

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

**Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем**

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

**Методичні вказівки щодо виконання практичних завдань
для здобувачів спеціальності**

**141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної і заочної форм навчання першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

СУМИ – 2025

Укладачі:

Козін В. М., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Савойський О. Ю., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем

Шашков С. В., к. е. н., старший викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем

Рясна О. В., старший викладач кафедри енергетики та електротехнічних систем

К 19 Основи електропостачання :

Методичні вказівки щодо виконання практичних завдань для здобувачів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної і заочної форм навчання першого (бакалаврського) рівня вищої освіти [Електронне видання] / укл.: В. М. Козін, О. Ю. Савойський, С. В. Шашков, О. В. Рясна. – Суми, 2025 – 82 с.

У методичних вказівках зібраний основний теоретичний матеріал з основ електропостачання, наведені завдання та приклади їх виконання.

Методичні вказівки будуть корисними під час вивчення дисципліни «Основи електропостачання», підготовки до проходження практик, написання кваліфікаційних робіт, а також при вирішенні практичних завдань, пов'язаних з проблемами електропостачання об'єктів різних сфер діяльності та побуту людини.

Рецензенти:

Кравченко В. О., к. ф.-м. н., доцент кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ;

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

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А. В., к. т. н., завідувач кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету.

Протокол № 4 від «28» січня 2025 року

ЗМІСТ

	С.
Вступ.....	4
1 Трасування повітряних ліній напругою 0,38 кВ.....	5
2 Розрахунок електричних навантажень в мережі напругою 0,38 кВ.....	10
3 Визначення потужності та кількості трансформаторів знижувальних підстанцій.....	15
4 Розрахунок електричних навантажень повітряних ліній напругою 6–35 кВ.....	19
5 Розрахунок втрат електричної енергії в елементах системи електропостачання.....	22
6 Вибір перерізу проводів повітряних ліній електропередачі методом економічних інтервалів.....	25
7 Вибір плавких запобіжників, автоматичних вимикачів та перерізу проводів і кабелів за допустимим нагріванням.....	29
8 Перевірка електричної мережі на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна.....	40
9 Визначення допустимої втрати напруги в електричній мережі.....	44
10 Розрахунок струмів короткого замикання у електричних мережах напругою понад 1000 В.....	47
11 Розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах напругою 380/220 В.....	54
12 Вибір електричних апаратів сільських трансформаторних підстанцій..	57
Список літератури.....	67
Додатки.....	68

ВСТУП

Електроенергетика України становить фундаментальний сектор національної економіки і водночас є однією з найбільш історично розвинених галузей. Генерація електроенергії базується на використанні атомної енергії, процесах спалювання мазуту, вугілля, біопалива та природного газу. Крім традиційних джерел енергії, в Україні активно впроваджуються відновлювані джерела, зокрема сонячна та вітрова енергетика, а також гідроелектростанції. Цей сектор займає ключову позицію в економічній системі держави, забезпечуючи значний внесок до національного ВВП.

Енергетична інфраструктура країни являє собою складну і розгалужену систему, яка функціонує без визначеного централізованого вузла. Енергогенеруючі підприємства передають вироблену електроенергію до єдиної енергетичної мережі, яка забезпечує її розподіл до кінцевих споживачів. Водночас регіональні мережі пов'язані між собою через спеціалізовані підстанції, що сприяє ефективній інтеграції локальних і національних складників енергосистеми.

Енергетичний сектор України працює під управлінням централізованої диспетчерської системи оперативно-технологічного контролю виробництва, передачі та постачання електроенергії. Основні функції управління об'єднаною енергетичною системою реалізує державне підприємство, призначене центральним органом виконавчої влади, який відповідальний за політику у сфері електроенергетики. Механізм централізованого диспетчерського управління охоплює суб'єкти господарської діяльності та об'єкти енергетичного сектора, які інтегровані до об'єднаної енергосистеми України.

1 ТРАСУВАННЯ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 0,38 кВ

Мета заняття: навчитися виконувати розрахунок навантажень для групи житлових будинків, потужності зовнішнього освітлення населеного пункту, координат повітряних ліній напругою 0,38 кВ та подальше їх трасування.

Теоретичні відомості

1.1 Розрахунок навантажень для групи житлових будинків

Для групи житлових будинків навантаження вечірнього максимуму дорівнює:

$$P_B = n \cdot k_o P_o, \quad (1.1)$$

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 ввіді в житловий будинок (Вт).

Навантаження денного максимуму групи житлових будинків дорівнює:

$$P_D = 0,3 P_B. \quad (1.2)$$

1.2 Розрахунок потужності зовнішнього освітлення населеного пункту

Потужність зовнішнього освітлення населеного пункту визначають з виразу:

$$P_{\text{вул.}} = L \cdot P_{o \text{ вул.}} + N \cdot P_{o \text{ прим.}}, \quad (1.3)$$

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.

1.3 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 практичному завданні кількість ТП беруть згідно із завданням. Трансформаторну підстанцію, як правило, встановлюють у центрі навантажень зони її дії.

Координати центру навантажень визначають як:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}, \quad (1.4)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}, \quad (1.5)$$

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 ведуть за одним, денним або вечірнім, максимумом, для якого сумарне навантаження більше.

Розрахунок доцільно зводити до таблицю (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – 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].

1.4 Трасування повітряних ліній 0,38 кВ

Після визначення місця розміщення ТП вирішують 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].

Задача 1

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.

Вихідні дані до завдання взяти з додатку П відповідно до варіанту, що визначається викладачем.

Приклад виконання

Дані розрахунку заносимо до табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахунок координат центру навантажень

№ споживача	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
1.1	Житловий будинок	2,83	9,44	2,8	21	26,42	198,24
1.2	Житловий будинок	2,83	9,44	5,4	21	50,97	198,24
1.3	Житловий будинок	2,83	9,44	8,2	21	77,4	198,24
1.4	Житловий будинок	2,83	9,44	12	21	113,28	198,24
1.5	Житловий будинок	2,83	9,44	14,6	21	137,82	198,24
1.6	Житловий будинок	2,83	9,44	17,4	21	164,25	198,24
1.7	Житловий будинок	2,83	9,44	2,8	13	26,43	122,72
1.8	Житловий будинок	2,83	9,44	5,4	13	50,97	122,72
1.9	Житловий будинок	2,83	9,44	8,2	13	77,4	122,72
1.10	Житловий будинок	2,83	9,44	12	13	113,28	122,72
1.11	Житловий будинок	2,83	9,44	14,6	13	137,82	122,72
1.12	Житловий будинок	2,83	9,44	17,4	13	164,25	122,72
1.13	Житловий будинок	2,83	9,44	2,8	9,5	26,43	89,68
1.14	Житловий будинок	2,83	9,44	5,4	9,5	50,97	89,68

Продовження таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8
1.15	Житловий будинок	2,83	9,44	8,2	9,5	77,4	89,68
1.16	Житловий будинок	2,83	9,44	2,8	1,8	26,43	16,99
1.17	Житловий будинок	2,83	9,44	5,4	1,8	50,97	16,99
1.18	Житловий будинок	2,83	9,44	8,2	1,8	77,4	16,99
1.19	Житловий будинок	2,83	9,44	12	1,8	113,28	16,99
1.20	Житловий будинок	2,83	9,44	14,6	1,8	137,82	16,99
1.21	Житловий будинок	2,83	9,44	17,4	1,8	164,25	16,99
3	Клуб на 200 місць	3	10	17,9	9,8	179	98
5	Дитсадок	12	4	8,7	16	104,4	192
7	Продуктовий магазин	6	4	8,7	4,7	52,2	28,2
9	Будинок побуту	8	2	14,1	9,5	112,8	76
11	Котельня	20	40	17,9	6,9	716	276
13	Пташник «Зміна – 20м»	20	25	24	16,6	600	415
18	Зернопункт 10 т/г	16	2	23,7	2,4	379,2	91,2
19	Зерносховище 500 т	10	4	23,7	5,7	237	57
21	Майстерня	30	10	20,7	13,4	621	402
23	Корівник на 100 голів	13	13	22,8	8,9	273,6	115,7
27	Телятник на 200 голів	7	12	21,2	1,8	254,4	21,6
	Всього	204,43	324,24			5394,84	4069,44

$$x_{ц.н.} = \frac{5394,84}{324,24} = 16,6 \text{ см}$$

$$y_{ц.н.} = \frac{4069,44}{324,84} = 12,5 \text{ см}$$

З урахуванням забудови населеного пункту остаточно приймаємо наступні координати встановлення споживчої ТП 10/0,4 кВ: $x = 16,2 \text{ см}$; $y = 17,1 \text{ см}$.

Трасування повітряних ліній 0,38 кВ

Для кожної лінії складають розрахункову схему, на якій показують споживачів, навантаження денного та вечірнього максимумів (P_D і P_B), нумерацію розрахункових ділянок, їх довжину (рис. 1.1–1.3).

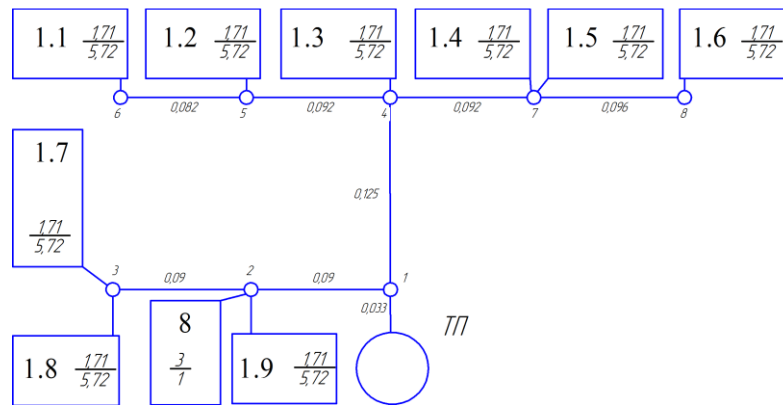


Рисунок 1.1 – Приклад розрахункової схеми лінії 1

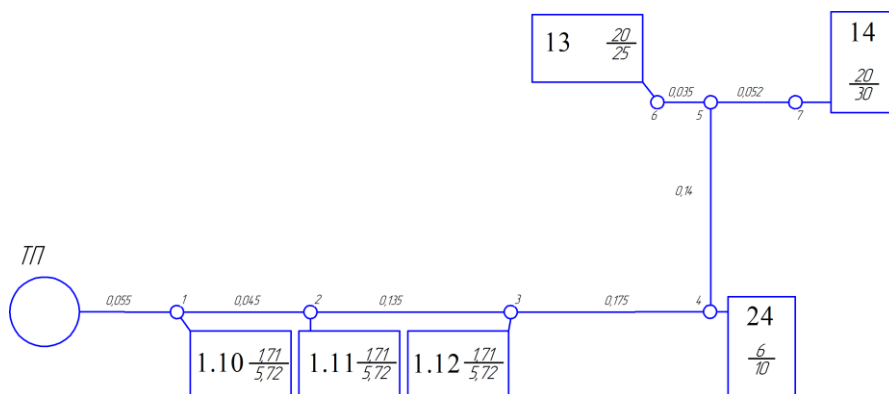


Рисунок 1.2 – Приклад розрахункової схеми лінії 2

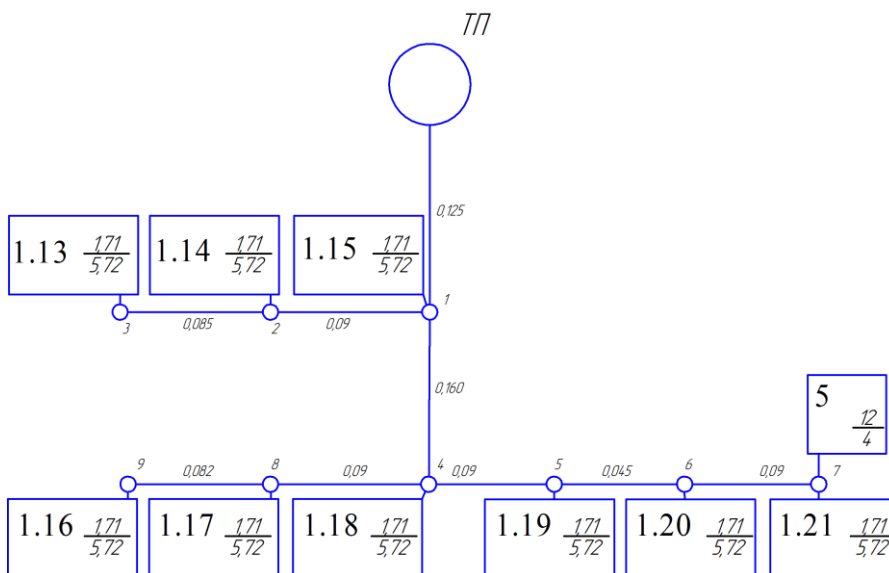


Рисунок 1.3 – Приклад розрахункової схеми лінії 3

За аналогічним принципом треба зобразити розрахункову схему лінії 4.

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ В МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 0,38 кВ

Мета заняття: навчитися розраховувати електричні навантаження в сільських мережах напругою 0,38 кВ

Теоретичні відомості

Так як дані навантаження не однорідні то розрахунок виконують методом надбавок. Розрахунок починаємо з кінця лінії:

$$P_p = P_o + \Delta P_m, \quad (2.1)$$

де P_o – більше з навантажень, кВт;

ΔP_m – надбавка від меншого навантаження, кВт.

Визначають середньозважений коефіцієнт потужності на ділянках лінії з різнорідними навантаженнями:

$$\cos \varphi_{сз} = \frac{\sum P_i \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (2.2)$$

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

$\cos \varphi_i$ – коефіцієнт потужності i -го споживача.

Визначають значення повних потужностей на ділянках лінії:

$$S_{p\partial} = \frac{P_{\partial}}{\cos \varphi_{\partial}} ; \quad S_{p\epsilon} = \frac{P_{\epsilon}}{\cos \varphi_{\epsilon}}. \quad (2.3)$$

Задача 2

П'ятнадцять житлових будинків, що мають побутові кондиціонери та знаходяться у селищі міського типу нової забудови з газифікацією зібрані у три групи по п'ять будинків. Навантаження ($P_{\partial}/P_{\epsilon}$, кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_{\partial}/\cos \varphi_{\epsilon}$) інших споживачів та довжини ділянок лінії 0,38 кВ (l , м) вказані на розрахунковій схемі лінії (див. Додаток П). Визначити розрахункові навантаження на ділянках мережі (лінії) 0,38 кВ та загальну потужність зовнішнього освітлення вулиці.

Вихідні дані до завдання взяти з додатку П відповідно до варіанту, що визначається викладачем.

Приклад виконання

Відповідно до умови задачі 2, викладеної вище, та вихідних даних (рис. 2.1) розрахувати електричні навантаження у мережі напругою 0,38 кВ.

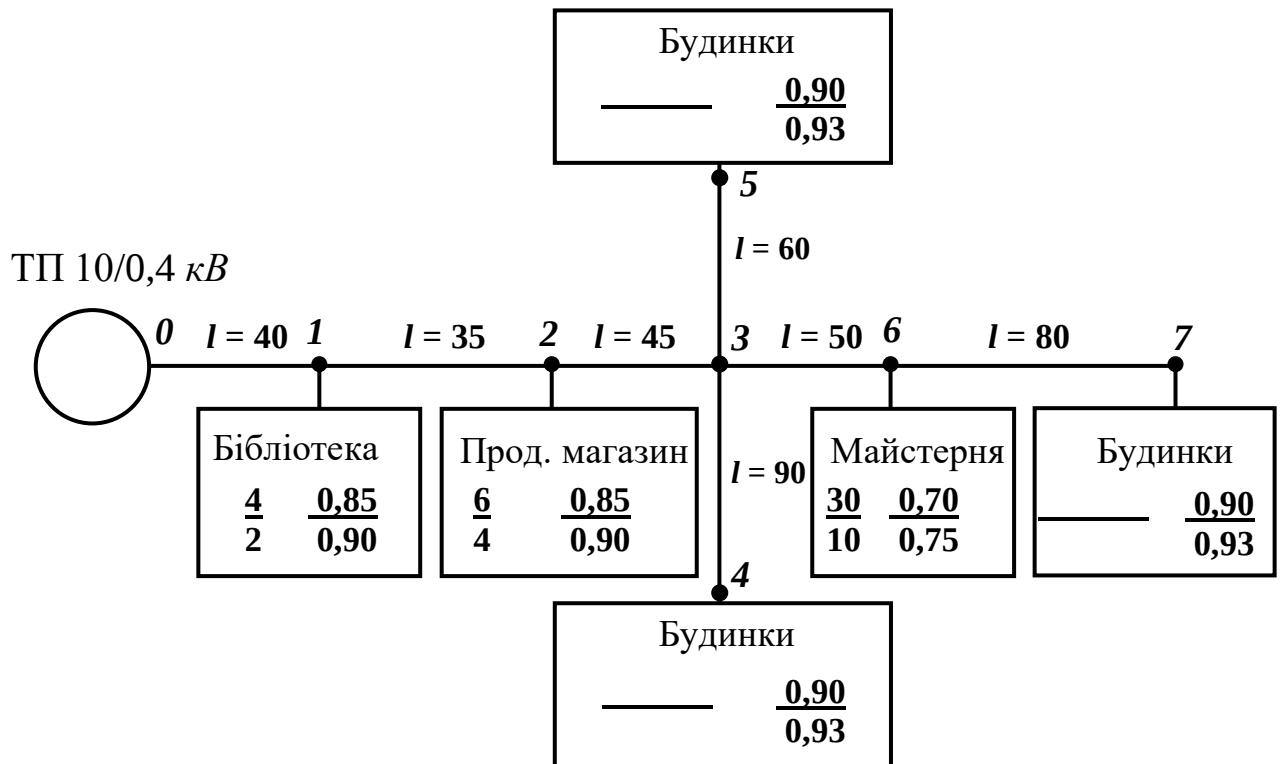


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

Розв'язання

1. Навантаження на вводі до житлового будинку (розрахункове навантаження) визначаємо із літературних джерел. Для будинку в селищі міського типу нової забудови із газифікацією $P_{\max}^1 = 4 \text{ кВт}$.

Враховуємо, що будинок має побутовий кондиціонер, тому навантаження збільшуємо на $\Delta P_{\max} = 1 \text{ кВт}$.

Отже, загальне розрахункове навантаження складе

$$P_{\max} = P_{\max}^1 + \Delta P_{\max} = 4 + 1 = 5 \text{ кВт}.$$

2. Кількість побутових споживачів у одній групі

$$n = N / z = 15 / 3 = 5,$$

де N – загальна кількість побутових споживачів;

z – кількість груп споживачів.

3. Максимум денного та вечірнього навантаження групи з п'яти будинків визначаємо через коефіцієнт одночасності

$$P_{\epsilon} = n \cdot k_o \cdot P_{\max}; \quad P_{\epsilon} = 5 \cdot 0,53 \cdot 5 = 13,25 \text{ кВт}.$$

$$P_{\delta} = \kappa_{\delta} \cdot P_{\epsilon}; \quad P_{\delta} = 0,3 \cdot 13,25 = 3,975 \text{ кВт}.$$

4. Загальна протяжність вулиць у селищі

$$L = \sum_{i=1}^m l_i = 80 + 50 + 90 + 60 + 45 + 35 + 40 = 400 \text{ м}.$$

5. Загальна потужність зовнішнього освітлення:

$$P_{\text{з.о.}} = L \cdot P_{0 \text{ вул}} + N \cdot P_{0 \text{ прим}};$$

$$P_{\text{з.о.}} = 400 \cdot 10 + 3 \cdot 250 = 4750 \text{ Вт} = 4,75 \text{ кВт}.$$

де $P_{0 \text{ прим}} = 250 \text{ Вт}$ – норма навантаження зовнішнього освітлення території однієї групи будинків (довідкові дані);

$P_{0 \text{ вул}} = 10 \text{ Вт/м}$ – норма навантаження зовнішнього освітлення території вулиці (довідкові дані).

