\cos \varphi$ і зменшуються втрати в лінії (рис. 2.7, а)

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}^2 + (Q_{\text{л}} - Q_{\text{к}})^2}{U^2} r_{\text{л}} \quad (2.2)$$

де $Q_{\text{к}}$ - потужність пристроїв, що компенсують.

З векторної діаграми на рис. 2.8,6 видно, що з компенсацією реактивної потужності зменшується і відповідно збільшується \cos ; зі збільшенням $\cos \varphi$ зменшуються втрати потужності та електроенергії:

$$\Delta P = \frac{S_{\text{л}}^2}{U^2} * r_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}}^2}{\cos^2 \varphi * U^2} \quad (2.3)$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

Донедавна $\cos \varphi$ був основним нормативним показником, що характеризує реактивну потужність. Слід зазначити, що вибір \cos в якості нормативного

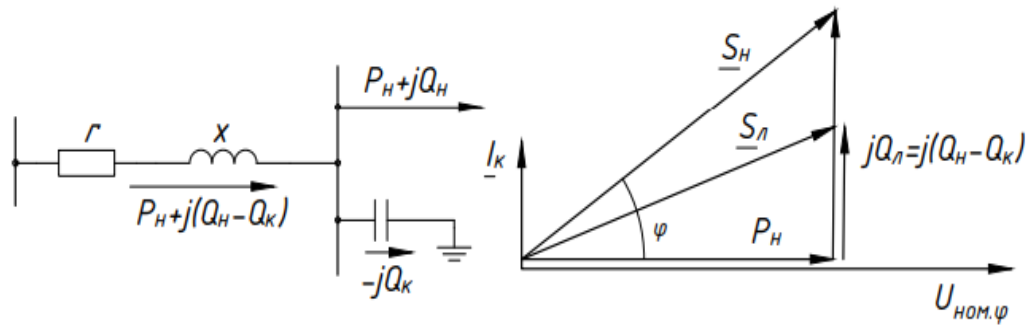


Рисунок 2.2 - Компенсація реактивної потужності:
а - схема заміщення лінії; б — векторна діаграма

$$K_{PM} = \frac{Q}{P} = \operatorname{tg} \varphi \quad (2.4)$$

не дає чіткого уявлення про динаміку зміни реального значення реактивної потужності. Наприклад, при зменшенні коефіцієнта потужності з 0,95 до 0,94 реактивна потужність змінюється на 10%, а при зменшенні цього коефіцієнта з 0,99 до 0,98 — на 42%. При розрахунках зручніше оперувати коефіцієнтом реактивної потужності

Для зниження $\cos \varphi$ рекомендується в першу чергу застосовувати організаційні заходи, що не вимагають встановлення компенсуючих пристроїв. Таким заходом є підвищення завантаження обладнання. Наприклад, для асинхронного двигуна потужністю більше 100 кВт при переході від режиму холостого ходу до номінального навантаження \cos змінюється від 0,009 до 0,9. На холостому ході $Q_x = 0,35S_{\text{ном}}$, а при номінальному навантаженні $Q_{\text{ном}} =$

									Арк.
									30
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP3.8.14.1.502ПЗ				

$0,43S_{\text{НОМ}}$. З рис. 2.3 видно, що із зменшенням завантаження двигуна Φ збільшується, $\cos \varphi$ росте та втрати збільшуються. Тому завантаження двигуна має бути можливо ближче до номінальної.

Синхронні двигуни, встановлені за технологічними вимогами, повинні використовуватися для компенсації реактивної потужності, а також регулювання реактивної потужності або напруги. Максимальна реактивна потужність, яку може генерувати синхронний двигун (ЦД), визначається за виразом

$$Q_{\text{max}} = \frac{\alpha_{\text{max}} * P_{\text{НОМ}} * \text{tg}\varphi_{\text{НОМ}}}{\eta_{\text{НОМ}}} \quad (2.5)$$

де $P_{\text{НОМ}}$ - номінальна активна потужність; $\text{tg} \varphi$ і ККД $\eta_{\text{НОМ}}$ відповідають номінальним параметрам двигуна;

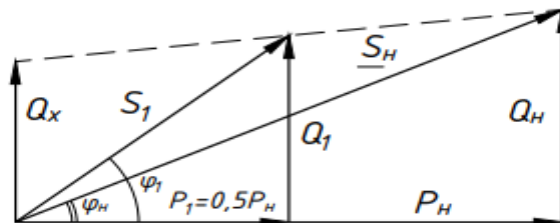


Рисунок 2.3 - Векторні діаграми асинхронного двигуна на холостому ході і при навантаженні $R_{\text{НОМ}}$ і $0,5 R_{\text{НОМ}}$

a_{max} - найбільше допустиме навантаження ЦД по реактивній потужності, що залежить від типу двигуна, відносної напруги і коефіцієнта завантаження по активній потужності.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31

При цьому необхідно враховувати, що втрати активної потужності ЦД в режимі перезбудження суттєво збільшуються в порівнянні з втратами в режимі недозбудження або при роботі з коефіцієнтом потужності, що дорівнює одиниці. З цієї причини встановлення БК у ряді випадків може виявитися більш економічним (за наведеними витратами), ніж використання ЦД для генерації реактивної потужності. Для генерації реактивної потужності в нормальних режимах не вигідно використовувати тихохідні ЦД і ЦД малої потужності.

Автоматичне регулювання потужності АРМ БК може позитивно вплинути на зниження втрат потужності. Сумарний ефект від виконання заходу полягає у зниженні втрат потужності в окремі години доби одночасної оптимізації рівнів напруги у вузлах мережі. У цьому який завжди регулювання БК діє ці показники щодо одного напрямі. Бувають випадки, коли при поліпшенні режиму напруги втрати електроенергії в мережі зростають. Для більш економічної компенсації з допомогою БК застосовують методи оптимізації.

2.2 Організаційні заходи щодо зниження втрат електроенергії у розподільчих мережах

Зниження норм витрати електроенергії на одиницю продукції, що випускається, або на інший показник виробництва (виконуваний обсяг робіт, валовий випуск продукції) в першу чергу характеризує ефективність використання електроенергії. При цьому необхідно щоб норми були оптимальними, встановленими на основі техніко-економічних розрахунків. Тут важливо наголосити, що під оптимальною нормою розуміється об'єктивно необхідна витрата електроенергії на виробництво одиниці продукції або обсягу роботи за даних умов виробництва, зумовлена організацією та технологією вироб-

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

ництва, технічним, рівнем застосовуваного технологічного та енергетичного обладнання, технічним станом та режимом роботи виробничого обладнання.

Як зазначалося, норми мають обґрунтовуватися техніко-економічним розрахунком. Структура норм має відповідати технології та організації виробництва та охоплювати всі статті витрати електроенергії на нормований вид продукції або робіт. Норми повинні враховувати також плановані для здійснення заходи щодо економії електроенергії. Норми підлягають своєчасному коригуванню за зміни умов виробництва.

Регулювання добового графіка навантаження та зниження піків у години максимуму енергосистеми також дозволяють знизити втрати електроенергії. Регулювання добових графіків навантаження може здійснюватись декількома способами. Насамперед необхідно вирівнювати графік за рахунок переведення найбільш енергоємного обладнання, що працює періодично, з годин максимуму на інші години доби. Таким обладнанням можуть вважатися, наприклад, окремі види великих верстатів, зварювальні машини, компресори, насоси артезіанських свердловин, випробувальні та зарядні станції, холодильні установки, млини, установки струмів високої частоти, окремі види електротермічного обладнання, пилорами та ін. метою доцільно у години максимумів навантажень енергосистеми провести на підприємствах поточні та профілактичні ремонти технологічного та енергетичного обладнання, упорядкувати роботу допоміжних цехів для зниження їх електричних навантажень у вказаний годинник, встановити твердий графік роботи вентиляційних установок тощо. При виконанні заходів щодо відключення у години максимумів відповідного обладнання слід враховувати вплив виключення даного обладнання на інші виробничі процеси та на роботу підприємства в цілому.

Зниження навантаження може досягатися шляхом розосередження часу пусків великих електроприймачів, створення запасів напівфабрикату за рахунок інтенсифікації їх виробництва поза годинами максимуму.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

До заходів щодо вирівнювання добових графіків відносяться також зсув часу початку та закінчення різних змін з метою суміщення з годинником максимуму навантаження міжзмінних та обідніх перерв на підприємствах; введенням третьої (нічної) зміни для енергоємного обладнання; запровадження різних вихідних днів для підприємств. Заходи щодо зміни режиму роботи пов'язані зі зміною умов праці працівників підприємств, тому їх здійснення може бути допущене лише в крайніх випадках.

Однією з шляхів зниження піків навантаження є використання промислових підприємствах споживачів-регуляторів, тобто. такого електротехнологічного обладнання, яке може працювати в режимі регулювання відповідно до потреб енергосистеми. При цьому економія коштів, що отримується в енергосистемі, може перевищувати додаткові витрати споживача-регулятора.

Оптимізація режимів мережі за напругою U , реактивної потужності Q , коефіцієнта трансформації n використовується у розподільчих мережах з урахуванням специфіки їхньої роботи. При цьому в розподільчих мережах, в яких немає джерел активної потужності, не потрібне узгодження з оптимізаційним розрахунком активної потужності.

Як відомо, у центрах живлення (ЦП) мереж 6-10 та 35 кВ широко використовується регулювання напруги. Основним завданням регулювання напруги в ЦП є забезпечення допустимих відхилень напруги у електроприймачів, приєднаних до мереж 6-10 кВ і нижче. При цьому зазвичай вдається одночасно знизити й втрати електроенергії в мережах. Можливості такого зниження збільшуються за наявності в ЦП всіх мереж 6-10 кВ трансформаторів з РПН.

У розподільчих мережах підвищення рівня напруги призводить не тільки до зменшення втрат потужності, але й до зростання споживаної потужності навантажень відповідно до їх статичних характеристик по напрузі. Тому для визначення доцільності підвищення рівня напруги в розподільчих мережах треба аналізувати його вплив на зміни втрат потужності в мережі та

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

споживання навантажень. Крім того, треба враховувати і збитки споживачів від низької якості напруги.

Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 380 В. До трифазних мереж 380 В підключається велика кількість однофазних електроприймачів, що приєднуються до однієї фази та нульового дроту. Їх підключення здійснюється по можливості рівномірно між фазами, проте струми фаз I_A , I_B и I_C виявляються тією чи іншою мірою неоднаковими

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у фазах через нерівність

$$I_a^2 + I_B^2 + I_C^2 \geq 3I_{cp}^2 \quad (2.6)$$

Розрізняють ймовірнісну несиметрію, що має переміжний характер з більшим завантаженням то однієї, то іншої фази, і систематичну несиметрію, при якій неоднакові середні значення навантажень. Перший вид несиметрії може бути усунений лише спеціальними пристроями з тиристорним управлінням, що перемикають частину навантажень з перевантаженої на недовантажену фазу. Систематична несиметрія може бути знижена шляхом періодичного (1-2 рази на рік) перерозподілу навантажень між фазами.

У розподільчих мережах також залишаються актуальними питання зниження витрати електроенергії на власні потреби та скорочення термінів ремонтів електрообладнання.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

3 ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЗАВОДУ

3.1 Характеристика технологічного процесу

Завод призначений для ремонту та випуску різних електродвигунів і генераторів.

Лиття станин проводиться на окремому майданчику в ливарному цеху. Його електропостачання здійснюється кабельними лініями окремо від електроживлення заводу.

В заготівельному цеху проводиться різання сталевих листів різної товщини і форми (за призначенням) зі сталеві стрічки. Далі листи піддаються очищенню від забруднень і плівки антикорозійного мастила.

У штампувальному цеху з приготованих листів вирубують пластини для збирання роторів, статорів і якорів. Далі проводиться випал, очищення, покриття ізоляційним лаком і збірка статорів, якорів і роторів. В інструментальному корпусі проводиться виготовлення валів і обробка різних виробів, використовуваних у виробництві електродвигунів. На обмотувальних ділянках виготовляються обмотки з мідного і алюмінієвого обмоточного матеріалу. На складальних ділянках проводиться просочення ізоляційним лаком, термічна обробка і збірка виробів.

Як вже зазначалося вище, всі споживачі заводу належать до II і III категорій з надійності електропостачання, тобто обладнання, яке бере участь в безперервному циклі, відсутня. Тому допускається відключення електроенергії на час ремонту або заміни силових трансформаторів, вимикачів або кабельних ліній або введення резерву. При цьому перебої електрозабезпечення не вплинуть на якість продукції, що випускається, але при цьому сумарний час відключень в місяць не повинно перевищувати шість годин.

					<i>MP 3.8.14.1.502ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок систем електропостачання промислового підприємства</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Таранченко</i>					36	
<i>Перевір.</i>		<i>Маценко</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>					<i>СумДУ ЕТ.м-11</i>	

Щоб сильно не впливали відключення на кількість продукції, що випускається на місяць.

Завданням роботи є проектування надійного електропостачання підприємства.

3.2 Розрахунок електричних навантажень

Є багато сучасних методів визначення розрахункових навантажень. У цьому проекті для розрахунку на стадії проектування, коли відсутні такі дані, як кількість і потужність електроприймачів, споживання електроенергії на одиницю продукції, щільність навантаження на квадратний метр площі, розрахункове навантаження визначаємо за методом коефіцієнта попиту [1].

Розрахункова повна потужність підприємства визначається за розрахунковими активним і реактивним навантаженнями цехів (до і вище 1000 В) з урахуванням розрахункового навантаження освітлення цехів і території підприємства, втрат потужності в трансформаторах цехових підстанцій та ГПП, і втрат в високовольтних лініях.

Розрахункове навантаження (активне і реактивне) визначається з співвідношень

$$P_P = K_C \cdot P_H, \quad (3.1)$$

$$S_P = \frac{P_P}{\cos \varphi} \quad (3.2)$$

$$Q_P = \sqrt{S_P^2 - P_P^2}, \quad (3.3)$$

P_H – сумарна встановлена потужність всіх приймачів цеху;

K_C – коефіцієнт попиту приймається за довідковими даними

Результати розрахунків наведені в табл.3.1.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

Таблиця 3.1 – Характеристики споживачів електроенергії заводу

Ген.план	Назва користувачів	Силовевантаження				
		РН, кВт	КС	cosφ	РР, кВт	QР, кВАр
1	2	3	4	5	6	7
1	Механічна дільниця	2670	0,82	0,84	2189	1414
2	Заводоуправління	1420	0,7	0,97	994	249
3	Їдальня	480	0,8	0,91	384	175
4	Дільниця обробки валів роторів	1040	0,92	0,86	957	568
5	Цех збору	950	0,5	0,89	475	243
6	Обмоткова дільниця	590	0,71	0,85	419	260
7	Фреоновідвигуни	280	0,95	0,84	266	172
8	Ремонтна дільниця механічного цеху	1210	0,89	0,62	1077	1363
9	Штампувальний цех	1620	0,92	0,8	1490	1118
10	Інструментальний цех	1950	0,79	0,78	1541	1236
11	Цех електродвигунів	6520	0,82	0,82	5346	3732
12	Електричний цех	320	0,6	0,63	192	237
13	Заготівельний цех	1514	0,68	0,82	1030	719
14	Цех спецобладнання	1100	0,79	0,93	869	343
15	Збіркадвигунів спеціальногопризначення	550	0,5	0,87	275	156
16	Склади	460	0,28	0,65	129	151
17	Виробничий корпус	2540	0,75	0,92	1905	812
	Всього по заводу	24833	—	—	19538	12948

					MP3.8.14.1.502ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Повне розрахункове навантаження (з урахуванням освітлення) визначається

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + Q_p^2}, \quad (3.4)$$

Результати розрахунків наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Визначення розрахункових освітлювальних навантажень по цехам заводу

№ по ген. плану	Назва користувачів	Освітлювальне навантаження					Силоветаосвітлювальне навантаження		
		F, м2	гуд.о, Вт/м2	P _{но} , кВт	K _{со}	P _{ро} , кВт	P _p +P _{ро} , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Механічна дільниця	540	20	1080 0	0,8 2	885 6	11045	1414	11135
2	Заводоуправління	620	25	1550 0	0,8 3	128 65	13859	249	13861
3	Їдальня	480	22	1056 0	0,8 2	865 9,2	9043, 2	175	9045
4	Дільниця обробки валів роторів	2150	19	4085 0	0,8 4	343 14	35271	568	35276
5	Цех збору	2630	18	4734 0	0,8 5	402 39	40714	243	40715
6	Обмоткова дільниця	3300	16	5280 0	0,8 6	454 08	45827	260	45828
7	Фреонові двигуни	652	18	1173 6	0,8 4	985 8,2	10124	172	10126

Продовження табл. 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	Ремонтна дільниця механічного цеху	2020	21	4242 0	0,8 4	356 33	36710	1363	36735
9	Штампувальний цех	4650	18	8370 0	0,8 4	703 08	71798	1118	71807
10	Інструментальний цех	3540	15	5310 0	0,8 4	446 04	46145	1236	46162
11	Цех електродвигу- нів	2050	16	3280 0	0,8 4	275 52	32898	3732	33109
12	Електричний цех	1420	18	2556 0	0,8 4	214 70	21662	237	21664
13	Заготівельний цех	1230	19	2337 0	0,8 4	196 31	20661	719	20673
14	Цех спец обладнан- ня	1125	18	2025 0	0,8 4	170 10	17879	343	17882
15	Збірка двигунів спе- ціального призна- чення	635	19	1206 5	0,8 4	101 35	10410	156	10411
16	Склади	1890	20	3780 0	0,9	340 20	34149	151	34149
17	Виробничий корпус	950	21	1995 0	0,8 5	169 58	18863	812	18880
	Територія заводу	4493 97	0,25	1123 49	1	112 349	0	0	0
	Всього по заводу		304	6529 50	—	569 868	47705 7	12948	47723 3

					MP3.8.14.1.502ПЗ				Арк.
									40
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Так як трансформатори цехових підстанцій та високовольтна мережа ще не обрані, то наближено втрати потужності в них можна визначити з виразів:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p^H, \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p^H, \quad (3.6)$$

$$\Delta P_L = 0,03 \cdot S_p^H, \quad (3.7)$$

де S_p^H – розрахункова потужність підприємства на шинах напругою 0,4 кВ

За максимально завантажену зміну $S_p^H = 477233 \text{ кВА}$

$$\Delta P_T = 9545$$

$$\Delta Q_T = 47723$$

$$\Delta P_L = 14317$$

Сумарні розрахункові (активна і реактивна) потужності, віднесені до шин 10 кВ ГПП, визначаються з виразів:

$$P_{P\Sigma} = \sum P_P \cdot K_{PM} + P_{P.O.} + \Delta P_T + \Delta P_L, \quad (3.8)$$

$$Q_{P\Sigma} = \sum Q_P^H \cdot K_{PM} + \Delta Q_T, \quad (3.9)$$

де K_{PM} – коефіцієнт максимумів навантаження окремих груп електроприймачів, $K_{PM} = 0,95$.

$$P_{P\Sigma} = 612292$$

$$Q_{P\Sigma} = 60024$$

Втрати потужності в трансформаторах ГПП визначаються з виразів:

$$\Delta P_{T.ГПП} = 0,02 \cdot S_{P\Sigma}, \quad (3.10)$$

$$\Delta Q_{T.ГПП} = 0,1 \cdot S_{P\Sigma}, \quad (3.11)$$

$$\text{де } S_{P\Sigma} = \sqrt{P_{P\Sigma}^2 + Q_{P\Sigma}^2} = 615227 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{T.ГПП} = 0,02 \cdot 615227 = 12305 \text{ кВт}$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						41
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta Q_{T.ГПП} = 0,1 \cdot 615227 = 61523 \text{ кВАр}$$

Повна розрахункова потужність підприємства з боку ВН трансформаторів ГПП визначається

$$S_{P.ГПП} = \sqrt{\left(P_{P\Sigma} + \Delta P_{T.ГПП}\right)^2 + \left(Q_{P\Sigma} + \Delta Q_{T.ГПП} - Q_{KV}\right)^2}, \quad (3.12)$$

де Q_{KV} – потужність компенсуючих пристроїв,

$$Q_{KV} = Q_{P\Sigma} - Q_C, \quad (3.13)$$

де Q_C – найбільше значення реактивної потужності, що передається з мережі енергосистеми в мережу підприємства в режимах найбільших активних навантажень енергосистеми.

$$Q_C = \alpha \cdot P_{P\Sigma}, \quad (1.14)$$

де для підприємств з напругою живильної лінії 35 кВ $\alpha=0,24$, звідки

$$Q_C = 0,24 \cdot 612292 = 146950 \text{ кВАр}$$

$$Q_{KV} = 60024 - 146950 = -86926 \text{ кВАр}$$

$$S_{P.ГПП} = \sqrt{\left(612292 + 12305\right)^2 + \left(60024 + 61523 - (-86926)\right)^2} = 658470 \text{ кВА}$$

3.3 Картограма і визначення центру електричних навантажень

Картограма навантажень являє собою розміщені на генплані підприємства площі, обмежені колами. Площі, обмежені цими колами, в обраному масштабі рівні розрахунковим навантаженням:

$$P_{Pi} = \pi \cdot r_i^2 \cdot m, \quad (3.15)$$

де r_i – радіус кола, відповідного i – му цеху, мм;

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

m - масштаб для визначення площі кола, він береться постійним для всіх цехів підприємства, кВт/мм², $m = 1$ кВт/мм².

