

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ВІННИЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ**

Факультет Інженерно-технологічний

**Кафедра «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

Гайдамак О. Л., Штуць А. А.

**ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ
ПРАКТИЧНИХ РОБІТ ТА САМОСТІЙНОЇ
РОБОТИ**

для студентів галузі знань 14 – «Електрична інженерія» зі спеціальності 141 –
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

Вінниця ВНАУ – 2021

УДК 621.38(072)

Укладачі: Гайдамак О. Л., Штуць А. А.

Методичні вказівки до проведення практичних робіт та самостійної роботи з дисципліни «Основи електропостачання». Студентами галузі знань 14 – «Електрична інженерія» зі спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», – Вінниця, РВВ ВНАУ: 2021 р. – 81 с.

Рецензенти: Граняк В.Ф., кандидат технічних наук, доцент кафедри електроенергетики, електротехніка та електромеханіка, ВНАУ.

Рубанеко О.Є., кандидат технічних наук, професор кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту, ВНТУ.

Рекомендовано до видання навчально-методичною комісією ВНАУ (протокол № _____ від _____ 2021 р.)

© Гайдамак О. Л. Штуць А. А.

Вінницький національний аграрний університет, 2021 р

ЗМІСТ

Передмова.....	4
Розрахунок електричних навантажень в мережі напругою 0,38 кВ	6
Визначення потужності та кількості трансформаторів знижувальних підстанцій	17
Розрахунок електричних навантажень повітряних ліній напругою 6...35 кВ	27
Розрахунок втрат електричної енергії в елементах системи електропостачання	36
Вибір перерізу проводів повітряних ліній електропередачі методом економічних інтервалів.....	49
Вибір плавких запобіжників, автоматичних вимикачів та перерізу проводів і кабелів за допустимим нагріванням	60
Рекомендована література.....	76
Додатки	78

ПЕРЕДМОВА

Навчальні методичні вказівки складені у відповідності з програмою дисципліни «Основи електропостачання». Виконання завдань викладених у методичних вказівках допомагає студентам опанувати теоретичні розділи курсу та набути практичних навичок у самостійній роботі. В процесі роботи з виконання практичних завдань студенти набувають навички з розрахунку електричних навантажень, потужності та кількості трансформаторів, втрат електричної енергії, перерізу проводів, та вибору плавких запобіжників. Методичні вказівки з практичних робіт охоплюють базові засади головних розділів дисципліни. З метою полегшення та прискорення підготовки студентів до виконання практичних робіт в методичних вказівках наведено загальні теоретичні відомості, приклади розрахунків та завдання для самостійної роботи. Наведено список літературних джерел який дозволяє студенту краще орієнтуватись та отримувати додаткову навчальну та практичну інформацію. Практичні приклади наводяться у роботах за необхідністю.

У результаті вивчення навчальної дисципліни здобувач повинен сформувані такі програмні компетентності у відповідності до освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»:

Інтегральні компетентності (ІК) Здатність розв'язувати спеціалізовані задачі та вирішувати практичні проблеми під час професійної діяльності у галузі електроенергетики, електротехніки та електромеханіки або у процесі навчання, що передбачає застосування теорій та методів фізики та інженерних наук і характеризуються комплексністю та невизначеністю умов.

Загальні компетентності

ЗК02. Здатність застосовувати знання у практичних ситуаціях.

ЗК05. Здатність до пошуку, оброблення та аналізу інформації з різних джерел. Спеціальні (фахові, предметні) компетентності):

ФК06. Здатність вирішувати комплексні спеціалізовані задачі і

практичні проблеми, пов'язані з проблемами виробництва, передачі та розподілення електричної енергії.

ФК07. Здатність розробляти проекти електроенергетичного, електротехнічного та електромеханічного устаткування із дотриманням вимог законодавства, стандартів і технічного завдання.

ФК08. Здатність виконувати професійні обов'язки із дотриманням вимог правил техніки безпеки, охорони праці, виробничої санітарії та охорони навколишнього середовища.

програмні результати:

ПР1. Знати і розуміти принципи роботи електричних систем та мереж, силового обладнання електричних станцій та підстанцій, пристроїв захисного заземлення та грозозахисту та уміти використовувати їх для вирішення практичних проблем професійної діяльності.

ПР9. Уміти оцінювати енергоефективність та надійність роботи електроенергетичних, електротехнічних та електромеханічних систем.

ПР10. Знаходити необхідну інформацію в науково-технічній літературі, базах даних та інших джерелах інформації, оцінювати її релевантність та достовірність.

Вивчення даної дисципліни формує у здобувачів освіти соціальні навички (softskills): комунікативність (реалізується через: метод роботи в парах та групах, метод самопрезентації), системне мислення (реалізується через: метод проєктів), лідерські навички (реалізується через: робота в групах, метод проєктів, метод самопрезентації).

Наявність в роботах великої кількості довідникових матеріалів та теоретичних відомостей дозволяє студенту краще самостійно засвоїти матеріал та володіти сучасними технологіями та методами розрахунків у відповідності до програми дисципліни «Основи електропостачання». До кожної практичної роботи наведені контрольні запитання для самоконтролю, що дозволяє студенту перевірити себе на готовність до виконання роботи та її захисту.

Теми практичних занять

№ п/з	Назва теми	Кількість годин	
		Денна форма	Заочна форма
1	Розрахунок електричних навантажень в мережі напругою 0,38 кв	3	1
2	Визначення потужності та кількості трансформаторів знижувальних підстанцій	3	0,5
3	Розрахунок електричних навантажень повітряних ліній напругою 6...35 кв	2	0,5
4	Розрахунок втрат електричної енергії в елементах системи електропостачання	2	1
5	Вибір перерізу проводів повітряних ліній електропередачі методом економічних інтервалів	2	0,5
6	Вибір плавких запобіжників, автоматичних вимикачів та перерізу проводів і кабелів за допустимим нагріванням.	2	0,5
ВСЬОГО		14	4

Самостійна робота

№ п/з	Назва теми	Кількість годин
1	Розрахунок електричних навантажень в мережі напругою 0,38 кв Задачі 1.2, 1,3	30
2	Визначення потужності та кількості трансформаторів знижувальних підстанцій. Задачі № 2.2, 2,3	30
3	Розрахунок електричних навантажень повітряних ліній напругою 6...35 кв Задачі № 3.2, 3,3	30
4	Розрахунок втрат електричної енергії в елементах системи електропостачання. Задачі № 4.2, 4,3	30
5	Вибір перерізу проводів повітряних ліній електропередачі методом економічних інтервалів. Задачі № 5.2, 5,3	30
6	Вибір плавких запобіжників, автоматичних вимикачів та перерізу проводів і кабелів за допустимим нагріванням. Задачі № 6.2, 6,3	30
ВСЬОГО		180

ЗАНЯТТЯ 1

Тема: РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ В МЕРЕЖІ НАПРУГОЮ 0,38 кВ

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

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Розрахункові навантаження окремих споживачів електричної енергії задаються денним $P_{\text{д}}$ або вечірнім $P_{\text{в}}$, кВт, максимумами, або визначаються за максимальною потужністю на вводі до споживача:

$$P_{\text{д}} = \kappa_{\text{д}} \cdot P_{\text{max}}, \quad P_{\text{в}} = \kappa_{\text{в}} \cdot P_{\text{max}}, \quad (1.1)$$

де $\kappa_{\text{д}}$, $\kappa_{\text{в}}$ – коефіцієнти денного та вечірнього максимуму (коефіцієнт участі у максимумі);

P_{max} – максимальна потужність на вводі до споживача, кВт.

Коефіцієнти денного та вечірнього максимумів приймаються наступним чином: для виробничих споживачів – $\kappa_{\text{д}} = 1$; $\kappa_{\text{в}} = 0,6$; для побутових споживачів без електроплит – $\kappa_{\text{д}} = 0,3 \dots 0,4$; $\kappa_{\text{в}} = 1$; для побутових споживачів із електроплитами – $\kappa_{\text{д}} = 0,6$; $\kappa_{\text{в}} = 1$; для змішаного навантаження – $\kappa_{\text{д}} = \kappa_{\text{в}} = 1$.

Для групи житлових будинків навантаження вечірнього максимуму $P_{\text{в}}$, кВт, визначається за виразом:

$$P_{\text{в}} = \kappa_{\text{в}} \cdot n \cdot k_{\text{о}} \cdot P_{\text{max}}, \quad (1.2)$$

де n – кількість споживачів у групі, шт;

$k_{\text{о}}$ – коефіцієнт одночасності [Зс.38; 4с.38; 5с.118; 7с.119; 9с.145];

P_{max} – максимальне (розрахункове) навантаження на ввіді в житловий будинок, [Зс.37; 4с.37; 5с.115; 6с. 99; 7с.118; 9с.140], кВт.

Тоді навантаження денного максимуму P_{∂} , кВт, для групи житлових будинків дорівнює:

$$P_{\partial} = \kappa_{\partial} \cdot P_{\varepsilon}. \quad (1.3)$$

Розрахунок електричних навантажень на окремих ділянках лінії залежить від характеру та розміру навантаження споживачів. Якщо навантаження в мережі 0,38 кВ однорідні (однаковий характер навантаження) та сумірні (не відрізняються більш ніж в чотири рази), то навантаження окремої ділянки лінії визначають шляхом підсумовування розрахункових навантажень на вводах до споживачів з урахуванням коефіцієнта одночасності, окремо для денного та вечірнього максимумів:

$$P_{p.\partial.} = k_o \cdot \sum P_{\partial i}, \quad P_{p.\varepsilon.} = k_o \cdot \sum P_{\varepsilon i}, \quad (1.4)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності;

$P_{\partial i}$ і $P_{\varepsilon i}$ – навантаження денного і вечірнього максимумів i -го споживача, кВт.