6. Визначаємо навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ. Через неоднорідність і не співмірність навантажень, тому знаходження їх суми виконуємо методом надбавок. Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії (див. рис. 2.1).

$$P_p = P_{\epsilon} + \Delta P_m.$$

$$P_{p.\delta.7-6} = P_{\delta} = 3,975 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon.7-6} = P_{\epsilon} = 13,25 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.\delta.6-3} = 30 + \Delta 3,975 = 30 + 2,38 = 32,38 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.6-3} = 13,25 + \Delta 10 = 13,25 + 6 = 19,25 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.\delta.4-3} = P_{\delta} = 3,975 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon.4-3} = P_{\epsilon} = 13,25 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.\delta.5-3} = P_{\delta} = 3,975 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon.5-3} = P_{\epsilon} = 13,25 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.\delta.3-2} = 32,38 + \Delta 3,975 + \Delta 3,975 = 32,38 + 2,38 + 2,38 = 37,14 \text{ кВт};$$

$$P_{p.г. 3-2} = 19,25 + \Delta 13,25 + \Delta 13,25 = 19,25 + 8,05 + 80,5 = 35,35 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.д. 2-1} = 37,14 + \Delta 6,0 = 37,14 + 3,60 = 40,74 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.г. 2-1} = 35,35 + \Delta 4,00 = 35,35 + 2,40 = 37,75 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.д. 1-0} = 40,74 + \Delta 4,00 = 40,74 + 2,40 = 43,14 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.г. 1-0} = 37,75 + \Delta 2,00 = 37,75 + 1,20 = 38,95 \text{ кВт.}$$

7. За довідковими даними визначаємо коефіцієнт потужності окремих споживачів, а на ділянках лінії визначаємо його середньозважене значення:

$$\cos \varphi_{д7-6} = 0,90; \quad \cos \varphi_{г7-6} = 0,93;$$

$$\cos \varphi_{с.з} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}$$

$$\cos \varphi_{д6-3} = \frac{30 \cdot 0,7 + 3,975 \cdot 0,9}{30 + 3,975} = 0,72;$$

$$\cos \varphi_{г6-3} = \frac{13,25 \cdot 0,93 + 10 \cdot 0,75}{13,25 + 10} = 0,85;$$

$$\cos \varphi_{д3-2} = \frac{32,38 \cdot 0,72 + 3,975 \cdot 0,9 + 3,975 \cdot 0,9}{32,38 + 3,975 + 3,975} = 0,755;$$

$$\cos \varphi_{г3-2} = \frac{19,25 \cdot 0,85 + 13,25 \cdot 0,93 + 13,25 \cdot 0,93}{19,25 + 13,25 + 13,25} = 0,9;$$

$$\cos \varphi_{д2-1} = \frac{37,14 \cdot 0,755 + 6 \cdot 0,85}{37,14 + 6} = 0,77;$$

$$\cos \varphi_{г2-1} = \frac{35,35 \cdot 0,9 + 4 \cdot 0,9}{35,35 + 4} = 0,9;$$

$$\cos \varphi_{д1-0} = \frac{40,74 \cdot 0,77 + 4 \cdot 0,85}{40,74 + 4} = 0,78;$$

$$\cos \varphi_{г1-0} = \frac{37,75 \cdot 0,9 + 2 \cdot 0,9}{37,75 + 2} = 0,9.$$

8. Визначаємо повну розрахункову потужність споживачів на ділянках лінії:

$$S_{p.г.} = \frac{P_{p.д.}}{\cos \varphi_{д}}; \quad S_{p.г.} = \frac{P_{p.г.}}{\cos \varphi_{г}}.$$

$$S_{p.\partial.7-6} = \frac{3,975}{0,90} = 4,42 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.7-6} = \frac{13,25}{0,93} = 14,25 \text{ кВА}.$$

$$S_{p.\partial.6-3} = \frac{32,38}{0,72} = 44,97 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.6-3} = \frac{19,25}{0,85} = 22,65 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.4-3} = \frac{3,975}{0,90} = 4,42 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.4-3} = \frac{13,25}{0,93} = 14,25 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.5-3} = \frac{3,975}{0,90} = 4,42 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.5-3} = \frac{13,25}{0,93} = 14,25 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.3-2} = \frac{37,14}{0,755} = 49,19 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.3-2} = \frac{35,35}{0,90} = 39,27 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.2-1} = \frac{40,74}{0,77} = 52,90 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.2-1} = \frac{37,75}{0,90} = 41,94 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.1-0} = \frac{43,14}{0,78} = 55,31 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\partial.1-0} = \frac{38,14}{0,90} = 42,37 \text{ кВА}.$$

9. Результати розрахунків заносимо до табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Визначення розрахункових навантажень в лінії 0,38 кВ

Ділянка	Більше навантаження		Менше навантаження		Надбавка		Розрахункове навантаження		$\cos \phi$	$\cos \phi$	$S_{p.\partial}$, кВА	$S_{p.\partial}$, кВА
	P_{∂} , кВт	P_{∂} , кВт	P_{∂} , кВт	P_{∂} , кВт	ΔP_{∂} , кВт	ΔP_{∂} , кВт	$P_{p\partial}$, кВт	$P_{p\partial}$, кВт				
7-6	3,975	13,25	—	—	—	—	3,975	13,25	0,90	0,93	4,42	14,25
6-3	30,00	13,25	3,975	10,00	2,38	6,00	32,38	19,25	0,72	0,85	44,97	22,65
4-3	3,975	13,25	—	—	—	—	3,975	13,25	0,90	0,93	4,42	14,25
5-3	3,975	13,25	—	—	—	—	3,975	13,25	0,90	0,93	4,42	14,25
3-2	32,38	19,25	3,975	13,25	2,38	8,05	37,14	35,35	0,755	0,90	49,19	39,27
			3,975	13,25	2,38	8,05						
2-1	37,14	35,35	6,00	4,00	3,60	2,40	40,74	37,75	0,77	0,90	52,90	41,94
1-0	40,74	37,75	4,00	2,00	2,40	1,20	43,14	38,95	0,78	0,90	55,31	42,37

3 ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА КІЛЬКОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЗНИЖУВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Мета заняття: навчитися визначати розрахункову потужність та виконувати вибір силових трансформаторів знижувальних підстанцій напругою 10/0,4 кВ

Теоретичні відомості

Визначення розрахункової потужності силових трансформаторів одно-, або двотрансформаторної підстанцій здійснюють 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 додаємо до сумарного вечірнього максимуму.

$$P_{р\delta\ tr} = P_{р\delta\ лін. Б} + \sum \Delta P_{р\delta\ лін. М}, \quad (3.1)$$

$$P_{рв\ tr} = P_{рв\ лін. Б} + \sum \Delta P_{рв\ лін. М} + P_{в\ ул.}, \quad (3.2)$$

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

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

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

$$S_{ЕК. \min} \leq \frac{S_{P_{\text{зад.}}}}{n} \leq S_{ЕК. \max}, \quad (3.3)$$

де $S_{P_{\text{зад.}}}$ – 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, кВА.

Прийняту номінальну потужність трансформатора перевіряють із умови його роботи у нормальному режимі експлуатації за допустимими систематичними навантаженнями. Для забезпечення нормального режиму експлуатації підстанції вибрану номінальну потужність трансформатора перевіряють:

$$\frac{S_p}{n S_H} \leq k_c, \quad (3.4)$$

де S_p, S_H – відповідно, розрахункова і номінальна потужність трансформатора, кВА;

n – кількість трансформаторів, шт.;

k_c – коефіцієнт допустимого систематичного перевантаження трансформатора.

$$k_c = k_{cm} - \alpha (t_n - t_{nm}), \quad (3.5)$$

де k_{cm} – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, яке відповідає табличній середньодобовій температурі;

α – розрахунковий температурний градієнт, $1/^\circ\text{C}$;

t_n – середньодобова температура повітря, $^\circ\text{C}$;

t_{nm} – середньодобова таблична температура повітря, $^\circ\text{C}$.

Задача 3

Трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ живить три повітряні лінії напругою 0,38 кВ. Навантаження ліній $P_{p.d.lin.} / P_{p.v.lin.}$, кВт. Визначити номінальну потужність силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ та річне споживання електричної енергії на шинах підстанції.

Вихідні дані до завдання взяти відповідно до варіанту, що визначається викладачем.

Приклад виконання

Відповідно до умови задачі 3, викладеної вище, та вихідних даних (рис. 3.1) визначити потужності та кількості трансформаторів знижувальних підстанцій.

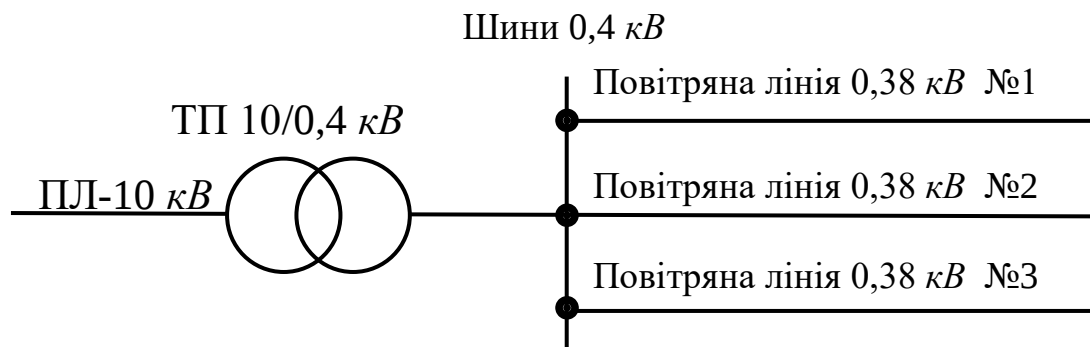


Рисунок 3.1 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 3.1 – Вихідні дані для розрахунку

Навантаження ліній $P_{p.д. лін.} / P_{p.в. лін.}, кВт$			$P_{з.о.},$ $кВт$	$t_n, ^\circ C$	Характер навантаження	$T, год$
ПЛ №1	ПЛ №2	ПЛ №3				
$\frac{52,5}{37,6}$	$\frac{72,5}{60,6}$	$\frac{49,5}{60,6}$	18,0	-5	Комун.- побутове	2750

Розв'язання

1. Розрахункове активне навантаження (денне та вечірнє) на шинах ТП

$$P_{p.д. ТП} = P_{p.д. лін.б} + \sum \Delta P_{p.д. лін.м},$$

$$P_{p.д. ТП} = 72,5 + \Delta 52,5 + \Delta 49,5 = 72,5 + 35,8 + 33,6 = 141,9 \text{ кВт}.$$

$$P_{p.в. ТП} = P_{p.в. лін.б} + \sum \Delta P_{p.в. лін.м} + P_{з.о.},$$

$$P_{p.в. ТП} = 60,6 + \Delta 60,6 + \Delta 37,6 + 18,0 = 60,6 + 42,1 + 24,7 + 18,0 = 145,4 \text{ кВт}.$$

2. За літературою [2-4] визначаємо коефіцієнти потужності для споживчої ТП 10/0,4 кВ із комунально-побутовим навантаженням

$$\cos \varphi_0 = 0,9; \quad \cos \varphi_0 = 0,92.$$

3. Повна розрахункова потужність ТП (денна та вечірня)

$$S_{p.д. ТП} = \frac{P_{p.д. ТП}}{\cos \varphi_0}, \quad S_{p.в. ТП} = \frac{P_{p.в. ТП}}{\cos \varphi_0}.$$

$$S_{p.д. ТП} = \frac{141,9}{0,9} = 157,7 \text{ кВА}; \quad S_{p.в. ТП} = \frac{145,4}{0,92} = 158,0 \text{ кВА}.$$

З урахуванням того, що $S_{p.в. ТП} = 158,0 \text{ кВА} > S_{p.д. ТП} = 157,7 \text{ кВА}$, то як розрахункову беремо потужність $S_{p.в. ТП} = 158 \text{ кВА}$.

4. Номінальна потужність трансформатора при $n = 1$, за шкалою економічних інтервалів [4, 7] (Додаток А):

$$S_{\text{екон. min}} \leq \frac{S_{p.ТП}}{n} \leq S_{\text{екон. max}}; \quad 151 \leq \frac{158}{1} \leq 315.$$

Обираємо трансформатор з номінальною потужністю $S_{нтр} = 160 \text{ кВА}$.

5. Коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора [7] (Додаток А):

$$k_c = k_{c.m.} - \alpha (t_n - t_{n.m.}),$$

$$k_c = 1,65 - 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot (-5 - (-10)) = 1,60.$$

6. Взятую номінальну потужність трансформатора перевіряємо за умови його роботи у нормальному режимі експлуатації із допустимим систематичним навантаженням:

$$\frac{S_{p.ТП}}{n \cdot S_{нтр}} \leq k_c; \quad \frac{158}{1 \cdot 160} = 0,987 \leq 1,60.$$

Умова виконується. До встановлення на підстанції 10/0,4 кВ приймаємо один силовий трансформатор потужністю $S_{нтр} = 160 \text{ кВА}$.

7. Річне споживання електроенергії на шинах ТП при $T = 2750 \text{ год}$
 $W_{рік} = 145,4 \cdot 2750 = 399850 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$

4 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 6–35 кВ

Мета заняття: навчитися розраховувати електричні навантаження на ділянках повітряних ліній напругою 6–35 кВ

Теоретичні відомості

Визначають розрахункові навантаження на ділянках лінії 6–35 кВ на вводах до споживчих ТП з урахуванням коефіцієнта одночасності:

$$P_{p\partial} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\partial i}, \quad P_{p\epsilon} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\epsilon i}, \quad (4.1)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності;

$P_{\partial i}$ і $P_{\epsilon i}$ – навантаження денного і вечірнього максимумів i -ї підстанції, кВт.

Задача 4

Визначити повну розрахункову потужність $S_{p,\partial}$, $S_{p,\epsilon}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ. Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{\partial ТП i} / P_{\epsilon ТП i}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рис. 4.1). Характер навантаження споживчих ТП – змішане. Середня частка виробничого навантаження для всіх підстанцій складає $P_{\Pi} / P_0 = 0,2$.

Вихідні дані до завдання взяти відповідно до варіанту, що визначається викладачем.

Приклад виконання

Відповідно до умови задачі 4, викладеної вище, та вихідних даних (рис. 4.1) розрахувати електричні навантаження повітряних ліній напругою 6–35 кВ.

Розв’язання

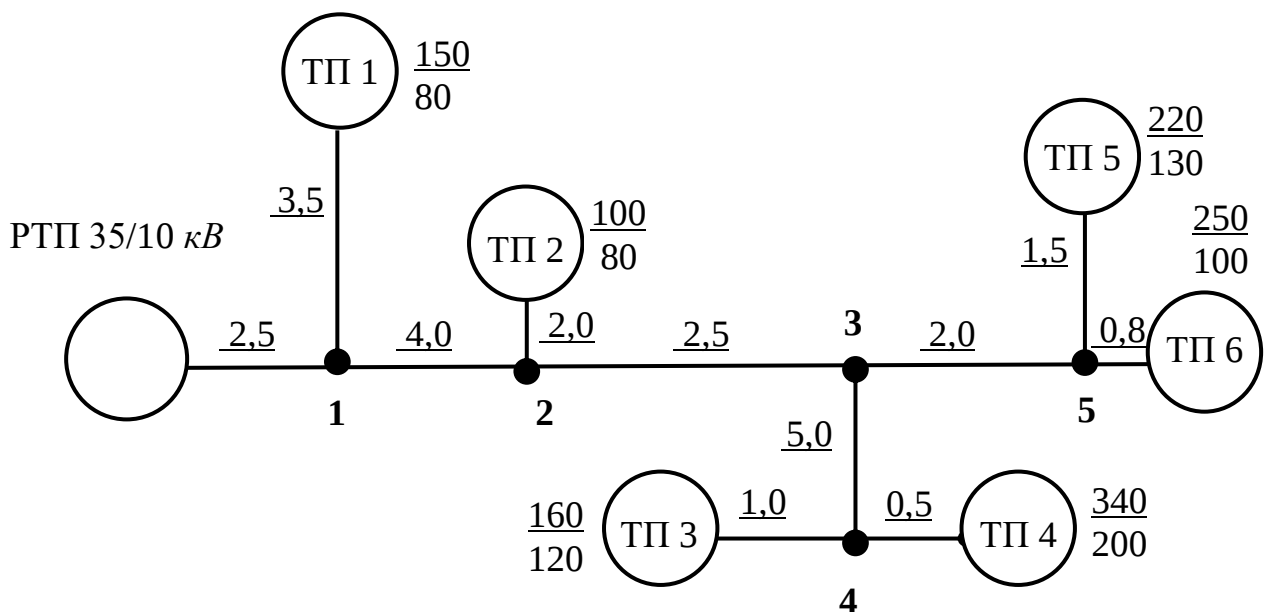


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

1. Визначаємо навантаження на окремих ділянках лінії. Знаходимо суму навантаження із використанням коефіцієнта одночасності. Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії (рис. 4.1).

$$P_{p.\partial} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\partial.TPi}, \quad P_{p.\epsilon} = k_o \sum_{i=1}^n P_{\epsilon.TPi}.$$

– ділянка ТП5–5:

$$P_{p.\partial} = P_{\partial} = 220 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon} = P_{\epsilon} = 130 \text{ кВт}.$$

– ділянка 5–3:

$$P_{p.\partial} = 0,9 \cdot (220 + 250) = 423 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon} = 0,9 \cdot (130 + 100) = 207 \text{ кВт}.$$

– ділянка ТП3–4:

$$P_{p.\partial} = P_{\partial} = 160 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon} = P_{\epsilon} = 120 \text{ кВт}.$$

– ділянка 4–3:

$$P_{p.\partial} = 0,9 \cdot (160 + 340) = 450 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon} = 0,9 \cdot (120 + 200) = 288 \text{ кВт}.$$

– ділянка 3–2:

$$P_{p.\partial} = 0,82 \cdot (220 + 250 + 160 + 340) = 795,4 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon} = 0,82 \cdot (130 + 100 + 120 + 200) = 451 \text{ кВт}.$$

– ділянка ТП2–2:

$$P_{p.\partial} = P_{\partial} = 100 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon} = P_{\epsilon} = 80 \text{ кВт}.$$

– ділянка 2–1:

$$P_{p.\partial} = 0,8 \cdot (220 + 250 + 340 + 160 + 100) = 856 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon} = 0,8 \cdot (130 + 100 + 200 + 120 + 80) = 504 \text{ кВт}.$$

– ділянка ТП1–1:

$$P_{p.\partial} = P_{\partial} = 150 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon} = P_{\epsilon} = 80 \text{ кВт}.$$

– ділянка 1–РТП:

$$P_{p.\partial} = 0,79 \cdot (220 + 250 + 340 + 160 + 100 + 150) = 863,8 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon} = 0,79 \cdot (130 + 100 + 200 + 120 + 80 + 80) = 560,9 \text{ кВт}.$$

2. Коефіцієнт потужності для ТП із виробничим характером навантаження становить [3-9]:

$$\cos \varphi_{\partial} = 0,83; \quad \cos \varphi_{\epsilon} = 0,90.$$

Для споживачів з напругою вище 1000 В коефіцієнт потужності визначається за графіками, в залежності від відношення виробничого P_n навантаження до сумарного P_0 навантаження усіх споживачів.