Відповідно радіус кола для кожного цеху визначається з виразу [3]:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{Pi}}{\pi \cdot m}} \quad (3.16)$$

Силові навантаження до і вище 1000 В зображуються окремими колами або секторами в колі. Приймається, що навантаження по цеху розподілене рівномірно, тому центр навантажень буде знаходитися в центрі ваги фігури, що зображає цех в генплані.

Освітлювальне навантаження входить в загальне навантаження цехів і наноситься у вигляді сектора кола, що зображує навантаження до 1000 В. Кут сектора (α) пропорційний частці розрахункового освітлювального навантаження РРО в сумарному розрахунковому навантаженні цеху і визначається зі співвідношення повних розрахункових і освітлювальних навантажень цехів:

$$\alpha_i = \frac{360 \cdot P_{POi}}{P_{Pi}} \quad (3.17)$$

Картограми навантажень будуються на кресленні генерального плану заводу за даними таблиці 1.3.

На генеральний план заводу довільно нанесемо осі координат і визначимо значення центрів кіл (X_i и Y_i). Координати центру електричних навантажень заводу X_o та Y_o визначимо за формулами:

$$X_o = \frac{\sum P_{Pi} \cdot X_i}{\sum P_{Pi}} \quad (3.18)$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

$$Y_O = \frac{\sum P_{Pi} \cdot Y_i}{\sum P_{Pi}} \quad (3.19)$$

Таблиця 3.3 – Розрахункові дані для побудови картограм навантажень

Но- мер на Ген. план	РРi, кВт	РРОi, кВт	г, мм	α, гра д	Xi, м	Yi, м	РРi · Xi, кВт · м	РРi · Yi, кВт · м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2189	8,86	26,4	1,46	124,6	262,5	272749	574613
2	994	12,87	17,7 9	4,66	192,5	262,5	191345	260925
3	384	8,66	11,0 6	8,12	248,5	256,2	95424	98381
4	957	34,31	17,4 5	12,9 1	237,3	203,7	227096	194941
5	475	40,24	12,3	30,5	218,4	258,3	103740	122693
6	419	45,41	11,5 5	39,0 2	184,8	203,7	77431	85350
7	266	9,86	9,2	13,3 4	179,9	130,2	47853	34633
8	1077	35,63	18,5 2	11,9 1	171,5	240,1	184706	258588
9	1490	70,31	21,7 8	16,9 9	115,5	203	172095	302470
10	1541	44,6	22,1	10,4	30,1	235,2	46384	362443

			5	2				
11	5346	27,55	41,2 5	1,86	115,5	73,5	617463	392931

Продовження табл. 3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	192	21,47	7,82	40,2 6	107,1	138,6	20563	26611
13	1030	19,63	18,1 1	6,86	239,4	140	246582	144200
14	869	17,01	16,6 3	7,05	179,9	60,9	156333	52922
15	275	10,13	9,36	13,2 6	239,4	14	65835	3850
16	129	34,02	6,41	94,9 4	166,6	86,1	21491	11107
17	1905	16,96	24,6 2	3,21	305,9	8,4	582740	16002
Всього	19538	457,52	78,8	8,43				

$$X_o = \frac{\sum P_{Pi} \cdot X_i}{\sum P_{Pi}} = \frac{3158028}{19145} = 164,9 \text{ м}$$

$$Y_o = \frac{\sum P_{Pi} \cdot Y_i}{\sum P_{Pi}} = \frac{2895774}{19145} = 151,5 \text{ м}$$

Місце споруди ГПП вибирається з урахуванням наступних факторів:

1. Найменшою довжиною лінії живлення.
2. По можливості максимальне наближення ГПП до центру електрич-

								Арк.
								45
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP3.8.14.1.502ПЗ			

них навантажень (ЦЕН).

3. Можливість вільного введення живильних ліній і ліній, що відходять в середину площі.

4. Відповідно до ПУЕ ВРП ГПП необхідно споруджувати на відстані 60 м від приміщень з вибухонебезпечним середовищем і на відстані 80 м від вибухонебезпечних зовнішніх установок.

Виходячи з перерахованих вище умов, споруджуємо ГПП з центром в точці з координатами: $X/O = 205$ м ; $Y/O = 123$ м.

Розташування ГПП, ЦЕН і картограм показано на кресленні.

3.4 Вибір числа і потужності трансформаторів ГПП

Правильний технічно і економічно обґрунтований вибір числа і потужності трансформаторів ГПП має істотне значення для раціональної побудови схеми електропостачання [1. 3].

Вибір потужності трансформаторів ГПП проводиться за розрахунковою потужністю заводу з урахуванням коефіцієнта завантаження трансформатора в нормальному і після аварійному режимах, а також з урахуванням перевантажувальної здатності трансформатора.

При цьому при виході з роботи одного трансформатора, що залишився в роботі, повинен забезпечувати роботу підприємства на час заміни несправного трансформатора з урахуванням можливого обмеження навантаження без шкоди для основної діяльності підприємства.

Основні споживачі електроенергії на підприємстві належать до II-ї категорії по надійності електропостачання, що говорить про необхідність установки на ГПП двох трансформаторів.

Потужність трансформаторів визначається за формулою:

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

$$S_{PT} = \frac{S_{P.ГПП}}{2 \cdot K_3}, \quad (3.19)$$

де $S_{P.ГПП}$ – повна розрахункова потужність підприємства з боку вищої напруги трансформаторів ГПП;

K_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів. Для споживачів II - ї категорії

$$K_3 = 0,7.$$

2 – кількість трансформаторів.

$$S_{PT} = \frac{S_{P.ГПП}}{2 \cdot K_3} = \frac{22093}{2 \cdot 0,7} = 15781 \text{ кВА}$$

З сортименту номінальних потужності силових двообмоткових трансформаторів вибираємо трансформатор за умовою, що $S_{HT} \geq S_{PT}$. Встановлюємо трансформатор з найближчим великим значенням номінальної потужності рівний 16000 кВА.

Коефіцієнт завантаження одного трансформатора в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{S_{P.ГПП}}{2 \cdot S_{HT}} = \frac{15781}{2 \cdot 16000} = 0,493$$

З урахуванням того, що в нормальному режимі коефіцієнт завантаження трансформаторів ГПП приймається рівним 0,7, а в аварійному режимі будь-який з трансформаторів з урахуванням допустимого перевантаження (до 40 %) повинен забезпечити повністю необхідну потужність заводу, тобто:

$$S_{P.ГПП} < 1,4 \cdot S_{HT}.$$

$$S_{P.ГПП} < 1,4 \cdot S_{HT} \Rightarrow 22400 < 15781.$$

де 22400 – потужність, що пропускається одним трансформатором в пі-

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

сляварійному режимі. $1,4 \cdot S_{H.T} = 1,4 \cdot 16000 = 22400$ кВА, що забезпечує перспективу розширення виробництва.

3.5 Вибір системи напруги

Вибір напруги проводиться з метою визначення параметрів лінії електропередачі (ЛЕП) і обраного обладнання ГПП, а також розмірів капіталовкладень, витрат кольорового металу, величини витрат електроенергії та експлуатаційних витрат [1, 3].

Електропостачання заводу здійснюється безпосередньо від підстанції, розташованої на відстані 900 м від ГПП заводу. Від джерела живлення є можливість отримання енергії при двох напругах:

$$U = 35 \text{ кВ та } U = 110 \text{ кВ.}$$

Тому розглянемо можливість застосування обох варіантів шляхом техніко-економічного порівняння цих варіантів і виберемо найбільш оптимальний з них.

1.4.1 Вибір варіантів систем напруги

I - Варіант $U = 35$ кВ.

Живлення здійснюється за двоколовою ЛЕП.

Визначимо величину струму, що протікає по одній лінії:

$$I_M = \frac{S_{P.GPP}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.20)$$

де I_M – розрахунковий струм однієї лінії в нормальному режимі роботи;

$U_{ном}$ – номінальна напруга.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

$$I_M = \frac{S_{P.ГПП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{22093}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 182,2 \text{ А}$$

Переріз проводів ЛЕП в мережах вище 1000 В вибирають, згідно з ПУЕ (правила улаштування електроустановок) з економічної щільності струму:

$$S_{ЕК} = \frac{I_M}{j_{ЕК}}, \quad (3.21)$$

де $j_{ЕК}$ – економічна щільність струму для заданих умов роботи, вибирається по таблиці, $j_{ЕК} = 1,4 \text{ А/мм}^2$.

$$S_{ЕК} = \frac{I_M}{j_{ЕК}} = \frac{182,2}{1,4} = 130,2 \text{ мм}^2$$

Розрахований переріз округляється до найближчого стандартного, а потім перевіряється.

Приймаємо найближчий стандартний перетин проводу АС – 120 с $I_{доп}=375 \text{ А}$.

За умовами коронування даний переріз 120 мм² більше мінімального для УНОМ = 35 кВ, рівного 70 мм², тому перевірка не потрібна.

Перевіряємо перетин щодо після аварійного струму при відключенні однієї лінії з урахуванням перевантаження

$$K_{пер} \cdot I_{доп} > I_{м.ав}, \quad (3.22)$$

$$\text{Що відповідає} - 1,3 \cdot 380 > 2 \cdot 375 = 750 > 182 \text{ А}$$

Визначимо вартість втрат на один кілометр в двокової лінії при $\tau = 2400 \text{ год/рік}$, $СЕ = 0,014 \text{ від. о/кВт}\cdot\text{ч}$, $КПІТ = 11,85 \text{ тис.від.о/км}$, $\Delta РПІТ = 140 \text{ кВт/км}$. [14].

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						49
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вартість втрат електроенергії в лініях визначається за формулою

$$C_{35} = 2 \cdot \Delta P_{\text{пт}} \cdot K_3^2 \cdot \tau \cdot C_3 = 2 \cdot 140 \cdot \left(\frac{182}{375}\right)^2 \cdot 2400 \cdot 0,014 = 2,2 \frac{\text{тис.від.о}}{\text{год}}$$

Визначимо повні витрати з урахуванням апаратури на підстанції без вартості трансформаторів

$$Z = n \cdot E_{\Sigma O} \cdot (K_{\text{ПС}} + K_{\text{АП}}) + (C_{35} + E_{\Sigma Л} \cdot K_{\text{уд}}) \cdot L, \quad (3.23)$$

На живильній підстанції у ВРУ 35 кВ на кожну лінію встановлено викиачі, вартість кожного порядку КАП = 9 тис.від.о. [14]. На приймальні підстанції встановлено два комплекти комутаційної апаратури. Вартість одного комплекту дорівнює КПС = 2,92 тис.від.о Сумарні відрахування для лінії $E_{\Sigma Л} = 0,152$ тис.від.о та $E_{\Sigma O} = 0,193$ тис.від.о. для обладнання.

$$Z_{35} = 2 \cdot 0,193 \cdot (2,92 + 9) + (1,9 + 0,152 \cdot 11,85) \cdot 0,961 = 8 \text{ тис.від.о.}$$

II – Варіант U = 110 кВ.

Постачання здійснюється за двоколової ЛЕП.

Визначимо величину струму, що протікає по одній лінії:

$$I_M = \frac{S_{P \cdot ГПП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{22093}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 57,9 \text{ А}$$

$$S_{EK} = \frac{I_M}{j_{EK}} = \frac{57,9}{1,4} = 41,4 \text{ мм}^2$$

Приймаємо найближчий стандартний перетин провода АС – 70 с Ідоп

					МРЗ.8.14.1.502ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

= 265 А.

Перевіряємо перетин щодо після аварійного току при відключенні однієї лінії з урахуванням перевантаження: $K_{пер} \cdot I_{доп} > I_{м.ав}$, що відповідає:

$$1,3 \cdot 265 > 2 \cdot 41,4 = 344 > 83 \text{ А.}$$

Визначимо вартість втрат на один кілометр в двоковою лінії при $KUD = 11,85$ тис.від.о./ км,

$$\Delta P_{уд} = 140 \text{ кВт / км};$$

$$C_{110} = 2 \cdot \Delta P_{пит} \cdot K_3^2 \cdot \tau \cdot C_E = 2 \cdot 125 \cdot \left(\frac{57,9}{265}\right)^2 \cdot 2400 \cdot 0,014 = 0,402 \text{ тис.від.о}$$

Визначимо повні витрати з урахуванням апаратури на підстанції без вартості трансформаторів.

Вартість одного комплекту апаратури на приймальній підстанції КПС = 4,76 тис. від.о.; на живильній підстанції КАП = 16 тис.від.о.

$$Z_{110} = 2 \cdot 0,193 \cdot (4,76 + 16) + (0,362 + 0,152 \cdot 13,5) \cdot 0,961 = 10 \text{ тис.від.о}$$

Витрати на перший варіант менші витрат другого варіанту. Тому з економічних міркувань вибираємо для подальшого розгляду перший варіант.

$$UH = 35 \text{ кВ, АС} - 120, I_{доп} = 375 \text{ А.}$$

3.5.1 Перевірка лінії по втраті напруги

При $L_{\Delta U 1\%} = 6,4$ км для АС – 120 і допустимій втраті напруги, що дорівнює 5 % в нормальному режимі

$$L_{доп} = L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{доп} \cdot K_3 \geq L, \quad (1.24)$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

де $L_{\Delta U 1\%}$ - довжина лінії при повному завантаженні на 1% втрати напруги (км);

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустима втрата напруги $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$, $\Delta U_{\text{допав}} = 10\%$;

$K_3 = \frac{I_{\text{ДОП}}}{I_P}$ – коефіцієнт навантаження лінії;

$L_{\text{ДОП}}$ – допустима довжина лінії;

L – фактична довжина лінії.

а) У нормальному режимі $K_3 = \frac{375}{182} = 2,06$,

$$L_{\text{ДОП}} = 6,4 \cdot 5 \cdot 2,06 = 65,8 \gg 0,961 \text{ км}$$

б) В аварійному режимі $K_3 = \frac{1,3 \cdot 375}{2 \cdot 182} = 1,34$;

$$L_{\text{ДОП}} = 6,4 \cdot 10 \cdot 1,34 = 85,7 \gg 0,961 \text{ км}$$

Отже, вибраний перетин проводу відповідає умові припустимих втрат напруги в нормальному і після аварійному режимах.

Перевірка по механічній міцності

Відповідно ПУЕ для ЛЕП с УН = 35 кВ по механічній міцності перетин проводу повинен бути не менше 75 мм², в нашому випадку 120 мм², що відповідає умові механічної міцності проводів. ВЛ с УН = 35 кВ на умову коронування не перевіряються.

Перевірку перерізу проводів за умовою термічної стійкості проведемо після розрахунку струмів короткого замикання.

Вибір системи напруги

Вибір напруги проводиться з метою визначення параметрів лінії електропередачі (ЛЕП) і обраного обладнання ГПП, а також розмірів капіталовкладень, витрат кольорового металу, величини втрат електроенергії та експлуатаційних витрат [1, 3].

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						52
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Електропостачання заводу здійснюється безпосередньо від підстанції, розташованої на відстані 900 м від ГПП заводу. Від джерела живлення є можливість отримання енергії при двох напругах:

$$U = 35 \text{ кВ и } U = 110 \text{ кВ.}$$

Тому розглянемо можливість застосування обох варіантів шляхом техніко-економічного порівняння цих варіантів і виберемо найбільш оптимальний з них.

3.6 Вибір варіантів систем напруги

3.6.1 I – Варіант U = 35 кВ

Живлення здійснюється за двоколовою ЛЕП.

Визначимо величину струму, що протікає по одній лінії:

$$I_M = \frac{S_{P.ГПП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.20)$$

де I_M – розрахунковий струм однієї лінії в нормальному режимі роботи;

$U_{ном}$ – номінальна напруга.

$$I_M = \frac{S_P}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{21142,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 174 \text{ А}$$

Переріз проводів ЛЕП в мережах вище 1000 В вибирають, згідно з ПУЕ (правила улаштування електроустановок) з економічної щільності струму:

$$S_{ЕК} = \frac{I_M}{j_{ЕК}}, \quad (3.21)$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

де j_{EK} – економічна щільність струму для заданих умов роботи, вибирається по таблиці, $j_{EK} = 1,4 \text{ А/мм}^2$.

$$S_{EK} = \frac{I_M}{j_{EK}} = \frac{174}{1,4} = 124 \text{ мм}^2$$

Розрахований перетин округляється до найближчого стандартного, а потім перевіряється.

Приймаємо найближчий стандартний перетин проводу АС – 120 с $I_{доп}=380 \text{ А}$.

За умовами коронування даний переріз 120 мм² більше мінімального для УНОМ = 35 кВ, рівного 70 мм², тому перевірка не потрібна.

