

**В.А. Попов, А.І. Замулко  
О.С. Ярмолук, В.В. Ткаченко  
М.М. Федосенко**

# **СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ**

**Навчальний посібник**



В.А.Попов, А.І.Замулко, О.С.Ярмолук  
В.В.Ткаченко, М.М.Федосенко

# СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

## КУРСОВИЙ ПРОЄКТ



Навчальний посібник

*(для підготовки інженерів-електриків за спеціальністю  
"Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка".)*

Київ  
КПІ ім. Ігоря Сікорського  
2021

Системи електропостачання: Курсовий проєкт [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: В. А. Попов, А. І. Замулко, О. С. Ярмолук, В. В. Ткаченко, М. М. Федосенко. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,30 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 126 с.

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 2 від 09.12.2021 р.)  
за поданням Вченої ради інституту (протокол № 2 від 27.09.2021 р.)*

Електронне мережне навчальне видання

# СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

## КУРСОВИЙ ПРОЄКТ

Укладачі: *Попов Володимир Андрійович, д-р техн. наук, проф.  
Замулко Анатолій Ігорович, канд. техн. наук, доц.  
Ярмолук Олена Сергіївна, канд. техн. наук, доц.  
Ткаченко Вадим Владиславович, канд. техн. наук, доц.  
Федосенко Микола Миколайович, канд. техн. наук, доц.*

Відповідальний редактор *Бориченко, О.В., канд. техн. наук, доц.*

Рецензенти: *Данілін, О.В., канд. техн. наук, доц.*

Виконання курсового проєкту – невід’ємна та важлива частина навчального процесу у закладах вищої освіти, головною метою якого є набуття студентами навичок самостійної роботи щодо вирішення питань як теоретичного, так і практичного спрямування. Вирішуються наступні задачі: розрахунку електричних навантажень промислових і комунально-побутових споживачів, вибору перерізу ліній низької та середньої напруг, визначення електричних навантажень живлячої підстанції та перевірки можливості використання трансформаторів заданої потужності за відомим добовим графіком навантаження, визначення втрат електричної енергії декількома методами та порівняння їх результатів, оцінювання якості напруги та вибору закону і засобів регулювання напруги в розподільних електричних мережах, компенсації реактивної потужності, оцінювання надійності електропостачання, врахування при проєктуванні вимог нормативних документів. Досвід вирішення зазначених проблем є необхідним для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» для здійснення проєктування сучасних електропостачальних систем з метою забезпечення їх економічності, енергетичної ефективності, надійності.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ .....	5
ВСТУП .....	6
1 ЗАВДАННЯ ТА ПОЧАТКОВІ ДАНІ.....	7
1.1 Завдання (для варіанту, що починається на «1») .....	7
1.2 Початкові дані (для варіанту, що починається на «1»).....	14
1.3 Завдання (для варіанту, що починається на «2») .....	33
1.4 Початкові дані (для варіанту, що починається на «2»).....	38
2 ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА .....	59
2.1 Структура записки .....	59
2.2 Комплектація записки .....	60
3 ВИМОГИ ДО СТРУКТУРНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ЗАПИСКИ.....	61
3.1 Зміст .....	61
3.2 Вступ .....	61
3.3 Основна частина .....	61
3.4 Додатки .....	62
4 ОФОРМЛЕННЯ ПОЯСНЮВАЛЬНОЇ ЗАПИСКИ.....	63
4.1 Загальні вимоги .....	63
4.2 Мова .....	66
4.3 Вимоги до тексту .....	66
4.4 Оформлення структурних елементів .....	67
4.5 Нумерація сторінок записки .....	67
4.6 Нумерація розділів, підрозділів, пунктів, підпунктів .....	68
4.7 Ілюстрації.....	68
4.8 Таблиці.....	70
4.9 Переліки .....	73
4.10 Примітки .....	73
4.11 Формули та рівняння .....	74

	4
4.12 Оформлення переліку джерел посилання .....	76
4.13 Посилання.....	77
4.14 Оформлення додатків .....	78
4.15 Скорочення та власні назви .....	79
4.16 Числа та знаки .....	80
5 МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ .....	82
5.1 Розрахунок електричних навантажень .....	82
5.1.1 Розрахунок електричних навантажень цеху промислового об'єкту.	82
5.1.2 Розрахунок електричних навантажень житлових і громадських будинків .....	90
5.1.3 Визначення розрахункових навантажень на вищих ієрархічних рівнях систем електропостачання.....	96
5.2 Вибір розподільних трансформаторів .....	97
5.2.1 Вибір цехових трансформаторів промислових підприємств.....	97
5.2.2 Вибір розподільних трансформаторів для району міста .....	100
5.2.3 Вибір відгалужень розподільних трансформаторів .....	101
5.3 Вибір провідників .....	103
5.4 Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електроенергії .....	113
5.5 Розрахунок технічних втрат електричної енергії в елементах систем електропостачання.....	114
5.5.1 Метод поелементних розрахунків.....	114
5.5.2 Метод середніх навантажень.....	117
5.5.3 Метод кількості годин найбільших втрат.....	118
Додаток А Титульний аркуш та бланк завдання до курсового проєкту .....	122
Додаток Б Приклад оформлення змісту.....	125
Додаток В Приклад оформлення переліку джерел посилання.....	126

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

БК – батарея конденсаторів;

ВН – висока напруга

в.о. – відносні одиниці;

ГПП – головна понижувальна підстанція;

ДЖ – джерело живлення;

ЕП – електроприймачі;

КЗ – коротке замикання;

КЛ – кабельна лінія;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НБК – низьковольтна батарея конденсаторів;

НН – низька напруга;

ПЛ – повітряна лінія;

РП – розподільний пункт;

СЕП – системи електропостачання;

ТП – трансформаторна підстанція

ЦЖ – центр живлення;

ЩО – щит освітлення.

## ВСТУП

Курсове проектування – це невід’ємна та важлива частина навчального процесу у закладах вищої освіти, головною метою якого є набуття студентами навичок самостійної роботи щодо вирішення питань як теоретичного, так і практичного спрямування.

Курсовий проект – самостійна, передбачена навчальним планом, (окремий кредитний модуль) робота студентів з дисципліни «Системи електропостачання». Проект складається з пояснювальної записки та графічної частини. Завершена робота після допуску захищається перед комісією. Захист передбачає доповідь, відповіді на запитання та зауваження, отримання залікової оцінки.

Навчальний посібник призначено для систематизації та викладення основних вимог щодо виконання й оформлення курсових проектів, які ґрунтуються на існуючих нормативних матеріалах і галузевих стандартах.

Даний курсовий проект є завершальним етапом вивчення фахової дисципліни «Системи електропостачання» підготовки фахівців першого освітнього рівня (бакалаврів) за освітньою програмою «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Основною задачею роботи є систематизоване використання та розширення студентами теоретичних знань й практичних навичок, розвиток аналітичного та творчого мислення, виконання проєктних, розрахункових і графічних робіт, а також закріплення навичок використання сучасної обчислювальної техніки.

## 1 ЗАВДАННЯ ТА ПОЧАТКОВІ ДАНІ

Варіант завдання видається студенту викладачем-консультантом і складається з двох цифр «X-X». *Перша* цифра відповідає номеру схеми та завдання (цифра «1»: завдання визначається відповідно підрозділу 1.1, початкові дані – відповідно підрозділу 1.2, цифра «2»: завдання визначається відповідно підрозділу 1.3, початкові дані – відповідно підрозділу 1.4), *друга* цифра – безпосередньо номер варіанту (від 1 до 20/30).

### 1.1 Завдання (для варіанту, що починається на «1»)

Для заданої системи електропостачання (СЕП), схему якої наведено на рис. 1.1 (для варіантів 1–10) та рис. 1.2 (для варіантів 11–20), визначити розрахункові електричні навантаження, обґрунтувати кількість, номінальну потужність цехових трансформаторів і розміщення (окремо розташовані, прибудовані, вбудовані) цехових трансформаторних підстанцій (ТП); вибрати кількість, тип і розташування силових розподільних пунктів (РП) і щитів освітлення (ЩО), параметри ліній електропередачі напругою 0,38 та 10 кВ, розрахувати характеристики режимів з метою оцінки надійності ПЛ, втрат електричної енергії в заданих елементах СЕП, припустимості відхилень напруги, для чого:

1. Відповідно до варіанту завдання на курсовий проєкт, згідно з початковими даними (план цеху з розташуванням обладнання – рисунки 1.3–1.7 та його характеристики за варіантами наведено у таблицях 1.2–1.6):

- здійснити аналіз будівельної частини приміщень (стіни, перегородки (їх висота), стеля, підлога), а також аналіз приміщень за їх технологічним призначенням, а також встановити вимоги до електротехнічного обладнання, яке може бути там розміщено;



Рисунок 1.1 – Схема електропостачання 1

Рисунок 1.2 – Схема електропостачання № 2

- виконати аналіз режимів роботи споживачів електричної енергії (у тому числі щодо виду струму, номінальної напруги та т.і.);
- опрацювати питання вибору освітлювального обладнання з урахуванням характеристик приміщення (дивись пункт 1), нормативного рівня освітлення, рівня зорових робіт у цеху;
- визначити рівень надійності електропостачання для кожного споживача (групи споживачів);
- встановити вимоги до якості електричної енергії, а також можливий вплив на електричну мережу цеху споживачів, які викликають спотворення якості електричної енергії;
- **обґрунтування** кількості та місця розміщення силових РП і ЩО;
- сформувати мережу низької напруги зі стислим обґрунтуванням технології її виконання (шинопровід, дроти в трубах, кабель та т.і.), звертаючи увагу на класифікацію приміщень об'єкта проєктування (за вибухо- та протипожежної безпеки, видом середовища, тощо), а також визначення необхідного ступеню захисту обладнання;
- визначити розрахункові навантаження (активні та реактивні) відносно силових пунктів, а також шин низької (НН) та високої (ВН) напруг цехового ТП.

2. Розробити схему живлення кабельними лініями (КЛ) номінальною напругою 0,38 кВ від ТП1–ТП3 житлових і громадських будинків за умови забезпечення необхідного рівня надійності електропостачання цих об'єктів. Виконати розрахунки навантажень на вводах усіх будинків і шинах НН ТП.

Характеристики будинків та їх кількість за варіантами наведено у таблицях 1.7 та 1.8.

3. На підставі розрахованих навантажень вибрати переріз ліній низької напруги, що живлять житлові та громадські будинки. Визначити номінальну потужність трансформаторів ТП1–ТП3. Довжину кожної ділянки лінії низької напруги задати довільно у межах 100–200 м.

4. Розрахувати мінімально припустимий переріз ліній Л1, Л2 розподільної мережі 10 кВ і ліній живлення Л3, Л4 (підстанція–РП). Навантаження трансформаторів ТП4–ТП8, а також зосереджені активні та реактивні навантаження РП  $P_1, Q_1 (S_1), P_2, Q_2, (S_2)$  наведено у таблиці 1.9.

5. Визначити очікувану величину недовідпущеної електроенергії у повітряній лінії (ПЛ) Л5. Параметри надійності ПЛ ( $\omega_0$  – питомий показник пошкоджень, пошкоджень/км·рік,  $\tau_p$  – середній час, потрібний на ремонт, год,  $\tau_n$  – час, потрібний на виконання оперативних переключень, год,  $\tau_{вр}$  – час, необхідний для вводу резервного живлення, год) наведено у таблиці 1.10. Параметри ПЛ 10 кВ наведено у таблиці 1.11, а навантаження в її вузлах – у таблиці 1.12.

6. Розрахувати зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії:

- після розміщення роз'єднувачів  $QS1$  та  $QS2$  на початку ділянок лінії, зазначених у таблиці 1.13;

- після розміщення зазначених роз'єднувачів  $QS1$  та  $QS2$  та наявності додаткової можливості підключення до резервного джерела живлення у вузлі, зазначеному у таблиці 1.13.

7. Розрахувати навантаження на шинах 10 кВ центра живлення (ЦЖ), прийнявши до уваги навантаження ліній Л3, Л4, Л5, а також зосереджене навантаження  $S_3 (P_3, Q_3)$  та  $S_4 (P_4, Q_4)$  – таблиця 1.14.

8. Сформулювати пропозиції щодо вирішення задачі компенсації реактивної потужності, зокрема, врегулювання питань зменшення перетікань реактивної електричної енергії в мережах промислового об'єкта.

9. Вибрати необхідні відгалуження регуляторів напруги переключення без збудження розподільних трансформаторів розподільних ліній Л1, Л2 напругою 10 кВ. Довжину окремих ділянок ліній наведено у таблиці 1.11.

10. Визначити річні технічні втрати електричної енергії у лініях Л6, Л7 напругою 35 кВ і трансформаторах Т1, Т2 номінальною потужністю  $S_{т.н}$  підстанції 35/10 кВ, послідовно використовуючи:

– методи поелементних розрахунків і середніх навантажень – для варіантів 11–20.

– методи поелементних розрахунків і кількості годин максимальних втрат – для варіантів 1–10;

Скласти баланс річних витрат електричної енергії, зробити висновки відносно похибки, пов'язаної з використанням різних розрахункових методів визначення технічних втрат електричної енергії.

Параметри ПЛ 35 кВ (переріз  $F$ , мм<sup>2</sup> та її довжина  $L$ , км), номінальна потужність і параметри трансформаторів 35/10 кВ наведено у таблиці 1.15. Від підстанції 35/10 кВ живляться дві групи споживачів:  $S_5$  та  $S_6$ . Споживачі  $S_5$  протягом року працюють  $n_1$  діб згідно графіка  $P'_5, Q'_5$  та  $n_2$  діб – за графіком  $P''_5, Q''_5$ . Відповідно, споживачі  $S_6$  працюють  $n_1$  діб згідно графіка  $P'_6, Q'_6$  та  $n_2$  діб – за графіком  $P''_6, Q''_6$ . Решту часу ( $365 - n_1 - n_2$  діб) трансформатори та лінія вимкнені. Чотирьохступеневі (тривалість кожної ступені 6 годин) добові графіки навантаження у відносних одиницях  $(\frac{P_t}{P_{\max}}, \frac{Q_t}{Q_{\max}})$  та максимальне навантаження  $(P_{5\max}, Q_{5\max}, P_{6\max}, Q_{6\max})$  кожного споживача наведено відповідно у таблицях 1.16 та 1.17. Річний відпуск електричної енергії  $A_{Л6}, A_{Л7}$  та максимальне річне навантаження лінії Л6 ( $P_{Л6\max}, Q_{Л6\max}$ ) і лінії Л7 ( $P_{Л7\max}, Q_{Л7\max}$ ) наведено у таблиці 1.18.

11. Навести стислий опис (без визначення параметрів) комутаційних апаратів, які використовуються в мережах напругою 0,38 кВ (введення до окремих ЕП, силові РП, ЩО, розподільний пристрій НН ТП) та 10 кВ (розподільний пристрій ВН ТП, РП, шини НН ЦЖ).

12. На кресленні (формату А3) зображуються: однолінійна електрична схема з зазначенням (згідно діючого стандарту) всіх комутаційних апаратів,

пристроїв для регулювання напруги, довжина, марка та перерізи ліній напругою 0,38, 10 та 35 кВ, тип і номінальна потужність розподільних трансформаторів.

Курсовий проєкт виконується на підставі наступних нормативних документів, посилання на відповідні пункти цих документів є **обов'язковими**:

1. Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017. 617 с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Київ: Міненерговугілля України, 2006. 141 с.
3. ГКД 34.20.507-2003 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Харків: Індустрія, 2019. 580 с.
4. ДБН В.2.5-28-2018 Природне і штучне освітлення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2018. 133 с.
5. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.
6. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ: Мінрегіонбуд України, 2015. 45 с.

## 1.2 Початкові дані (для варіанту, що починається на «1»)

Таблиця 1.1 – Розподіл споживачів між силовими РП

Номер варіанту	Номер рис. з планом цеху	Номер таблиць з даними електрообладна ння	Номер електрообладнання
<b>1</b>	1.7	1.6	1–39
<b>2</b>	1.6	1.5	1–42
<b>3</b>	1.5	1.4	1–41
<b>4</b>	1.4	1.3	1–44
<b>5</b>	1.3	1.2	1–43
<b>6</b>	1.7	1.6	1–39
<b>7</b>	1.6	1.5	1–41
<b>8</b>	1.5	1.4	1–41
<b>9</b>	1.4	1.3	1–44
<b>10</b>	1.3	1.2	1–43
<b>11</b>	1.7	1.6	1–39
<b>12</b>	1.6	1.5	1–41
<b>13</b>	1.5	1.4	1–41
<b>14</b>	1.4	1.3	1–44
<b>15</b>	1.3	1.2	1–43
<b>16</b>	1.7	1.6	1–39
<b>17</b>	1.6	1.5	1–41
<b>18</b>	1.5	1.4	1–41
<b>19</b>	1.4	1.3	1–44
<b>20</b>	1.3	1.2	1–43

