

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

**Методичні вказівки до виконання
модульного курсового проекту**

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

**Методичні вказівки до виконання
модульного курсового проекту**

**для здобувачів вищої освіти 3 та 1 с.т. курсів
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної та заочної форм навчання
освітнього ступеня «Бакалавр»**

УДК 621.31
Н 34

Укладачі: Чепіжний А.В., к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем

Лисенко В.В., завідувач навчально-методичного кабінету кафедри енергетики та електротехнічних систем

Н 34 Основи електропостачання : методичні вказівки до виконання модульного курсового проекту / укл.: А. В. Чепіжний, В. В. Лисенко – Суми, 2024. – 42 с.

В методичні вказівки до виконання модульного курсового проекту описані різноманітні режими роботи електричних систем, принципи побудови електричних схем та різноманітні положення про електропостачання міських та сільських систем живлення.

Рецензенти:

Лобода В.Б., к.ф.-м.н., професор кафедри охорони праці та фізики;

Сіренко В.Ф., к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем.

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А.В., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ

Рекомендовано до видання методичною радою інженерно-технологічного факультету. Протокол №2 від «01» жовтня 2024 року

ЗМІСТ

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ.....	6
1 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ НА ВВОДАХ ДО СПОЖИВАЧІВ.....	7
1.1 Розрахунок навантажень для групи житлових будинків.....	7
1.2 Розрахунок потужності зовнішнього освітлення населеного пункту.....	7
2 ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ РОЗМІЩЕННЯ СПОЖИВЧИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	8
2.1 Розрахунок координат центра навантаження.....	8
2.2 Трасування повітряних ліній 0,38 кВ.....	8
3 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 0,38 кВ.....	9
4 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА КІЛЬКОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	10
4.1 Визначення розрахункової потужності силових трансформаторів.....	10
4.2 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів.....	10
5 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 10 кВ.....	11
6 ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ.....	13
7 ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ.....	16
8 ПЕРЕВІРКА ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 0,38 кВ НА КОЛИВАННЯ НАПРУГИ ПІД ЧАС ПУСКУ ПОТУЖНОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА.....	17
9 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.....	18
9.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі 10 кВ.....	18
9.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі 0,38 кВ.....	20
10 ВИБІР АПАРАТУРИ 10 і 0,38 кВ.....	21
10.1 Вибір апаратури 10 кВ.....	21
10.2 Вибір апаратури 0,38 кВ.....	22
11 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 кВ.....	24
11.1 Розрахунок максимального струмового захисту лінії 10 кВ.....	24
11.2 Розрахунок струмової відсічки.....	25
12 ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖ 10 та 0,4 кВ, ЩО ПРОЕКТУЮТЬСЯ.....	27
ДОДАТКИ.....	28

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Курсовий проект має за мету закріпити теоретичні знання студентів, навчити їх використовувати ці знання при вирішенні конкретних питань електропостачання сільських споживачів, привити вміння самостійної роботи з технічною літературою.

Проект складається з розрахунково-пояснювальної записки (25 - 30 сторінок рукописного тексту формату А4) та двох листів графічної частини формату А1.

Лист 1 – “Електричні мережі 0,38 кВ. Схема електрична розташування”. На листі необхідно привести: план населеного пункту; місце встановлення споживчих ТП 10/0,4 кВ; повітряні лінії (ПЛ) 0,4 кВ. Для ПЛ-0,4 кВ необхідно вказати: кількість і марку проводів, їх довжину, втрату напруги до віддалених споживачів, місця встановлення опор, місця розміщення повторних та грозозахисних заземлень. На листі також приводиться специфікація на матеріали та обладнання.

Лист 2 – “Трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ. Схема електрична принципова”. На листі приводиться принципова електрична схема проектованої підстанції 10/0,4 кВ. На листі також необхідно привести специфікацію на електрообладнання підстанції.

Зміст пояснювальної записки: титульний лист, завдання на курсовий проект, відомість проекту, реферат, зміст, вступ, розрахунково-пояснювальна частина, висновки, список літератури.

Розрахунково-пояснювальна записка та графічна частина проекту повинні бути виконані у відповідності з вимогами ЕСКД та ДСТУ [10,11].

1 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ НА ВВОДАХ ДО СПОЖИВАЧІВ

За вказаним в завданні варіантом необхідно вибрати і представити на листі формату А1 в стандартному масштабі план населеного пункту (Додаток А), вибрати споживачів електричної енергії та їх навантаження (Додаток Б).

Розрахунок навантажень на вводах до споживачів ведеться паралельно для денного і вечірнього максимумів навантаження. Розрахункові навантаження (денне та вечірнє) на вводах у виробничі, побутові та комунальні приміщення приймаються із завдання.

Коефіцієнт участі у денному максимумі побутового навантаження складає 0,3, а у вечірньому – 1,0].

1.1 Розрахунок навантажень для групи житлових будинків

Для групи житлових будинків навантаження вечірнього максимуму дорівнює:

$$P_B = n \cdot k_o P_o, \quad (1)$$

де n – кількість будинків у групі (визначається із завдання), шт.;

k_o – коефіцієнт одночасності (для будинків однієї групи) [Додаток Л, таблиця Л.1];

P_o – розрахункове навантаження на вводі в житловий будинок (Вт).

Навантаження денного максимуму групи житлових будинків дорівнює:

$$P_D = 0,3 P_B. \quad (2)$$

1.2 Розрахунок потужності зовнішнього освітлення населеного пункту

Потужність зовнішнього освітлення населеного пункту визначається з виразу:

$$P_{\text{вул.}} = L \cdot P_{o \text{ вул.}} + N \cdot P_{o \text{ прим.}}, \quad (3)$$

де L – загальна довжина вулиць у населеному пункті, м;

N – кількість виробничих приміщень, шт.;

$P_{o \text{ вул.}}$, $P_{o \text{ прим.}}$ – нормативне навантаження зовнішнього освітлення, відповідно на один погонний метр вулиці та на одне виробниче приміщення [1 с.38; 5 с.144; 9 с.115], кВт.

2 ВИЗНАЧЕННЯ МІСЦЯ РОЗМІЩЕННЯ СПОЖИВЧИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

2.1 Розрахунок координат центра навантаження

Кількість споживчих трансформаторних підстанцій (ТП) у сільському населеному пункті залежить від реального розміщення окремих споживачів у населеному пункті, наявності споживачів першої категорії, сумарної потужності навантаження.

У курсовому проекті кількість ТП приймається згідно із завданням. Трансформаторну підстанцію, як правило, встановлюють у центрі навантажень зони її дії.

Координати центру навантажень визначають як:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}, \quad (4) \qquad y_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}, \quad (5)$$

де P_i – розрахункова потужність на ввіді i -го споживача, кВт;

x_i, y_i – відстань до i -го споживача за координатними осями.

Масштаб та розміщення осей координат вибирають довільно.

Розрахунок центра навантаження ведеться за одним, денним або вечірнім, максимумом, для якого сумарне навантаження більше.

Розрахунок доцільно звести в таблицю (Таблиця 1).

Таблиця 1 – Розрахунок координат центру навантаження

№ споживача на плані	Найменування споживача	P_D , кВт	P_B , кВт	x , см	y , см	$P \cdot x$	$P \cdot y$
1	2	3	4	5	6	7	8

Для електропостачання сільських споживачів використовують комплектні трансформаторні підстанції (КТП) 10/0,4 кВ. Вибір типу КТП залежить від числа та розрахункової потужності трансформаторів, кількості споживачів та кількості ліній 0,4 кВ, що відходять від КТП [1 с.372; 5 с.157; 8 с.124].

2.2 Трасування повітряних ліній 0,38 кВ

Після визначення місця розміщення ТП вирішується питання про кількість ліній та трасу їх проходження [5 с.252]. Для електропостачання частини населеного пункту потрібно приймати, як правило, не більше 3-х ліній 0,38 кВ, що відходять від однієї ТП, а для потужних трансформаторних підстанцій (250 кВА і вище) – не більше 5 [5].

Для кожної лінії складають розрахункову схему, на якій показують споживачів електроенергії, навантаження денного та вечірнього максимумів (P_D і P_B), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$), нумерацію розрахункових ділянок, їх довжину. Житлові будинки кількістю до 10 можна представити на схемі (плані) як одне навантаження (група). Розрахункові схеми припускається викреслювати без масштабу.

3 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 0,38 кВ

Розрахунок навантажень на окремих ділянках лінії 0,38 кВ залежить від характеру навантажень [1 с.38; 9 с. 116]. Якщо навантаження не однорідні або не сумірні – розрахунок ведеться методом надбавок. Розрахунок починають з кінця лінії:

$$P_p = P_{\bar{o}} + \Delta P_m, \quad (6)$$

де $P_{\bar{o}}$ – більше з навантажень, кВт;

ΔP_m – надбавка від меншого навантаження (Додаток Л, таблиця Л2) кВт.

У курсовому проєкті необхідно навести приклад розрахунку навантажень для ділянок однієї лінії. Розрахунок навантажень інших ліній можна представити у формі таблиці (Таблиця 2).

Таблиця 2 – Розрахунок навантажень ПЛ – 0,38 кВ

Ділянка лінії	Максимальне навантаження		Мінімальне навантаження		Надбавки		Розрахункове навантаження		Коефіцієнт потужності		Повна розрахункова потужність	
	P_D , кВт	P_B , кВт	P_D , кВт	P_B , кВт	ΔP_D , кВт	ΔP_B , кВт	P_{PD} , кВт	P_{PB} , кВт	$\cos \varphi_D$	$\cos \varphi_B$	S_{PD} , кВА	S_{PB} , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Середньозважений коефіцієнт потужності на ділянках лінії з різнорідними навантаженнями визначається за формулою:

$$\cos \varphi_{сз} = \frac{\sum P_i \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (7)$$

де P_i – розрахункове навантаження (денне або вечірнє) i -го споживача, кВт;

$\cos \varphi_i$ – коефіцієнт потужності i -го споживача [1 с.39; 9 с. 118].