3. Визначаємо повну розрахункову потужність на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ:

$$S_{p.\partial.} = \frac{P_{p.\partial.}}{\cos \varphi_{\partial.}}; \quad S_{p.в.} = \frac{P_{p.в.}}{\cos \varphi_{в.}}$$

– ділянка ТП5–5:

$$S_{p.\partial.} = \frac{220}{0,83} = 265,1 \text{ кВА}; \quad S_{p.в.} = \frac{130}{0,9} = 144,4 \text{ кВА}.$$

– ділянка 5–3:

$$S_{p.\partial.} = \frac{423}{0,83} = 509,6 \text{ кВА}; \quad S_{p.в.} = \frac{207}{0,9} = 230,0 \text{ кВА}.$$

Повну розрахункову потужність на інших ділянках лінії визначаємо аналогічно. Результати розрахунків наведені у табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунок навантажень лінії напругою 10 кВ

Ділянка	$\sum_{i=1}^n P_{\partial.ТПi},$ кВт	$\sum_{i=1}^n P_{в.ТПi},$ кВт	k_o	$P_{p.\partial.i},$ кВт	$P_{p.в.i},$ кВт	$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{в}$	$S_{p.\partial.i},$ кВА	$S_{p.в.i},$ кВА
ТП5–5	220	130	1,0	220	130	0,83	0,90	265,1	144,4
5–3	423	207	0,9	470	230	0,83	0,90	509,6	230,0
ТП3–4	160	120	1,0	160	120	0,83	0,90	192,8	133,3
4–3	500	320	0,9	450	288	0,83	0,90	542,2	320,0
3–2	970	550	0,82	795,4	451	0,83	0,90	958,3	501,1
ТП2–2	100	80	1,0	100	80	0,83	0,90	120,5	96,4
2–1	1070	630	0,8	856	504	0,83	0,90	1031,3	560,0
ТП–1	150	80	1,0	150	80	0,83	0,90	180,7	96,4
1–РТП	1220	710	0,79	863,8	560,9	0,83	0,90	1040,7	623,2

5 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Мета заняття: навчитися розраховувати втрати електричної енергії в елементах системи електропостачання – у лініях електропередачі та у силових трансформаторах.

Основні теоретичні відомості до розв’язання задачі взяти з конспекту лекцій.

Задача 5

Визначити річні втрати електричної енергії у системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, $kWh \cdot год$, яка складається з N трансформаторів напругою 35/10 kV потужністю $S_{н.тр}$ MVA з коефіцієнтом завантаження κ_3 та М повітряних ліній (ПЛ) напругою 10 kV . Матеріал проводу ліній заданий.

Вихідні дані до завдання взяти відповідно до варіанту, що визначається викладачем.

Приклад виконання

Відповідно до умови задачі 5, викладеної вище, та вихідних даних розрахувати втрати електричної енергії в елементах системи електропостачання.

Для розв’язання взяти: матеріал проводу ліній – сталь-алюміній;

трансформатори у кількості 2 шт. напругою 35/10 kV потужністю $S_{н.тр} = 2,5$ MVA з коефіцієнтом завантаження $\kappa_3 = 0,95$ мають три повітряні лінії.

Вихідні дані для розрахунку наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Розрахункові дані мережі

№ ПЛ	I, A	$l, км$	$F, мм^2$	$\cos \varphi$	$T, год$
ПЛ 1	50	5	35	0,90	3500
ПЛ 2	80	3	50	0,85	3500
ПЛ 3	34	7	35	0,80	3500

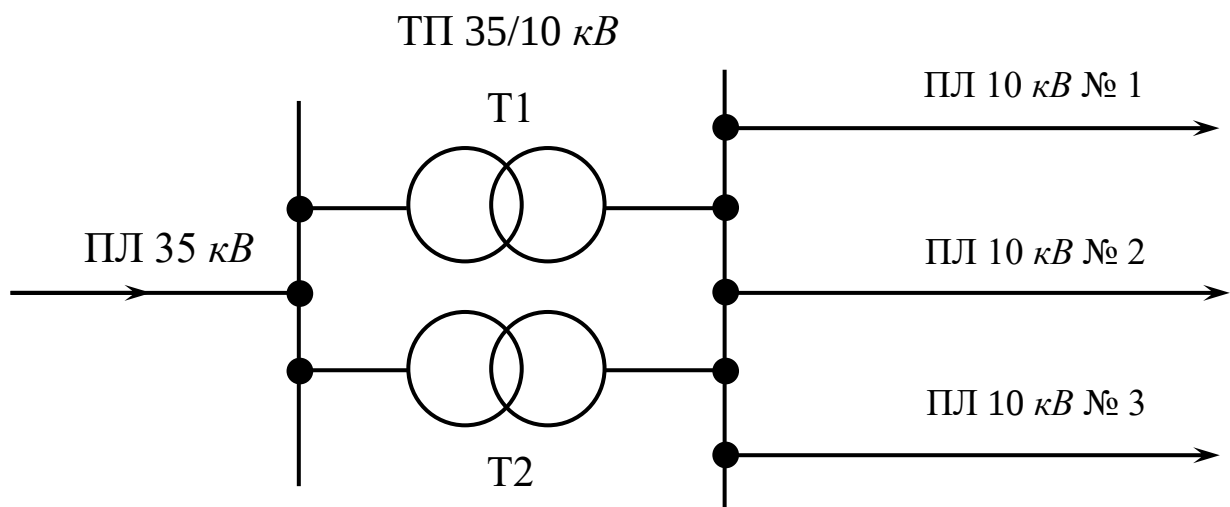


Рисунок 5.1 – Розрахункова схема системи електропостачання

Розв'язання

1. За літературними джерелами [3–5] для часу використання максимального навантаження T , год, визначаємо час максимальних втрат τ , год.

Для $T = 3500$ год $\tau = 2000$ год.

2. За літературними джерелами [3, 4, 11] визначаємо питомий опір проводів повітряної лінії: $r_{01} = 0,773$ Ом/км; $r_{02} = 0,592$ Ом/км; $r_{03} = 0,773$ Ом/км.

3. Визначаємо втрати електричної енергії в повітряних лініях:

$$\Delta W_{\text{л}} = 3r_{\text{л}} \cdot I_{\text{макс л}}^2 \cdot \tau.$$

$$\Delta W_{\text{ПЛ1}} = 3 \cdot (0,773 \cdot 5) \cdot 50^2 \cdot 2000 = 57975000 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 57975,0 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{\text{ПЛ2}} = 3 \cdot (0,592 \cdot 3) \cdot 80^2 \cdot 2000 = 68198400 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 68198,4 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{\text{ПЛ3}} = 3 \cdot (0,773 \cdot 7) \cdot 34^2 \cdot 2000 = 37530696 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 37530,7 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

4. Визначаємо сумарні втрати енергій в повітряних лініях:

$$\Delta W_{\Sigma \text{ПЛ}} = \sum \Delta W_{\text{ПЛ}i}.$$

$$\Delta W_{\Sigma \text{ПЛ}} = 57975 + 68198,4 + 37530,7 = 163704,1 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

5. Визначаємо втрати електричної енергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{мн}} \left(\frac{S_{\text{макс тр}}}{S_{\text{нтр}}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_{\text{х}} \cdot 8760,$$

де $\Delta P_{м.н.}$ – номінальні втрати потужності в міді трансформатора (втрати короткого замикання), Вт [3 с.473; 4 с.513; 9 с.158];

$\Delta P_x = \Delta P_{x.н.}$ – номінальні втрати потужності в сталі трансформатора (втрати холостого ходу), Вт [3 с.473; 4 с.513; 9 с.158].

Отже, $\Delta P_{м.н.} = 25,0 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 5,1 \text{ кВт}$ [2, 3, 9];

$$\Delta W_{тр} = \frac{1}{2} \cdot 25 \cdot \left(\frac{2,5 \cdot 0,95}{2,5} \right)^2 \cdot 2000 + 2 \cdot 5,1 \cdot 8760 = 111914,5 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

6. Визначаємо сумарні втрати енергій в системі електропостачання:

$$\Delta W_{\Sigma CE} = \Delta W_{\Sigma ПЛ} + \Delta W_{тр};$$

$$\Delta W_{\Sigma CE} = 163704,1 + 111914,5 = 275618,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

6 ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ МЕТОДОМ ЕКОНОМІЧНИХ ІНТЕРВАЛІВ

Мета заняття: навчитися вибирати переріз проводів повітряних ліній електропередачі напругою 0,38–10 кВ за економічними інтервалами (за мінімумом зведених витрат).

Теоретичні відомості

Вибір перерізів проводів в мережах 0,38 к і 10 кВ проводять за найменшими зведеними річними затратами з наступною їх перевіркою на допустиму втрату напруги.

Проводять вибір проводу за еквівалентною потужністю:

$$S_{EKB} = k_{\partial} S_P, \quad (6.1)$$

де k_{∂} – коефіцієнт динаміки зростання навантаження, для ліній що будуються $k_{\partial} = 0,7$;

S_P – розрахункове навантаження ділянки лінії, кВА.

Визначають втрату напруги на розрахункових ділянках ліній:

$$\Delta U_{\partial_{\text{л.}}} = \Delta U_{\text{н.т.}} \cdot S_P \cdot L_{\partial_{\text{л.}}}, \quad (6.2)$$

де $\Delta U_{\text{н.т.}}$ – питома втрата напруги, %/кВА·км;

$L_{\partial_{\text{л.}}}$ – довжина ділянки лінії, км.

Задача 6

Задано район за ожеледдю, допустима втрата напруги $\Delta U_{\text{дон}}$
Навантаження споживачів ($P_{\partial}/P_{\text{в}}$, кВт), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_{\partial}/\cos \varphi_{\text{в}}$) та довжини ділянок лінії (l , м) наведені на розрахунковій схемі лінії. Вибрати переріз проводів повітряної лінії 0,38 кВ методом економічних інтервалів (за мінімумом зведених витрат). Повна розрахункова потужність та коефіцієнти потужності по кожній ділянці наведені у таблиці вихідних даних.

Вихідні дані до завдання взяти відповідно до варіанту, що визначається викладачем.

Приклад виконання

Відповідно до умови задачі 6, викладеної вище, та вихідних даних виконати вибір перерізу проводів повітряних ліній електропередачі методом економічних інтервалів.

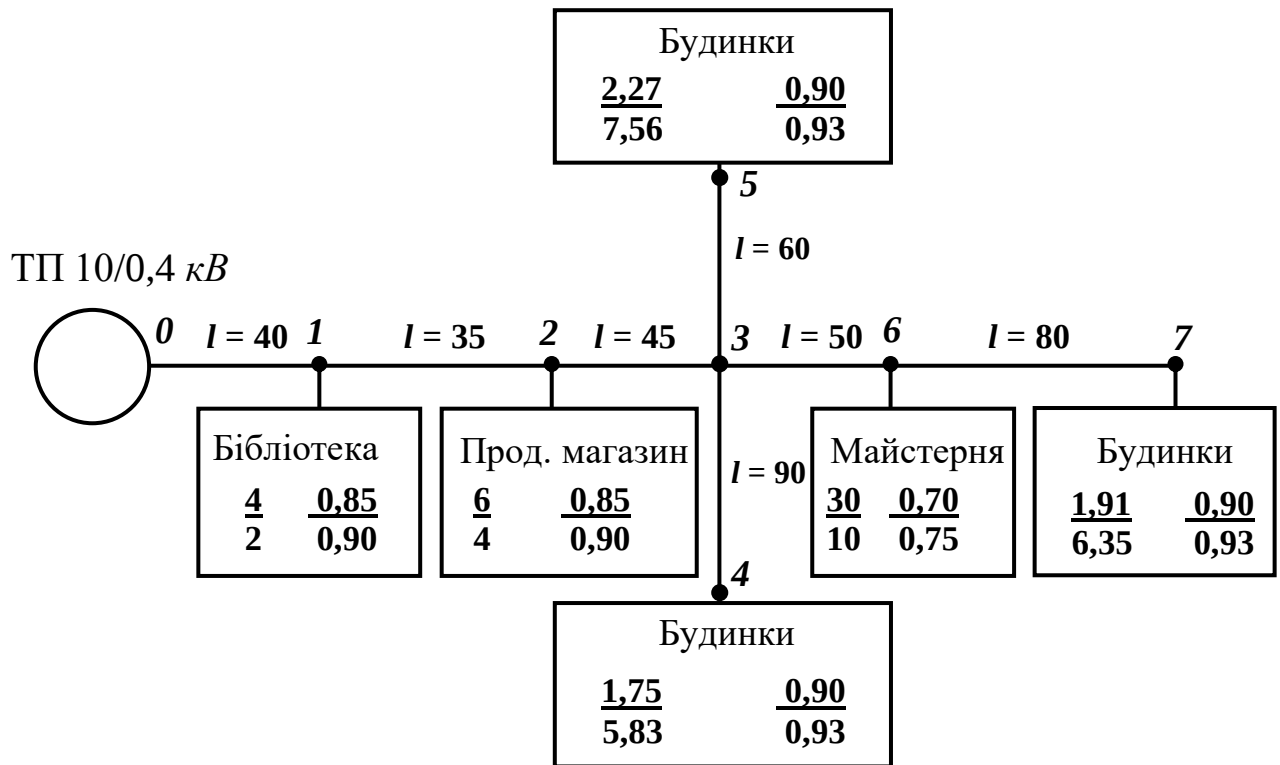


Рисунок 6.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

Таблиця 6.1 – Розрахункові навантаження в лінії 0,38 кВ (див. рис. 6.1)

Ділянка	7-6	6-3	4-3	5-3	3-2	2-1	1-0
$S_{p.д}$, кВА	4,42	44,97	4,42	4,42	49,19	52,90	55,31
$S_{p.в}$, кВА	14,25	22,65	14,25	14,25	39,27	41,94	42,37
$\cos \varphi_{\partial}$	0,9	0,72	0,90	0,90	0,75	0,77	0,78
$\cos \varphi_{в}$	0,93	0,85	0,93	0,93	0,90	0,90	0,90

Розв'язання

1. Із табл. 2.1 (практичне заняття 2) беремо повне розрахункове навантаження окремих ділянок повітряної лінії ($S_{p.д}$, $S_{p.в}$).

2. Визначаємо розрахунковий максимум навантаження. Для цього визначаємо денний та вечірній моменти навантаження лінії (табл. 6.1):

$$M_{н.д.} = \sum S_{p.дi} \cdot l_i; \quad M_{н.в.} = \sum S_{p.вi} \cdot l_i.$$

Таблиця 6.1 – Визначення розрахункового максимуму навантаження

Ділянка	$S_{p.д.},$ кВА	$S_{p.в.},$ кВА	$l,$ м	$M_{нд},$ кВА·м	$M_{нв},$ кВА·м	Примітки
7-6	4,42	14,25	80	353,6	1140,0	За розрахункове беремо денне навантаження лінії (9542,5 > 9339,9)
6-3	44,97	22,65	50	2248,5	1132,5	
4-3	4,42	14,25	90	397,8	1282,5	
5-3	4,42	14,25	60	265,2	855,0	
3-2	49,19	39,27	45	2213,5	1767,2	
2-1	52,90	41,94	35	1851,5	1467,9	
1-0	55,31	42,37	40	2212,4	1694,8	
Разом:	—	—	400	9542,5	9339,9	

Як розрахунковий беремо денний максимум навантаження лінії.

3. Коефіцієнт динаміки зростання навантаження $\kappa_{\delta}=0,7$ [3–10].

4. Еквівалентна потужність на ділянці лінії:

$$S_{екв} = \kappa_{\delta} \cdot S_p.$$

$$S_{екв\ 7-6} = 0,7 \cdot 4,42 = 3,09 \text{ кВА};$$

$$S_{екв\ 6-3} = 0,7 \cdot 44,97 = 31,48 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв\ 5-3} = 0,7 \cdot 4,42 = 3,09 \text{ кВА};$$

$$S_{екв\ 4-3} = 0,7 \cdot 4,42 = 3,09 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв\ 3-2} = 0,7 \cdot 49,19 = 34,43 \text{ кВА};$$

$$S_{екв\ 2-1} = 0,7 \cdot 52,9 = 37,03 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв\ 1-0} = 0,7 \cdot 55,31 = 38,72 \text{ кВА}.$$

5. За еквівалентною потужністю для II-го району за ожеледдю ($b = 5 \text{ мм}$ [1–6]) вибираємо «основний» переріз проводів на ділянках лінії.

Для ділянок 7-6, 4-3, 5-3 вибираємо алюмінієвий провід марки А16; для ділянки 6-3, 3-2, 2-1, 1-0 – А50 [3–10].

6. Фактична втрата напруги в проводі на ділянках повітряної лінії:

$$\Delta U_{факт\ 7-6} = 1,325 \cdot 3,09 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 0,33\%.$$

$$\Delta U_{факт\ 6-3} = 0,477 \cdot 31,48 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 0,75\%.$$

$$\Delta U_{факт\ 5-3} = 1,325 \cdot 3,09 \cdot 90 \cdot 10^{-3} = 0,37\%.$$

$$\Delta U_{факт\ 4-3} = 1,325 \cdot 3,09 \cdot 60 \cdot 10^{-3} = 0,25\%.$$

$$\Delta U_{факт\ 3-2} = 0,48 \cdot 34,43 \cdot 45 \cdot 10^{-3} = 0,74\%.$$

$$\Delta U_{факт\ 2-1} = 0,485 \cdot 37,03 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 0,63\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт } 1-0} = 0,488 \cdot 38,72 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 0,76\%.$$

Результати вибору перерізу проводів для ділянок лінії наведено в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Вибір проводів повітряної лінії 0,38 кВ

Ділянка	$S_{p.v.},$ кВА	K_0	$S_{екв},$ кВА	$l,$ м	$F_{осн},$ мм ²	Втрата напруги			$F_{кінц},$ мм ²
						Питома (β), %/(кВА км)	на ділянці, %	від ТП, %	
7-6	4,42	0,7	3,09	80	A16	1,325	0,33	3,21	A16
6-3	44,97	0,7	31,48	50	A50	0,477	0,75	2,88	A50
5-3	4,42	0,7	3,09	90	A16	1,325	0,37	2,50	A16
4-3	4,42	0,7	3,09	60	A16	1,325	0,25	2,38	A16
3-2	49,19	0,7	34,43	45	A50	0,480	0,74	2,13	A50
2-1	52,90	0,7	37,03	35	A50	0,485	0,63	1,39	A50
1-0	55,31	0,7	38,72	40	A50	0,488	0,76	0,76	A50

7. Втрата напруги від ТП до споживача.

До найбільш віддаленого споживача в точці 7 (будинки):

$$\Delta U_{\text{факт від ТП}} = 0,33 + 0,75 + 0,74 + 0,63 + 0,76 = 3,21\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт від ТП}} = 3,21\% < \Delta U_{\text{дон}} = 5\%.$$

Умова виконується. До встановлення приймаємо провід вибраного перерізу.

7 ВИБІР ПЛАВКИХ ЗАПОБІЖНИКІВ, АВТОМАТИЧНИХ ВИМИКАЧІВ ТА ПЕРЕРІЗУ ПРОВОДІВ І КАБЕЛІВ ЗА ДОПУСТИМИМ НАГРІВАННЯМ

Мета заняття: навчитися вибирати переріз проводів за умовами нагрівання та вибирати апарати для захисту мереж від перенавантаження та короткого замикання

Основні теоретичні відомості до розв'язання задачі взяти з конспекту лекцій.