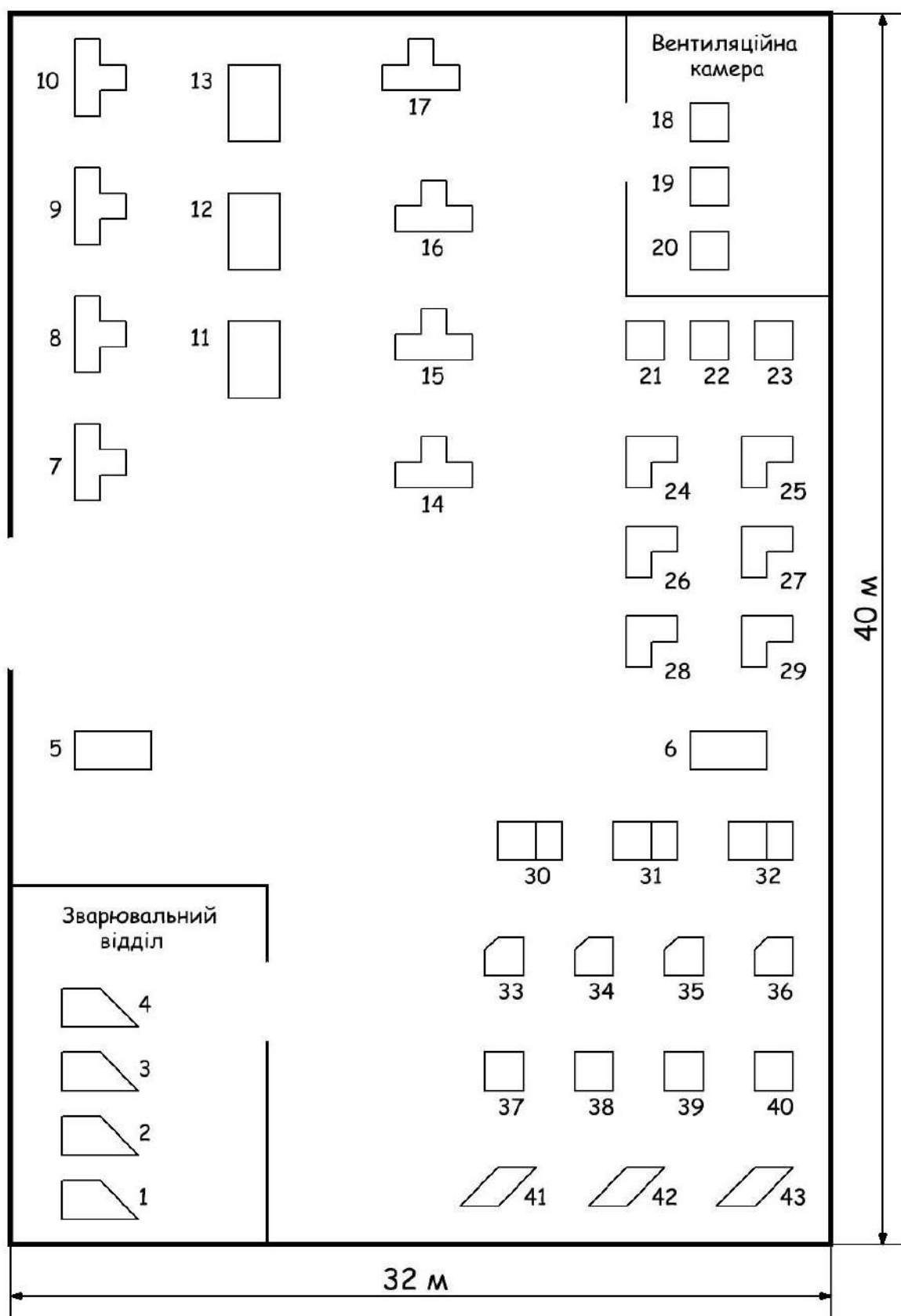


Рисунок 1.3 – План розміщення ЕП ремонтно-механічного цеху



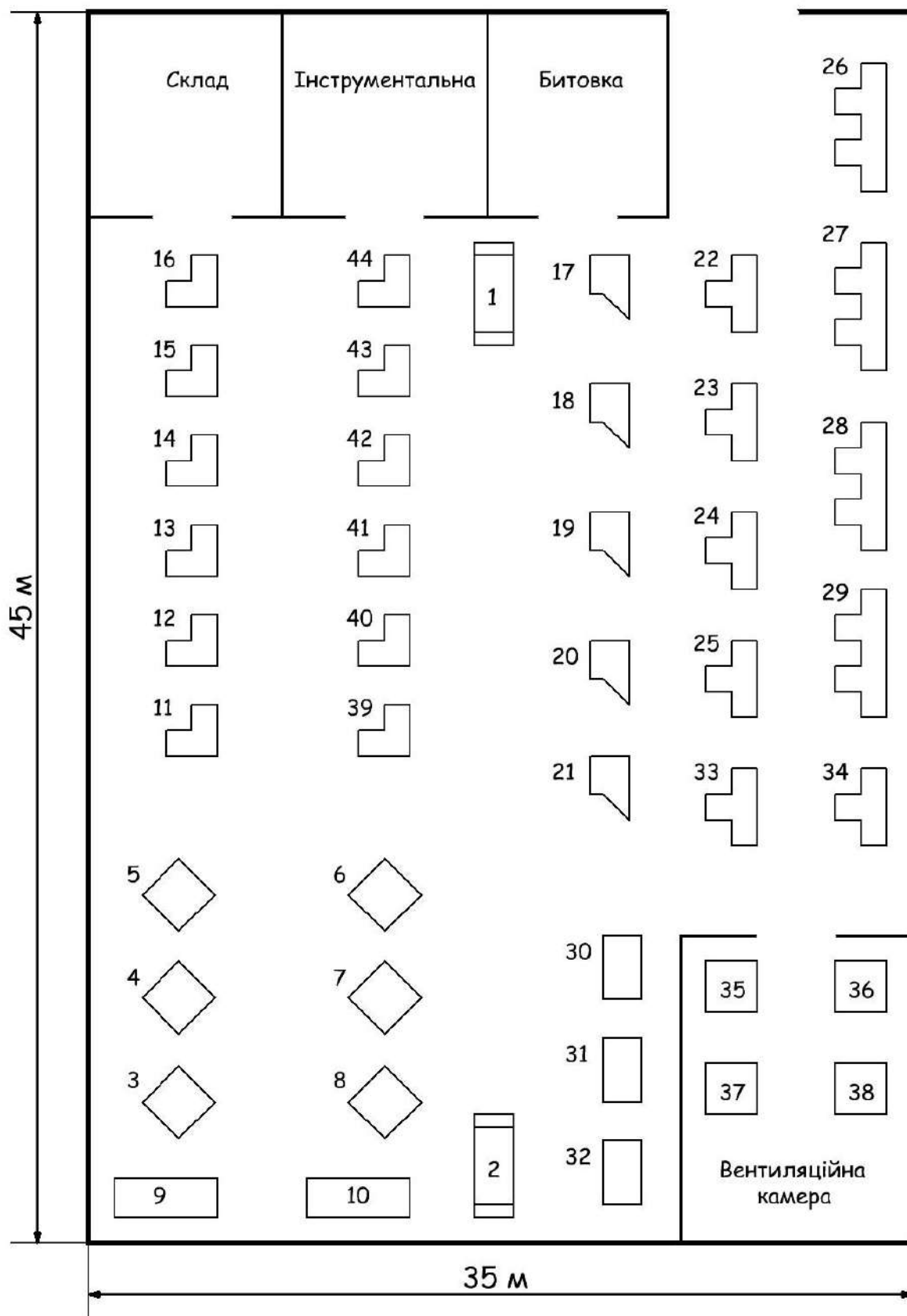


Рисунок 1.4 – План розміщення ЕП електромеханічного цеху

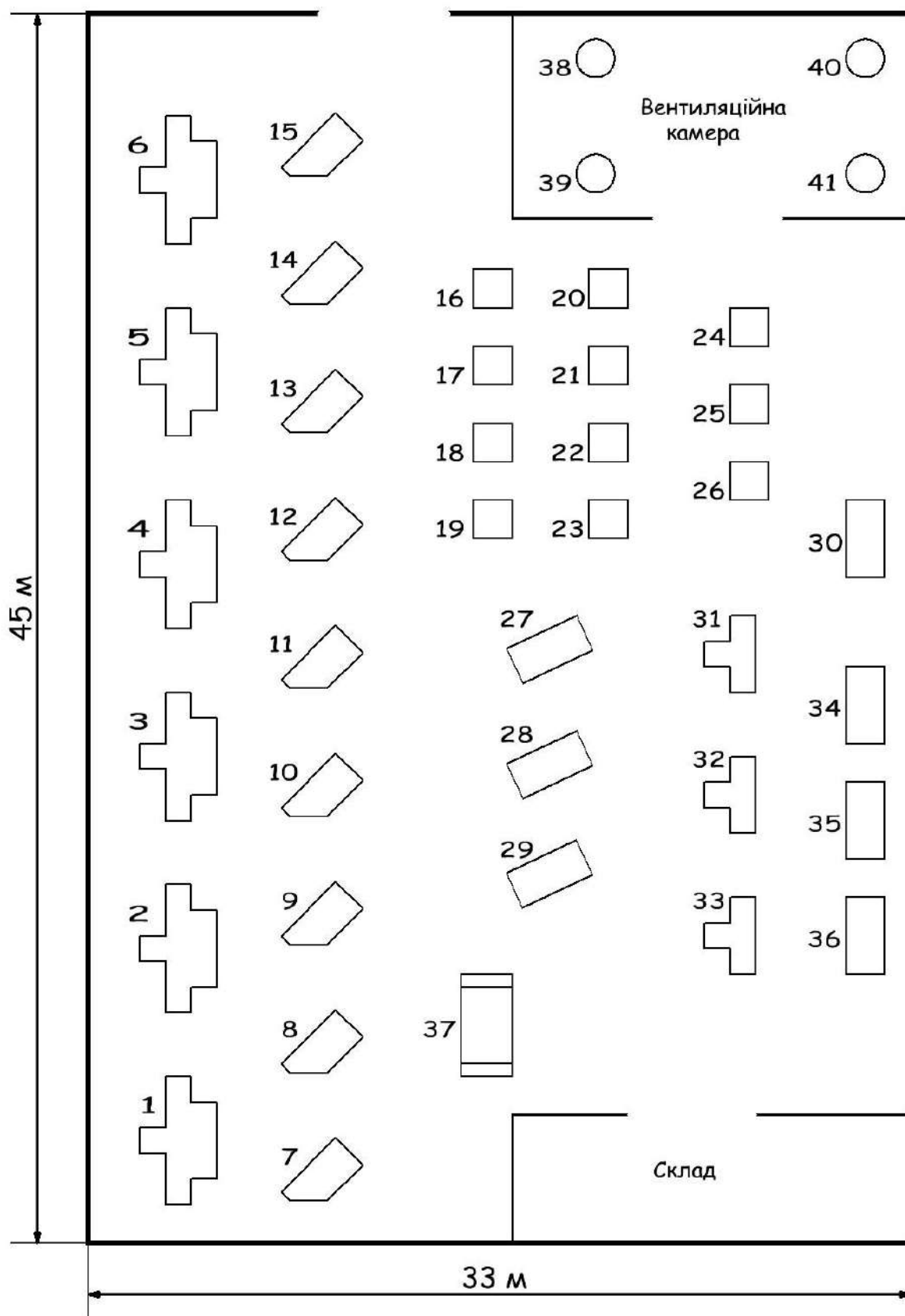


Рисунок 1.5 – План розміщення ЕП механічного цеху

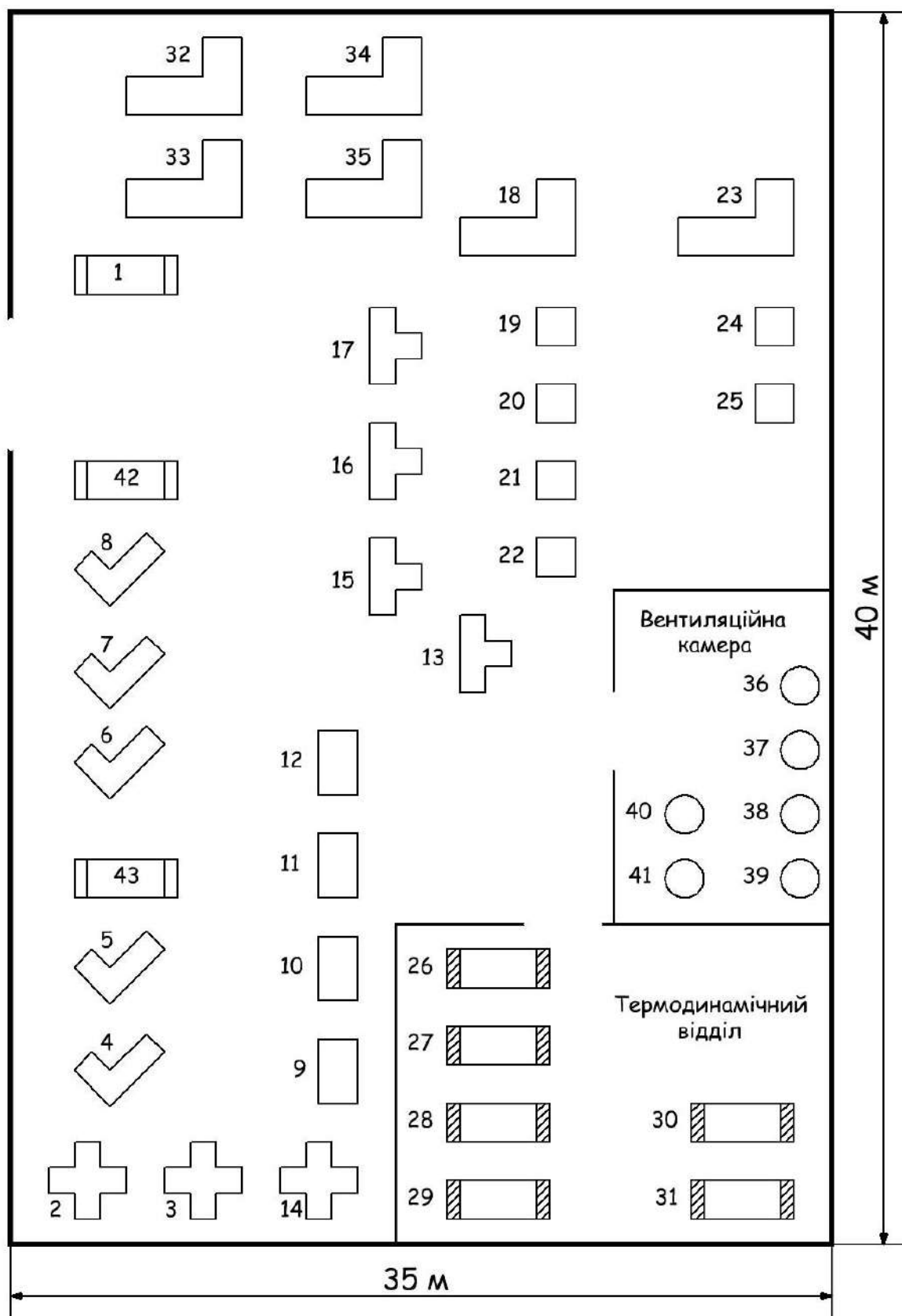


Рисунок 1.6 – План розміщення ЕП інструментального цеху

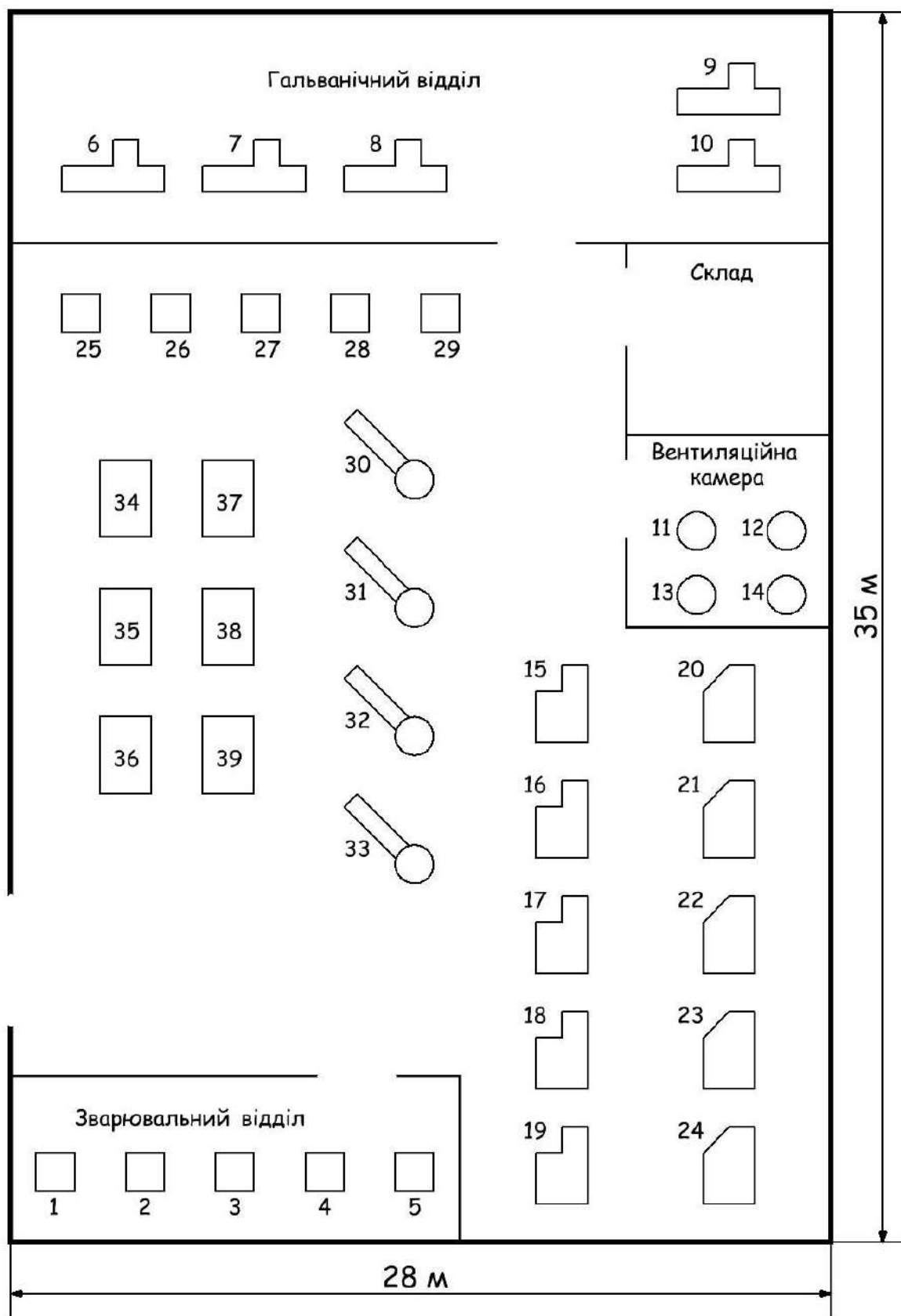


Рисунок 1.7 – План розміщення ЕП цеху обробки корпусних деталей

Таблиця 1.2 – Характеристики ЕП ремонтно-механічного цеху

Номер на плані цеху	Назва ЕП	$k_b$	$\cos\varphi$	Номінальна потужність $p_n$ , кВт за варіантом			
				5	10	15	20
1, 2, 3, 4	Зварювальні агрегати, ТВ = 40 %	0,25	0,4	14	16	10	12
5, 6	Мостові крани, ТВ = 60 %	0,12	0,5	25	30	30	35
7–10	Зубофрезерувальні верстати	0,15	0,5	15	20	15	10
11–13	Шліфувальні верстати	0,17	0,6	6	6	4	8
14–17	Токарні верстати	0,14	0,6	10	8	10	12
18–20	Вентилятори	0,6	0,8	60	48	54	60
21–23	Строгальні верстати	0,2	0,5	10	18	12	7,5
24–29	Фрезерувальні верстати	0,21	0,6	8	8	9,5	8,5
30–32, 37–40	Токарні верстати	0,14	0,6	4	6	2,5	4
33–36	Токарні верстати	0,16	0,7	6	4	10	9
41–43	Заточувальні верстати	0,18	0,6	2	3	2,5	1,5

Таблиця 1.3 – Характеристики ЕП електромеханічного цеху

Номер на плані цеху	Назва ЕП	$k_b$	$\cos\varphi$	Номінальна потужність $p_n$ , кВт за варіантом			
				4	9	14	19
1, 2	Мостові крани, ТВ = 60 %	0,15	0,5	30	36	25	38
3–8	Маніпулятори	0,22	0,6	3,8	3,2	3,5	4,2
9,10	Точильно-шліфувальні верстати	0,17	0,55	2,2	2,8	1,6	3,2
11–16, 39–44	Свердлильні верстати	0,2	0,6	3,5	3,2	4,5	2,8
22–25, 33, 34	Токарні напівавтомати	0,4	0,7	12	10,5	12	16
17–21, 30–32	Горизонтально-фрезерні верстати	0,23	0,55	7	7,5	4,5	9
26–29	Продольнострогальні верстати	0,2	0,7	10	10,5	8,8	12
35–38	Вентилятори	0,7	0,8	12	7	5,5	9

Таблиця 1.4 – Характеристики ЕП механічного цеху

Номер на плані цеху	Назва ЕП	$k_b$	$\cos\varphi$	Номінальна потужність $p_n$ , кВт за варіантом			
				3	8	13	18
1–6	Шліфувальні верстати	0,22	0,6	70	65,5	75	88,5
7–10	Обдираючі верстати	0,17	0,5	30	45	30	40
11–15	Заточувальні верстати	0,2	0,5	6	3,5	7	5
16–23	Фрезерувальні верстати	0,22	0,5	14	10	8	12
24–26	Свердлильні верстати	0,14	0,6	6,2	5	8	3,5
27–29	Токарні верстати	0,16	0,6	22,5	16	12	24
31–33	Агрегатні верстати	0,3	0,7	6	14	16	12
30, 34–36	Електротермічні установки	0,6	0,9	18	10	15	20
37	Мостові крани, ТВ = 60 %	0,1	0,5	70	50	40	60
38, 39	Вентилятор витяжний	0,6	0,8	50	40	30	30
40, 41	Вентилятор приточний	0,6	0,8	55	45	35	40

Таблиця 1.5 – Характеристики ЕП інструментального цеху

Номер на плані цеху	Назва ЕП	$k_v$	$\cos\varphi$	Номінальна потужність $p_n$ , кВт за варіантом			
				<b>2</b>	<b>7</b>	<b>12</b>	<b>17</b>
2, 3, 14	Строгальні верстати	0,18	0,55	16,2	12,2	14	18,4
4–8	Токарно-револьверні верстати	0,15	0,5	12,5	10,5	8,5	5,5
9–12	Шліфувальні верстати	0,2	0,5	4,2	2,8	2,5	3
13, 15–17	Вертикально-свердлильні верстати	0,14	0,5	6,2	3,5	2,5	5
18, 23, 32–35	Заточувальні верстати	0,25	0,65	8	9,5	12	15,5
19–22, 24, 25	Фрезерувальні верстати	0,22	0,55	10	7,5	8	9,5
26–29	Електричні печі опору	0,8	0,92	50	30	50	40
30, 31	Електричні печі індукційні	0,6	0,9	26	22	15	12
36–41	Вентиляція	0,5	0,7	8,2	7	5,5	6
1, 42, 43	Мостові крани, ТВ = 25 %	0,12	0,5	30	40	45	35

Таблиця 1.6 – Характеристики ЕП цеху обробки корпусних деталей

Номер на плані цеху	Назва ЕП	$k_v$	$\cos\varphi$	Номінальна потужність $p_n$ , кВт за варіантом			
				<b>1</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>16</b>
1–5	Зварювальні апарати, ТВ = 60 %	0,25	0,4	48	48	52	45
6–8	Гальванічні ванни	0,5	0,7	30	32,5	34	26
9, 10	Розточувальні верстати	0,26	0,7	10	12	8	6
11–14	Вентилятори	0,6	0,8	16	8	12	10
15–19	Плоскошліфувальні верстати	0,14	0,6	12	16,5	14	12
20–24	Радіально-свердлильні верстати	0,21	0,7	8	6,5	8	6,5
25–29	Токарні верстати	0,14	0,6	11	6	4,8	2,5
30–33	Крани консольно-поворотні, ТВ = 60 %	0,12	0,45	7,5	9,5	12,5	6,5
34–39	Електричні печі індукційні	0,65	0,9	15	20	12	17

Таблиця 1.7 – Характеристики комунально-побутових споживачів

Код об'єкту	Характеристика об'єкту
А	Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, 2 секції, 144 помешкань
Б	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 1 секція, 48 помешкань
В	Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань
Г	Житловий будинок з газовими плитами, 5 поверхів, 3 секції, 60 помешкань
Д	Житловий будинок з газовими плитами, 5 поверхів, 4 секції, 80 помешкань
Е	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 1 секції, 36 помешкань
Ж	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань
З	Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 108 помешкань
К	Багатоповерховий гараж на 300 місць
Л	Аптека з площею залу 100 м <sup>2</sup>
М	Перукарня на 20 робочих місць
Н	Кафе на 100 місць
О	Готель на 400 місць
П	Кінотеатр на 1000 місць
Р	Ресторан на 200 місць
С	Магазин продовольчих товарів з площею торгівельного залу 200 м <sup>2</sup>
Т	Магазин промислових товарів з площею торгівельного залу 500 м <sup>2</sup>
У	Супермаркет площею торгівельного залу 750 м <sup>2</sup>
Ф	Школа на 600 учнів з харчоблоком
Х	Дитячий садок на 150 місць
Ц	Дитячий садок на 200 місць

Таблиця 1.8 – Кількість комунально-побутових об'єктів, що живляться від ТП1–ТП3

Код об'єкту (згідно таблиці 1.7)	Варіант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Для СЕП, схему якої надано на рис. 1.1										
А	–	1	1	4	2	–	1	–	3	1
Б	2	1	2	2	2	1	1	1	–	2
В	–	2	1	–	3	2	1	2	1	–
Е	1	2	2	–	1	1	3	–	–	2
Ж	1	2	2	1	–	1	–	2	1	2
З	3	–	–	–	–	2	–	1	1	–
Л	2	–	2	–	2	1	1	2	–	–
М	1	–	1	1	1	1	1	–	2	1
Н	–	2	–	–	1	–	1	1	1	–
Р	1	–	1	1	–	1	–	1	–	1
С	–	1	–	2	1	–	1	–	–	1
Т	–	–	1	1	–	1	–	–	1	–
Для СЕП, схему якої надано на рис. 1.2										
	Варіант									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
В	–	–	–	1	1	–	1	–	–	3
Г	4	2	1	3	2	4	–	2	3	–
Д	4	5	6	2	4	–	4	3	–	4
К	1	1	–	1	–	1	–	–	1	1
П	–	–	1	1	1	–	1	1	–	1
У	–	1	–	–	–	1	–	1	1	1
Ф	1	–	–	1	1	1	1	–	1	–
Х	1	–	1	–	–	–	–	1	–	1
Ц	1	–	1	–	–	1	–	–	1	–



Таблиця 1.9 – Навантаження розподільних трансформаторів

Варіант		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ТП4	$P$ , кВт	920	960	900	940	910	760	880	940	680	620	300	350	360	280	410	450	310	260	420	380
	$Q$ , квар	250	240	190	210	230	200	260	320	220	200	60	60	70	65	90	100	60	50	90	60
ТП5	$P$ , кВт											280	400	290	300	360	380	300	190	400	460
	$Q$ , квар											50	80	65	60	70	80	55	40	80	100
ТП6	$P$ , кВт											190	430	280	260	430	400	290	160	380	370
	$Q$ , квар											40	90	50	50	80	75	60	35	80	70
ТП7	$P$ , кВт											310	450	30	180	430	400	280	210	360	300
	$Q$ , квар											70	90	60	40	95	80	55	45	75	60
ТП8	$P$ , кВт											300	460	320	190	400	440	350	160	300	420
	$Q$ , квар											75	100	75	40	70	90	70	30	50	90
Зосереджене навантаження на РП																					
$P_1$ , МВт		1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	0,9	1	1,1	1,6	2,1	2,1	2,4	2,6	2,8	2	1,8	1,6	2,2	2,5	2,6
$Q_1$ , Мвар		0,2	0,25	0,3	0,3	0,35	0,2	0,2	0,25	0,3	0,5	0,5	0,45	0,55	0,65	0,4	0,3	0,3	0,45	0,6	0,5
$P_2$ , МВт		1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1	2	1,9	1,8	1,7	2,2	2,5	2,4	3	2,2	2	1,3	1,8	2,1	2,4
$Q_2$ , Мвар		0,4	0,35	0,35	0,3	0,3	0,25	0,5	0,45	0,45	0,4	0,4	0,5	0,45	0,6	0,3	0,45	0,3	0,4	0,45	0,55

Таблиця 1.10 – Показники надійності та параметри ПЛ

Параметри	Варіант										Параметри	Варіант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$\omega_0$ , пошк./км·рік	0,15	0,25	0,35	0,3	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	$\omega_0$ , пошк./км·рік	0,15	0,25	0,35	0,3	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45
$\tau_p$ , ГОД	4	5	4	3	4	5	5	6	6	6	$\tau_p$ , ГОД	4	5	4	3	4	5	5	6	6	6
$\tau_{п}$ , ГОД	1	2	2	1	1	2	1	2	3	2	$\tau_{п}$ , ГОД	1	2	2	1	1	2	1	2	3	2
$\tau_{вр}$ , ГОД	2	3	3	2	2	3	2	3	4	3	$\tau_{вр}$ , ГОД	2	3	3	2	2	3	2	3	4	3
$l_{0-12}$ , КМ	0,8	1,6	1,2	1,8	2,4	0,4	0,7	1,2	0,8	0,6	$l_{0-2}$ , КМ	0,8	1,6	1,2	1,8	2,4	0,4	0,7	1,2	0,8	0,6
$l_{12-13}$ , КМ	0,3	1,1	0,8	0,3	0,2	2,1	0,3	1,5	1,1	0,7	$l_{2-3}$ , КМ	0,3	1,1	0,8	0,3	0,4	2,1	0,3	1,5	1,4	0,7
$l_{13-14}$ , КМ	0,6	0,2	0,4	1,7	1,6	0,2	0,9	0,7	0,5	1,2	$l_{3-4}$ , КМ	0,6	0,2	0,4	1,7	1,6	0,2	0,9	0,7	0,5	1,2
$l_{14-15}$ , КМ	0,1	1,3	0,8	1,1	1,9	0,7	0,9	1,1	0,3	2,4	$l_{4-5}$ , КМ	0,1	1,3	0,8	1,1	1,9	0,7	0,9	1,1	0,3	2,4
$l_{15-16}$ , КМ	0,3	0,7	2,4	0,9	1,9	1,5	0,4	0,7	0,2	0,5	$l_{5-6}$ , КМ	0,3	0,7	2,4	0,9	1,9	1,5	0,4	0,7	0,2	0,5
$l_{14-17}$ , КМ	0,9	0,6	0,4	1,1	0,3	1,1	0,5	2,1	1,7	0,1	$l_{4-7}$ , КМ	0,9	0,6	0,4	1,1	0,3	1,1	0,5	2,1	1,7	0,1
$l_{17-18}$ , КМ	0,9	0,4	0,7	0,9	0,5	1,2	0,6	0,7	0,9	1,1	$l_{7-8}$ , КМ	0,9	0,4	0,7	0,9	0,5	1,2	0,6	0,7	0,9	1,1
$l_{18-19}$ , КМ	1,3	2	0,7	1,1	1,9	0,2	0,6	0,9	1,1	2,4	$l_{4-9}$ , КМ	1,3	2	0,7	1,1	1,9	0,2	0,6	0,9	1,1	2,4
$l_{19-110}$ , КМ	0,5	0,4	1,3	0,7	0,4	2,1	1,2	0,7	0,5	1,5	$l_{9-10}$ , КМ	0,5	0,4	1,3	0,7	0,4	2,1	1,2	0,7	0,5	2,5
$l_{18-111}$ , КМ	1,5	0,3	0,2	1,2	0,9	0,3	0,1	0,7	0,2	1,7	$l_{10-11}$ , КМ	1,5	0,3	0,2	1,2	0,9	0,3	0,1	0,7	0,2	1,7
$l_{111-112}$ , КМ	0,3	0,7	1,1	0,6	0,2	0,4	0,2	1,1	0,7	2,1	$l_{11-12}$ , КМ	0,3	0,7	1,1	0,6	0,2	0,4	0,2	1,1	0,7	2,1
$l_{112-113}$ , КМ	1,2	0,5	0,9	0,1	0,7	1,1	0,3	0,4	1,1	0,6	$l_{12-13}$ , КМ	1,2	0,5	0,9	0,1	0,7	1,1	0,3	0,4	1,1	0,6
$l_{113-114}$ , КМ	1,4	0,2	0,7	1,4	1,3	0,2	0,7	0,5	0,3	1,2	$l_{10-14}$ , КМ	1,4	0,2	0,7	1,4	1,3	0,2	0,7	0,5	0,3	1,2

Таблиця 1.11 – Довжина ділянок живлячих Л<sub>3</sub>, Л<sub>4</sub> і розподільних Л<sub>1</sub>, Л<sub>2</sub> ліній

Номер варіанту	Довжина ділянок ліній від-до, км									
	п/ст-РП	РП- ТП1	ТП1- ТП2	ТП2- ТП3	ТП3- ТП4	ТП4- ТП5	ТП5- ТП6	ТП6- ТП7	ТП7- ТП8	ТП8- РП
1	1,7	0,8	0,6	0,6	0,3					
2	1,3	0,8	0,6	0,3	0,5					
3	1,5	0,6	0,4	0,7	0,5					
4	1,4	0,8	0,6	0,5	0,8					
5	1,2	0,8	0,6	0,3	0,5					
6	1,7	0,7	0,4	0,3	0,9					
7	1,3	0,6	0,5	0,7	0,4					
8	1,5	0,8	0,6	0,5	0,8					
9	1,4	0,7	0,4	0,9	0,3					
10	1,2	0,3	0,8	0,6	0,7					
11	1,7	0,8	0,6	0,3	0,5	0,6	0,4	0,3	0,5	0,6
12	1,3	0,9	0,6	0,4	0,3	0,5	0,8	0,6	0,5	0,8
13	1,5	0,7	0,8	0,6	0,5	0,8	0,8	0,8	0,6	0,3
14	1,4	0,8	0,5	0,4	0,5	0,6	0,6	0,4	0,5	0,7
15	1,2	0,8	0,6	0,3	0,5	0,6	0,4	0,3	0,5	0,6
16	1,7	0,5	0,6	0,6	0,4	0,6	0,4	0,3	0,5	0,9
17	1,3	0,5	0,6	0,6	0,8	0,6	0,5	0,8	0,5	0,6
18	1,5	0,7	0,8	0,5	0,4	0,5	0,8	0,6	0,4	0,3
19	1,4	0,8	0,6	0,3	0,5	0,6	0,4	0,3	0,5	0,6
20	1,2	0,5	0,6	0,7	0,8	0,6	0,5	0,8	0,5	0,4

Таблиця 1.12 – Навантаження у вузлах ПЛ

Позначення активної потужності у вузлах	Значення потужності у вузлах, кВт за <b>варіантом</b>									
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
$P_{12}$	25	70	140	200	120	20	70	30	50	60
$P_{13}$	30	60	20	140	70	100	50	30	120	210
$P_{15}$	120	50	30	20	170	300	120	210	50	100
$P_{16}$	100	40	60	100	20	20	30	100	30	70
$P_{17}$	30	30	20	70	140	10	50	30	20	90
$P_{19}$	50	30	110	120	200	70	40	50	70	100
$P_{110}$	60	30	50	100	10	30	20	120	45	120
$P_{112}$	20	10	20	10	30	50	70	40	110	60
$P_{113}$	210	140	10	120	40	70	10	90	70	10
$P_{114}$	100	50	30	30	20	40	40	40	30	70
	Значення потужності у вузлах, кВт за <b>варіантом</b>									
	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
$P_2$	35	200	70	70	100	50	60	160	100	50
$P_3$	25	70	140	200	120	20	70	30	50	60
$P_5$	30	60	20	140	70	100	50	30	120	210
$P_6$	100	40	60	100	20	20	30	100	30	70
$P_7$	30	30	20	70	140	10	50	30	20	90
$P_8$	50	30	110	120	200	70	40	50	70	100
$P_9$	60	50	100	50	50	110	100	20	100	210
$P_{11}$	60	30	50	100	10	30	20	120	45	120
$P_{12}$	30	210	40	60	70	20	59	70	20	40
$P_{13}$	210	140	10	120	40	70	10	90	70	10
$P_{14}$	100	500	30	30	20	40	40	40	30	70

Таблиця 1.13 – Місця розміщення роз'єднувачів і резервного джерела живлення

Для СЕП, наведеної на рис. 1.1 та 1.2	Роз'єднувачі	Варіант									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	QS1	14–17	14–17	13–14	13–14	14–17	14–15	14–17	13–14	13–14	12–13
	QS2	18–111	111–112	18–111	14–15	18–19	17–18	18–111	18–111	17–18	14–17
	Резервне джерело живлення	110	110	110	110	113	113	113	113	113	113
	Роз'єднувачі	Варіант									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	QS1	4–7	4–5	4–9	3–4	4–9	4–5	4–7	4–9	3–4	3–4
	QS2	9–10	9–10	10–11	10–11	11–12	9–10	4–9	10–11	9–10	4–9
	Резервне джерело живлення	14	14	14	14	13	13	13	13	13	13

Таблиця 1.14 – Зосереджені навантаження підстанції

Навантаження та одиниці їх виміру	Значення навантажень за варіантом																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$P_3$ , МВт	32	50	39	43	29	44	50	48	26	35	30	45	36	41	26	38	52	46	28	32
$Q_3$ , Мвар	6	12	8	7	6	9	11	10	6	7	5	10	9	9	7	8	11	12	6	7
$P_4$ , МВт	30	45	36	41	26	38	52	46	28	32	32	50	39	43	29	44	50	48	27	35
$Q_4$ , Мвар	5	10	9	9	7	8	11	12	6	7	6	12	8	7	6	9	11	10	6	7

Таблиця 1.15 – Параметри ліній 35 кВ та трансформаторів 35/10 кВ

Номер варіанту	Лінії 35 кВ		Трансформатор 35/10 кВ				
	$F$ , мм <sup>2</sup>	$L$ , км	$S_n$ , МВА	$P_{н.х}$ , кВт	$P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_{н.х}$ , %
1	150	30	16	23,0	90,0	8,0	0,75
2	150	25	16	23,0	90,0	8,0	0,75
3	150	20	16	23,0	90,0	8,0	0,75
4	120	15	16	23,0	90,0	8,0	0,75
5	120	30	16	23,0	90,0	8,0	0,75
6	120	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8
7	120	20	10	14,5	65,0	7,5	0,8
8	95	30	10	14,5	65,0	7,5	0,8
9	95	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8
10	95	20	10	14,5	65,0	7,5	0,8
11	150	30	16	23,0	90,0	8,0	0,75
12	150	25	16	23,0	90,0	8,0	0,75
13	150	20	16	23,0	90,0	8,0	0,75
14	120	15	16	23,0	90,0	8,0	0,75
15	120	30	16	23,0	90,0	8,0	0,75
16	120	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8
17	120	20	10	14,5	65,0	7,5	0,8
18	95	30	10	14,5	65,0	7,5	0,8
19	95	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8
20	95	20	10	14,5	65,0	7,5	0,8

Таблиця 1.16 – Графіки навантаження споживачів  $S_5$  та споживана ними електроенергія

Параметри	Значення параметрів за варіантом																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$n_1$ , діб	240	230	220	210	200	190	180	170	160	150	240	230	220	210	200	190	180	170	160	150
$P_{5.1}', Q_{5.1}', \text{в.о}$	0,3	0,8	0,3	0,7	0,5	0,8	0,2	0,2	0,3	0,4	0,3	0,8	0,3	0,7	0,5	0,8	0,2	0,2	0,3	0,4
$P_{5.2}', Q_{5.2}', \text{в.о}$	0,5	0,7	0,7	0,9	1	0,6	1	0,8	0,5	1	0,5	0,7	0,7	0,9	1	0,6	1	0,8	0,5	1
$P_{5.3}', Q_{5.3}', \text{в.о}$	1	0,6	1	1	0,8	1	0,8	1	1	0,6	1	0,6	1	1	0,8	1	0,8	1	1	0,6
$P_{5.4}', Q_{5.4}', \text{в.о}$	0,8	1	0,4	0,6	0,6	0,4	0,4	0,6	0,7	0,2	0,8	1	0,4	0,6	0,6	0,4	0,4	0,6	0,7	0,2
$n_2$ , діб	110	110	130	130	140	160	175	190	200	200	110	110	130	130	140	160	175	190	200	200
$P_{5.1}'', Q_{5.1}'', \text{в.о}$	0,4	0,7	0,4	0,6	0,4	0,6	0,3	0,3	0,6	0,5	0,4	0,7	0,4	0,6	0,4	0,6	0,3	0,3	0,6	0,5
$P_{5.2}'', Q_{5.2}'', \text{в.о}$	0,3	0,4	0,5	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,9	0,3	0,4	0,5	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,9
$P_{5.3}'', Q_{5.3}'', \text{в.о}$	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,7	0,9	1	1	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,7	0,9	1	1
$P_{5.4}'', Q_{5.4}'', \text{в.о}$	0,9	0,8	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,3	0,9	0,8	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,3
$P_{5\max}$ , МВт	11	12,5	13	12,5	12	8	7,5	8,2	8	8,5	11	12,5	13	12,5	12	8	7,5	8,2	8	8,5
$Q_{5\max}$ , Мвар	5	6	7	6	5	3,5	2,5	2,5	3	3	5	6	7	6	5	3,5	2,5	2,5	3	3
$A_{P5}$ , МВт·год	57882	74100	63492	74775	66960	46272	37553	44182	48000	44370	57882	74100	63492	74775	66960	46272	37553	44182	48000	44370
$A_{Q5}$ , Мвар·год	26310	35568	34188	35892	27900	20244	12518	13470	18000	15660	26310	35568	34188	35892	27900	20244	12518	13470	18000	15660

Таблиця 1.17 – Графіки навантаження споживачів  $S_6$  та споживана ними електроенергія

Параметри	Значення параметрів за варіантом																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$n_1$ , діб	240	230	220	210	200	190	180	170	160	150	240	230	220	210	200	190	180	170	160	150
$P_{6.1}, Q_{6.1}$ , в.о	0,7	0,5	0,4	0,6	0,2	0,7	0,3	0,7	0,4	0,3	0,7	0,5	0,4	0,6	0,2	0,7	0,3	0,7	0,4	0,3
$P_{6.2}, Q_{6.2}$ , в.о	1,0	0,6	0,6	0,2	1,0	0,8	0,9	1,0	0,6	0,9	1,0	0,6	0,6	0,2	1,0	0,8	0,9	1,0	0,6	0,9
$P_{6.3}, Q_{6.3}$ , в.о	0,9	0,8	0,9	0,7	0,9	1,0	1,0	0,8	0,7	0,7	0,9	0,8	0,9	0,7	0,9	1,0	1,0	0,8	0,7	0,7
$P_{6.4}, Q_{6.4}$ , в.о	0,4	0,9	0,5	0,9	0,4	0,5	0,8	0,5	1,0	1,0	0,4	0,9	0,5	0,9	0,4	0,5	0,8	0,5	1,0	1,0
$n_2$ , діб	110	110	130	130	140	160	175	190	200	200	110	110	130	130	140	160	175	190	200	200
$P_{6.1}, Q_{6.1}$ , в.о	0,6	0,4	0,3	0,8	0,3	0,7	0,4	0,4	0,3	0,2	0,6	0,4	0,3	0,8	0,3	0,7	0,4	0,4	0,3	0,2
$P_{6.2}, Q_{6.2}$ , в.о	0,8	0,7	0,6	0,5	0,8	1,0	0,8	0,6	0,5	0,5	0,8	0,7	0,6	0,5	0,8	1,0	0,8	0,6	0,5	0,5
$P_{6.3}, Q_{6.3}$ , в.о	0,7	0,9	0,9	0,6	0,7	0,8	0,9	0,7	0,9	0,8	0,7	0,9	0,9	0,6	0,7	0,8	0,9	0,7	0,9	0,8
$P_{6.4}, Q_{6.4}$ , в.о	0,4	0,5	0,7	1,0	0,5	0,6	0,6	1,0	0,8	0,7	0,4	0,5	0,7	1,0	0,5	0,6	0,6	1,0	0,8	0,7
$P_{6\max}$ , МВт	12,0	11,5	12,0	11,0	13,0	7,5	8,5	7,2	6,0	8,0	12,0	11,5	12,0	11,0	13,0	7,5	8,5	7,2	6,0	8,0
$Q_{6\max}$ , Мвар	6,0	5,0	6,0	4,0	5,0	3,5	3,0	3,5	2,5	2,0	6,0	5,0	6,0	4,0	5,0	3,5	3,0	3,5	2,5	2,0
$A_{P_6}$ , МВт·год	71640	63411	61416	58146	64116	47970	51638	44194	33552	42000	71640	63411	61416	58146	64116	47970	51638	44194	33552	42000
$A_{Q_6}$ , Мвар·год	35820	27570	30708	21144	24660	22386	18225	21483	13980	10500	35820	27570	30708	21144	24660	22386	18225	21483	13980	10500



Таблиця 1.18 – Максимальні значення навантажень ліній Л<sub>6</sub> і Л<sub>7</sub> та електроенергія, що передається ними

Параметри	Значення параметрів за <b>варіантом</b>																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$A_{P_{л6}}$ , МВт·год	68757	72517	65322	69190	70833	49440	46300	46937	42784	45035	61378	78595	66584	78443	72247	48534	38846	46970	50740	46559
$P_{л6max}$ , МВт	11,78	12,23	12,66	10,6	13,87	8,24	7,93	7,51	7,12	8,3	11,88	13,48	13,92	13,28	13,28	8,52	7,85	8,89	8,59	9,04
$A_{Q_{л6}}$ , Мвар·год	42346	42591	41443	36455	37956	27456	20395	23412	20718	17859	36059	48518	43814	46021	39527	26229	16374	19413	24182	21067
$Q_{л6max}$ , Мвар	7,59	7,56	8,51	5,81	7,94	4,76	3,61	3,76	3,57	3,47	7,39	8,78	9,77	8,1	7,74	4,82	3,48	3,92	4,28	4,27
$A_{P_{л7}}$ , МВт·год	68757	72517	65322	69190	70833	49440	46300	46937	42784	45035	76737	66664	64107	60385	69540	50381	53847	47132	35016	43771
$P_{л7max}$ , МВт	11,78	12,23	12,66	10,6	13,87	8,24	7,93	7,51	7,12	8,3	13,09	11	11,41	11,55	14,47	7,97	8,95	7,81	6,34	8,44
$A_{Q_{л7}}$ , Мвар·год	42346	42591	41443	36455	37956	27456	20395	23412	20718	17859	49778	37092	39163	27554	36566	28734	24553	27693	17488	14976
$Q_{л7max}$ , Мвар	7,59	7,56	8,51	5,81	7,94	4,76	3,61	3,75	3,57	3,47	8,93	6,37	7,28	5,52	8,13	4,7	4,26	4,75	3,27	3,07