Перевіряємо перетин щодо після аварійного току при відключенні однієї лінії з урахуванням перевантаження

$$K_{пер} \cdot I_{доп} > I_{м.ав} , \quad (3.22)$$

Що відповідає – $1,3 \cdot 380 > 2 \cdot 174 = 494 > 348 \text{ А}$

Визначимо вартість втрат на один кілометр в двоколової лінії при $\tau = 2400 \text{ год/рік}$, $CE = 0,014 \text{ від.о/кВт}\cdot\text{ч}$, $K_{ПИТ} = 11,85 \text{ тис.від.о/км}$, $\Delta P_{ПИТ} = 140 \text{ кВт/км}$. [14].

Вартість втрат електроенергії в лініях визначається за формулою

$$C_{35} = 2 \cdot \Delta P_{пит} \cdot K_3^2 \cdot \tau \cdot C_3 = 2 \cdot 140 \cdot \left(\frac{174}{380}\right)^2 \cdot 2400 \cdot 0,014 = 1,9 \frac{\text{тис.від.о}}{\text{год}}$$

Визначимо повні витрати з урахуванням апаратури на підстанції без вартості трансформаторів

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						54
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z = n \cdot E_{\Sigma O} \cdot (K_{ПС} + K_{АП}) + (C_{35} + E_{\Sigma Л} \cdot K_{ВД}) \cdot L, \quad (3.23)$$

На живильній підстанції у ВРУ 35 кВ на кожну лінію встановлено ви-
микачі, вартість кожного порядку КАП = 9 тис.від.о. [14]. На приймальні під-
станції встановлено два комплекти комутаційної апаратури. Вартість одного
комплекту дорівнює КПС = 2,92 тис.від.о Сумарні відрахування для лінії
 $E_{\Sigma Л} = 0,152$ тис.від.о та $E_{\Sigma O} = 0,193$ тис.від.о. для обладнання.

$$Z_{35} = 2 \cdot 0,193 \cdot (2,92 + 9) + (1,9 + 0,152 \cdot 11,85) \cdot 0,961 = 8 \text{ тис.від.о.}$$

3.6.2 II – Варіант U = 110 кВ

Постачання здійснюється за двоколової ЛЕП.

Визначимо величину струму, що протікає по одній лінії:

$$I_M = \frac{S_P}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{21142,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 55 \text{ А}$$

$$S_{ЕК} = \frac{I_M}{j_{ЕК}} = \frac{55}{1,4} = 39,28 \text{ мм}^2$$

Приймаємо найближчий стандартний перетин провода АС – 70 с $I_{доп} = 265$ А.

Перевіряємо перетин щодо після аварійного току при відключенні од-
нієї лінії з урахуванням перевантаження: $K_{пер} \cdot I_{доп} > I_{м.ав}$, що відповідає:

$$1,3 \cdot 265 > 2 \cdot 55 = 344 > 110 \text{ А.}$$

Визначимо вартість втрат на один кілометр в двоколовою лінії при
 $KУД = 11,85$ тис.від.о./ км,

$$\Delta РУД = 140 \text{ кВт / км;}$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

$$C_{110} = 2 \cdot \Delta P_{\text{ЛЛТ}} \cdot K_3^2 \cdot \tau \cdot C_E = 2 \cdot 125 \cdot \left(\frac{55}{265}\right)^2 \cdot 2400 \cdot 0,014 = 0,362 \text{ тис.від.о}$$

Визначимо повні витрати з урахуванням апаратури на підстанції без вартості трансформаторів.

Вартість одного комплексу апаратури на приймальній підстанції КПС = 4,76 тис. від.о.; на живильній підстанції КАП = 16 тис.від.о.

$$Z_{110} = 2 \cdot 0,193 \cdot (4,76 + 16) + (0,362 + 0,152 \cdot 13,5) \cdot 0,961 = 10 \text{ тис.від.о}$$

Витрати на перший варіант менші витрат другого варіанту. Тому з економічних міркувань вибираємо для подальшого розгляду перший варіант.

УН = 35 кВ, АС – 120, Ідоп = 380 А.

3.6.3 Перевірка лінії по втраті напруги

При $L_{\Delta U 1\%} = 6,4$ км для АС – 120 і допустимій втраті напруги, що дорівнює 5 % в нормальному режимі

$$L_{\text{доп}} = L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \cdot K_3 \geq L, \quad (3.24)$$

де $L_{\Delta U 1\%}$ - довжина лінії при повному завантаженні на 1% втрати напруги (км);

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустима втрата напруги $\Delta U_{\text{доп}} = 5 \%$, $\Delta U_{\text{допав}} = 10 \%$;

$K_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_p}$ – коефіцієнт завантаження лінії;

$L_{\text{доп}}$ – допустима довжина лінії;

L – фактична довжина лінії.

а) У нормальному режимі $K_3 = \frac{380}{174} = 2,18$,

$$L_{\text{доп}} = 6,4 \cdot 5 \cdot 2,18 = 69,76 \gg 0,961 \text{ км}$$

										Арк.
										56
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	МРЗ.8.14.1.502ПЗ					

б) В аварійному режимі $K_3 = \frac{1,3 \cdot 380}{2 \cdot 174} = 1,4;$

$$L_{доп} = 6,4 \cdot 10 \cdot 1,4 = 89,6 \gg 0,961 \text{ км}$$

Отже, вибраний перетин проводу відповідає умові припустимих втрат напруги в нормальному і після аварійному режимах.

3.6.4 Перевірка по механічній міцності

Відповідно ПУЕ для ЛЕП с УН = 35 кВ по механічній міцності перетин проводу повинен бути не менше 75 мм², в нашому випадку 120 мм², що відповідає умові механічної міцності проводів. ВЛ с УН = 35 кВ на умову коронування не перевіряються.

Перевірку перерізу проводів за умовою термічної стійкості проведемо після розрахунку струмів короткого замикання.

3.7 Вибір схеми зовнішнього електропостачання

На заводі переважають споживачі II-ї категорії по надійності електропостачання, тому електропостачання заводу здійснюється по двоколової ЛЕП з установкою на ГПП двох трансформаторів. Згідно [6], вибираємо схему двох блоків трансформатор - лінія, що для більшої гнучкості з'єднані неавтоматичною перемичкою з двох роз'єднувачів [2]. У нормальному режимі один з роз'єднувачів перемички повинен бути розімкнений.

Основною перевагою схеми є економічність і надійність.

У колах силових трансформаторів встановлюються вимикачі та короткозамикачі з роз'єднувачами. Обрана схема приведена на рисунку 1.1.

Таким чином, зовнішнє електропостачання здійснюється від двоколової ЛЕП – 35 кВ з установкою на ГПП двох силових трансформаторів типу ТДН – 16000 / 35 з параметрами:

$$SH = 16000 \text{ кВА}, UBH = 36,75 \text{ кВ}, UHH = 10,5 \text{ кВ}, \Delta PXX = 21 \text{ кВт}, \Delta PK3$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						57
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

= 90 кВт, IXХ = 0,75 %, UK = 8 %

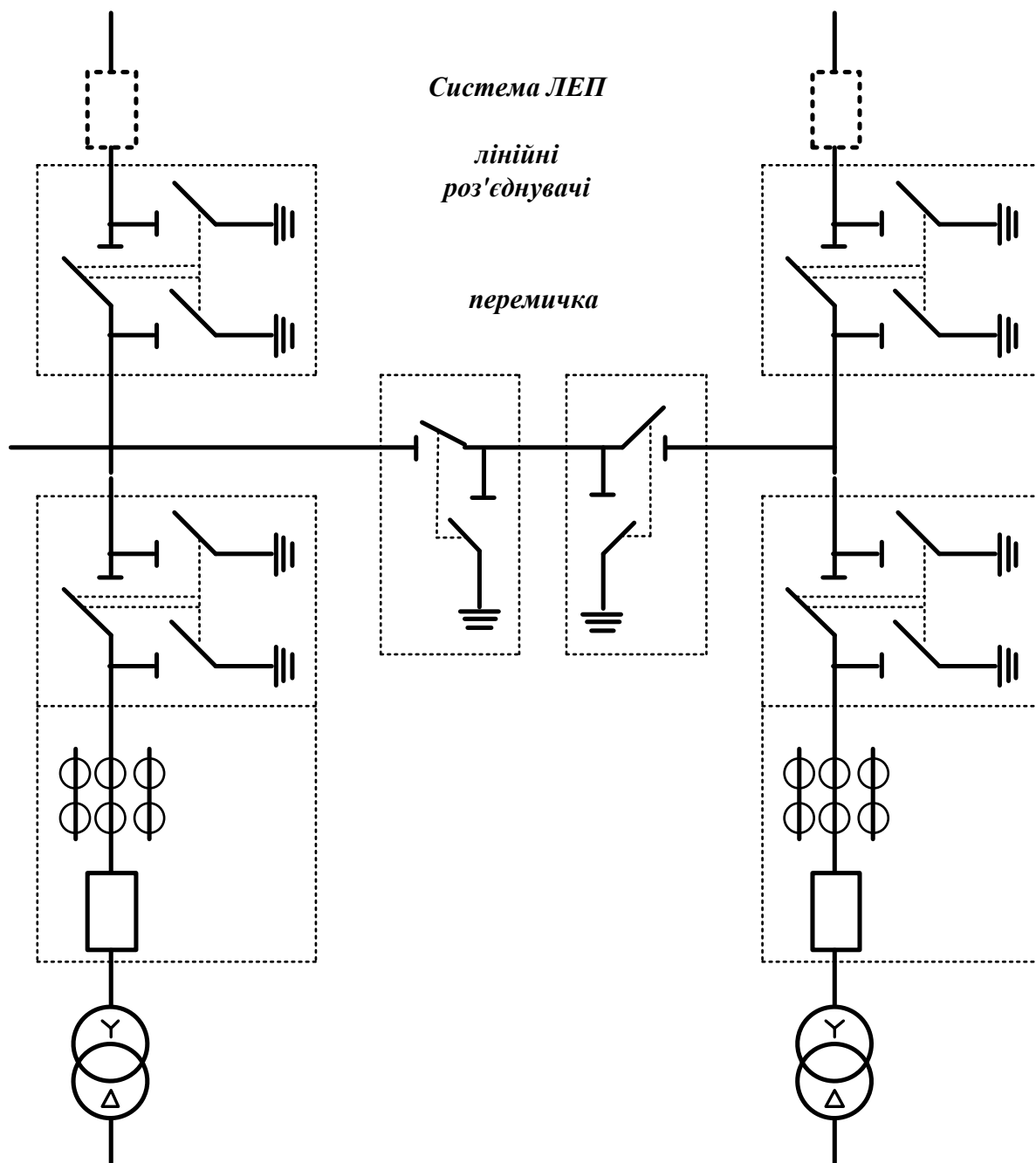


Рисунок 3.1 – Схема ОРУ ГПП

3.8 Вибір трансформаторів

3.8.1 Вибір кількості і потужності цехових трансформаторів

									Арк.
									58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

MP3.8.14.1.502ПЗ

Вибір схеми внутрішньозаводської мережі електропостачання починають з визначення числа і потужності цехових трансформаторів [20].

При установці на великих промислових підприємствах групи цехових трансформаторів їх номінальна потужність визначається щільністю навантаження і вибирається, як правило, однакова для всієї групи. Питома щільність навантаження визначається за формулою:

$$\sigma = \frac{S_P^H}{F_{\text{цехов}}} , \quad (3.25)$$

де $F_{\text{цехов}}$ – площа всіх цехів підприємства 35273 м² (таблиця 3.2);

S_{HP} – сумарне розрахункове навантаження цехів дорівнює 22093 кВА.

$$\sigma = \frac{S_P^H}{F_{\text{цехов}}} = \frac{22093}{449397} = 0,049 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}$$

При такій щільності навантаження відповідно до [7] необхідно застосувати трансформатори потужністю $S_{H.TP} = 2500$ кВА. Однак, виходячи з практики, як правило, на трансформаторних підстанціях підприємств встановлюють трансформатори з номінальною потужністю $S_{H.TP} \leq 1000$ кВА. Так як установка трансформаторів $S_H = 2500$ кВА призведе до збільшення втрат активної потужності, вибираємо трансформатори типу ТМ – 1000/10.

Визначимо мінімально можливе число трансформаторів:

$$N_C = \frac{\sum P_P^H}{\beta_T \cdot S_{H.TP}} , \quad (3.26)$$

де $\beta_T = 0,7$ – коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі,

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						59
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ΣP_{HP} - сумарна активна потужність заводу по 0,4 кВ.

Вибираємо економічно оптимальне число цехових трансформаторів, з урахуванням компенсації реактивної потужності. Для цього складаємо баланс реактивної потужності.

3.8.2 Баланс реактивної потужності

Визначимо оптимальну потужність трансформаторів і конденсаторних батарей на 10 кВ та 0,4 кВ. Приймаємо вартість ввідного пристрою $3B1 = 670$ тис.від.о. Витрати на конденсаторні батареї 10 кВ $311 = 1600$ від.о./МВАр, а для конденсаторних батарей 0,4 кВ $311 = 300$ від.о./МВАр.

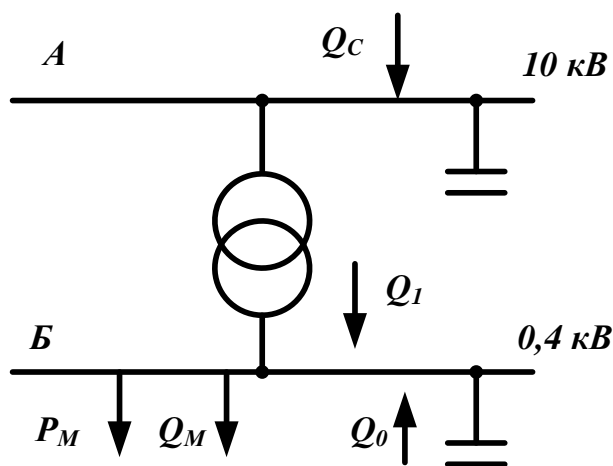


Рисунок 3.2 – Розподіл реактивної потужності

Відповідно до розділу 3 в результаті техніко-економічного порівняння видно, що доцільно на цехових трансформаторних підстанціях (ТП) встановлювати трансформатори з номінальною потужністю, рівною 1000 кВА.

3.8.3 Вибір оптимального числа трансформаторів

Відповідно розділу 3, оптимальний є другий варіант з $N_{TP} = 28$ шт. Сумарна потужність батарей конденсаторів на стороні 0,4кВ дорівнює $Q_0 = 5,58$ МВАр.

В ЗРУ 10 кВ ГПП встановлюємо 3 конденсатори типу УК – 10 – 450

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

П(Л)УЗ.

Повна потужність батареї конденсаторів 0,4 кВ розподілена по цехових трансформаторних підстанціях пропорційна споживаній реактивній потужності згідно таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Розподіл батареї конденсаторів по ТП (0,4 кВ)

№ ТП	Q _{рі} , кВАр	Q _{бк і} , кВАр	Тип ККУ	Число, потуж- ність
1	2	3	4	5
ТП – 1	643,70	300,0	УКН-0,38-300-50У3	1 x 300
ТП – 2	227,57	106,0	УК-0,38-103-3У3	1 x 108
КТП – 3	1057,12	493,2	УКЛН-0,38-300-50У3	2 x 300
КТП – 4	1277,90	596,2	УКЛН-0,38-300-50У3	2 x 300
ТП – 5	419,67	195,8	УК-0,38-108-3У3	2 x 108
ТП – 6	531,25	247,9	УК-0,38-144-4У3	2 x 144
ТП – 7	531,25	247,9	УК-0,38-144-4У3	2 x 144
ТП – 8	528,56	246,6	УК-0,38-144-4У3	2 x 144
КТП – 9	516,89	241,2	УК-0,38-144-4У3	2 x 144
КТП – 10	275,87	128,7	УК-0,38-144-4У3	1 x 144
ТП – 11	137,94	64,4	УК-0,38-72-4У4	1 x 72
КТП – 12	275,87	128,7	УК-0,38-144-4У3	2 x 144
ТП – 13	137,94	64,4	УК-0,38-72-4У4	1 x 72
КТП – 14	275,87	128,7	УК-0,38-144-4У3	2 x 144
КТП – 15	178,13	365,8	УК-0,38-144-4У3	3 x 144
ТП – 16	241,53	112,7	УК-0,38-144-4У3	1 x 144
ТП – 17	281,52	131,3	УК-0,38-144-4У3	1 x 144
КТП – 18	897,50	418,7	УК-0,38-144-4У3	3 x 144

Виходячи з розрахунків вибираємо трансформатори для установки на

					MP3.8.14.1.502ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

підстанціях типу ТМ - 1000/10 з основними технічними даними:

$U_{ВН} = 10$ кВ, $U_{НН} = 0,4$ кВ, $\Delta P_{ХХ} = 2,45$ кВт, $\Delta P_{кз} = 12,2$ кВт, $U_{кз} = 5,5$ %, $I_{ХХ} = 2,8$ %

3.8.4 Визначення числа силових трансформаторів для цехових ТП

Активне навантаження, яке припадає на один силовий трансформатор, визначається за формулою [2]:

$$P_1 = \frac{\sum (P_P + P_{PO})}{N}, \quad (3.30)$$

де $\sum (PP+PPO)$ – сумарне силове і освітлювальне навантаження заводу, дорівнює 19681 кВт (таблиця 3.2);

N – кількість трансформаторів.

$$P_1 = \frac{19995}{28} = 667 \text{ кВт}$$

Число трансформаторів, яке слід встановлювати в тому чи іншому цеху:

$$N_i = \frac{P_{Pi} + P_{POi}}{P_1} \quad (3.31)$$

Результати розрахунків наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Кількість цехових трансформаторів

Номер за ген-планом	Найменування	PP + PPO, кВт	N, шт
1	2	3	4
1	Механічна дільниця	2197,9	3,6
2	Заводууправління	1006,9	1,5

3	Їдальня	392,66	0,7
---	---------	--------	-----

Продовження табл. 3.4

1	2	3	4
4	Дільниця обробки валів роторів	991,31	1,3
5	Цех збору	515,24	0,6
6	Обмоткова дільниця	464,41	0,8
7	Фреонові двигуни	275,86	0,3
8	Ремонтна дільниця механічного цеху	1112,6	1,4
9	Штампувальний цех	1560,3	2,2
10	Інструментальний цех	1585,6	1,1
11	Цех електродвигунів	5373,6	7,7
12	Електричний цех	213,47	0,3
13	Заготівельний цех	1049,6	2,5
14	Цех спец обладнання	886,01	1,3
15	Збірка двигунів спеціального призначення	285,13	0,3
16	Склади	163,02	0,2
17	Виробничий корпус	1922	2,2

Місця розміщення трансформаторних підстанцій (ТП) обрані відповідно до ПУЕ та даних таблиці 3.5 і показані на плані підприємства.