Під час виконання практичного завдання необхідно розв'язати одну із запропонованих нижче задач відповідно до вихідних даних, наданих викладачем.

Задача 7.1

У майстерні встановлені електродвигуни та освітлювальні установки. За технологією можливе перенавантаження двигуна М1. Лінія ТП–РЩ1 (рис. 7.1) прокладена алюмінієвим кабелем із паперовою ізоляцією у каналі при $t_{01} = 10^\circ\text{C}$. На інших ділянках проводка виконана проводом АПВ у трубах. У всіх випадках прокладання проводки здійснене у повітрі.

Освітлювальне навантаження та електродвигун М2 захищене плавкими запобіжниками FU1–FU3 та FU4–FU6, інші споживачі – автоматами QF1, QF2. Температура в приміщенні майстерні $t_{02} = 20^\circ\text{C}$. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП–РЩ1 взяти таким, що дорівнює 0,80. Параметри споживачів електроенергії наведені у табл. 1.

Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

Розрахунки виконати лише для ділянки мережі РЩ1–М1.

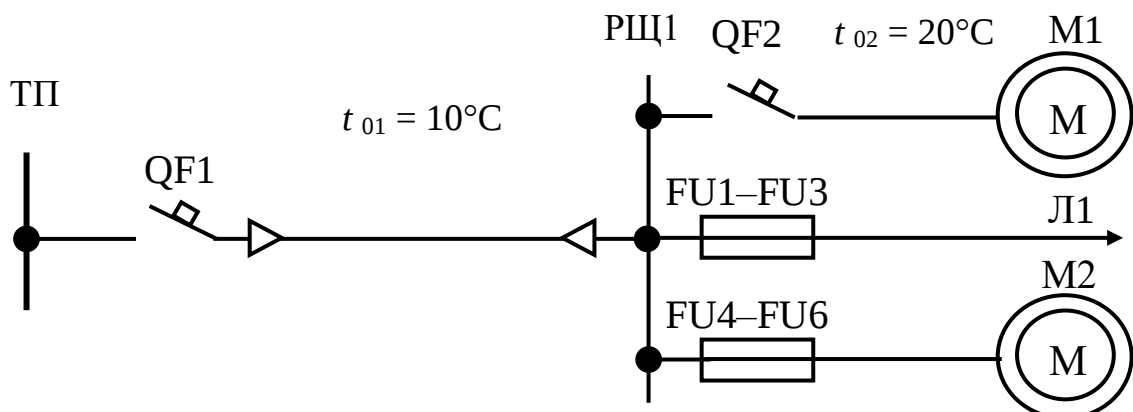


Рисунок 7.1 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 7.1 – Параметри споживачів електроенергії

Параметр	Споживач		
	М1	М2	Л1
$P_n, \text{кВт}$	11,0	22,0	6,0
Тип	фазний ротор	к.з. ротор	—
κ_i	7,5	6,5	1,0
η_n	0,88	0,91	1,0
$\cos \varphi_n$	0,87	0,89	1,0
κ_3	0,7	0,9	1,0

Розв'язання**Ділянка мережі РЩ1-М1:**

1. Визначаємо номінальний струм електродвигуна М1

$$I_{н.дв} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta_n \cdot \cos \varphi_n};$$

$$I_{н.дв} = \frac{11,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,88 \cdot 0,87} = 21,8 \text{ А.}$$

2. Робочий (розрахунковий) струм лінії

$$I_p = \kappa_3 \cdot I_{н.дв}; \quad I_p = 0,7 \cdot 21,8 = 15,26 \text{ А.}$$

3. Вибираємо тип автоматичного вимикача: ВА51.

4. Номінальна напруга автомата

$$U_{н.авт} \geq U_{н.мер}; \quad U_{н.авт} = 660 \text{ В}; \quad 660 > 380.$$

5. Номінальний струм автомата

$$I_{н.авт} > I_p; \quad I_{н.авт} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 15,26.$$

6. Номінальний струм теплового розчіплювача:

– умова 1:

$$I_{н.т.р.} \geq I_p; \quad I_{н.т.р.} = 80 \text{ А}; \quad 100 > 21,8;$$

– умова 2:

$$I_{н.т.р.} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}; \quad I_{н.т.р.} = 80 \text{ А}; \quad 80 > \frac{163,5}{2,5} = 65,4,$$

де $I_{\max}$ – максимальний струм лінії, обумовлений запуском електродвигуна, А;

α – коефіцієнт, що враховує умови пуску електродвигуна;
 $\alpha = 2,5$ при легкому пуску ($t = 5 \dots 10$ с), $\alpha = 1,6 \dots 2,0$ при тяжкому пуску електродвигуна (до 40 с);

$$I_{\max} = I_{\text{пуск}} = \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв.}}; \quad I_{\max} = I_{\text{пуск}} = 7,5 \cdot 21,8 = 163,5 \text{ А.}$$

Остаточно обираємо $I_{\text{н.т.р.}} = 80 \text{ А}$ (за умовою 2).

7. Струм спрацювання електромагнітного розчіплювача

$$I_{\text{с.е.м.р.}} \geq 1,25 \cdot I_{\max}; \quad I_{\text{с.е.м.р.}} = k_{\text{відс}} \cdot I_{\text{н.т.р.}};$$

$$I_{\text{с.е.м.р.}} = 10 \cdot 80 = 800 \text{ А}; \quad 800 > (1,25 \cdot 163,5) = 204,4.$$

8. Допустимий струм для проводу АПВ (три одножильних проводи прокладені у трубі) при захисті від короткого замикання та перевантаження

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{у.а}}; \quad I_{\text{дон}} \geq 100 \text{ А},$$

де $I_{\text{у.а}}$ – струм уставки автоматичного вимикача, А;

$$F = 50 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{дон.табл}} = 130 \text{ А.}$$

9. Вибраний переріз проводу необхідно перевірити за умовою

$$I_{\text{дон.табл}} \cdot k_t \geq I_{\text{н.дв.}}$$

Для проводу АПВ $t = 70^\circ \text{С}$ При температурі повітря $t_0 = 20^\circ \text{С}$ з довідкових даних поправковий коефіцієнт на допустимий струм $\kappa_t = 1,05$ [1–5; 10]. Тоді:

$$1,05 \cdot 130 = 136,5 > 21,8.$$

Умова виконується.

На ділянці РЩ1-М1 приймаємо до встановлення автоматичний вимикач ВА51-31-34. Лінію виконуємо проводом АПВ 3×50, прокладеним у трубі.

Задача 7.2

У майстерні встановлені електродвигуни та освітлювальні установки. За технологією можливе перенавантаження двигуна М1. Лінія ТП–РЩ1 (рис. 7.2) прокладена алюмінієвим кабелем із паперовою ізоляцією у каналі при $t_{01} = 10^\circ \text{С}$. На інших ділянках проводка виконана проводом АПВ у трубах. У всіх випадках прокладання проводки здійснене у повітрі.

Освітлювальне навантаження та електродвигун М2 захищене плавкими запобіжниками FU1–FU3 та FU4–FU6, інші споживачі – автоматами QF1, QF2. Температура в приміщенні майстерні $t_{02} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП–РЩ1 взяти таким, що дорівнює 0,80. Параметри споживачів електроенергії наведені у табл. 7.2.

Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

Розрахунки виконати лише для ділянки мережі РЩ1–Л1.

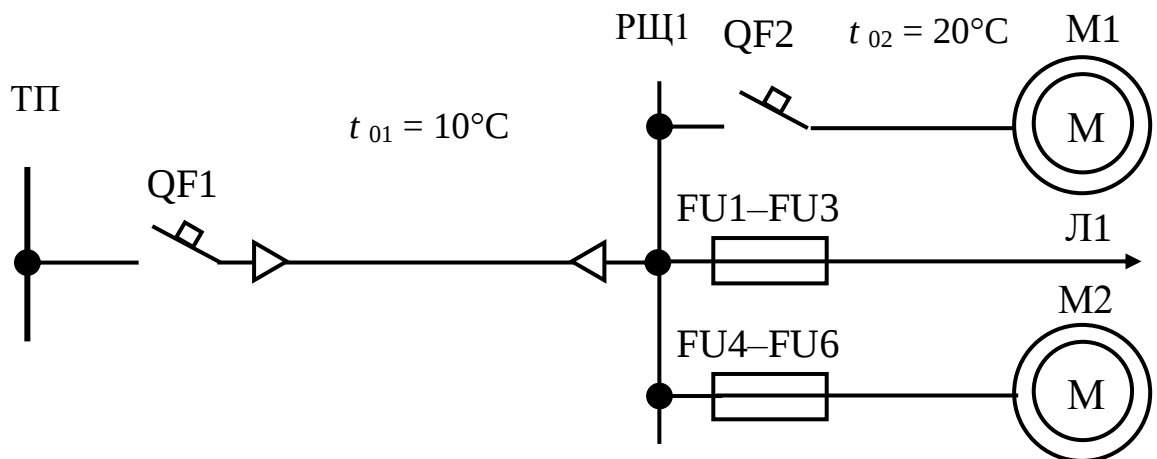


Рисунок 7.2 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 7.2 – Параметри споживачів електроенергії

Параметр	Споживач		
	М1	М2	Л1
$P_n, \text{кВт}$	11,0	22,0	6,0
Тип	фазний ротор	к.з. ротор	–
κ_i	7,5	6,5	1,0
η_H	0,88	0,91	1,0
$\cos \varphi_H$	0,87	0,89	1,0
κ_3	0,7	0,9	1,0

Розв'язання

Ділянка РЩ1–Л1:

1. Визначаємо номінальний струм лінії освітлювального навантаження Л1

$$I_n = I_p = \frac{P_l}{\sqrt{3}U_n} = \frac{6,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 9,1 \text{ A},$$

де P_l – освітлювальне навантаження лінії, kВт .

2. Попередньо обираємо запобіжник типу ПР2.

3. Номінальна напруга запобіжника

$$U_{н.зап} = 500 \text{ В}; \quad 500 > 380.$$

4. Номінальний струм запобіжника

$$I_{н.зап} = 15 \text{ A}; \quad 15 > 9,1.$$

5. Вибір плавкої вставки запобіжника за номінальним струмом.

Плавка вставка запобіжника для захисту окремого струмоприймача вибирається за більшим значенням із двох умов, з яких умова 1:

$$I_\epsilon \geq I_p,$$

де I_p – тривалий робочий струм лінії, A .

Умова 2 застосовується лише мереж, що мають електродвигуни.

Отже, для мережі, яка живить групу струмоприймачів без електродвигунів умова 1 записується як

$$I_\epsilon \geq k_0 \cdot \sum I_{pi},$$

тоді при $I_\epsilon = 10 \text{ A}$

$$10 > 9,1.$$

6. Допустимий струм для проводу АПВ (чотири одножильних проводи, прокладені у трубі) при захисті від короткого замикання та перевантаження

$$I_{доп} = 1,25 \cdot I_\epsilon; \quad I_{доп} \geq 1,25 \cdot 10 = 12,5 \text{ A}.$$

$$F = 2 \text{ мм}^2; \quad I_{доп.табл} = 15 \text{ A}.$$

7. Вибраний переріз проводу необхідно перевірити за умовою

$$I_{доп.табл} \cdot k_t \geq I_n.$$

Для проводу АПВ $t = 70^{\circ}\text{C}$ При температурі повітря $t_0 = 20^{\circ}\text{C}$,
 $\kappa_t = 1,05$ [1–5; 10]. Тоді

$$I_{\text{доп.табл}} = 15 \text{ А}; \quad k_t = 1,05$$

$$1,05 \cdot 15,0 = 15,75 > 9,14.$$

Умова виконується.

На ділянці РЩ1-Л1 остаточно обираємо запобіжник ПР2, $I_{\text{г}} = 10 \text{ А}$. Лінію виконуємо проводом АПВ 4×2, прокладеним у трубі.

Задача 7.3

У майстерні встановлені електродвигуни та освітлювальні установки. За технологією можливе перенавантаження двигуна М1. Лінія ТП–РЩ1 (рис. 7.3) прокладена алюмінієвим кабелем із паперовою ізоляцією у каналі при $t_{01} = 10^{\circ}\text{C}$. На інших ділянках проводка виконана проводом АПВ у трубах. У всіх випадках прокладання проводки здійснене у повітрі.

Освітлювальне навантаження та електродвигун М2 захищене плавкими запобіжниками FU1–FU3 та FU4–FU6, інші споживачі – автоматами QF1, QF2. Температура в приміщенні майстерні $t_{02} = 20^{\circ}\text{C}$. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП–РЩ1 взяти таким, що дорівнює 0,80. Параметри споживачів електроенергії наведені у табл. 7.3.

Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

Розрахунки виконати лише для ділянки мережі РЩ1–М2.

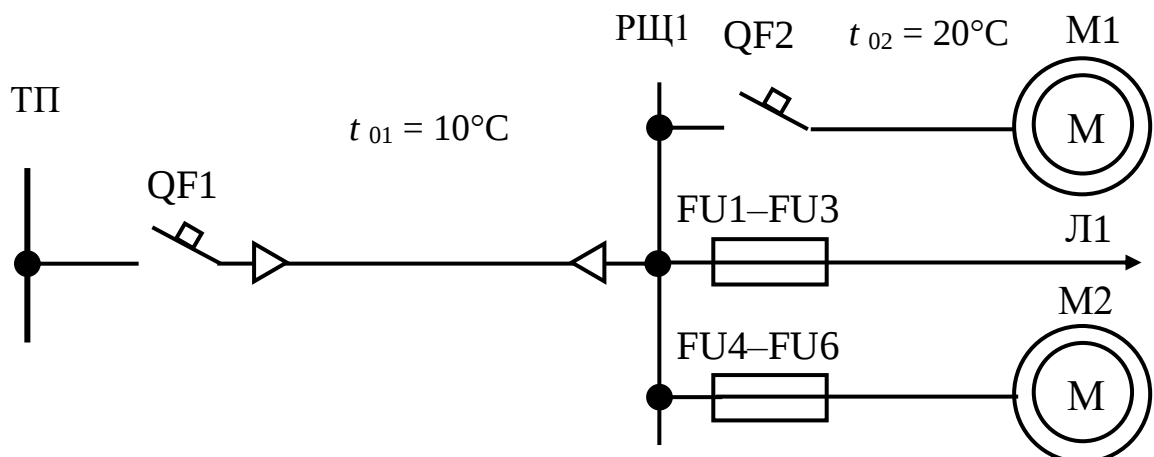


Рисунок 7.3 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 7.3 – Параметри споживачів електроенергії

Параметр	Споживач		
	М1	М2	Л1
$P_n, \text{кВт}$	11,0	22,0	6,0
Тип	фазний ротор	к.з. ротор	–
κ_i	7,5	6,5	1,0
η_n	0,88	0,91	1,0
$\cos \varphi_n$	0,87	0,89	1,0
κ_z	0,7	0,9	1,0

Розв’язання**Ділянка мережі РЩ1–М2:**

1. Визначаємо номінальний струм електродвигуна М2

$$I_{н.дв} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta_n \cdot \cos \varphi_n};$$

$$I_{н.дв} = \frac{22,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,91 \cdot 0,89} = 41,3 \text{ А.}$$

2. Тривалий робочий струм лінії для електродвигуна

$$I_p = \kappa_z \cdot I_{н.дв},$$

де κ_z – коефіцієнт завантаження двигуна;

$$I_p = 0,9 \cdot 41,3 = 37,2 \text{ А.}$$

3. Приймаємо запобіжник типу ПН2-100.

4. Номінальна напруга запобіжника

$$U_{н.зан} = 380 \text{ В}; \quad 380 = 380.$$

5. Номінальний струм запобіжника

$$I_{н.зан} = 200 \text{ А}; \quad 200 > 41,3.$$

6. Вибір плавкої вставки запобіжника за номінальним струмом.

Плавка вставка запобіжника для захисту окремого струмоприймача вибирається за більшим значенням із двох умов:

– умова 1:

$$I_{\epsilon} \geq I_p,$$

де I_p – тривалий робочий струм лінії, А.

$$I_{\epsilon} \geq 37,2 \text{ А};$$

– умова 2:

$$I_{\epsilon} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha},$$

де $I_{\max}$ – максимальний струм лінії, обумовлений запуском електродвигуна, А;

α – коефіцієнт, що враховує умови пуску електродвигуна;
 $\alpha = 2,5$ для легкого пуску ($t = 5\text{--}10 \text{ с}$), $\alpha = 1,6\text{--}2,0$ для важкого пуску електродвигуна (до 40 с)

$$I_{\epsilon} \geq \frac{6,5 \cdot 41,3}{2,5} = 107,4 \text{ А}.$$

Задаємося $I_{\epsilon} = 125 \text{ А}$; $125 > 107,4$.

7. Допустимий розрахунковий струм.

Для кабелів із паперовою ізоляцією допускається

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\epsilon}.$$

Якщо проводку необхідно захищати лише від струмів короткого замикання, тоді

$$I_{\text{дон}} \geq 0,33 \cdot I_{\epsilon};$$

$$I_{\text{дон}} \geq 0,33 \cdot 125 = 41,25 \text{ А}.$$

За значенням допустимого розрахункового струму та за способом прокладки проводу за таблицями ПУЕ визначаємо значення допустимого табличного струму та відповідний йому стандартний переріз проводу або кабелю:

$$F = 8 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{дон.табл}} = 40 \text{ А}; \quad k_t = 1,05.$$

$$1,05 \cdot 40,0 = 42,0 > I_{\text{н.дв}} = 41,3 \text{ А}.$$

Умова виконується.

На ділянці РЩ1–М2 остаточно обираємо плавкий запобіжник ПН2-200, $I_{\epsilon} = 125 \text{ А}$. Лінію виконуємо проводом АПВ 3×8, прокладеним у трубі.

Задача 7.4

У майстерні встановлені електродвигуни та освітлювальні установки. За технологією можливе перенавантаження двигуна М1 з коефіцієнтом перевантаження $\kappa_i=7,5$. Лінія ТП–РЩ1 (рис. 7.4) прокладена алюмінієвим кабелем із паперовою ізоляцією у каналі при $t_{01} = 10^\circ\text{C}$. На інших ділянках проводка виконана проводом АПВ у трубах. У всіх випадках прокладання проводки здійснене у повітрі.

Освітлювальне навантаження та електродвигун М2 захищене плавкими запобіжниками FU1–FU3 та FU4–FU6, інші споживачі – автоматами QF1, QF2. Температура в приміщенні майстерні $t_{02} = 20^\circ\text{C}$. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП–РЩ1 взяти таким, що дорівнює 0,80. Параметри споживачів електроенергії наведені в табл. 7.4.

Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

Розрахунки виконати лише для ділянки мережі ТП–РЩ1.