Коефіцієнт одночасності k_o вибираємо із таблиць [Зс.38; 4с.38; 5с.118; 6с.102; 7с.119; 9с.145] в залежності від кількості споживачів і характеру навантаження мережі.

Якщо навантаження споживачів відрізняються більш ніж в чотири рази (несумірні), то вони підсумовуються за допомогою надбавок. При цьому до більшого із навантажень прибавляють надбавку від меншого:

$$P_{\partial} > P_{\varepsilon}, \quad P_p = P_{\partial} + \Delta P_{\varepsilon}, \quad (1.5)$$

де P_{∂} – більше з навантажень, кВт;

ΔP_{ε} – надбавка від меншого навантаження [Зс.39; 4с.38; 5с.116; 7с.120; 9с.147], кВт.

Додавання різнорідних навантажень (навантажень побутових, комунальних та виробничих споживачів) виконується також за допомогою надбавок (1.5).

Розрахунок навантажень виконують поступово для усіх ділянок лінії напругою 0,38 кВ, в напрямку – з кінця лінії до підстанції.

Коефіцієнт потужності споживачів визначається із літературних джерел [3 с.39; 4 с.39; 5 с.118; 7 с.121; 9 с.141], а для групи споживачів він визначається як середньозважене значення:

$$\cos \varphi_{с.з.} = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}. \quad (1.6)$$

де P_i – навантаження (денне або вечірнє) i -го споживача, кВт;
 $\cos \varphi_i$ – коефіцієнт потужності (денний або вечірній) i -го споживача.

Якщо в зоні електропостачання знаходяться сезонні споживачі, то при визначенні розрахункового навантаження вони повинні бути враховані з відповідним коефіцієнтом сезонності [3-9].

Потужність зовнішнього освітлення населеного пункту:

$$P_{з.о.} = L \cdot P_{0 \text{ вул.}} + N \cdot P_{0 \text{ прим.}} \quad (1.7)$$

де L – загальна довжина вулиць у населеному пункті, м;
 N – кількість виробничих та комунальних приміщень, шт.;
 $P_{0 \text{ вул.}}, P_{0 \text{ прим.}}$ – нормативне навантаження зовнішнього освітлення, відповідно на один погонний метр вулиці та на одне виробниче приміщення [3с.38; 4с.37; 5с.115; 6с. 100; 7с.118; 9с.144], кВт.

Повна розрахункова потужність на ділянці лінії S_p , кВА, визначається через коефіцієнт потужності навантаження:

$$S_{p.д.} = \frac{P_{p.д.}}{\cos \varphi_{\delta}}; \quad S_{p.в.} = \frac{P_{p.в.}}{\cos \varphi_{\epsilon}}. \quad (1.8)$$

2 ЛІТЕРАТУРА

3 с.36-43; 4 с.36-42; 5 с.111-121; 6 с.96-106; 7 с.111-162; 8 с.3-18, 294-305; 9 с.125-129, 138-156; 10 с.191-196.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що таке розрахунковий період?
2. Що таке коефіцієнт одночасності і від чого він залежить?
3. Якими методами визначають електричні навантаження в мережі напругою 0,38 кВ?
4. Що таке сумірні (несумірні) навантаження мережі?
5. Як складаються сумірні навантаження мережі?
6. Як складаються несумірні навантаження мережі?
7. Що таке однорідні (неоднорідні) навантаження мережі?
8. Як складаються неоднорідні навантаження мережі?
9. Як складаються однорідні навантаження мережі?
10. Як визначається середньозважений коефіцієнт потужності для групи споживачів?
11. Як визначається потужність зовнішнього освітлення населеного пункту?
12. В яких випадках і як враховуються сезонні навантаження?
13. Як визначається повна розрахункова потужність на ділянці лінії?

ЗАДАЧА 1.1

П'ятнадцять житлових будинків в населеному пункті нової забудови без газифікації зібрані в три групи по п'ять будинків. Навантаження (P_d/P_e , кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_d/\cos \varphi_e$) інших споживачів та довжини ділянок лінії 0,38 кВ (l , м) показані на розрахунковій схемі лінії (рисунок 1.1). Визначити розрахункові навантаження на ділянках мережі (лінії) 0,38 кВ та загальну потужність зовнішнього освітлення вулиці.

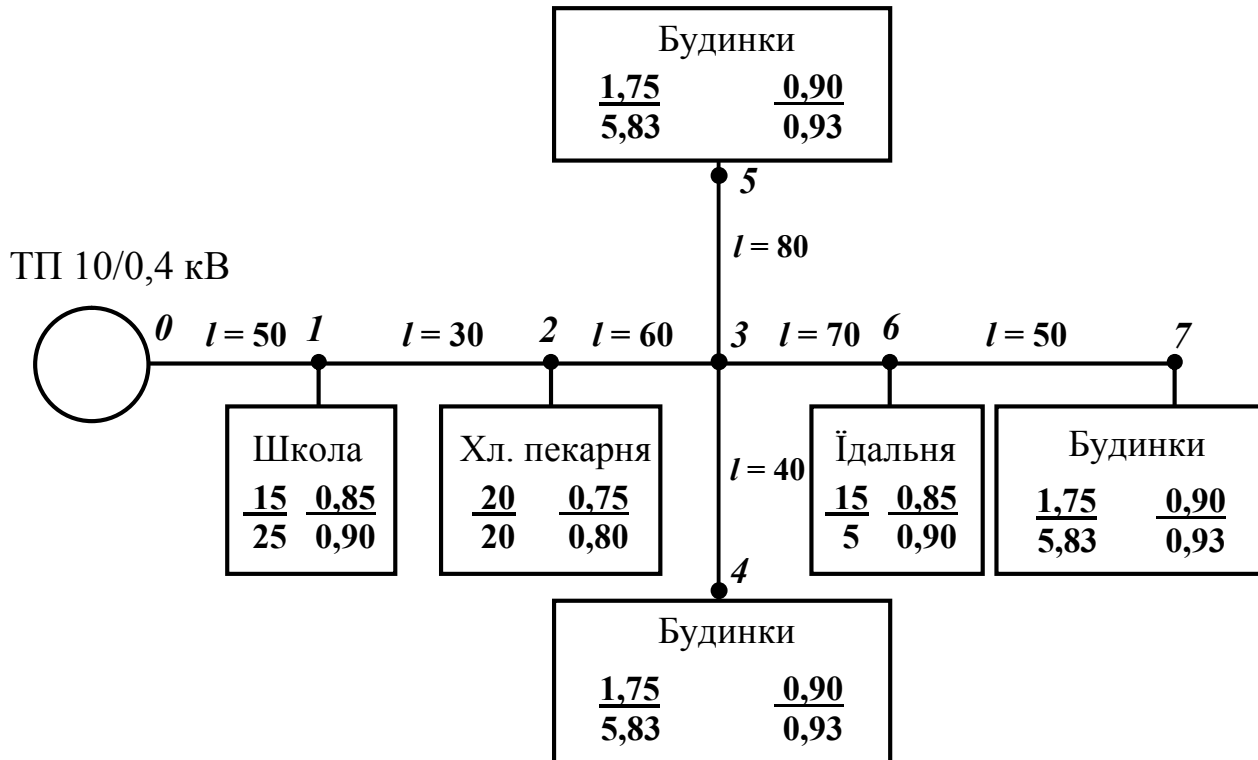


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Навантаження на ввіді до житлового будинку (розрахункове навантаження) визначаємо із літературних джерел [3-7]. Для будинку в населеному пункті нової забудови без газифікації $P_{\max} = 2,2$ кВт.

2. Максимум денного та вечірнього навантаження групи з п'яти будинків визначаємо через коефіцієнт одночасності [3-10]:

$$P_e = n \cdot k_o \cdot P_{\max}; \quad P_e = 5 \cdot 0,53 \cdot 2,2 = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_d = \kappa_d \cdot P_e; \quad P_d = 0,3 \cdot 5,83 = 1,75 \text{ кВт.}$$

3. Загальна потужність зовнішнього освітлення:

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

$$P_{з.о.} = 260 \cdot 10 + 3 \cdot 250 = 3350 \text{ Вт} = 3,35 \text{ кВт.}$$

4. Визначаємо навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ. Так як навантаження неоднорідні і не сумірні, то їх підсумовування виконуємо методом надбавок. Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії (рисунок 1.1).