Значення повних потужностей на ділянках лінії визначається із виразів:

$$S_D = \frac{P_D}{\cos \varphi_D}; \quad S_B = \frac{P_B}{\cos \varphi_B}. \quad (8)$$

4 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА КІЛЬКОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

4.1 Визначення розрахункової потужності силових трансформаторів

Визначення розрахункової потужності силових трансформаторів одно, або двотрансформаторних підстанцій виконується методом надбавок шляхом підсумовування розрахункових активних потужностей на головних ділянках ліній 0,38 кВ, що відходять від підстанції (окремо денних та вечірніх). Потужність зовнішнього освітлення своїм повним розміром додається до сумарного вечірнього максимуму.

$$P_{РД\ tr} = P_{РД\ лін.Б} + \sum \Delta P_{РД\ лін.М}, \quad (9)$$

$$P_{РВ\ tr} = P_{РВ\ лін.Б} + \sum \Delta P_{РВ\ лін.М} + P_{вул.}, \quad (10)$$

де $P_{РД\ лін.Б}$, $P_{РВ\ лін.Б}$ – більше з розрахункових, відповідно денних та вечірніх, навантажень ліній, що відходять від підстанції, кВт;

$\sum \Delta P_{РД\ лін.М}$, $\sum \Delta P_{РВ\ лін.М}$ – сума надбавок від менших розрахункових, відповідно денних та вечірніх, навантажень ліній, кВт.

Повна розрахункова потужність трансформатора (денна або вечірня) визначається через відповідний коефіцієнт потужності [1 с.39; 9 с. 118] за формулою (8).

За розрахункову приймається більша з двох (денна або вечірня) потужність трансформатора.

4.2 Вибір кількості та потужності силових трансформаторів

Вибір встановленої потужності трансформаторів одно та двотрансформаторних підстанцій виконується із умови їхньої роботи в нормальному режимі за економічними інтервалами навантажень

$$S_{ЕК. min} \leq \frac{S_{Pnid.}}{n} \leq S_{ЕК. max}, \quad (11)$$

де $S_{Pnid.}$ – розрахункове навантаження підстанції, кВА;

n – кількість трансформаторів, шт.;

$S_{ЕК. min}$, $S_{ЕК. max}$ – мінімальна і максимальна межа економічного інтервалу навантаження трансформатора прийнятої номінальної потужності (Додаток Е), кВА.

Прийняті номінальні потужності трансформаторів перевіряються із умови їх роботи у нормальному режимі експлуатації за допустимими систематичними перевантаженнями. Для забезпечення нормального режиму експлуатації підстанції вибрані номінальні потужності трансформаторів перевіряють за співвідношенням:

$$\frac{S_P}{n S_H} \leq k_C, \quad (12)$$

де S_P, S_H – відповідно, розрахункова і номінальна потужність трансформатора, кВА;
 n – кількість трансформаторів, шт.;
 k_c – коефіцієнт допустимого систематичного перевантаження трансформатора.

$$k_c = k_{cm} - \alpha (t_n - t_{nm}), \quad (13)$$

де k_{cm} – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного перевантаження при відповідній табличній середньодобовій температурі t_{nm} (Додаток Е);
 α – розрахунковий температурний градієнт (Додаток Е), $1/^\circ\text{C}$;
 t_n – середньодобова температура повітря (із завдання), $^\circ\text{C}$;
 t_{nm} – середньодобова таблична температура повітря (Додаток Е), $^\circ\text{C}$.

5 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ 10 кВ

Розрахунок навантажень виконується для лінії 10 кВ заданої конфігурації (Додаток В), згідно із варіантом завдання. Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ та довжини ділянок лінії 10 кВ вказані, відповідно у додатку Г та додатку Д.

Розрахункові навантаження на ділянках ліній 10 кВ визначаються шляхом підсумовування навантажень (денних і вечірніх окремо) на вводах до споживчих ТП за методом надбавок за формулою 6 (стор.7 методички).

Для прикладу необхідно навести визначення розрахункових навантажень декількох ділянок повітряної лінії 10 кВ. Для інших ділянок лінії розрахунок навантажень бажано виконати в табличній формі (Таблиця 3).

Таблиця 3 – Розрахунок навантажень ПЛ–10 кВ

Ділянка	$\Sigma P_{Di},$ кВт	$\Sigma P_{Vi},$ кВт	k_o	$P_{PDi},$ кВт	$P_{PVi},$ кВт	$\cos \varphi_D$	$\cos \varphi_B$	$S_{PDi},$ кВА	$S_{PVi},$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

6 ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ

Допустима втрата напруги в лініях 0,38 і 10 кВ визначається за відхиленням напруги у споживачів, яка повинна бути в межах $\pm 5\%$ від номінальної.

Загальна допустима втрата напруги під час 100 % навантаження дорівнює:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \Delta V_{\text{живл.}}^{100} + \sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - V_{\text{спож.}}^{100}, \quad (15)$$

де $\Delta V_{\text{живл.}}^{100}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 100 % навантаженні (для системи 35/10/0,4 кВ – на шинах 10 кВ підстанції 35/10 кВ), %;

$\Delta V_{\text{спож.}}^{100}$ – допустиме відхилення напруги у споживача при 100 % навантаженні, %;

$\sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}})$ – сума постійних та перемінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100}$ – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 100% навантаженні, %.

Одержану загальну допустиму втрату напруги необхідно розділити приблизно порівну між лініями мережі 10 і 0,38 кВ.

Відхилення напруги у найближчого до джерела живлення споживача при 25% навантаженні віддаленої ТП перевіряємо за виразом:

$$V_{\text{спож.}}^{25} = \Delta V_{\text{живл.}}^{25} + \sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25}, \quad (16)$$

де $\Delta V_{\text{живл.}}^{25}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 25 % навантаженні, %;

$\sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перем.}})$ – сума постійних та перемінних надбавок напруги трансформаторів, %;

$\sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25}$ – сумарні втрати напруги в лініях та в трансформаторах при 25% навантаженні, %.

Для розрахунку допустимої втрати напруги складається таблиця відхилень напруги (Таблиця 4) [8 с.66; 9 с. 88].

Приклад визначення допустимої втрати напруги в мережі.

Визначимо допустиму втрату напруги в мережі (Рисунок1). Будемо вважати, що РТП 35/10 кВ (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ в межах $\Delta V_{\text{спож.}}^{100} = +5\%$, $\Delta V_{\text{живл.}}^{25} = 0\%$ (задається у завданні).

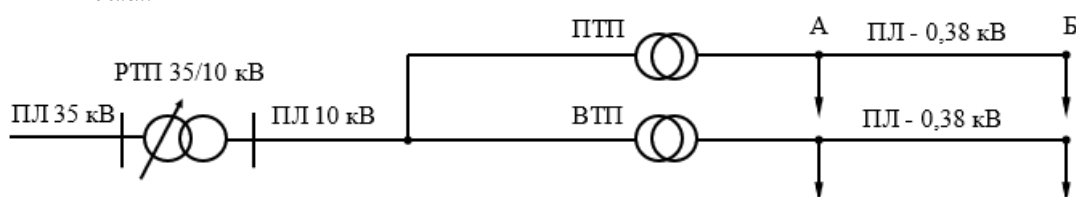


Рисунок 1 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 4 – Відхилення та втрати напруги на елементах системи

Елемент установки	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП (ВТП)		Проектowana ТП (ПТП)	
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+5	0	+5	0
Лінія 10 кВ	-7	-1,7	-3	-0,75
Трансформатор 10/0,4 кВ				
– постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
– перемінна надбавка	+2,5	+2,5	0	0
– втрати	-4	-1	-4	-1
Лінія 0,38 кВ	-6,5	0	-8	0
Відхилення напруги у споживача	-5	4,8 < +5	-5	3,25 < +5

Для віддаленої ТП приймаємо надбавку трансформатора + 7,5 % (+5 – постійна; +2,5 – перемінна надбавка). Тоді сумарно допустима втрата напруги в мережах 10 і 0,38 кВ складе:

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = +5 + (+5 + 2,5) - 4 - (-5) = 13,5\%.$$

Загальна втрата напруги ділиться приблизно порівну між мережами 10 і 0,38 кВ.

$$\Delta U_{\text{дон } 10}^{100} = -7\%, \quad \Delta U_{\text{дон } 0,38}^{100} = -6,5\%.$$

Перевіримо відхилення напруги у найближчого споживача (точка А) при 25% навантаженні віддаленої ТП. Для цього будемо вважати, що втрата напруги в мережі 0,38 кВ дорівнює нулю – $\Delta U_{\text{дон } 0,38}^{100} = 0$.

$$V_{\text{спож.}}^{25} = 0 + (+5 + 2,5) - (1,7 + 1 + 0) = +4,8\% < +5\%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 10 кВ, яка дорівнює -7% (дивись таблицю 4), в пункті 7 проекту перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ. Дійсна втрата напруги в мережі, визначена шляхом розрахунків, має бути не більша заданої.

Після розрахунків ПЛ-10 кВ (пункт 7) визначається дійсна втрата напруги до проектованої ТП. Припустимо дійсна втрата напруги до даної ТП (дивись рисунок 1) в лінії 10 кВ складає -3%. Значення втрати напруги підставляємо в третю колонку таблиці 4 і визначаємо допустиму втрату напруги в лініях 0,38 кВ проектної ТП. Для віддаленої ТП приймаємо надбавку трансформатора + 5 % (+5 – постійна; 0 – перемінна надбавка). Тоді допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ складе

$$\Delta U_{\text{доп } 0,38}^{100} = +5 + (+5 + 0) - (3 + 4) - (-5) = 8\%.$$

Відхилення напруги в режимі мінімальних навантажень:

$$V_{\text{спож.}}^{25} = 0 + (+5 + 0) - (0,75 + 1 + 0) = +3,25\% < +5\%.$$

За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ проектованої ТП, яка дорівнює – 8% (Таблиця 4) в пункті 7 курсового проекту перевіряються вибранні перерізи проводів лінії 0,38 кВ. Дійсна втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, має бути не більша заданої.

7 ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ

Вибір перерізів проводів в мережах 0,38 кВ і 10 кВ проводиться за найменшими приведеними річними затратами [3 с.27; 5 с.262; 8 с.77] з наступною їх перевіркою на допустиму втрату напруги.

Розрахунок ведеться для домінуючого (вечірнього або денного) максимуму навантаження на головних ділянках ліній.