3.9 Вибір схеми і напруги внутрішньозаводської мережі

При побудові схеми електропостачання промислових підприємств необхідно враховувати специфічні особливості деяких підприємств (наявність високовольтних споживачів, електроприймачів з різним графіком навантаження і т. ін.). Проектоване підприємство такими особливостями не володіє [1. 3].

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

Раніше були обрані силові трансформатори ГПП типу ТДН - 16000/35 з УНН = 10,5 кВ. Тому внутрішньозаводську електричну мережу будемо виконувати на напрузі УН = 10 кВ.

Розподіл електроенергії здійснюється з ЗРУ – 10 кВ ГПП, а електропостачання цехів проводиться з ЦРП - 10 кВ за радіальною схемою, зображеною на кресленні - лист 3.

розподільна мережа 10 кВ прокладається по території заводу кабельними лініями в траншеях.

Переріз кабельної лінії вибирається з економічної щільності струму. Економічно доцільний переріз FEK, мм², визначається з виразу

$$F_{EK} = \frac{I_P}{j_{EK}}, \quad (3.32)$$

де j_{EK} – нормоване значення економічної щільності струму, А/мм², приймається за довідковими даними; в нашому випадку приймаємо $j_{EK} = 1,2$ А/мм², для кабелів з паперовою ізоляцією і з алюмінієвими жилами (згідно [4]);

I_P – розрахунковий струм лінії в нормальному та аварійному режимах, визначається за формулами:

$$I_P = \frac{S_{Pi}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (3.33)$$

$$I_{P.AB} = \frac{S_{Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (3.34)$$

де S_{Pi} – розрахункове навантаження ТП.

Для кожної трансформаторної підстанції заводу визначимо розрахункове навантаження.

ТП - 1 знаходиться на ділянці обробки валів роторів. Частина наванта-

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						64
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ження ділянки $S = 525$ кВА розподілено на РП - 7 від ТП - 2, але на ТП - 1 також навантаження їдальнею $S = 525,9$ кВА. Таким чином, $SP.ТП-1 = 525,9 + 999,55 - 525 = 1000,45$ кВА. Результати розрахунків зведемо в таблицю 6.

Перевірку обраних кабельних ліній на термічну стійкість зробимо після розрахунків струмів короткого замикання.

Таблиця 3.6 – Перерізи кабельних ліній розподільчої мережі 10 кВ.
Спосіб прокладки - траншея

Номер лінії	Найменування лінії	Кількість ліній	Розрахункова потужність S_{Pi} , кВА	Розрахункове навантаження на одну лінію		Довжина лінії L , км
				В нормальному режимі I_P , А	режимі $I_{P.AB}$, А	
1	2	3	4	5	6	7
Л – I	ГПП – ЦРП	2	21138	610	1220	0,103
Л – 1	ЦРП – КТП-15	2	1745	50,	100,3	0,166
Л – 2	ЦРП – ТП-1	1	1005	28,8	57,7	0,034
Л – 3	ЦРП – ТП-5	1	236	6,8	13,7	0,143
Л – 4	ЦРП – ТП-2	1	1004	28,8	57,7	0,084
Л – 5	ЦРП – КТП-4	2	1958	56,2	112,5	0,128
Л – 6	ЦРП – КТП-6	2	1144	32,9	65,9	0,119
Л – 7	ЦРП – КТП-3	2	1856	53,4	106,8	0,24
Л – 8	ЦРП – ТП-8	1	956	27,2	54,8	0,231
Л – 9	ЦРП – ТП-7	1	989	28,3	56,6	0,19
Л – 10	ЦРП – КТП-9	2	938	27	54	0,231
Л – 11	ЦРП – КТП-10	2	1643	47,2	94,4	0,152
Л – 12	ЦРП – ТП-11	1	817	23,6	47,2	0,196

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МРЗ.8.14.1.502ПЗ

Арк.

65

Л – 13	ЦРП – КТП-12	2	1645	47,2	94,4	0,224
Л – 14	ЦРП – ТП-13	1	819	23,6	47,2	0,234

Продовження табл. 1.6

1	2	3	4	5	6	7
Л – 15	ЦРП – КТП-14	2	1628	47,2	94,4	0,27
Л – 16	ЦРП – ТП-15	1	432	12,3	27,76	0,091
Л – 17	ЦРП – ТП-16	1	942	27,1	54,2	0,144
Л – 18	ЦРП – КТП-17	2	1998	57,4	114,9	0,007

Таблиця 3.7 – Допустиме навантаження на один кабель

Номер лінії	Найменування інїї	Поправковий коефіцієнт прокладки кабеля	Марка і переріз кабеля, вибраного за умовою допустимого нагріву	Допустиме навантаження на один кабель	
				режимі ІДОП, А	режимі І.3.ІДОП А
1	2	9	10	11	9
Л – І	ГПП – ЦРП	0,85	2 АСБ (3x240)	920	0,85
Л – 1	ЦРП – КТП-15	1	АСБ (3x70)	210	1
Л – 2	ЦРП – ТП-1	0,85	АСБ (3x70)	210	0,85
Л – 3	ЦРП – ТП-5	0,85	АСБ (3x70)	210	0,85
Л – 4	ЦРП – ТП-2	0,85	АСБ (3x70)	210	0,85
Л – 5	ЦРП – КТП-4	0,85	АСБ (3x70)	210	0,85
Л – 6	ЦРП – КТП-6	0,85	АСБ (3x70)	210	0,85
Л – 7	ЦРП – КТП-3	0,85	АСБ (3x70)	210	0,85
Л – 8	ЦРП – ТП-8	0,85	АСБ (3x70)	210	0,85
Л – 9	ЦРП – ТП-7	0,85	АСБ (3x70)	210	0,85

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

МРЗ.8.14.1.502ПЗ

Арк.

66

Л – 10	ЦРП – КТП-9	0,85	АСБ (3x70)	210	0,85
Л – 11	ЦРП – КТП-10	0,85	АСБ (3x70)	210	273

Продовження табл. 3.7

Л – 12	ЦРП – ТП-11	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л – 13	ЦРП – КТП-12	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л – 14	ЦРП – ТП-13	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л – 15	ЦРП – КТП-14	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л – 16	ЦРП – ТП-15	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л – 17	ЦРП – ТП-16	0,85	АСБ (3x70)	210	273
Л – 18	ЦРП – КТП-17	1	АСБ (3x70)	210	273

3.10 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання проводимо для вибору електричних апаратів і струмопровідних частин електричних установок, а також для перевірки провідників по термічній стійкості при коротких замиканнях. Апарати і провідники повинні бути обрані таким чином, щоб виключити їх руйнування або пошкодження при проходженні по них найбільших можливих струмів короткого замикання. Розрахунок проводимо наближеним практичним методом, згідно з рекомендаціями [4].

Для розрахунків складаємо однолінійну розрахункову схему електричної мережі з електричними апаратами і провідниками, що підлягають вибору та перевірки за умовами короткого замикання, роблячи попередній аналіз схеми електричної мережі. У розрахункову схему вводимо всі трансформатори, повітряні та кабельні лінії, що зв'язують джерела живлення з місцем короткого замикання.

Складемо розрахункову схему (рисунок 3.3)

										Арк.
										67
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	MP3.8.14.1.502ПЗ					

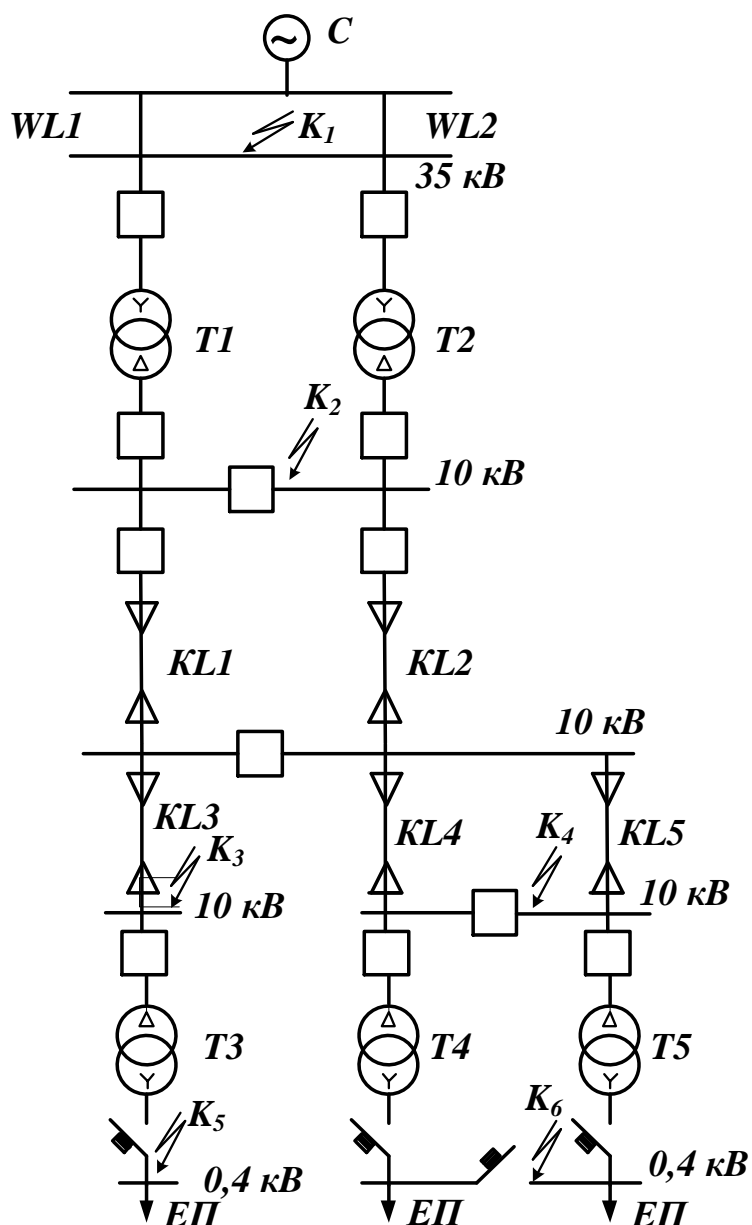


Рисунок 3.3 – Схема розрахункова однолінійна

Умовні позначення на розрахунковій схемі:

C - система (енергопостачальна організація);

WL1, WL2 – двухцепна ЛЕП, що пов'язує підстанцію енергопостачальної організації і ГПП заводу;

T1, T2 – силові трансформатори ГПП заводу (ТДН - 16000/35);

T3 - силовий трансформатор заводу, ТП - 1 (ТМ - 1000/10);

T4, T5 - силові трансформатори КТП – 9 (ТМ – 1000/10);

KL1, KL2 – кабельні лінії, що зв'язують підстанції ГПП і ЦРП;

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP3.8.14.1.502ПЗ

Арк.

68

KL3, KL4, KL5 - кабельні лінії, що зв'язують підстанції ЦРП і ТП;

ЕП - електроприймачі 0,4 кВ.

Розрахунок будемо вести в іменованих одиницях. Для розрахунку струмів короткого замикання складемо схему заміщення (рисунок 3.4)

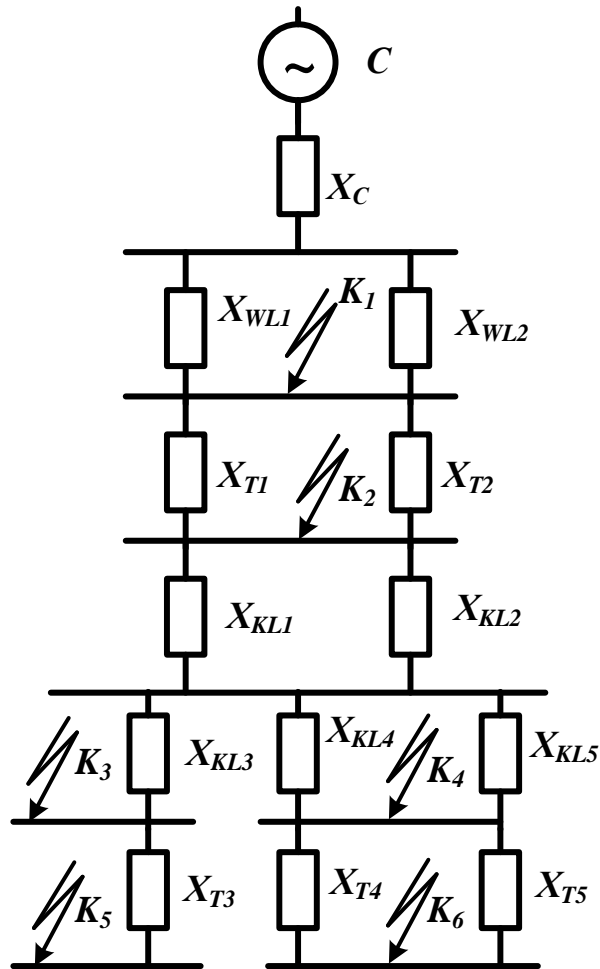


Рисунок 3.4 – Схема заміщення

Визначимо опори елементів схем заміщення:

$$X_C = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВІДКЛ}}}, \quad (1.35)$$

де X_C – реактивний опір системи;

ІВІДКЛ - струм відключення короткого замикання, імовірно визначає-

									Арк.
									69
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

МО по вимикачу OVB-VBF – 36 – 2500 (ІВІДКЛ = 31,5 кА);

$$X_C = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 31,5} = 0,642 \text{ Ом}$$

Опір повітряних ліній 1 і 2 визначається як:

$$X_{WL1} = X_{WL2} = \sqrt{(r_0 \cdot l)^2 + (x_0 \cdot l)^2} \quad (3.36)$$

Для проводу марки АС – 120 мм²

$$r_0 = 0,33 \text{ Ом}, \quad x_0 = 0,353 \text{ Ом}, \quad L = 0,961 \text{ км}$$

$$X_{WL1} = X_{WL2} = \sqrt{(0,33 \cdot 0,961)^2 + (0,353 \cdot 0,961)^2} = 0,464 \text{ Ом}$$

Опір трансформаторів Т1 і Т2 визначається як:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{U_H}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_{H.TP}} \quad (3.37)$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{10}{100} \cdot \frac{10500^2}{16 \cdot 10^6} = 0,689 \text{ Ом}$$

Опір трансформаторів Т3 - Т5 визначається аналогічно попереднім

$$X_{T3} = X_{T4} = X_{T5} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{400^2}{10 \cdot 10^5} = 0,0088 \text{ Ом}$$

Кабельна лінія від ГПП до ЦРП – 2АСБ (3х240)

$$X_{KL1} = X_{KL2} = \frac{x_0 \cdot L}{2} = \frac{0,075 \cdot 0,103}{2} = 0,0039 \text{ Ом}$$

$$X_{KL3} = x_0 \cdot L = 0,09 \cdot 0,034 = 0,031 \text{ Ом}$$

для кабелю АСБ (3х50)

					MP3.8.14.1.502ПЗ	Арк.
						70
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{KL4} = X_{KL5} = x_0 \cdot L = 0,09 \cdot 0,27 = 0,0243 \text{ Ом}$$

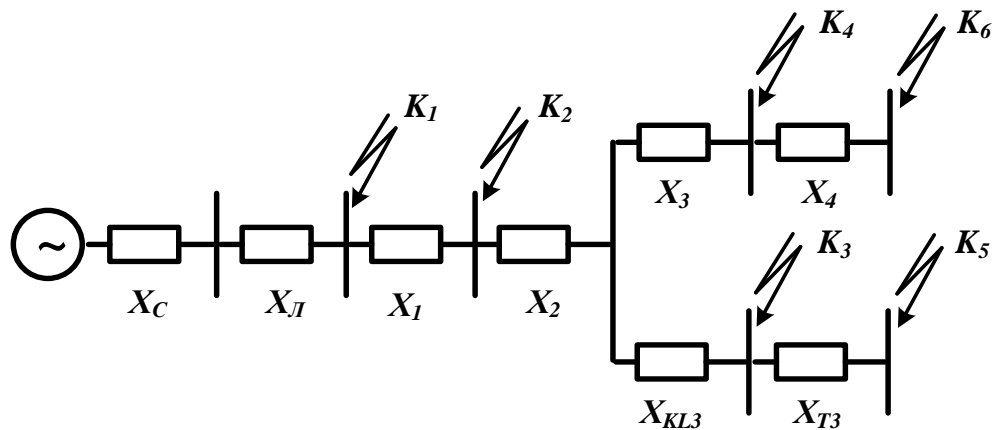


Рисунок 3.5 – Змінена схема заміщення

$$X_{л} = \frac{X_{WL1} \cdot X_{WL2}}{X_{WL1} + X_{WL2}} = \frac{0,464 \cdot 0,464}{0,464 + 0,464} = 0,232 \text{ Ом}$$

$$X_1 = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0,689}{2} = 0,345 \text{ Ом}, \quad X_2 = \frac{X_{KL1}}{2} = \frac{0,004}{2} = 0,002 \text{ Ом}$$

$$X_3 = \frac{X_{KL4}}{2} = \frac{0,0244}{2} = 0,0122 \text{ Ом}$$

$$X_4 = \frac{X_{T4}}{2} = \frac{0,0088}{2} = 0,0044 \text{ Ом}$$

$$X_{K1} = X_C + X_{л} = 0,489 + 0,232 = 0,721 \text{ Ом}$$

$$I_{K1} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K1}} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 0,721} = 28 \text{ А}$$

$$X_{K2} = (X_C + X_{л}) \cdot \frac{U_B^2}{U_H^2} + X_1 = 0,642 \cdot \frac{10,5^2}{37,5^2} + 0,345 = 0,402 \text{ Ом}$$

$$I_{K2} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,402} = 15,08 \text{ кА}$$

$$X_{K3} = X_{K2} + X_2 + X_{KL3} = 0,402 + 0,002 + 0,031 = 0,435 \text{ Ом}$$

$$I_{K3} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K3}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,435} = 13,27 \text{ кА}$$

$$X_{K4} = X_{K2} + X_2 + X_3 = 0,402 + 0,002 + 0,0122 = 0,4162 \text{ Ом}$$

$$I_{K4} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K4}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,416} = 13,88 \text{ кА}$$

$$X_{K5} = X_{K3} \cdot \frac{U_B^2}{U_H^2} + X_{T3} = 0,435 \cdot \frac{0,4^2}{10,5^2} + 0,0088 = 0,0094 \text{ Ом}$$

$$I_{K5} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K5}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,0094} = 24,57 \text{ кА}$$

$$X_{K6} = X_{K4} \cdot \frac{U_B^2}{U_H^2} + X_4 = 0,415 \cdot \frac{0,4^2}{10,5^2} + 0,0044 = 0,005 \text{ Ом}$$

$$I_{K6} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot X_{K6}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,005} = 46,2 \text{ кА}$$

Визначені в попередньому розділі по jЭК перерізи кабелів перевіримо на термічну стійкість при коротких замиканнях.