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

$$P_{p.\delta.7-6} = P_{\delta} = 1,75 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon.7-6} = P_{\epsilon} = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.6-3} = 15 + \Delta 1,75 = 15 + 1,05 = 16,05 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.6-3} = 5,83 + \Delta 5 = 5,83 + 3 = 8,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.4-3} = P_{\delta} = 1,75 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon.4-3} = P_{\epsilon} = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.5-3} = P_{\delta} = 1,75 \text{ кВт}; \quad P_{p.\epsilon.5-3} = P_{\epsilon} = 5,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.3-2} = 16,05 + \Delta 1,75 + \Delta 1,75 = 16,05 + 1,05 + 1,05 = 18,15 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.3-2} = 8,83 + \Delta 5,83 + \Delta 5,83 = 8,83 + 3,50 + 3,50 = 15,83 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.2-1} = 20,00 + \Delta 18,15 = 20,00 + 11,30 = 31,30 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.2-1} = 20,00 + \Delta 15,83 = 20,00 + 9,70 = 29,70 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.\delta.1-0} = 31,30 + \Delta 15,00 = 31,30 + 9,15 = 40,45 \text{ кВт};$$

$$P_{p.\epsilon.1-0} = 29,70 + \Delta 25,00 = 29,70 + 15,70 = 45,40 \text{ кВт.}$$

5. За літературними джерелами [3-10] визначаємо коефіцієнт потужності окремих споживачів, а на ділянках лінії визначаємо його середньозважене значення:

$$\cos \varphi_{\delta 7-6} = 0,90; \quad \cos \varphi_{\epsilon 7-6} = 0,93;$$

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

$$\cos \varphi_{\partial 6-3} = \frac{15 \cdot 0,85 + 1,75 \cdot 0,9}{15 + 1,75} = 0,86;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon 6-3} = \frac{5 \cdot 0,9 + 5,83 \cdot 0,93}{5 + 5,83} = 0,92.$$

6. Визначаємо повну розрахункову потужність споживачів на ділянках лінії:

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

$$S_{p.\epsilon} = \frac{P_{p.\epsilon}}{\cos \varphi_{\epsilon}}.$$

$$S_{p.\partial.7-6} = \frac{1,75}{0,90} = 1,94 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\epsilon.7-6} = \frac{5,83}{0,93} = 6,27 \text{ кВА}.$$

$$S_{p.\partial.6-3} = \frac{16,05}{0,86} = 18,70 \text{ кВА};$$

$$S_{p.\epsilon.6-3} = \frac{8,83}{0,92} = 9,60 \text{ кВА}.$$

Розрахунок навантажень на інших ділянках лінії виконуємо аналогічно. Результати розрахунків заносимо до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Визначення розрахункових навантажень в лінії 0,38кВ

Ділянка	Більше навантаження		Менше навантаження		Надбавка		Розрахункове навантаження		$\cos \varphi_{\partial}$	$\cos \varphi_{\epsilon}$	$S_{p.\partial}$, кВА	$S_{p.\epsilon}$, кВА
	P_{∂} , кВт	P_{ϵ} , кВт	P_{∂} , кВт	P_{ϵ} , кВт	ΔP_{∂} , кВт	ΔP_{ϵ} , кВт	$P_{p.\partial}$, кВт	$P_{p.\epsilon}$, кВт				
7-6	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
6-3	15,00	5,83	1,75	5,00	1,05	3,00	16,05	8,83	0,86	0,92	18,70	9,60
4-3	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
5-3	1,75	5,83	-	-	-	-	1,75	5,83	0,90	0,93	1,94	6,27
3-2	16,05	8,83	1,75	5,83	1,05	3,50	18,15	15,83	0,87	0,92	20,86	17,20
			1,75	5,83	1,05	3,50						
2-1	20,00	20,00	18,15	15,83	11,30	9,70	31,30	29,70	0,82	0,86	38,17	34,53
1-0	31,30	29,70	15,00	25,00	9,15	15,70	40,45	45,40	0,83	0,89	48,73	51,01

ЗАДАЧА 1.2 (самостійно)

Житлові будинки в населеному пункті старої забудови з газифікацією зібрані в групи по чотири будинки. Навантаження ($P_{\partial}/P_{\epsilon}$, кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_{\partial}/\cos \varphi_{\epsilon}$) інших споживачів та довжини ділянок лінії (l , м) вказані на розрахунковій схемі (рисунок 1.2). Визначити розрахункові навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ для заданого варіанта лінії (таблиця 1.2) та загальну потужність зовнішнього освітлення вулиці.

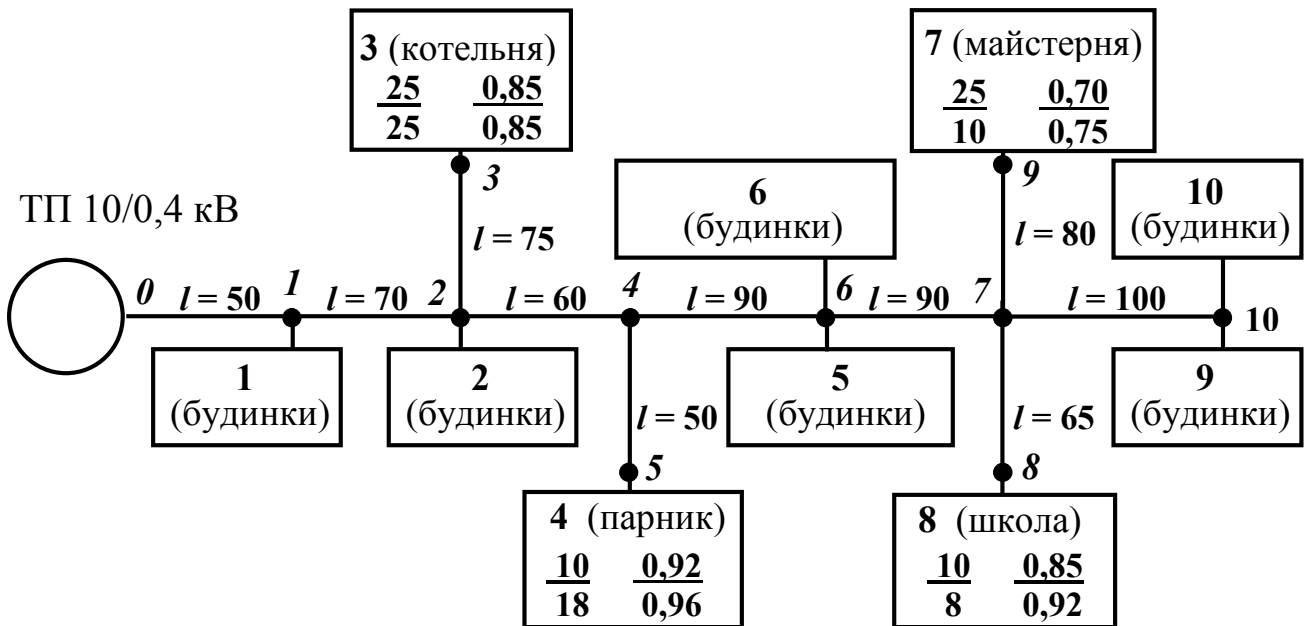


Рисунок 1.2 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 1.2 – Варіанти навантаження повітряної лінії 0,38 кВ

Варіант	Навантаження лінії					
	2	3	5	7	8	10
1	2	3	5	7	8	10
2	1	2	3	4	5	8
3	2	3	4	6	7	9
4	1	2	3	4	5	6
5	1	4	5	6	7	10
6	2	5	6	7	8	9
7	1	3	5	6	9	10
8	2	4	5	6	7	8
9	3	4	5	7	8	9
10	4	5	6	8	9	10
11	1	3	4	5	6	8

ЗАДАЧА 1.3 (самостійно)

Житлові будинки в населеному пункті переважно старої забудови без газифікації зібрані в групи по шість будинків. Навантаження (P_d/P_e , кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_d/\cos \varphi_e$) інших споживачів та довжини ділянок лінії (l , м) вказані на розрахунковій схемі (рисунок 1.3). Визначити розрахункові навантаження на ділянках лінії 0,38 кВ для заданого варіанта лінії (таблиця 1.3) та загальну потужність зовнішнього освітлення вулиці.

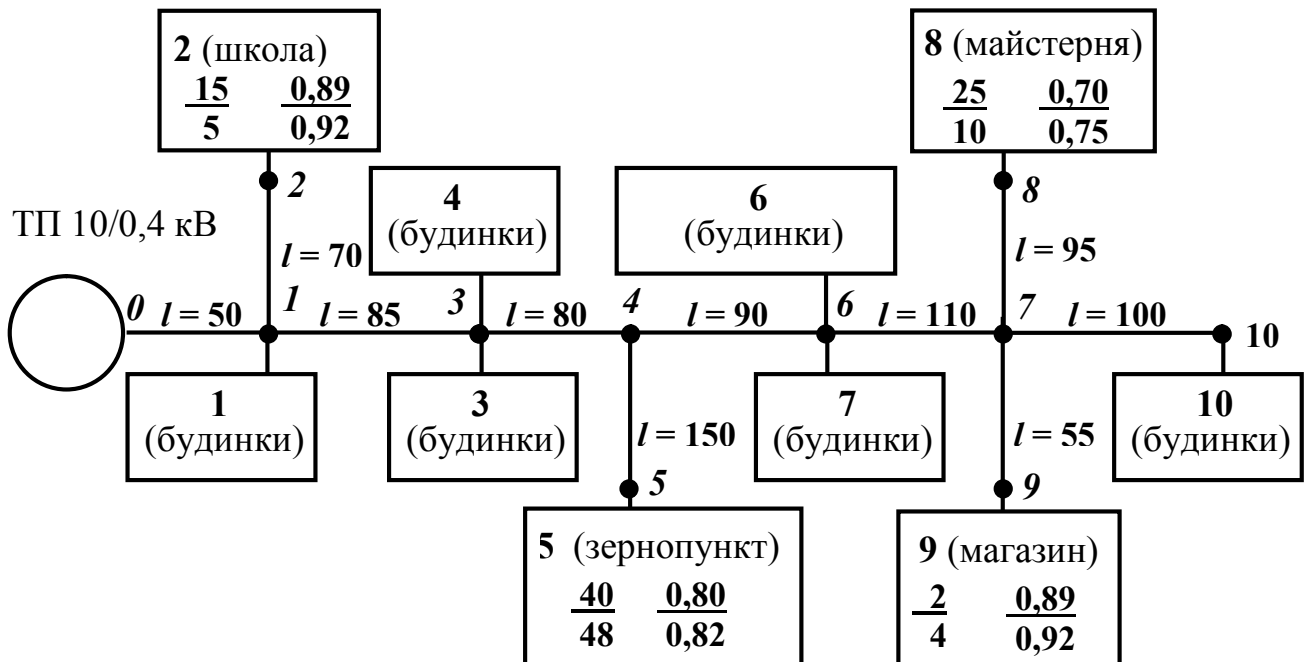


Рисунок 1.3 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 1.3 – Варіанти навантаження повітряної лінії 0,38 кВ