### 1.3 Завдання (для варіанту, що починається на «2»)

У ході виконання курсового проєкту для заданої СЕП, схему якої наведено на рис. 1.8, визначити розрахункові електричні навантаження, обґрунтувати кількість, номінальну потужність цехових трансформаторів і розміщення (окремо розташовані, прибудовані, вбудовані) цехових ТП; вибрати кількість, тип і розташування силових РП і ЩО, параметри ліній електропередачі напругою 0,38 та 10 кВ, розрахувати характеристики режимів з метою оцінки надійності ПЛ, втрат електричної енергії в заданих елементах СЕП, припустимості відхилень напруги, для чого:

1. Відповідно до варіанту завдання на курсовий проєкт згідно початковими даними (план цеху № 1 з розташуванням обладнання та його характеристики за варіантами наведено на рис. 1.9–1.14 та у таблицях 1.19–1.25):

- здійснити аналіз будівельної частини приміщень (стіни, перегородки (їх висота), стеля, підлога), а також аналіз приміщень за їх технологічним призначенням, а також встановити вимоги до електротехнічного обладнання, яке може бути там розміщено;

- виконати аналіз режимів роботи споживачів електричної енергії (у тому числі щодо виду струму, номінальної напруги та т.і.);

- опрацювати питання вибору освітлювального обладнання з урахуванням характеристик приміщення (дивись пункт 1), нормативного рівня освітлення, рівня зорових робіт у цеху;

- визначити рівень надійності електропостачання для кожного споживача (групи споживачів);

- встановити вимоги до якості електричної енергії, а також можливий вплив на електричну мережу цеху споживачів, які викликають спотворення якості електричної енергії;

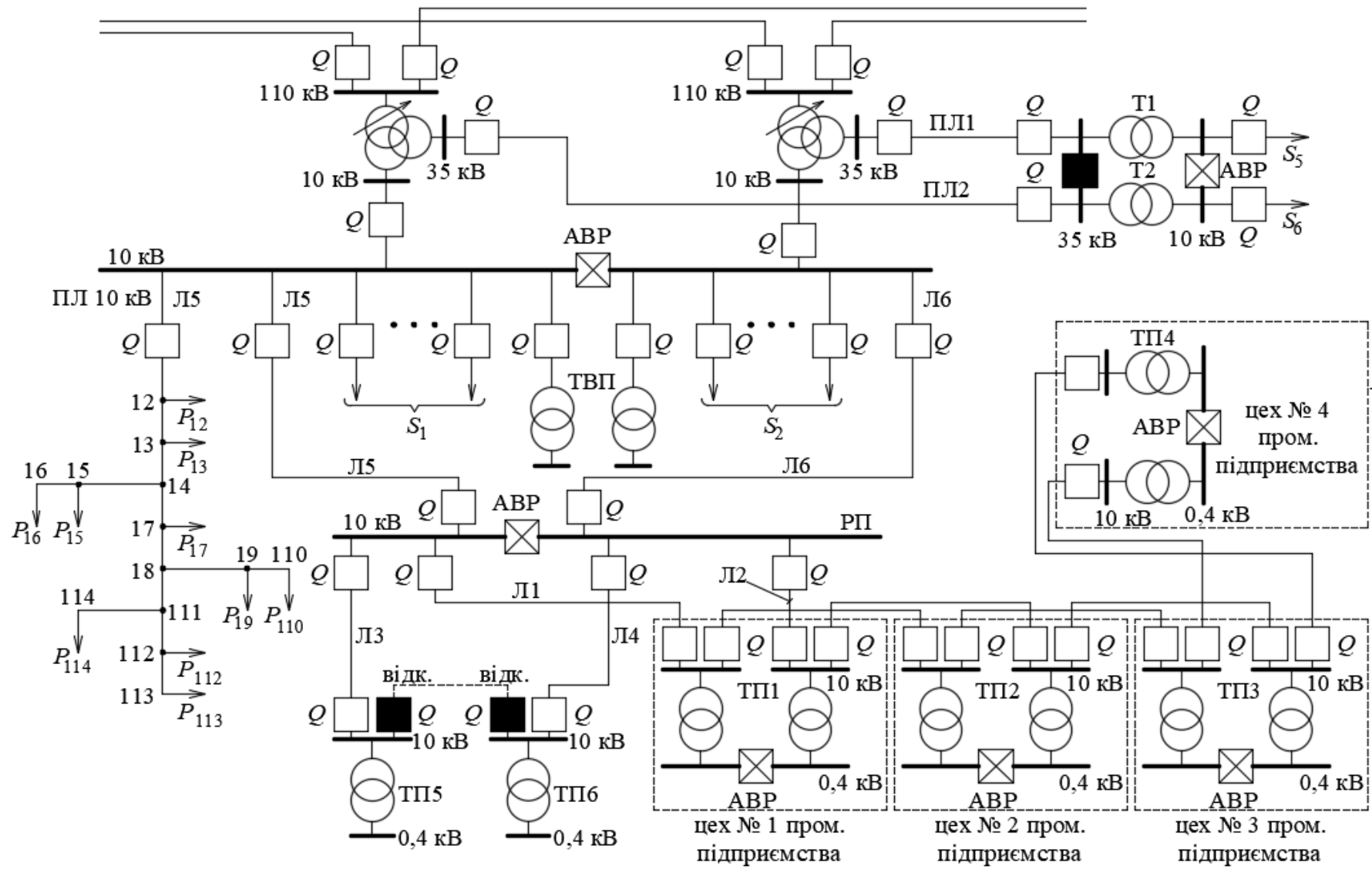


Рисунок 1.8 – Схема електропостачання № 3

- **обґрунтування** кількості та місця розміщення ТП (окремо розташовані, прибудовані, вбудовані), а також кількості та місця розміщення силових РП і ЩО;

- сформулювати мережу низької напруги зі стислим обґрунтуванням технології її виконання (шинопровід, дроти в трубах, кабель та т.і.), звертаючи увагу на класифікацію приміщень об'єкта проєктування (за вибухо- та протипожежної безпеки, видом середовища, тощо), а також визначення необхідного ступеню захисту обладнання;

- визначити розрахункові навантаження (активні та реактивні) відносно силових пунктів, а також шин НН і ВН цехового ТП.

2. Розробити схему живлення КЛ номінальною напругою 0,38 кВ від ТП5–ТП6 житлових і громадських будинків за умови забезпечення необхідної надійності електропостачання. Виконати розрахунки навантажень на вводах усіх будинків і шинах НН ТП.

Характеристики будинків та їх кількість за варіантами наведено у таблицях 1.27 та 1.28.

3. На підставі розрахованих навантажень вибрати переріз ліній НН, що живлять житлові та громадські будинки. Визначити номінальну потужність трансформаторів ТП5 та ТП6. Довжину кожної ділянки лінії низької напруги задати довільно у межах 50–90 м.

4. Вибрати номінальні потужності трансформаторів ТП5–ТП6 за умовами нормального та післяаварійного режимів роботи.

5. Розрахувати мінімально припустимий переріз ліній Л1–Л4 розподільної мережі 10 кВ та живлячих ліній Л5, Л6 (підстанція–РП). Розрахункові навантаження трансформаторів ТП2–ТП4 представлено у таблиці 1.26.

6. Визначити очікувану величину недовідпущеної електроенергії у ПЛ Л7. Параметри надійності лінії ( $\omega_0$  – питомий показник пошкоджень ПЛ, пошкоджень/км·рік,  $\tau_p$  – середній час, потрібний на ремонт, год,  $\tau_n$  – час,

потрібний на виконання оперативних переключень, год,  $\tau_{вр}$  – час, необхідний для вводу резервного живлення, год) наведено у таблиці 1.10. Параметри ПЛ 10 кВ наведено у таблиці 1.29, а навантаження в її вузлах – у таблиці 1.30.

7. Розрахувати зниження очікуваної величини недовідпущеної електроенергії:

- після розміщення роз'єднувачів  $QS1$  та  $QS2$  на початку ділянок лінії, зазначених у таблиці 1.31;
- після розміщення зазначених роз'єднувачів  $QS1$  та  $QS2$  та наявності додаткової можливості підключення до резервного джерела живлення у вузлі навантаження, зазначеному у таблиці 1.31.

8. Знайти розрахункові електричні навантаження на шинах напругою 10 кВ ЦЖ, враховуючи значення приєднаного навантаження  $P_1$ ,  $Q_1$ ,  $(S_1)$ ,  $P_2$ ,  $Q_2$ ,  $(S_2)$ , що представлено у таблиці 1.32.

9. Визначити потужність конденсаторний батарей, приєднаних до шин НН ЦЖ, з метою забезпечення значення  $\cos \varphi$  не нижче 0,96.

10. Вибрати необхідні відгалуження переключення без збудження регуляторів напруги на розподільних трансформаторах ТП1–ТП6. Довжину окремих ділянок ліній Л1–Л6 представлено у таблиці 1.33.

11. Розрахувати річні втрати електроенергії у лінії 35 кВ і трансформаторах номінальною потужністю  $S_n$  підстанції 35/10 кВ (рис. 1.8) методами середніх навантажень і числа годин максимальних втрат. Скласти баланс річних витрат електроенергії. Початкові дані для розрахунку представлено у таблицях 1.34–1.37.

12. Навести стислий опис (без визначення параметрів) комутаційних апаратів, які використовуються в мережах напругою 0,38 кВ (введення до окремих ЕП, силові РП, ЩО, розподільний пристрій НН ТП) та 10 кВ (розподільний пристрій ВН ТП, РП, шини НН ЦЖ).

13. Виконати робочі креслення (формат А3):

13.1. Схема електропостачання з зазначенням всіх вимикачів, роз'єднувачів, пристроїв для регулювання напруги, довжини ліній, марки та перетини проводів; типи, номінальні потужності трансформаторів.

13.2. План розташування електрообладнання цеха з розводкою внутрішньоцехових мереж.

Курсовий проєкт виконується на підставі наступних нормативних документів, посилання на відповідні пункти цих документів є **обов'язковими**:

1. Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017. 617 с.

2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Київ: Міненерговугілля України, 2006. 141 с.

3. ГКД 34.20.507-2003 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Харків: Індустрія, 2019. 580 с.

4. ДБН В.2.5-28-2018 Природне і штучне освітлення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2018. 133 с.

5. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ: Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.

6. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ: Мінрегіонбуд України, 2015. 45 с.

### 1.4 Початкові дані (для варіанту, що починається на «2»)

Таблиця 1.19 – Дані ЕП ковальського цеху

Номер варіанту	Тип цеху	Номер рис.	Номер табл.
1	Ковальський цех	1.9	1.20
2	Ливарний цех	1.10	1.21
3	Інструментальний цех	1.11	1.22
4	Пічне відділення	1.12	1.23
5	Ремонтно-механічний цех	1.13	1.24
6	Деревообробний цех	1.14	1.25
7	Ковальський цех	1.9	1.20
8	Ливарний цех	1.10	1.21
9	Інструментальний цех	1.11	1.22
10	Пічне відділення	1.12	1.23
11	Ремонтно-механічний цех	1.13	1.24
12	Деревообробний цех	1.14	1.25
13	Ковальський цех	1.9	1.20
14	Ливарний цех	1.10	1.21
15	Інструментальний цех	1.11	1.22
16	Пічне відділення	1.12	1.23
17	Ремонтно-механічний цех	1.13	1.24
18	Деревообробний цех	1.14	1.25
19	Ковальський цех	1.9	1.20
20	Ливарний цех	1.10	1.21
21	Інструментальний цех	1.11	1.22
22	Пічне відділення	1.12	1.23
23	Ремонтно-механічний цех	1.13	1.24
24	Деревообробний цех	1.14	1.25
25	Ковальський цех	1.9	1.20
26	Ливарний цех	1.10	1.21
27	Інструментальний цех	1.11	1.22
28	Пічне відділення	1.12	1.23
29	Ремонтно-механічний цех	1.13	1.24
30	Деревообробний цех	1.14	1.25

Таблиця 1.20 – Дані ЕП ковальського цеху

Номер на плані	ЕП	Номінальна потужність, $p_n$ , кВт за варіантом				
		1	7	13	19	25
1, 2	Вентилятор горну	18	20	14	16	12
3, 4	Електроломот	46	40	24	20	26
5	Нагрівальна плита	20	18	12	16	10
6, 7, 9	Свердильний верстат	10	8	4	6	6
8	Поворотний кран	8	6	2	3	4
10, 28	Обдирний верстат	20	16	10	12	14
11, 39	Кран-балка, ТВ = 40 %	40	26	20	18	34
12, 13	Електрованна	58	52	50	40	32
14, 15, 16, 22	Токарний верстат	16	12	9	14	6
17, 34	Прес	54	60	56	52	46
18, 19	Гартівна піч	30	32	20	28	24
20, 21	Сушильна шафа	12	20	14	6	12
23, 24, 25, 32	Шліфувальний верстат	6	14	8	4	6
26, 27, 30, 31	Зварювальний трансформатор, ТВ = 25 %	20	40	40	30	40
29, 33	Трубозгинальний верстат	16	30	20	14	16
35-38	Фрезерний верстат	6	12	4	3	7

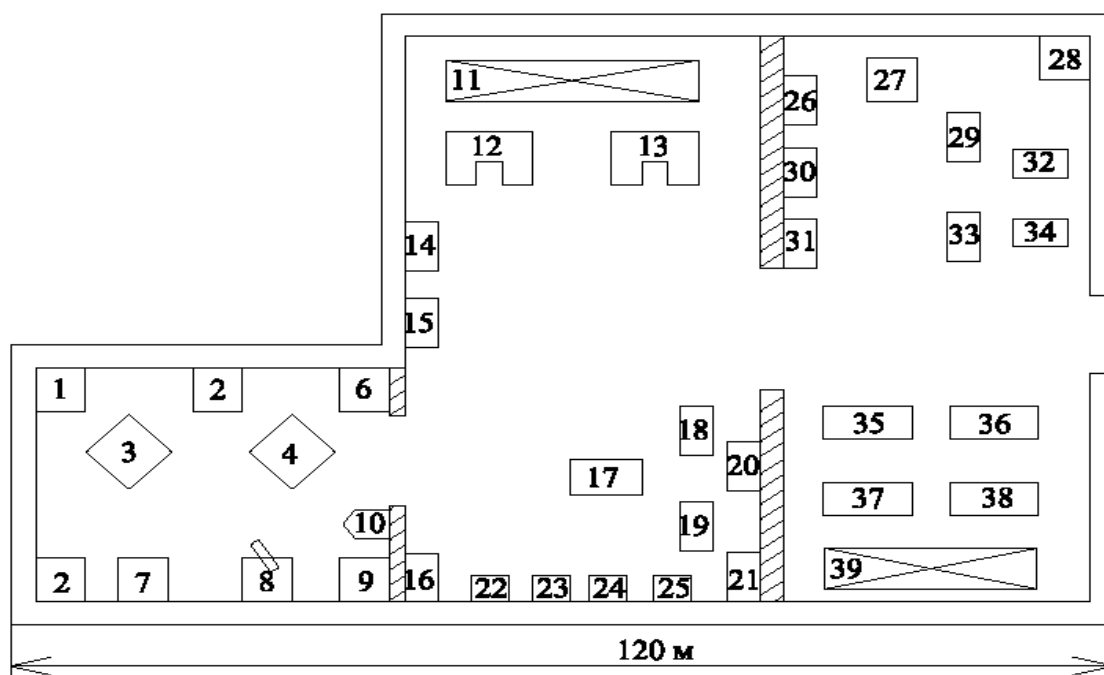


Рисунок 1.9 – План розміщення ЕП ковальського цеху



Таблиця 1.21– Дані ЕП ливарного цеху

Номер на плані	ЕП	Номінальна потужність, $p_n$ , кВт за варіантом				
		2	8	14	20	26
1, 2	Електротермічна піч	11	18	14	12	10
3–6	Електрозагартівна піч	5	9	13	11	7
7, 8	Індукційна піч	85	90	80	100	95
9, 10	Індукційна піч	50	70	60	75	65
11–14	Електротермічна піч	11	12	10	18	14
15	Сушильна піч	7	6	4	5	10
16, 17	Кран-балка, ТВ = 25 %	10	16	15	12	10
18–24	Плавильна піч	58	40	47	64	55
25–27	Ливарна машина	11	14	16	15	12
28–30	Ливарна машина	25	22	30	27	26
31	Галтувальний барабан	4	9	6	5	7
32–34	Очисний барабан	5	10	9	6	7
35–38	Шліфувальний верстат	6	14	3	4	6
39–42	Вентилятор	15	18	16	22	14

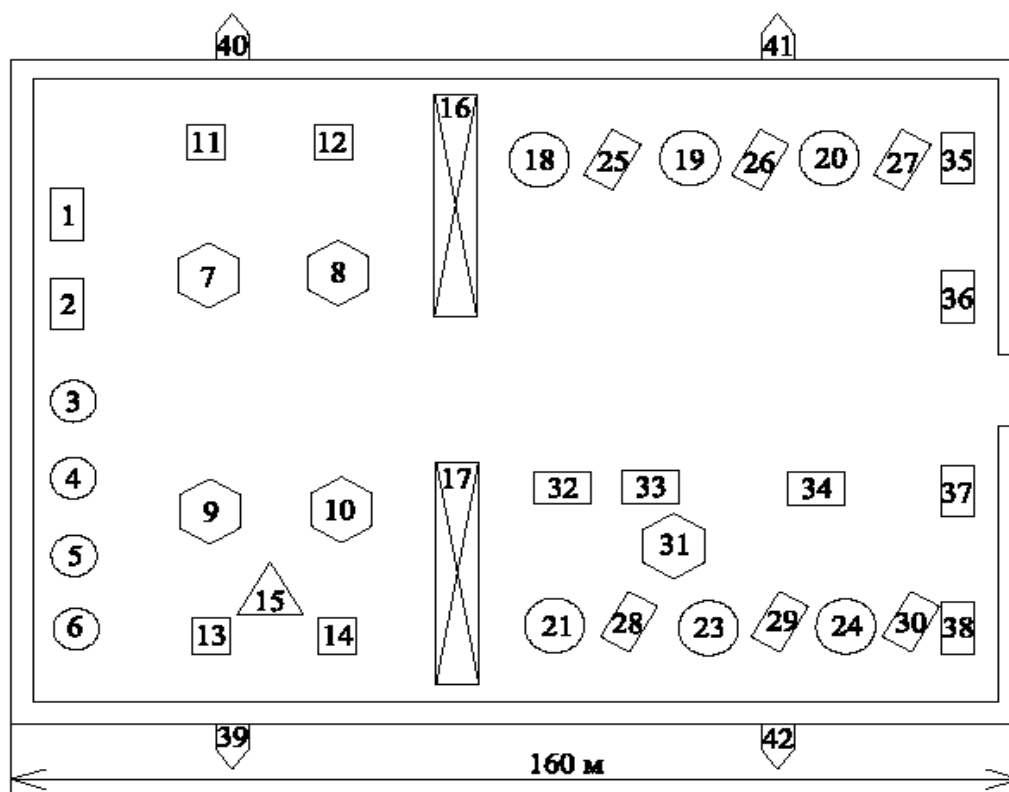


Рисунок 1.10 – План розміщення ЕП ливарного цеху

Таблиця 1.22 – Дані ЕП інструментального цеху

Номер на плані	ЕП	Номінальна потужність, $p_n$ , кВт за варіантом				
		3	9	15	21	27
1	Кран-балка, ТВ = 40 %	60	50	30	45	40
2–4	Внутрішньопліфувальний верстат	14	16	12	17	15
5–7	Плоскошліфувальний верстат	20	18	22	10	19
8–13	Координатно-розгортувальний верстат	26	24	20	18	19
14, 15	Горизонтально-фрезерний верстат	17	15	18	10	16
16	Гідравлічний прес	48	58	46	56	50
17–21	Токарний верстат	16	18	14	19	15
22–25	Електроерозійний верстат	22	26	30	36	28
26	Токарний верстат із автоматичною подачею	35	42	28	40	30
27	Механічний прес	65	70	60	40	50
28–30	Зварювальний трансформатор, ТВ = 25 %	30	25	15	22	20
31, 32	Вертикально-свердлильний верстат	16	15	10	14	12
33	Довбальний верстат	14	16	23	20	17
34–37	Фрезерний верстат	17	10	15	14	18

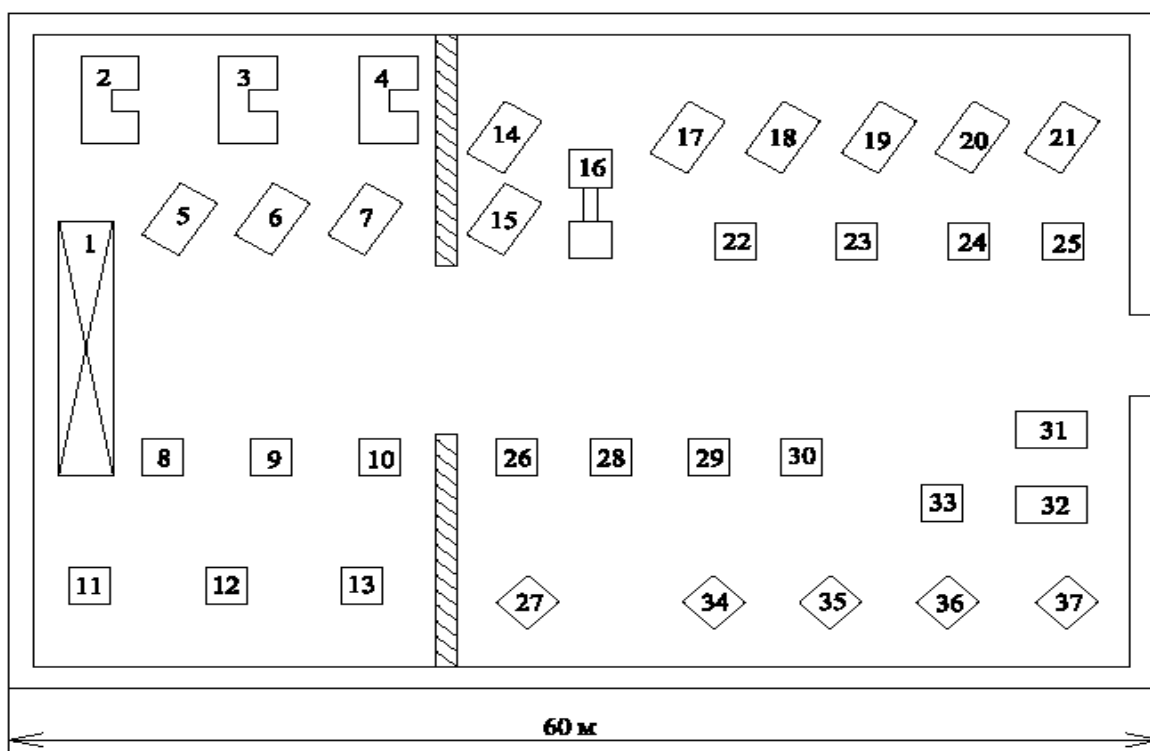


Рисунок 1.11 – План розміщення ЕП інструментального цеху

Таблиця 1.23 – Дані ЕП пічного відділення

Номер на плані	ЕП	Номінальна потужність, $p_n$ , кВт за варіантом				
		4	10	16	22	28
1, 2	Насос високого тиску	37	34	31	33	30
3, 4	Насос технічної води	24	21	19	18	20
5, 6	Насос розчинів	7	6	5	3	4
7, 29, 31	Вентилятор	3	4	7	6	2
8, 9	Насос подавання води	10	9	8	5	7
10, 11	Насоси скрубера № 1	11	17	12	10	13
12	Димосос № 1	31	30	21	35	28
13	Вентилятор первинного повітря	21	15	18	14	16
14, 15	Привід печі № 1, 2	12	9	11	8	10
16, 17	Тельфер печі № 1, 2	4	6	2	1,5	1,4
18	Зварювальний трансформатор, ТВ = 20 %	28	33	30	32	25
19	Зварювальний перетворювач	32	34	36	33	30
20, 21	Кран-балка, ТВ = 40 %	10	14	11	15	16
22, 23	Вентилятор вторинного повітря	9	6	8	10	7
24, 25	Шнек готового продукту	9	3	7	4	5
26, 27	Насос низького тиску	20	14	17	13	15
28	Компресор	190	250	180	220	150
30	Димосос № 2	51	44	50	38	40
32, 33	Насоси скрубера № 2	19	18	11	12	10

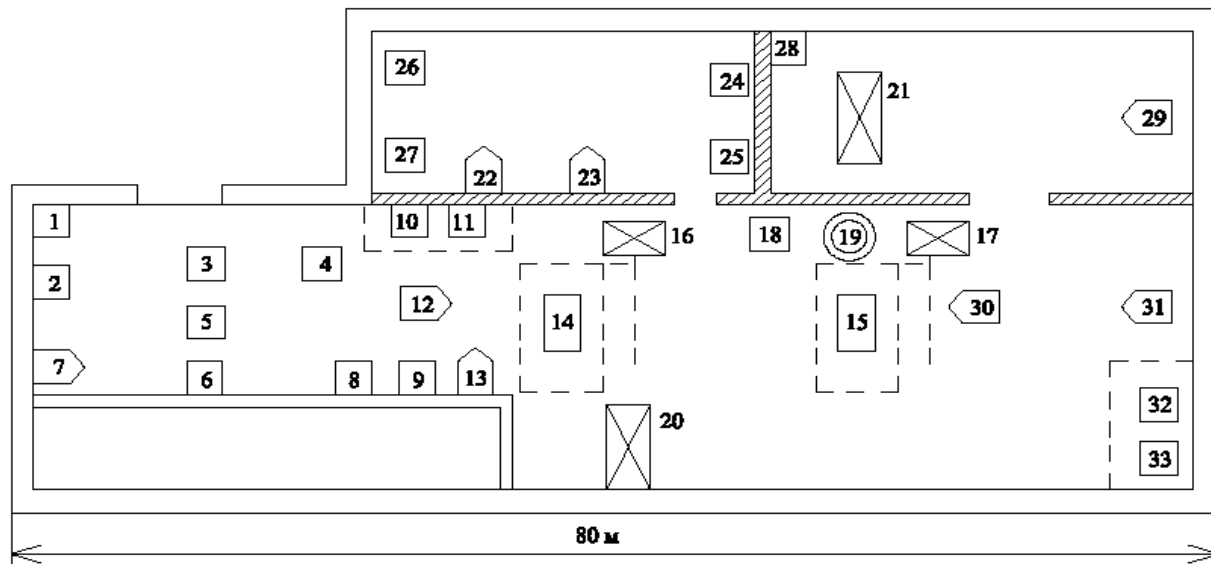


Рисунок 1.12 – План розміщення ЕП пічного відділення

Таблиця 1.24– Дані ЕП ремонтно-механічного цеху

Номер на плані	ЕП	Номінальна потужність, $p_n$ , кВт за варіантом				
		5	11	17	23	29
1	Вентилятор	48	58	40	55	50
2	Плоскошліфувальний верстат	18	22	20	28	25
3–5	Радіально-свердильний верстат	3	6	9	7	10
6–8	Горизонтально-фрезерний верстат	5	9,4	7	3	8
9, 10	Зварювальний трансформатор, ТВ = 25 %	33	30	32	25	20
11	Гідравлічний прес	5	6	4	7	10
12, 13	Гальванічна ванна	2,6	2	2,2	1,8	5
14, 15	Універсально-заточувальний верстат	8	7	4	10	6
16, 17	Вертикально-фрезерний верстат	6	9	7	12	9
18–22	Поперечно-стругальний верстат	14	11	18	10	15
23–26	Токарно-гвинторізний верстат	4	3,4	2,8	4,5	7
27, 28	Плоскошліфувальний верстат	7	5	4,6	10	8
29, 30	Шліфувальний напівавтомат	18	23	19	21	14
31	Кран-балка, ТВ = 30 %	22	28	26	25	24

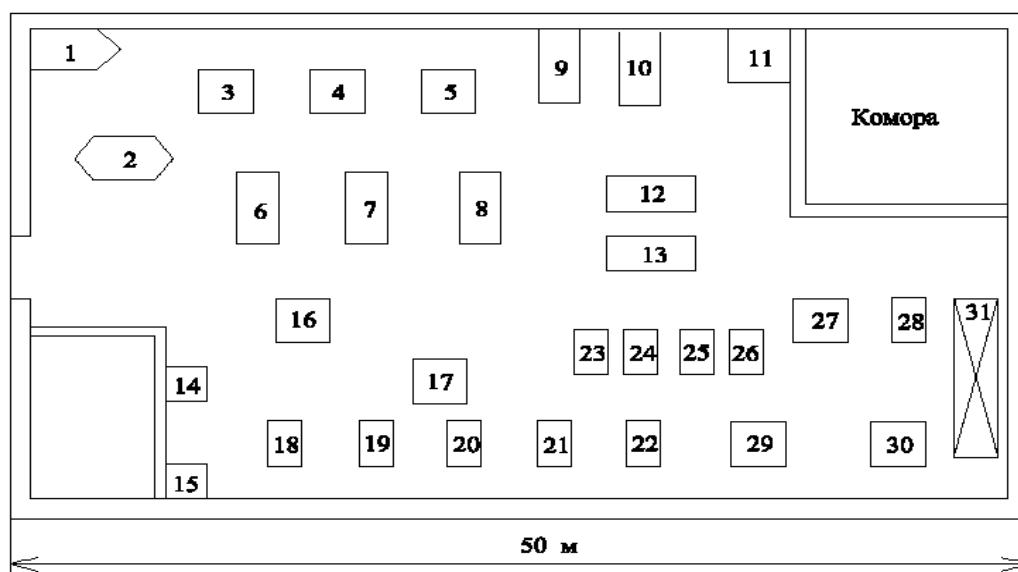


Рисунок 1.13 – План розміщення ремонтно-механічного цеху

Таблиця 1.25 – Дані ЕП деревообробного цеху

Номер на плані	ЕП	Номінальна потужність, $p_n$ , кВт за варіантом				
		6	12	18	24	30
1, 2	Полірувальний верстат	18	27	22	28	20
3	Кран-балка, ТВ = 40 %	21	16	20	18	22
4, 5	Сушильна шафа	70	40	55	65	60
6, 7	Клеєварка	7	6,4	8	9	6
8, 9	Вентилятор	7	8	9	6	10
10, 11	Свердильний верстат	9	8	6	10	7
12, 13	Фрезерний верстат	10	12	14	19	16
14–16	Прес	14	12	9	8	10
17–19	Циркулярна пилка	19	14	16	17	18
20, 21	Зварювальний трансформатор, ТВ = 25 %	42	44	40	56	50
22–25	Шліфувальний верстат	18	26	20	22	10
26–29	Фугувальний верстат	17	19	27	15	21
30–34	Токарний верстат	12	13	18	16	15
35–37	Точильний верстат	10	7	6	5	8