Кожному значенню площини перерізу проводу відповідає інтервал навантажень [1 с.487; 3 с. 306; 5 с. 267; 9 с. 110] згідно з яким приведені витрати будуть мінімальні (Додаток К).

Проводи вибирають за еквівалентною потужністю:

$$S_{EKB} = k_d S_P, \quad (17)$$

де k_d – коефіцієнт динаміки зростання навантаження, для ліній що будуються $k_d = 0,7$ [1 с. 41; 9 с. 120];

S_P – розрахункове навантаження ділянки лінії, кВА.

Втрата напруги на розрахункових ділянках ліній визначається за формулою:

$$\Delta U_{dil.} = \Delta U_{nut.} \cdot S_P \cdot L_{dil.}, \quad (18)$$

де $\Delta U_{nut.}$ – питома втрата напруги (Додаток М) [9 с. 111], %/кВА· км;

$L_{dil.}$ – довжина ділянки лінії, км.

Результати розрахунків доцільно звести у таблицю 5, окремо для ПЛ–10 кВ та ПЛ–0,38 кВ.

Таблиця 5 – Вибір проводів ПЛ–10 кВ (0,38 кВ)

Ділянка	S_P , кВА	k_d	S_{EKB} , кВА	$L_{dil.}$, км	$F_{осн.}$, мм ²	Втрати напруги, %			$F_{доп.}$, мм ²	Втрати напруги, %		
						$\Delta U_{nut.}$, %/кВА·км	на ділянці	від РТП (або ТП)		$\Delta U_{nut.}$, %/кВА·км	на ділянці	від РТП (або ТП)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Спершу за економічним інтервалом вибирається основний переріз проводу, якщо він не задовольняє вимозі допустимої втрати напруги, то приймається додатковий переріз, починаючи з головної ділянки.

8 ПЕРЕВІРКА ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 0,38 кВ НА КОЛИВАННЯ НАПРУГИ ПІД ЧАС ПУСКУ ПОТУЖНОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА

Для того, щоб коливання напруги в мережі 0,38 кВ під час пуску асинхронного електродвигуна знаходилося у заданих межах, необхідно щоб виконувалася умова:

$$\Delta U_{\phi} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} \%, \quad (19)$$

де $\Delta U_{\text{дон}} \%$ – допустиме коливання напруги (задається у завданні на проект), %;
 $\Delta U_{\phi} \%$ – фактичне коливання напруги, %.

$$\Delta U_{\phi} \% = \frac{Z_{\text{м}}}{Z_{\text{м}} + Z_{\text{ен}}} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{дон}} \%, \quad (20)$$

де $Z_{\text{м}}$ – повний опір електричної мережі, Ом;

$Z_{\text{ен}}$ – повний опір короткого замикання асинхронного двигуна, Ом.

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{л}} + Z_{\text{м}}, \quad (21)$$

де $Z_{\text{л}}$ – повний опір лінії від трансформатора до двигуна, Ом,

$Z_{\text{м}}$ – повний опір трансформатора, Ом.

$$Z_{\text{л}} = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2}, \quad (22)$$

де r_{oi} , x_{oi} – питомі опори проводів i -тої ділянки лінії [1 с.458; 9 с. 93], Ом/км;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

$$Z_{\text{м}} = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{нт}}}, \quad (23)$$

де $U_{\text{к}} \%$ – напруга короткого замикання трансформатора [1 с.473], %;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга трансформатора зі сторони низької напруги, кВ;

$S_{\text{нт}}$ – номінальна потужність трансформатора (проектованої ТП 10/0,4 кВ), кВА.

$$Z_{\text{ен}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot k_i \cdot I_{\text{нд}}}, \quad (24)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, В;

k_i – кратність пускового струму електродвигуна;

$I_{\text{нд}}$ – номінальний струм електродвигуна (каталожні дані), А.

9 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ

Розрахунок струмів короткого замикання (к.з.) виконується з метою вибору і перевірки обладнання, струмоведучих частин на термічну та динамічну стійкість в режимах коротких замикань, проектування релейного захисту, грозозахисту, пристроїв заземлення.

Для визначення струмів к.з. використовують один із двох методів: 1) метод практичних (іменованих) одиниць – в цьому випадку параметри схеми виражають у іменованих одиницях (омах, вольтах, амперах та ін.); 2) метод відносних одиниць – параметри схеми виражаються в долях або процентах від величини, що прийнята в якості основної (базисної). Для нескладних схем розрахунки доцільно вести методом іменованих одиниць.

9.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі 10 кВ

Для лінії 10 кВ (Рис. 2) струми к.з. необхідно розраховувати в наступних точках:

- точка К1 (шини 10 кВ РТП 35/10 кВ) – для вибору масляного вимикача, роз'єднувача, трансформаторів струму та розрахунку релейного захисту;
- точка К2 (шини 10 кВ віддаленої ТП10/0,4 кВ) – для розрахунку релейного захисту;
- точка К3, (шини 10 кВ розрахункової ТП 10/0,4 кВ) – з метою вибору роз'єднувача і запобіжників на ТП 10/0,4 кВ;
- точка К4 (шини 10 кВ найближчої ТП) – для розрахунку струмової відсічки лінії.

В курсовому проекті пропонується виконати розрахунок струмів к.з. методом іменованих одиниць. Для розрахункової схеми електричної мережі (Рис. 2) необхідно скласти схему заміщення (Рис. 3) і виконати розрахунок струмів к.з. у вказаних точках.

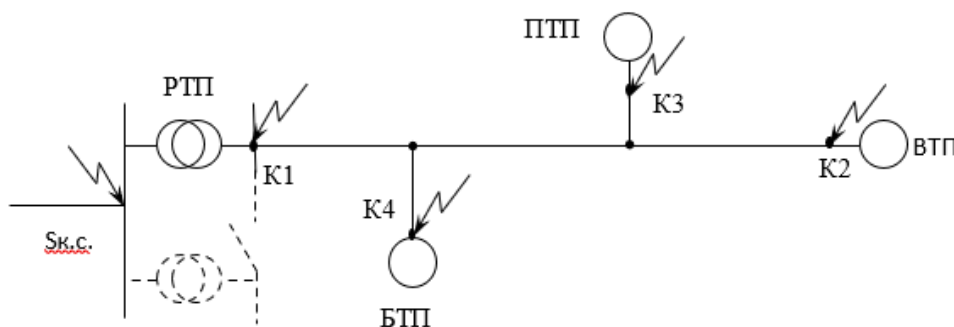


Рисунок 2 – Розрахункова схема електричної мережі.

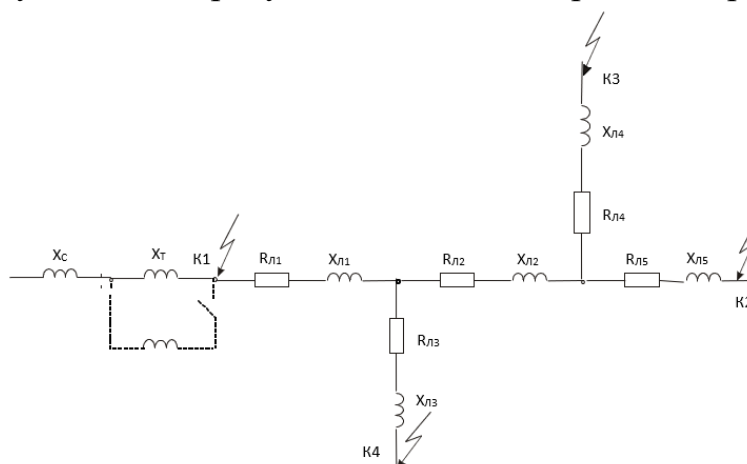


Рисунок 3 – Схема заміщення електричної мережі

Всі опори схеми приводяться до однієї базисної напруги $U_{\bar{o}}$. За базисну напругу приймається середня напруга тієї ступені, де визначається струм к.з.

$$U_{\bar{o}} = 1,05 U_n \quad (25)$$

Опори елементів схеми обчислюються за такими формулами:

– Опір системи:

$$X_c = \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{kc}}, \quad (26)$$

де S_{kc} – потужність к.з. системи, ВА.

– Опір лінії:

$$X_l = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{cn}} \right)^2, \quad (27)$$

$$R_l = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{cn}} \right)^2, \quad (28)$$

де U_{cn} – середня номінальна напруга лінії ($1,05 U_n$), В;

r_o, x_o – відповідно, активний та реактивний питомі опори проводів лінії [1 с.458; 9 с. 93]), Ом/км.

– Опір трансформатора:

$$X_m = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{nm}}, \quad (29)$$

де $U_{\kappa} \%$ – напруга к.з. трансформатора (із завдання, або [1 с.473]), %;

S_{nm} – номінальна потужність трансформатора (із завдання), ВА.

Повний результуючий опір до точки к.з. визначається:

$$Z_{pez} = \sqrt{(\sum X_i)^2 + (\sum R_i)^2}. \quad (30)$$

Активний опір враховується тільки в тому випадку, якщо $\sum R_i \geq 1/3 \sum X_i$.

Струм трифазного короткого замикання визначається за формулою [1с.188;3;9]:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{pez}}. \quad (31)$$

Потужність триполюсного к.з.:

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot I_K^{(3)}. \quad (32)$$

Ударний струм триполюсного к.з.:

$$i_Y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_Y \cdot I_K^{(3)} \quad (33)$$

де κ_Y – ударний коефіцієнт, значення якого визначається в залежності від місця к.з. [1 с.181; 9 с. 224].

Струм двополюсного к.з.:

$$I_K^{(2)} = 0,87 I_K^{(3)}, \quad (34)$$

9.2 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі 0,38 кВ

В мережах 0,38 кВ необхідно визначити струм триполюсного к.з. на шинах 0,38 кВ розрахункової ТП та однополюсний струм к.з. в кінці кожної лінії 0,38 кВ.

Для визначення струмів к.з в мережі 0,38 кВ необхідно також навести розрахункову схему мережі та скласти схему заміщення (дивись п. 9.1).