Термічно стійкий переріз провідників визначається з виразу:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (3.38)$$

де $B_K = I_{\infty}^2 \cdot (t_{\text{ВІДКЛ}} + T_a)$ – тепловий імпульс струмів КЗ, А²·с;

T_a – постійна загасання аперіодичної складової струму КЗ, с;

$t_{\text{ВІДКЛ}} = t_z + t_v$ – час відключення КЗ, с;

t_z – час дії основного захисту, с;

t_v – повний час відключення вимикача, с;

C_T – коефіцієнт, що залежить від допустимої температури при КЗ і матеріалу провідника. Для провідників з алюмінієвими жилами $C_T = 85$, (А·с^{1/2}/мм²).

а) Для проводів АС – 120 (мм²)

$I_{\infty} = 28 \text{ кА}$; $t_v = 0,09 \text{ с}$; $t_{\text{отк}} = 0,02 + 0,09 = 0,11 \text{ с}$;

$B_K = 280002 \cdot (0,11 + 0,05) = 12554000 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

										Арк.
										72
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	МРЗ.8.14.1.502ПЗ					

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{12544000}}{85} \approx 120 \text{ мм}^2$$

б) Для кабельних ліній

$$I_{\infty} = 13,88 \text{ кА}; \quad t_{\text{в}} = 0,08 \text{ с}; \quad t_{\text{отк}} = 0,08 + 0,02 = 0,1 \text{ с}$$

$$W_{\text{к}} = 138802 \cdot (0,1 + 0,05) = 288913850 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{28898160}}{85} \approx 63 \text{ мм}^2$$

3.11 Вибір і перевірка апаратів в мережі вище 1000 В

Всі апарати системи електропостачання, ізолятори і струмопровідні пристрої вибираються за умовами тривалої номінальної роботи, режиму перевантажень і режиму можливих коротких замикань; він можуть бути відкритими або закритими; відповідати умовам навколишнього середовища і так далі.

Обрані по номінальному струму і напрузі апарати перевіряються на електродинамічну і термічну стійкість до коротких замикань, на здатність відключення; вимірювальні трансформатори струму крім того, перевіряються на відповідність їх роботи необхідному класу точності. Зазначені розрахункові значення порівнюються з допустимими для даного апарату, складаються таблиці порівняння зазначених розрахункових і допустимих значень. Для забезпечення надійної безаварійної роботи розрахункові значення повинні бути не менше допустимих, прийнятих за каталогом або паспортом апарату.

Номінальна напруга апарату має відповідати класу його ізоляції з деяким запасом по електричній міцності (близько 10 – 15 %).

3.11.1 Вибір апаратів ВРП 35 кВ

Розподільні пристрої, розташовані на відкритому повітрі, називаються відкритим розподільчим пристроєм (ВРП).

Вимикач є основним апаратом в електричних установках, він служить для відключення і включення ланцюга в будь-яких умовах: тривале наванта-

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

ження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід, несинхронна робота. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів короткого замикання і включення на існуюче коротке замикання.

Роз'єднувачі застосовують для відключення і включення кіл без струму і створення видимого розриву кола в повітрі. Між силовими вимикачами і роз'єднувачами повинне передбачатися механічне і електромагнітне блокування, що не допускає відключення роз'єднувача при включеному вимикачі, коли в колі протікає струм навантаження.

Вимикачі навантаження і роз'єднувачі вибирають по напрузі і номінальному тривалому струму.

Визначимо розрахунковий струм на ділянці ВРП 35 кВ з урахуванням перевантаження:

$$I_P = \frac{1,4 \cdot S_{H,TP}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.39)$$

$$I_P = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 369,5 \text{ А}$$

Перевірку на дію струмів короткого замикання проводимо для точки К1 (рисунок 1.4)

Результати перевірки вимикачів і роз'єднувачів заносяться в таблицю 3.8.

Таблиця 3.8 – Результати перевірки вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач OVB - VBF – 36 – 2500	Роз'єднувач РНДЗ-1-35/1000
Uуст = 35 кВ	Uн = 35 кВ	Uн = 35 кВ
Iр.у = 369,5 А	Iном = 2000 А	Iном = 1000 А
Iп.о = 28 кА	Iн.вдкл = 31,5 кА	
Sp.о = 1794,4 МВА	Sh.вдкл = 2500 МВА	
i у.р = 57,4 кА	i у.н. = 135 кА	i дин = 64 кА

$I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{НОМТС}}} = 5,7 \text{ кА}$	$I_{тер} = 41,2 \text{ кА}$	$I_{тер} = 25 \text{ кА}$
--	-----------------------------	---------------------------

Розрахункова потужність відключення короткого замикання:

$$S_{P.O} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{H.O} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 28 = 1794,4 \text{ МВА.}$$

$I_{\infty} = 1,52 \cdot I_{H.O} = 1,52 \cdot 28 = 42,6 \text{ кА}$ – розрахунковий сталий струм короткого замикання.

$$t_{\Pi} = t_{P.3} + t_{ВДКЛ} = (0,03 + 0,06) = 0,09 \text{ с}$$

$$t_{НОМ.T.C} = 5 \text{ с}$$

$$I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{\Pi}}{t_{НОМ.T.C}}} = 42,6 \cdot \sqrt{\frac{0,09}{5}} = 5,7 \text{ кА}$$

3.11.2 Вибір апаратів ЗРП 10 кВ і ЦРП

Розподільний пристрій - це електроустановка, призначена для приймання і розподілу електричної енергії. Розподільні пристрої, розташовані всередині окремих приміщень, або в приміщеннях цехів, називаються закритими розподільними пристроями. Як комутаційні елементи, в РУ застосовуються вимикачі високої напруги.

Вимикач - це комутаційний апарат, призначений для включення і відключення струму. Вимикач є основним апаратом захисту від коротких замикань. Широко застосовуються в закритих розподільних пристроях і на центральних розподільчих підстанціях (ЦРП) маломасляні вимикачі серії ВМП.

Розрахунковий струм на стороні 10 кВ з урахуванням перевантаження:

$$I_P = \frac{S_{HP}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{24345}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1589 \text{ А}$$

Перевірку на дію струмів короткого замикання проводимо струмами КЗ для точки К2.

Вибираємо вступні та секційні вимикачі, а також секційні вимикачі лі-

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

ній, що відходять від ЦРП до цехових знижувальних підстанцій [6, 7].

Результати перевірки вимикача заносяться в таблицю 3.9.

Таблиця 3.9 – Результати перевірки вимикача

Розрахункові дані	Каталожні дані для вимикача ВМП-10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{р.у} = 1329 \text{ А}$	$I_{ном} = 600; 1000; 1500 \text{ А}$
$I_{п.о} = 15,08 \text{ кА}$	$I_{н.откл} = 20 \text{ кА}$
$S_{р.о} = 261,2 \text{ МВА}$	$S_{н.окл} = 350 \text{ МВА}$
$i_{у.р} = 38,39 \text{ кА}$	$i_{у.н.} = 52 \text{ кА}$
$I_{\infty} \sqrt{\frac{t_n}{t_{номтс}}} = 3,22 \text{ кА}$	$I_{тер} = 20 \text{ кА}$

Розрахункова потужність відключення короткого замикання:

$$S_{р.о} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{п.о} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 15,02 = 260,5 \text{ МВА}$$

Розрахунковий ударний струм короткого замикання:

$$i_{у.р} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 15,02 = 37,5 \text{ кА}$$

Приведений час для періодичної складової струму КЗ:

$$t_{III} = 0,05 + 0,08 = 0,13 \text{ с}$$

Приведений час для аперіодичної складової струму КЗ:

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

$$t_{IIA} = 0,05 + 1,4^2 = 0,095 \text{ с}$$

$$t_{II} = t_{III} + t_{IIA} = 0,13 + 0,098 = 0,228 \text{ с}$$

$$t_{НОМ.Т.С} = 5 \text{ с}$$

$$I_{\infty} \cdot \sqrt{\frac{t_{II}}{t_{НОМ.Т.С}}} = 15,08 \cdot \sqrt{\frac{0,228}{5}} = 3,22 \text{ кА}$$

3.12 Вибір і перевірка шино проводів

В ЗРП і ЦРП в якості провідників застосовується жорстка ошиновка, виконана жорсткими алюмінієвими шинами (мідні шини через високу їх вартість не застосовуються). При струмах до 3000 А застосовуються одно - і двосмугові шини.

Згідно ПУЕ збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РУ всіх напруги по економічній щільності струму не перевіряються.

Вибір перерізу шин проводиться по нагріванню (по припустимому струму). При цьому враховуються не тільки нормальні, але і після аварійні режими, а також режими в період ремонтів і можливість нерівномірного розподілу струмів між секціями шин [1].

Розрахунковий струм на стороні 10 кВ з урахуванням перевантаження:

$$I_P = \frac{S_{HP}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{23041}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1382 \text{ А}$$

З каталогу вибираємо алюмінієві шини прямокутного перерізу, установлені па ребро типу АТ - 80 x 10, з допустимим струмом $I_{доп} = 1480 \text{ А}$.

Максимально допустимий струм для обраних шин:

$$I_{доп.макс} = k_3 \cdot I_{доп} ,$$

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		77

де $k_3 = 1,05$ – поправковий коефіцієнт для шин при температурі навколишнього середовища $Q_{o.c} = +15$ оС.

$$I_{\text{доп.макс}} = k_3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,05 \cdot 1480 = 1554 \text{ А}$$

Для дотримання умов достатньої механічної міцності шин при струмі КЗ розрахункове напруження в шинах не повинно перевищувати допустиму механічну напругу для даного металу або на вигин з [6] $\sigma_{\text{доп}} = 650$ кгс/см.

Допустиме максимальне зусилля на вигин в шинах в залежності від допустимої механічної напруги $\sigma_{\text{доп}}$ визначається з виразу:

$$F_{\text{доп}} = \frac{10 \cdot \sigma_{\text{доп}} \cdot W}{L}, \quad (3.40)$$

де W – момент опору, см³;

L – довжина прольоту між ізоляторами, см;

З таблиці [7] для однополюсних шин, розташованих на ребро момент опору знаходимо з виразу:

$$W = 0,17 \cdot h \cdot b^2 = 0,17 \cdot 8 \cdot 1^2 = 1,36 \text{ см}^3.$$

$$F_{\text{доп}} = \frac{10 \cdot 650 \cdot 1,36}{80} = 110,5 \text{ кг} \cdot \text{с}$$

Визначимо розрахункове значення від тривалого впливу струму короткого замикання

$$F_{\text{РОЗР}} = 1,76 \cdot i_{\text{У.РОЗР}}^2 \cdot \frac{L}{a} \cdot 10^{-2} \quad (3.41)$$

з умови $F_{\text{РОЗР}} \leq F_{\text{ДОП}}$ впливає:

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						78
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$1,76 \cdot i_{y.RO3P} \cdot \frac{L}{a} \cdot 10^{-2} \leq \frac{10 \cdot \sigma_{\text{ДОП}} \cdot W}{L};$$

$$i_{y.RO3P} \leq \frac{10}{L} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{\text{ДОП}} \cdot W_a}{1,76}},$$

$$i_{y.RO3P} = \frac{10}{80} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 650 \cdot 1,36 \cdot 50}{1,76}} = 401 \text{ кА}$$

Максимальне розрахункове напруження для однополюсних шин визначається:

$$\sigma_{RO3P} = \frac{F_{RO3P} \cdot L}{10 \cdot W}, \quad (3.42)$$

$$F_{RO3P} = 1,76 \cdot 38,4^2 \cdot \frac{80}{50} \cdot 10^{-2} = 42,37 \text{ кгс}$$

$$(F_{RO3P} = 42,37) \leq (F_{\text{ДОП}} = 110,5)$$

$$\sigma_{RO3P} = \frac{42,37 \cdot 80}{10 \cdot 1,36} = 249,24 < \sigma_{\text{ДОП}} = 650 \frac{\text{кгс}}{\text{см}}$$

Можна зробити висновок, що, обрані нами, шини по конструкції і перерізу відповідають умові достатньої механічної міцності при токах короткого замикання.

3.13 Вибір і перевірка ізоляторів

Ізолятори – це найважливіший конструктивний елемент, призначений для відокремлення струмоведучих частин від корпусів конструкцій, виконуючи роль надійного і жорсткого кріплення струмоведучих частин. У розподільних пристроях шини кріпляться на опорних, прохідних і підвісних ізоляторах. Жорсткі шини кріпляться на опорних ізоляторах, вибір яких проводимо по напрузі установки і перевіряються на ударну дію струмів короткого зами-

					MP3.8.14.1.502ПЗ	Арк.
						79
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

кання [6, 7].

$$F_{\text{РОЗР}} = 1,76 \cdot 38,4^2 \cdot \frac{80}{50} \cdot 10^{-2} = 42,4 \text{ кгс}$$

Вибираємо ізолятори типу ОФ – 10 – 37 – 5, на $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$.

$$F_{\text{ДОП}} = 0,6 \cdot F_{\text{РОЗР}} = 0,6 \cdot 37,5 = 225 \text{ кгс} > F_{\text{РОЗР}} = 42,4 \text{ кгс}$$

Перевірка ізоляторів для ЗРУ – 10 кВ:

$$F_{\text{РОЗР}} = 1,76 \cdot 38,7^2 \cdot \frac{80}{50} \cdot 10^{-2} = 42,2 \text{ кгс}$$

Виберемо і перевіримо ізолятори для введів струмопроводів від силових трансформаторів до ЗРУ - 10 кВ.

Вибираємо ізолятори типу П - 10/5000 - 4350.

Перевірка:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А} > I_{\text{р}} = 1329 \text{ А} \quad ;$$

$$F_{\text{доп}} = 2550 \text{ кг}\cdot\text{с} > F_{\text{р}} = 42,2 \text{ кг}\cdot\text{с}.$$

3.14 Вибір вимірювальних приладів

3.14.1 Вибір трансформаторів струму

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відділення кіл вимірювання та захистів від первинних кіл високої напруги.

Трансформатори струму вибирають по номінальній напрузі установки,

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

номінальному струму, навантаженні вторинного кола, що забезпечує погрішність в межах паспортного класу точності, по електродинамічній і термічній стійкості (внутрішній і зовнішній) і струмів короткого замикання.

Трансформатори струму встановлюємо:

- на стороні 35 кВ ГПП, на вводах масляних вимикачів;
- на вводах ЗРУ - 10 кВ;
- на шинах, що відходять ЗРУ - 10 кВ;
- на шинах, що відходять ЦРП, на водах масляних вимикачів.

Трансформатори струму вибираємо:

1. по напрузі уставки, $U_{уст} \leq U_{н.тс}$;
2. по струму, $I_{уст} \leq I_{н.тс}$;
3. по навантаженню вторинного кола, $S_{2р} \leq S_{2н.тс}$.

Перевірку трансформаторів струму зробимо:

а) на електродинамічну стійкість:

$$i_{уд} \leq i_{дин} \text{ або } k_{дин} \geq \frac{i_{у.р}}{\sqrt{2} \cdot I_{н.т}}$$

б) на термічну стійкість:

$$K_{тс} \geq \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{п}}}{I_{н.тс} \sqrt{t_{н.тс}}}$$

3.14.1.1 Трансформатори струму на стороні 35 кВ ГПП

Вторинна обмотка даних трансформаторів струму включається на реле струму за схемою, показаною на рис.3.6.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

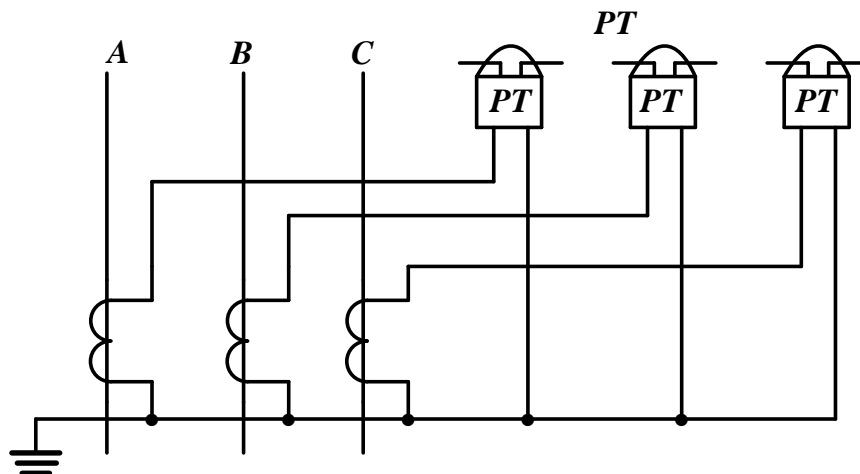


Рисунок 3.6 – Схема підключення реле струму до вторинної обмотки

Вибір трансформаторів струму по навантаженню вторинного кола для забезпечення його роботи в необхідному класі точності полягає в дотриманні умови:

$$S_{2H} \geq S_{POЗP}$$

де $S_{2H} = Z_{2H} \cdot I_{2H}^2$ – допустиме номінальне навантаження вторинної обмотки трансформатора струму;

$S_{POЗP}$ – розрахункове навантаження вторинної обмотки трансформатора струму в нормальному (робочому) режимі.

$I_{2H} = 5$ А – номінальний струм вторинної обмотки;

Z_{2H} – повний допустимий опір зовнішнього кола.

$$Z_{2H} = \sum r_{ПРИЛ} + r_{ДОП} + r_{КОНТ},$$

де $\sum r_{ПРИЛ}$ – сума опорів послідовно включених обмоток реле. Для реле струму типу РТ-40 $I_{2H} = 5$ А, а $S_{ПР} = 10$ ВА.

$$r_{ПРИЛ} = \frac{S_{ПРИЛ}}{I_{2НОМ}^2} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ Ом},$$

									Арк.
									82
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	МРЗ.8.14.1.502ПЗ				

По УНА і ІНА вибираємо трансформатор струму типу ТФНД – 35 М [6] з параметрами: УНА = 35 кВ, УНУ = 35 кВ, ІНА = 1500 А, ІНУ = 1330 А, Z_{2Н} = 2 Ом

Звідси $r_{ДОП} = Z_{2Н} + r_{ПРИЛ} + r_{КОНТ}$

Опір контактів приладів $r_{КОНТ} = 0,1$ Ом

$r_{ДОП} = 2 - 0,4 - 0,1 = 1,5$ Ом

Вибираємо контрольний кабель з алюмінієвими жилами. Питомий опір алюмінію $\rho = 0,0283$ Ом·мм²/м.

Приймаємо, що довжина контрольного кабелю дорівнює 30 метрам. Виходячи зі схеми з'єднання $L_{РОЗР} = L = 30$ м, звідси:

$$S_{РОЗР} = \frac{\rho \cdot L_{РОЗР}}{r_{ДОП}} = \frac{0,0275 \cdot 30}{1,5} = 0,575 \text{ ВА}$$

$$S_{2н} = 50 > S_{РОЗР} = 0,575 \text{ ВА}$$

Перевірка трансформатора струму ТФНД - 35М на електродинамічну стійкість:

$$k_{ДИН} \geq \frac{i_{у.р}}{\sqrt{2} \cdot I_{Н.Т}} = \frac{57500}{\sqrt{2} \cdot 1500} = 23,5,$$

при значенні граничної кратності при номінальному навантаженні рівному $k_{ДИН} = 26$ розрахункове значення вийшло менше, тому робимо висновок, що трансформатор струму по електродинамічній стійкості проходить.