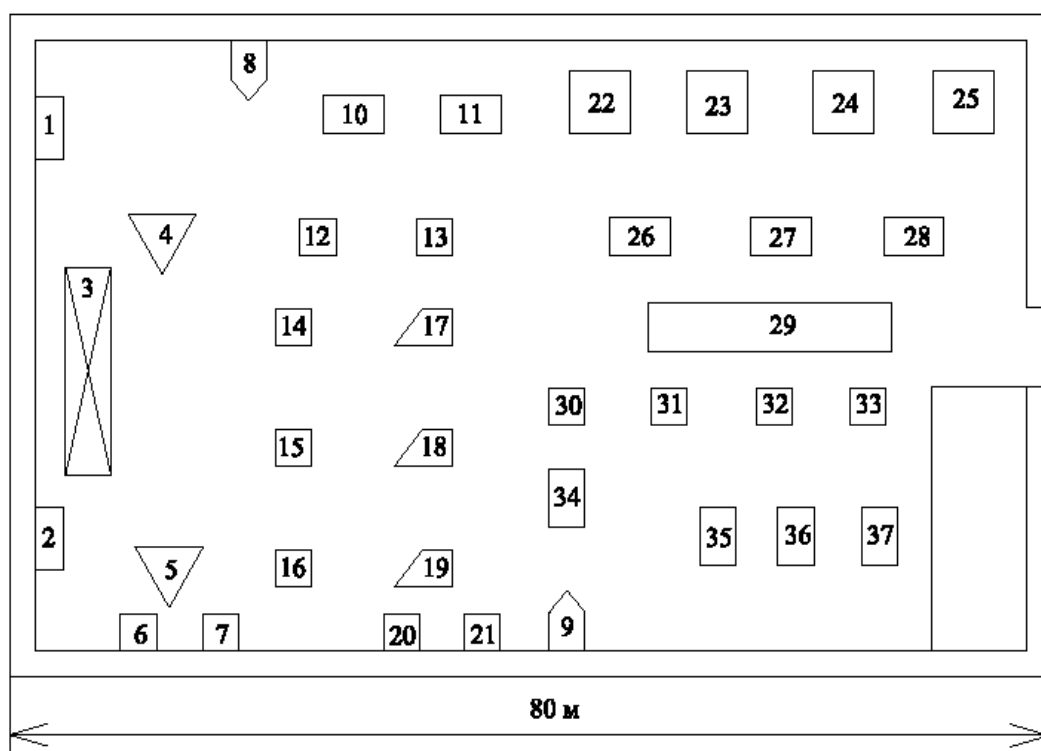


Рисунок 1.14 – План розміщення деревообробного цеху

Таблиця 1.26 – Навантаження цехових трансформаторів

Варіант		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТП2	$P$ , кВт	310	290	430	310	290	420	430	450	380	310
	$Q$ , квар	80	90	100	90	100	50	80	90	50	60
ТП3	$P$ , кВт	230	220	370	280	330	330	430	400	230	200
	$Q$ , квар	90	100	70	70	90	50	80	80	60	80
ТП4	$P$ , кВт	280	270	370	310	210	340	240	350	400	430
	$Q$ , квар	70	90	80	80	60	50	80	60	60	40
Варіант		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ТП2	$P$ , кВт	420	340	320	360	400	330	400	330	270	420
	$Q$ , квар	60	50	90	60	70	90	70	70	50	100
ТП3	$P$ , кВт	420	210	310	340	350	430	350	310	230	300
	$Q$ , квар	60	50	100	70	60	80	80	100	50	60
ТП4	$P$ , кВт	260	240	210	330	380	300	380	320	220	380
	$Q$ , квар	70	80	70	90	90	40	90	40	40	70
Варіант		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
ТП2	$P$ , кВт	280	350	440	260	420	450	260	320	330	430
	$Q$ , квар	70	100	100	60	80	60	50	70	100	90
ТП3	$P$ , кВт	320	270	290	360	430	200	400	420	240	310
	$Q$ , квар	60	90	80	80	70	50	100	50	60	50
ТП4	$P$ , кВт	390	300	390	160	370	400	160	430	410	180
	$Q$ , квар	40	60	90	50	80	60	60	50	40	60

Таблиця 1.27 – Дані житлових будинків

Номер варіанту	16-и поверхові будинки			9-и поверхові будинки		
	Кількість будинків	Кількість секцій	Кількість квартир	Кількість будинків	Кількість секцій	Кількість квартир
<b>1</b>	7	1	7×64	4	1	4×36
				4	2	4×74
				1	3	1×108
<b>2</b>	6	1	6×64	4	1	4×36
				1	2	1×74
				1	3	1×108
<b>3</b>	5	2	5×128	5	1	5×36
	1	1	1×64	1	3	1×74
<b>4</b>	1	2	1×128	5	1	5×36
	4	1	4×64	3	3	3×108
<b>5</b>	4	2	4×128	5	1	5×36
				1	3	3×108
<b>6</b>	5	2	5×128	6	1	6×36
				2	2	2×74
<b>7</b>	4	2	4×128	6	1	6×36
	4	1	4×64	2	3	2×108
<b>8</b>	4	2	4×128	7	1	7×36
	3	1	3×64	2	3	2×108
<b>9</b>	4	2	4×128	7	1	7×36
	2	1	2×64	1	2	1×74
				1	3	3×108
<b>10</b>	3	2	3×128	6	1	6×36
	1	1	64	2	3	2×108
<b>11</b>	3	2	3×128	6	1	6×36
	4	1	3×64	2	2	2×74
				1	3	3×108
<b>12</b>	1	1	64	7	1	7×36
	6	2	2×128	2	2	2×74
				1	3	3×108
<b>13</b>	6	2	6×128	7	1	7×36
				1	3	3×108
<b>14</b>	3	2	3×128	7	1	7×36
	3	1	3×64	2	3	2×108
<b>15</b>	2	2	2×128	4	1	4×36
	5	1	5×64	2	3	2×108
<b>16</b>	5	2	5×64	3	1	3×36
				4	2	4×74
<b>17</b>	8	1	8×64	4	1	4×36
				1	3	1×108
<b>18</b>	2	2	2×128	4	1	4×36
	4	1	4×64	2	2	2×74
<b>19</b>	4	1	4×64	3	1	3×36
				3	3	3×108
<b>20</b>	4	2	4×128	6	1	6×36
	1	1	64	1	3	1×108

Продовження таблиці 1.27

Номер варіанту	16-и поверхові будинки			9-и поверхові будинки		
	Кількість будинків	Кількість секцій	Кількість квартир	Кількість будинків	Кількість секцій	Кількість квартир
<b>21</b>	1	2	1×128	2	1	7×36
	5	1	5×64	4	2	2×74
<b>22</b>	3	2	3×128	1	1	1×36
				2	2	2×74
				1	3	1×108
<b>23</b>	1	2	1×128	2	1	2×36
	3	1	3×64	2	2	2×74
				2	3	2×108
<b>24</b>	1	2	1×128	2	2	2×74
	2	1	2×64	3	3	3×108
<b>25</b>	1	2	1×128	5	1	5×36
	4	1	4×64	3	2	3×74
<b>26</b>	2	2	2×128	4	1	4×36
	3	1	3×64	4	2	4×74
<b>27</b>	2	2	2×128	1	1	1×36
	1	1	64	3	2	3×74
				1	3	3×108
<b>28</b>	3	2	3×128	3	2	3×74
	2	1	2×64	1	3	1×108
<b>29</b>	2	2	2×128	5	1	5×36
	2	1	2×64	1	2	2×74
<b>30</b>	3	2	3×128	7	1	7×36
	1	1	64	2	2	2×74

Квартири щодо оснащеності побутовим електроприладами та їх розрахункових навантажень згідно ДБН В.2.5-23:2010 відносять до першого виду – квартири в будинках масового будівництва, споруджувані з загальною площею від 35 до 95 м<sup>2</sup> та заявленою потужністю електроприладів до 30 кВт.

До силових ЕП відносять ліфти з асинхронними електродвигунами з короткозамкненим ротором.

Квартири 9-и поверхових будинків оснащено газовими плитами, а 12-и та 16-и поверхових – електроплитами.



Таблиця 1.28 – Дані громадських будинків

Номер варіанту	Школа на 2000 учнів	Дитячий садок на 1000 дітей	Поліклініка на 2000 відвідувачів за зміну	Лікарня на 1000 ліжко-місць	Магазин промислових товарів на 200 м <sup>2</sup> торгівельної зали	Продовольчий магазин на 300 м <sup>2</sup> торгівельної зали	Кінотеатр на 1000 місць	Адміністративний заклад на 1000 м <sup>2</sup>	Хімічстка на 75 кг речей
1				+			+		
2		+		+					
3			+				+		
4	+	+			+				
5	+	+			+				
6		+			+	+			
7			+						+
8		+	+						+
9	+	+						+	
10			+				+	+	
11	+								+
12			+		+				
13	+		+						
14					+	+			
15						+	+	+	
16		+							+
17							+		+
18								+	+
19	+	+					+	+	
20	+		+			+			
21		+			+	+		+	
22				+					
23		+	+		+				
24		+			+				+
25	+		+					+	
26	+				+		+		
27	+	+	+						
28	+								+
29	+		+				+		
30		+					+	+	

Таблиця 1.29 – Показники надійності та параметри ПЛ

Параметри	Варіант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\omega_0$ , пошк./ км·рік	0.15	0.35	0.35	0.25	0.45	0.2	0.2	0.25	0.4	0.35
$\tau_p$ , ГОД	4	4	6	5	5	5	6	5	4	3
$\tau_n$ , ГОД	2	1	1	3	2	3	3	1	2	2
$\tau_{вр}$ , ГОД	2	2	3	4	3	2	3	2	2	2
$l_{0-12}$ , КМ	1.9	1.1	0.7	2.3	1.5	1	0.9	1.9	1.6	0.6
$l_{12-13}$ , КМ	1	1.6	0.7	0.4	0.2	1.9	0.4	1.8	0.7	1.8
$l_{13-14}$ , КМ	0.6	0.7	1	1.4	0.9	1.6	0.3	0.7	1.2	0.6
$l_{14-15}$ , КМ	0.4	1.6	0.2	0.2	1.7	0.8	0.9	0.1	1.4	1.5
$l_{15-16}$ , КМ	1.4	2	1.2	0.8	1	1.3	1.3	0.5	0.3	1
$l_{14-17}$ , КМ	0.1	1.2	1	1.8	1.8	1.6	1.5	2.1	1.9	0.8
$l_{17-18}$ , КМ	0.9	1	0.9	1	0.8	0.4	0.6	0.4	0.5	0.7
$l_{18-19}$ , КМ	1.5	0.6	1	1.9	2.4	2.3	0.8	0.5	1.7	1.1
$l_{19-110}$ , КМ	1.5	0.8	0.6	1.5	0.8	1	0.9	0.7	1.7	1.4
$l_{18-111}$ , КМ	1	1.5	0.7	0.7	1.7	0.6	0.6	0.4	1.7	0.6
$l_{111-112}$ , КМ	1.6	0.3	0.7	1.6	1.7	1.3	0.6	0.9	0.3	1.6
$l_{112-113}$ , КМ	0.2	0.1	0.7	0.7	0.3	0.1	0.9	0.1	1.2	1.1
$l_{113-114}$ , КМ	1.2	1.4	0.6	0.9	1.1	0.2	1.3	1.3	1.2	1.2
	Варіант									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$\omega_0$ , пошк./ км·рік	0.2	0.25	0.35	0.2	0.45	0.35	0.2	0.2	0.45	0.2
$\tau_p$ , ГОД	6	6	4	6	4	4	4	6	4	4
$\tau_n$ , ГОД	1	3	3	2	1	1	3	1	1	3
$\tau_{вр}$ , ГОД	2	2	4	2	4	3	3	4	3	3
$l_{0-12}$ , КМ	1.4	1.9	0.7	1	1.7	0.5	1.7	1.2	0.7	1.3
$l_{12-13}$ , КМ	0.6	1.3	0.3	0.8	1.7	1.8	1.4	0.7	0.4	1
$l_{13-14}$ , КМ	1.1	1.3	0.9	1.5	0.2	0.6	1.3	0.8	1.4	1.4
$l_{14-15}$ , КМ	2.4	0.4	0.6	0.3	0.9	1.3	2.3	2.3	1.1	0.4
$l_{15-16}$ , КМ	0.4	1.4	2.2	1	1.5	0.2	1.5	2	1.7	0.7
$l_{14-17}$ , КМ	1.8	1.4	1.1	0.9	1.6	0.8	1.3	2	1.5	2
$l_{17-18}$ , КМ	0.4	1	0.6	0.7	0.6	0.4	1	0.7	1.1	1.1
$l_{18-19}$ , КМ	2.2	1.6	2	1.5	1.6	1.2	0.9	1.7	1.2	0.8
$l_{19-110}$ , КМ	1.4	1.6	2.1	1.2	0.5	1.8	1.1	0.4	1.1	1.2
$l_{18-111}$ , КМ	0.9	0.4	1.2	1.2	1.2	0.3	1.4	1.7	0.2	0.2
$l_{111-112}$ , КМ	1.1	1.4	1.2	1.9	1.7	0.4	0.7	0.9	2.1	0.7
$l_{112-113}$ , КМ	0.7	0.1	0.9	0.1	0.6	0.6	1.1	0.9	0.5	0.7
$l_{113-114}$ , КМ	1.1	1.1	0.5	0.9	0.2	0.5	1.2	0.9	1.2	0.3
	Варіант									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$\omega_0$ , пошк./ км·рік	0.15	0.25	0.4	0.45	0.3	0.3	0.4	0.25	0.45	0.3
$\tau_p$ , ГОД	3	5	6	4	3	3	3	4	3	5
$\tau_n$ , ГОД	2	1	2	1	3	3	1	3	3	3
$\tau_{вр}$ , ГОД	4	3	4	2	2	3	3	3	3	2
$l_{0-12}$ , КМ	0.4	1.6	0.8	2.2	1.5	1.6	0.7	1.9	0.4	1.3
$l_{12-13}$ , КМ	0.7	1.7	1.7	2	1.5	1.2	0.2	1.7	0.5	0.2
$l_{13-14}$ , КМ	0.2	0.4	0.4	0.7	1	1.4	1.4	0.9	1.6	0.8
$l_{14-15}$ , КМ	0.3	1.8	2.4	1.9	1.2	0.1	2.1	2.1	2.4	1.5
$l_{15-16}$ , КМ	1.1	2.3	1.5	1.2	1.2	1.8	1.1	0.7	0.8	0.9
$l_{14-17}$ , КМ	0.8	1.6	0.1	1.1	1.9	2	0.9	1.6	1.1	0.3
$l_{17-18}$ , КМ	1.2	1.1	1.2	0.9	1.1	0.7	0.8	1.1	0.9	0.8
$l_{18-19}$ , КМ	1.5	2	1.9	0.7	1.9	0.7	0.3	2.3	1.3	0.5
$l_{19-110}$ , КМ	1.2	2	1.5	0.4	0.8	0.8	1.9	2	1.6	0.7
$l_{18-111}$ , КМ	0.9	1	0.6	0.9	0.6	0.5	0.6	1.4	0.1	0.4
$l_{111-112}$ , КМ	0.4	0.9	1.7	1.2	0.6	1.2	1.4	0.9	0.4	0.9
$l_{112-113}$ , КМ	0.6	0.8	0.4	0.9	0.8	0.9	0.6	0.4	0.7	1.2
$l_{113-114}$ , КМ	0.9	1	0.5	1	0.8	0.6	0.6	0.7	1.2	0.7

Таблиця 1.30 – Навантаження у вузлах ПЛ

Позначення активної потужності у вузлах	Значення потужності у вузлах, кВт за <b>варіантом</b>									
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
$P_{12}$	190	60	200	80	90	130	80	50	130	110
$P_{13}$	180	50	100	180	90	40	210	210	30	110
$P_{15}$	20	240	250	150	30	300	120	260	200	210
$P_{16}$	50	40	20	40	90	50	80	100	50	30
$P_{17}$	20	70	130	120	60	100	140	120	80	20
$P_{19}$	180	110	170	110	130	200	70	70	50	70
$P_{110}$	30	30	40	120	10	40	10	60	20	40
$P_{112}$	10	70	20	10	70	10	80	60	60	70
$P_{113}$	30	100	180	160	90	70	20	180	30	30
$P_{114}$	70	20	100	50	30	40	30	20	100	90
	Значення потужності у вузлах, кВт за <b>варіантом</b>									
	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
$P_{12}$	180	160	200	140	40	200	20	30	160	180
$P_{13}$	150	60	50	60	210	140	110	40	120	190
$P_{15}$	30	210	40	300	100	30	140	80	290	160
$P_{16}$	80	100	80	50	80	40	30	20	30	90
$P_{17}$	90	50	90	50	90	10	10	80	60	130
$P_{19}$	60	100	70	180	150	120	120	200	110	110
$P_{110}$	120	80	10	40	100	60	60	10	90	40
$P_{112}$	90	110	50	10	50	50	20	20	60	80
$P_{113}$	30	20	10	160	50	160	100	160	210	50
$P_{114}$	70	60	70	60	90	90	50	20	100	100
	Значення потужності у вузлах, кВт за <b>варіантом</b>									
	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>
$P_{12}$	100	50	120	140	160	50	200	20	40	60
$P_{13}$	130	110	40	70	60	110	130	210	90	40
$P_{15}$	210	30	260	20	40	130	230	210	140	100
$P_{16}$	80	40	60	100	90	90	90	20	20	100
$P_{17}$	50	120	90	130	130	140	80	50	120	90
$P_{19}$	190	180	100	130	30	80	130	120	90	130
$P_{110}$	100	110	70	60	60	40	10	110	70	90
$P_{112}$	110	10	80	10	110	90	80	60	40	70
$P_{113}$	120	40	90	40	180	170	60	100	160	170
$P_{114}$	80	40	100	80	40	20	20	100	70	50

Таблиця 1.31 – Місця розміщення роз'єднувачів та резервного джерела живлення

Роз'єднувачі	Варіант									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>QS1</i>	14–17	14–17	13–14	13–14	14–17	14–15	14–17	13–14	13–14	12–13
<i>QS2</i>	18–111	111–112	18–111	14–15	18–19	17–18	18–111	18–111	17–18	14–17
Резервне джерело живлення	110	110	110	110	113	113	113	113	113	113
Роз'єднувачі	Варіант									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<i>QS1</i>	14–17	14–17	13–14	13–14	14–17	14–15	14–17	13–14	13–14	12–13
<i>QS2</i>	18–111	111–112	18–111	14–15	18–19	17–18	18–111	18–111	17–18	14–17
Резервне джерело живлення	110	110	110	110	113	113	113	113	113	113
Роз'єднувачі	Варіант									
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
<i>QS1</i>	14–17	14–17	13–14	13–14	14–17	14–15	14–17	13–14	13–14	12–13
<i>QS2</i>	18–111	111–112	18–111	14–15	18–19	17–18	18–111	18–111	17–18	14–17
Резервне джерело живлення	110	110	110	110	113	113	113	113	113	113

Таблиця 1.32 – Зосереджені навантаження підстанції

Навантаження та одиниці їх виміру	Значення навантажень за варіантом														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$P_1$ , МВт	37	47	47	46	40	34	43	40	40	30	26	34	42	28	26
$Q_1$ , Мвар	3	5	6	3	4	5	6	6	6	4	4	3	4	4	4
$P_2$ , МВт	27	49	48	38	35	46	34	47	50	52	41	28	38	37	47
$Q_2$ , Мвар	4	5	4	3	2	4	3	3	4	2	3	4	4	3	6
	Значення навантажень за варіантом														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$P_1$ , МВт	37	39	41	32	37	28	39	30	49	50	38	40	29	49	49
$Q_1$ , Мвар	6	3	4	5	3	5	3	4	4	4	6	5	6	3	5
$P_2$ , МВт	47	27	30	36	37	46	41	40	47	39	51	52	42	36	35
$Q_2$ , Мвар	6	4	6	3	2	4	6	5	6	4	2	2	3	5	5

Таблиця 1.33 – Довжина ділянок ліній Л1–Л6

Номер варіанту	Довжина ділянок ліній від–до, км						
	п/ст–РП	РП–ТП1	ТП1–ТП2	ТП2–ТП3	ТП3–ТП4	РП–ТП5	ТП6–ТП6
<b>1</b>	1.6	0.7	0.6	0.3	0.3	0.6	0.5
<b>2</b>	1.4	0.4	0.8	0.6	0.3	0.7	0.4
<b>3</b>	1.4	0.3	0.6	0.9	0.7	0.4	0.3
<b>4</b>	1.4	0.5	0.7	0.8	0.4	0.6	0.4
<b>5</b>	1.2	0.4	0.7	0.6	0.8	0.8	0.8
<b>6</b>	1.7	0.7	0.6	0.4	0.3	0.7	0.4
<b>7</b>	1.7	0.8	0.4	0.7	0.3	0.8	0.4
<b>8</b>	1.2	0.5	0.4	0.8	0.9	0.4	0.4
<b>9</b>	1.2	0.4	0.6	0.8	0.9	0.7	0.7
<b>10</b>	1.5	0.8	0.7	0.5	0.6	0.7	0.7
<b>11</b>	1.3	0.7	0.6	0.8	0.5	0.5	0.6
<b>12</b>	1.2	0.6	0.5	0.4	0.6	0.4	0.3
<b>13</b>	1.4	0.9	0.7	0.5	0.5	0.6	0.6
<b>14</b>	1.5	0.6	0.4	0.6	0.5	0.4	0.3
<b>15</b>	1.5	0.9	0.7	0.4	0.8	0.4	0.7
<b>16</b>	1.2	0.7	0.6	0.9	0.8	0.7	0.5
<b>17</b>	1.3	0.6	0.7	0.7	0.5	0.7	0.3
<b>18</b>	1.4	0.3	0.6	0.4	0.6	0.6	0.7
<b>19</b>	1.2	0.8	0.5	0.5	0.6	0.8	0.4
<b>20</b>	1.2	0.4	0.7	0.5	0.5	0.7	0.5
<b>21</b>	1.4	0.7	0.4	0.5	0.8	0.8	0.4
<b>22</b>	1.5	0.4	0.4	0.8	0.5	0.7	0.8
<b>23</b>	1.5	0.7	0.5	0.5	0.8	0.5	0.5
<b>24</b>	1.6	0.8	0.8	0.9	0.8	0.5	0.6
<b>25</b>	1.7	0.6	0.7	0.3	0.9	0.6	0.6
<b>26</b>	1.4	0.6	0.6	0.3	0.3	0.5	0.3
<b>27</b>	1.7	0.9	0.4	0.4	0.5	0.7	0.6
<b>28</b>	1.3	0.9	0.5	0.8	0.9	0.7	0.5
<b>29</b>	1.2	0.5	0.8	0.9	0.3	0.4	0.5
<b>30</b>	1.2	0.3	0.5	0.9	0.5	0.7	0.4

Таблиця 1.34 – Дані ліній 35 кВ та трансформаторів 35/10 кВ

Номер варіанту	Лінія 35 кВ		Трансформатор 35/10 кВ				
	$F, \text{мм}^2$	$L, \text{км}$	$S_{\text{н.35/10}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$\Delta P_{\text{xx}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$u_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{xx}}, \%$
1	150	30	16	23,0	90,0	8,0	0,75
2	150	25	16	23,0	90,0	8,0	0,75
3	150	20	16	23,0	90,0	8,0	0,75
4	120	15	16	23,0	90,0	8,0	0,75
5	120	30	16	23,0	90,0	8,0	0,75
6	120	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8
7	120	20	10	14,5	65,0	7,5	0,8
8	95	30	10	14,5	65,0	7,5	0,8
9	95	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8
10	95	20	10	14,5	65,0	7,5	0,8
11	150	30	16	23,0	90,0	8,0	0,75
12	150	25	16	23,0	90,0	8,0	0,75
13	150	20	16	23,0	90,0	8,0	0,75
14	120	15	16	23,0	90,0	8,0	0,75
15	120	30	16	23,0	90,0	8,0	0,75
16	120	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8
17	120	20	10	14,5	65,0	7,5	0,8
18	95	30	10	14,5	65,0	7,5	0,8
19	95	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8
20	95	20	10	14,5	65,0	7,5	0,8
21	150	30	16	23,0	90,0	8,0	0,75
22	150	25	16	23,0	90,0	8,0	0,75
23	150	20	16	23,0	90,0	8,0	0,75
24	120	15	16	23,0	90,0	8,0	0,75
25	120	30	16	23,0	90,0	8,0	0,75
26	120	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8
27	120	20	10	14,5	65,0	7,5	0,8
28	95	30	10	14,5	65,0	7,5	0,8
29	95	25	10	14,5	65,0	7,5	0,8
30	95	20	10	14,5	65,0	7,5	0,8

Дані режимів роботи споживачів  $S_1$  та  $S_2$  наведено у таблицях 1.35 і 1.36 відповідно. У варіантів 1–10 та 21–30 лінії ПЛ1 з Т1 та ПЛ2 з Т2 працюють незалежно (роздільно), у варіантів 11–20 лінії ПЛ1 з Т1 та ПЛ2 з Т2 – паралельно.

Споживач  $S_1$  за графіком навантаження працює  $n_1$  діб з навантаженнями  $P'_1, Q'_1$  та  $n_2$  діб з навантаженнями  $P''_1, Q''_1$ . Відповідно споживач  $S_2$  працює  $n_1$  діб з навантаженнями  $P'_2, Q'_2$  та  $n_2$  діб з навантаженнями  $P''_2, Q''_2$ . Решту часу  $(365 - n_1 - n_2)$  діб трансформатори та лінія відімкнені. Чотирьохступеневі (тривалість кожної ступені 6 годин) добові графіки навантаження  $P'_{1,i}, Q'_{1,i}$

та  $P_{1.i}''^*$ ,  $Q_{1.i}''^*$  у відносних одиницях, де  $i$  – номер ступені графіка, та значення максимальних навантажень  $P_{1\max}$ ,  $Q_{1\max}$  для першого споживача  $S_1$  наведено в таблиці 1.35. Відповідні графіки навантажень  $P_{2.i}'^*$ ,  $Q_{2.i}'^*$  та  $P_{2.i}''^*$ ,  $Q_{2.i}''^*$  та максимальні навантаження  $P_{2\max}$ ,  $Q_{2\max}$  для другого споживача  $S_2$  наведено в таблиці 1.36. Відносні значення навантажень кожного споживача надано відносно максимальних значень їх навантажень.

У таблицях 1.35 та 1.36 надано також річне споживання активної  $A_{P1}$  та реактивної електроенергії  $A_{Q1}$  першим споживачем та  $A_{P2}$  і  $A_{Q2}$  – другим споживачем.

Таблиця 1.35 – Дані режимів роботи першого споживача

№ з/п	Параметри	Номер варіанту									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	$n_1$ , діб	240	230	220	210	200	190	180	170	160	150
2	$P_{1.1}'^*$ , $Q_{1.1}'^*$	0,3	0,8	0,3	0,7	0,5	0,8	0,2	0,2	0,3	0,4
3	$P_{1.2}'^*$ , $Q_{1.2}'^*$	0,5	0,7	0,7	0,9	1,0	0,6	1,0	0,8	0,5	1,0
4	$P_{1.3}'^*$ , $Q_{1.3}'^*$	1,0	0,6	1,0	1,0	0,8	1,0	0,8	1,0	1,0	0,6
5	$P_{1.4}'^*$ , $Q_{1.4}'^*$	0,8	1,0	0,4	0,6	0,6	0,4	0,4	0,6	0,7	0,2
6	$n_2$ , діб	110	110	130	130	140	160	175	190	200	200
7	$P_{1.1}''^*$ , $Q_{1.1}''^*$	0,4	0,7	0,4	0,6	0,4	0,6	0,3	0,3	0,6	0,5
8	$P_{1.2}''^*$ , $Q_{1.2}''^*$	0,3	0,4	0,5	0,8	0,7	0,7	0,8	0,7	0,8	0,9
9	$P_{1.3}''^*$ , $Q_{1.3}''^*$	0,7	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,7	0,9	1,0	1,0
10	$P_{1.4}''^*$ , $Q_{1.4}''^*$	0,9	0,8	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,3
11	$P_{1\max}$ , МВт	11,0	12,5	13,0	12,5	12,0	8,0	7,5	8,2	8,0	8,5
12	$Q_{1\max}$ , Мвар	3,0	3,0	2,5	2,5	3,5	5,0	6,0	7,0	6,0	5,0
13	$A_{P1}$ , МВт·год	57882	74100	63492	74775	66960	46272	37552	44182	48000	44370
14	$A_{Q1}$ , Мвар·год	26310	35568	34188	35892	27900	20244	12518	13470	18000	15660

Продовження таблиці 1.35

№ з/п	Параметри	Номер варіанту									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
15	$n_1$ , діб	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240
16	$P'_{1.1*} \cdot Q'_{1.1*}$	0,3	0,4	0,7	0,3	0,7	0,2	0,6	0,4	0,5	0,7
17	$P'_{1.2*} \cdot Q'_{1.2*}$	0,9	0,6	1,0	0,9	0,8	1,0	0,2	0,6	0,6	1,0
18	$P'_{1.3*} \cdot Q'_{1.3*}$	0,7	0,7	0,8	1,0	1,0	0,9	0,7	0,9	0,8	0,9
19	$P'_{1.4*} \cdot Q'_{1.4*}$	1,0	1,0	0,5	0,8	0,5	0,4	0,9	0,5	0,9	0,4
20	$n_2$ , діб	200	200	190	175	160	140	130	130	110	110
21	$P''_{1.1*} \cdot Q''_{1.1*}$	0,2	0,3	0,4	0,4	0,7	0,3	0,8	0,3	0,4	0,6
22	$P''_{1.2*} \cdot Q''_{1.2*}$	0,5	0,5	0,6	0,8	1,0	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8
23	$P''_{1.3*} \cdot Q''_{1.3*}$	0,8	0,9	0,7	0,9	0,8	0,7	0,6	0,9	0,9	0,7
24	$P''_{1.4*} \cdot Q''_{1.4*}$	0,7	0,8	1,0	0,6	0,6	0,5	1,0	0,7	0,5	0,4
25	$P_{1\max}$ , МВт	8,0	6,0	7,2	8,5	7,5	13,0	11,0	12,0	11,5	12,0
26	$Q_{1\max}$ , Мвар	2,0	2,5	3,5	3,0	1,5	5,0	4,0	6,0	5,0	6,0
27	$A_{P1}$ , МВт·год	42000	33352	44194	51638	47970	64116	58146	61416	63411	71640
28	$A_{Q1}$ , Мвар·год	10500	13980	21483	18225	22386	24660	21144	30780	27570	35720
		Номер варіанту									
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
29	$n_1$ , діб	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240
30	$P'_{1.1*} \cdot Q'_{1.1*}$	0,4	0,3	0,2	0,2	0,8	0,5	0,7	0,3	0,8	0,3
31	$P'_{1.2*} \cdot Q'_{1.2*}$	1,0	0,5	0,8	1,0	0,6	1,0	0,9	0,7	0,7	0,5
32	$P'_{1.3*} \cdot Q'_{1.3*}$	0,6	1,0	1,0	0,8	1,0	0,8	1,0	1,0	0,6	1,0
33	$P'_{1.4*} \cdot Q'_{1.4*}$	0,2	0,7	0,6	0,4	0,4	0,6	0,6	0,4	1,0	0,8
34	$n_2$ , діб	200	200	190	175	160	140	130	130	110	110
35	$P''_{1.1*} \cdot Q''_{1.1*}$	0,5	0,6	0,3	0,3	0,6	0,4	0,6	0,4	0,7	0,4
36	$P''_{1.2*} \cdot Q''_{1.2*}$	0,9	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,5	0,4	0,3
37	$P''_{1.3*} \cdot Q''_{1.3*}$	1,0	1,0	0,9	0,7	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,7
38	$P''_{1.4*} \cdot Q''_{1.4*}$	0,3	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,4	0,6	0,8	0,9
39	$P_{1\max}$ , МВт	8,5	8,0	8,2	7,5	8,0	12,0	12,5	13,0	12,5	11,0
40	$Q_{1\max}$ , Мвар	5,0	6,0	7,0	6,0	5,0	3,5	2,5	2,5	3,0	3,0
41	$A_{P1}$ , МВт·год	44370	48000	44182	37552	46272	66960	74775	63492	74100	57882
42	$A_{Q1}$ , Мвар·год	15660	18000	13470	12518	20244	27900	35892	34188	35568	26310