Триполюсний струм к.з. на шинах 0,38 кВ ТП 10/0,4 кВ визначається:

$$I_K^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{нт}}{U_K \% \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} \quad (35)$$

Струм однополюсного к.з. визначається в найбільш віддаленій точці кожної лінії 0,38 кВ за формулою:

$$I_K^{(1)} = \frac{230}{\frac{Z_m}{3} + Z_n}, \quad (36)$$

де Z_m – повний опір силового трансформатора струму к.з. на корпус [1 с.195], Ом;

Z_n – повний опір петлі фазний – нульовий провід до точки к.з., Ом.

$$Z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{o\phi i} + r_{on i})^2 + x_{\phi n}^2}, \quad (37)$$

де $r_{o\phi i}$, $r_{on i}$ – питомий активний опір, відповідно фазного і нульового проводів на i -й ділянці лінії [1 с.458, с.470], Ом/км ;

$x_{\phi n}$ – питомий індуктивний опір петлі «фаза–нуль» (для проводів із кольорового металу приймається $x_{\phi n} = 0,6$ Ом/км [1 с.196]).

10 ВИБІР АПАРАТУРИ 10 і 0,38 кВ

Згідно із ПВЕ всі електричні апарати вибирають за родом установлення, номінальним струмом і напругою, а також перевіряють їх на термічну і динамічну стійкість. Апарати захисту перевіряють на чутливість і селективність дії.

Розрахунок максимальних робочих струмів (тривалого режиму) виконується за формулою:

$$I_{роб.мах.} = \frac{S_{роз}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (39)$$

де $S_{роз}$ – максимальна розрахункова потужність відповідної ділянки лінії, кВА;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ.

Для керування відхідною лінією 10 кВ на РТП 35/10 кВ встановлюються роз'єднувачі (шинні і лінійні), високовольтний вимикач (масляний або вакуумний), трансформатори струму для живлення кіл обліку і релейного захисту. Параметри обладнання наведені в [3 с.133,170; 5 с.191; 8 с.98] або в іншій довідковій літературі.

З боку високої напруги проекрованої ТП 10/0,4 встановлюється роз'єднувач, розрядники і запобіжники. На відхідних лініях 0,4 кВ, як правило, встановлюються автоматичні вимикачі, на вводі 0,38кВ – рубильник або автоматичний вимикач. Дані для апаратури до 1000 В можна знайти в [3;5;8].

В курсовому проекті необхідно зробити вибір перелічених вище електричних апаратів на напругу 10 та 0,38 кВ.

10.1 Вибір апаратури 10 кВ

Вибір і перевірку електричних апаратів 10 кВ зручно проводити табличним способом (Таблиця 6). Форму таблиць і порядок вибору наведено в [3 с.170; 5 с.205].

Таблиця 6 – Вибір високовольтного вимикача

Умови вибору	Параметри апарату	Розрахункові дані
$U_{н.а} \geq U_{н.мер}$		
$I_{н.а} \geq I_{роб.мах.}$		
$I_{відкл. а} \geq I_{уст}^{(3)}$		
$i_{мах} \geq i_y^{(3)}$		
$I_t^2 \cdot t \geq [I_{\kappa}^{(3)}]^2 t_{нр}$		

На динамічну стійкість під час к.з. апарати перевіряються шляхом порівняння паспортних даних апарату з ударним струмом триполюсного к.з. $i_y^{(3)}$ у місці його встановлення.

Термічна стійкість перевіряється за виразом:

$$I_t^2 \cdot t \geq I_{уст}^2 \cdot t_{np}, \quad (40)$$

де I_t – струм термічної стійкості для часу t (каталожні дані апарата) [5 с.201], кА;
 $I_{уст}$ – усталений струм к.з. в місці встановлення апарату, кА;
 t_{np} – приведений час проходження струму к.з. , с.

$$t_{np} = t_3 + t_B = 1,2 + 0,2 = 1,4$$

де t_3 – витримка часу максимального струмового захисту, $t_3 = 1,2$ с;
 t_B – час вимикання вимикача, $t_B = 0,2$ с .

Трансформатори струму перевіряються:
на динамічну стійкість

$$k_\partial \cdot \sqrt{2} \cdot I_{н1} \geq i_y^{(3)}, \quad (41)$$

де k_∂ – кратність струму динамічної стійкості (каталожні дані) [5 с.201];
 $I_{н1}$ – номінальний первинний струм трансформатора, А;
і на термічну стійкість:

$$(k_t \cdot I_{н1})^2 \cdot t \geq I_{уст}^2 \cdot t_{np}, \quad (42)$$

де k_t – кратність струму термічної стійкості, що відповідає часу $t = 1$ с.

10.2 Вибір апаратури 0,38 кВ

Вибір і перевірку апаратів 0,38 кВ слід виконувати табличним способом, дані про вибрані апарати та розрахункові дані мережі заносяться в таблицю (Таблиця 7).

Таблиця –7 – Вибір і перевірка апаратів 0,38 кВ

Місце встановл ення	Розрахункові дані				Параметри автомату					Висновок
	$I_{роб. макс.}$ А	$I_\kappa^{(3)}$, кА	$i_y^{(3)}$, кА	$I_\kappa^{(1)}$, кА	$I_{н.авт.}$,А	$I_{н.р.}/I_{відс}$	i_{max}	$I_\kappa^{(1)}$ / $I_{відс.}$	$I_\kappa^{(1)}$ / $I_{н.р.}$	
Ввід										
ПЛ–1і т.д.										

Чутливість захисного обладнання повинна відповідати наступним умовам:
для автоматів, які мають тільки електромагнітний розчіплювач

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{відс}} \geq (1,25 \dots 1,4), \quad (43)$$

1,25 – при $I_{н. авт.} > 100 \text{ А}$; 1,4 – при $I_{н. авт.} < 100 \text{ А}$;

де $I_{\kappa}^{(1)}$ – струм однополюсного короткого замикання, А;

$I_{відс}$ – струм відсічки автомата, А.

- для автоматів з тепловим або комбінованим розчіплювачем:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{н.р.}} \geq 3, \quad (44)$$

де $I_{н.р.}$ – номінальний струм теплового розчіплювача, А.

- для запобіжників:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{н.в.}} \geq 3, \quad (45)$$

де $I_{н.в.}$ – номінальний струм плавкої вставки запобіжника, А.

Якщо вибрані апарати захисту не забезпечують потрібну чутливість, то необхідно зменшити опір петлі "фаза–нуль" (збільшити площу перерізу проводів), збільшити потужність трансформатора або застосувати інші додаткові засоби захисту від фазних замикань на землю (наприклад встановити автоматичні вимикачі, які мають додатково незалежний розчіплювач, на який діє реле струму із обмоткою в нульовому проводі лінії) [3 с. 286].

11 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПОВІТРЯНОЇ ЛІНІЇ 10 кВ

Релейний захист – це автоматичний пристрій, який складається із декількох приладів – реле, які реагують на зміну режиму на будь-якій ділянці мережі та подають імпульс на відключення даної ділянки комутаційними апаратами, або на сигналізацію. Для правильного та своєчасного виконання своїх функцій релейний захист повинен забезпечувати необхідну швидкість дії, чутливість, селективність та надійність.

Для ПЛ –10 кВ в якості основного захисту від міжфазних коротких замикань, як правило, застосовується максимальний струмовий захист (МСЗ), в якості додаткового – струмова відсічка (СВ) [1 с.300; 9 с. 263].

11.1 Розрахунок максимального струмового захисту лінії 10 кВ

Розрахунок МСЗ необхідно починати з найпростішої однорелейної схеми на різницю струмів двох фаз. Якщо ця схема не проходить за чутливістю, то застосовують більш складні схеми.

Струм спрацювання МСЗ повинен відстроюватися від робочого струму лінії з урахуванням можливих кидків струму самозапуску двигунів:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n}{k_n} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб.мах} \quad (46)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, приймається для реле типу РТ–85, РТ–40 $k_n = 1,2$; для реле РТВ – $k_n = 1,3$ [1 с.303; 3 с.206; 5 с.230; 9 с. 265];

$k_{с.зан}$ – коефіцієнт самозапуску, для лінії сільськогосподарського призначення може бути прийнятий 1,2...1,3 [1 с.303; 3 с.206; 5 с.230; 9 с. 265];

k_n – коефіцієнт повернення реле, $k_n = 0,8...0,85$ [1 с.303; 3 с.206; 5 с.230; 9 с.265].

Селективна дія МСЗ лінії 10 кВ і запобіжників ТП 10/0,4 кВ забезпечуються, якщо виконується умова

$$I_{с.з.} \geq 1,4 \cdot I_{пл.(5)} \quad (47)$$

де $I_{пл.(5)}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника (найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ) згорає за 5 секунд [5 с.210], А.

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{сх}^{(3)}}{k_{mc}} \quad (48)$$

де $I_{с.з.}$ – найбільший, з отриманих за виразами (46) та (47), струм спрацювання захисту, А;

$k_{сх}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми [1 с.302; 3 с.206; 9 с. 265];

k_{mc} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

За умовою надійного спрацювання електромагніту вимикання зі струмом спрацювання 5А:

$$I_{c.p.} \geq (6...6,5)A \quad (49)$$

Найбільше із значень, отриманих за виразами (48) і (49) округляється до струму уставки (I_y) обраного типу реле, за умови, що

$$I_y \geq I_{c.p.}$$

Чутливість захисту визначається за формулою:

$$k_{\chi} = \frac{I_{\kappa.min.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{I_y \cdot K_{mc}} \quad (50)$$

де $I_{\kappa.min.}$ – струм двополюсного к.з. у кінці ділянки, що захищається, А;

$k_{cx.min}$ – мінімальна величина коефіцієнта схеми з'єднання трансформаторів струму.

11.2 Розрахунок струмової відсічки

Струм спрацювання відсічки ПЛ –10 кВ вибирається за такими умовами:

– Струм спрацювання відсічки повинен бути більшим ніж максимальний струм к.з. у точці підключення найближчого трансформатора 10/0,4 кВ:

$$I_{c.в.} \geq k_n \cdot I_{max.} \quad (51)$$

де $I_{c.в.}$ – струм спрацювання відсічки, А;

$I_{\kappa,max}$ – максимальний струм к.з. (трифазного) у точці підключення найближчого трансформатора 10/0,4 кВ, А;

k_n – коефіцієнт надійності (для реле РТ– 40 $k_n = 1,2...1,3$; для реле РТ– 80 і РТМ $k_n = 1,5...1,6$).