Варіант	Навантаження лінії					
1	2	3	5	7	8	10
2	1	2	3	4	5	8
3	2	3	4	6	7	9
4	1	2	3	4	5	6
5	1	4	5	6	7	10
6	2	5	6	7	8	9
7	1	3	5	6	9	10
8	2	4	5	6	7	8
9	3	4	5	7	8	9
10	4	5	6	8	9	10
11	2	4	5	6	7	9

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам: ГОСТ 2.105-95. – [введен в Украине с 1997–07–01]. – Минск.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2001. – 25с. – (Межгосударственный стандарт).
2. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416с.
3. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
4. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
5. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства – 2-е вид. перероб. та доп./І.П. Притака. - К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
6. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства / І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
7. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлев, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
8. Практикум по електрообладженню сільського господарства / под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
9. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование / И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
10. Харкута К.С. Практикум по электрообладженню сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов) / К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.
11. Довідник сільського електрика. – 3-є видання, перероб. і доповн./ за ред. В.С. Олійника. – К.: Урожай, 1989, – 264с.
12. Коваленко О.І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.

Додатки

Додаток А

Таблиця А.1 – Коефіцієнт одночасності в мережах 0,38 кВ

Кількість споживачів	Коефіцієнт одночасності для			
	житлових будинків з навантаженням на вводі		Житлових будинків з електроплитами та нагрівачами	Виробничих споживачів
	до 2 кВт/буд.	більше 2 кВт/буд.		
2	0,76	0,75	0,73	0,85
3	0,66	0,64	0,62	0,80
5	0,55	0,53	0,50	0,75
10	0,44	0,42	0,38	0,65
20	0,37	0,34	0,29	0,55
50	0,30	0,27	0,22	0,47
100	0,26	0,24	0,17	0,40
200	0,24	0,20	0,15	0,35
500 і більше	0,22	0,18	0,12	0,30

Таблиця А.2 – Надбавки для підсумовування навантажень в мережах напругою 0,38кВ (кВт)

P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$
0,2	+0,2	12	+7,3	50	+34,0	170	+123
0,4	+0,3	14	+8,5	55	+37,5	180	+130
0,6	+0,4	16	+9,8	60	+41,0	190	+140
0,8	+0,5	18	+11,2	65	+44,5	200	+150
1,0	+0,6	20	+12,5	70	+48,0	210	+158
2,0	+1,2	22	+13,8	80	+55,0	220	+160
3,0	+1,8	24	+15,0	90	+62,0	230	+174
4,0	+2,4	26	+16,4	100	+69,0	240	+182
5,0	+3,0	28	+17,7	110	+76,0	250	+190
6,0	+3,6	30	+19,0	120	+84,0	260	+198
7,0	+4,2	32	+20,4	130	+92,0	270	+206
8,0	+4,8	35	+22,8	140	+100	280	+214
9,0	+5,4	40	+26,5	150	+106	290	+222
10,0	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+230

Примітки - P_m – значення меншого навантаження на ділянці мережі

Таблиця А.3 – Питомі навантаження вуличного та зовнішнього освітлення

Характеристика об'єкту	Значення питомого навантаження P_{0i}
1. Центральні вулиці з багатоповерховою забудовою шириною більше 20 м, Вт на 1 м довжини вулиці	5,0
2. Центральні вулиці з одноповерховою забудовою шириною більше 20 м, Вт на 1 м довжини вулиці	4,0
3. Інші вулиці в сільському населеному пункті, Вт на 1 м довжини вулиці	2,0
4. Зовнішнє освітлення територій госпдворів, Вт на 1 м довжини периметра двору	3,0
5. Зовнішнє освітлення приміщень госпдворів, Вт на одне приміщення	250
6. Зовнішнє освітлення території громадських і торговельних центрів, Вт на 1 м ² площі території	0,5

Для населених пунктів, які вперше електрифікуються або при відсутності відомостей про річне споживання електроенергії в будинках, розрахункове навантаження на вводі до будинку із урахуванням характеристики населеного пункту приймають наступним:

1,5 кВт – для газифікованих населених пунктів старої забудови;

1,8 кВт – для негазифікованих населених пунктів старої забудови або газифікованих нової забудови;

2,2 кВт – для населених пунктів нової забудови без газифікації;

4 кВт – для селищ міського типу із газифікацією;

5 кВт – для селищ міського типу без газифікації;

6 кВт – для сільських будинків із електроплитами;

7,5 кВт – для сільських будинків із електроплитами та водонагрівачами.

ЗАНЯТТЯ 2

Тема: 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.

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Визначення розрахункової потужності одно-, або двотрансформаторних підстанцій 6...10/0,4 кВ виконується шляхом підсумовування розрахункових активних потужностей на головних ділянках ліній 0,38 кВ, що відходять від підстанції (окремо денних та вечірніх) методом надбавок. Потужність зовнішнього освітлення населеного пункту своїм повним розміром додається до сумарного вечірнього максимуму.

$$P_{p.d. TP} = P_{p.d. \text{ лін.б}} + \sum \Delta P_{p.d. \text{ лін.м}} \quad (2.1)$$

$$P_{p.v. TP} = P_{p.v. \text{ лін.б}} + \sum \Delta P_{p.v. \text{ лін.м}} + P_{з.о.} \quad (2.2)$$

де $P_{p.d. \text{ лін.б}}$, $P_{p.v. \text{ лін.б}}$ – більше з розрахункових навантажень на головних ділянках ліній, що відходять від підстанції, відповідно денне та вечірнє, кВт;

$\sum \Delta P_{p.d. \text{ лін.м}}$, $\sum \Delta P_{p.v. \text{ лін.м}}$ – сума надбавок від менших розрахункових навантажень на головних ділянках ліній, що відходять від підстанції, відповідно денних та вечірніх, кВт.

Повна розрахункова потужність трансформаторної підстанції (денна або вечірня) $S_{p.d. TP}$ та $S_{p.v. TP}$, кВА, визначається через відповідний коефіцієнт потужності [3-6] за виразами:

$$S_{p.d. TP} = \frac{P_{p.d. TP}}{\cos \varphi_d}, \quad S_{p.v. TP} = \frac{P_{p.v. TP}}{\cos \varphi_v} \quad (2.3)$$

За розрахункову $S_{p. TP}$, кВА, приймається більша повна розрахункова потужність трансформатора – денна або вечірня ($S_{p.d. TP}$ або $S_{p.v. TP}$).

Вибір номінальної потужності силових трансформаторів $S_{н.тр}$, кВА, одно- та двотрансформаторних підстанцій виконується із умови їхньої роботи в нормальному режимі за економічними інтервалами навантажень:

$$S_{екон. \min} \leq \frac{S_{р.ТП}}{n} \leq S_{екон. \max}, \quad (2.4)$$

де $S_{р.ТП}$ – повна розрахункова потужність підстанції 10/0,4 кВ, кВА;

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

$S_{екон. \min}$, $S_{екон. \max}$ – мінімальна і максимальна межа економічного інтервалу навантаження трансформатора прийнятої номінальної потужності [7 с.136; 8 с.309] (додаток А), кВА.

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

$$\frac{S_{р.ТП}}{n \cdot S_{н.тр}} \leq k_c, \quad (2.5)$$

де $S_{р.ТП}$ – розрахункова потужність трансформаторної підстанції, кВА;

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

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора.

$$k_c = k_{c.m.} - \alpha (t_n - t_{n.m.}), \quad (2.6)$$

де $k_{c.m.}$ – табличне значення коефіцієнта допустимого систематичного навантаження, при табличній середньодобовій температурі повітря $t_{n.m.}$ [7 с.137] (додаток А);

α – розрахунковий температурний градієнт [7 с.137] (додаток А), $1/^\circ\text{C}$;

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

$t_{n.m.}$ – таблична середньодобова температура повітря [7 с.137] (додаток А), $^\circ\text{C}$.

Якщо умова (2.5) не виконується, необхідно вибрати до встановлення на підстанції 10/0,4 кВ трансформатор більшої потужності.

Річне споживання електричної енергії на шинах підстанції приблизно можна визначити за значенням розрахункового активного навантаження та за часом використання максимального навантаження:

$$W_{pik} = P_{p \max} \cdot T, \quad (2.7)$$

де $P_{p \max}$ – максимальне активне розрахункове навантаження ТП, кВт;
 T – час використання максимального навантаження [3-6], год.