Перевірка трансформатора струму ТФНД - 35М по термічній стійкості.

					<i>МРЗ.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

$$K_{TC} \geq \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_n}}{I_{H.TC} \cdot \sqrt{t_{H.TC}}} = \frac{42560 \cdot \sqrt{0,09}}{1500 \cdot \sqrt{5}} = 3,8 < 80,$$

де $K_{TC} = 80$,

відповідно по термічній стійкості обраний нами трансформатор струму теж підходить.

3.14.1.2 На вводі 10 кВ і на відвідних лініях

Визначимо вторинне навантаження трансформаторів струму. На рис. 3.7 показана схема включення вимірювальних приладів.

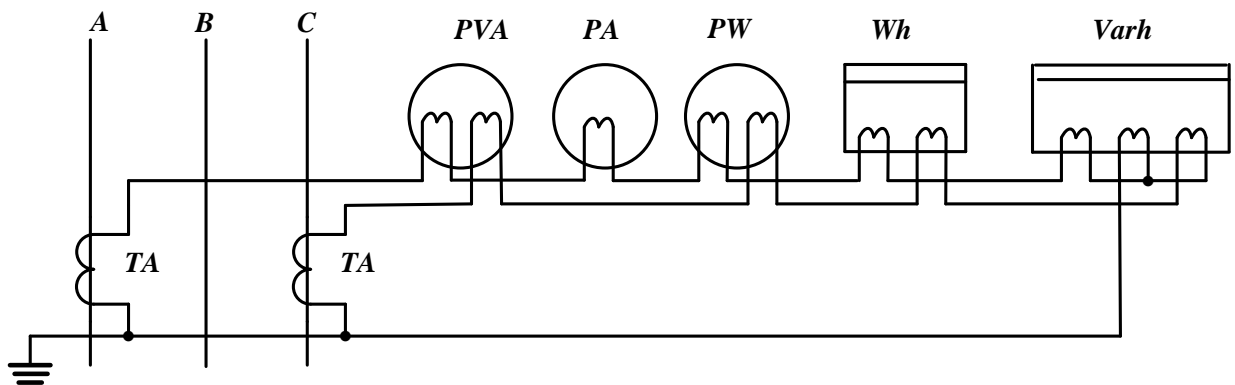


Рисунок 3.7 – Схема підключення вимірювальних приладів

До вторинної обмотки трансформаторів струму підключаються: амперметр, ватметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії. Дані приладів заносяться в табл.3.10.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

Таблиця 3.10 – Дані вимірювальних приладів

Найменування приладу	Тип	Навантаження, ВА		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	ЭЛ – 2	1,73	—	—
Ватметр	Д585	0,525	—	0,525
Лічильник активної енергії	СА3У – И670	0,175	—	0,175
Лічильник реактивної енергії	СР4У – И673	0,275	—	0,275
Варметр	Д 335	0,5	—	0,5
$\Sigma S_{\text{приб}}$		3,205	0	1,475

Загальний опір приладів знайдемо як:

$$r_{\text{ПРИЛ}} = \frac{S_{\text{ПРИЛ}}}{I_{2\text{НОМ}}^2} = \frac{3,22}{25} = 0,132 \text{ Ом}$$

де $I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$ – номінальний струм вторинної обмотки.

Індуктивний опір вторинних струмових кіл дуже малий, тому ним можна знехтувати.

$$r_{2\text{НОМ}} \approx r_{\text{ПРИЛ}} + r_{\text{ДОП}} + r_{\text{КОНТ}}$$

де $r_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$ – повний допустимий опір вторинного кола;

$r_{\text{кон}} = 1,2 \text{ Ом}$ – опір контактів;

$r_{\text{доп}}$ – допустимий опір сполучних проводів.

$$r_{\text{доп}} = r_{2\text{НОМ}} - r_{\text{ПРИЛ}} - r_{\text{КОНТ}} = 1,2 - 0,128 - 0,1 = 0,472 \text{ Ом}$$

Вибираємо контрольний кабель з алюмінієвими жилами. Питомий опір алюмінію $\rho = 0,0283 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$.

Довжина контрольного кабелю становить 30 метрів ($L=30 \text{ м}$), з урахуванням схеми з'єднання приладів вона складе $L_{\text{РОЗР}} = 1,5 \cdot L = 1,5 \cdot 30 = 45 \text{ м}$.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

Тоді мінімальний перетин кабелю знаходимо з виразу:

$$F_{розр} = \frac{\rho \cdot L_{розр}}{r_{дон}} = \frac{0,0278 \cdot 45}{0,968} = 1,28 \text{ мм}^2$$

Приймається контрольний кабель з перетином жил 2,5 мм², тоді:

$$r_{пр} = \frac{1000}{\gamma \cdot F} \cdot L_{розр} = \frac{1000}{32 \cdot 2,5} \cdot 0,045 = 0,528 \text{ Ом}$$

Визначимо повний опір вторинного кола:

$$r_{\Sigma 2НОМ} = r_{ПРИЛ} + r_{ПР} + r_{КОНТ} = 0,128 + 0,562 + 0,1 = 0,792 \text{ Ом}$$

Розрахункове навантаження вторинного кола:

$$S_p = r_{\Sigma 2н} \cdot I_{2н}^2 = 0,792 \cdot 25 = 19,68 \text{ ВА.}$$

$$k_{дин} \geq \frac{i_{у.р}}{\sqrt{2} \cdot I_{н.т}}$$

Результати розрахунків вибору трансформаторів струму зводяться в таблицю 3.11.

Таблиця 3.11 – Результати розрахунків вибору трансформаторів струму

Місце встановлення	Тип	Розрахункові дані	Каталожні дані
на відхідних лініях ГПП		Uуст = 10 кВ	Uуст = 10 кВ
		Iуст = 723,34 А	Iном = 800 А
	ТПОЛ – 10	кдин = 33,74	кдин = 160
		ктс = 4,49	ктс = 10
		S2P = 19,8 ВА	S2P = 20 ВА
на відхідних лініях ЦРП		Uуст = 10 кВ	Uуст = 10 кВ
		Iуст = 114,94 А	Iном = 150 А
	ТПЛ – 10	кдин = 150	кдин = 250
		ктс = 17,866	ктс = 25
		S2P = 19,8 ВА	S2P = 20 ВА

3.14.2 Вибір і перевірка трансформаторів напруги

Трансформатор напруги призначений для зниження високої напруги до стандартного значення 100 або $100/\sqrt{3}$ В і для відділення ланцюгів вимірювання та релейного захисту від первинних кіл високої напруги [7].

На кожній секції шин ГПП встановлюється трансформатор напруги типу НТМИ - 10 - 66. Він трифазний, триобмотковий. Обмотка, з'єднана в зірку, використовується для вимірювальних приладів, а до обмотки, з'єднаної в розімкнутий трикутник, приєднуються реле захисту від замикання на землю.

Схема з'єднання обмоток представлена на рисунку 3.8, а схема з'єднання вимірювальних приладів представлена на кресленні.

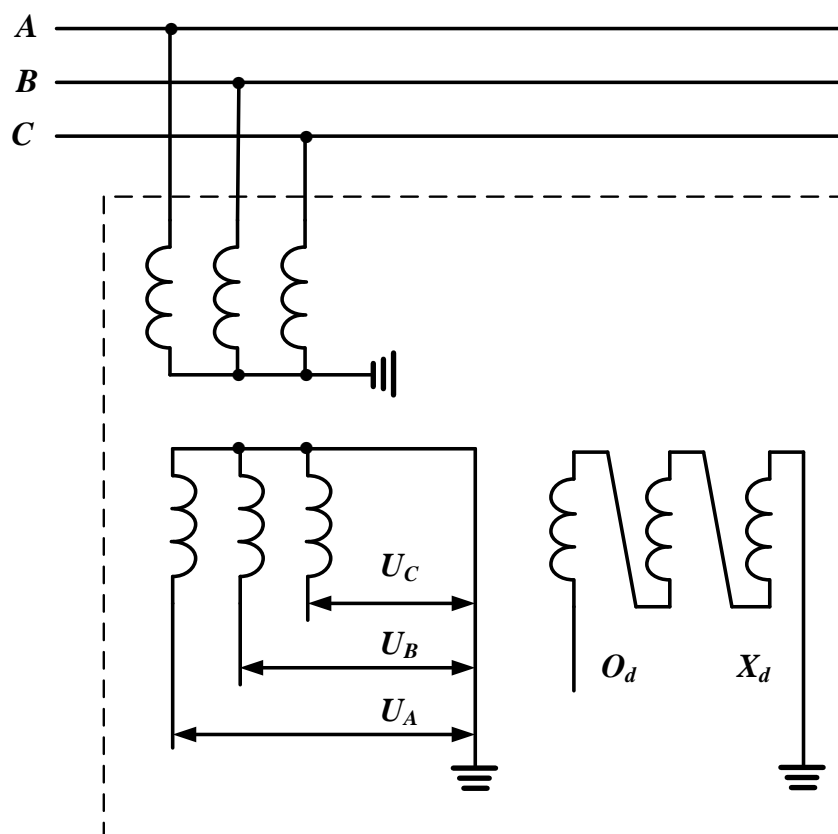


Рисунок 3.8 – Схема з'єднання обмоток трансформатора напруги
НТМИ – 10 – 66

Під вторинну обмотку трансформатора напруги включаємо: вольтметр, ватметр, лічильник активної і реактивної енергії.

									Арк.
									87
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

MP3.8.14.1.502ПЗ

Дані приладів зведемо в табл.3.11.

Розрахуємо величину навантаження вторинної обмотки трансформатора напруги (це потужність приладів і реле, підключених до трансформатора напруги):

$$S_{2p} = \sqrt{I^2 + Q^2} = \sqrt{29,1^2 + 55,6^2} = 72,3 \text{ ВА}$$

Зробимо перевірку обраного трансформатора напруги НТМИ - 10 - 66 з класом точності 0,5.

$$U_{УСТ} = 10 \text{ кВ} = U_{НОМ.ТН} = 10 \text{ кВ}$$

$$S_{2p} = 72,3 \text{ ВА} < S_{НОМ.ТН} = 120 \text{ ВА.}$$

Таблиця 3.12 – Дані вимірювальних приладів

Найменування приладу	Тип	навантаження, ВА	кількість котушок	Cos φ	Кількість приладів	Споживана потужність	
						P, Вт	Q, ВАр
1	2	3	4	5	6	7	8
Вольтметр	Э 337	2,6	1	1	1	2,6	0
Ватметр	Д 585	0,5	2	1	1	1	0
Варметр	Д 335	1,5	2	1	1	3	0
Лічильник активної енергії	СА3У – И670	1,5	2	0,38	10	11,4	27,8
Лічильник реактивної енергії	СР4У – И673	1,5	2	0,38	10	11,4	27,8
Всього		7,6				29,4	55,6

3.15 Вибір і перевірка вимикачів навантаження

З метою зниження вартості розподільного пристрою підстанції замість силових невеликої та середньої потужності застосовують вимикачі навантаження, здатні відключати робочі струми ліній, трансформаторів та інших електро приймачів [8].

У цехових ТП і КТП безпосередньо перед трансформаторами встановлюємо вимикачі навантаження, які конструктивно представляють собою комбінацію з запобіжника і вимикаючого пристрою, обладнаних дугогасними камерами.

Вимикаючий пристрій, як правило, розраховується на максимальне значення номінального струму запобіжника.

Запобіжники вибираються по номінальному струму, напрузі і відключаючій здатності. Номінальні струми плавких вставок запобіжників ПК вибирають так, щоб виключити помилкове спрацьовування запобіжника.

При виборі запобіжника звертають особливу увагу на те, що їх можна застосовувати лише в мережах або установках з напругою, відповідаючою номінальній напрузі запобіжника.

Вибираємо вимикач навантаження типу ВНП – 17 [7] з запобіжником ПК - 10/100. $U_{ном} = 10 \text{ кВ} = U_{уст} = 10 \text{ кВ}$;

$$I_{ном} = 100 \text{ А} > I_{уст} = 79 \text{ А};$$

$$I_{дин.} = 12 \text{ кА} > I_{уд} = 11,2 \text{ кА}.$$

Вибір і перевірку проводимо по [7], каталожні дані використовувались з [8].

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

4 Охорона праці

4.1 Призначення та конструкція заземлювальних пристроїв

Усі металеві частини електроустановок, які нормально не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під напругою через пошкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися із землею. Таке заземлення називається захисним, оскільки його метою є захист обслуговуючого персоналу від небезпечної напруги дотику.

Заземлення обов'язково у всіх електроустановках при напрузі 380 В і вище змінного струму, 440 В і вище постійного струму, а в приміщеннях з підвищеною небезпекою, особливо небезпечних і в зовнішніх установках - при напрузі 42 В і вище змінного струму, 110 В і вище постійного струму.

В електричних установках заземлюються корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів, приводи електричних апаратів, каркаси розподільних щитів, пультів, шаф, металеві конструкції розподільчих пристроїв, металеві корпуси кабельних муфт, металеві оболонки та брон металеві конструкції будівлі та споруд та інші металеві конструкції, пов'язані з встановленням електрообладнання.

Заземлення, призначене до створення нормальних умов роботи апарату чи електроустановки, називається робочим заземленням. До робочого заземлення відноситься заземлення нейтралів трансформаторів, генераторів, дугогасних котушок. Без заземлення апарат не може виконати своїх функцій або порушується режим роботи електроустановки.

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		90

Для захисту обладнання від пошкодження ударом блискавки застосовуємо грозозахист за допомогою розрядників, іскрових проміжків та тросових блискавковододів, які приєднуються до заземлілків. Таке заземлення називається грозозахисним.

Зазвичай для виконання всіх трьох типів заземлення використовують один заземлюючий пристрій, Для виконання заземлення використовують природні та штучні заземлювачі.

Природні заземлювачі повинні бути пов'язані з магістралями заземлень не менше ніж двома провідниками у різних точках.

Як штучні заземлювачі застосовують пруткову круглу сталь діаметром не менше 10 мм (неоцинкована) і 6 мм (оцинкована), смугову сталь товщиною не менше 4 мм і перетином не менше 48 мм².

Перетин горизонтальних заземлювачів для електроустановок напругою вище 1 кВ вибирається по термічній стійкості (ТК.Д0П = 400 ° С, С = 70).

Кількість заземлювачів (куточків, стрижнів) визначається розрахунком залежно від необхідного опору заземлювального пристрою або допустимої напруги дотику. Розміщення штучних заземлювачів здійснюється таким чином, щоб досягти рівномірного розподілу електричного потенціалу на площі, зайнятій електрообладнанням. Для цієї мети на території ОРУ прокладають заземлювальні смуги на глибині 0,5 — 0,7 м вздовж рядів обладнання і в поперечному напрямку, тобто утворюється заземлююча сітка, до якої приєднується обладнання, що заземлюється.

На рис. 6.1 показані план розташування контуру заземлення на відкритому розподільчому пристрої, а також криві зміни потенційних територій ОРУ.

При пробі ізоляції в якому-небудь апараті його корпус і заземлювальний контур виявляться під деяким потенціалом $U_3 = I_3 \cdot r_3$ - Розтікання струму I_3 з електродів заземлення призводить до поступового зменшення потенціалу ґрунту навколо них. У середині контуру заземлення потенціали вирівнюються, тому, торкаючись пошкодженого обладнання, людина потрапляє під не-

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		91

велику різницю потенціалів U_{np} (напряга дотику), яка становить деяку частку потенціалу на заземлювачі:

$$U_{np} = k_n U_3 \quad (4.1)$$

де k_n - коефіцієнт напруги дотику, значення якого залежить від умов розтікання струму із заземлювача і людини. Крокова напруга, т. Е. Різниця потенціалів між двома точками поверхні, розташованими на відстані 0,8 м, всередині контуру невелика ($U_{шаг1}$). За межами контуру крива розподілу потенціалів більш крута, тому крокова напруга збільшується ($U_{шаг2}$). При великих струмах замикання на землю для зменшення U крок по краях контуру біля входів та виходів укладають додаткові сталеві смуги. Завданням захисного заземлення є зниження до безпечної величини напруг U_3 , U_{np} , $U_{шаг1}$.

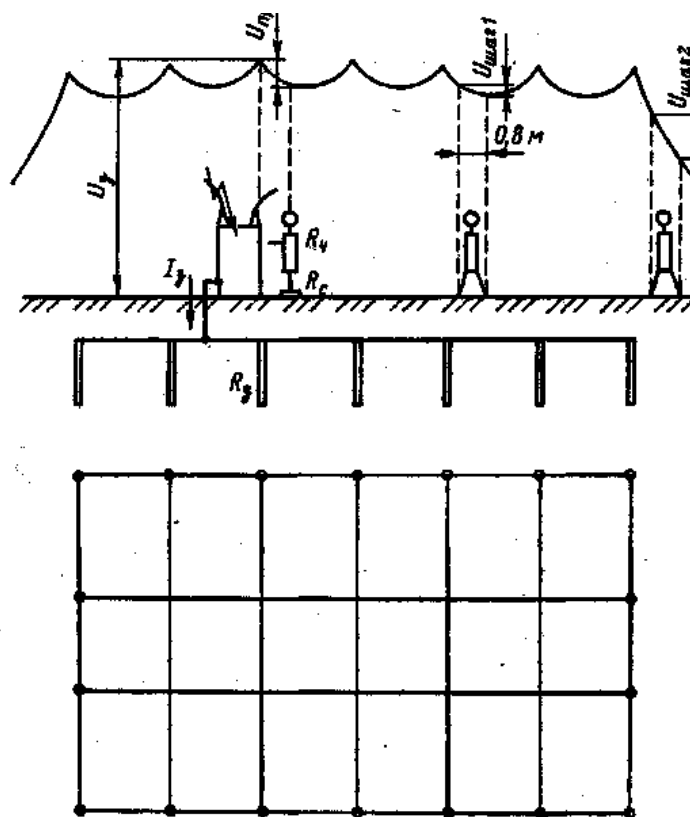


Рисунок 4.1- Розподіл потенціалу по поверхні землі у полі заземлювача.

У установках із незаземленими та ефективно заземленими нейтраліями вимоги до розрахунку захисного заземлення принципово відрізняються.

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

У установках із незаземленими чи резонансно-заземленими нейтральми (мережі 6, 10, 35 кВ) обмежується потенціал на заземлювачі (U_3), тобто. нормується опір заземлювального пристрою R_3 . Це пояснюється тим, що замикання фази на землю викликає протікання порівняно невеликого ємнісного струму, і цей режим може бути тривалим. Імовірність потрапляння під напругу в момент дотику до заземлених частин збільшується.

В установках з ефективно заземленою нейтраллю (мережі 110 кВ і вище) замикання фази на землю є коротким замиканням і швидко відключається релейним захистом, внаслідок чого зменшується ймовірність потрапляння під напруги $U_{пр}$, $U_{шар1}$.