– Струмова відсічка не повинна спрацювати під час кидків струму намагнічування трансформаторів 10/0,4 кВ:

$$I_{c.в.} \geq \frac{(4...5) \sum S_{н.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (52)$$

де $S_{н.тр}$ – сумарна потужність усіх ТП 10/0,4 кВ, що живляться від цієї лінії, кВА.

Струм спрацювання реле відсічки визначається за формулою:

$$I_{c.p.в.} = \frac{I_{c.в.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{k_{mc}} \quad (53)$$

де $I_{c.в.}$ – найбільше із значень, отримане за виразами (51) і (52).

Для реле типу РТ–85 знаходять кратність відсічки:

$$K_{відс} = \frac{I_{c.p.в.}}{I_y} \quad (54)$$

де I_y – струм уставки МСЗ реле РТ –85, А.

Чутливість відсічки:

$$k_{ч.в.} = \frac{I_K^{(2)}}{I_y} \cdot \frac{k_{cx.}}{k_{mc}} \quad (55)$$

де $I_K^{(2)}$ – струм к.з. у місці установлення захисту (двополюсне к.з.).

k_{cx} – коефіцієнт схеми.

Згідно із ПУЕ [4] для додаткових захистів повітряних ліній $k_{ч} \geq 1,2$.

Ефективність відсічки оцінюється зоною її дії (не менш 15–20% довжини лінії).

При розрахунку релейного захисту необхідно привести принципову схему захисту [1; 5; 9].

12 ОБЛАДНАННЯ МЕРЕЖ 10 та 0,4 кВ, ЩО ПРОЕКТУЮТЬСЯ

У даному розділі проекту необхідно привести конструктивні рішення з приводу обладнання зовнішніх електричних мереж. При цьому необхідно описати наступне:

- тип і конструкцію опор ліній 0,4 і 10 кВ;
- тип та варіанти виконання траверс;
- типи ізоляторів, що застосовані;
- способи кріплення проводів на опорах;
- тип ТП 10/0,4 кВ і спосіб її монтажу (встановлення);
- схеми і конструкції контурів заземлення.

Опис повинен бути стислим, з обов'язковим наведенням відповідних пояснюючих рисунків і ескізів.

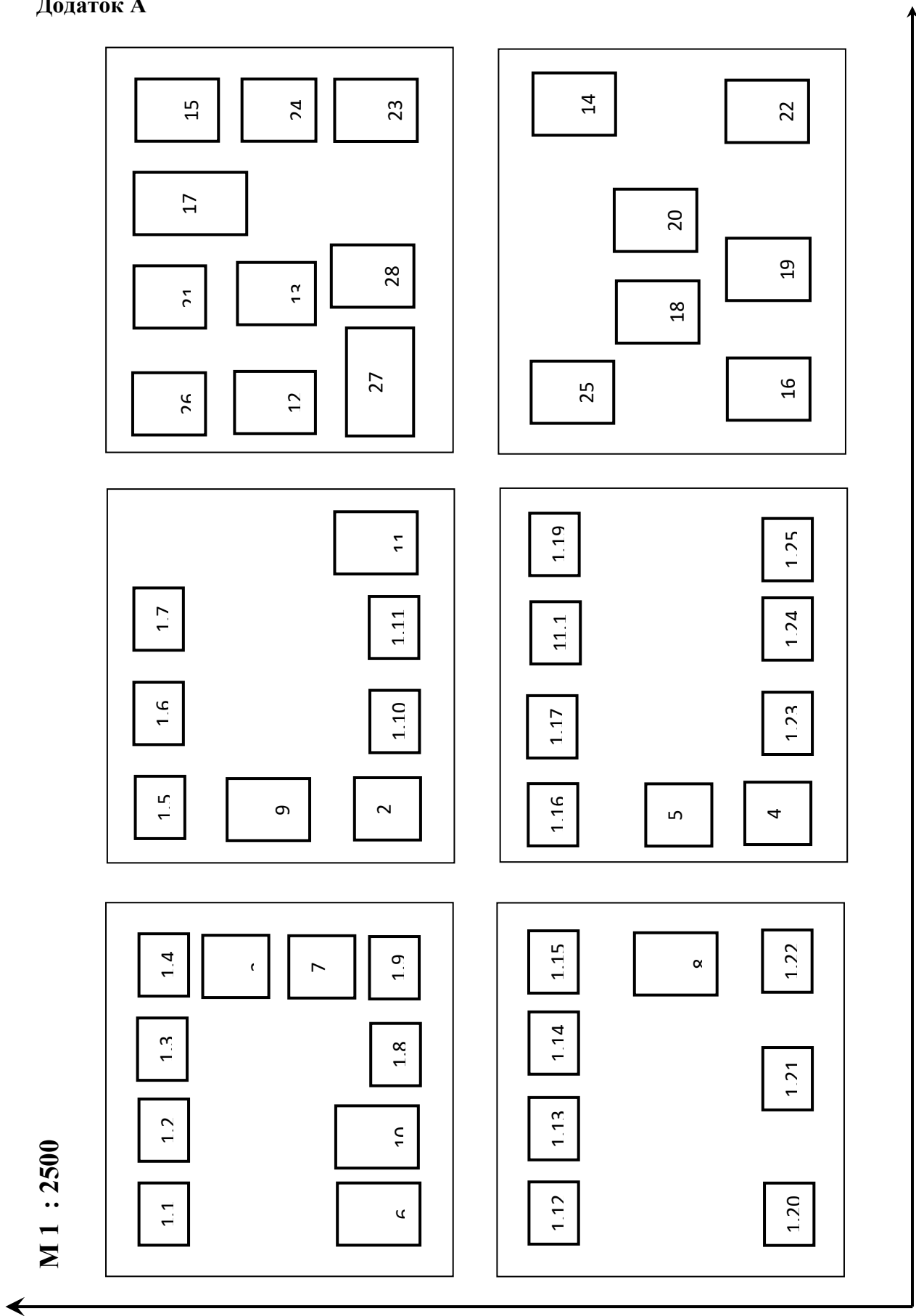


Рисунок А.1 – План населеного пункту. Варіант 1.

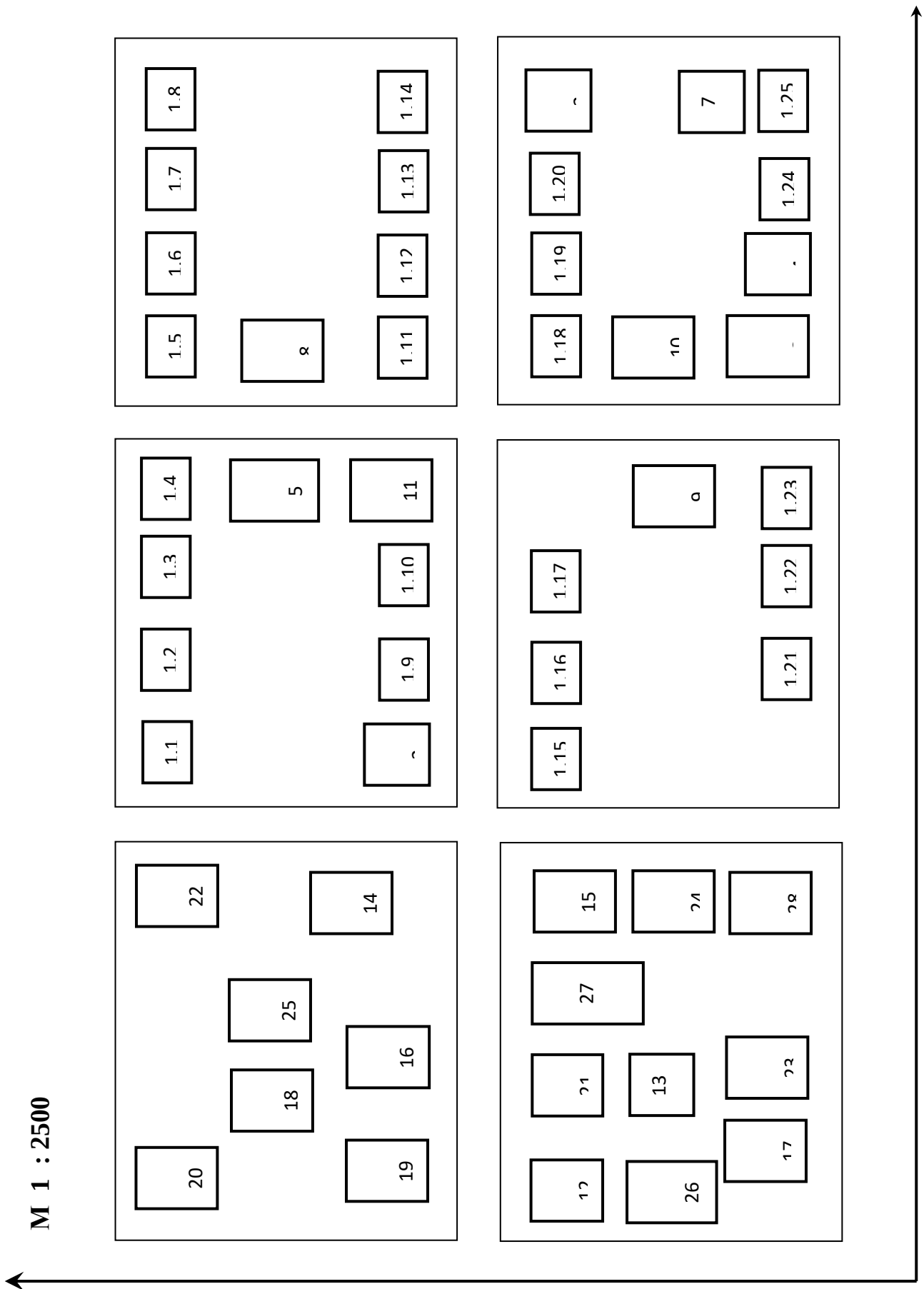


Рисунок 2 – План населеного пункту. Варіант 2.