2 ЛІТЕРАТУРА

3 с.36-43; 4 с.36-42; 5 с.111-121; 6 с.96-106; 7 с.111-162; 8 с.7-18, 301, 309; 9 с.125-129, 138-176; 10 с.191-201.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Як визначається розрахункове активне навантаження на шинах ТП 10/0,4 кВ?
2. Як враховується потужність зовнішнього освітлення при виборі потужності споживчої ТП 10/0,4 кВ?
3. Як визначити повну потужність трансформатора споживчої ТП 10/0,4 кВ?
4. Як виконується вибір номінальної потужності силового трансформатора?
5. Що таке економічний інтервал навантаження підстанції?
6. За якими умовами перевіряють вибрану номінальну потужність трансформатора?
7. Які параметри та характеристики впливають на вибір номінальної потужності трансформатора?
8. Що таке коефіцієнт систематичного навантаження і від чого він залежить?
9. Що таке час використання максимального навантаження?
10. Як визначається річне споживання енергії на шинах споживчих ТП 10/0,4 кВ?

Задача 2.1

Трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ живить три повітряні лінії напругою 0,38 кВ. Навантаження ліній $P_{р.д.лін.} / P_{р.в.лін.}$, кВт, наведено в таблиці 2.1. Для повітряної лінії №3 $P_{р.д.лін.}$ та $P_{р.в.лін.}$ взяті із задачі 1.1 (заняття 1). Визначити номінальну потужність силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ та річне споживання електричної енергії на шинах підстанції.

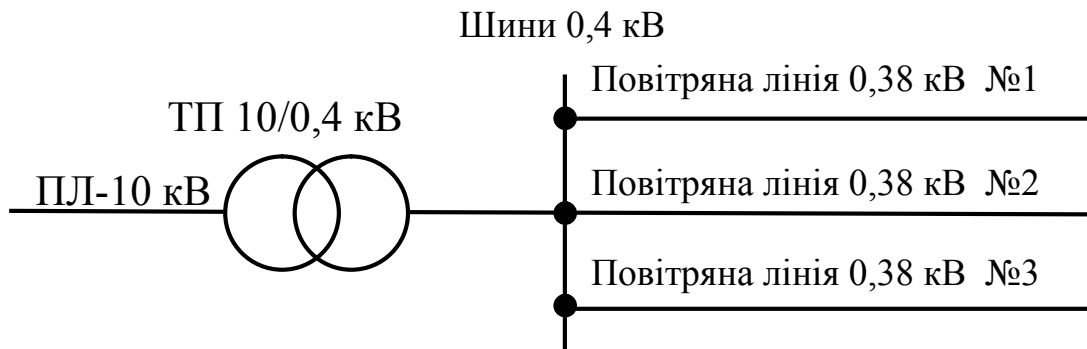


Рисунок 2.1 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 2.1 - Вихідні дані для розрахунку

Навантаження ліній $P_{р.д.лін.} / P_{р.в.лін.}$, кВт			$P_{з.о.}$ кВт	t_n , °С	Характер навантаження	T , год
ПЛ №1	ПЛ №2	ПЛ №3				
$\frac{30,8}{43,2}$	$\frac{35,0}{51,2}$	$\frac{40,5}{45,4}$	3,4	0	Змішане	3000

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

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

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

$$P_{р.д.ТП} = 40,5 + \Delta 35,0 + \Delta 30,8 = 40,5 + 22,8 + 19,6 = 82,9 \text{ кВт.}$$

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

$$P_{р.в.ТП} = 51,2 + \Delta 45,4 + \Delta 43,2 + 3,4 = 51,2 + 30,3 + 28,5 + 3,4 = 113,4 \text{ кВт.}$$

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

$$\cos \varphi_{\partial} = 0,8;$$

$$\cos \varphi_{\partial} = 0,83.$$

3. Повна розрахункова потужність ТП (денна та вечірня):

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

$$S_{p.\partial.ТП} = \frac{82,9}{0,8} = 103,6 \text{ кВА}; \quad S_{p.в.ТП} = \frac{113,4}{0,83} = 136,6 \text{ кВА}.$$

Так як $S_{p.в.ТП} = 136,6 \text{ кВА} > S_{p.\partial.ТП} = 103,6 \text{ кВА}$, то за розрахункову потужність приймаємо $S_{p.в.ТП} = 136,6 \text{ кВА}$.

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

$$S_{\text{екон. min}} \leq \frac{S_{p.ТП}}{n} \leq S_{\text{екон. max}}; \quad 116 \leq \frac{136,6}{1} \leq 150.$$

Приймаємо трансформатор з номінальною потужністю $S_{нтр} = 100 \text{ кВА}$.

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

$$k_c = k_{c.m.} - \alpha (t_n - t_{n.m.}),$$
$$k_c = 1,77 - 1 \cdot 10^{-2} \cdot (0 - (-10)) = 1,67.$$

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

$$\frac{S_{p.ТП}}{n \cdot S_{нтр}} \leq k_c; \quad \frac{136,6}{1 \cdot 100} = 1,37 \leq 1,67.$$

Умова виконується. До встановлення на підстанції 10/0,4 кВ приймаємо один силовий трансформатор потужністю $S_{нтр} = 100 \text{ кВА}$.

7. Річне споживання електроенергії на шинах ТП при $T = 3000$ [2-4]:

$$W_{рік} = 113,4 \cdot 3000 = 340200 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Задача 2.2 (самостійно)

Споживча ТП 10/0,4 кВ живить три повітряні лінії напругою 0,38 кВ. Дані для розрахунку наведені в таблиці 2.2 по варіантам. Для повітряної лінії №3 $P_{р.д.лін.}$ та $P_{р.в.лін.}$ рекомендується взяти із задачі 1.2 (заявля 1). Визначити номінальну потужність силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ та річне споживання електричної енергії на шинах підстанції.

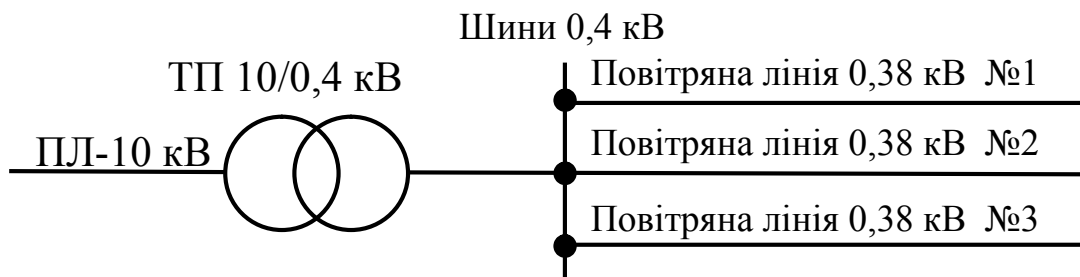


Рисунок 2.2 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 2.2 – Вихідні дані для розрахунку

Варіант	Навантаження ліній $P_{р.д.лін.} / P_{р.в.лін.}$, кВт			$P_{з.о.}$, кВт	t_n , °С	Характер навантаження	T , год
	ПЛ №1	ПЛ №2	ПЛ №3				
1	$\frac{39,9}{44,6}$	$\frac{35,0}{51,2}$	$\frac{29,2}{26,4}$	11,3	0	Змішане	3000
2	$\frac{52,5}{37,6}$	$\frac{72,5}{60,6}$	$\frac{49,5}{60,6}$	18,0	-5	Комун.-побутове	2750
3	$\frac{56,5}{43,3}$	$\frac{129,5}{100,6}$	$\frac{59,5}{40,6}$	8,0	+5	Виробниче	2500
4	$\frac{149,5}{110,8}$	$\frac{79,3}{80,6}$	$\frac{41,9}{50,6}$	12,2	-10	Виробниче	2250
5	$\frac{54,4}{42,7}$	$\frac{21,9}{30,6}$	$\frac{39,2}{36,4}$	14,4	+10	Змішане	2000
6	$\frac{48,9}{59,3}$	$\frac{29,2}{26,4}$	$\frac{35,7}{51,4}$	10,5	0	Комун.-побутове	1750
7	$\frac{150,4}{132,6}$	$\frac{49,5}{60,6}$	$\frac{159,5}{140,6}$	18,1	-5	Змішане	1500
8	$\frac{39,0}{36,7}$	$\frac{59,5}{40,6}$	$\frac{28,0}{30,8}$	15,2	+5	Виробниче	1250
9	$\frac{54,3}{38,3}$	$\frac{41,9}{50,6}$	$\frac{64,3}{48,3}$	13,8	-10	Комун.-побутове	1000
10	$\frac{39,8}{43,8}$	$\frac{51,7}{31,9}$	$\frac{21,9}{30,6}$	13,1	+10	Виробниче	900
11	$\frac{39,8}{43,8}$	$\frac{81,8}{41,5}$	$\frac{41,7}{20,6}$	6,3	+5	Виробниче	1300

Задача 2.3 (самостійно)

Споживча ТП 10/0,4 кВ живить чотири повітряні лінії напругою 0,38 кВ. Дані для розрахунку наведені в таблиці 2.3 по варіантам. Для повітряної лінії №3 $P_{р.д.лін.}$ та $P_{р.в.лін.}$ рекомендується взяти із задачі 1.3 (заявля 1). Визначити номінальну потужність силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ та річне споживання електричної енергії на шинах підстанції.