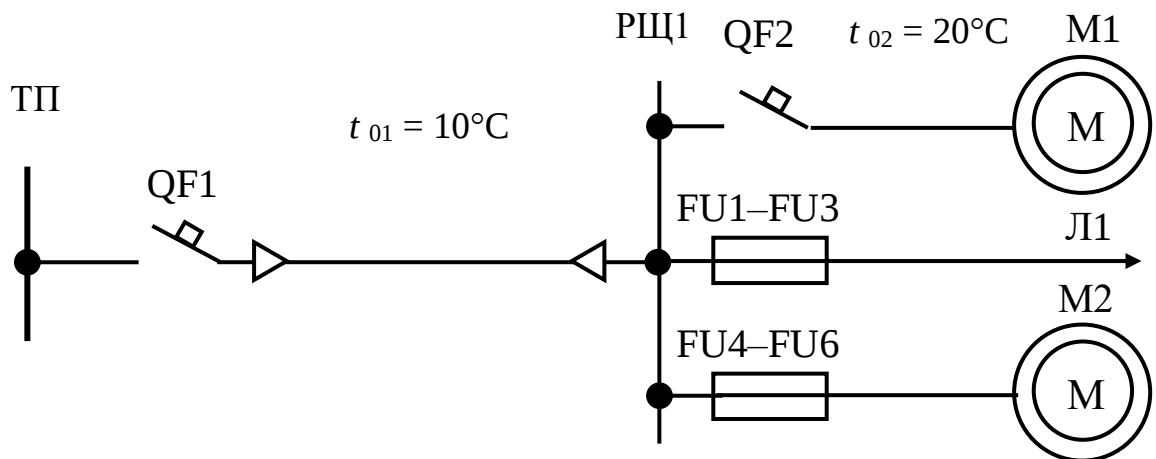


Рисунок 7.4 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 7.4 – Параметри споживачів електроенергії

Параметр	Ділянка		
	РЩ1–М1	РЩ1–М2	РЩ1–Л1
I_{pi}, A	21,8	41,3	9,1

Розв'язання

Ділянка мережі ТП–РЩ1:

1. Тривалий робочий струм лінії змішаного навантаження

$$I_p = k_o \cdot \sum I_p ;$$

$$I_p = 0,8 \cdot (21,8 + 41,3 + 9,1) = 57,8 \text{ А},$$

де k_o – коефіцієнт одночасності;

I_{pi} – розрахунковий (робочий) струм i -го споживача, А.

2. Максимальний струм лінії змішаного навантаження

$$I_{\max} = \sum I_{p(n-1)} + I_{\text{пуск}} ;$$

$$I_{\max} = (41,3 + 9,1) + 7,5 \cdot 21,8 = 213,9 \text{ А}.$$

3. Задаємося автоматом ВА51.

4. Номінальна напруга автомата

$$U_{\text{н.авт}} = 660 \text{ В}; \quad 660 > 380.$$

5. Номінальний струм автомата

$$I_{\text{н.авт}} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 57,8.$$

6. Номінальний струм теплового розчіплювача:

– умова 1:

$$I_{\text{н.т.р.}} = 63 \text{ А}; \quad 63 > 57,8;$$

– умова 2:

$$I_{\text{н.т.р.}} = 100 \text{ А}; \quad 100 > \frac{213,9}{2,5} = 85,6.$$

Задаємося $I_{\text{н.т.р.}} = 100 \text{ А}.$

7. Струм спрацювання електромагнітного розчіплювача

$$I_{\text{с.ем.р.}} = 10 \cdot I_{\text{н.т.р.}}; \quad I_{\text{с.ем.р.}} = 10 \cdot 100 = 1000 \text{ А}.$$

$$I_{\text{с.ем.р.}} \geq 1,25 \cdot I_{\max}; \quad 1000 > 1,25 \cdot 213,9 = 267,4.$$

8. Допустимий струм для проводу з паперовою ізоляцією (чотири одножильних проводу, прокладені у трубі) при захисті від короткого замикання та перевантаження

$$I_{\text{дон}} \geq I_{\text{н.т.р.}}; \quad I_{\text{дон}} \geq 100 \text{ А}.$$

За значенням допустимого розрахункового струму та за способом прокладки проводу за таблицями ПУЕ визначаємо значення допустимого табличного струму та відповідний йому стандартний переріз проводу або кабелю з паперовою ізоляцією:

$$F = 25 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{доп. табл}} = 115 \text{ А}; \quad k_t = 1,15.$$

Допустимі струми проводів і кабелів наведені для температури повітря +25 °С та температури землі +15 °С.

Вибраний провід перевіряємо на тривалий робочий струм мережі

$$I_{\text{доп. табл}} k_t \geq I_p,$$

де k_t – поправочний температурний коефіцієнт (вибираємо із врахуванням умовної та розрахункової температури середовища та нормативної температури проводу)

$$1,15 \cdot 115 = 132,2 > 127,2 \text{ А}.$$

Умова виконується.

На ділянці ТП–РЩ1 остаточно обираємо автоматичний вимикач ВА51-33-34. Лінію виконуємо кабелем СБ 4×25, який прокладено у каналі.

8 ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА КОЛИВАННЯ НАПРУГИ ПІД ЧАС ПУСКУ ПОТУЖНОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА

Мета заняття: навчитися виконувати перевірку електричної мережі напругою 0,38 кВ на коливання напруги під час пуску потужних електродвигунів.

Теоретичні відомості

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

$$\Delta U_{\phi} \% \leq \Delta U_{\text{доп}} \%, \quad (8.1)$$

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

$\Delta U_{\phi} \%$ – фактичне коливання напруги, %.

$$\Delta U_{\phi} \% = \frac{Z_{\text{м}}}{Z_{\text{м}} + Z_{\text{еп}}} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} \%, \quad (8.2)$$

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

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

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{л}} + Z_{\text{т}}, \quad (8.3)$$

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

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

$$Z_{\text{л}} = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2}, \quad (8.4)$$

де r_{oi}, x_{oi} – питомі опори проводів i -тої ділянки лінії, Ом/км;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

$$Z_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{нт}}}, \quad (8.5)$$

де $U_{\text{к}} \%$ – напруга короткого замикання трансформатора, %;

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

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

$$Z_{\text{еп}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot k_i \cdot I_{\text{н\delta}}}, \quad (8.6)$$

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

k_i – кратність пускового струму електродвигуна;

$I_{нд.}$ – номінальний струм електродвигуна, А.

Задача 8

Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором (модель) потужністю P , кВт і напругою U_n , кВ встановлений у виробничому приміщенні (рис. 8.1). Майстерня отримує живлення від трансформатора потужністю $S_{н.тр}$, кВА, повітряною лінією довжиною l , км, яку виконано проводом (марка). Відстань між проводами $D_{ср,мм}$. Допустиме коливання напруги в мережі $\Delta U_{дон}$, %.

Перевірити мережу на можливість пуску асинхронного електродвигуна.

Вихідні дані до завдання взяти відповідно до варіанту, що визначається викладачем.

Приклад виконання

Відповідно до умови задачі 8, викладеної вище, та вихідних даних виконати перевірку електричної мережі на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна.

Вихідні дані: двигун АИР160М6 потужністю 15 кВт і напругою 0,38 кВ. Допустиме коливання напруги в мережі $\Delta U_{дон} = 21\%$.

Відстань між проводами $D_{ср} = 400$ мм; марка проводу АС-25

Майстерня отримує живлення від трансформатора потужністю 40 кВА повітряною лінією довжиною 0,15 км.

ТП 10/0,4 кВ
 $S_n = 40$ кВА

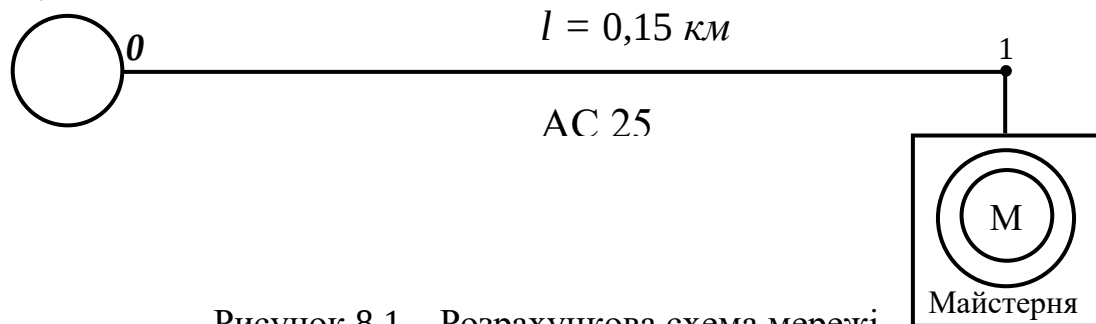


Рисунок 8.1 – Розрахункова схема мережі

Розв'язання

1. Задаємося умовою:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 21 \%.$$

де $\Delta U_{\text{доп}} \%$ – допустиме коливання (втрата) напруги, %;

$\Delta U_{\text{факт}} \%$ – фактичне коливання (втрата) напруги, %.

2. Повний опір короткого замикання асинхронного двигуна

$$Z_{\text{дв}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв}}},$$

де U_n – номінальна напруга мережі, В;

κ_i – кратність пускового струму електродвигуна (каталожні довідкові дані);

$I_{\text{н.дв.}}$ – номінальний струм електродвигуна (каталожні довідкові дані).

Для електродвигуна АИР160М6 маємо:

$$\kappa_i = 6,5; I_{\text{н.дв}} = 30,1 \text{ А}.$$

Тоді

$$Z_{\text{дв}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 6,5 \cdot 30,1} = 1,12 \text{ Ом}.$$

3. Повний опір лінії 0,38 кВ від трансформатора до двигуна

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

де r_{oi} , x_{oi} – питомий активний та індуктивний опір проводів i -тої ділянки лінії;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

З довідкової літератури для проводу АС-25 маємо $r_{oi} = 1,146 \text{ Ом / км}$ і

$x_{oi} = 0,319 \text{ Ом / км}$, тоді

$$Z_{\text{л}} = 0,15 \cdot \sqrt{1,146^2 + 0,319^2} = 0,18 \text{ Ом}.$$

4. Повний опір короткого замикання трансформатора

$$Z_{mp} = \frac{U_{\kappa} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{н.тр}},$$

де U_{κ} – напруга короткого замикання трансформатора, %;

U_n – номінальна напруга трансформатора з низької сторони, κB ;

$S_{н.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, κBA .

Для трансформатора потужністю $S_{н.тр} = 40 \kappa BA$ з довідкових даних маємо $U_{\kappa} = 4,5\%$, тоді

$$Z_{mp} = \frac{4,5 \cdot 380^2}{100 \cdot 40000} = 0,16 \text{ Ом.}$$

5. Повний опір мережі

$$Z_{\mathcal{M}} = Z_{\mathcal{L}} + Z_{mp};$$

$$Z_{\mathcal{M}} = 0,18 + 0,16 = 0,34 \text{ Ом.}$$

6. Фактичне коливання (втрата) напруги в процентах при пуску асинхронного електродвигуна

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{Z_{\mathcal{M}}}{Z_{\mathcal{M}} + Z_{\text{дв}}} \cdot 100 \% = \frac{0,34}{0,34 + 1,12} \cdot 100 \% = 23,3 \%.$$

7. Перевірка

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} ;$$

$$\Delta U_{\text{факт}} = 23,3\% > \Delta U_{\text{дон}} = 21\% .$$

Задана умова не виконується. Для зниження фактичного коливання напруги під час пуску двигуна необхідно збільшити переріз проводу повітряної лінії. Задаємося проводом марки АС-35.

Тоді

$$Z_{\mathcal{L}} = 0,15 \cdot \sqrt{0,773^2 + 0,308^2} = 0,125 \text{ Ом}; Z_{\mathcal{M}} = 0,125 + 0,16 = 0,285 \text{ Ом};$$

$$\Delta U_{\text{факт}} = \frac{0,285}{0,285 + 1,12} \cdot 100 = 20,3 \% ; \Delta U_{\text{факт}} = 20,3\% < \Delta U_{\text{дон}} \% = 21\%.$$

Умова виконується.

9 ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

Мета заняття: навчитися визначати допустиму втрату напруги в електричних мережах напругою 0,38 та 10 кВ.

Основні теоретичні відомості до розв'язання задачі взяти з конспекту лекцій.

Під час виконання практичного завдання необхідно розв'язати одну із запропонованих нижче задач відповідно до вихідних даних, наданих викладачем.

Задача 9

Визначити допустиму втрату напруги в електричній мережі 10/0,4 кВ, наведеній на рис. 9.1. Живлення споживачів здійснюється від районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ. Задатися, що РТП (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ у межах $\delta U_{\text{живл}}^{100} = +7\%$, $\delta U_{\text{живл}}^{25} = +1\%$.

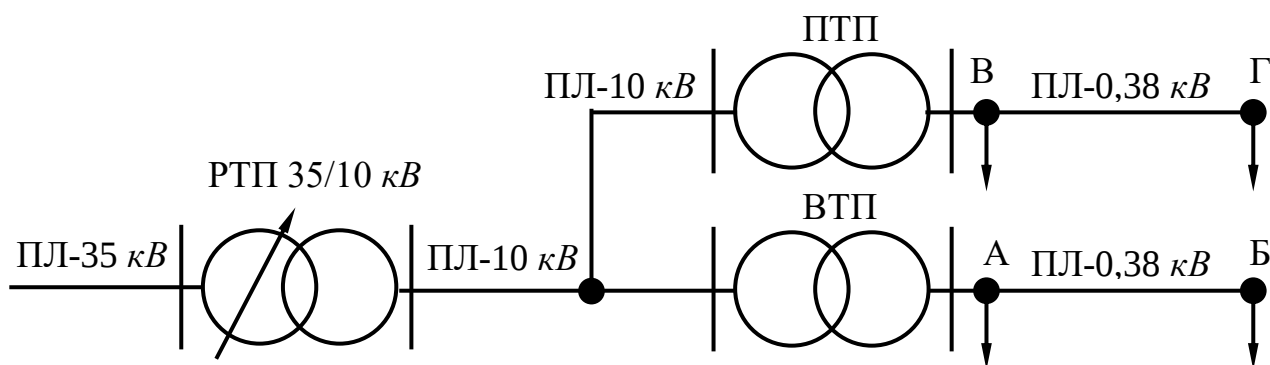


Рисунок 9.1 – Розрахункова схема електричної мережі

Розв'язання

1. Для розрахунку допустимої втрати напруги в мережі 10/0,38 кВ складаємо таблицю відхилень напруги (табл. 1).
2. Визначаємо елементи, що входять до складу мережі та заносимо до таблиці значення відхилень напруги на них.

Таблиця 9.1 – Таблиця відхилень напруги на елементах мережі

Елемент мережі	Відхилення напруги, %			
	Найбільш віддалена ТП 10/0,4 кВ (ВТП)		Проектована ТП 10/0,4 кВ (ПТП)	
	100 %	25 %	100 %	25 %
Відхилення напруги на шинах 10 кВ	+7	+1	+7	+1
Лінія 10 кВ	–8	–2	–3	–0,75
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
– стала надбавка	+6	+6	+5	+5
– змінна надбавка	+3,5	+1,5	0	0
– втрати	–5	–2	–5	–1
Лінія 0,38 кВ	–8,5	0	–9	0
Відхилення напруги у споживача	–5	4,5 < +5	–5	4,25 < +5

3. Для віддаленої ТП 10/0,4 кВ (ВТП) задаємося надбавкою трансформатора 10/0,4 кВ +9,5 % (+6 – стала; +3,5 – змінна надбавка).

4. Визначаємо сумарну допустиму втрату напруги у мережі 10/0,38 кВ до точки Б:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \delta U_{\text{жил}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{стал}} + \delta U_{\text{зм}}) - \sum \Delta U_{\text{втр}}^{100} - \delta U_{\text{спож}}^{100};$$

$$\Delta U_{\text{доп Б}}^{100} = +7 + (+6 + 3,5) - 5 - (-5) = 16,5\%.$$

5. Загальну втрату напруги $\Delta U_{\text{доп}}^{100}$, %, розподіляємо приблизно порівну між мережами (лініями) 10 та 0,38 кВ:

$$\Delta U_{\text{доп 10}}^{100} = -8\%, \quad \Delta U_{\text{доп 0,38}}^{100} = -8,5\%.$$

6. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача віддаленої ТП (ВТП) при 25 % навантаженні (точка А). Задаємося, що втрата напруги у мережі 0,38 кВ до точки А дорівнює нулю – $\Delta U_{0,38}^{25} = 0\%$ (споживач розташований безпосередньо біля шин 0,4 кВ ТП), тоді

$$\delta U_{\text{спож}}^{25} = \delta U_{\text{живл}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{стал}} + \delta U_{\text{зм}}) - \sum \Delta U_{\text{втр}}^{25} \leq +5\% ;$$

$$\delta U_{\text{спож.А}}^{25} = +1 + (+6 + 1,5) - (2 + 2 + 0) = 4,5\% = +5\%.$$

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в мережі лінії 10 кВ, яка дорівнює –8 % (табл. 1), перевіряють вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ.

Фактична втрата напруги до будь-якої точки мережі 10 кВ не повинна перевищувати припустиму: $\Delta U_{\text{факт.10}}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп 10}}^{100}$.

Після вибору перерізу проводів ПЛ-10 кВ визначаємо фактичну втрату напруги у лінії 10 кВ до проєктованої ТП 10/0,4 кВ (ПТП).

7. Припустимо, що фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП (рис. 9.1) складає $\Delta U_{\text{факт 10}}^{100} = -3\%$. Значення фактичної втрати напруги до ПТП заносимо до табл. 9.1.

8. Для проєктованої ТП 10/0,4 кВ (ПТП) задаємося надбавкою трансформатора +5 % (+5 – стала; 0 – змінна надбавка).

9. Припустима втрата напруги у мережі 0,38 кВ до точки Г складе:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \delta U_{\text{живл}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{стал}} + \delta U_{\text{зм}}) - \sum \Delta U_{\text{втр}}^{100} - \delta U_{\text{спож}}^{100} ;$$

$$\Delta U_{\text{доп 0,38}}^{100} = +7 + (+5 + 0) - (3 + 5) - (-5) = 9\% .$$

10. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача проєктованої ТП (ПТП) за умови 25 % навантаження (точка В):

$$\delta U_{\text{спож}}^{25} = \delta U_{\text{живл}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{ст}} + \delta U_{\text{зм}}) - \sum \Delta U_{\text{втр}}^{25} \leq +5\% ;$$

$$\delta U_{\text{спож.В}}^{25} = +1 + (+5 + 0) - (0,75 + 1 + 0) = 4,25\% < +5\%.$$

Умова виконується.

За припустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ для ПТП, яка дорівнює –9 % (табл. 1), перевіряють вибрані перерізи проводів ПЛ-0,38 кВ.

Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму

$$\Delta U_{\text{факт 0,38}}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп 0,38}}^{100} .$$

10 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ У ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ ПОНАД 1000 В

Мета заняття: навчитися розраховувати струми короткого замикання в електричних мережах напругою понад 1000 В методом практичних та відносних одиниць

Теоретичні відомості

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконують 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 КЗ використовують метод практичних одиниць – у цьому випадку параметри схеми виражають у іменованих одиницях (омах, вольтах, амперах тощо).

10.1 Розрахунок струмів короткого замикання в мережі 10 кВ

Для лінії 10 кВ струми КЗ необхідно розраховувати в таких 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 найближчої ТП 10/0,4 кВ) – для розрахунку струмової відсічки лінії.
- точка К3 (шини 10 кВ розрахункової ТП 10/0,4 кВ) – з метою вибору роз'єднувача і запобіжників на ТП 10/0,4 кВ; (шини 10 кВ найближчої ТП) – для розрахунку релейного захисту.

Для розрахункової схеми електричної мережі складаємо схему заміщення і виконуємо розрахунок струмів КЗ у вказаних точках.

Всі опори схеми зводять до однієї базисної напруги U_{σ} . Як базисну напругу беруть середню напругу того ступеня, де визначається струм КЗ.

$$U_{\sigma} = 1,05 U_n \quad (10.1)$$

Визначають опори елементів схеми:

- опір системи:

$$X_c = \frac{U_{\delta}^2}{S_{\kappa c}}, \quad (10.2)$$

де $S_{\kappa c}$ – потужність КЗ системи, кВА.

– опір трансформатора :

$$X_T = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{nm}}, \quad (10.3)$$

де $U_{\delta} \%$ – напруга КЗ трансформатора, %;

S_{i0} – номінальна потужність трансформатора, ВА.