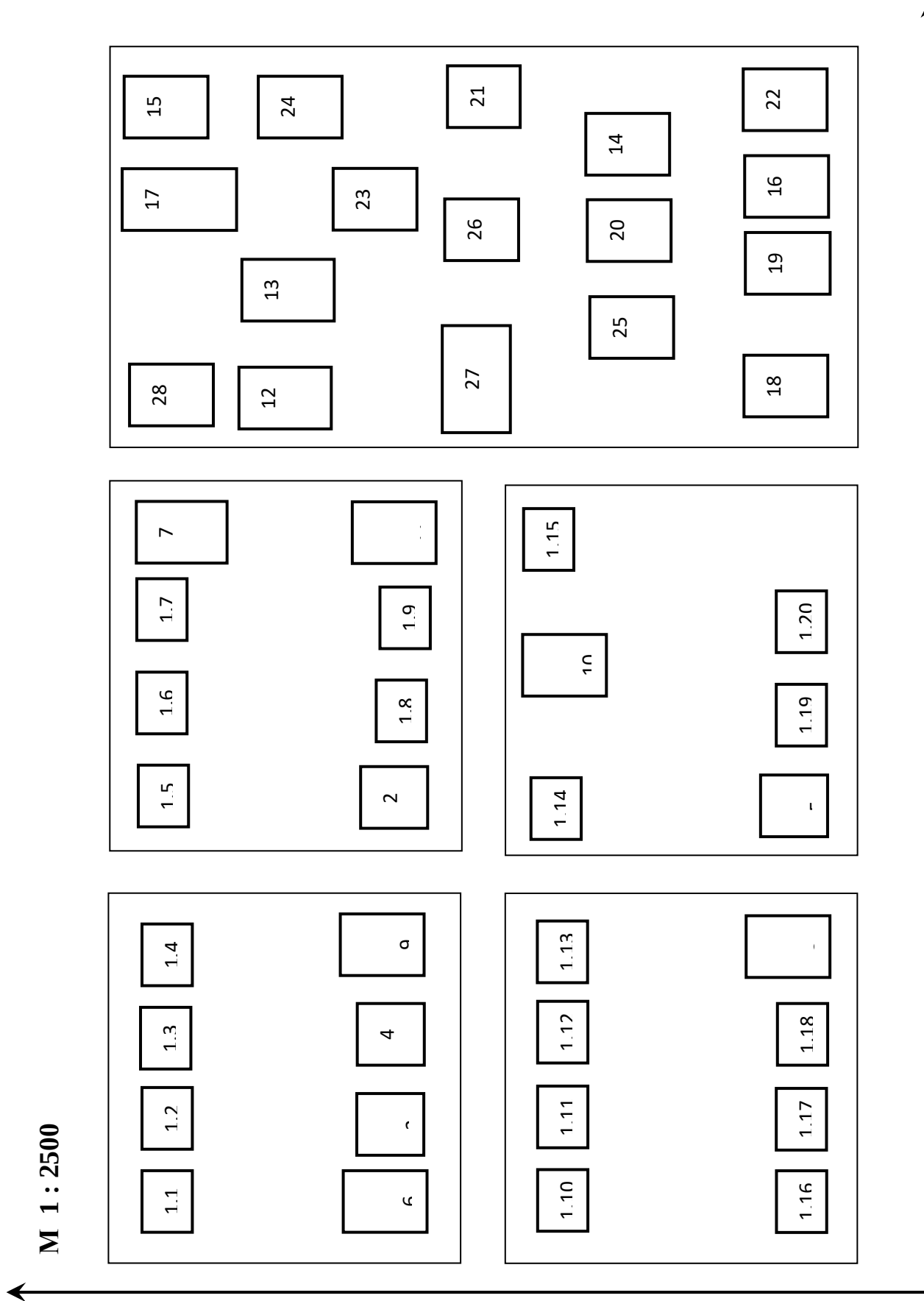


Рисунок А.3 – План населеного пункту. Варіант 3.

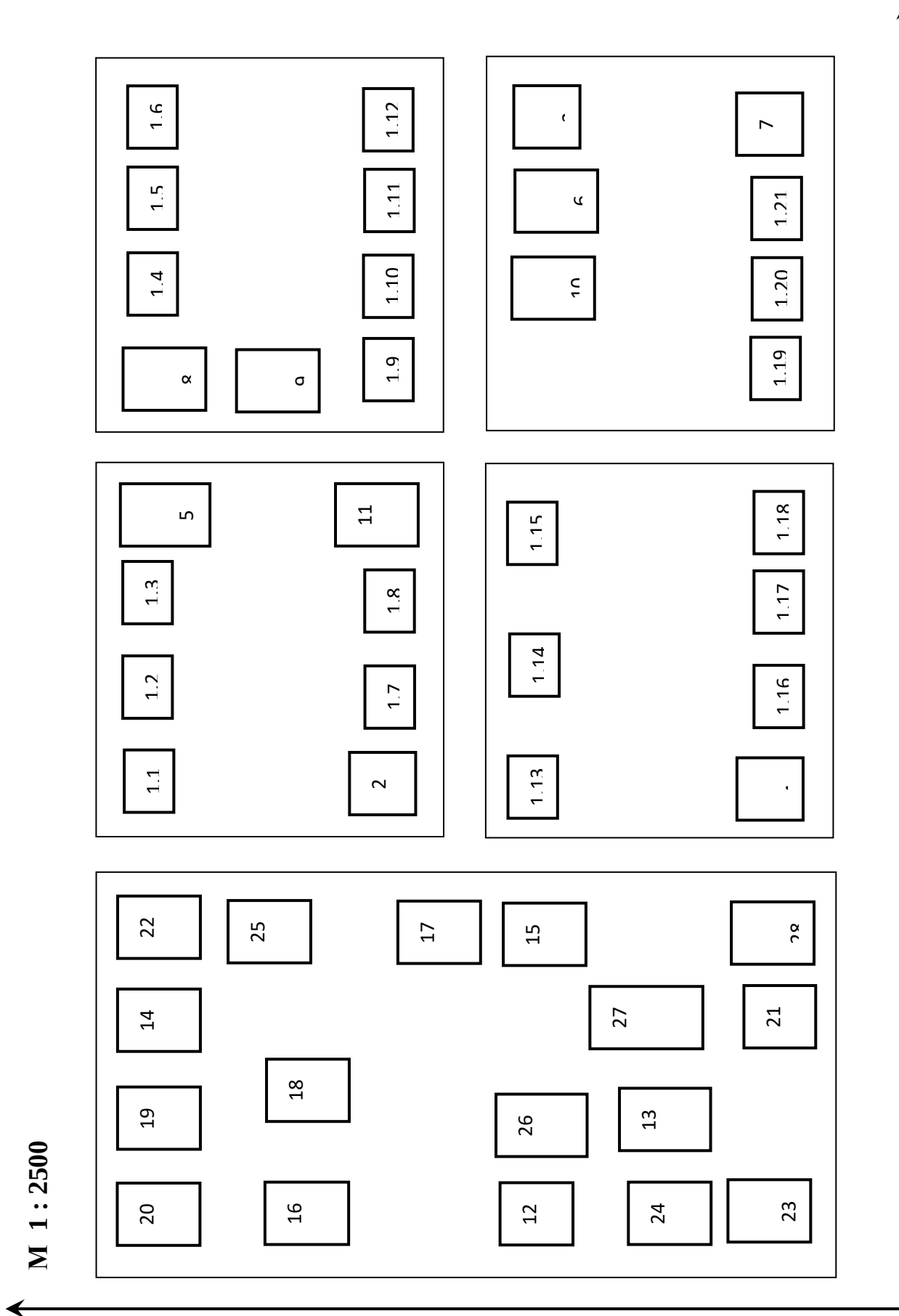


Рисунок А.4 – План населеного пункту. Варіант 4.

Додаток Б

Таблиця Б.1 – Побутові та виробничі споживачі електричної енергії

№	Найменування споживачів	P_D , кВт	P_B , кВт	Один.	Кількість споживачів, варіант завдання								
					1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Житлові будинки (в групі)			шт.	1	2	3	4	5	1	2	3	4
2	Їдальня	15	5	шт.		1		1		1		1	
3	Клуб на 200 місць	3	10	шт.	1		1		1		1		1
4	Школа на 150 учнів	12	5	шт.				1		1	1		1
5	Дитсадок	8	3	шт.	1	1	1		1	1		1	
6	Бібліотека	4	2	шт.					1			1	1
7	Продуктовий магазин	6	4	шт.	1		1				1		
8	Промисловий магазин	3	1	шт.		1		1					
9	Будинок побуту	8	2	шт.			1		1			2	1
10	Лазня	9	9	шт.	2	1		1		2	2		
11	Котельня	20	40	шт.	1		2		1		1		
12	Пташник “Бройлер-10”	15	20	шт.				1	2				2
13	Пташник “Зміна - 20м”	20	25	шт.		1	1			1		2	
14	Парник із ел. обігрівом	20	30	шт.	1					1			1
15	Кормоцех	40	10	шт.		1			1		2	1	
16	Пилорама	25	2	шт.				2		1	1		
17	Вівчарня на 1000 голів	2	5	шт.		2		1	3				1
18	Зернопункт 10 т/г	14	4	шт.			1						2
19	Зерносховище 500 т	10	4	шт.	2		1				1	1	
20	Млин на 400 кг/г	32	1	шт.		1		1		1		2	
21	Майстерня	30	10	шт.	1		1				1		
22	Склад з А1ДДП	50	1	шт.		1				1			1
23	Корівник на 100 голів	13	13	шт.	2		1		2	1			
24	Свинарник–маточник	6	10	шт.		1			3		1		2
25	Телятник на 120 голів	6	9	шт.	3			1				2	1
26	Корівник на 180 голів	12	12	шт.		2		3			1		
27	Телятник на 200 голів	7	12	шт.			1			2		2	
28	Свинарник на 200 голів	15	30	шт.				1	1			1	

Продовження таблиці Б.1.