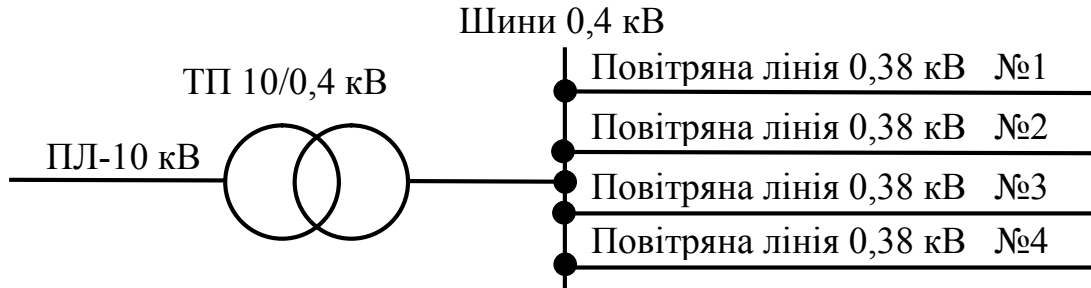


Рисунок 2.3 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 2.3 - Вихідні дані для розрахунку

Варіант	Навантаження ліній $P_{р.д.лін.} / P_{р.в.лін.}$, кВт				$P_{з.о.}$, кВт	t_n , °С	Характер навантаження	T , год
	ПЛ№1	ПЛ№2	ПЛ№3	ПЛ№4				
1	51,7	21,9	39,9	35,7	18,1	-5	Змішане	800
	31,9	30,6	44,6	51,4				
2	35,0	29,2	52,5	159,5	15,2	+5	Виробниче	1100
	51,2	26,4	37,6	140,6				
3	72,5	49,5	56,5	28,0	13,8	-10	Комун.-побутове	1200
	60,6	60,6	43,3	30,8				
4	129,5	59,5	149,5	64,3	13,1	+10	Виробниче	1400
	100,6	40,6	110,8	48,3				
5	79,3	41,9	54,4	29,2	11,3	0	Змішане	1600
	80,6	50,6	42,7	26,4				
6	21,9	39,2	48,9	49,5	18,0	-5	Комун.-побутове	1800
	30,6	36,4	59,3	60,6				
7	29,2	35,7	150,4	59,5	8,0	+5	Виробниче	2200
	26,4	51,4	132,6	40,6				
8	49,5	159,5	39,0	41,9	12,2	-10	Виробниче	2400
	60,6	140,6	36,7	50,6				
9	59,5	28,0	54,3	79,3	14,4	+10	Змішане	2600
	40,6	30,8	38,3	80,6				
10	41,9	64,3	39,8	21,9	10,5	0	Комун.-побутове	2800
	50,6	48,3	43,8	30,6				
11	71,1	49,2	42,3	88,4	18,0	-5	Змішане	2700
	30,6	38,4	50,3	68,9				

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам: ГОСТ 2.105-95. – [введен в Украине с 1997–07–01]. – Минск.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2001. – 25с. – (Межгосударственный стандарт).
2. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416с.
3. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
4. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
5. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства – 2-е вид. перероб. та доп./І.П. Притака. - К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
6. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства / І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
7. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлев, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
8. Практикум по електрообладженню сільського господарства / под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
9. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование / И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
10. Харкута К.С. Практикум по электрообладженню сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов) / К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.
11. Довідник сільського електрика. – 3-є видання, перероб. і доповн./ за ред. В.С. Олійника. – К.: Урожай, 1989, – 264с.
12. Коваленко О.І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.

Додатки

Додаток А

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	0,77
	100 і більше		1,59	
Комунальне	до 63	-10	1,68	0,78
	100 і більше		1,65	
Житлові будинки	до 63	-10	1,70	0,81
	100 і більше		1,68	
Змішане навантаження	до 63	-10	1,58	0,73
	100 і більше		1,77	

Таблиця А.3 – Коефіцієнти одночасності для підсумовування навантажень у мережах 6-35 кВ, які живлять ТП 6-35/0,4 кВ.

Кількість ТП	1	2	3	5	10	20	25 і більше
Коефіцієнт одночасності k_0	1,0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблиця А.4 – Надбавки для підсумовування навантажень в мережах напругою 6...35 кВ (кВт)

P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$
3	+2,5	90	+67,0	280	+220	580	+465
6	+3,7	100	+74,5	300	+235	600	+483
8	+5,0	110	+82	320	+251	650	+525
10	+6,3	120	+90	340	+267	700	+570
15	+9,7	130	+98	360	+283	750	+610
20	+13,0	140	+106	380	+299	800	+650
25	+16,5	150	+115	400	+315	850	+695
30	+20,4	160	+123	420	+332	900	+740
35	+24,4	170	+131	440	+348	950	+785
40	+28,4	180	+139	460	+365	1000	+830
45	+32,4	190	+147	480	+382	1100	+918
50	+36,5	200	+155	500	+400	1200	+1005
60	+48,0	220	+170	520	+416	1300	+1093
70	+52,0	240	+186	540	+432	1400	+1182
80	+59,5	260	+204	560	+448	1500	+1270

ЗАНЯТТЯ 3

Тема: РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 6...35 кВ

Мета заняття: Навчитися розраховувати електричні навантаження на ділянках повітряних ліній напругою 6...35 кВ

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Навантаження на ділянках мережі 6...35 кВ розраховують для вибору потужності районної трансформаторної підстанції (РТП), для вибору перерізу проводів, для вибору обладнання мережі та для розрахунку параметрів релейного захисту обладнання.

Розрахункові навантаження на окремих ділянках розподільних ліній напругою 6...35 кВ визначають шляхом підсумовування розрахункових навантажень на шинах споживчих підстанції напругою 6...35/0,4 кВ з урахуванням коефіцієнта одночасності, окремо для денного та вечірнього максимумів:

$$P_{p.d.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{dTPi}, \quad P_{p.e.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{eTPi}, \quad (3.1)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності;

P_{dTPi} і P_{eTPi} – навантаження денного і вечірнього максимумів i -ї споживчої підстанції, кВт.

Коефіцієнт одночасності k_o вибираємо згідно [Зс.42; 4с.41; 5с.120; 6с.105; 7с.126; 9с.145] в залежності від кількості споживачів.

Якщо навантаження окремих споживчих трансформаторних підстанцій відрізняються більш ніж в чотири рази (несумірні), то вони підсумовуються за допомогою таблиць надбавок. Розрахунок виконується аналогічно як і в мережі 0,38 кВ (заняття 1, вираз (1.5)), але при цьому використовують інші таблиці надбавок [Зс.42; 4с.41; 5с.117; 6с.105; 7с.127; 9с.148].

Навантаження споживчих підстанцій ТП 6...35/0,4 кВ мають, як правило, змішаний характер.

Якщо в зоні електропостачання знаходяться сезонні споживачі електричної енергії (зернотік, станції зрошення), то при визначенні розрахункового навантаження на ділянці лінії підсумовуються їх навантаження із урахуванням коефіцієнту сезонності k_c [Зс.42; 4с.41; 5с.118; 6с.104; 7с.127]:

$$P_{p.d.} = k_o \sum_{i=1}^n k_{ci} \cdot P_{d.TPi}, \quad P_{p.e.} = k_o \sum_{i=1}^n k_{ci} \cdot P_{e.TPi}. \quad (3.2)$$

Розрахункові навантаження ліній напругою 35, 110 кВ та районних трансформаторних підстанцій визначають шляхом підсумовування навантажень на шинах підстанцій 35...110/6...10 кВ за виразами (3.1) з використанням наступних значень коефіцієнтів одночасності: для двох ТП – $k_o = 0,97$; для трьох ТП – $k_o = 0,95$; для чотирьох ТП і більше – $k_o = 0,9$.

Повна розрахункова потужність на ділянці лінії визначається через коефіцієнт потужності навантаження:

$$S_{p.d.} = \frac{P_{p.d.}}{\cos \varphi_d}; \quad S_{p.e.} = \frac{P_{p.e.}}{\cos \varphi_e}. \quad (3.3)$$

Для споживачів з напругою вище 1000 В коефіцієнт потужності визначається за графіками, в залежності від відношення виробничого навантаження до сумарного навантаження усіх споживачів [3-9].

2 ЛІТЕРАТУРА

3 с.36-43; 4 с.36-42; 5 с.111-121; 6 с.96-106; 7 с.111-162; 8 с.3-18, 294-305; 9 с.125-129, 138-156; 10 с.191-196.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Дайте визначення розрахункового періоду.
2. Що таке коефіцієнт одночасності і від чого він залежить?
3. Якими методами визначають електричні навантаження в мережі напругою 6...35 кВ?
4. Що таке сумірні (несумірні) навантаження мережі?
5. Як складаються сумірні навантаження?
6. Як складаються несумірні навантаження?
7. Як складаються різнорідні навантаження?
8. В яких випадках і як враховуються сезонні навантаження?
9. Як визначають розрахункові навантаження ліній напругою 35, 110 кВ та районних трансформаторних підстанцій?

Задача 3.1

Визначити повну розрахункову потужність $S_{p.d.}$, $S_{p.в.}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ. Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{д.ТП i} / P_{в.ТП i}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рисунок 3.1). Характер навантаження споживчих ТП – виробниче.