Так як активним опором трансформатора нехтують, тоді повний результуючий опір до точки КЗ:

$$Z_{pez} = \sqrt{(\sum X_i)^2 + (\sum R_i)^2} \quad (10.3)$$

Визначаємо струм трифазного КЗ:

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{pez1}}. \quad (10.4)$$

Визначаємо ударний струм триполюсного КЗ:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I_K^{(3)} \quad (10.5)$$

де κ_y – ударний коефіцієнт, значення якого визначається в залежності від місця КЗ.

Діюче значення повного струму триполюсного КЗ $I_y^{(3)}$, за перший період визначають за виразом

$$I_y^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (\kappa_y - 1)^2}. \quad (10.6)$$

Визначаємо струм двополюсного КЗ:

$$I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 I_{\kappa}^{(3)}, \quad (10.7)$$

Визначаємо потужність триполюсного КЗ:

$$S_K^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_K^{(3)}. \quad (10.8)$$

Визначають опори ділянок лінії

$$X_l = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{cn}} \right)^2, \quad (10.9)$$

$$R_l = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\delta}}{U_{cn}} \right)^2, \quad (10.10)$$

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

r_o, x_o – відповідно активний та реактивний питомі опори проводів лінії, Ом/км.

Під час виконання практичного завдання необхідно розв'язати одну із запропонованих нижче задач відповідно до вихідних даних, наданих викладачем.

Задача 10.1

Визначити струм та потужність трифазного короткого замикання у точках К1 та К2 електричної мережі, що наведена на рис. 10.1. Активним опором елементів мережі знехтувати. Вихідні дані для розрахунку наведені на схемі (рис. 10.1). Задатися, що для всіх проводів $x_0 = 0,4$ Ом/км.

Задачу розв'язати методом практичних одиниць.

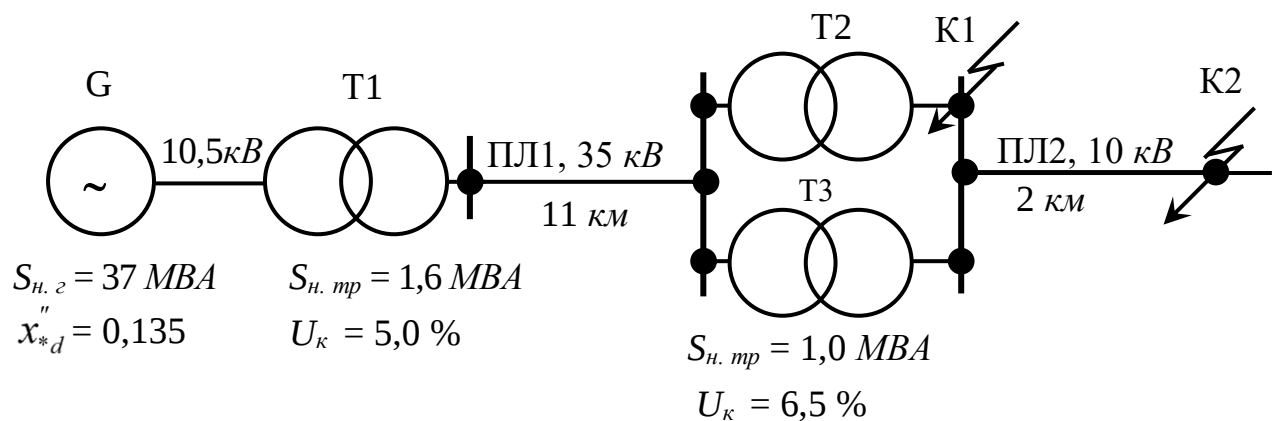


Рисунок 10.1 – Розрахункова схема електричної мережі

Розв'язання

За розрахунковою схемою (рис. 1) складаємо еквівалентну схему заміщення мережі і зводимо її до простішого виду (рис. 10.2).

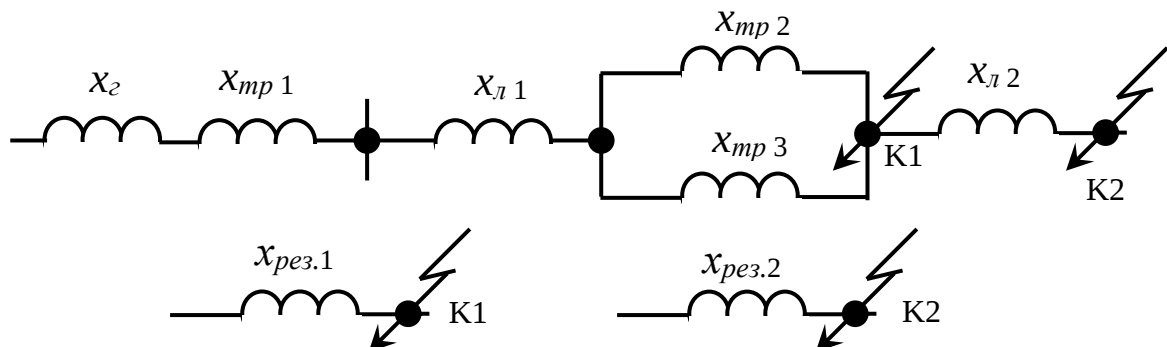


Рисунок 10.2 – Еквівалентні схеми заміщення мережі

Розрахунок у практичних одиницях

1. Задаємося базисною напругою

$$U_{\bar{o}} = 1,05 \cdot U_n = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

2. Визначаємо опір елементів мережі у практичних одиницях, зведених до базисної напруги.

Опір генератора

$$x_{\varepsilon(\bar{o})} = x_{\varepsilon d}'' \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нз}} = 0,135 \cdot \frac{10,5^2}{37} = 0,40 \text{ Ом.}$$

Опір підвищувального трансформатора Т1

$$x_{mp(\bar{o})} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{o}}^2}{S_{нmp}} = \frac{5,0}{100} \cdot \frac{10,5^2}{1,6} = 3,45 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{л(\bar{o})} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{с.н}} \right)^2 ;$$

задаємося, що $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$, тоді

$$x_{л1(\bar{o})} = 0,4 \cdot 11,0 \cdot \left(\frac{10,5}{36,75} \right)^2 = 0,36 \text{ Ом.}$$

Тут $U_{с.н}$ – середня номінальна напруга ступеня з якого виконується перерахунок, кВ; $U_{с.н} = 1,05 \cdot U_n = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ}$.

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3

$$x_{mp2(\bar{o})} = x_{mp3(\bar{o})} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{1,0} = 7,17 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2)

$$x_{л2(\bar{o})} = 0,4 \cdot 2,0 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 0,8 \text{ Ом.}$$

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1

$$z_{рез(\bar{o})} = \sqrt{(\sum r_{(\bar{o})i})^2 + (\sum x_{(\bar{o})i})^2}.$$

Завдяки тому, що ми знехтували активним опором проводів, то можемо записати

$$z_{рез.1(\bar{o})} = x_{рез.1(\bar{o})} = x_{\varepsilon(\bar{o})} + x_{mp.1(\bar{o})} + x_{л.1(\bar{o})} + \frac{x_{mp.2(\bar{o})}}{2} ;$$

$$x_{рез.1(\bar{o})} = 0,4 + 3,45 + 0,36 + \frac{7,17}{2} = 7,80 \text{ Ом.}$$

4. Визначаємо результуючий опір до точки К2:

$$x_{рез.2(\bar{o})} = x_{рез.1(\bar{o})} + x_{л2(\bar{o})} = 7,80 + 0,8 = 8,6 \text{ Ом.}$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання у точці К1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.(\bar{o})}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,8} = 0,78 \text{ кА.}$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання у точці K2

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,6} = 0,70 \text{ кА.}$$

7. Визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot I_{\kappa}^{(3)};$$

–у точці K1:

$$S_{\kappa 1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,78 = 14,19 \text{ МВА};$$

–у точці K2:

$$S_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,7 = 12,73 \text{ МВА.}$$

Задача 10.2

Визначити струм та потужність трифазного короткого замикання у точках K1 та K2 електричної мережі, що наведена на рис. 1. Активним опором елементів мережі знехтувати. Вихідні дані для розрахунку наведені на схемі (рис. 10.3). Задатися, що для всіх проводів $x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$.

Задачу розв'язати методом відносних одиниць.

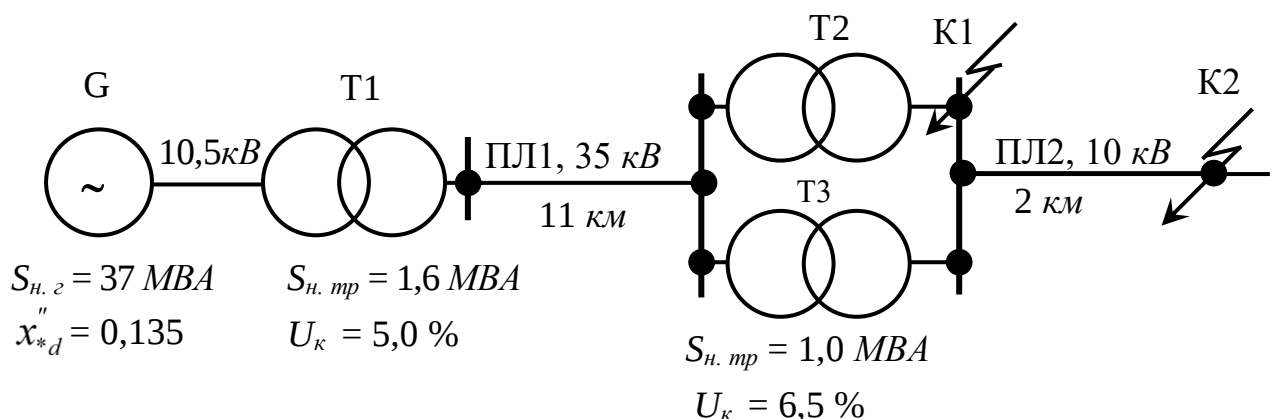


Рисунок 10.3 – Розрахункова схема електричної мережі

Розв'язання

За розрахунковою схемою (рис. 10.3) складаємо еквівалентну схему заміщення мережі і зводимо її до простішого виду (рис. 10.4).

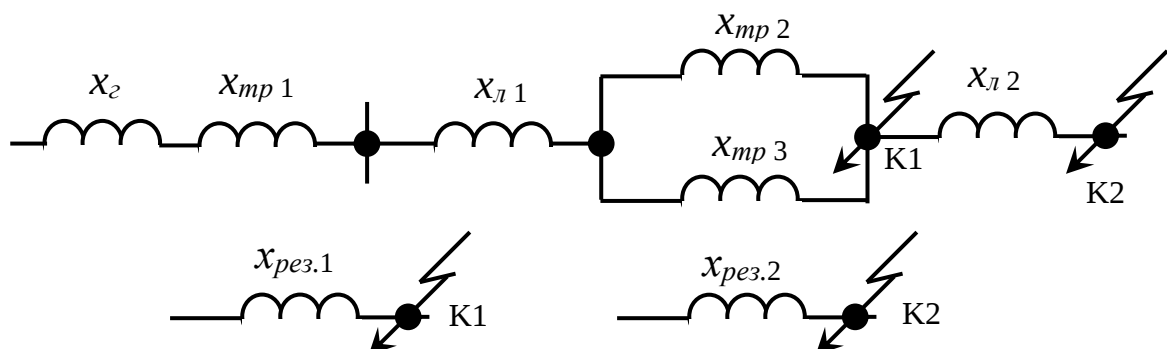


Рисунок 10.4 – Еквівалентні схеми заміщення мережі

Розрахунок у відносних одиницях.

1. Задаємося базисними умовами:

$$U_{\delta I} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ}; \quad U_{\delta II} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}; \quad S_{\delta} = 100 \text{ МВА}.$$

2. Визначаємо опір елементів мережі у відносних одиницях, зведений до базисних умов.

Опір генератора

$$x_{*g(\delta)} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нг}} = 0,135 \cdot \frac{100}{37} = 0,37.$$

Опір підвищувального трансформатора Т1

$$x_{*mp1(\delta)} = \frac{U_{\kappa \%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нmp}} = \frac{5,0}{100} \cdot \frac{100}{1,6} = 3,12.$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1)

$$x_{*л1(\delta)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2} = 0,4 \cdot 11,0 \cdot \frac{100}{36,75^2} = 0,33.$$

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3

$$x_{*mp.2(\delta)} = x_{*mp.3(\delta)} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{1,0} = 6,5.$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2)

$$x_{*л2(\delta)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta II}^2} = 0,4 \cdot 2,0 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,73.$$

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1

$$Z_{*рез1(\delta)} = x_{*рез1(\delta)} = x_{*g(\delta)} + x_{*mp1(\delta)} + x_{*л1(\delta)} \frac{x_{*mp2(\delta)}}{2};$$

$$x_{*рез1(\delta)} = 0,37 + 3,12 + 0,33 + \frac{6,5}{2} = 7,07.$$

4. Визначаємо результуючий опір до точки К2

$$x_{*рез2(\delta)} = x_{*рез1(\delta)} + x_{*л2(\delta)};$$

$$x_{*рез2(\delta)} = 7,07 + 0,73 = 7,8.$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання у точці К1:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{x_{*рез1(\delta)}} = \frac{5,5}{7,07} = 0,78 \text{ кА};$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання у точці К2

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{5,5}{7,8} = 0,70 \text{ кА}.$$

5. Визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{X_{*pez}(\bar{\sigma})};$$

–у точці K1: $S_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{100}{7,07} = 14,14 \text{ MBA};$

–у точці K2: $S_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{100}{7,8} = 12,82 \text{ MBA}.$

11 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ 380/220 В

Мета заняття: навчитися розраховувати струми короткого замикання в електричних мережах напругою 380/220 В.

Теоретичні відомості

У мережах 0,38 кВ визначаємо струми триполюсного КЗ на шинах 0,38 кВ розрахункової ТП та однополюсний струм КЗ в кінці кожної лінії 0,38 кВ знаходять за виразом:

$$I_K^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{\text{шт}}}{U_K \% \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} . \quad (11.1)$$

Знаходять струм однополюсного КЗ в найбільш віддаленій точці кожної лінії 0,38 кВ

$$I_K^{(1)} = \frac{230}{\frac{Z_m}{3} + Z_n} , \quad (11.2)$$

де Z_m – повний опір силового трансформатора струму к.з. на корпус, Ом;

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

$$Z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{ofi} + r_{oni})^2 + x_{fn}^2} , \quad (11.3)$$

де r_{ofi}, r_{oni} – питомий активний опір, відповідно фазного і нульового проводів на i -й ділянці лінії, Ом/км ;

x_{fn} – питомий індуктивний опір петлі «фаза-нуль» (для проводів із кольорового металу приймаємо $x_{fn} = 0,6$ Ом/км).

Задача 11

Повітряна лінія напругою 0,38 кВ відходить від шин споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Розрахункові дані наведені на схемі мережі (задана сема мережі). Визначити струм трифазного короткого замикання в точці (задати точку А на схемі) та струм однофазного короткого замикання у точці (задати точку Б на схемі).

Приклад виконання

Відповідно до умови задачі 11, викладеної вище, та вихідних даних виконати розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах напругою 380/220 В.

Вихідні дані: схемі мережі – рис. 11.1.

Визначити: а) струм трифазного короткого замикання в точці К1.

б) струм однофазного короткого замикання у точці К2.

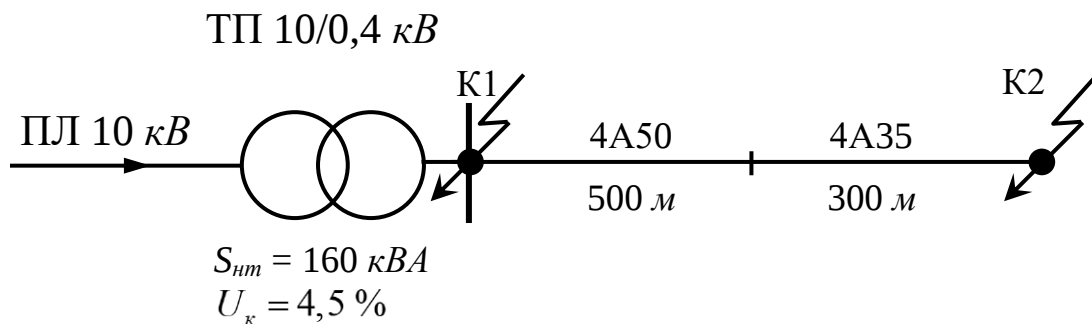


Рисунок 11.1 – Розрахункова схема мережі

Розв'язання

1. За розрахунковою схемою (рис. 11.1) складаємо еквівалентну схему заміщення мережі (рис. 11.2). Задаємося, що $z_{л10} = 0$.

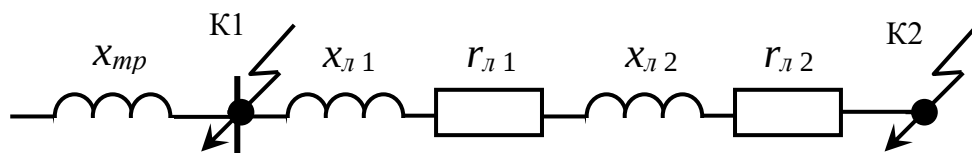


Рисунок 11.2 – Еквівалентна схема заміщення мережі

2. Задаємося базисною напругою

$$U_{\delta} = 1,05 \cdot U_n = 1,05 \cdot 0,38 = 0,4 \text{ кВ.}$$

3. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1 (шини 0,4 кВ):

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{шт}}{\sqrt{3} \cdot U_{\kappa} \% \cdot U_{\delta}} = \frac{100 \cdot 160 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,5 \cdot 400} = 5132,0 \text{ А.}$$

4. За літературними джерелами або із додатку К (таблиця К1, К2), визначаємо питомий опір проводу:

$$A\ 50 \quad r_0 = 0,585 \text{ Ом/км};$$

$$A\ 35 \quad r_0 = 0,83 \text{ Ом/км}.$$

Для проводів із кольорового металу зовнішній індуктивний опір петлі «фаза-нуль» приймається рівним $x_{0\phi-n.i} = 0,6 \text{ Ом/км}$.

5. За літературними джерелами або із додатку Л (таблиця Л.1) визначаємо повний опір трансформатора струму замикання на корпус

$$z_{mp}^{(1)} = 0,7 \text{ Ом}.$$

6. Визначаємо опір петлі «фаза–нуль» до точки К2

$$z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{0\phi.i} + r_{0н.i})^2 + x_{0\phi-n.i}^2},$$

де $r_{0\phi.i}$, $r_{0н.i}$ – питомий активний опір i -ї ділянки фазного проводу лінії і нульового проводу відповідно;

Якщо нульовий провід лінії виконаний таким же перерізом, що і фазний (наш випадок), із кольорового металу, тоді:

$$z_n = \sum l_i \sqrt{(2 \cdot r_{0\phi.i})^2 + x_{0\phi-n.i}^2}.$$

$$z_n = 0,5 \cdot \sqrt{(2 \cdot 0,585)^2 + 0,6^2} + 0,3 \cdot \sqrt{(2 \cdot 0,83)^2 + 0,6^2} = 1,19 \text{ Ом}.$$

7. Визначаємо струм однофазного короткого замикання у точці К2

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{230}{\frac{z_{mp}^{(1)}}{3} + z_n} = \frac{230}{\frac{0,7}{3} + 1,19} = 161,6 \text{ А}.$$

12 ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ СІЛЬСЬКИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Мета заняття: навчитися виконувати вибір електричних апаратів сільських трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 та 10/0,4 кВ і виконувати їх перевірку на термічну та динамічну стійкість.