Таблиця 1.36 – Дані режимів роботи другого споживача

№ з/п	Параметри	Номер варіанту									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	$n_1$ , діб	240	230	220	210	200	190	180	170	160	150
2	$P'_{2.1*}, Q'_{2.1*}$	0,7	0,5	0,4	0,6	0,2	0,7	0,3	0,7	0,4	0,3
3	$P'_{2.2*}, Q'_{2.2*}$	1,0	0,6	0,6	0,2	1,0	0,8	0,9	1,0	0,6	0,9
4	$P'_{2.3*}, Q'_{2.3*}$	0,9	0,8	0,9	0,7	0,9	1,0	1,0	0,8	0,7	0,7
5	$P'_{2.4*}, Q'_{2.4*}$	0,4	0,9	0,5	0,9	0,4	0,5	0,8	0,5	1,0	1,0
6	$n_2$ , діб	110	110	130	130	140	160	175	190	200	200
7	$P''_{2.1*}, Q''_{2.1*}$	0,6	0,4	0,3	0,8	0,3	0,7	0,4	0,4	0,3	0,2
8	$P''_{2.2*}, Q''_{2.2*}$	0,8	0,7	0,6	0,5	0,8	1,0	0,8	0,6	0,5	0,5
9	$P''_{2.3*}, Q''_{2.3*}$	0,7	0,9	0,9	0,6	0,7	0,8	0,9	0,7	0,9	0,8
10	$P''_{2.4*}, Q''_{2.4*}$	0,4	0,5	0,7	1,0	0,5	0,6	0,6	1,0	0,8	0,7
11	$P_{2\max}$ , МВт	12,0	11,5	12,0	11,0	13,0	7,5	8,5	7,2	6,0	8,0
12	$Q_{2\max}$ , Мвар	6,0	5,0	6,0	4,0	5,0	3,5	3,0	3,5	2,5	2,0
13	$A_{P2}$ , МВт·год	71640	63411	61416	58146	64116	47970	51638	44194	33352	42000
14	$A_{Q2}$ , Мвар·год	35820	27570	30780	21144	24660	22386	18225	21483	13980	10500
		Номер варіанту									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
15	$n_1$ , діб	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240
16	$P'_{2.1*}, Q'_{2.1*}$	0,4	0,3	0,2	0,2	0,8	0,5	0,7	0,3	0,8	0,3
17	$P'_{2.2*}, Q'_{2.2*}$	1,0	0,5	0,8	1,0	0,6	1,0	0,9	0,7	0,7	0,5
18	$P'_{2.3*}, Q'_{2.3*}$	0,6	1,0	1,0	0,8	1,0	0,8	1,0	1,0	0,6	1,0
19	$P'_{2.4*}, Q'_{2.4*}$	0,2	0,7	0,6	0,4	0,4	0,6	0,6	0,4	1,0	0,8
20	$n_2$ , діб	200	200	190	175	160	140	130	130	110	110
21	$P''_{2.1*}, Q''_{2.1*}$	0,5	0,6	0,3	0,3	0,6	0,4	0,6	0,4	0,7	0,4
22	$P''_{2.2*}, Q''_{2.2*}$	0,9	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,5	0,4	0,3
23	$P''_{2.3*}, Q''_{2.3*}$	1,0	1,0	0,9	0,7	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6	0,7
24	$P''_{2.4*}, Q''_{2.4*}$	0,3	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,4	0,6	0,8	0,9
25	$P_{2\max}$ , МВт	8,5	8,0	8,2	7,5	8,0	12,0	12,5	13,0	13,5	11,0
26	$Q_{2\max}$ , Мвар	5,0	6,0	7,0	6,0	5,0	3,5	2,5	2,5	3,0	3,0
27	$A_{P2}$ , МВт·год	44370	48000	44182	37552	46272	66960	74775	63492	74100	57882
28	$A_{Q2}$ , Мвар·год	15660	18000	13470	12518	20244	27900	35892	34188	35568	26310

Продовження таблиці 1.36

№ з/п	Параметри	Номер варіанту									
		21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
29	$n_1$ , діб	150	160	170	180	190	200	210	220	230	240
30	$P'_{2.1*}, Q'_{2.1*}$	0,3	0,4	0,7	0,3	0,7	0,2	0,6	0,4	0,5	0,7
31	$P'_{2.2*}, Q'_{2.2*}$	0,9	0,6	1,0	0,9	0,8	1,0	0,2	0,6	0,6	1,0
32	$P'_{2.3*}, Q'_{2.3*}$	0,7	0,7	0,8	1,0	1,0	0,9	0,7	0,9	0,8	0,9
33	$P'_{2.4*}, Q'_{2.4*}$	1,0	1,0	0,5	0,8	0,5	0,4	0,9	0,5	0,9	0,4
34	$n_2$ , діб	200	200	190	175	160	140	130	130	110	110
35	$P''_{2.1*}, Q''_{2.1*}$	0,2	0,3	0,4	0,4	0,7	0,3	0,8	0,3	0,4	0,6
36	$P''_{2.2*}, Q''_{2.2*}$	0,5	0,5	0,6	0,8	1,0	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8
37	$P''_{2.3*}, Q''_{2.3*}$	0,8	0,9	0,7	0,9	0,8	0,7	0,6	0,9	0,9	0,7
38	$P''_{2.4*}, Q''_{2.4*}$	0,7	0,8	1,0	0,6	0,6	0,5	1,0	0,7	0,5	0,4
39	$P_{2\max}$ , МВт	8,0	6,0	7,2	8,5	7,5	13,0	11,0	12,0	11,5	12,0
40	$Q_{2\max}$ , Мвар	2,0	2,5	3,5	3,0	3,5	5,0	4,0	6,0	5,0	6,0
41	$A_{P2}$ , МВт·год	42000	33352	44194	51638	47970	64116	58146	61416	63411	71640
42	$A_{Q2}$ , Мвар·год	10500	13980	21483	18225	22386	24660	21144	30780	27570	35820

Річні відпуски активної  $A_{P_{л.i}}$  і реактивної електроенергії  $A_{Q_{л.i}}$  в кожну  $i$ -у лінію, де  $i$  – номер лінії, а також значення максимальних річних навантажень  $P_{\max_{л.i}}$ ,  $Q_{\max_{л.i}}$  цих ліній наведено у таблиці 1.37.

Таблиця 1.37 – Режимы роботи ліній електропередач напругою 35 кВ

№ з/п	Параметри	Номер варіанту								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	$A_{P_{л1}}$ , МВт·год	61378	78595	66584	78443	72247	48534	38846	46970	50740
2	$P_{\max_{л1}}$ , МВт	11,88	13,45	13,92	13,28	13,28	8,52	7,85	8,89	8,59
3	$A_{Q_{л1}}$ , Мвар·год	36059	48518	43814	46021	39527	26229	16374	19413	24182
4	$Q_{\max_{л1}}$ , Мвар	7,39	8,78	9,77	8,1	7,74	4,82	3,48	3,92	4,28
5	$A_{P_{л2}}$ , МВт·год	76737	66664	64107	60385	69540	50381	53847	47132	35016
6	$P_{\max_{л2}}$ , МВт	13,09	11,0	11,41	11,55	14,47	7,97	8,95	7,81	6,34
7	$A_{Q_{л2}}$ , Мвар·год	49778	37092	39163	27554	36566	28734	24553	27693	17488
8	$Q_{\max_{л2}}$ , Мвар	8,93	6,37	7,28	5,52	8,13	4,7	4,26	4,75	3,27
		Номер варіанту								
		10	11	12	13	14	15	16	17	18
9	$A_{P_{л1}}$ , МВт·год	46559	45035	42784	46937	46300	49440	70833	69190	65322
10	$P_{\max_{л1}}$ , МВт	9,04	8,3	7,12	7,51	7,93	8,24	13,87	10,6	12,66
11	$A_{Q_{л1}}$ , Мвар·год	21067	17859	20718	23412	20395	27456	37956	36455	41443
12	$Q_{\max_{л1}}$ , Мвар	4,27	3,47	3,57	3,76	3,61	4,76	7,94	5,81	8,51
13	$A_{P_{л2}}$ , МВт·год	43771	45035	42784	46937	4600	49440	70833	69190	65322
14	$P_{\max_{л2}}$ , МВт	8,44	8,3	7,12	7,51	7,93	8,24	13,87	10,6	12,66
15	$A_{Q_{л2}}$ , Мвар·год	14976	17859	20718	23412	20395	27456	37956	36455	41443
16	$Q_{\max_{л2}}$ , Мвар	3,07	3,47	3,57	3,75	3,61	4,76	7,94	5,81	8,51

Продовження таблиці 1.37

№ з/п	Параметри	Номер варіанту								
		19	20	21	22	23	24	25	26	27
17	$A_{Pл1}$ , МВт·год	72517	68757	46559	50740	46970	38846	48134	72247	78443
18	$P_{\max л1}$ , МВт	12,23	11,78	9,04	8,59	8,89	7,85	8,52	13,28	13,28
19	$A_{Qл1}$ , Мвар·год	42591	42346	21067	24182	19413	16374	26229	39527	46021
20	$Q_{\max л1}$ , Мвар	7,56	7,59	4,27	4,28	3,92	3,48	4,82	7,74	8,1
21	$A_{Pл2}$ , МВт·год	72517	68757	43771	35016	47132	53847	50381	69540	60385
22	$P_{\max л2}$ , МВт	12,23	11,78	8,44	6,34	7,81	8,95	7,97	14,47	11,55
23	$A_{Q,2}$ , Мвар·год	12591	42346	14976	17488	27693	26553	28734	36566	27554
24	$Q_{\max л2}$ , Мвар	7,56	7,59	3,07	3,27	4,75	4,26	4,7	8,13	5,52
		Номер варіанту								
		28	29	30						
25	$A_{Pл1}$ , МВт·год	66584	78595	61378						
26	$P_{\max л1}$ , МВт	13,92	13,48	11,88						
27	$A_{Qл1}$ , Мвар·год	43814	48518	36059						
28	$Q_{\max л1}$ , Мвар	9,77	8,78	7,39						
29	$A_{Pл2}$ , МВт·год	64107	66664	76737						
30	$P_{\max л2}$ , МВт	11,41	11,0	13,09						
31	$A_{Q,2}$ , Мвар·год	39163	37092	49778						
32	$Q_{\max л2}$ , Мвар	7,28	6,37	8,93						

## 2 ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

Текстовою частиною проєкту є пояснювальна записка, обсяг якої складає 30–40 сторінок. У тексті записки стисло викладається методика розрахунків, подається обґрунтування прийнятих рішень, наводяться необхідні для розрахунків формули та схеми.

### 2.1 Структура записки

Пояснювальну записку до проєкту (роботи) умовно поділяють на частини:

а) вступна частина:

- 1) титульний аркуш;
- 2) завдання до проєкту (роботи);
- 3) зміст;

б) основна частина:

- 1) вступ;
- 2) основна частина проєкту (розділи записки);
- 3) перелік посилань;

в) додатки.

Титульний аркуш і бланк завдання для курсового проєкту видається студентові на кафедрі. Зовнішній вигляд титульного аркуш пояснювальної записки, а також бланка завдання наведено у додатку А.

У завданні на курсовий проєкт обов'язково зазначають: термін завершення проєкту;

– початкові дані для проєкту – визначається джерело надходження інформації і даних, необхідних для курсового проєктування, а також основні групи даних, які використовуються для оформлення проєкту;

– зміст розрахунково-пояснювальної записки – стисло наводять перелік питань, які підлягають розробці у курсовому проєкті;

- перелік графічного матеріалу;
- зазначається прізвище керівника курсового проєкту;
- календарний план – визначаються основні етапи курсового проєкту, а також терміни їх виконання (додаток А).

## **2.2 Комплектація записки**

Для курсових проєктів рекомендується послідовність розміщення матеріалів, яка наведена нижче.

Зміст розташовується безпосередньо після завдання та календарного плану виконання проєкту, починаючи з нової сторінки.

Додатки розміщують після основної частини проєкту.

Пояснювальна записка курсового проєкту переплітається у прозорий скорозшивач. Креслення виконане на форматі А3 вкладається останнім аркушем, який складено у відповідності до ЄСКД ГОСТ 2.501-88 «Правила учета и хранения».

## **3 ВИМОГИ ДО СТРУКТУРНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ЗАПИСКИ**

### **3.1 Зміст**

До змісту обов'язково включають дані про структурні елементи пояснювальної записки: вступ, послідовно перелічені назви усіх розділів, підрозділів, пунктів і підпунктів (якщо вони мають заголовки) проєкту, перелік посилань (перелік використаних джерел), назви додатків і номери сторінок.

Зміст складають, якщо записка містить не менше двох розділів, або один розділ і додаток при загальній кількості сторінок не менше десяти.

Приклад оформлення змісту наведено у додатку Б. Вимоги до структурних елементів основної частини та додатків наведено у розділі 4.

### **3.2 Вступ**

У курсових проєктах вступ розміщується на окремій сторінці (сторінках).

У вступі формулюють мету роботи та завдання, які необхідно вирішити.

Наводять:

- оцінку сучасного стану проблеми;
- розкривають суть розв'язуваних задач і їх господарське значення;
- світові тенденції розв'язання поставлених задач;
- мету роботи та галузь застосування.

### **3.3 Основна частина**

Мета пояснювальної записки – це виклад відомостей про об'єкт (предмет) проєктування або науково-технічну розробку, які є необхідними та достатніми для розкриття самої роботи та її результатів.

Особливу увагу приділяють новизні, а також сумісності, взаємозамінності, надійності, заходам безпеки експлуатації елементів СЕП, екології, ресурсозбереженню та ін.

Якщо у роботі необхідно навести додаткові дані, що не мають суттєвого

впливу на зміст проєктування та структуру проєкту (або не мають безпосереднього відношення до предмету проєктування), їх вміщують у додатках.

Зміст проєкту викладають, поділяючи матеріал на розділи. Розділи можуть поділятися на пункти або на підрозділи та пункти. Пункти, якщо це необхідно, поділяються на підпункти. Кожен пункт і підпункт повинен містити закінчену інформацію. За необхідності текст проєкту може складатись лише з пунктів.

### **3.4 Додатки**

У додатках вміщують матеріал, який:

а) є необхідним для повноти записки, але включення якого до її основної частини може змінити впорядковане та логічне уявлення про роботу (додаткові ілюстрації або таблиці, текст допоміжного характеру, конструкторські документи (схеми, креслення та ін.));

б) матеріали, які через великий обсяг, специфіку викладання або форму подання не можуть бути внесені до основної частини (оригінали фотографій, проміжні математичні формули; розрахунки, інструкції, методики, повні тексти комп'ютерних програм, що були розроблені під час або для проєктування тощо);

в) додатковий перелік джерел, на які не було посилань у записці.

## 4 ОФОРМЛЕННЯ ПОЯСНЮВАЛЬНОЇ ЗАПИСКИ

### 4.1 Загальні вимоги

Пояснювальну записку виконують згідно з ДСТУ 3008:2015 на аркушах формату А4 (210х297 мм). За необхідності допускається використання аркушів форматів А5 (148х210 мм) та А3 (297х420 мм).

Для кожного аркуша графічної частини згідно з ГОСТ 2.104-68 передбачений основний напис, зображений на рис. 4.1. Для другого аркуша документа пояснювальної записки (зміст) передбачено основний напис, який зображено на рис. 4.2.

					(2)					
(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(1)	Літера		Маса	Масштаб	
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		(	4	)	(5)	(6)
Розробник						Аркуш (7)		Аркушів (8)		
Перевірив						(9)				
Т.контр.					(3)					
(10)	(11)	(12)	(13)							
Н.контр.										
Затверд.										

Рисунок 4.1 – Основний напис для аркушів графічного матеріалу

					(2)									
(14)	(15)	(16)	(17)	(18)										
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата										
Розробник					(1)					Літера		Аркуш	Аркушів	
Перевірив										(	4	)	(7)	(8)
(10)	(11)	(12)	(13)											
Н.контр.										(9)				
Затверд.														

Рисунок 4.2 – Основний напис перших сторінок текстових документів

У відповідних графах вказуються:

*графа 1* – тема проєкту (наприклад, «Електропостачання молокозаводу. Пояснювальна записка»);

*графа 2* – позначення пояснювальної записки згідно з ГОСТ 2.201-80. Для



курсowego проектування у графу 2 записують шифр, що складається послідовно із початкових букв навчального закладу, порядкового номера роботи (проєкту), номера залікової книжки. Решту знаків заповнюють нулями та дописують ПЗ (пояснювальна записка).

Порядкові номери проєктів та робіт:

001 – Дипломний проєкт;

002 – Дипломна робота;

003 – Електричні машини;

004 – Виробництво та розподіл електроенергії;

005 – Системи електропостачання;

006 – Обчислювальна техніка, алгоритмічні мови та програмне забезпечення;

007 – Інженерна графіка;

008 – Промислова електроніка;

009 – Економіка та організація виробництва;

010 – Основи теплотехніки;

011 – Споживачі електричної енергії;

012 – Автоматизований електропривод;

013 – Релейний захист та автоматика;

014 – Енергетичний контроль;

015 – Інші.

Наприклад, шифр **КП.0055302.032 ПЗ** означає:

КП – КП ім. Ігоря Сікорського;

055 – курсовий проєкт або курсова робота з дисципліни «Системи електропостачання»;

5302 – номер залікової книжки;

032 – варіант курсового проєкту або курсової роботи;

ПЗ – пояснювальна записка.

*графа 3* – позначення матеріалу (тільки для креслень деталей);

*графа 4* – літера, що присвоєна даному документу згідно з ГОСТ 2.103-68. Для курсових проєктів (робіт) проставляється літера «У», для дипломних проєктів – літера «Д»;

*графа 5* – маса у кілограмах;

*графа 6* – масштаб (масштаби зображень та їх позначення (наприклад, 1:200, 1:500 та ін.) на креслення встановлюються стандартом);

*графа 7* – порядковий номер аркуша;

*графа 8* – загальна кількість аркушів записки (графу заповнюють тільки на першому аркуші записки);

*графа 9* – назва або індекс підприємства, що випустило документ (для навчальних проєктів вказують: факультет/інститут (наприклад, ІЕЕ), гр. ОЕ-ХХ (наприклад, ОЕ-п91));

*графа 10* – характер роботи, виконаний особою, яка підписує документ (Т.контроль – технічний контроль, Н.контроль – нормоконтроль);

*графа 11* – прізвища осіб, що підписали документ;

*графа 12* – підписи осіб, прізвища яких вказано у графі 11;

*графа 13* – дата підписання документа;

*графи 14–18* – графи таблиці змін, в які у разі необхідності вноситься відповідна інформація про зміни на кресленнях.

Для наступних аркушів пояснювальної записки використовується напис, зображений на рис. 4.3.

					(2)	Арк.
(14)	(15)	(16)	(17)	(18)		(7)
Зм	Арк	№ докум.	Підпис	Дата		

Рисунок 4.3 – Основний напис текстових документів

Під час курсового проєктування дозволяється не заповнювати граfi форми, наданої на рис. 4.3, крім граfi 7.

## 4.2 Мова

Курсовий проєкт оформлюється лише українською мовою. З метою сприяння процесу активного функціонування державної мови у науковій сфері, а також проєктуванні, активізації процесу становлення української наукової термінології в усіх галузях науки студентам рекомендується використовувати українську мову для написання дипломних (курсівих) проєктів (робіт).

Дозволяється використовувати також англійську, німецьку, французьку (або іншу іноземну мову), але у цьому випадку захист роботи повинен відбуватися у присутності запрошеного фахівця з кафедри іноземної мови.

## 4.3 Вимоги до тексту

Пояснювальна записка виконується машинним (за допомогою комп'ютерної техніки) способом, на одному боці аркуша білого паперу формату А4 (210х297 мм).

З використанням комп'ютерної техніки (текстовий редактор *Word*) текст друкується шрифтом 14-го розміру з одинарним інтервалом.

Текст розміщують наступним чином:

- відстань від рамки на початку або кінці рядка до тексту не менше 5 мм;
- відстань від верхнього або нижнього рядка тексту до верхньої або нижньої рамки форми не менше 10 мм;
- відстань між заголовками підрозділів або пунктів і подальшим або попереднім текстом має бути один рядок;
- абзацний відступ повинен бути однаковим впродовж усього тексту записки та дорівнювати 10–15 мм.

Під час виконання записки необхідно дотримуватись рівномірної щільності, контрастності та чіткості зображення. Всі лінії, літери, цифри і знаки повинні бути одного кольору впродовж усього тексту.

Оформлення тексту, ілюстрацій і таблиць за машинного способу має відповідати вимогам цих вказівок з урахуванням можливостей комп'ютерної

техніки.

Помилки, описки та графічні неточності допускається виправляти підчищенням або зафарбуванням білою фарбою та нанесенням на тому ж місці або між рядками виправленого зображення, але не більше чотирьох виправлень на сторінку.

#### **4.4 Оформлення структурних елементів**

Заголовки структурних частин курсового проєкту (роботи) «ЗАВДАННЯ НА КУРСОВИЙ ПРОЄКТ», «ЗМІСТ», «ВСТУП», «ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ», а також заголовки розділів слід розташовувати посередині рядка і друкувати великим літерами без крапки у кінці, не підкреслюючи.

Кожну структурну частину роботи треба починати з нової сторінки.

Заголовки підрозділів, пунктів і підпунктів записки слід починати з абзацного відступу та друкувати маленькими літерами, крім першої великої, не підкреслюючи, без крапки у кінці. Якщо заголовок складається з двох і більше речень, їх розділяють крапкою. Перенесення слів у заголовку розділу не допускається.

Відстань між основами рядків заголовку, а також між двома заголовками приймають такою, як у тексті.

Не допускається розміщувати назву підрозділу, а також пункту й підпункту, у нижній частині сторінки, якщо після неї розміщено тільки один рядок тексту.

#### **4.5 Нумерація сторінок записки**

Нумерацію сторінок починають рахувати з титульного аркуша, але на всіх аркушах, що передують структурному елементу «ЗМІСТ», номери сторінок не проставляються.

Сторінки записки слід нумерувати арабськими цифрами, дотримуючись наскрізної нумерації впродовж усього тексту. Пояснювальна записка до

курсного проекту оформлюється на аркушах з рамками (див. рис. 4.2 і 4.3). Номер сторінки проставляється у відповідній графі штампу.

У штампі першої сторінки пояснювальної записки з змістом у відповідних графах ставлять порядковий номер сторінки та загальну кількість сторінок записки.

Ілюстрації та таблиці, які розміщені на окремих сторінках, включають до загальної нумерації записки.

#### **4.6 Нумерація розділів, підрозділів, пунктів, підпунктів**

Розділи, підрозділи, пункти, підпункти записки нумеруються арабськими цифрами.

Розділи записки повинні мати порядкову нумерацію у межах викладення її суті та позначатися арабськими цифрами без крапки, наприклад: 1, 2, 3, 4 і т.д.

Підрозділи повинні мати порядкову нумерацію у межах кожного розділу. Номер підрозділу складається з номера розділу та порядкового номера підрозділу, відокремленого крапкою. Після номера підрозділу крапку не ставлять, наприклад: 1.1 (перший підпункт першого розділу), 1.2, 1.3 і т.д.

Пункти повинні мати порядкову нумерацію у межах кожного розділу або підрозділу. Номер пункту складається з номера розділу, порядкового номера підрозділу та порядкового номера пункту, відокремленого крапками. Після номера пункту крапку не ставлять, наприклад: 1.1.1, 1.1.2 і т.д.

Номер підпункту складається з номера розділу, порядкового номера підрозділу, порядкового номера пункту і порядкового номера підпункту, відокремлених крапками, наприклад: 1.1.1.1, 1.1.1.2 і т.д.

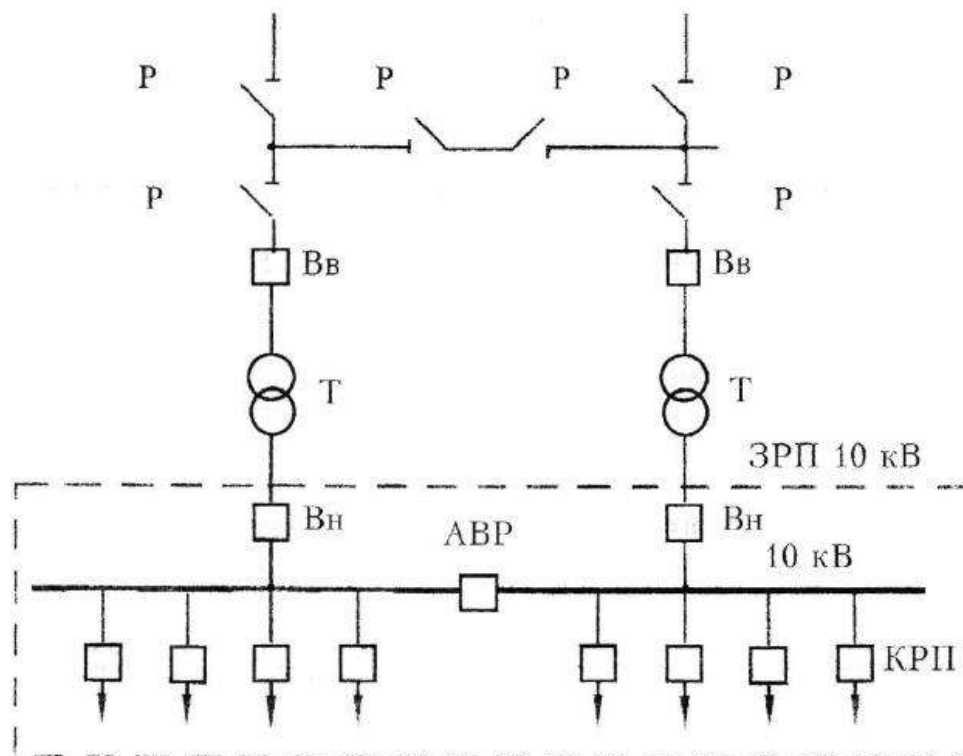
#### **4.7 Ілюстрації**

Ілюстрації (креслення, рисунки, графіки, схеми, діаграми, фотографії) слід розміщувати у записці безпосередньо після тексту, де вони згадуються вперше, або на наступній сторінці. На всі ілюстрації мають бути посилання у

пояснювальній записці.

Креслення, рисунки, графіки, схеми, діаграми, розміщені у записці, мають бути виконані відповідно до вимог стандартів «Единой системы конструкторской документации» та «Единой системы программной документации».

Ілюстрації можуть мати назву, яку розміщують безпосередньо під ними. За необхідності під ілюстрацією розміщують пояснювальні дані (підрисунковий текст). Наприклад, схему електричної підстанції наведено на рис. 4.4.



Р – роз'єднувач напругою 110 кВ; Вв, Вн – високовольні вимикачі напругою відповідно 110 та 10 кВ; Т – трансформатор; ЗРП – закритий розподільний пристрій; АВР – автоматичне введення резерву; КРП – комплексний розподільний пристрій

Рисунок 4.4 – Схема електричної підстанції 110/10 кВ

Ілюстрація позначається словом «Рисунок – \_\_», яке разом з назвою ілюстрації розміщують після пояснювальних даних, наприклад: «Рисунок 3.1 – Схема розміщення».

Ілюстрації слід нумерувати арабськими цифрами порядковою нумерацією у межах розділу, за винятком ілюстрацій, наведених у додатках.

Номер ілюстрації складається з номера розділу і порядкового номера ілюстрації, відокремлених крапкою, наприклад: рисунок 3.2 – другий рисунок

третього розділу.

Якщо у записці вміщено тільки одну ілюстрацію, її також нумерують згідно з наведеними правилами.

Розміщувати рисунки слід так, щоб їх можна було читати без повороту рукопису. Якщо це неможливо – ілюстрації розміщують так, щоб рукопис треба було повернути за стрілкою годинника.

Ілюстрації, за необхідністю, можуть бути перелічені у змісті з зазначенням їх номерів, назви та номерів сторінок, на яких вони розміщені.

Правила оформлення посилань на ілюстрації дивись 4.13 та 4.15.

#### 4.8 Таблиці

Цифровий матеріал, як правило, оформлюють у вигляді таблиць відповідно до рис. 4.5.

Таблиця \_\_\_\_ – \_\_\_\_\_

номер назва таблиці

Заголовок					Заголовки граф
Рядки					Підзаголовки граф
	Боковик (заголовки рядків)		Графи (колонки)		

Рисунок 4.5 – Структура таблиці

Таблицю слід розташовувати безпосередньо після тексту, в якому вона згадується вперше, або на наступній сторінці. На всі таблиці мають бути посилання у тексті записки.

Таблиці слід нумерувати арабськими цифрами порядковою нумерацією у межах розділу, за винятком таблиць, що наводяться у додатках. Якщо записка містить одну таблицю, її також нумерують згідно з наведеними вимогами.

Номер таблиці складається з номера розділу і порядкового номера

таблиці, відокремлених крапкою, наприклад, таблиця 2.1 – перша таблиця другого розділу.

Таблиця може мати назву, яку пишуть (друкують) маленькими літерами (крім першої великої) і вміщують над таблицею (див. рис. 4.5). Назва має бути стислою та відображати зміст таблиці.

Правила оформлення посилань на таблиці дивись 4.13 та 4.15.

Якщо рядки або графи таблиці виходять за межі формату сторінки, таблицю поділяють на частини, розміщуючи одну частину під однією, або поруч, чи переносять частину таблиці на наступну сторінку, повторюючи у кожній частині таблиці її заголовок і боковик.

Під час поділу таблиці на частини допускається її заголовок або боковик замінити відповідно номерами граф чи рядків, нумеруючи їх арабськими цифрами у першій частині таблиці.

Слово «Таблиця» вказують один раз зліва над першою частиною таблиці. Над іншими частинами таблиці зліва пишуть: «Продовження таблиці» з зазначенням її номера.

Заголовки граф таблиці починають з великої літери, а підзаголовки – з малої, якщо вони складають одне речення із заголовком.

Підзаголовки, що мають самостійне значення, пишуть з великої літери. У кінці заголовків та підзаголовків таблиць крапки не ставлять. Заголовки і підзаголовки граф вказують в однині.

Горизонтальні та вертикальні лінії, які розмежовують рядки таблиці, а також лінії зліва, справа і знизу можна не проводити, якщо їх відсутність не ускладнює користування таблицею. Висота рядків у будь-якому випадку повинна бути не менше 8 мм, діагональний поділ заголовків таблиці не допускається.

Стовпці таблиці нумерують лише тоді, коли на них є посилання у тексті роботи або коли таблиця продовжується на наступній сторінці.

Розміщувати таблиці слід так, щоб їх можна було читати без повороту рукопису; якщо це неможливо – таблицю розташовують так, щоб рукопис треба



було повернути за стрілкою годинника.

Вводити окрему графу «Одиниці вимірювання» не допускається. Позначення одиниць розміщують:

- у тематичному заголовку, якщо всі дані, які наведені у таблиці, мають одну одиницю вимірювання;
- у заголовках граф (колонок), відокремлюючи їх комою, якщо всі параметри у графі мають однакову одиницю вимірювання;
- у боковикі поряд з назвою параметра, відокремлюючи їх комою, якщо всі параметри у рядку мають одну одиницю виміру.

Текст, який повторюється у таблиці, та складається з одного слова, допускається замінювати лапками («»). Якщо текст, що повторюється, складається з двох або більше слів, то при першому повторі його замінюють словами «Те ж», а далі лапками. Ставити лапки замість цифр, знаків, марок, символів не допускається.

Якщо назва у боковикі записана у кілька рядків, то у сусідніх графах числові дані записують на рівні останнього рядка, а текстовий матеріал починають на рівні першого рядка. Якщо цифрові або інші дані у таблиці не наводять, то ставлять прочерк.

Цифри у графах розміщують так, щоб класи чисел були один під другим, а числові величини мали однакову кількість десяткових знаків.

Для скорочення тексту заголовків і підзаголовків граф таблиці, окремі поняття замінюють літерними позначеннями, якщо вони пояснені у тексті або наведені у ілюстраціях, наприклад:  $D$  – діаметр,  $L$  – довжина. Показники з однаковим літерним позначенням згруповують послідовно у порядку зростання індексів, наприклад  $D_1, D_2, D_3$  тощо.

Таблиці за необхідності можуть бути наведені у змісті з зазначенням їх номерів, назв (якщо вони є) та номерів сторінок, на яких вони розміщені.

#### 4.9 Переліки

Переліки, якщо потрібно, можуть бути наведені всередині пунктів або підпунктів. Перед переліком ставлять двокрапку.

Перед кожною позицією переліку слід ставити малу літеру української абетки з дужкою або, не нумеруючи, – дефіс (перший рівень деталізації).