Струми однофазного КЗ значні, тому різко зростають потенціали на заземлювачі. У цих установках нормується величина $U_{пр}$, яка визначається в залежності від тривалості перебігу струму через тіло людини, і величина R_3 . Напруга $U_{шар1}$ не нормується, оскільки шлях струму нога - нога для людини менш небезпечний, ніж шлях рука - ноги.

4.2 Розрахунок заземлювальних пристроїв в установках із незаземленою або резонансно-заземленою нейтраллю

В установках 6-35 кВ з незаземленою або резонансно-заземленою нейтраллю опір заземлювального пристрою в будь-яку пору року має бути

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3} \quad (4.2)$$

де I_3 - Розрахунковий струм замикання на землю, А.

Якщо в нейтраль включений заземлюючий реактор, то за розрахунковий струм для заземлювальних пристроїв, до яких він приєднаний, приймають струм,

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						93
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

рівний 125% його номінального струму. Для заземлювальних пристроїв, до яких реактор не приєднаний, за розрахунковий струм приймають некомпенсований ємнісний струм, що виникає при відключенні найпотужнішого заземлювального реактора.

Опір заземлювального пристрою для електроустановок 6-35 кВ не повинен перевищувати 10 Ом (див. ПУЕ, гл. 1.7).

В електроустановках до 1 кВ з ізольованою нейтраллю опір заземлювального пристрою в будь-яку пору року має бути

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} \quad (4.3)$$

де I_3 — розрахунковий струм замикання на землю, А.

Значення R_3 не повинно перевищувати 10 Ом за потужності джерела до 100 кВА і 4 Ом за більшої потужності (див. ПУЕ, гл. 1.7).

При використанні заземлювального пристрою одночасно для електроустановок 6-35 кВ і до 1 кВ опір заземлювального пристрою визначається (5.3).

До заземлюючих пристроїв електроустановок до 1 кВ з глухим заземленням нейтралі пред'являють ряд особливих вимог, які тут не розглядаються.

4.3 Заземлювальні пристрої електроустановок із незаземленою або резонансно-заземленою нейтраллю

Виконують у вигляді прямокутника з горизонтальних та вертикальних заземлювачів, іноді у вигляді одного - двох рядів горизонтальних та вертикальних заземлювачів. Розрахунок таких пристроїв з достатньою для практичних цілей точністю можна вести методом коефіцієнтів використання, приймаючи ґрунт однорідним по глибині.

Розрахунок проводиться у такому порядку:

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		94

1. Визначають розрахунковий струм I_i (5.2) або (5.3) I_3 (при суміщенні заземлювальних пристроїв різних напруг приймається менше з необхідних значень).

2. Визначають опір природних заземлювачів R_e . Використання природних заземлювачів дозволяє спростити конструкцію заземлювального пристрою, зменшити кількість штучних заземлювачів, інколи ж зовсім не застосовувати їх.

Опір природних заземлювачів визначають шляхом виміру конкретної установки. Значення їх можуть бути такими: сталева водопровідна труба 2—4 Ом; свинцева оболонка кабелі 2-3 Ом; система трос - опора 2,5 - 3 Ом.

Якщо $R_e < R_3$, то вертикальних заземлювачів не потрібно, на території прокладається горизонтальний заземлювач (зазвичай смуга), який не менш ніж у двох точках зв'язується з природним заземлювачем.

Якщо $R_e > R_3$, то необхідно спорудження штучних заземлювачів, опір яких має бути рівним:

$$R_{\text{иск}} = \frac{R_e * R_3}{R_e - R_3} \quad (4.4)$$

Як штучні заземлювачі застосовують вертикальні заземлювачі - стрижні довжиною 3 - 5 м, діаметром 12 - 20 мм і горизонтальні заземлювачі - сталеві смуги 40 x 4 мм.

3. Визначають розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = k_c \rho \quad (4.5)$$

де ρ - Питомий опір ґрунту, виміряне при нормальній вологості. Деякі значення ρ наведені у таблиці 5.1; k_c - коефіцієнт се-зонності, що враховує промерзання і просихання ґрунту. У середніх кліматичних зонах (друга, третя) для вертикальних електродів завдовжки 3 - 5 м $k_c = 1,45 \div 1,15$, для горизонтальних електродів довжиною 10 - 15 м $k_c = 3,5 \div 2,0$

4. Визначають попередньо конфігурацію заземлювача з урахуванням його розміщення на відведеній території, причому відстань між вертикальними

									Арк.
									95
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

MP3.8.14.1.502ПЗ

заземлювачами приймається не менше їх довжини. За планом заземлювального пристрою визначається попередньо довжина горизонтальних заземлювачів.

5. Визначають опір горизонтальних заземлювачів (сполучної смуги контурів), Ом:

$$r_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}}{l} * \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} \quad (4.6)$$

де l — довжина смуги, м; b — ширина смуги, м; t — глибина закладення, м; $\rho_{\text{розр}}$ - розрахунковий опір землі для горизонтальних заземлювачів.

З урахуванням коефіцієнта використання опір смуги

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{\eta_{\Gamma}} \quad (4.7)$$

де η_{Γ} — коефіцієнт використання.

6. Якщо $R_{\Gamma} < R_{\text{шук}}$, то вертикальних заземлень не треба.

Якщо $R_{\Gamma} > R_{\text{шук}}$, то необхідні вертикальні заземлювачі загальним опором

$$R_{\text{В}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_{\text{шук}}}{R_{\Gamma} - R_{\text{шук}}} \quad (4.8)$$

7. Визначають опір Ом одного вертикального заземлювача (стрижня):

$$r_{\text{В}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}}{l} * \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} * \lg \frac{4 \cdot t + 1}{4 \cdot t - 1} \right) \quad (4.9)$$

де $\rho_{\text{розр}}$ — розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом; l — довжина стрижня, м; d — діаметр стрижня, м; t — глибина закладення, що дорівнює відстані від поверхні землі до середини заземлювача, м.

8. Визначають кількість вертикальних заземлювачів:

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						96
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\eta_B = \frac{r_B}{R_B \cdot n_B} \quad (4.10)$$

де η_B — коефіцієнт використання вертикальних заземлювачів, залежить від відстані з-поміж них. На основі результатів розрахунку уточнюють конфігурацію заземлюючого пристрою.

4.4 Розрахунок заземлення КТП 10/0,4 кВ

Розрахуємо заземлюючий пристрій КТП 10/0,4 кВ, що знаходиться у другій кліматичній зоні. Мережі 10 кВ працюють із незаземленими нейтралями. На стороні 10 кВ $I_3 = 30$ А. Природних заземлювачів немає. Питомий опір землі за нормальної вологості $\rho = 40$ Ом•м. Обладнання КТП займає площу 3 x 2 м.

Рішення. Опір заземлювального пристрою для установок 6 - 35 кВ при використанні його одночасно для встановлення с. н. напругою до 1 кВ (5.2)

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{30} = 4,2 \text{ Ом.}$$

Опір заземлювального пристрою нейтралі трансформатора на стороні 0,4 кВ має бути не більше 4 Ом.

Таким чином, остання вимога є визначальною для розрахунку $R_3 < 4$ Ом.

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді контуру зі смуги 40x4 мм, прокладеної на глибині 0,7 м навколо обладнання підстанції на відстані 2 м від внутрішньої сторони огорожі. Загальна довжина лінії 18 м (рис. 5.2).

Опір заземлюючої смуги (5.5)

$$r_r = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{розр}}}{l} * \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t} = \frac{0,366 \cdot 3 \cdot 40}{18} * \lg \frac{2 \cdot 18^2}{10 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 12,2 \text{ Ом,}$$

де $\rho_{\text{расч}} = k_c \rho = 3 \cdot 40$; $k_c = 3$ (каталожні значення).

Попередньо приймаючи в контурі 4 вертикальні заземлювачі, за каталогом, для $a/l = 1$ знаходимо коефіцієнт використання смуги $\eta_r = 0,45$,

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
						97
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

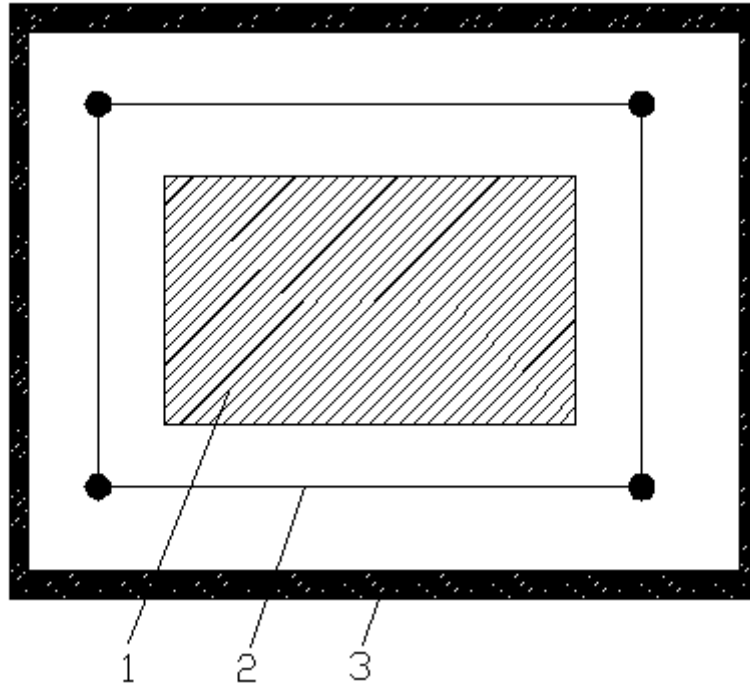


Рисунок 4.2- План заземлювального пристрою: 1 - площа, зайнята обладнанням (3x2 м²); 2 - заземлюючий контур (5x4 м); 3 - огородження КТП

тоді опір смуги в контурі з 4 вертикальних заземлювачів:

$$R_{\Gamma} = \frac{r_{\Gamma}}{n_{\Gamma}} = \frac{12,2}{0,45} = 27,1 \text{ Ом},$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів (5.7)

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\Gamma} * R_{\text{шук}}}{R_{\Gamma} - R_{\text{шук}}} = \frac{27,1 * 4}{27,1 - 4} = 4,69 \text{ Ом},$$

де $R_{\text{иск}} = R_3$, оскільки природні заземлювачі відсутні.

Кількість вертикальних заземлювачів

$$n_{\text{в}} = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{в}} - n_{\text{в}}} = \frac{11,3}{4,69 * 0,66} = 3,7$$

де опір одного вертикального заземлювача (стрижня довжиною 5 м, діаметром 12 мм при $\rho_{\text{расч}} = k_{\text{ср}} \rho = 1,25 * 40 = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$)

$$r_{\text{в}} = \frac{0,366 * \rho_{\text{розр}}}{l} * \left(\lg \frac{2 * l}{d} + \frac{1}{2} * \lg \frac{4 * t + l}{4 * t - l} \right) \\ = \frac{0,366 * 1,25 * 40}{5} * \left(\lg \frac{2 * 5}{12 * 10^{-3}} + \frac{1}{2} * \lg \frac{4 * 3,2 + 5}{4 * 3,2 - 5} \right) = 11,3 \text{ Ом}$$

Приймаємо в контурі 4 вертикальні заземлювачі.

										Арк.
										98
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Організація та планування технічного обслуговування та ремонту обладнання ПЛ

Розглянемо організацію та планування технічного обслуговування апаратури ПЛ а саме трубчастого розрядника. Це питання включає кілька розділів.

Відповідно до методичних рекомендацій щодо формування собівартості продукції в промисловості до калькуляції включаються такі статті витрат:

- Сировина і матеріали,
- основна заробітна плата,
- додаткова заробітна плата,
- відрахування на соціальні заходи,
- витрати на утримання та експлуатацію машин та обладнання,
- цехові витрати,
- виробничі витрати,
- Адміністративні витрати,
- невиробничі витрати.

Розрахунок витрат праці, основних матеріалів, запасних частин та комплектуючих виробів на проведення технічного обслуговування та ремонту. Норму трудомісткості ремонтів та технічного обслуговування визначено на підставі типових обсягів ремонтних робіт для кожного виду обладнання та його параметрами. У Сумських районних електричних мережах як керівництво під час проведення ремонту обладнання прийнято технологічну карту, в якій зазначено склад бригади, основні витрати на ремонт, заходи безпеки, послідовність операцій, контрольні параметри.

					<i>MP 3.8.14.1.502ПЗ</i>			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок систем електропостачання промислового підприємства</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Таранченко</i>					99	
<i>Перевір.</i>		<i>Маценко</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>					<i>СумДУ ЕТ.м-11</i>	

Трудовитрати та витрати основних матеріалів при проведенні ремонту ПЛІ зведені в таблицю 5.1 та 5.2.

Таблиця 5.1-Трудовиплать при проведенні ремонту ПЛІ на 1 опорі

Склад бригади	Трудовитрати
Ел. слюсар 3р. (Виконавець робіт) – 1 чол Ел. слюсар 2р. (Член бригади) - 1 чол	2,8 чол·год.

Таблиця 5.2 Витрати основних матеріалів, запасних частин та комплектуючих виробів.

Матеріали та запасні частини	од. вим.	Ціна, грн
Разрядник трубчатий РТФ-10-0,2	шт	150
Провод сталевий	кг	0,87
Штирь Ш-14	шт	2,6
Деталі кріплення	кг	15
Фарба емаль	кг	6
Сталь кутова	кг	0,52

Графік проведення технічних обслуговувань та ремонтів. Обладнання працює безперервно, тому ремонтні цикли не враховують змінності роботи. Тривалість міжоглядового періоду планується лише установок, які мають постійного чергового персоналу. Позачергові огляди обладнання проводяться при кожному відключенні ПЛІ у зв'язку з аварією на ній.

Порядок проведення ремонту для основного обладнання визначено у технологічній карті. Під час проведення ремонтів необхідно керуватися проектом виконання робіт, складеним за результатами проведеного комісією огляду та складеного актадефектації. Розглянемо порядок виконання робіт під час проведення капітального ремонту ПЛІ, порядок якого наведено у табл.4.3.

Таблиця 5.3-Порядок проведення ремонту ПЛ

№ п/п	Операція
1	Оформлення розпорядження працювати. Допуск бригади на ПЛ
2	Підготовка інструментів, матеріалів, запасних частин до роботи
3	Огляд ТР та виявлення дефектів
4	Розбирає, ремонтує та за потреби замінює дугогасні камери, контакти, рухомі стрижні, зовнішні електроди
5	Регулювання. Зняття механічних властивостей
6	Обтяження болтових з'єднань
7	Зачистка та змазування контактів
8	Перевірка роботи з пристроїв РЗА
9	Фарбування ТР
10	Прибирання робочого місця

5.2 Розрахунок витрат за технічне обслуговування ПЛ

Розрахунок витрат на технічне обслуговування ПЛ 10кВ наведено в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4-Розрахунок витрат на технічне обслуговування ПЛ

N	Стаття витрат	Одиниця виміру	Норма	Кількість	Коефіцієнт виконання	Вартість, грн	Сума
1	Трудовитрати при проведенні ремонту ПЛ на 1 опорі	чол-год	2,8 чол-год	100	0,2	8,9	178,00
2	Матеріали та запасні частини						
2.1	Розрядник трубчастий РТФ-10-0,2	шт.	1	100	0,1	150	1500,00
2.2	Провід сталевий	кг	0,4	100	0,2	0,87	17,40
2.3	Штирь Ш-14	шт.	1	100	0,1	2,6	26,00
2.4	Деталі кріплення	кг	2	100	0,1	15	150,00
2.5	Фарба емаль	кг	1,8	100	1	6	600,00
2.6	Сталь кутова	кг	0,8	100	0,05	0,52	2,60
Всього							2474,00

ВИСНОВОК

У представленій дипломній роботі розглянуто характеристику параметрів елементів ПЛ, проаналізовано причини та методики оцінки втрат електричної енергії у розподільчих мережах 35/10 кВ, розроблено заходи щодо боротьби з втратами у розподільчих мережах. Для зниження втрат електроенергії розроблені наступні заходи: встановлення компенсуючих пристроїв, встановлення на експлуатованих підстанціях додаткових і заміна перевантажених силових трансформаторів, підвищення рівня робочої напруги, скорочення тривалості технічного обслуговування та ремонту основного обладнання електростанцій та мереж, підтримання робітника напруги в мережі на гранично допустимому рівні, заміна проводів на перевантажених лініях.

У розділі з економічної частини наведено розрахунки щодо встановлення на ПЛ трубчастого розрядника РТФ-10-0,2 з метою збільшення надійності захисту повітряної лінії.

У розділі з охорони праці описані призначення та конструкція заземлювальних пристроїв. Розраховано заземлюючих пристроїв в установках із незаземленою або резонансно-заземленою нейтраллю для КТП 10/0,4.