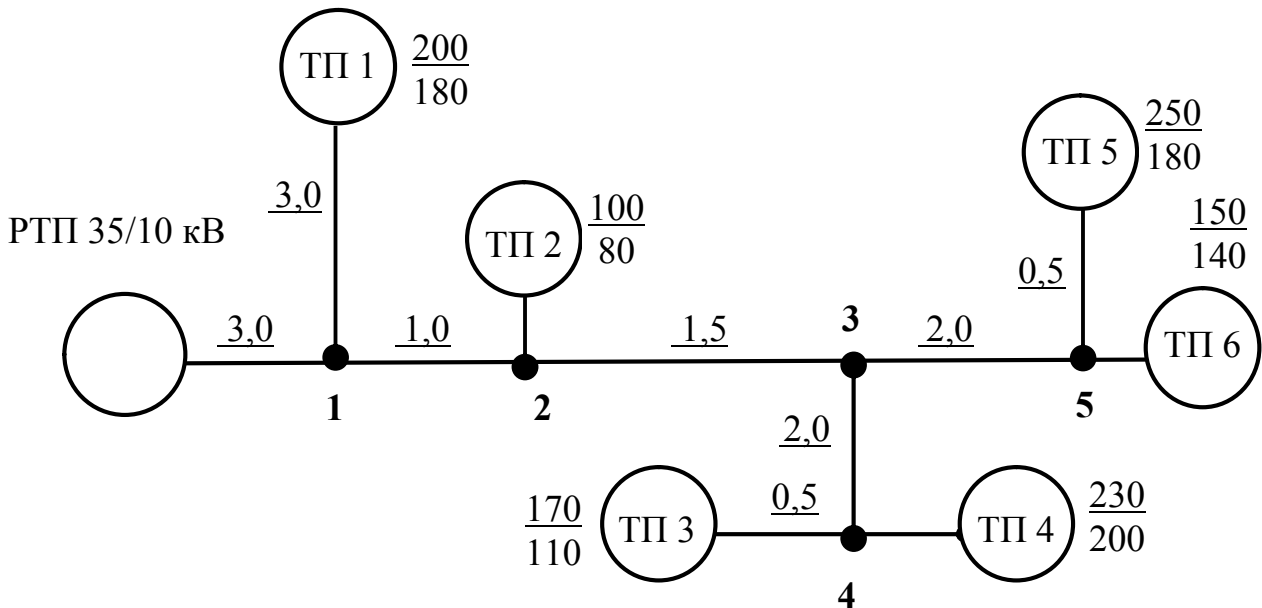


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

1. Визначаємо навантаження на окремих ділянках лінії. Навантаження підсумовуємо із використанням коефіцієнта одночасності. Розрахунок розпочинаємо з кінця лінії (рисунок 3.1).

$$P_{p.d.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{д.ТП i}, \quad P_{p.в.} = k_o \sum_{i=1}^n P_{в.ТП i}.$$

– ділянка ТП5-5:

$$P_{p.d.} = P_{д.} = 250 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = P_{в.} = 180 \text{ кВт}.$$

– ділянка 5-3:

$$P_{p.d.} = 0,9 \cdot (250 + 150) = 360 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = 0,9 \cdot (180 + 140) = 288 \text{ кВт}.$$

– ділянка ТПЗ-4:

$$P_{p.d.} = P_{\partial} = 170 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = P_{\epsilon} = 110 \text{ кВт}.$$

– ділянка 4-3:

$$P_{p.d.} = 0,9 \cdot (170 + 230) = 360 \text{ кВт}; \quad P_{p.в.} = 0,9 \cdot (110 + 200) = 279 \text{ кВт}.$$

– ділянка 3-2:

$$P_{p.d.} = 0,82 \cdot (250 + 150 + 170 + 230) = 656 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,82 \cdot (180 + 140 + 110 + 200) = 516,6 \text{ кВт}.$$

– ділянка 2-1:

$$P_{p.d.} = 0,8 \cdot (250 + 150 + 170 + 230 + 100) = 720 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,8 \cdot (180 + 140 + 110 + 200 + 80) = 568 \text{ кВт}.$$

– ділянка ТП1-1:

$$P_{p.d.} = P_{\partial} = 200 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = P_{\epsilon} = 180 \text{ кВт}.$$

– ділянка 1-РТП:

$$P_{p.d.} = 0,79 \cdot (250 + 150 + 170 + 230 + 100 + 200) = 869 \text{ кВт};$$

$$P_{p.в.} = 0,79 \cdot (180 + 140 + 110 + 200 + 80 + 180) = 703,1 \text{ кВт}.$$

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

$$\cos \varphi_{\partial} = 0,7;$$

$$\cos \varphi_{\epsilon} = 0,75;$$

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

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

$$S_{p.в.} = \frac{P_{p.в.}}{\cos \varphi_{\epsilon}}.$$

– ділянка ТП5-5:

$$S_{p.d.} = \frac{250}{0,7} = 357,1 \text{ кВА};$$

$$S_{p.в.} = \frac{180}{0,75} = 240,0 \text{ кВА}.$$

– ділянка 5 - 3:

$$S_{p.d.} = \frac{360}{0,7} = 514,3 \text{ кВА}; \quad S_{p.v.} = \frac{288}{0,75} = 384,0 \text{ кВА}.$$

Повну розрахункову потужність на інших ділянках лінії визначаємо аналогічно. Результати розрахунків наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахунок навантажень лінії напругою 10 кВ

Ділянка	$\sum_{i=1}^n P_{d.TPi},$ кВт	$\sum_{i=1}^n P_{v.TPi},$ кВт	k_o	$P_{p.d.i},$ кВт	$P_{p.v.i},$ кВт	$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_v$	$S_{p.d.i},$ кВА	$S_{p.v.i},$ кВА
ТП5-5	250	180	1,0	250,0	180,0	0,7	0,75	357,1	240,0
5 - 3	400	320	0,9	360,0	288,0	0,7	0,75	514,3	384,0
ТП3-4	170	110	1,0	170,0	110,0	0,7	0,75	242,9	146,7
4 - 3	400	310	0,9	360,0	279,0	0,7	0,75	514,3	372,0
3 - 2	800	630	0,82	656,0	516,6	0,7	0,75	937,1	688,8
2 - 1	900	710	0,8	720,0	568,0	0,7	0,75	1028,6	757,3
ТП-1	200	180	1,0	200,0	180,0	0,7	0,75	285,7	240,0
1-РТП	1100	890	0,79	869,0	703,1	0,7	0,75	1241,4	937,5

Задача 3.2 (самостійно)

Визначити повну розрахункову потужність $S_{p.d.}$, $S_{p.v.}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ для заданого варіанту лінії (таблиця 3.2). Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{д.тп i} / P_{в.тп i}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рисунок 3.2). Характер навантаження споживчих ТП – змішане.

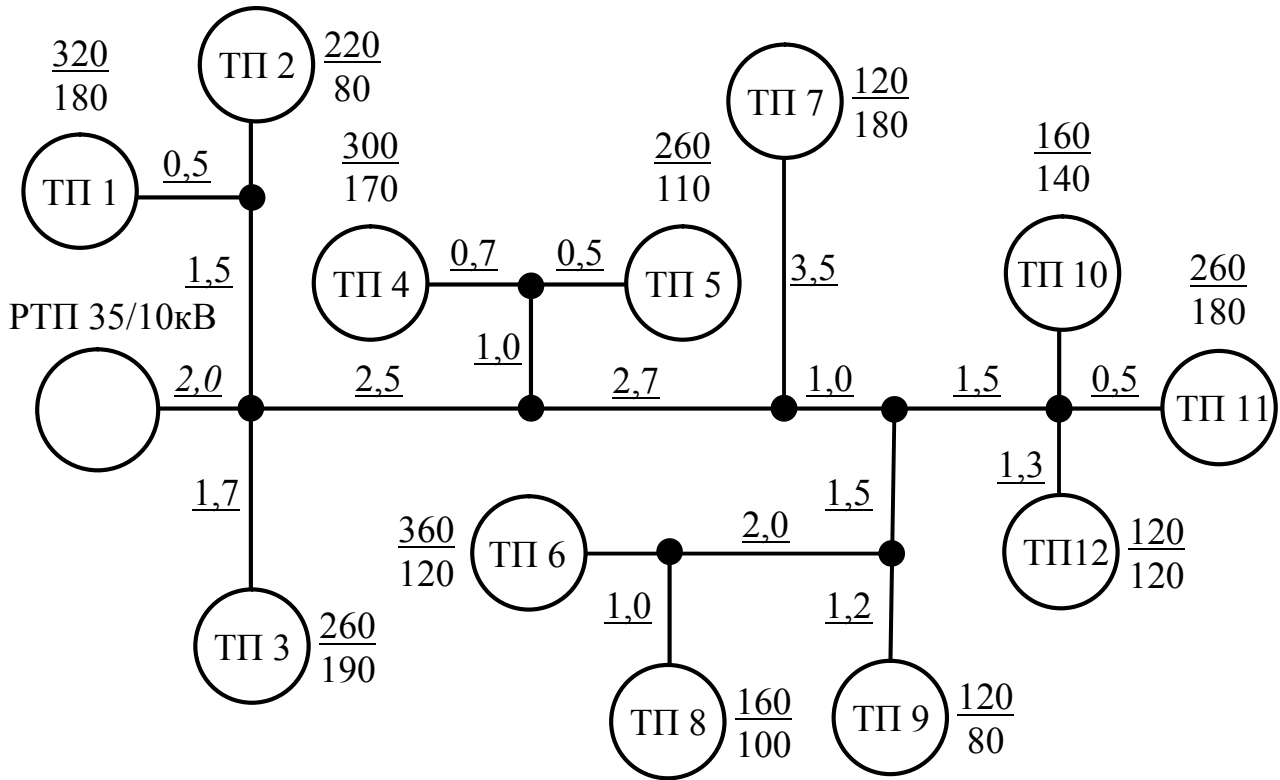


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

Таблиця 3.2 – Варіанти навантаження повітряної лінії 10 кВ

Варіант	Навантаження лінії							
1	1	3	4	5	7	10	11	12
2	4	5	6	7	8	9	10	12
3	1	2	6	7	8	9	11	12
4	1	2	3	5	7	8	9	12
5	2	3	4	6	8	9	10	11
6	4	5	6	7	8	10	11	12
7	1	3	4	5	7	8	10	12
8	3	4	5	6	8	9	11	12
9	3	4	5	6	7	8	9	12
10	2	3	4	5	7	9	10	11
11	–	1	2	3	4	7	9	10