№	Найменування споживачів	P_D , кВт	P_B , кВт	Один.	Кількість споживачів, варіант завдання								
					10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Житлові будинки (в групі)			шт.	2	3	4	5	1	2	3	4	2
2	Їдальня	15	5	шт.	1		1		1		1		1
3	Клуб на 200 місць	3	10	шт.		1		1		1		1	
4	Школа на 150 учнів	12	5	шт.				1		1	1		1
5	Дитсадок	8	3	шт.		1	1		1	1		1	
6	Бібліотека	4	2	шт.	1				1			1	1
7	Продуктовий магазин	6	4	шт.	1		1				1		
8	Промисловий магазин	3	1	шт.		1		1					
9	Будинок побуту	8	2	шт.	2	1		1		2	2		
10	Лазня	9	9	шт.			1		1			2	1
11	Котельня	20	40	шт.	1		2		1		1		
12	Пташник "Бройлер-10"	15	20	шт.				1	2				2
13	Пташник "Зміна - 20м"	20	25	шт.		1				1		2	
14	Парник із ел. обігрівом	20	30	шт.		1				1			1
15	Кормоцех	40	10	шт.			1				2	1	
16	Пилорама	25	2	шт.				2		1	1		1
17	Вівчарня на 1000 голів	2	5	шт.		2		1	3				1
18	Зернопункт 10 т/г	14	4	шт.	1		1					1	2
19	Зерносховище 500 т	10	4	шт.	2		1		1		1		
20	Млин на 400 кг/г	32	1	шт.		1				1		2	
21	Майстерня	30	10	шт.	1		1				1		
22	Склад з АІДДП	50	1	шт.		1		1		1			
23	Корівник на 100 голів	13	13	шт.	2		1		2		1		
24	Свинарник-маточник	6	10	шт.		1			3				2
25	Телятник на 120 голів	6	9	шт.	3			1		1		2	1
26	Корівник на 180 голів	12	12	шт.		2		3			1		
27	Телятник на 200 голів	7	12	шт.			1			2		2	
28	Свинарник на 200 голів	15	30	шт.	1			1	1			1	

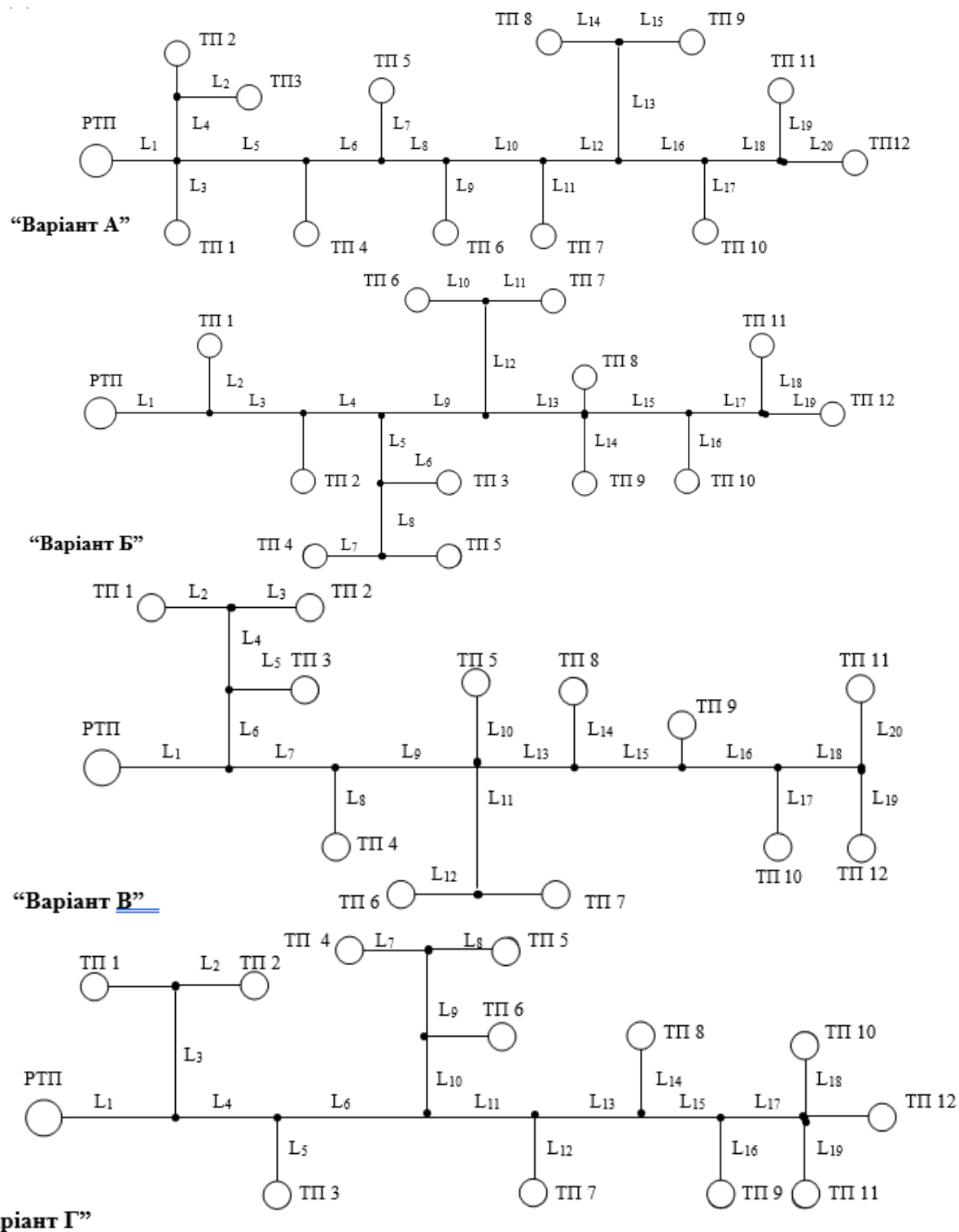


Рисунок В.1 – Варіанти повітряних ліній 10 кВ.

Таблиця Г.1 – Навантаження споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ (кВт)

Схема ліній	“ Варіант А”					“ Варіант Б”					“ Варіант В”					“ Варіант Г”				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Варіант 10	1	$\frac{260}{190}$			$\frac{80}{100}$	X			$\frac{120}{100}$		X		$\frac{250}{300}$	$\frac{150}{200}$		$\frac{120}{100}$		$\frac{120}{100}$		$\frac{160}{100}$
	2	X	$\frac{260}{190}$		$\frac{160}{100}$		X	$\frac{80}{100}$			X	$\frac{160}{100}$	$\frac{260}{190}$		$\frac{260}{110}$			$\frac{260}{110}$	$\frac{300}{170}$	
	3	X		$\frac{300}{170}$	$\frac{150}{200}$		$\frac{260}{110}$	$\frac{150}{200}$		X	$\frac{260}{110}$			$\frac{80}{100}$	$\frac{80}{100}$	$\frac{300}{170}$	$\frac{220}{290}$	X	$\frac{80}{100}$	$\frac{160}{140}$
	4	$\frac{160}{100}$	$\frac{80}{100}$			$\frac{160}{100}$				$\frac{260}{190}$	$\frac{300}{170}$	$\frac{250}{300}$			X		$\frac{260}{190}$	X		
	5		X	$\frac{250}{300}$	$\frac{260}{110}$			$\frac{260}{110}$	$\frac{120}{80}$	X	$\frac{80}{100}$				X	$\frac{80}{100}$		$\frac{120}{80}$	X	$\frac{150}{200}$
	6		X	X		$\frac{250}{300}$	$\frac{300}{170}$		$\frac{120}{100}$			$\frac{120}{100}$	$\frac{120}{100}$	$\frac{160}{140}$			$\frac{120}{100}$		X	
	7	$\frac{160}{100}$	$\frac{120}{100}$	X	$\frac{120}{100}$	X			X			$\frac{120}{100}$		X				X		$\frac{120}{100}$
	8		$\frac{220}{290}$	$\frac{80}{100}$	X	X	$\frac{120}{100}$	$\frac{120}{80}$	$\frac{80}{100}$		$\frac{220}{290}$	$\frac{260}{110}$	X	X	$\frac{220}{290}$			X		$\frac{300}{170}$
	9	$\frac{120}{80}$		$\frac{120}{80}$	X				$\frac{300}{170}$	$\frac{120}{100}$	$\frac{120}{100}$		$\frac{150}{200}$	$\frac{150}{200}$	X	$\frac{220}{290}$	$\frac{150}{200}$	$\frac{150}{200}$		$\frac{220}{290}$
	10		$\frac{160}{140}$			$\frac{220}{290}$	$\frac{150}{200}$	X		$\frac{160}{140}$		$\frac{80}{100}$			$\frac{150}{200}$	$\frac{150}{200}$	X	$\frac{160}{100}$	$\frac{150}{200}$	
Варіант 11	1						X	X		$\frac{250}{300}$				$\frac{220}{290}$		X		$\frac{220}{290}$	$\frac{160}{140}$	X
	1			$\frac{220}{290}$	$\frac{160}{140}$					$\frac{250}{300}$				$\frac{220}{290}$		X		$\frac{220}{290}$	$\frac{160}{140}$	
	1									$\frac{160}{140}$										
	2	$\frac{250}{300}$				$\frac{260}{110}$				$\frac{160}{140}$					$\frac{300}{170}$	$\frac{220}{290}$				X

X – трансформаторна підстанція, що проектується.