Для подальшої деталізації переліку слід використовувати арабські цифри з дужкою (другий рівень деталізації). Наприклад:

- а) маса (вага);
- б) габаритні розміри:
  - 1) довжина;
  - 2) ширина;
  - 3) висота
- в) кількість.

Переліки першого рівня деталізації друкують малими літерами з абзацного відступу, другого – з відступом відносно місця розташування переліків першого рівня.

#### 4.10 Примітки

Примітки вміщують у записці за необхідності пояснення змісту тексту, таблиці або ілюстрації, їх розташовують безпосередньо після тексту, таблиці, ілюстрацій, яких вони стосуються. У вступній частині розміщувати примітки не допускається.

Одну примітку не нумерують. Слово «Примітка» пишуть (друкують) з великої літери з абзацного відступу. Після слова «Примітка» ставлять крапку, та з великої літери у тому ж рядку подають текст примітки.

Приклад:

Примітка. \_\_\_\_\_

Декілька приміток нумерують послідовно арабськими цифрами з крапкою. Після слова «Примітки» ставлять двокрапку та з нового рядка з абзацу після номера примітки з великої літери подають текст примітки.

Приклад:

Примітки:

1. \_\_\_\_\_
2. \_\_\_\_\_

#### 4.11 Формули та рівняння

Формули та рівняння розташовують безпосередньо після тексту, в якому вони згадуються, посередині рядка. Вище і нижче кожної формули або рівняння повинно бути залишено не менше одного вільного рядка.

Формули та рівняння у записі (за винятком формул і рівнянь, наведених у додатках) слід нумерувати порядковою нумерацією у межах розділу. Номер формули або рівняння складається з номера розділу та порядкового номера формули або рівняння, відокремлених крапкою, наприклад, формула (1.3) – третя формула першого розділу. Нумерувати слід лише ті формули, на які є посилання у наступному тексті. Інші нумерувати не рекомендується.

Номер формули або рівняння зазначають на рівні формули або рівняння у дужках у крайньому правому положенні на рядку. У разі, якщо номер формули не вміщується у рядку з формулою, його переносять у наступний рядок.

Пояснення значень символів і числових коефіцієнтів, що входять до формули чи рівняння, слід наводити безпосередньо під формулою у тій послідовності, в якій вони наведені у формулі чи рівнянні. Перший рядок починають з нового рядка словом «де» з абзацного відступу без двокрапки, наприклад:

Відомо, що втрати активної потужності, кВт, у трифазному шинопроводі у загальному випадку без врахування втрат у конструкціях, дорівнює

$$\Delta P_{\text{ш}} = (I_A^2 R_A + I_B^2 R_B + I_C^2 R_C) \cdot 10^{-3}, \quad (4.1)$$

де  $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$  – струми у фазах, А;

$R_A$ ,  $R_B$ ,  $R_C$  – активний опір відповідних фаз, Ом.

Під час рівномірного навантаження фаз  $I_A = I_B = I_C = I$  і однакових активних опорів фаз ( $R_A = R_B = R_C = R$ ), з урахуванням коефіцієнту додаткових витрат ( $k_{д.в}$ ) маємо:

$$\Delta P_{ш} = 3I^2 R k_{д.в} \cdot 10^{-3}, \quad (4.2)$$

Після пояснення символу наводять одиниці виміру, які використовуються у даній формулі. Найбільш часто вживані одиниці виміру:

- а) сила струму – А (ампер), кА (кілоампер);
- б) напруга – В (вольт), кВ (кіловольт);
- в) повна потужність – В·А (вольтампер), кВ·А (кіловольтампер), МВ·А (мегавольтампер);
- г) потужність активна – Вт (ват), кВт (кіловат), МВт (мегаватт);
- д) потужність реактивна – вар (вар), квар (кіловар), Мвар (мегавар);
- е) електричний опір – Ом (ом), МОм (міліом).

Якщо наводиться пояснення значень символів і числових коефіцієнтів після формули ставиться кома (,). У іншому випадку – ставлять крапку (.).

Підставлення значень у формули здійснюється після запису формули та пояснення величин, що входять у формулу чи рівняння.

Допускається не повторювати літерні позначення під час підставлення значень, якщо розрахунок йде безпосередньо після запису формули і її розшифровки.

Наприклад, номінальну величину струму  $I_{ном}$  (А) двигуна можна розрахувати за формулою:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi_{ном} \eta_{ном}}, \quad (4.3)$$

де  $P_{ном}$  – номінальна потужність, кВт;

$U_{ном}$  – номінальна напруга, В;

$\cos \varphi_{ном}$  – номінальний коефіцієнт потужності, в.о.;

$\eta_{\text{ном}}$  – номінальний коефіцієнт корисної дії, в.о.

Підставивши у формулу відповідні значення отримаємо величину номінального струму:

$$I_{\text{ном}} = \frac{109,5 \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,57 \cdot 0,88} = 331,67 \text{ А.}$$

Переносити формули чи рівняння на наступний рядок допускається тільки на знаках виконуваних операцій, повторюючи знак операції на початку наступного рядка. Таким чином, якщо рівняння не вміщується в один рядок, його слід перенести після знака рівності (=) або після знаків плюс (+), мінус (-), множення (x) і ділення (:).

Формули, що йдуть одна за одною і не розділені текстом, відокремлюють комою, а після останньої ставлять крапку.

Наприклад:

$$I'' = I_{nt} = I_{\infty} = \frac{I_{\delta}}{\sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}, \quad (4.4)$$

$$I'' = \frac{I_{\delta}}{z_{\Sigma}^2}, \quad (4.5)$$

Якщо у записі тільки одна формула чи рівняння, їх також нумерують за наведеними вимогами.

#### 4.12 Оформлення переліку джерел посилання

Перелік джерел посилання – елемент бібліографічного апарату, який містить бібліографічні описи використаних джерел і розміщується основної частини.

Бібліографічний опис використаних джерел складають безпосередньо за друкованим текстом або виписують з каталогів і бібліографічних покажчиків повністю без пропусків будь-яких елементів, скорочення назв тощо. Завдяки цьому можна уникнути повторних перевірок, вставок пропущених відомостей.

Джерела можна розміщувати у такий спосіб: за порядком появи посилань у тексті (найбільш зручний для користування та рекомендований при написанні курсового проєкту), в алфавітному порядку прізвищ перших авторів або заголовків, у хронологічному порядку.

Відомості про джерела, які включені до списку, необхідно подавати відповідно до вимог державного стандарту з обов'язковим наведенням назв праць. Зокрема потрібну інформацію щодо згаданих вимог можна одержати із таких стандартів: ДСТУ 8302:2015 «Інформація та документація. Бібліографічне посилання. Загальні положення та правила складання».

Приклад оформлення переліку використаних джерел наведено у додатку В.

#### **4.13 Посилання**

Бібліографічні описи у переліку посилань подають у порядку, за яким вони вперше згадуються у тексті. Порядкові номери описів у переліку є посиланнями у тексті (номер посилання).

У відповідних місцях тексту повинні бути посилання, які оформлюються у квадратні дужки, наприклад: «... згідно з методикою розрахунку, описаною в [6], отримуємо ...», «... згідно з таблицею 10.1 [4] ...».

Посилання у тексті записки на джерела слід зазначити порядковим номером за переліком посилань, виділеним двома квадратними дужками, наприклад: «...у роботах [1–5]...».

При посиланнях на розділи, підрозділи, пункти, підпункти, ілюстрації, таблиці, формули, рівняння, додатки пояснювальної записки зазначають їх номери. Приклади запису посилань: «... у розділі 4 ...», «... дивись 2.1 ...», «... за 3.3.4 ...», «...відповідно до 2.3.4.1 ...», «... на рис. 1.3 ...» або «...на рисунку 1.3 ...», «... у таблиці 3.2 ...», «... за формулою (3.1) ...», «...у рівняннях (1.23)–(1.25) ...», «... у додатку Б ...».

#### 4.14 Оформлення додатків

Додатки оформлюють як продовження документа. При цьому додатки повинні мати наскрізну нумерацію сторінок, загальну з документом. Всі додатки повинні бути перераховані у змісті. Розташування додатків повинно бути за порядком появи посилань на них у тексті.

Кожен додаток (якщо їх кілька) починають з нової сторінки. Додаток повинен мати заголовок, написаний (надрукований) вгорі малими літерами (крім першої великої) симетрично відносно тексту сторінки. Посередині рядка над заголовком малими літерами з першої великої повинно бути надруковано слово «Додаток \_\_» і велика літера, що його позначає.

Додатки слід позначати послідовно літерами української абетки, за винятком літер «Г, Є, З, І, Ї, Й, О, Ч, Ъ» наприклад: додаток А, додаток Б і т.д. Якщо в пояснювальній записці один додаток, він позначається як додаток А.

За необхідності текст додатків може поділятися на розділи, підрозділи, пункти та підпункти, які слід нумерувати у межах кожного додатку. У такому випадку перед кожним номером ставлять позначення додатку (літеру) та крапку (див. додаток Г, рис. Г.1).

Ілюстрації, таблиці, формули та рівняння, що є у тексті додатку, слід нумерувати у межах кожного додатку, наприклад: рисунок Б.3 – третій рисунок додатку Б; таблиця А.2 – друга таблиця додатку А; формула (А.1) – перша формула додатку А.

Якщо у додатку одна ілюстрація, одна таблиця, одна формула чи одне рівняння, їх також нумерують, наприклад: рисунок А.1, таблиця А.1, формула (В.1).

У посиланнях у тексті додатку на ілюстрації, таблиці, формули, рівняння, рекомендується писати: «... на рисунку А.2 ...», «... у таблиці Б.3 ...», «... за формулою (В.1) ...», «... у рівнянні (Г.2) ...».

Джерела, що використовуються тільки у додатках, розглядаються незалежно від тих, що використовуються у основній частині роботи, та повинні бути перелічені наприкінці кожного додатку у переліку посилань.

#### 4.15 Скорочення та власні назви

Скорочення слів у тексті та підписах під ілюстраціями, як правило, не допускається. Виключеннями є загальноприйняті скорочення: у кінці фрази – і т.д. (і так далі), і т.п. (і тому подібне), і т.ін. (і таке інше), і ін. (і інше); при посиланнях – див. (дивись), табл. (таблиця), рис. (рисунок), ст. (сторінка), п. (пункт), пп. (пункти), розд. (розділ, розділи), р. (рік), рр. (роки).

Не допускається скорочувати слова, якщо під час використання цих скорочень можливе різне розуміння тексту.

Дозволяється використовувати скорочення слів і словосполучень, характерних для певної галузі або області діяльності. Записують такі скорочення безпосередньо у тексті (у дужках після повної назви або під час першого входження у текст), наприклад: повітряна лінія (ПЛ).

Непотрібно скорочувати слова і словосполучення: графа, рівняння, формула, так як, наприклад, таким чином, тобто, так званий.

У тексті не допускається скорочення позначення одиниць фізичних величин, якщо вони використовуються без цифр, за виключенням одиниць фізичних величин у заголовках таблиць і у розшифровках літерних позначень, що входять до формул.

Слова *maximum*, *minimum* і номінальний бажано використовувати у скороченому вигляді для індексів (*max*, *min* і *ном*). У тексті необхідно писати максимум, мінімум і номінальний.

Прізвища, назви установ, організацій, фірм та інші власні назви у записці наводять мовою оригіналу.

Для виконавця записують ім'я (або першу літеру імені з крапкою) та прізвище (за бажанням автора після імені вказують по батькові). Для керівника курсового проєкту при наявності у відповідних графах місця записують вчений ступінь, вчене звання, ім'я (або перша літера імені з крапкою) та прізвище.



#### 4.16 Числа та знаки

Після цифрових величин повинні ставитись умовні позначення одиниць вимірювання, а у тексті, навпаки, їх повні назви: 17,5 кг, але «кілька кілограмів». Не можна поєднувати текст з умовними та математичними позначеннями, наприклад, не « $t^{\circ}$ нагріву», а «температура нагріву»; не «швидкість = 5 м/с», а «швидкість дорівнює 5 м/с».

У тексті не допускається використовувати без числових або літерних значень:

- математичні символи та знаки: Log, Lg, Ln (логарифм), sin, cos, tg, ctg (тригонометричні функції), 0 (нуль), = (дорівнює),  $\neq$  (не дорівнює),  $\geq$  (більше або рівне),  $\leq$  (менше або дорівнює) тощо.

- знаки: № (номер), % (відсоток),  $^{\circ}$  (градус), Ø (діаметр) і ін.

У тексті пишуть словами «нуль», «номер» тощо. Знаки №, % та ін. при позначенні множини числа не подвоюються.

Не допускається ставити тире перед цифровими величинами, щоб не плутати його зі знаком мінус. Замість цього знаку для величин, що мають від'ємне значення, писати слово «мінус».

Числа до дев'яти без розмірності потрібно писати у тексті словами, понад дев'ять цифрами (наприклад, «три криві», «10 значень»); числа з розмірністю пишуться цифрами, а без розмірності – словами, наприклад, «відстань – не більше 2 м»; «катушку перевірити два рази».

Порядкові числівники пишуть цифрами з родовими закінченнями (наприклад, «9-й день»). При декількох порядкових числівниках закінчення узгоджується з останнім з них (наприклад, «3, 4, 5-й графіки»).

Кількісні числівники пишуться без закінчень, наприклад, «у 20 випадках», «на 10 аркушах». Не допускаються також закінчення в датах (наприклад, «21 квітня»).

У проєкті необхідно використовувати одиниці системи *SI*. Якщо виміри проводяться в інших одиницях, переведення їх в одиниці *SI* обов'язкове.

Елементи дати можуть бути оформлені у словесно-цифровому варіанті

(наприклад, 29 січня 1993 року) або арабськими цифрами у рядок у такій послідовності: рік, місяць, число (наприклад, дату 1 жовтня 1993 року слід оформлювати так: 1993.10.01. або 93.10.01).

## 5 МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

### 5.1 Розрахунок електричних навантажень

#### 5.1.1 Розрахунок електричних навантажень цеху промислового об'єкту

Метод коефіцієнта розрахункового навантаження (згідно з ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015) є універсальним, але і є більш трудомістким.

Залежно від місця розміщення розрахункового вузла на схемі СЕП підприємства узагальнено виділяють сім або шість рівнів (рис. 5.1):

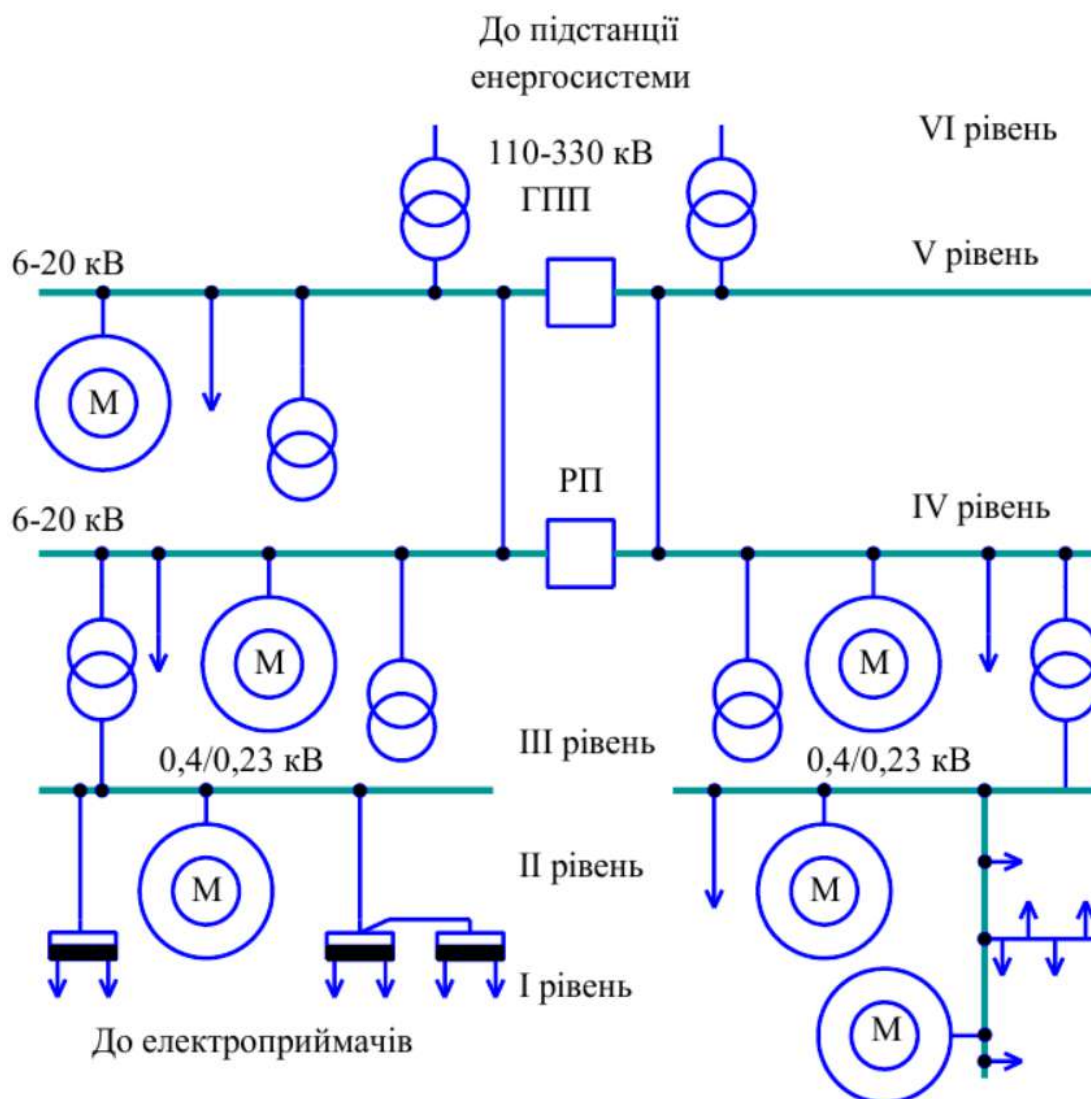


Рисунок 5.1 – Структура СЕП промислового підприємства

- I рівень – електричні мережі напругою до 1 кВ, що приєднують окремі ЕП до розподільних пристроїв (силових розподільних шаф, ящиків, шинопроводів розподільних алюмінієвих та ін.);
- II рівень – електричні мережі напругою до 1 кВ, що приєднують розподільні пристрої першого рівня до збірних шин низької напруги цехових ТП або магістральних шинопроводів алюмінієвих;
- III рівень – збірні шини низької напруги цехових ТП і магістральних шинопроводів алюмінієвих;
- IV рівень – збірні шини РП напругою 6–20 кВ;
- V рівень – збірні шини головних понижувальних підстанцій, підстанцій глибокого вводу або центрального РП напругою 6–20 кВ;
- VI рівень – межа розподілу балансової належності електричних мереж енергосистеми й промислового підприємства.

Залежно від рівня найчастіше використовують такі методи визначення розрахункових навантажень:

- для I та II рівнів – установленої потужності й коефіцієнта попиту, питомих витрат електроенергії на одиницю продукції або роботи, питомої потужності на одиницю промислової площі, упорядкованих діаграм;
- для III–VI рівнів – за середньою потужністю та коефіцієнтом форми графіка навантаження, за середньою потужністю та коефіцієнтом максимуму навантаження, за середньою потужністю та середньоквадратичним відхиленням (статистичний метод).

Початковими даними для виконання розрахунків згідно з методом коефіцієнта розрахункового навантаження є кількість ЕП  $n$  та номінальна потужність  $p_n$  кожного з них.

На практиці ці дані отримують у вигляді таблиць-завдань від технологів, сантехніків, тепловиків та інших суміжних підрозділів.

Усі робочі ЕП групуються за певними категоріями. Резервні ЕП (ремонтні зварювальні трансформатори, насоси, вентилятори й ін.), а також ті ЕП, що працюють лише в аварійних режимах або короткочасно (пожежні насоси,

засувки, шлюзи та ін.) при розрахунках, як правило, не використовуються. Винятком можуть бути ті випадки, коли потужність цих ЕП суттєво впливає на вибір елементів СЕП.

При визначенні  $p_n$  для багатодвигунових приводів враховуються всі одночасно працюючі електродвигуни даного привода.

Для ЕП із повторно-короткочасним режимом роботи їх номінальна потужність розраховується

$$p_n = p_{\text{вст}} \sqrt{\text{ПВ}},$$

де  $p_{\text{вст}}$  – встановлена потужність ЕП з повторно-короткочасним режимом роботи, кВт;

ПВ – повторність включення, %.

При включенні однофазного ЕП на фазну напругу він враховується як еквівалентний трифазний ЕП із номінальною потужністю, що дорівнює:

$$p_n = 3p_{\text{н.о}}, \quad q_n = 3q_{\text{н.о}},$$

де  $p_{\text{н.о}}, q_{\text{н.о}}$  – активна та реактивна потужність однофазного ЕП.

При включенні однофазного ЕП на лінійну напругу він враховується як еквівалентний ЕП із номінальною потужністю, що дорівнює:

$$p_n = \sqrt{3}p_{\text{н.о}}, \quad q_n = \sqrt{3}q_{\text{н.о}}.$$

У разі наявності групи однофазних ЕП, які включено за фазами з нерівномірністю не вище ніж 15 % відносно до загальної потужності (трифазних і однофазних ЕП у групі), вони можуть бути подані в розрахунках як еквівалентна група трифазних ЕП із тією самою сумарною номінальною потужністю.

Визначення розрахункових навантажень згідно з цим методом виконується у такій *послідовності*:

1) За таблицею 1 довідкових даних визначаються коефіцієнти використання  $k_{\text{в}}$  для кожного ЕП.

2) За таблицею 1 довідкових даних визначаються коефіцієнти потужності  $\cos\varphi$  та знаходяться відповідні їм значення  $\text{tg}\varphi$  для ЕП.

3) Всі ЕП незалежно від їх номінальної потужності групуються за характерними категоріями. У межах кожної категорії всі ЕП мають однакові значення коефіцієнтів використання  $k_{\text{в}}$  та коефіцієнтів потужності  $\cos\varphi$ .

4) Розраховуються загальні (встановлені) активні номінальні потужності ЕП однакових категорій, а також загальні активні потужності ЕП, що підключено до певного розподільного пристрою (СП)

$$P_{\text{н}} = \sum_1^k p_{\text{н}},$$

де  $k$  – кількість ЕП у групі.

5) Фіксується найменша  $p_{\text{н.min}}$  та найбільша  $p_{\text{н.max}}$  номінальна потужність одиничного ЕП для кожного з розподільних пристроїв (СП) та розраховується наступне співвідношення

$$m = \frac{p_{\text{н.max}}}{p_{\text{н.min}}}.$$

6) Розраховуються активні проміжні потужності, що використовуються

$$P_{\text{п}} = k_{\text{в}} P_{\text{н}} = k_{\text{в}} \sum_1^k p_{\text{н}}.$$

7) Розраховуються реактивні проміжні потужності, що використовуються

$$Q_{\Pi} = P_{\Pi} \operatorname{tg} \varphi = k_{\text{в}} P_{\text{н}} \operatorname{tg} \varphi = k_{\text{в}} \sum_1^k p_{\text{н}} \operatorname{tg} \varphi.$$

8) Розраховується ефективна кількість ЕП, що підключені до кожного з розподільних пристроїв (СП). Ефективна кількість ЕП  $n_{\text{е}}$  – це така кількість однорідних за режимом роботи ЕП однакової потужності, яка зумовлює таке саме значення розрахункового навантаження, що і група різних за потужністю ЕП. Розрахункове (попереднє) значення ефективної кількості ЕП  $n_{\text{р.е}}$  визначається (для  $n < 10$ )

$$n_{\text{р.е}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n p_{\text{н}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{н}i}^2},$$

де  $n$  – дійсна кількість ЕП, що підключена до кожного з розподільних пристроїв (СП).

При значній кількості ЕП ( $n \geq 10$ ) розрахункове (попереднє) значення ефективної кількості ЕП може бути визначеною за спрощеною формулою

$$n_{\text{р.е}} = \frac{2 \sum P_{\text{н}}}{P_{\text{н.макс}}}.$$

Значення (остаточне) ефективної кількості ЕП  $n_{\text{е}}$  приймається виходячи з наступних умов:

- якщо  $m = \frac{P_{\text{н.макс}}}{P_{\text{н.мін}}} \leq 3$ , то вважають, що  $n_{\text{е}} = n$ ;
- якщо  $m = \frac{P_{\text{н.макс}}}{P_{\text{н.мін}}} > 3$  та  $n_{\text{р.е}} \geq n$ , то вважають, що  $n_{\text{е}} = n$ ;

– якщо  $m = \frac{P_{H.\max}}{P_{H.\min}} > 3$  та  $n_{p.e} < n$ , то вважають, що  $n_e$  приймають

отримане значення  $n_{p.e}$  округлене до найменшого цілого.

9) Розраховуються групові коефіцієнти використання  $K_B$  для кожного з розподільних пристроїв структурного підрозділу (дільниці, цеху) або підприємства

$$K_B = \frac{\sum P_{\Pi}}{\sum P_H}, \text{ або } K_B = \frac{\sum_{i=1}^n k_{B_i} P_{H_i}}{\sum_{i=1}^n P_{H_i}}.$$

10) За таблицею 2 довідкових даних (розподільні силові пункти СП (рівень 2 на рис. 5.1)) та/або за таблицею 3 довідкових даних (збірні шини ТП і магістральні шинопроводи (рівень 3 на рис. 5.1), а також при визначення навантаження в цілому по цеху, корпусу) визначається величини коефіцієнту розрахункового навантаження  $K_p$ , який у свою чергу залежить від коефіцієнта використання  $K_B$  й ефективної кількості ЕП  $n_e$ .

11) Визначається розрахункова активна потужність за формулою

$$P_p = K_p \sum P_{\Pi}.$$

12) Визначається розрахункова реактивна потужність для:

– розподільних силових пунктів СП (рівень 2 на рис. 5.1):

$$\begin{aligned} \text{якщо } n_e \leq 10, \text{ то } Q_p &= 1,1 \sum Q_{\Pi}, \\ \text{якщо } n_e > 10, \text{ то } Q_p &= \sum Q_{\Pi}. \end{aligned}$$

– збірних шин ТП і магістральних шинопроводів (рівень 3 на рис. 5.1), а також при визначення навантаження в цілому по цеху, корпусу:

$$Q_p = K_p \sum Q_{\Pi}.$$



На даному етапі до отриманих значень активної та реактивної потужностей силових ЕП напругою до 1 кВ мають бути додані розрахункові навантаження освітлювальної мережі  $P_{p.o}$  та  $Q_{p.o}$  (якщо вони є згідно із завданням) (розрахунок освітлювального навантаження наведено нижче).

13) Визначається розрахункова повна потужність:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

14) Визначається величина розрахункового струму, за якою вибирається переріз провідників за допустимим нагріванням

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}.$$

Як правило, визначення розрахункових навантажень виконується у вигляді таблиці встановленої форми Ф636-92 (*таблиця 4 довідкових даних*).

Визначення освітлювальних навантажень виконується після повного світлотехнічного розрахунку, вибору типу та кількості світильників. Це предмет спеціального розгляду.

Водночас, із метою спрощення на всіх етапах проєктування, дозволяється замість повного розрахунку користуватися таблицями питомої потужності. При цьому враховується площа приміщення, його висота, точність виконуваної роботи, характер відбивання поверхонь.

Послідовність визначення розрахункового навантаження освітлення за питомою потужністю така:

а) визначають розряд роботи за точністю; вибирають систему освітлення; вибирають тип джерела світла; вибирають освітлювальну арматуру; визначають необхідну освітленість;

б) визначають питому потужність освітлення;

в) визначають розрахункову потужність за методом коефіцієнта попиту з урахуванням втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі.

Примітки:

1. Розряд роботи за точністю залежить від мінімального розміру об'єкта, який необхідно розрізняти. Роботи найвищої точності (коли необхідно розрізняти об'єкти розміром до 0,15 мм) відносять до I розряду.

2. Під час проектування електричного освітлення приміщень використовують: систему загального освітлення з рівномірним або локалізованим розміщенням світильників; систему комбінованого освітлення, яка складається з загального та місцевого освітлення. Вибір системи освітлення залежить від характеру виробництва.

3. Необхідну освітленість визначають за розрядом роботи, в залежності від вибраної системи освітлення та типу світильників, з таблиць і з урахуванням коефіцієнта запасу для випадку запиленних, задимлених приміщень. Освітленість аварійного освітлення нормується на рівні 0,5 лк.

4. Після цього, за таблицями, знаходять питому потужність освітлення,  $P_{п.о}$ .

5. Розрахункову потужність освітлення визначають за формулою

$$P_{р.о} = K_{п.о} K_{пра} P_{п.о} F ,$$

де  $K_{п.о}$  – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;

$K_{пра}$  – коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;

$F$  – площа приміщення.

Коефіцієнти  $K_{п.о}$  та  $K_{пра}$  складають:

$$K_{п.о} = \begin{cases} 0,95 - \text{великі виробничі приміщення;} \\ 0,8 - \text{порівняно невеликі виробничі приміщення;} \\ 0,6 - \text{склади, підстанції;} \\ 1 - \text{аварійне освітлення;} \end{cases}$$

$$K_{пра} = \begin{cases} 1,1 - \text{дугорозрядні лампи;} \\ 1,2 - \text{люмінісцентні стартерні;} \\ 1,3 - 1,35 - \text{люмінісцентні безстартерні.} \end{cases}$$

Розрахункові потужності лінії, що живить силове й освітлювальне навантаження, знаходять за виразами:

$$P_p = P_{p.c} + P_{p.o}, \quad Q_p = Q_{p.c} + Q_{p.o}, \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

Втрати активної  $\Delta P_{\text{тП}j}$  (кВт) та реактивної  $\Delta Q_{\text{тП}j}$  (квар) потужностей у трансформаторах можна орієнтовно оцінити за виразами:

$$\Delta P_{\text{тП}j} = 0,025 S_{p.6(10)\text{тП}j}, \quad \Delta Q_{\text{тП}j} = 0,1 S_{p.6(10)\text{тП}j},$$

де повна потужність  $S_{p.6(10)\text{тП}j}$   $j$ -ї ТП знаходять наступним чином

$$S_{p.6(10)\text{тП}j} = \sqrt{P_{p.6(10)\text{тП}j}^2 + Q_{p.6(10)\text{тП}j}^2}.$$

### ***5.1.2 Розрахунок електричних навантажень житлових і громадських будинків***

Основою для визначення розрахункових навантажень в СЕП міст є вимоги, які представлено у ДБН В.2.5-23:2010. Розрахунок може вестися щодо окремих стояків будинків (1), введів у будівлі (2), ліній НН (3), шин НН ТП (4), розподільних ліній (5), а також шин РП (6) і ЦЖ (7) (рис. 5.2). Умовну структуру СЕП міста наведено на рис. 5.2.

Умовно всіх споживачів міста можна розділити на:

- житлові будинки;
- громадські й адміністративні будівлі, комунальні та дрібно-промислові об'єкти.