Теоретичні відомості

Відповідно до ПУЕ всі електричні апарати вибирають:

- за родом встановлення;
- номінальним струмом і напругою;
- перевіряють їх на термічну і динамічну стійкість;
- апарати захисту перевіряють на чутливість і селективність дії.

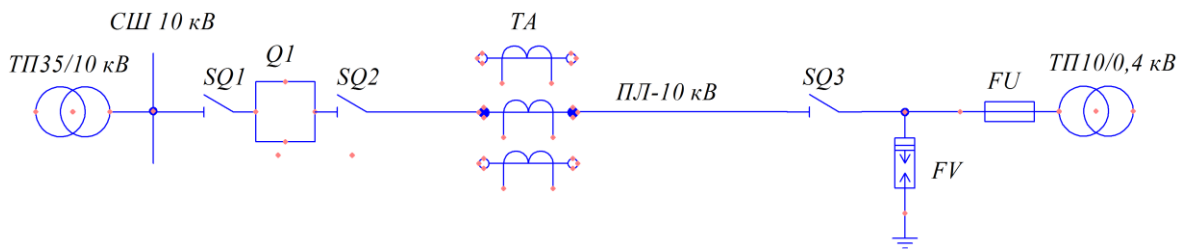


Рисунок 12.1 – Однолінійна схема лінії 10 кВ

Розраховують максимальні робочі струми

$$I_{роб.мах.} = \frac{S_{роз}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (12.1)$$

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 встановлюємо роз'єднувачі, високовольтний вимикач, трансформатори струму для живлення кіл обліку і релейного захисту.

З боку високої напруги проектованої ТП 10/0,4, як правило, встановлюють роз'єднувачі, розрядники і запобіжники.

На відхідних лініях 0,4 кВ, як правило, встановлюють автоматичні вимикачі, на вводі 0,38кВ – рубильник або автоматичний вимикач.

12.1 Вибір апаратури 10 кВ

Вибір і перевірку електричних апаратів 10 кВ зручно виконувати табличним способом.

На динамічну стійкість під час КЗ апарати перевіряють порівнянням паспортних даних апарату з ударним струмом триполюсного КЗ $i_y^{(3)}$ у місці його встановлення.

Термічну стійкість перевіряють за виразом:

$$I_t^2 \cdot t \geq I_{уст}^2 \cdot t_{np}, \quad (12.2)$$

де I_t – струм термічної стійкості для часу t (каталожні дані апарата), кА;

$I_{уст}$ – усталений струм КЗ у місці встановлення апарату, кА;

t_{np} – приведений час проходження струму КЗ, с.

$$t_{np} = t_3 + t_B, \quad (12.3)$$

де t_3 – витримка часу максимального струмового захисту, $t_3 = 1,2$ с;

t_B – час вимикання вимикача, $t_B = 0,2$ с .

Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму перевіряють на:

— динамічну стійкість

$$k_\sigma \cdot \sqrt{2} \cdot I_{H1} \geq i_y^{(3)}, \quad (12.4)$$

де k_σ – кратність струму динамічної стійкості (каталожні дані);

I_{H1} – номінальний первинний струм трансформатора, А;

— термічну стійкість:

$$(k_t \cdot I_{H1})^2 \cdot t \geq I_{уст}^2 \cdot t_{np}, \quad (12.5)$$

де k_t – кратність струму термічної стійкості, що відповідає часу

$$t = 1 \text{ с.}$$

12.2 Вибір апаратури 0,38 кВ

Вибір і перевірку апаратів 0,38 кВ рекомендується здійснювати табличним способом, тобто дані вибраних апаратів та розрахункові дані мережі заносити до таблиць.

Чутливість захисного обладнання повинна відповідати таким умовам:

— для автоматів, які мають тільки електромагнітний розчіплювач

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{відс}} \geq (1,25 \dots 1,4), \quad (12.6)$$

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

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

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

— для автоматів з тепловим або комбінованим розчіплювачем

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{н.р.}} \geq 3, \quad (12.7)$$

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

— для запобіжників:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{н.в.}} \geq 3, \quad (12.8)$$

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

Під час виконання практичного завдання необхідно розв'язати одну із запропонованих нижче задач відповідно до вихідних даних, наданих викладачем.

Задача 12.1

Виконати вибір обладнання для шафи повітряної лінії 10 кВ, що відходить від районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

Вибрати: роз'єднувачі QS1 і QS2.

Підстанція має закритий розподільний пристрій напругою 10 кВ.

Вихідні дані для розрахунку наведено на рис. 12.2.

Для всіх типів вимикачів задатися витримкою часу струмового захисту 1,2 с, час відключення вимикача 0,2 с.

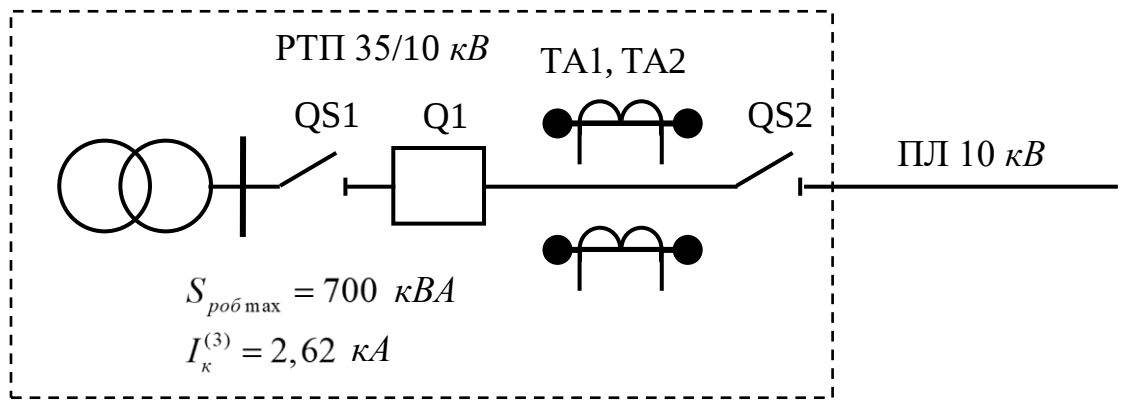


Рисунок 12.2 – Однолінійна схема повітряної лінії напругою 10 кВ

Розв'язання

Вибір і перевірку електричних апаратів 10 кВ зручно виконувати табличним способом. Для цього порівняльним способом виконуємо перевірку на:

- 1) відповідність напруги $U_{н. ап} \geq U_{н. мер}$;
- 2) відповідність максимального робочого струму $I_{н. ап} \geq I_{роб.маx}$;
- 3) відповідність ударного струму трифазного короткого замикання $i_{маx} \geq i_y^{(3)}$;
- 4) термічну стійкість $I_t^2 \cdot t \geq (I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{зв}$.

1. Розраховуємо максимальний робочий струм (струм тривалого режиму роботи) на головній ділянці лінії 10 кВ, що відходить від підстанції

$$I_{роб.маx.} = \frac{S_{роб.маx}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{700}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,5 \text{ А.}$$

Роз'єднувач QS1 встановлюється у закритому розподільному пристрої, тому підбираємо внутрішнє виконання, роз'єднувач QS2, як правило, встановлюють на опори лінії електропередачі, тому для QS2 підбираємо роз'єднувач зовнішнього встановлення із заземленням.

2. Розраховуємо ударний струм трифазного короткого замикання (миттєве значення)

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_\kappa^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 2,62 = 3,71 \text{ кА};$$

за умови короткого замикання на шинах 10 кВ споживчих підстанцій коефіцієнт ударного струму трифазного короткого замикання беруть таким, що дорівнює $k_y = 1$.

3. Визначаємо діюче значення повного струму триполюсного короткого замикання за перший період протікання струму короткого замикання

$$i_y^{(3)} = I_\kappa^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,62 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 2,62 \text{ кА}.$$

4. Виконуємо вибір роз'єднувача QS1 у табличній формі (табл. 10.1).

Попередньо обираємо роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РВ-10/400. Використовуючи паспортні дані обраного роз'єднувача, заповнюємо табл. 12.1.

Таблиця 12.1 – Вибір роз'єднувача QS1

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ап} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н. ап} \geq U_{н. мер}$	$10 = 10$
$I_{роб. max.} = 38,5 \text{ А}$	$I_{н. ап} = 400 \text{ А}$	$I_{н. ап} \geq I_{роб. max}$	$400 > 38,5$
$i_y^{(3)} = 3,71 \text{ кА}$	$i_{max} = 41 \text{ кА}$	$i_{max} \geq i_y^{(3)}$	$41 > 3,71$
$(I_\kappa^{(3)})^2 \cdot t_{зг} = 2,62^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 9,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t = 16^2 \cdot 4 =$ $= 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t \geq \left[I_\kappa^{(3)} \right]^2 \cdot t_{зг}$	$1024 > 9,61$

У табл. 12.1 і 12.2 позначено:

t – час протікання струму термічної стійкості головних ножів (довідкові дані апарату);

i_{max} – струм електродинамічної стійкості апарату (довідкові дані апарату), кА;

I_t – струм термічної стійкості (довідкові дані апарату), кА;

$t_{зг}$ – зведений час короткого замикання, с

$$t_{зг} = t_3 + t_6,$$

де t_3 – витримка часу струмового захисту, с.

t_6 – час відключення вимикача.

До встановлення остаточно беремо роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РВ-10/400 УЗ. Тип привода ПР-11 (ручний).

5. Виконуємо вибір роз'єднувача QS2 (табл. 12.2).

Попередньо обираємо роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РЛНД.1-10-200. Використовуючи паспортні дані обраного роз'єднувача, заповнюємо табл. 12.2.

Таблиця 12.2 – Вибір роз'єднувача QS2

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ан} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер}$	$10 = 10$
$I_{роб.мах.} = 38,5 \text{ А}$	$I_{н.ан} = 200 \text{ А}$	$I_{н.ан} \geq I_{роб.мах}$	$200 > 38,5$
$i_y^{(3)} = 3,71 \text{ кА}$	$i_{мах} = 25 \text{ кА}$	$i_{мах} \geq i_y^{(3)}$	$25 > 3,71$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{зг} = 2,62^2 \times (1,2 + 0,2) = 9,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{зг}$	$400 > 9,61$

До встановлення приймаємо роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РЛНД.1-10-200 У1 (із одним заземлюючим ножем). Тип привода ПРНЗ-10 У1 (ручний).

Задача 12.2

Виконати вибір обладнання для шафи повітряної лінії 10 кВ, що відходить від районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

Вибрати: високовольтний вимикач Q1, трансформатори струму ТА1 та ТА2.

Підстанція має закритий розподільний пристрій напругою 10 кВ.

Вихідні дані для розрахунку наведено на рис. 12.3.

Для всіх типів високовольтних вимикачів задатися витримкою часу струмового захисту 1,2 с, час відключення вимикача 0,2 с.

Коефіцієнт (кратність) динамічної стійкості трансформатора струму задати 250.

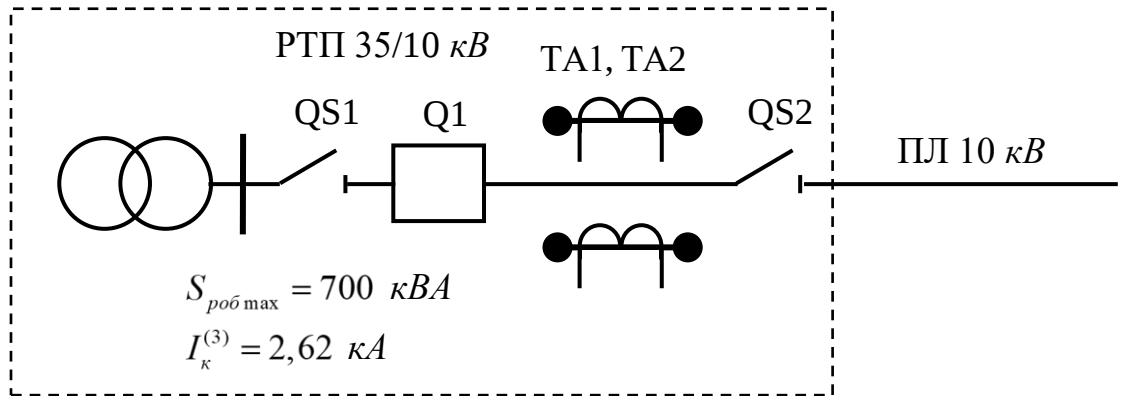


Рисунок 12.4 – Однолінійна схема повітряної лінії напругою 10 кВ

Розв'язання

Вибір і перевірку електричних апаратів 10 кВ зручно виконувати табличним способом. Для цього порівняльним способом виконуємо перевірку на:

- 1) відповідність напруги $U_{н. ап} \geq U_{н. мер}$;
- 2) відповідність максимального робочого струму $I_{н. ап} \geq I_{роб.мах}$;
- 3) струм короткого замикання $I_{н. відкл} \geq I_{к}^{(3)}$;
- 4) відповідність ударного струму трифазного короткого замикання $i_{мах} \geq i_y^{(3)}$;
- 5) термічну стійкість $I_t^2 \cdot t \geq (I_{к}^{(3)})^2 \cdot t_{зв}$.

1. Розраховуємо максимальний робочий струм (струм тривалого режиму роботи) на головній ділянці лінії 10 кВ, що відходить від підстанції

$$I_{роб.мах.} = \frac{S_{роб.мах.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.}} = \frac{700}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,5 \text{ А.}$$

2. Розраховуємо ударний струм трифазного короткого замикання (миттєве значення)

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 2,62 = 3,71 \text{ кА};$$

за умови короткого замикання на шинах 10 кВ споживчих підстанцій коефіцієнт ударного струму трифазного короткого замикання беруть таким, що дорівнює $k_y = 1$.

3. Визначаємо діюче значення повного струму триполюсного короткого замикання за перший період протікання струму короткого замикання

$$i_y^{(3)} = I_k^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2} = 2,62 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 2,62 \text{ кА}.$$

4. Виконуємо вибір високовольтного вимикача Q1 (табл. 10.3).

Високовольтний вимикач Q1 встановлюється у закритому розподільному пристрої, тому підбираємо внутрішнє виконання.

Попередньо обираємо високовольтний малооб'ємний масляний вимикач внутрішнього встановлення типу ВПМ-10-630-10 У2. Використовуючи паспортні дані обраного роз'єднувача, заповнюємо табл. 12.3.

Таблиця 12.3 – Вибір високовольтного вимикача Q1

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ап} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер}$	$10 = 10$
$I_{роб.мах.} = 38,5 \text{ А}$	$I_{н.ап} = 630 \text{ А}$	$I_{н.ап} \geq I_{роб.мах}$	$630 > 38,5$
$I_k^{(3)} = 2,62 \text{ кА}$	$I_{ном.відкл} = 10 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} \geq I_k^{(3)}$	$10 > 2,62$
$i_y^{(3)} = 3,71 \text{ кА}$	$i_{мах} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{мах} \geq i_y^{(3)}$	$25,5 > 3,71$
$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_{зг} = 2,62^2 \times (1,2 + 0,2) = 9,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_k^{(3)})^2 \cdot t_{зг}$	$300 > 9,61$

У табл. 12.3 і 12.4 позначено:

t – час протікання струму термічної стійкості головних ножів (довідкові дані апарату);

$i_{\max}$ – струм електродинамічної стійкості апарату (довідкові дані апарату), кА ;

I_t – струм термічної стійкості (довідкові дані апарату), кА ;

$t_{\text{зг}}$ – зведений час короткого замикання, с

$$t_{\text{зг}} = t_3 + t_6,$$

де t_3 – витримка часу струмового захисту, с .

t_6 – час відключення вимикача.

До встановлення остаточно беремо малооб'ємний масляний вимикач внутрішнього встановлення типу ВПМ-10-630-10 У2. Тип привода ППВ.

2. Виконуємо вибір трансформаторів струму напругою 10 кВ ТА1 і ТА2 (табл. 12.4).

Таблиця 12.4 – Вибір трансформаторів струму ТА1 та ТА2

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{\text{н.мер}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.ап}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н.ап}} \geq U_{\text{н.мер}}$	$10 = 10$
$I_{\text{роб.макс}} = 38,5 \text{ А}$	$I_{\text{н1}} = 50 \text{ А}$	$I_{\text{н1}} \geq I_{\text{роб.макс}}$	$50 > 38,5$
$i_y^{(3)} = 3,71 \text{ кА}$	$k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{Н1}} = 250 \times \sqrt{2} \cdot 50 = 17,68 \text{ кА}$	$i_y^{(3)} \leq k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{Н1}}$	$17,68 > 3,71$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{зг}} = 2,62^2 \times (1,2 + 0,2) = 9,61 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(k_t \cdot I_{\text{Н1}})^2 \cdot t = (45 \cdot 50)^2 \times 3 = 15,19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{\text{нр}} \leq (k_t \cdot I_{\text{Н1}})^2 \cdot t$	$15,19 > 9,61$

У табл. 12.4 позначено:

k_d – коефіцієнт (кратність) динамічної стійкості (довідкові дані апарату);

k_t – коефіцієнт (кратність) термічної стійкості (довідкові дані апарату).

До встановлення задаємося трансформатором струму типу ТПЛ-10УЗ внутрішнього встановлення. Коефіцієнт трансформації 50/5, клас точності 0,5/10Р (дві вторинні обмотки).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Козирський В. В. Основи електропостачання [Текст] : підручник / В. В. Козирський, С. М. Волошин. – Київ : Компринт, 2021. – 497 с.
2. Електричні мережі та системи: Конспект лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», спеціалізації «Інжиніринг інтелектуальних електротехнічних та мехатронних комплексів» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: С. П. Шевчук, О. В. Мейта. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 167 с.
3. Давиденко Л. В. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум [Текст] : навчальний посібник / Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда, В. А. Давиденко, М. М. Євсюк – Луцьк : ВІП ЛНТУ, 2022. – 244 с.
4. Василега П. О. Електропостачання [Текст] : підручник / П. О. Василега. – Суми : СумДУ, 2019. – 521 с.