Таблиця Д.1 – Довжини ділянок повітряних ліній 10 кВ (км)

Схема лінії	" Варіант А"					" Варіант Б"					" Варіант В"					" Варіант Г"				
Варіант	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
L ₁	2	1	3	0,5	1	2	1	3	0,5	1,5	1	2	1	1,5	0,5	0,5	2	1	1	2
L ₂	0,5		1	1,5		1			2		1		1	2				1	2	
L ₃	1				2	0,3	1	1	1	2	0,2	2	1		2	2		3	2	3
L ₄	1,5	1	2	1		1	2	0,5	1	2	1	1	1	1	1	1	2	1	0,5	1
L ₅	2	2	1	1	2	1	1	0,5	2	1	1			0,5	2	2	2	0,5	3	3
L ₆	1	1	1	2	1	1,5	1	0,5		0,5	2	2	2	1	1	1	0,5	0,5	1	1
L ₇		0,5	2	1		0,5		1		1	1	1	2	1	2		1	0,6		
L ₈	0,5	0,5	1	1	1	1	1		1	0,5	2	0,5			0,5	1		1	1	4
L ₉		0,5	0,5		1	1	2	2	1	1	2	1	1	2	0,5	2	2	0,3	0,5	1
L ₁₀	1	3	0,5	2	0,5	2			1		1,5		1,5		0,5	2	2	0,3	1	1
L ₁₁	2	1	1	1	0,5		1		2		1	2	0,5	1		1	1	1	1	2
L ₁₂	1	2	3	0,5	1	1	1		0,5			2	1	1			0,5		2	
L ₁₃	3	2	2	1	0,5	1	1	2	1	2	1	1	0,5	0,5	1	1	0,5	2	2	0,5
L ₁₄		0,5	0,5	0,5	1			1	2	1		3	0,3	1	1		0,5			1
L ₁₅	2		0,5	0,5		2	0,4	1	2	1	2	2	3	0,5	2	1,5	1	1	1	1
L ₁₆	1	1,5	1	2	2	1,5	0,5		1		2	1,5		1	1	1	3	3		1
L ₁₇		2		1	1		0,4	1,5	2	1	1			3	1	1	2	1	1,5	2
L ₁₈	2		1	2	2,5		0,5	1		2		2		1	1	0,5	2		2	2
L ₁₉			1	1				2		2		1			2	0,5		3	2	0,8
L ₂₀	0,5				2							0,5		3						

ДОВЖИНИ ДІЛЯНОК ЛІНІЇ

Додаток Е

Таблиця Е.1 – Економічні інтервали навантаження силових трансформаторів ТП 10/0,4 кВ

Вид навантаження	Номинальна потужність трансформатора, кВА							
	25	40	63	100	160	250	400	630
Виробниче	До 45	46-85	86-125	126-160	161-320	321-355	356-620	621-630
Комунально-побутове	До 45	46-75	76-120	121-150	151-315	316-345	346-630	631-640
Змішане	До 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	556-755

Таблиця Е.2 – Коефіцієнт допустимих та аварійних перевантажень трансформаторів 10/0,4 кВ

Вид навантаження	S _н , кВА	t _{нм} , °C	k _{см}	$\alpha \cdot 10^{-2}$, 1/°C
Виробниче	До 63 100 і більше	-10	1,65 1,59	0,92
Комунальне	До 63 100 і більше	-10	1,68 1,65	0,9
Житлові будинки	До 63 100 і більше	-10	1,7 1,68	0,98
Змішане навантаження	До 63 100 і більше	-10	1,58 1,77	1,00

Додаток К

Таблиця К.1 – Інтервали економічних навантажень для основних та додаткових перерізів проводів ПЛ 0,4кВ (для усіх матеріалів опор)

Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів	Розрахункове навантаження, кВА	Марка та переріз додаткових проводів	Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів	Розрахункове навантаження, кВА	Марка та переріз додаткових проводів
1	2	3	4	1	2	3	4
ОЖЕЛЕДЬ 5 мм				ОЖЕЛЕДЬ 10 мм			
0-3,1	2 х 16	1	2 х 16	0-3,1	2 х 16	1	3 х 16
			3 х 16				4 х 16
			4 х 16				4 х 25
		2	3 х 16			2	3 х 16
			4 х 16				4 х 16
			4 х 25				4 х 25
		3	3 х 16			3	3 х 16
			4 х 16				4 х 16
			4 х 25				4 х 25
3,1 - 5,6	3 х 16	3,5	4 х 16	3-5,8	3 х 16	3,5	4 х 16
			4 х 25				4 х 25
			4 х 35				4 х 35
		4,5	2 х 16			4,5	4 х 16
			4 х 16				4 х 25
			4 х 25				4 х 35
			4 х 35			5,5	4 х 16
		5,5	2 х 16				4 х 25
			4 х 16				4 х 35
			4 х 25	5,8-13,5	4 х 16	7,0	4 х 25
			4 х 35				4 х 35
5,6- 8	4 х 16	6,0	4 х 25				4 х 50
			4 х 35			9,0	4 х 25
		7,0	4 х 25				4 х 35
			4 х 35				4 х 50
		8,0	4 х 25			11,0	4 х 25
			4 х 35				4 х 35
8-20,5	4 х 25	9,0	4 х 35				4 х 50
			4 х 50			13,0	4 х 25
		12,0	4 х 35				4 х 35
			4 х 50				4 х 50
		15,0	4 х 35	13,5-25,4	4 х 25	14,0	4 х 35
			4 х 50				4 х 50
		18,0	4 х 35			16,0	4 х 35
			4 х 50				4 х 50
		21,0	4 х 35			18,0	4 х 35
			4 х 50				4 х 50
20,5-26,4	4 х 35	22,0	4 х 50			20,0	4 х 35
		24,0	4 х 50				4 х 50
		26,0	4 х 50			22,0	4 х 35
Більше 26,4	4 х 50		4 х 50				4 х 50
				Більше 25,4	4 х 50		4 х 50

Продовження додатку К
Продовження таблиці К.1

1	2	3	4	1	2	3	4
ОЖЕЛЕДЬ 15 мм				ОЖЕЛЕЛЬ 20 мм			
0-6,6	2 х 25	1	3 х 25	0-4,4	2 х 25	1	3 х 25
			4 х 25				4 х 25
			4 х 35				4 х 35
		2	3 х 25			2	3 х 25
			4 х 25				4 х 25
			4 х 35				4 х 35
		3	4 х 25			3	3 х 25
			3 х 25				4 х 25
			4 х 35				4 х 35
		4	3 х 25			4	3 х 25
			4 х 25				4 х 25
			4 х 35				4 х 35
		5	3 х 26	4,4-13	3 х 25	5	4 х 25
			4 х 25				4 х 35
			4 х 35				4 х 50
		6	3 х 25			7	4 х 25
			4 х 25				4 х 35
			4 х 35				4 х 50
6,6-11,8	3 х 25	7	4 х 25			9	4 х 25
			4 х 35				4 х 35
			4 х 50				4 х 50
		8	4 х 25			11	4 х 25
			4 х 35				4 х 35
			4 х 50				4 х 50
		9	4 х 25			13	4 х 25
			4 х 35				4 х 35
			4 х 50				4 х 50
		10	4 х 25	13-17,7	4 х 25	15	4 х 35
			4 х 35				4 х 50
			4 х 50			17	4 х 35
		11	4 х 25				4 х 50
			4 х 35	17,7-26,4	4 х 35	18	4 х 35
			4 х 50			20	4 х 50
11,8-25,1	4 х 25	12	4 х 35	Більше 26,4	4 х 50		4 х 50
			4 х 50				
		14	4 х 35				
			4 х 50				
		16	4 х 35				
			4 х 50				
		18	4 х 35				
			4 х 50				
		20	4 х 35				
			4 х 50				
		22	4 х 35				
			4 х 50				
Більше 25,1	4 х 50		4 х 50				

Додаток М

Таблиця М.1 Питомі втрати напруги в ПЛ– 0,38кВ, % / (кВА км)

Характер виконання лінії		1 фаза + 0; 220 В			2 фази+0; 220 В	
Cos φ		1,0	0,95	0,9	0,95	0,9
Марка та переріз провoda	A16	7,6	7,7	7,5	3,1	3,0
	A25	4,8	5,0	4,9	2,1	1,9
	A35	3,5	3,8	3,9	1,5	1,45

Характер виконання лінії		3 фази + 0; 380/220 В						
Cos φ		0,98	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Марка та переріз провoda	A16	1,39	1,37	1,32	1,30	1,24	1,19	1,15
	A25	0,92	0,91	0,90	0,88	0,85	0,82	0,81
	A35	0,67	0,67	0,67	0,67	0,59	0,59	0,62
	A50	0,48	0,49	0,49	0,49	0,49	0,48	0,47
	A70	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	0,38	0,38
	A95	0,28	0,28	0,30	0,32	0,31	0,31	0,31
	A120	0,22	0,24	0,25	0,27	0,27	0,27	0,28

Таблиця М.2 – Питомі втрати напруги в ПЛ – 10 кВ, % / (кВА км)

Марка провoda		А		АС	
Cos φ		0,9	0,8	0,9	0,8
Переріз провoda	16	0,00192	0,00176	0,0020	0,00184
	25	0,00130	0,00124	0,0017	0,00130
	35	0,00098	0,00095	0,0001	0,00096
	50	0,00074	0,00074	0,00074	0,00074
	70	0,00056	0,0006	0,00056	0,00060
	95	0,00045	0,0005	0,00046	0,00051

Додаток Л

Таблиця Л.1 Коефіцієнт одночасності в мережах 0,38 кВ

Кількість споживачів	Коефіцієнт одночасності для			
	Житлові будинки			Виробничі споживачі
	Газифіковані	з електро- плитами та обігрівачами	Не газифіковані	
2	0.77	0.73	0.78	0.85
3	0.64	0.62	0.68	0.80
5	0.53	0.50	0.57	0.75
10	0.42	0.38	0.49	0.65
20	0,34	0,29	0,38	0,55
50	0.27	0.22	0.31	0.47
100	0.24	0.17	0.26	0.40
200	0.20	0.15	0.22	0.35
і більше	0.18	0.12	0.21	0.50

Таблиця Л.2 Надбавки для підсумовування навантажень в мережах 0,38 Кв

Рн	ΔРн	Рн	ΔРн	Рн	ΔРн	Рн	ΔРн
0.2	+0,2	12	+7.3	50	+34.0	170	+123
0.4	+0.3	14	+8.5	55	+37.5	180	+130
0.6	+0.4	16	+9.8	60	+41.0	190	+140
0.8	+0.5	18	+11.2	65	+44.5	200	+150
1.0	+0.6	20	+12.5	70	+48.0	210	+158
2.0	+1.2	22	+13.8	80	+55.0	220	+160
3.0	+1.8	24	+15.0	90	+62.0	230	174+
4.0	+2.4	26	+16.4	100	+69.0	240	+182
5.0	+3.0	28	+17.7	110	+76.0	250	190
6	+3.6	30	+19.0	120	+84.0	260	+198
7	+4.2	32	+20.4	130	+92.0	270	+206
8	+4.8	35	+22.8	140	+100	280	+214
9	+5.4	40	+26.5	150	+106	290	+222
10	+6.0	45	+30.2	160	+116	300	+250

Чепіжний Андрій Володимирович
Лисенко Віта Василівна

Основи електропостачання

**Методичні вказівки до виконання
модульного курсового проекту**

Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет,
вул. Г. Кондратьєва, 160

Підписано до друку _____ 2024 р. Формат А5; Гарнітура Times New Roman

Тираж ____ примірників Замовлення _____ Ум. Друк. арк