Усі металеві частини електроустановок, які нормально не знаходяться під напругою, але можуть опинитися під напругою через пошкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися із землею. Таке заземлення називається захисним, оскільки його метою є захист обслуговуючого персоналу від небезпечної напруги дотику. Для КТП 10/0,4 виконано розрахунок захисного заземлення контур якого представлений на рис. 5.2, він включає контуру зі смуги 40x4 мм, прокладеної на глибині 0,7 м навколо обладнання підстанції на відстані 2 м от внутрішньої сторони огорожі. Опір заземлювача становить менше 4Ом, що відповідає ПУЕ

					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		102

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

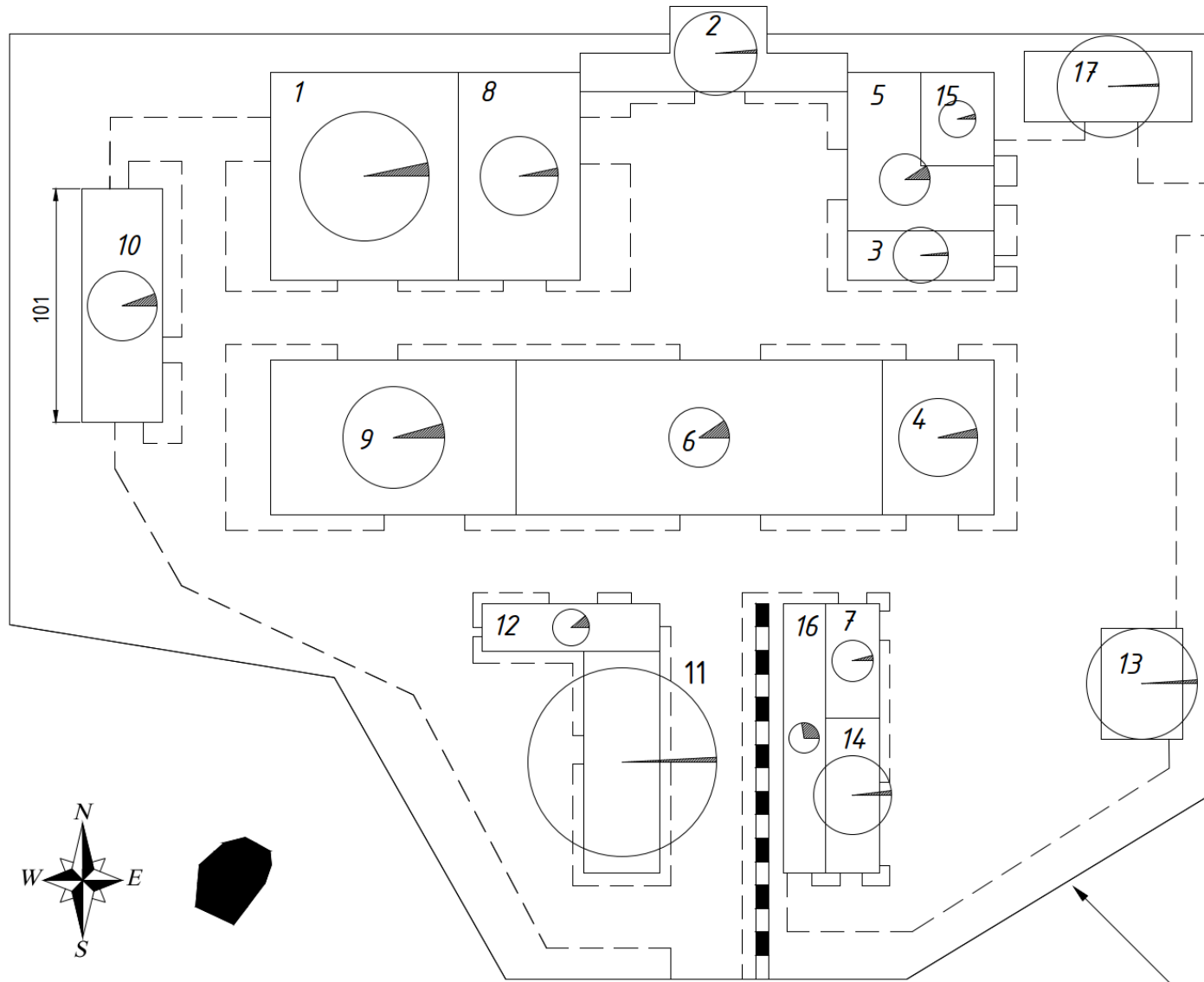
1. Правила безпечної експлуатації електроустановок.
2. Правила Експлуатації електрозахисних засобів.
3. Правила безпечної роботи з інструментом та пристроями.
4. Василега П. О. Електропостачання : підручник / П. О. Василега. – Суми :Сумський державний університет, 2019. – 521 с.
5. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення ДБН В.2.5-23:2010
6. Рудницький В.Г. Внутрішньо цехове електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. - Суми: ВТД "Університетська книга", 2007. – 280 с.
7. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., перероблене і доповнене (станом на 21.07.2017). МіненерговугілляУкраїни, 2017. – 617 с.
8. Електричні апарати : конспект лекцій : у 3 ч.Ч. 2. Електричні апарати низької напруги / укладачі:І. Л. Лебединський, І. І. Борзенков. – Суми :Сумський державний університет, 2020. – 65 с.
9. Електричні системи та мережі: конспект лекцій / укладачі: І.Л.Лебединський, В.І. Романовський, Т.М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет.2018.–214с.

					MP3.8.14.1.502ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		103

ДОДАТКИ

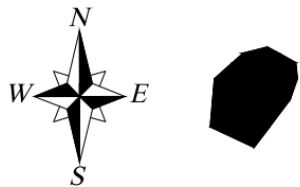
					<i>MP3.8.14.1.502ПЗ</i>	Арк.
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		104

Генеральний план підприємства



№	Найменування цеху або ділянки
1	Механічна ділянка
2	Управління заводу
3	Їдальня
4	Ділянка обробки валів
5	Збиральний цех
6	Цех обмотки
7	Фріонові двигуни
8	Ремонтний цех
9	Штампувальний цех
10	Інструментальний цех
11	Корпус електричних двигунів
12	Електричний цех
13	Цех заготовки
14	Цех спеціальних приладів
15	Збір ЕД
16	Склад
17	Виробничий орпус

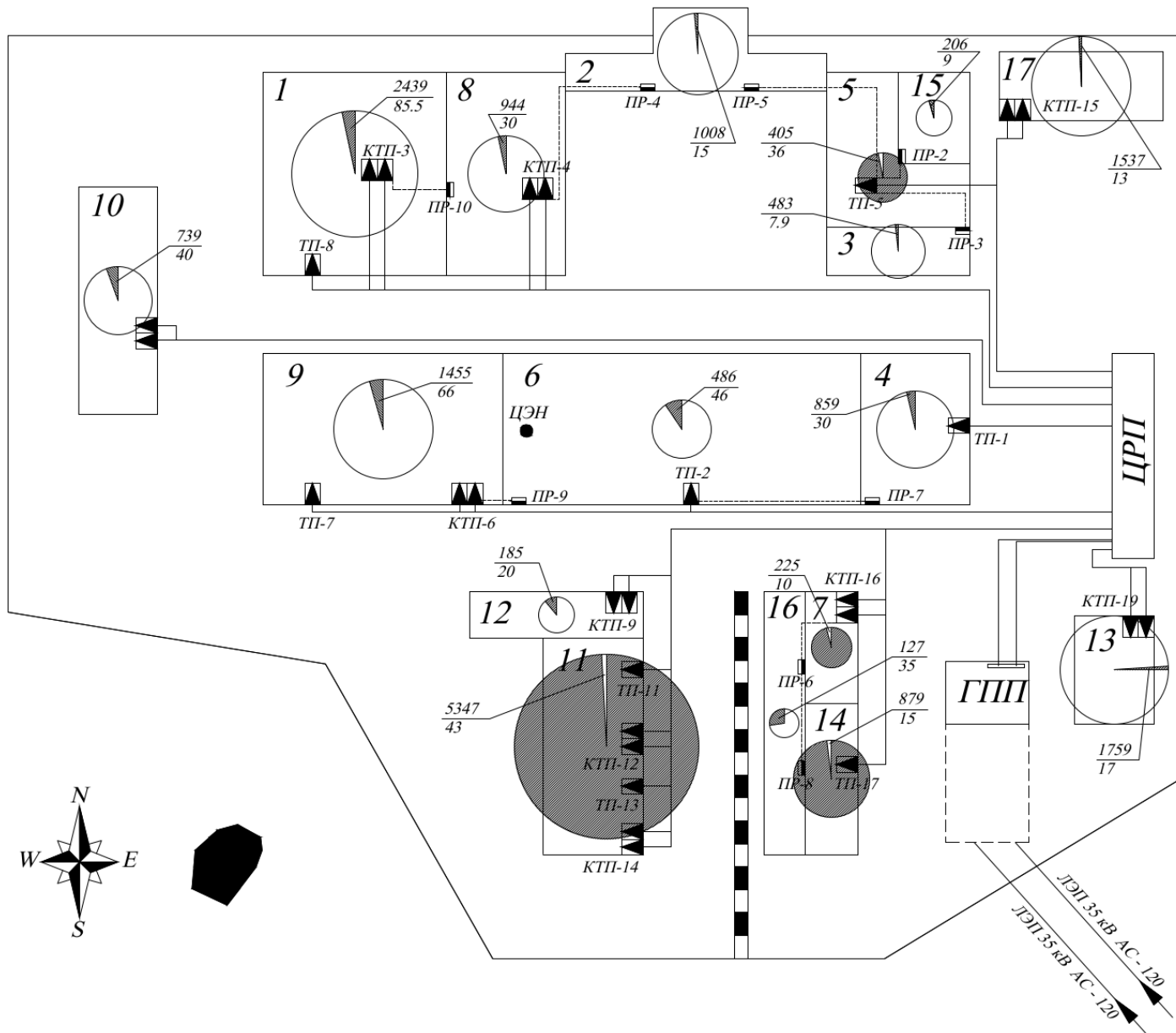
--- Автомобільна дорога
 - - - - - Залізниця



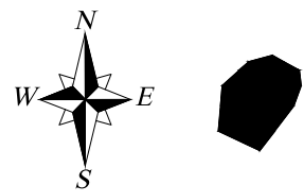
Живлення від підстанції
 L=1000 м

МР 3.8.14.1502 ПЗ						
Розрахунок систем електропостачання промислового підприємства						
Зн	Кільк	Арк.	н. док.	Підпис	Дата	
Розробив	Терещенко					
Перев.	Лебедінський					
Норм. к-т	Мандар					
Залівар.	Лебедінський					
Проект: Генеральний план електромеханічного заводу					РП	Аркш
Проект: Проектування електричного забезпечення електромеханічного заводу					1	5
					Сумбу, ЕТ.м - 11	

План розподілення мережі підприємства



- Цехова одотрансформаторна підстанція
- Цехова двотрансформаторна підстанція
- КТП
- Пункт розподільний до 1000 В
- Розподільна мережа до 1000 В
- Розподільна мережа більше 1000 В
- Розрахункова потужність цеху (кВт)
- Розрахункова активна потужність освітлення (кВт)
- ЦЭН
- Центр електричних навантажень
- Електричне навантаження $U_n = 0,4$ кВ
- Освітлювальне навантаження



№	кв.	Підпис	Дата

МР 3.8.14.1502 ПЗ					
Розрахунок систем електричного живлення підприємства					
Зн.	кільк.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата
Розробив	Тарасенко				
Перевірив	Львівський				
Модифікував	Львівський				
Затвердив	Львівський				
Проект електричного забезпечення електротехнічного заводу				РП	2
Сунду, ЕТ.п - 11				Аркцій	5

СХЕМА ЗОВНІШНЬОРОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ

B/T-35 кВ
АС-120 мм² L=1000 м

тип
РФНДЗ-1-35/1000
35 кВ 1000 А

тип **ВМП-У-35-2500**
35кВ; 2000А; 2500МВА
тип **ТФНД-35-М-600/5**

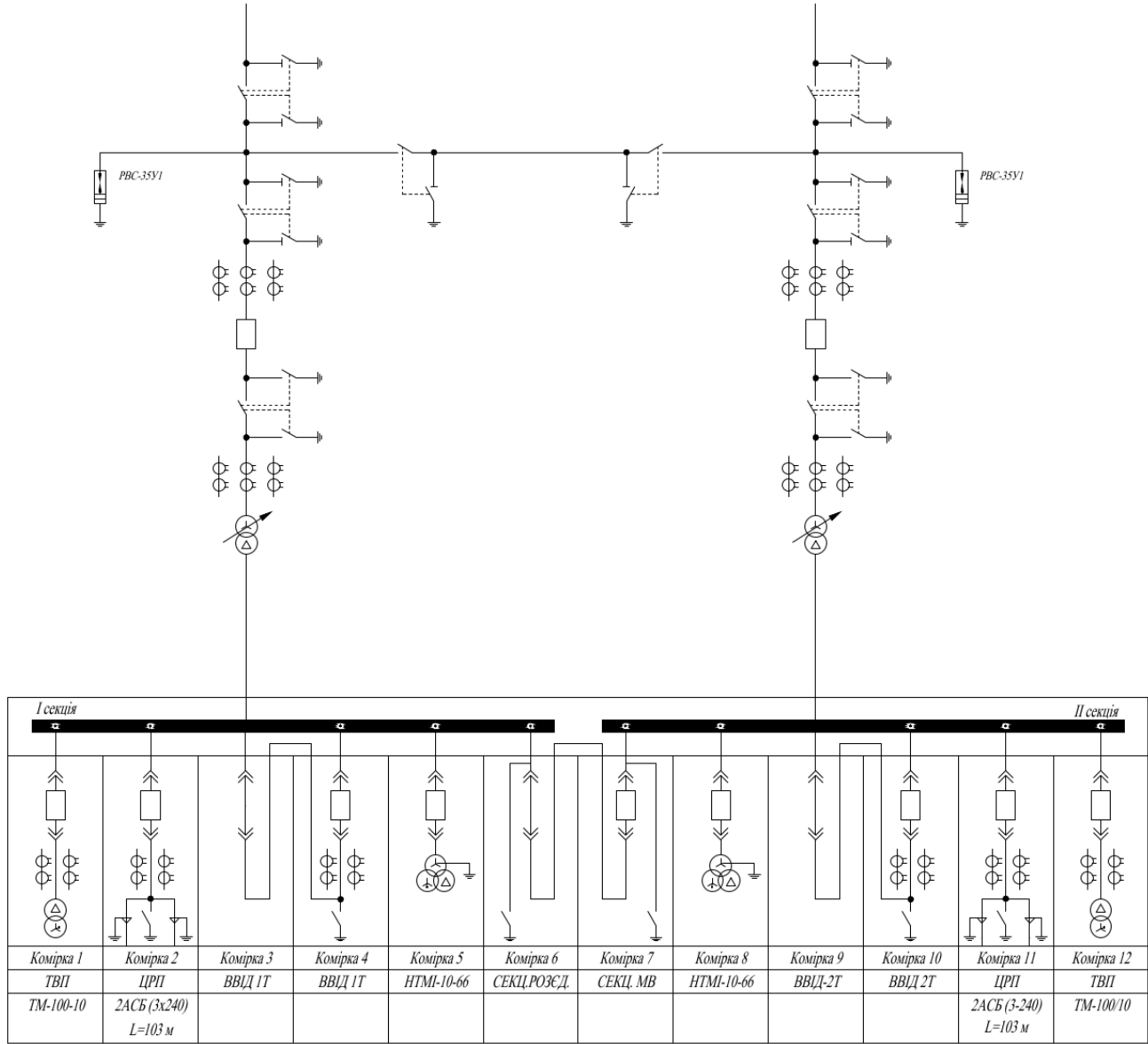
ТДН-16000/35
35+/-4х25,25%
16000кВА
U_k=8%

СБІРНІ ШИННИ
10 кВ 2000 А

ШАФИ КРУ

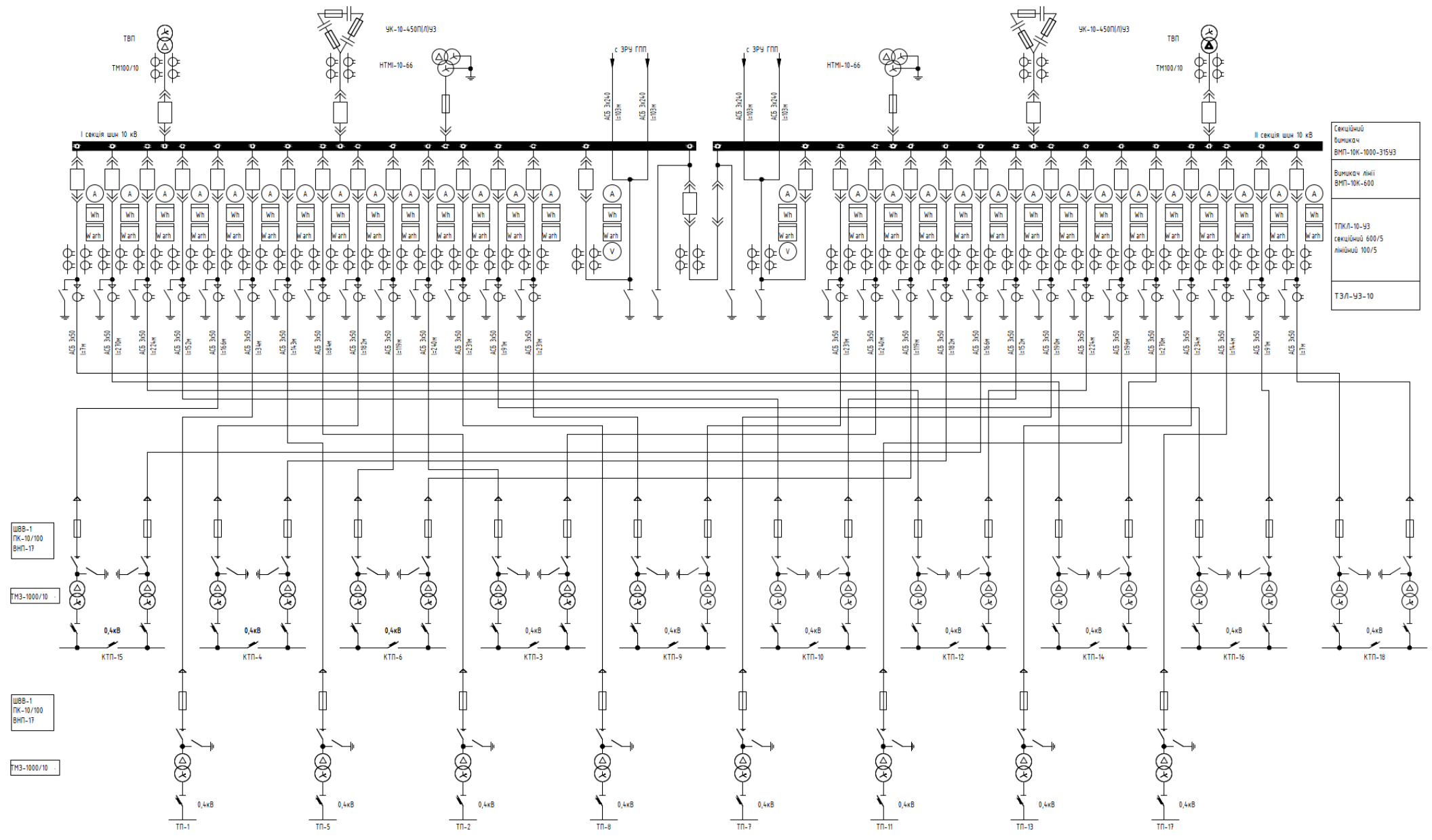
ВМП-10К
I_n = 600-1500 А
ТПОЛ-10К 1000 А

ТМ-100/10/0,4
СЕРІЇ КРУ2-100



№Р 3в.ч.1502 ПЗ					
Розрахунок систем електропостачання підприємства					
Зм.	кільк.	Арк.	№ Вак.	Підпис	Дата
Розробив	Тарасенко				
Перевірив	Львівський				
Схема електрична принципова				Спадів	Аркушів
Електрична схема зонічано-заводської мережі				3	5
Складено				Сунду, Е.Т.м - 11	

СХЕМА ВНУТРІШНІ ЗАВОДСЬКОЇ РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ



Секційний вимикач ВМП-10К-1000-315У3
Вимикач лінії ВМП-10К-600
ТПКЛ-10-У3 секційний 600/5 лінійний 100/5
ТЗЛ-У3-10

- ШББ-1 ПК-10/100 ВМП-17
- ТМЗ-1000/10
- ШББ-1 ПК-10/100 ВМП-17
- ТМЗ-1000/10

МР 3.8.14.1502 ПЗ					
Розрахунок систем електричного живлення підприємства					
Зн	Кільк	Арк	В бак	Лінійс	Датп
Розроб	Тарасенко				
Перев	Павлюк				
Модр	Мандар				
Застар	Павлюк				
Схема електрична принципів				Лист	Арк
Електрична схема внутрішньої заводської електричної мережі				4	5
				Сунду, ЕТ.м - 11	

№ з/д	Підпис	Дата
№ з/д	Підпис	Дата