ДОДАТКИ

Додаток А (обов'язковий)

Таблиця А.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	631-840
Змішане	до 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	556-755

Таблиця А.2 – Коефіцієнт допустимих систематичних навантажень трансформаторів 10/0,4 кВ

Вид навантаження	$S_{н.тр}$, кВА	$t_{н.м}$, °C	$k_{с.м}$	$\alpha \cdot 10^{-2}$, 1/°C
Виробниче	до 63	-10	1,65	0,92
	100 і більше		1,59	
Комунальне	до 63	-10	1,68	0,90
	100 і більше		1,65	
Житлові будинки	до 63	-10	1,70	0,98
	100 і більше		1,68	
Змішане навантаження	до 63	-10	1,58	1,0
	100 і більше		1,77	

Додаток В

(обов'язковий)

Таблиця В.1 – Інтервали економічних навантажень для основних та додаткових перерізів проводів ПЛ 0,38 кВ (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	A16+A16	1	2A16+A16	0 - 3,1	A16+A16	1	2A16+A16
			3A16+A16				3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
		2	2A16+A16			2	2A16+A16
			3A16+A16				3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
		3	2A16+A16			3	2A16+A16
1	2	3	4	1	2	3	4
			3A16+A16				3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
3,1 - 5,6	2A16+A16	3,5	3A16+A16	3 - 5,8	2A16+A16	3,5	3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		4,5	3A16+A16			4,5	3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		5,5	3A16+A16			5,5	3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
5,6 - 8	3A16+A16	6,0	3A25+A25	5,8 - 13,5	3A16+A16	7,0	3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		7,0	3A25+A25				3A50+A50
			3A35+A35			11,0	3A25+A25
		8,0	3A25+A25				3A35+A35
			3A35+A35				3A50+A50
8 - 20,5	3A25+A25	9,0	3A35+A35			13,5	3A25+A25
			3A50+A50				3A35+A35
		12,0	3A35+A35				3A50+A50
			3A50+A50	13,5 - 25,4	3A25+A25	14,0	3A35+A35
		18,0	3A35+A35				3A50+A50
			3A50+A50			18,0	3A35+A35
		20,5	3A35+A35				3A50+A50
			3A50+A50			20,0	3A35+A35
20,5 - 26,4	3A35+A35	22,0	3A50+A50				3A50+A50
		24,0	3A50+A50			25,4	3A35+A35

		26,0	3A50+A50				3A50+A50
понад 26,4	3A50+A50		3A50+A50	понад 25,4	3A50+A50		3A50+A50
ОЖЕЛЕДЬ 15 мм				ОЖЕЛЕДЬ 20 мм			
0 - 6,6	A25+A25	1	2A25+A25	0 - 4,4	A25+A25	1	2A25+A25
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		2	2A25+A25			2	2A25+A25
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		3	2A25+A25			3	2A25+A25
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		4	2A25+A25			4	2A25+A25
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		6	2A25+A25	4,4 - 13	2A25+A25	5	3A25+A25
1	2	3	4	1	2	3	4
			3A25+A25				3A35+A35
			3A35+A35				3A50+A50
6,6 - 11,8	2A25+A25	7	3A25+A25			7	3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
			3A50+A50				3A50+A50
		9	3A25+A25			9	3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
			3A50+A50				3A50+A50
		10	3A25+A25			11	3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
			3A50+A50				3A50+A50
		11	3A25+A25			13	3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
			3A50+A50				3A50+A50
11,8 - 25,1	3A25+A25	12	3A35+A35	13 - 17,7	3A25+A25	15	3A35+A35
			3A50+A50				3A50+A50
		14	3A35+A35			17	3A35+A35
			3A50+A50				3A50+A50
		16	3A35+A35	17,7 - 26,4	3A35+A35	18	3A35+A35
			3A50+A50				3A50+A50
		18	3A35+A35			20	3A35+A35
			3A50+A50				3A50+A50
		20	3A35+A35			22	3A35+A35
			3A50+A50				3A50+A50
		22	3A35+A35	понад 26,4	3A50+A50		3A50+A50
			3A50+A50				
понад 25,1	3A25+A25		3A50+A50				

Таблиця В.2 – Інтервали економічних навантажень для основних та додаткових перерізів проводів ПЛ 10 кВ

Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів	Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів	Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів	Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів
1	2	3	4	1	2	3	4
ОЖЕЛЕДЬ 5 мм				ОЖЕЛЕДЬ 10 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори	
0 - 385	АС 25	0 - 440	АС 25	0 - 250	АС 25	0 - 270	АС 35
385 - 485	А 35	440 - 750	А 50	250 - 640	АС 35	270 - 825	АС 50
485 - 800	А 50	750 - 1225	А 70	640 - 750	А 50	825 - 980	А 70
800 - 1075	А 70	понад 1225	А 95	750 - 1185	А 70	понад 980	А 95
понад 1075	А 95			понад 1185	А 95		
ОЖЕЛЕДЬ 15 мм				ОЖЕЛЕДЬ 20 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Дерев'яні опори	
0 - 620	АС 35	0 - 380	АС 35	0 - 325	АС 35	0 - 600	АС 35
620 - 1350	А 70	380 - 740	А 50	325 - 805	А 50	600 - 785	А 50
понад 1350	А 95	740 - 1000	А 70	805 - 1420	А 70	785 - 1175	А 70
		понад 1000	А 95	понад 1420	А 95	понад 1175	А 95

Додаток Е
(обов'язковий)

Таблиця Е.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 провода	A 16	4,00	8,20	7,80	3,10	3,00		
	A 25	2,70	5,50	5,35	2,05	1,95		
	A 35	1,90	4,00	3,90	1,52	1,48		
Характер виконання лінії		3 фази + 0; 380/220 В						
cos φ		0,98	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70
Марка та переріз провода	A 16	1,390	1,375	1,325	1,300	1,240	1,190	1,150
	A 25	0,924	0,915	0,905	0,880	0,850	0,820	0,810
	A 35	0,675	0,670	0,665	0,670	0,595	0,595	0,620
	A 50	0,480	0,495	0,490	0,490	0,490	0,480	0,475
	A 70	0,360	0,375	0,380	0,385	0,390	0,375	0,380
	A 95	0,277	0,280	0,300	0,320	0,315	0,315	0,320
	A 120	0,224	0,240	0,250	0,270	0,265	0,275	0,280

Таблиця Е.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	0,00200	0,00184
	25	0,00130	0,00124	0,00170	0,00130
	35	0,00098	0,00095	0,00100	0,00096
	50	0,00074	0,00074	0,00074	0,00074
	70	0,00056	0,00060	0,00056	0,00060
	95	0,00045	0,00050	0,00046	0,00051

Додаток К

(обов'язковий)

Таблиця К.1 – Розрахункові дані алюмінієвих неізольованих проводів марок А, АН, АЖ

Номинальний переріз, мм ²	Діаметр проводу, мм	Число дротів, шт.	Номинальний діаметр дротів, мм	Питомий електричний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км	Розривне зусилля, кН	Питома маса проводу, кг/км
А						
16	5,1	7	1,70	1,800	2,87	43
25	6,4	7	2,13	1,140	4,29	68
35	7,2	7	2,50	0,830	5,86	94
50	9,0	7	3,00	0,585	8,46	135
70	10,7	7	3,55	0,418	11,5	189
95	12,3	19	4,10	0,315	14,9	252
120	14,0	19	2,80	0,251	20,0	321
150	15,8	19	3,15	0,197	24,6	406
185	17,5	19	3,50	0,161	30,4	502
240	20,0	19	4,00	0,123	38,6	655
300	22,1	37	3,15	0,102	47,9	794
400	25,6	37	3,66	0,075	63,9	1072
АН						
16	5,1	7	1,70	1,980	3,55	43
25	6,4	7	2,13	1,280	5,11	68
35	7,2	7	2,50	0,902	7,03	94
50	9,0	7	3,00	0,624	10,14	135
120	14,0	19	2,80	0,266	23,97	321
150	15,8	19	3,15	0,211	30,33	406
185	17,5	19	3,50	0,171	37,45	502
АЖ						
35	7,2	7	2,50	0,978	9,6	94
50	9,0	7	3,00	0,676	13,83	135
120	14,0	19	2,80	0,288	32,69	321
150	15,8	19	3,15	0,229	41,36	406
185	17,5	19	3,50	0,185	51,06	502

Таблиця К.2 – Розрахункові дані сталесалюмінієвих неізолюваних проводів АС та АСК

Номинальний переріз (алюміній/сталь), мм ²	Переріз, мм ²		Діаметр, мм		Питомий електричний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км	Розривне зусилля, кН	Питома маса проводу, кг/км
	алюмінію	сталі	проводу	сталого осердя			
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,773	12,7	149
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,592	16,32	194
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,420	22,98	274
70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,420	93,25	755
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,299	31,85	384
95/141	91	141,0	19,8	15,4	0,316	174,9	1357
120/19*	118	18,8	15,2	5,6	0,245	40,64	471
150/19	148	18,8	16,8	5,5	0,195	45,00	554
150/24*	149	24,2	17,1	6,3	0,194	51,08	599
185/29*	181	29,0	18,8	6,9	0,159	60,81	728
185/43	185	43,1	19,6	8,4	0,156	76,52	846
240/32	244	31,7	21,6	7,2	0,118	74,09	921
240/39*	236	38,6	21,6	8,0	0,122	80,13	952
240/56	241	56,3	22,4	9,6	0,120	97,78	1106
300/39	301	38,6	24,0	8,0	0,096	89,35	1132
300/48*	295	47,8	24,1	8,9	0,098	99,69	1186
300/66	288	65,8	24,5	10,5	0,100	121,9	1313
400/22	394	22,0	26,6	6,0	0,073	89,10	1261

* Провід АСК виготовляється для вказаних перерізів

Таблиця К.3 – Наближені значення індуктивних опорів повітряних ліній з проводами з міді, алюмінію і сталі, Ом/км

D_{cp} , мм	Переріз проводів в мм ²						
	25	35	50	70	95	120	150
400	0,320	0,308	0,300	0,280	0,270	–	–
600	0,345	0,336	0,325	0,300	0,300	0,292	0,287
1000	0,380	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,305
1250	0,391	0,38	0,369	0,355	0,346	0,338	0,319
1500	0,402	0,391	0,380	0,366	0,257	0,349	0,333
2000	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,344
2500	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,363
3500	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,377

Додаток Л

Таблиця Л.1 – Повні опори трансформаторів струму замикання на корпус

Тип трансформатора	Потужність трансформатора, кВА	Опори $z_m^{(1)}$, приведені до напруги 400 В, Ом
ТМ	16	4,62
ТМ	25	3,60
ТМ	40	2,58
ТМ	63	1,63
ТМ	100	1,07
ТМ	160	0,70
ТМ	250	0,43
ТМ	400	0,318
ТМ	630	0,246
ТМА	100	1,67
ТСМА	100	1,20
ТМФ	250	0,473
ТМФ	400	0,352
ТМФ	630	0,273

Додаток М
(обов'язковий)

Таблиця М.1 – Значення $I_{н.в.}$ запобіжників, які рекомендуються для захисту трансформаторів споживчих ТП

Номінальна потужність трансформатора, кВА	Первинна напруга трансформаторів, кВ			
	6		10	
	Номінальний струм трансформатора, А	Номінальний струм плавкої вставки, А	Номінальний струм трансформатора, А	Номінальний струм плавкої вставки, А
25	2,4	7,5	1,45	5,0
40	3,85	10	2,31	7,5
63	6,06	16	3,64	10
100	9,62	20	5,77	16
160	15,4	32	9,25	20
250	24,0	50	14,5	40 (32)
400	38,6	80	23,1	50
630	60,6	160	36,4	80

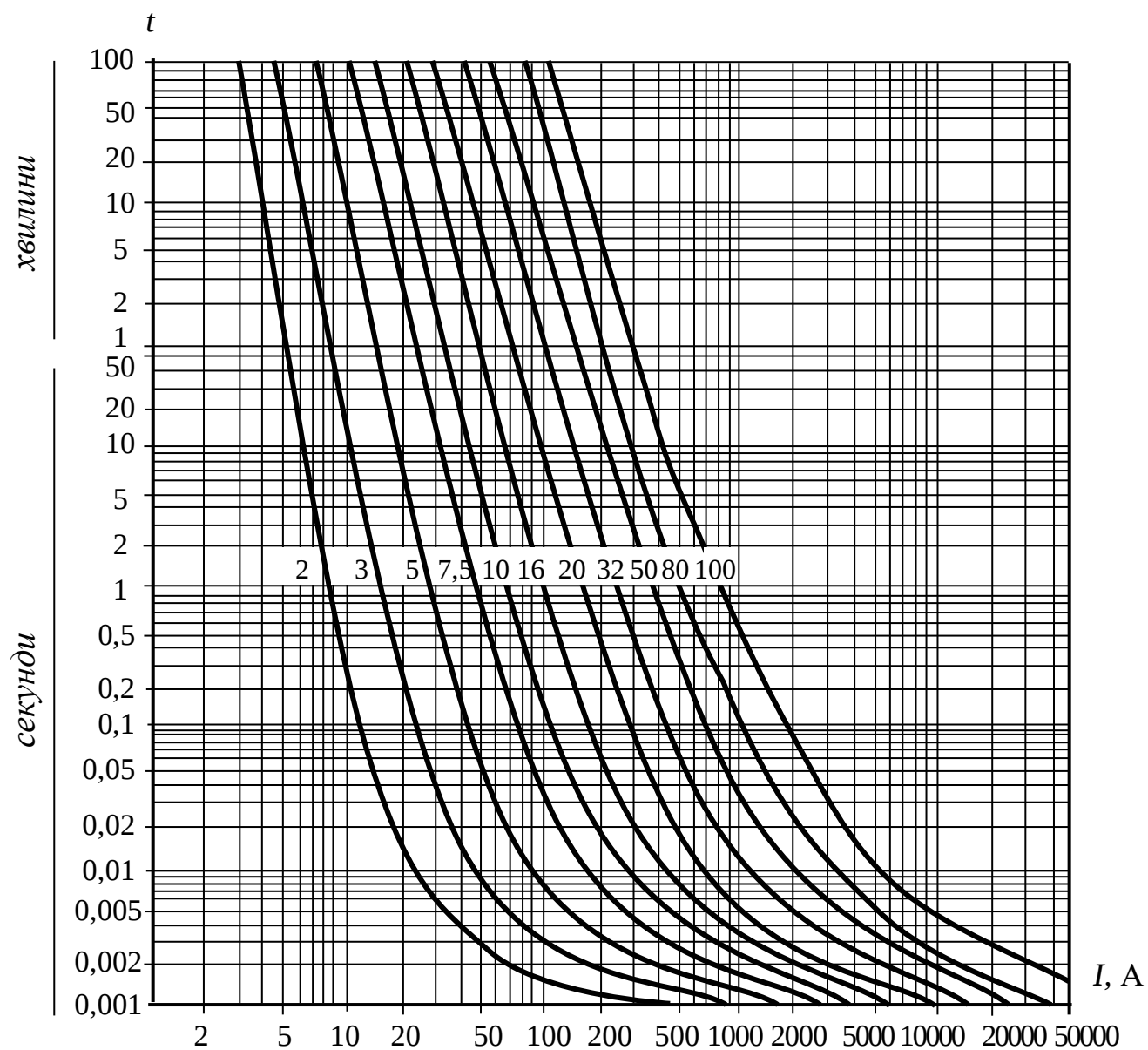


Рисунок М.1 – Ампер-секундні характеристики плавких вставок деяких запобіжників типу ПКТ

Додаток Н
(обов'язковий)

Таблиця Н.1 – Еквівалентний питомий опір ґрунту

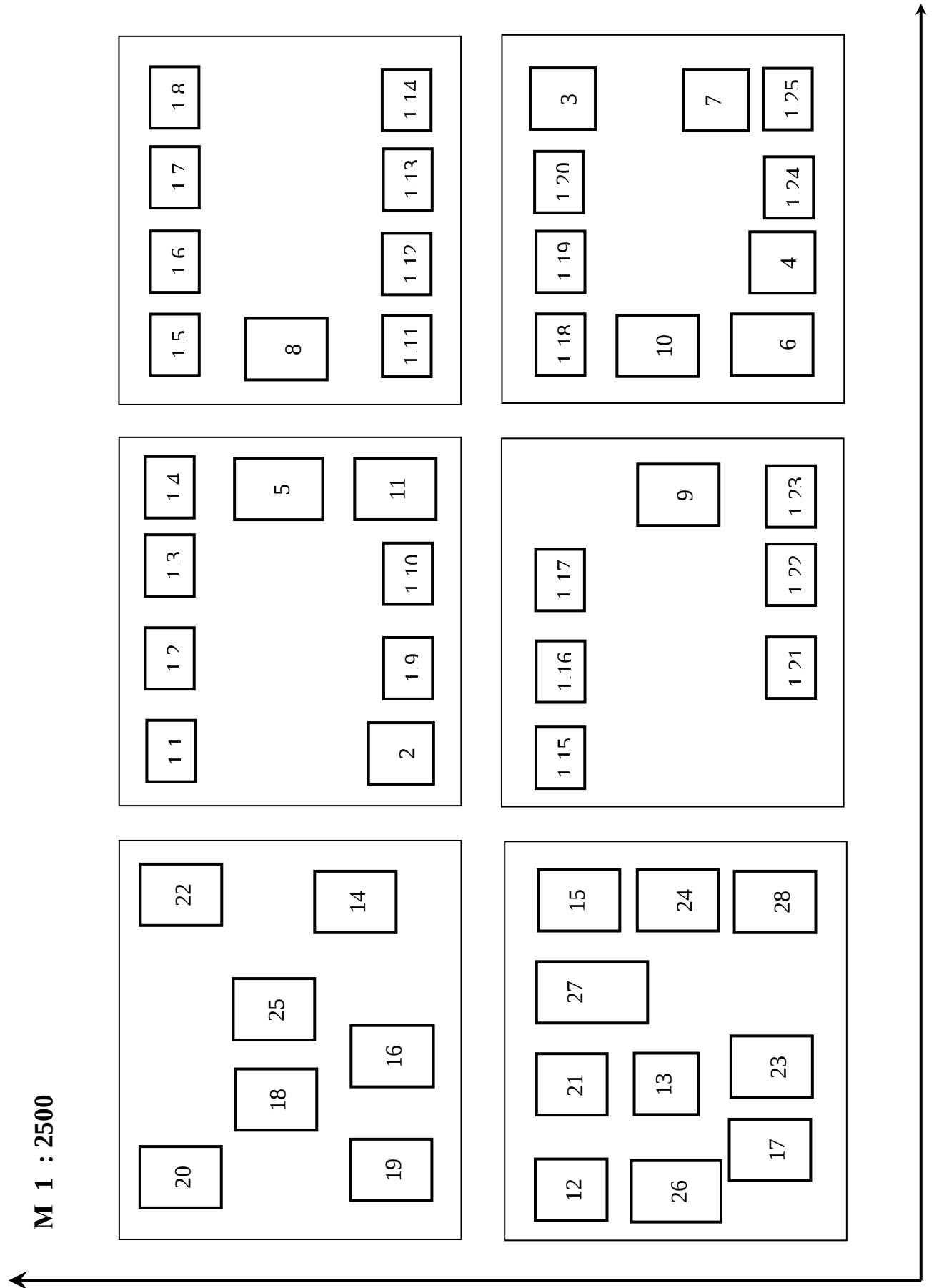
Ґрунт	Питомий опір ρ , Ом м	
	межі коливання	При вологості ґрунту 10...12%
Чорнозем	9...53	20
Торф	9...53	20
Глина	8...70	40
Суглинок	40...150	100
Супісок	150...400	300
Пісок	400...700	700

Таблиця Н.2 – Коефіцієнти сезонності k_c для електродів заземлення

Кліматична зона	Кліматичний признак			Коефіцієнт сезонності k_c для електродів			
	Середня багаторічна температура, °С		Тривалість замерзання вод, діб	вертикальних довж. 2,5...3м	вертикальних Довжиною 3м	горизонтальних довжиною 10 м	горизонтальних довжиною 50 м
	нижча (січень)	вища (липень)					
Області України (крім південних)	-10...0	+22...+24	100	1,3	1,15	2,5	2,0
Південні області, АР Крим	0...+5	+24...+26	0	1,1	1,1	1,5	1,4

Додаток II

(обов'язковий)



Продовження додатку П

Таблиця П.1 – Побутові та виробничі споживачі електричної енергії

№	Найменування споживачів	P_d , кВт	P_v , кВт	Од	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 А1ДЦП	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 П.1

№	Найменування споживачів	P_d , кВт	P_B , кВт	Од.	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 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				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	

Козін Віктор Миколайович,
Савойський Олександр Юрійович
Шашков Сергій Валерійович
Рясна Ольга Василівна

Основи електропостачання

**Методичні вказівки щодо виконання практичних завдань
для здобувачів спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної і заочної форм навчання
першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**

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

Підписано до друку: січень, 2025 р. Формат А4: Гарнітура Times New Roman
Тираж: 60 примірників. Замовлення _____ Ум. друк. арк. 1,82