У свою чергу квартири в житлових будинках умовно поділяються на:

1. Квартири, в яких загальна площа становить 35–95 м<sup>2</sup> і сумарна встановлена потужність ЕП не перевищує 30 кВт;
2. Квартири в багатоповерхових будинках площею від 100 до 350 м<sup>2</sup> при встановленій потужності ЕП 30–60 кВт;

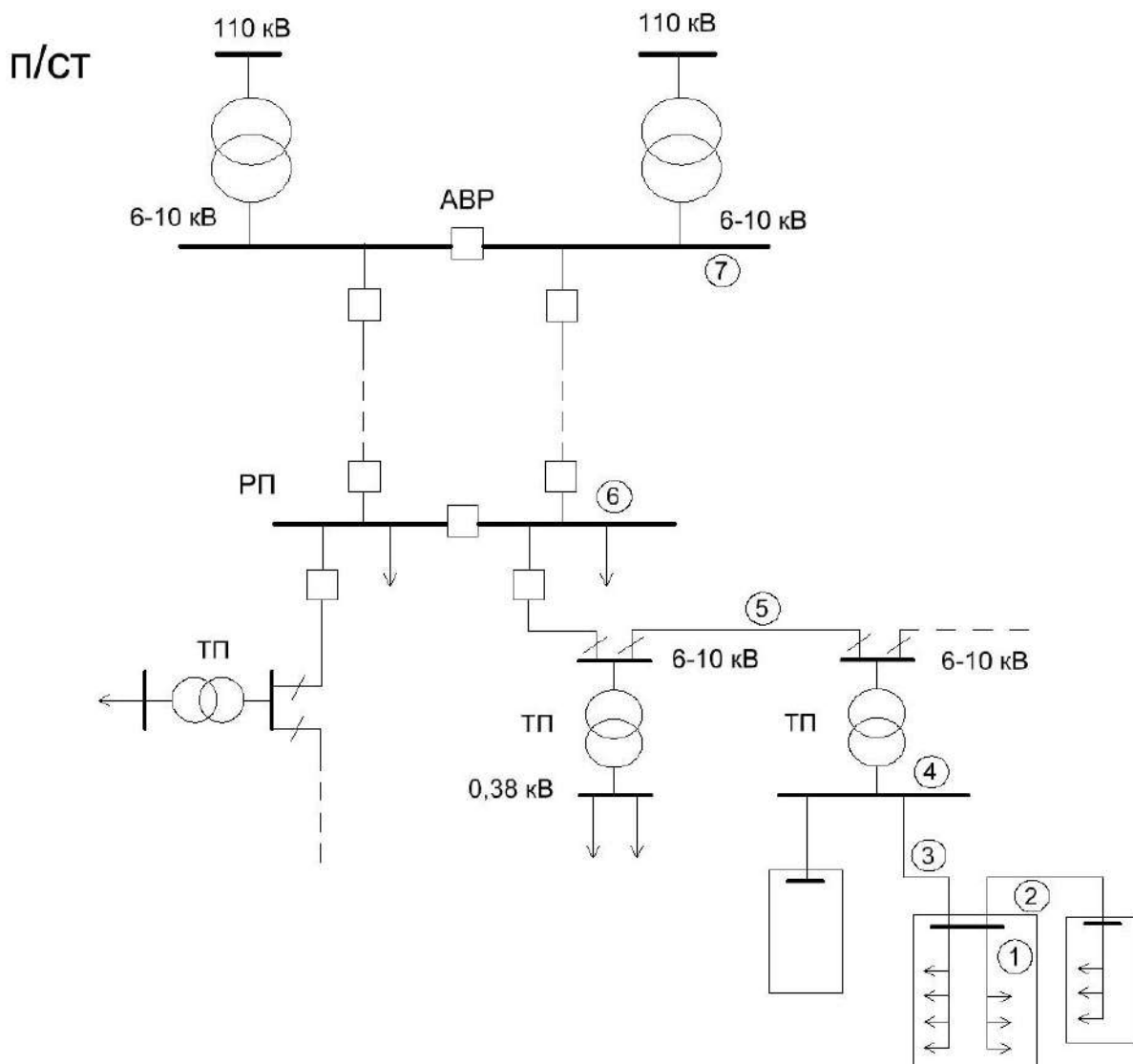


Рисунок 5.2 – Структура СЕСП міста

3. Квартири в котеджах і малоповерхових будинках, переважно розраховані на одну сім'ю площею від 150 до 600 м<sup>2</sup>. При цьому встановлена потужність ЕП знаходиться у діапазоні 60–140 кВт.

Для квартир першого виду передбачена диференціація за 5-а рівнями електрифікації (в основному, у залежності від характеру їжеприготування) і відповідних їм значень питомих навантажень:

- 1) квартири з плитами на природному газі;
- 2) квартири з плитами на скрапленому газі;
- 3) квартири з електроплитами потужністю до 8,5 кВт;
- 4) квартири з електроплитами потужністю до 10,5 кВт;
- 5) споруди на садових ділянках.

Для квартир другого виду встановлено два рівня електрифікації та відповідних їм значень питомого навантаження:

- 1) квартири з плитами на природному газі;
- 2) квартири з електроплитами потужністю до 10,5 кВт.

Розрахункове навантаження групи однотипних квартир першого та другого виду, приведене до живлячої внутрішньобудинкової лінії (стояку будинку), вводу в будівлю, низьковольтної лінії, шин НН ТП (розрахункові точки 1, 2, 3, 4 на рис. 5.2) визначається за формулою:

$$P_{\text{кв}} = p_{\text{кв.пит}} N_{\text{кв}}, \quad Q_{\text{кв}} = P_{\text{кв}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{кв}},$$

де  $p_{\text{кв.пит}}$  – питоме навантаження квартири, що залежить від рівня електрифікації, виду їжеприготування, кількості квартир, які живляться від даної точки, і визначається відповідно до таблиці 5 довідкових даних та/або таблиці 3.1 [ДБН В.2.5-23:2010];

$N_{\text{кв}}$  – кількість квартир, які живляться від розглянутого елемента СЕП;

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{кв}}$  – коефіцієнт реактивного навантаження квартир, визначається відповідно до таблиці 8 довідкових даних та/або таблиці 3.6 [ДБН В.2.5-23:2010].

При цьому наведені питомі навантаження враховують можливість установки в квартирах побутових кондиціонерів і електричних додаткових нагрівачів води з розрахунку 60–120 Вт на 1 м<sup>2</sup>.

Для квартир третього виду розрахункове навантаження визначається на основі проекту електропостачання з урахуванням всього встановленого електроустаткування. У цьому випадку

$$P_{\text{кот}} = P_{\text{н}} K_{\text{п}}, \quad Q_{\text{кот}} = P_{\text{кот}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{кот}},$$

де  $P_{\text{н}}$  – сумарна номінальна потужність, що встановлюються відповідно до проекту електропобутових і освітлювальних приладів, систем електроопалення й електроводопідігріву;

$K_{\Pi}$  – коефіцієнт попиту, який визначається відповідно до таблиці 3.2 [ДБН В.2.5-23:2010];

$\text{tg}\varphi_{\text{кот}}$  – коефіцієнт реактивного навантаження квартир (котеджів), визначається відповідно до таблиці 8 довідкових даних та/або таблиці 3.6 [ДБН В.2.5-23:2010].

Розрахункове навантаження низьковольтних ліній або приведене до шин НН ТП, що живлять житлові будівлі (квартири) третього виду, визначається наступним чином:

$$P_{\text{кот.р}} = P_{\text{кот}} N_{\text{кот}} K_o, \quad Q_{\text{кот.р}} = P_{\text{кот.р}} \text{tg}\varphi_{\text{кот}},$$

де  $P_{\text{кот}}$  – розрахункове навантаження котеджу;

$N_{\text{кот}}$  – кількість котеджів приєднаних до розглянутого елементу мережі;

$K_o$  – коефіцієнт одночасності, який визначається згідно таблиці 3.3 [ДБН В.2.5-23:2010];

$\text{tg}\varphi_{\text{кот}}$  – коефіцієнт реактивного навантаження квартир (котеджів), визначається відповідно до таблиці 8 довідкових даних та/або таблиці 3.6 [ДБН В.2.5-23:2010].

У житлових будинках в якості силових ЕП розглядаються ліфтові установки та сантехнічне обладнання. Розрахункове навантаження силових ЕП, приведене до вводу в будинок, низьковольтної лінії, шин НН ТП (розрахункові точки 2, 3, 4 на рис. 5.2) визначається за формулою:

$$P_{\text{сил}} = K_{\text{п.л}} \sum_{i=1}^k p_{\text{ли}i} + K_{\text{п.сан}} \sum_{j=1}^m p_{\text{сан}j},$$

$$Q_{\text{сил}} = K_{\text{п.л}} \sum_{i=1}^k p_{\text{ли}i} \text{tg}\varphi_{\text{л}} + K_{\text{п.сан}} \sum_{j=1}^m p_{\text{сан}j} \text{tg}\varphi_{\text{сан}},$$

де  $K_{\text{п.л}}$  – коефіцієнт попиту для ліфтів, значення якого наведено в таблиці 7 довідкових даних та/або таблиці 3.5 [ДБН В.2.5-23:2010];

$p_{\text{л}}$  – встановлена потужність ліфтів, кВт, береться з паспорту ліфтової установки або з таблиці 5.1;

$k$  – загальна кількість ліфтів;

$\text{tg}\varphi_{\text{л}}$  – коефіцієнт реактивного навантаження ліфтів, визначається відповідно до таблиці 8 довідкових даних та/або таблиці 3.6 [ДБН В.2.5-23:2010];

$K_{\text{п.сан}}$  – коефіцієнт попиту для сантехнічних установок, значення якого наведено в таблиці 24 довідкових даних та/або в таблиці 3.11 [ДБН В.2.5-23:2010];

$p_{\text{сан}}$  – встановлена потужність двигунів сантехнічних установок, кВт, береться з паспорту сантехнічної установки;

$m$  – загальна кількість ліфтів;

$\text{tg}\varphi_{\text{сан}}$  – коефіцієнт реактивного навантаження двигунів сантехнічних установок, визначається відповідно до таблиці 8 довідкових даних та/або таблиці 3.6 [ДБН В.2.5-23:2010].

Таблиця 5.1 – Номінальні потужності ліфтових установок та їх кількість на секцію (під'їзд) з ДСТУ ISO 4190-6-2001

Кількість поверхів	Пасажи́рський ліфт	Вантажний ліфт
до 5(6)-и поверхів	-	-
7-11 поверхів	один ліфт на секцію $p_{\text{н.л}}=6\div 6,5$ кВт	-
12-16 поверхів	один ліфт на секцію $p_{\text{н.л}}=6\div 6,5$ кВт	один ліфт на секцію $p_{\text{н.л}}=9\div 9,5$ кВт
17-24 поверхи	один ліфт на секцію $p_{\text{н.л}}=6\div 6,5$ кВт	два ліфти на секцію $p_{\text{н.л}}=9\div 9,5$ кВт

При визначенні розрахункового навантаження силових ЕП потужність резервних двигунів не враховується за винятком тих випадків, коли вони визначають вибір захисних апаратів і переріз провідників.

Розрахункове навантаження житлового будинку в цілому обчислюється таким чином:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{ж.б}} &= P_{\text{кв}} + 0,9P_{\text{сил}} + K_{\text{с.мах}} \sum_{i=1}^n P_{\text{вб}i}, \\
 Q_{\text{ж.б}} &= Q_{\text{кв}} + 0,9Q_{\text{сил}} + K_{\text{с.мах}} \sum_{i=1}^n Q_{\text{вб}i} = \\
 &= P_{\text{кв}} \operatorname{tg}\varphi_{\text{кв}} + 0,9P_{\text{сил}} \operatorname{tg}\varphi_{\text{сил}} + K_{\text{с.мах}} \sum_{i=1}^n P_{\text{вб}i} \operatorname{tg}\varphi_{\text{вб}i},
 \end{aligned}$$

де  $P_{\text{кв}}$  – розрахункове навантаження квартир;

$P_{\text{сил}}$  – розрахункове навантаження силових ЕП;

$P_{\text{вб}}$  – розрахункове навантаження вбудованих приміщень (аптека, перукарня, магазин), визначення якого розглядається нижче;

$K_{\text{с.мах}}$  – коефіцієнт суміщення максимумів, визначення якого розглядається нижче.

Орієнтовні розрахункові навантаження громадських і адміністративних будівель допускається знаходити за спрощеними питомими показниками  $P_{\text{пит.гр.б}}$  (наприклад, для громадської будівлі), наведеними у таблиці 6 довідкових даних та/або таблиці 3.15 [ДБН В.2.5-23:2010].

У цьому випадку

$$P_{\text{гр.б}} = p_{\text{пит.гр.б}} N_{\text{гр.б}}, \quad Q_{\text{гр.б}} = P_{\text{гр.б}} \operatorname{tg}\varphi_{\text{гр.б}},$$

де  $N_{\text{гр.б}}$  – відповідна характеристика об'єкта (наприклад,  $\text{м}^2$ , кількість відвідувачів, кількість учнів, кількість посадкових місць);

$\operatorname{tg}\varphi_{\text{гр.б}}$  – коефіцієнт реактивного навантаження об'єкта (наприклад, для громадської будівлі), наведено у таблиці 6 довідкових даних та/або таблиці 3.15 [ДБН В.2.5-23:2010].



### 5.1.3 Визначення розрахункових навантажень на вищих ієрархічних рівнях систем електропостачання

У разі спільного електропостачання різних об'єктів загальною кількістю  $n$ , розрахункове навантаження низьковольтних ліній або приведене до шин НН ТП (розрахункова точка 4 на рис. 5.2) визначається за формулою:

$$P_{\text{ТПр}} = P_{\text{р.мах}} + \sum_{i=1}^{n-1} P_{\text{pi}} K_{\text{с.мах}i}, \quad Q_{\text{ТПр}} = Q_{\text{р.мах}} + \sum_{i=1}^{n-1} Q_{\text{pi}} K_{\text{с.мах}i},$$

де  $P_{\text{р.мах}}$ ,  $Q_{\text{р.мах}}$  – найбільше з розрахункових активних і реактивних навантажень відповідно серед об'єктів, які живляться від даної точки мережі;

$P_{\text{pi}}$ ,  $Q_{\text{pi}}$  – розрахункове активне та реактивне навантаження відповідного інших  $i$ -х будівель;

$K_{\text{с.мах}i}$  – коефіцієнт суміщення максимумів, який відображає якою часткою навантаження  $i$ -го житлового будинку або громадської будівлі беруть участь в найбільшому розрахунковому навантаженні, та визначається відповідно до таблиці 11 довідкових даних та/або таблиці 3.14 [ДБН В.2.5-23:2010].

**!!!**

*Важливо підкреслити, що по відношенню до лінії низької напруги або до шин НН ТП, житлові будинки з **однотипним** їжеприготуванням розглядаються як один споживач із сумарною кількістю квартир, ліфтових установок і сантехнічного обладнання. У той же час житлові будинки з газовими плитами й електроплитами розглядаються як різні об'єкти.*

Розрахункове навантаження розподільних ліній 6–10 кВ (розрахункові точки 5, 6 на рис. 5.2) визначається множенням суми розрахункових навантажень окремих ТП на коефіцієнт  $K_{\text{см}}$ , що враховує суміщення їх

максимумів, який залежить від кількості ТП, що живляться від розглянутої ділянки розподільної лінії:

$$P_{p.pм} = K_{cm} \sum_{i=1}^n P_{pТПi}, \quad Q_{p.pм} = K_{cm} \sum_{i=1}^n Q_{pТПi}.$$

При цьому коефіцієнт  $K_{cm}$  визначається відповідно до даних таблиці 9 довідкових даних.

Розрахункове навантаження на шинах ЦЖ (підстанції) (розрахункова точка 7 на рис. 5.2) обчислюють з урахуванням розбіжності (суміщення) максимумів навантажень комунально-побутових і промислових споживачів:

$$P_{pЦЖ} = K_{cm} \sum_{i=1}^m P_{pТПi}, \quad Q_{pЦЖ} = K_{cm} \sum_{i=1}^m Q_{pТПi}.$$

Проте, у даному випадку для визначення коефіцієнту  $K_{cm}$  використовують дані таблиці 10 довідкових даних.

## **5.2 Вибір розподільних трансформаторів**

### **5.2.1 Вибір цехових трансформаторів промислових підприємств**

Під вибором розподільних трансформаторів розуміють вибір їх кількості та номінальної потужності, а також робочого відгалуження первинної обмотки.

Вибір кількості та економічної потужності цехових трансформаторів здійснюють одночасно з вибором низьковольтних батарей конденсаторів (НБК) для компенсації реактивної потужності у такій послідовності.

Вибирають економічно оптимальну кількість цехових трансформаторів  $n_{т.е}$  та економічне оптимальне значення потужності НБК  $Q_{НК1}$ .

Визначають додаткову потужність НБК  $Q_{НК2}$  з метою оптимального зниження втрат потужності у трансформаторах та в мережі напругою 6 (10) кВ.

Сумарна розрахункова потужність  $Q_{HK}$  батареї конденсаторів (БК) складе:

$$Q_{HK} = Q_{HK1} + Q_{HK2}.$$

Мінімальну кількість цехових трансформаторів  $n_{min}$  однакової потужності  $S_{T.ном}$ , що призначені для живлення технологічно зв'язаних навантажень, знаходять за виразом

$$n_{min} = \frac{P_{p.0,38}}{\kappa_3 S_{T.ном}} + \Delta n,$$

де  $\kappa_3$  – коефіцієнт завантаження трансформатора; для двотрансформаторних підстанцій приймається 0,7...0,75; для однострансформаторних – 0,95;

$S_{T.ном}$  – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$\Delta n$  – дробовий доданок до найближчого цілого числа.

Двотрансформаторні підстанції застосовують за наявності споживачів І категорії та особливої групи, а також для цехів з високою питомою густиною навантаження (понад 0,5...0,7 кВ·А/м<sup>2</sup>), для компресорних і насосних станцій загальнозаводського призначення.

Цехові ТП із кількістю трансформаторів понад два застосовують лише за техніко-економічним обґрунтуванням, а також у разі використання роздільного живлення силового та освітлювального навантаження.

Економічну кількість трансформаторів  $n_e$  знаходять за виразом

$$n_e = n_{min} + m,$$

де  $m$  – додаткова кількість трансформаторів, яка визначається у функції  $n_{min}$  і  $\Delta n$ .

За рахунок  $\Delta n$  та  $m$  з'являється незкомпенсована потужність  $Q_{\max,т}$ , яка передаватиметься через трансформатори в мережу 0,38 кВ; визначають її за виразом

$$Q_{\max,т} = \sqrt{(n_e \kappa_{з.ф} S_{т.ном})^2 - P_{р.0,38}^2},$$

де  $\kappa_{з.ф}$  – фактичний коефіцієнт завантаження трансформатора:

$$\kappa_{з.ф} = \frac{S_{р.0,38}}{n_e S_{т.ном}}.$$

Потужність  $Q_{HK1}$  складе:

$$Q_{HK1} = Q_{р.0,38} - Q_{\max,т},$$

де  $Q_{р.0,38}$  – розрахункова реактивна потужність ЕП напругою 0,38 кВ, квар.

Якщо  $Q_{HK1} < 0$ , встановлювати БК на першому етапі розрахунку не потрібно; у цьому випадку  $Q_{HK1} = 0$ .

Величина  $Q_{HK2}$  визначається за виразом

$$Q_{HK2} = Q_{р.0,38} - Q_{HK1} - \gamma n_e S_{т.ном},$$

де  $\gamma$  – розрахунковий коефіцієнт, який визначають у функції показників  $K_1, K_2$ , схеми та напруги розподільної мережі.

Показник  $K_1$  характеризує відношення питомих витрат на НБК та БК середньої напруги та у практичних розрахунках для енергетичної системи України у разі тризмінної роботи дорівнює 11, у разі двозмінної і – 12, однозмінної – 24. Показник  $K_2$  враховує віддаленість ТП від РП ГПП та потужність трансформаторів.

Якщо в розрахунках отримаємо, що  $Q_{HK2} < 0$ , тоді додатково встановлювати конденсаторні батареї не потрібно.

У результаті розрахунків вибирають кількість і потужність трансформаторів, а також сумарну реактивну потужність  $Q_{\text{нк}}$ . Під час вибору кількості стандартних БК їх кількість повинна бути кратною кількості трансформаторів.

Аналогічно здійснюють вибір цехових трансформаторів інших цехів.

На підприємстві слід застосовувати, як правило, однотипні трансформатори. Споживачі з малою розрахунковою потужністю цехів слід заживлювати від ТП сусідніх цехів.

На діючих підприємствах встановлені, головним чином, конденсаторні установки типу УК-0,38 нерегульовані та УКН-0,38 регульовані потужністю 60...600 квар. Для розряду конденсаторів після їх відключення від мережі використовують зовнішні або вбудовані резистори, а також котушки індуктивності та первинні обмотки однофазних трансформаторів напруги.

### ***5.2.2 Вибір розподільних трансформаторів для району міста***

Для визначення кількості трансформаторів для живлення району міста треба спочатку визначитися відносно схеми живлення споживачів, тобто прийняти кільцеву чи двопроменеву схему живлення. В першому випадку будуть використовуватися однострансформаторні підстанції з двостороннім живленням, в другому – двотрансформаторні підстанції з одностороннім живленням і АВР на боці низької напруги. Вибрана схема живлення повинна бути аргументованою.

У разі однострансформаторних підстанцій коефіцієнт завантаження трансформаторів  $K_z$  у нормальному режимі роботи рекомендується в межах 0,9...0,95, для двотрансформаторних – 0,7...0,75.

Далі слід аргументовано прийняти потужність трансформаторів; в більшості випадків в електричних мережах міст на ТП використовуються трансформатори однакової потужності (400 або 630 кВ·А).

На основі генплану району будівлі міста розбиваються на окремі групи близького розташування, для яких визначається повна розрахункова потужність

$S_p$  відносно прийнятої потужності трансформатора  $S_{T.ном}$  та рекомендованого коефіцієнта завантаження  $K_3$ . Має виконуватись умова

$$K_3 S_{T.ном} \geq S_p.$$

Компенсація реактивної потужності в розподільних мережах району не передбачається. На генплані трансформатори бажано розташовувати у центрі групи споживачів.

### 5.2.3 Вибір відгалужень розподільних трансформаторів

Вибір відгалуження трансформатора проводять за умови допустимого усталеного відхилення напруги у споживачів. У режимі максимальних навантажень напруга на затискачах найвіддаленіших ЕП згідно ГОСТ 13109-97 та ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) не має знижуватись за  $0,95 U_n$ , тобто  $\delta U_{y-} \geq -5\%$ . У режимі мінімальних навантажень напруга на шинах РП низької напруги трансформатора не має перевищувати  $5\%$  номінальної напруги, тобто  $\delta U_{y+} \leq 5\%$ . Максимальним беруть розрахункове навантаження, а мінімальним за відсутності добового графіка електричних навантажень – навантаження, яке становить  $(25 \cdots 30)\%$  розрахункового:  $K_n = 0,25 \cdots 0,3$ .

Якщо враховувати, що напруга холостого ходу трансформатора на  $5\%$  перевищує номінальну напругу електричної мережі, то величини  $\delta U_y$  у відсотках будуть становити:

- для режиму максимальних навантажень:

$$\delta U_{y-} = E_T + 5 - \left( \Delta U_{B.K} + \Delta U_T + \sum_{i=1}^n \Delta U_{H.M} + \Delta U_{сп} \right) \geq -5;$$

- для режиму мінімальних навантажень:

$$\delta U_{y+} = E_T + 5 - K_n (\Delta U'_{B.K} + \Delta U'_T) - \Delta U'_{сп} \leq +5,$$

де  $E_T$  – величина добавки напруги на регульовальних відгалуженнях трансформатора, %;

$\Delta U_{B.K.}$ ,  $\Delta U'_{B.K.}$  – втрати напруги у високовольтному кабелі в режимах максимальних та мінімальних навантажень, %;

$\Delta U_T$ ,  $\Delta U'_T$  – втрата напруги в трансформаторі в режимах максимальних та мінімальних навантажень, %;

$\sum_{i=1}^n \Delta U_{H.M}$  – сумарна втрата напруги в магістральних лініях до споживача, %;

$n$  – кількість послідовних ділянок магістралей до споживача, шт.;

$\Delta U_{сп}$ ,  $\Delta U'_{сп}$  – втрата напруги в лінії найвіддаленішого споживача у режимах максимальних та мінімальних навантажень, %.

Величину  $\Delta U_T$  знаходять за виразом

$$\Delta U_T = \frac{S_p}{S_{T.ном}} (U_a \cos \varphi + U_p \sin \varphi),$$

де  $S_p$  – розрахункова потужність на вторинній стороні трансформатора, кВ·А;

$S_{T.ном}$  – номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$U_a = \frac{100P_K}{S_{T.ном}}$  – активний складник напруги короткого замикання (КЗ)

трансформатора, %;

$U_p = \sqrt{U_K^2 - U_a^2}$  – реактивний складник напруги КЗ трансформатора, %.

У разі розрахунку  $\Delta U'_T$  замість  $S_p$  береться  $S'_p$  – навантаження режиму мінімальних навантажень.

Підставляючи розрахункові дані у вирази  $\delta U_{y-}$  та  $\delta U_{y+}$  і вирішуючи нерівності, отримують потрібне  $E_T$  відгалуження трансформатора з діапазону  $[-5; -2,5; 0; 2,5; 5]$  % (таблиця 5.2).

Таблиця 5.2 – Додавки напруги розподільним трансформатором

Номер відгалуження	1	2	3	4	5
Вторинна напруга відносно номінальної $U_{2н}$ трансформатора, %	$0,95U_{2н}$	$0,975U_{2н}$	$1,0 U_{2н}$	$1,025 U_{2н}$	$1,05 U_{2н}$
Додавка напруги $E_t$ , % відносно номінальної напруги мережі	0	2,5	5	7,5	10

Якщо на затисках ЕП, СП або РП низької напруги ТП присутня конденсаторна батарея потужністю  $Q_{нБК}$ , то в лівих частинах нерівностей  $\delta U_{y-}$  та  $\delta U_{y+}$  додається додавка напруги низьковольтних конденсаторів  $E_{нБК}$ , яка у відсотках розраховується за формулою

$$E_{нБК} = \frac{Q_{нБК} x_m}{U_{ном}^2},$$

де  $x_m$  – реактивний опір мережі, що включає опір високовольтного кабелю, трансформатора і мережі 0,38 кВ до місця приєднання конденсаторів.

Вибір робочого відгалуження трансформатора також можна здійснювати з використанням таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Вибір робочого відгалуження розподільних трансформаторів

Втрати напруги у розподільній мережі низької напруги $\Delta U_m$ , %	0...2,5	2,5...5	5...7,5	7,5...10	Більше 10
Додавка напруги $E_t$ , %	0	2,5	5	7,5	10
Номер відгалуження	1	2	3	4	5

### 5.3 Вибір провідників

Вибір перерізів електричних мереж різних класів номінальних напруг є важливим етапом будь-якого проєкту електропостачання. Відповідно до чинних нормативних документів, вибір параметрів всіх основних елементів СЕП здійснюється виходячи з економічних міркувань за умови задоволення ряду технічних вимог, яких слід дотримуватися в нормальному та післяаварійному режимах. Разом із тим, як показує досвід проєктування, у багатьох випадках саме технічні критерії є визначальними при виборі параметрів елементів



електричних мереж. Очевидно, що дані вимоги не повністю ідентичні для різних елементів і залежать від ряду факторів: їх конструктивного виконання, номінальної напруги, наявності необхідної інформації та т.д. Зокрема, наприклад, при виборі перерізів всі електричні мережі діляться на дві принципові групи: мережі номінальною напругою до і понад 1000 В.

В електричних мережах промислових об'єктів на напругу до 1000 В як провідники використовують проводи, кабелі та шинопроводи, а на напругу понад 1000 В – проводи, кабелі та струмопроводи.

В електричних мережах цивільного призначення на напругу до 1000 В як провідники використовують проводи та кабелі; в останні роки стояки в багатоповерхових житлових і громадських будинках виконують шинопроводами. У цих електричних мережах на напругу понад 1000 В застосовують проводи та кабелі.

Типи кабелів і проводів, а також способи їх прокладання вибирають залежно від оточуючого середовища (нормальне, вибухо- або пожежонебезпечне, корозійне тощо).

Для окремого ЕП лінія живлення вибирається за допустимим струмом навантаження в нормальному режимі роботи. За розрахунковий струм приймають його номінальний струм  $I_n$ . Якщо ця лінія виконується проводами в трубах, здійснюють вибір діаметра труби.

Мінімально допустимі перерізи мережі напругою до 1000 В, у загальному випадку, повинні відповідати таким вимогам.

1. Втрата напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини:

$$\Delta U_p \leq \Delta U_{\text{доп}}.$$

При цьому втрата напруги (у відсотках від номінального значення) на ділянці мережі визначається наступним чином

$$\Delta U_p = \frac{(P_p r_0 + Q_p x_0) L}{10 U_H^2},$$

де  $r_0$ ,  $x_0$  – погонні активний і реактивний опори однієї фази дроту (або кабелю), Ом/км;

$L$  – довжина ділянки мережі, км.

Допустиму втрату напруги в мережі  $\Delta U_{\text{доп}}$  розраховують за виразом

$$\Delta U_{\text{доп}} = \delta U_{\text{у.ЦЖ}} + E_{\text{БК}} + E_{\text{Т}} - \delta U_{\text{у.ЕП.доп}},$$

де  $\delta U_{\text{у.ЦЖ}}$  – фактичне усталене відхилення напруги в ЦЖ (шини 6(10) кВ ГПП);

$E_{\text{Т}}$ ,  $E_{\text{БК}}$  – добавки напруги, що створюють розподільні трансформатори та БК (у разі їх наявності) відповідно;

$\delta U_{\text{у.ЕП.доп}}$  – допустиме усталене відхилення напруги на затискачах ЕП, дорівнює  $\pm 5\%$  у нормальному режимі роботи мережі та  $\pm 10\%$  – у максимальному (післяаварійному) режимі роботи.

Значення величини  $E_{\text{Т}}$  визначається за таблицею 5.2 або таблицею 5.3 залежно від робочого відгалуження трансформатора.

Якщо  $\delta U_{\text{у.ЦЖ}} = 5\%$ ,  $E_{\text{БК}} = 0$ ,  $E_{\text{Т}} = 5\%$ ,  $\delta U_{\text{у.ЕП.доп}} = -5\%$ , то  $\Delta U_{\text{доп}} = 15\%$ .

Значення величини  $E_{\text{БК}}$  розраховують за виразом

$$E_{\text{БК}} = \frac{Q_{\text{БК}} x_{\text{м}}}{10 U_H^2},$$

де  $Q_{\text{БК}}$  – потужність БК, квар;

$x_{\text{м}}$  – реактивний опір мережі від ЦЖ до місця встановлення БК, Ом.

Значення  $\Delta U_{\text{доп}}$  містить в собі допустимі втрати напруги  $\Delta U_{\text{СН,доп}}$  в лініях 6...35 кВ від ЦЖ до ТП (середня напруга),  $\Delta U_{\text{НН,доп}}$  в лініях 0,38 кВ від шин вторинної напруги ТП до найвіддаленішого ЕП (низька напруга),  $\Delta U_{\text{т.доп}}$  у розподільному трансформаторі. Економічний розподіл  $\Delta U_{\text{доп}}$  на ці складники можна здійснити тільки на основі техніко-економічних розрахунків. Виходячи з практики електропостачання рекомендуються у нормальних режимах такі значення цих складових:

- для мереж НН – від 5 % до 6,5 %, з них на ділянці мережі від шин ТП до вводу в будинок – від 3,5 % до 5,5 %, а на ділянці від вводу в будинок до найвіддаленішого ЕП – від 2,5 % до 1 %;
- для розподільних трансформаторів – 5 %;
- для повітряних мереж середньої напруги – 8 %;
- для кабельних мереж середньої напруги – 6 %;
- для сільських повітряних мереж середньої напруги – 10 %.

У післяаварійних режимах допускається збільшення вказаних значень для повітряних мереж до 12 %, для кабельних – до 10 %.

2. Втрата напруги у післяаварійному режимі не повинна більш ніж на 5 % перевищувати допустиму (в нормальному режимі) величину:

$$\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5 \% .$$

3. Струмове навантаження в нормальному режимі не повинно перевищувати допустиму величини, визначену з урахуванням умов прокладки лінії:

$$I_{\text{р}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 \text{ – для КЛ та } I_{\text{р}} \leq I_{\text{доп}} K_1 \text{ – для ПЛ,}$$

де  $I_{\text{доп}}$  – допустима тривалість струмового навантаження, А, що визначається за каталожними даними з урахуванням марки кабелю (проводу) і

враховує спосіб його прокладки (у землі, у повітрі, у трубах і т.д.), або визначається за таблицею 14 або 15 довідкових даних;

$K_1$  – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю (таблиця 16 довідкових даних) або ПЛ;

$K_2$  – поправочний коефіцієнт, який приймає до уваги кількість поряд прокладених кабелів (таблиця 17 довідкових даних).

4. Струмове навантаження у післяаварійному режимі не повинно перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_{\text{п/а}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}} - \text{для КЛ та } I_{\text{п/а}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_{\text{пер}} - \text{для ПЛ,}$$

де  $K_{\text{пер}}$  – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження та попереднього завантаження КЛ (таблиця 18 довідкових даних).

Для ПЛ коефіцієнт допустимого перевантаження приймається рівним 1,3. При цих умовах збільшення стріли провисання (викликане додатковим нагріванням дроту) не перевищує допустимого значення.

5. Обраний переріз повинен відповідати параметрам захисного апарату встановленого на лінії:

$$I_{\text{доп}} \geq K_3 I_3,$$

де  $K_3$  – коефіцієнт кратності захисту (таблиця 5.4);

$I_3$  – номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарату.

При виборі значень необхідно враховувати, що захисту від перевантажень і струмів КЗ підлягають всі мережі всередині приміщень, виконані відкрито прокладеними, незахищеними ізольованими провідниками з горючою оболонкою, а також мережі всередині приміщень, виконані захищеними провідниками прокладеними в трубах, не горючих будівельних конструкціях і т.п., у вибухонебезпечних приміщеннях; силові мережі, коли за умовами

технологічного процесу можливі тривалі перевантаження; освітлювальні мережі у житлових, громадських будівлях і пожежонебезпечних приміщеннях. Всі інші мережі захищаються тільки від КЗ.

Таблиця 5.4 – Значення коефіцієнта кратності захисту

Параметр захисного апарата	Для мереж з обов’язковим захистом від перевантажень			Для мереж, що не потребують захист від перевантажень
	з резиновою ізоляцією		з паперовою ізоляцією	
	житлові, торгівельні, вибухо- та пожежонебезпечні приміщення	інші приміщення		
Номінальний струм плавкої вставки запобіжника	1,25	1,0	1,0	0,33
Струм уставки автоматичного вимикача з миттєво діючим розчіплювачем	1,25	1,0	1,0	0,22
Номінальний струм розчіплювача автоматичного вимикача з нерегульованою обернено-залежною від струму характеристикою	1,0	1,0	1,0	1,0
Струм дотику розчіплювача автоматичного вимикача з регульованою обернено-залежною від струму характеристикою	1,0	1,0	0,8	0,66

Традиційно вибір перерізів ліній напругою до 1000 В здійснюють за допустимою втратою напруги. Для деякої ділянки мережі з навантаженням  $P_p$  і  $Q_p$  та параметрами  $L$ ,  $r_0$ ,  $x_0$  можна записати

$$\Delta U = \Delta U_P + \Delta U_Q = \frac{P_p R}{10U_H^2} + \frac{Q_p X}{10U_H^2} = \frac{P_p r_0 L}{10U_H^2} + \frac{Q_p x_0 L}{10U_H^2}.$$

При вирішенні завдання вибору перерізів виходять із припущення, що реактивний опір як ПЛ, так і КЛ мало залежить від значення перерізу.

Це дає змогу припустити наступний алгоритм вирішення задачі:

1. Задають усереднене значення погонного реактивного опору  $x_0$ .
2. Обчислюють реактивну складову втрати напруги

$$\Delta U_Q = \frac{Q_p x_0 L}{10U_H^2}.$$

3. Визначають активну складову допустимої втрати напруги

$$\Delta U_{P_{\text{доп}}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_Q.$$

4. Отримане значення  $\Delta U_{P_{\text{доп}}}$  може бути використано для визначення перерізу лінії, враховуючи, що

$$\Delta U_P = \frac{P_p r_0 L}{10U_H^2} = \frac{P_p \rho L}{10U_H^2 F}.$$

$$\text{Тоді } F = \frac{\rho \sum P_p L}{10U_H^2 \Delta U_{\text{доп}}},$$

де  $\rho$  – питомий опір дроту або кабелю, для алюмінію –  $\rho=26,2-29,5$  Ом/км·мм<sup>2</sup>, для міді –  $\rho=17,24-18$  Ом/км·мм<sup>2</sup> (для розрахунків приймаємо середнє значення, для алюмінію –  $\rho=27,85$  Ом/км·мм<sup>2</sup>, для міді –  $\rho=17,62$  Ом/км·мм<sup>2</sup>);

$\Delta U_{\text{доп}}$  – допустима втрата напруги, у % від номінального значення.

5. Отриманий переріз округлюють до найближчого стандартного більшого та визначають величину втрати напруги  $\Delta U$  вже з урахуванням фактичних значень  $r_0$  і  $x_0$ . Якщо  $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$ , то вибраний переріз відповідає умовам і вибір перерізу завершено. В іншому випадку – переріз підсилюють.

При виборі КЛ рішення задачі може бути отримано простіше. На практиці при проєктуванні КЛ реактивним опором нехтують. В цьому випадку переріз може бути обчислено безпосередньо на основі заданої величини допустимої втрати напруги

$$F = \frac{P_p \rho L}{10 U_n^2 \Delta U_{\text{доп}}}.$$

У реальних умовах мережі низької напруги часто будуються по магістральним схемам. У цьому випадку для вибору перерізів може бути використано кілька стратегій. Найбільш вживаним на практиці методом є розрахунок на сталість перерізу.

Переріз мереж даного класу номінальних напруг вибирається на основі економічних міркувань, при виконанні ряду технічних вимог. При цьому деякі технічні вимоги аналогічні тим, які висувалися і до мереж напругою до 1000 В:

1. Струмове навантаження в нормальному режимі не повинно перевищувати допустиму величини, визначену з урахуванням умов прокладки лінії:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 \text{ — для КЛ та } I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 \text{ — для ПЛ,}$$

де  $I_{\text{доп}}$  — допустима тривалість струмового навантаження, А, що визначається за каталожними даними з урахуванням марки кабелю (проводу) і враховує спосіб його прокладки (у землі, у повітрі, у трубах і т.д.), або визначається за таблицею 13 довідкових даних;

$K_1$  — коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю (таблиця 16 довідкових даних) або ПЛ;

$K_2$  — поправочний коефіцієнт, який приймає до уваги кількість поряд прокладених кабелів (таблиця 17 довідкових даних).

2. Струмове навантаження у післяаварійному режимі не повинно перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_{\text{п/а}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}} - \text{для КЛ та } I_{\text{п/а}} \leq I_{\text{доп}} K_1 K_{\text{пер}} - \text{для ПЛ},$$

де  $K_{\text{пер}}$  – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження та попереднього завантаження КЛ (*таблиця 18 довідкових даних*).

Для ПЛ коефіцієнт допустимого перевантаження приймається рівним 1,3. При цих умовах збільшення стріли провисання (викликане додатковим нагріванням дроту) не перевищує допустимого значення.

Окрім цього для мереж даного класу необхідно виконання наступних умов.

1. Для КЛ обраний переріз не повинен бути меншим мінімально допустимого за умовами термічної стійкості струмів КЗ

$$F \geq F_{\text{КЗ}}^{\min}, \quad F_{\text{КЗ}}^{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C},$$

де  $B_k$  – так званий тепловий імпульс;

$C$  – термічний коефіцієнт.

Зокрема, для КЛ 10 кВ із алюмінієвими жилами та полівінілхлоридною або гумовою ізоляцією  $C = 75 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ , а для аналогічних КЛ з поліетиленовою ізоляцією  $C = 62 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$ .

2. Для ПЛ додатково повинні бути також перевірено вимоги щодо забезпечення механічної міцності

$$F \geq F_{\text{мех}}^{\min}$$



та умов коронування

$$F \geq F_{\text{кор}}^{\min}.$$

Остання умова стосується мереж номінальною напругою 35 кВ і вище.

Для ПЛ рекомендовані мінімальні значення перерізів проводів залежно від напруги, які одночасно забезпечують умови економічності, механічної міцності та коронування.

Якщо вся розподільна лінія виконується кабелем одного перерізу, то, очевидно, умови допустимості нормального та післяаварійного режимів перевіряються за відповідними навантаження **головної ділянки**. При цьому зазначене навантаження обчислюється з урахуванням коефіцієнта суміщення максимуму (*таблиця 9 довідкових даних* та/або таблиця 3.14 [ДБН В.2.5-23:2010]), беручи до уваги фактичне число трансформаторів, які отримують живлення від головної ділянки лінії відповідно в нормальному та післяаварійному режимах.

Виконання всіх перерахованих вище пунктів дає змогу вибрати мінімально допустимий переріз з точки зору технічних вимог. Питання доцільності збільшення отриманого перерізу має вирішуватися на основі економічних міркувань. Як показує досвід, у цьому випадку зазвичай достатньо проаналізувати не більше 2-3 альтернативних варіантів.

З огляду на широке застосування автоматизованих систем при проєктуванні електричних мереж, сьогодні остаточний вибір перерізу необхідно проводити на основі прямих економічних розрахунків, що дає змогу врахувати як конкретні умови проєктування об'єкта, так і особливості фінансування будівельно-монтажних робіт і цілий ряд інших важливих факторів. У цьому випадку мова йде тільки про оцінку економічної доцільності збільшення обраної з технічних міркувань мінімально допустимого перерізу.

#### 5.4 Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електроенергії

Для оцінки очікуваної величини недоотриманої електроенергії можна використовувати так звану структурно-логічну матрицю. Принцип її формування полягає в наступному. Рядки матриці відповідають вузлам мережі, які представлені середніми значеннями своїх навантажень. Стовпці матриці відповідають ділянкам мережі, які характеризуються їх довжинами. Комірки матриці заповнюються значеннями часу відновлення електропостачання, яке необхідне для відновлення живлення даного вузла мережі (рядок матриці) у разі пошкодження на відповідній ділянці лінії (стовпець матриці), враховуючи всі встановлені в мережі комутаційні та захисні апарати і резервні джерела живлення (таблиця 5.5).

Таблиця 5.5 – Структурно-логічна матриця

Навантаження вузла	Ланки лінії				
	$L_{1-2}$	$L_{2-3}$	$L_{3-4}$	...	$L_{11-14}$
$P_{\text{сер}2}$				$\tau_B$	
$P_{\text{сер}3}$				$\tau_{\text{л}}$	
...	...	...	...	...	...
$P_{\text{сер}14}$				$\tau_B$	

На підставі даної матриці сумарна величина недоотриманої електроенергії може бути обчислена за виразом

$$EENS = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \omega_0 L_i P_{\text{сер},j} \tau_{i,j},$$

де  $\omega_0$  – середнє питоме значення параметру потоку відмов лінії, відмов/рік на км лінії;

$L_i$  – довжина  $i$ -ї ланки, км;

$P_{\text{сер},j}$  – середнє (за рік) навантаження вузла  $j$ , кВт;

$\tau_{i,j}$  – значення часу відновлення електропостачання, занесені на попередньому етапі у відповідні комірки структурно-логічної матриці, год;

$m$  – кількість вузлів навантажень;

$n$  – кількість ділянок даної лінії.

## 5.5 Розрахунок технічних втрат електричної енергії в елементах систем електропостачання

### 5.5.1 Метод поелементних розрахунків

У розподільній мережі 6 ... 10 кВ при наявності можливості систематичної актуалізації навантажень розподільних трансформаторів (координації оцінок навантажень ТП з результатами оперативних вимірів сумарного навантаження на головному ділянці відповідної лінії) та детальної інформації про топології і параметрах мережі найкращим є метод поелементних розрахунків. Як уже було показано вище, процедури корекції навантажень побудовані таким чином, що величина втрат потужності для кожного  $t$ -го тимчасового інтервалу обчислюється в процесі визначення поточкорозподілу. Зокрема, втрати потужності на ділянках мережі при цьому знаходимо наступним чином

$$\begin{aligned}\Delta P_{i,i+1,t} &= 3I_{i,i+1,t}^2 R_{i,i+1} = 3 \frac{P_{i,i+1,t}^2 + Q_{i,i+1,t}^2}{(U_{i,t} + U_{i+1,t})^2} R_{i,i+1,t}, \\ \Delta Q_{i,i+1,t} &= 3I_{i,i+1,t}^2 X_{i,i+1} = 3 \frac{P_{i,i+1,t}^2 + Q_{i,i+1,t}^2}{(U_{i,t} + U_{i+1,t})^2} X_{i,i+1,t},\end{aligned}\quad (5.1)$$

де  $I_{i,i+1,t}$ ,  $P_{i,i+1,t}$ ,  $Q_{i,i+1,t}$  – навантаження, що протікає по ділянці  $i, i+1$  опором  $R_{i,i+1}$  та  $X_{i,i+1}$  відповідно;

$U_i$ ,  $U_{i+1}$  – напруга у початковій та кінцевій точках ( $i$  та  $i+1$ ) ділянки розподільної лінії, яка розглядається.

Втрати електричної енергії для окремих ділянок мережі за певний (звітний) період  $T$  визначають шляхом послідовного підсумовування отриманих відповідно до (5.1) значень втрат потужності

$$\Delta A_{Pi,i+1} = \sum_{t=1}^T (\Delta P_{i,i+1,t} t_{i,i+1}),$$

$$\Delta A_{Qi,i+1} = \sum_{t=1}^T (\Delta Q_{i,i+1,t} t_{i,i+1}).$$

Однак важливо підкреслити, що якщо у процесі моделювання режиму електричної мережі були визначено графіки навантаження по активній і реактивній потужностях для конкретного сезону та навіть для характерних днів тижня по всім розподільним трансформаторам, то це не є достатньою підставою для використання методу поелементних розрахунків. Зазначені показники відображають режим мережі «у середньому» і без наявності в СЕП системи телевимірювань (тобто можливості постійної актуалізації навантажень) і телесигналізації або іншої форми контролю поточної топології мережі, не можуть бути використані для оперативних розрахунків втрат.

У зв'язку з цим розглянутий метод швидше орієнтований на застосування в електричних мережах більш високих номінальних напруг, де перераховані вимоги виконуються. У розподільних енергокомпаніях метод поелементних розрахунків реально може бути застосований для розрахунків у, так званому, «квазіреальному» часі. У цьому випадку вимірювання на підстанціях, дані про зміну топології мережі (незалежно від того яким чином вони отримані) акумулюються у базі даних інформаційно-обчислювальної системи та використовуються для моделювання режиму і розрахунку втрат з певною «витримкою часу». Таким чином, наприклад, можуть визначатися втрати енергії за певний звітний (минулий) період часу.

У даний час у вітчизняних розподільних енергокомпаніях даний метод у чистому вигляді практично не використовуються. Це пов'язано, у першу чергу, за відсутності можливості систематично проводити виміри навантажень на головних ділянках розподільних ліній, передавати результати вимірювань в

диспетчерську службу, актуалізувати топологію мережі і, відповідно, здійснювати корекцію режиму в реальному часі.

Формули для визначення втрат електричної енергії для лінії та трансформатору згідно методу поелементних розрахунків наведено у таблиці 5.6.

Таблиця 5.6

<b>МЕТОД ПОЕЛЕМЕНТНИХ РОЗРАХУНКІВ</b>	
Початкові дані	<b>графік!</b> , параметри лінії/трансформатору
Лінія	$\Delta A_P = \sum_{i=1}^n (\Delta P_i t_i) = \sum_{i=1}^n \left[ \left( \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_H^2} r_0 L_{\text{л}} \right) t_i \right] = \frac{r_0 L_{\text{л}}}{U_H^2} \sum_{i=1}^n \left[ (P_i^2 + Q_i^2) t_i \right],$ $\Delta A_Q = \sum_{i=1}^n (\Delta Q_i t_i) = \sum_{i=1}^n \left[ \left( \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_H^2} x_0 L_{\text{л}} \right) t_i \right] = \frac{x_0 L_{\text{л}}}{U_H^2} \sum_{i=1}^n \left[ (P_i^2 + Q_i^2) t_i \right].$
Трансформатор	$\Delta A_P = \sum_{i=1}^n (\Delta P_i t_i) + \Delta P_{\text{пост}} T_{\text{вкл}} = \sum_{i=1}^n \left[ \Delta P_{\text{к.3}} \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{S_H^2} t_i \right] + \Delta P_{\text{х.х}} T_{\text{вкл}} =$ $= \frac{\Delta P_{\text{к.3}}}{S_H^2} \sum_{i=1}^n \left[ (P_i^2 + Q_i^2) t_i \right] + \Delta P_{\text{х.х}} T_{\text{вкл}},$ $\Delta A_Q = \sum_{i=1}^n (\Delta Q_i t_i) + \Delta Q_{\text{пост}} T_{\text{вкл}} = \sum_{i=1}^n \left[ \frac{u_{\text{к.3}}}{100} \frac{(P_i^2 + Q_i^2)}{S_H} t_i \right] + \frac{I_{\text{х.х}}}{100} S_H T_{\text{вкл}} =$ $= \frac{u_{\text{к.3}}}{100 \cdot S_H} \sum_{i=1}^n \left[ (P_i^2 + Q_i^2) t_i \right] + \frac{I_{\text{х.х}}}{100} S_H T_{\text{вкл}}$
Допоміжні вирази	$\sum_{i=1}^n t_i = T_{\text{р}}.$

### 5.5.2 Метод середніх навантажень

В якості альтернативного способу обчислення втрат енергії можна розглядати метод середніх навантажень. Відповідно до даного методу втрати енергії в сукупності ділянок лінії розподільчої мережі або трансформатора за розрахунковий період часу  $T_p$  обчислюються згідно виразу

$$\begin{aligned}\Delta A_P &= \Delta P_{\text{сер}} T_p K_f^2, \\ \Delta A_Q &= \Delta Q_{\text{сер}} T_p K_f^2,\end{aligned}\tag{5.2}$$

де  $\Delta P_{\text{сер}}$ ,  $\Delta Q_{\text{сер}}$  – втрати потужності в лінії або трансформаторі при середніх, за розрахунковий період  $T_p$ , значеннях навантажень;

$K_f^2$  – коефіцієнт форми графіка навантаження за розрахунковий період.

Очевидно, що даний метод, перш за все, орієнтований на енергосистеми з розвиненою системою обліку електроспоживання. У цьому випадку не виникає труднощів з визначенням середніх навантажень у вузлах мережі й обчисленням відповідної величини втрат потужності на основі схемотехнічних розрахунків ( $\Delta P_{\text{сер}}$ ,  $\Delta Q_{\text{сер}}$ ). У найбільшій мірі цим умовам відповідають СЕП великих промислових підприємств, що впровадили системи АСКОЕ/АСОЕ.

Відсутність достовірних даних про електроспоживання в необхідному обсязі, тобто для всіх навантажувальних вузлів розподільної мережі, не дає змоги безпосередньо використовувати цей метод у більшості розподільних енергокомпаніях. Разом із тим, сучасні інформаційно-обчислювальні системи дають можливість реалізувати зазначений підхід за рахунок застосування відповідних алгоритмів моделювання режимів електричних мереж.

Визначається середнє значення сумарного навантаження наступним чином

$$P_{\text{сер}} = \frac{A_P}{T_p}, \quad Q_{\text{сер}} = \frac{A_Q}{T_p},$$

де  $A_p$ ,  $A_Q$  – дані фактичного відпуску електроенергії в мережу за весь розрахунковий період  $T_p$ , кВт·год і квар·год відповідно.

З огляду на реальне інформаційне забезпечення, супутнє застосування даного розрахункового методу, коефіцієнт форми в (5.2) може бути визначений таким чином:

$$K_f^2 = \frac{1 + 2K_3}{3K_3}, \text{ де } K_3 = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{max}}},$$

або

$$K_f^2 = \left( \frac{1090}{T_{\text{max}}} + 0,876 \right)^2.$$

При цьому, такі параметри як максимальне навантаження  $P_{\text{max}}$ , обсяг відпуску електроенергії у мережу  $A_p$  та  $A_Q$ , необхідні для розрахунку  $P_{\text{сер}}$ ,  $T_{\text{max}}$ , визначаються шляхом безпосередніх вимірювань, що реалізуються на головному ділянці розглянутої лінії розподільної мережі. У той же час, неможливість об'єктивного визначення зазначених параметрів незалежно для кожної ділянки розподільної мережі робить недоцільним застосування даного методу для розрахунку втрат електроенергії по окремих елементах лінії.

Формули для визначення втрат електричної енергії для лінії та трансформатору згідно методу середніх навантажень наведено у таблиці 5.7.

### **5.5.3 Метод кількості годин найбільших втрат**

Відсутність (з тих чи інших причин) можливості моделювання графіків навантажень ТП, або визначення даних про електроспоживання (відпуск електричної енергії в мережу), автоматично роблять неможливим застосування даного методу для розрахунку втрат електричної енергії. У цих умовах в якості найбільш прийняттого розглядається метод числа годин найбільших втрат.

Таблиця 5.7

<b>МЕТОД СЕРЕДНІХ НАВАНТАЖЕНЬ</b>	
Початкові дані	<b>відпуск у мережу!</b> ( $A_P, A_Q$ ), параметри лінії/трансформатору
Лінія	$\Delta A_P = \Delta P_{\text{сер}} T_p K_f^2 = \frac{P_{\text{сер}}^2 + Q_{\text{сер}}^2}{U_H^2} r_0 L_{\text{л}} T_p K_f^2,$ $\Delta A_Q = \Delta Q_{\text{сер}} T_p K_f^2 = \frac{P_{\text{сер}}^2 + Q_{\text{сер}}^2}{U_H^2} x_0 L_{\text{л}} T_p K_f^2$
Трансформатор	$\Delta A_P = \Delta P_{\text{сер}} T_p K_f^2 + \Delta P_{\text{пост}} T_{\text{вкл}} = \Delta P_{\text{к.з}} \frac{P_{\text{сер}}^2 + Q_{\text{сер}}^2}{S_H^2} T_p K_f^2 + \Delta P_{\text{х.х}} T_{\text{вкл}},$ $\Delta A_Q = \Delta Q_{\text{сер}} T_p K_f^2 + \Delta Q_{\text{пост}} T_{\text{вкл}} = \frac{u_{\text{к.з}}}{100} \frac{P_{\text{сер}}^2 + Q_{\text{сер}}^2}{S_H} T_p K_f^2 + \frac{I_{\text{х.х}}}{100} S_H T_{\text{вкл}}$
Допоміжні вирази	$P_{\text{сер}} = \frac{A_P}{T_p}, \quad Q_{\text{сер}} = \frac{A_Q}{T_p},$ $K_f^2 = \frac{1+2K_3}{3K_3}, \text{ де } K_3 = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{max}}}, \left( K_3 = \frac{Q_{\text{сер}}}{Q_{\text{max}}} \right), \text{ або}$ $K_f^2 = \left( \frac{1090}{T_{\text{max}}} + 0,876 \right)^2.$

Відповідно до даного методу

$$\Delta A_P = \Delta P_{\text{max}} \tau_{\text{max}},$$

$$\Delta A_Q = \Delta Q_{\text{max}} \tau_{\text{max}}.$$

Величина  $\Delta P_{\text{max}}$  визначається у процесі виконання схемотехнічних розрахунків.

Для визначення значень часу максимальних втрат  $\tau_{\text{max}}$  найчастіше застосовується одна з наступних емпіричних формул:

$$\tau_{\text{max}} = \frac{K_3 + 2K_3^2}{3} T, \text{ де } K_3 = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{max}}}, \quad K_3 = \frac{Q_{\text{сер}}}{Q_{\text{max}}}$$

або

$$\tau_{\text{max}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 T, \text{ де } T_{\text{max}} = \frac{A_P}{P_{\text{max}}}, \quad T_{\text{max}} = \frac{A_Q}{Q_{\text{max}}}.$$



При відсутності даних про відпуск електричної енергії в конкретну лінію мережі, значення  $\tau_{\max}$  доводиться обчислювати на підставі відповідних вимірювань, реалізованих на шинах підстанції. Очевидно, що при використанні даного методу важко розраховувати, що спроба визначення втрат енергії по кожній із ділянок лінії може забезпечити прийнятну точність результатів.

У ситуаціях, коли фіксуються зміни топології розподільної лінії протягом розрахункового періоду, проте є тільки інтегральні дані про відпуск електричної енергії у мережу, відсутня будь-які переконливі обґрунтування для незалежного розрахунку  $\tau_{\max}$  по окремим тимчасових інтервалах. Тому в подібних випадках розрахунок втрат потужності необхідно здійснювати незалежно для кожного з зафіксованих станів мережі, а визначення втрат електричної енергії проводити при єдиному значенні  $\tau_{\max}$ .

Очевидно, що даний розрахунковий метод володіє найбільшою методичної похибкою. Разом із тим, він знаходить широке застосування при вирішенні проєктних завдань, коли важко розраховувати на наявність більшого обсягу інформації.

Формули для визначення втрат електричної енергії для лінії та трансформатору згідно методу середніх навантажень наведено у таблиці 5.8.

Таблиця 5.8

<b>МЕТОД ЧИСЛА ГОДИН НАЙБІЛЬШИХ ВТРАТ</b>	
Початкові дані	невелика кількість початкових даних, з яких більшість мають нижній <b>індекс «max»</b> , параметри лінії/трансформатору
Лінія	$\Delta A_P = \Delta P_{\max} \tau_{\max} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_H^2} r_0 L_{\text{л}} \tau_{\max},$ $\Delta A_Q = \Delta Q_{\max} \tau_{\max} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_H^2} x_0 L_{\text{л}} \tau_{\max}$
Трансформатор	$\Delta A_P = \Delta P_{\max} \tau_{\max} + \Delta P_{\text{пост}} T_{\text{вкл}} = \Delta P_{\text{к.з}} \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_H^2} \tau_{\max} + \Delta P_{\text{х.х}} T_{\text{вкл}},$ $\Delta A_Q = \Delta Q_{\max} \tau_{\max} + \Delta Q_{\text{пост}} T_{\text{вкл}} = \frac{u_{\text{к.з}}}{100} \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{S_H} \tau_{\max} + \frac{I_{\text{х.х}}}{100} S_H T_{\text{вкл}}$
Допоміжні вирази	$\tau_{\max} = \frac{K_3 + 2K_3^2}{3} T_p, \text{ де } K_3 = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\max}}, \left( K_3 = \frac{Q_{\text{сер}}}{Q_{\max}} \right)$ <p style="text-align: center;">або</p> $\tau_{\max} = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 T_p, \text{ де } T_{\max} = \frac{A_P}{P_{\max}}, \left( T_{\max} = \frac{A_Q}{Q_{\max}} \right).$ <p>Розрахункове максимальне навантаження, яке визначене за максимальною температурою нагрівання провідників, називають скорочено розрахунковим навантаженням. Тому необхідно пам'ятати, що <math>P_p = P_{\max}</math> та <math>Q_p = Q_{\max}</math>.</p>

## Додаток А Титульний аркуш та бланк завдання до курсового проєкту

Форма № Н-6.01

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

(повна назва кафедри, циклової комісії)

## КУРСОВИЙ ПРОЄКТ

з дисципліни «Системи електропостачання»

(назва дисципліни)

на тему: «Вибір елементів схеми електропостачання»

Студента (ки) 4 курсу групи ОЕ-81  
спеціальності 141 «Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка»  
освітньої програми «Системи забезпечення  
споживачів електричною енергією»

(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доц., доц.ФЕДОСЕНКО Микола

(науковий ступінь, посада, вчене звання, прізвище та ініціали)

Традиційна оцінка \_\_\_\_\_

Кількість балів: \_\_\_\_\_

Члени комісії

(підпис)

к.т.н., доц. ЯРМОЛЮК Олена

(науковий ступінь, посада, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

д.т.н., проф., доц. ПОПОВ Володимир

(науковий ступінь, посада, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

(науковий ступінь, посада, вчене звання, прізвище та ініціали)

**Приклад** заповнення завдання та календарного плану на курсовий проєкт

КПІ ім. Ігоря Сікорського					
(назва вищого навчального закладу)					
<b>Кафедра</b>	електропостачання				
<b>Дисципліна</b>	Системи електропостачання				
<b>Спеціальність</b>	141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»				
<b>Освітня програма</b>	Системи забезпечення споживачів електричною енергією				
<b>Курс</b>	4/3	<b>Група</b>	ОЕ-81/ОЕ-п91	<b>Семестр</b>	7/5

### ЗАВДАННЯ

#### на курсовий проєкт студента

(прізвище, ім'я, по батькові)	
<b>1 Тема роботи</b>	Вибір елементів схеми електропостачання
<b>2 Термін здачі студентом закінченої роботи</b>	01.12.2021
<b>3 Початкові дані до роботи</b>	Згідно навчального посібника у відповідності до варіанту
<b>4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають обробці)</b>	
1. Визначення розрахункових навантажень у системах електропостачання промислових підприємств.	
2. Визначення розрахункових навантажень у системах електропостачання міст.	
3. Визначення перерізу ліній напругою до 1 кВ.	
4. Визначення перерізу ліній напругою 10 кВ.	
5. Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії у повітряній лінії. Визначення рівня зниження очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії у повітряній лінії.	
6. Визначення розрахункових навантажень на шинах 10 кВ підстанції.	
7. Визначення номінальної потужності трансформаторів 35/10 кВ і річних втрат електричної енергії у них.	
<b>5 Перелік графічного матеріалу (з точною вказівкою обов'язкових креслень)</b>	
1 План розташування електрообладнання та розводки електричної мережі.	
<b>6 Дата видачі завдання</b>	14.09.2021

## Календарний план

№	Назва етапів курсового проєкту	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Визначення розрахункових навантажень у системах електропостачання промислових підприємств		
2	Визначення розрахункових навантажень у системах електропостачання міст		
3	Визначення перерізу ліній напругою до 1 кВ		
4	Визначення перерізу ліній напругою 10 кВ		
5	Розрахунок очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії у повітряній лінії. Визначення рівня зниження очікуваної величини недовідпущеної електричної енергії у повітряній лінії		
6	Визначення розрахункових навантажень на шинах 10 кВ підстанції.		
7	Визначення номінальної потужності трансформаторів 35/10 кВ і річних втрат електричної енергії у них		
8	Графічна частина		
9	Оформлення пояснювальної записки		
Студент			
		(підпис)	
Керівник			
		(підпис)	
		(Ім'я, ПРІЗВИЩЕ)	
«	»		
		2021	р.

## Додаток Б Приклад оформлення змісту

### ЗМІСТ

ЗАВДАННЯ ТА ПОЧАТКОВІ ДАНІ.....	4
ВСТУП.....	5
1 ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ У СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРОМИСЛОВИХ ПІДПРИЄМСТВ.....	6
2 ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ У СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МІСТ.....	9
2.1 Розрахункове навантаження при нормальному режимі роботи.....	9
2.2 Розрахункове навантаження при післяаварійному режимі роботи....	11
3 ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРЕРІЗУ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ до 1 кВ.....	13
4 ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРЕРІЗУ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 10 кВ.....	15
5 РОЗРАХУНОК ОЧІКУВАНОЇ ВЕЛИЧИНИ НЕДОВІДПУЩЕНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ у ПОВІТРЯНІЙ ЛІНІЇ. ВИЗНАЧЕННЯ РІВНЯ ЗНИЖЕННЯ ОЧІКУВАНОЇ ВЕЛИЧИНИ НЕДОВІДПУЩЕНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ у ПОВІТРЯНІЙ ЛІНІЇ.....	17
6 ВИЗНАЧЕННЯ РОЗРАХУНКОВИХ НАВАНТАЖЕНЬ на ШИНАХ 10 кВ ПІДСТАНЦІЇ.....	21
7 ВИЗНАЧЕННЯ НОМІНАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ 35/10 кВ і РІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ У НИХ	24
7.1 Методом по елементних розрахунків.....	24
7.2 Методом числа найбільших втрат.....	34
ВИСНОВКИ.....	39
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	40

**Додаток В Приклад оформлення переліку джерел посилання****ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ**

1. Васи́лега П.О. Електропостачання: підручник. Суми : Сумський державний університет, 2019. 521 с.
2. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця : Нова Книга, 2004. 656 с.
3. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Київ : Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.
4. Правила улаштування електроустановок. Київ : Міненерговугілля України, 2017. 617 с.
5. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Москва : Международный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1999. 32 с.
6. ДНАОП 0.00-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Київ : Держбуд України, 2001. 24 с.