Задача 3.3 (самостійно)

Визначити повну розрахункову потужність $S_{p.d.}$, $S_{p.v.}$, кВА, на ділянках повітряної лінії напругою 10 кВ для заданого варіанту лінії (таблиця 3.3). Навантаження споживчих ТП 10/0,4 кВ ($P_{д.тп i}$ / $P_{в.тп i}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рисунок 3.3). Характер навантаження споживчих ТП – комунально-побутове.

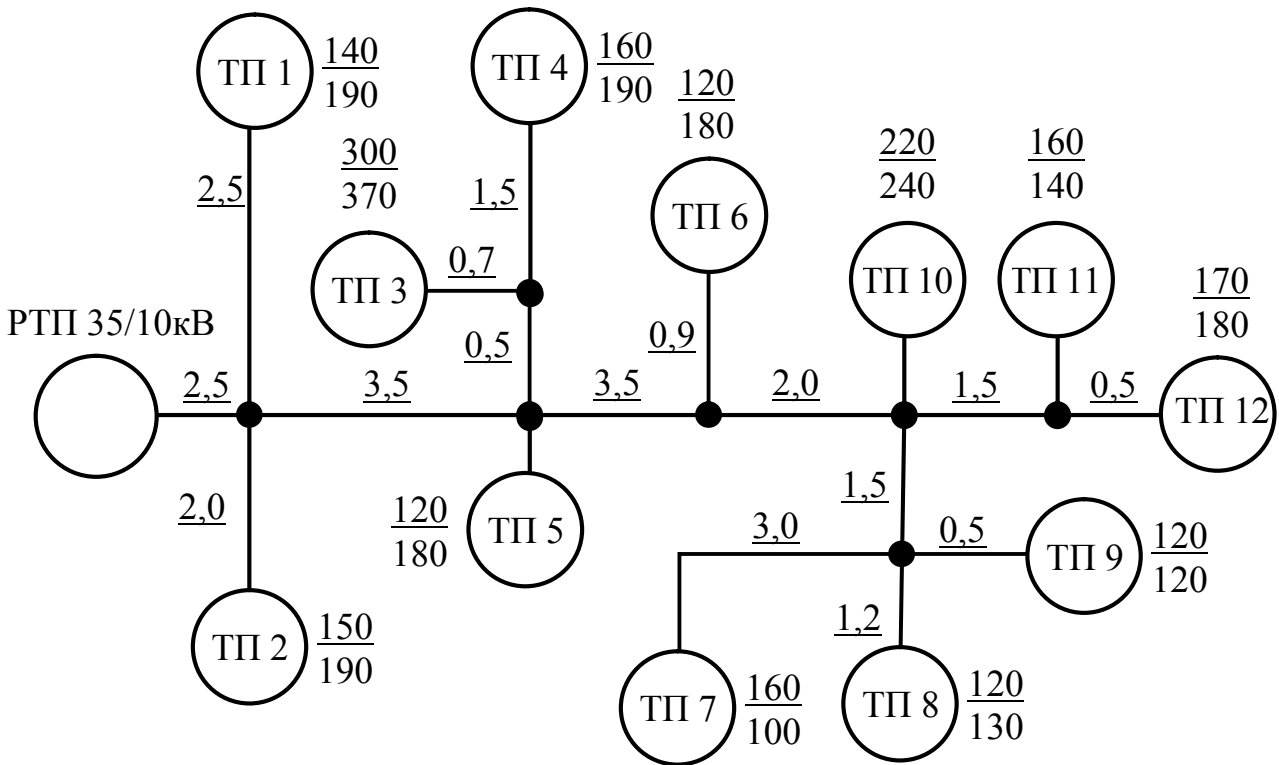


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

Таблиця 3.3 – Варіанти навантаження повітряної лінії 10 кВ

Варіант	Навантаження лінії							
1	1	2	4	5	7	10	11	12
2	3	4	6	7	8	9	10	12
3	2	3	6	7	8	9	11	12
4	1	2	3	5	7	8	9	12
5	2	3	4	6	8	9	10	11
6	1	4	6	7	8	10	11	12
7	1	3	4	5	7	8	10	12
8	2	4	5	6	9	10	11	12
9	3	4	5	6	7	8	9	12
10	2	3	5	6	7	9	10	11
11	–	1	3	4	5	6	8	12

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам: ГОСТ 2.105-95. – [введен в Украине с 1997–07–01]. – Минск.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2001. – 25с. – (Межгосударственный стандарт).
2. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416с.
3. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
4. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
5. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства – 2-е вид. перероб. та доп./І.П. Притака. - К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
6. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства / І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
7. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлев, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
8. Практикум по електрообладженню сільського господарства / под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
9. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование / И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
10. Харкута К.С. Практикум по электрообладженню сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов) / К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.
11. Довідник сільського електрика. – 3-є видання, перероб. і доповн./ за ред. В.С. Олійника. – К.: Урожай, 1989, – 264с.
12. Коваленко О.І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.

Додатки

Додаток А

Таблиця А.1 – Коефіцієнти одночасності для підсумовування навантажень у мережах 6-35 кВ, які живлять ТП 6-35/0,4 кВ.

Кількість ТП	1	2	3	5	10	20	25 і більше
Коефіцієнт одночасності k_0	1,0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблиця А.2 – Надбавки для підсумовування навантажень в мережах напругою 6...35 кВ (кВт)

P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$	P_m	$\Delta P_{нб}$
3	+2,5	90	+67,0	280	+220	580	+465
6	+3,7	100	+74,5	300	+235	600	+483
8	+5,0	110	+82	320	+251	650	+525
10	+6,3	120	+90	340	+267	700	+570
15	+9,7	130	+98	360	+283	750	+610
20	+13,0	140	+106	380	+299	800	+650
25	+16,5	150	+115	400	+315	850	+695
30	+20,4	160	+123	420	+332	900	+740
35	+24,4	170	+131	440	+348	950	+785
40	+28,4	180	+139	460	+365	1000	+830
45	+32,4	190	+147	480	+382	1100	+918
50	+36,5	200	+155	500	+400	1200	+1005
60	+48,0	220	+170	520	+416	1300	+1093
70	+52,0	240	+186	540	+432	1400	+1182
80	+59,5	260	+204	560	+448	1500	+1270

ЗАНЯТТЯ 4

Тема: РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

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

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Електричний струм, що проходить по обмотках трансформаторів, проводах повітряних ліній та струмоведучих жилах кабельних ліній викликає втрати потужності та енергії, що проявляється у їх нагріванні. Ці втрати повинні бути скомпенсовані генераторами електростанцій, що збільшує їх навантаження та потребує додаткової витрати енергоносія.

При проектуванні мережі прагнуть зменшити втрати енергії в її елементах. Однак при незмінному коефіцієнті потужності цього можна досягти лише за рахунок збільшення перерізу проводів, що в свою чергу веде до збільшення витрат металу на спорудження мережі.

Згідно із законом Джоуля-Ленца, втрати потужності в провіднику ΔP , Вт, визначаються за виразом [3с.79; 4с.79; 5с.72; 6с.61; 8с.22]:

$$\Delta P = I^2 \cdot r, \quad (4.1)$$

де I – струм, що протікає по провіднику, А;
 r – активний опір провідника, Ом.

Якщо струм, що протікає по провіднику (лінії, трансформатору), був би незмінним ($I = const$) на протязі деякого часу t , то втрати енергії в провіднику ΔW , Вт · год, при незмінному коефіцієнті потужності можна було б визначати за виразом:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t = I^2 \cdot r \cdot t. \quad (4.2)$$

Тоді річні втрати енергії в провіднику при незмінному коефіцієнті потужності:

$$\Delta W = I^2 \cdot r \cdot 8760, \quad (4.3)$$

де $t = 365 \cdot 24 = 8760$ – кількість годин в календарному році, год.

Однак струм в мережі весь час змінюється впродовж доби та впродовж року, в залежності від зміни режиму роботи споживачів. Тому для розрахунку втрат потужності (енергії) в мережі зі змінним навантаженням будують графік навантаження впродовж року – річний графік навантаження або річний графік навантаження за тривалістю.

Згідно із (4.1 - 4.3), втрати потужності і енергії в лінії електропередачі пропорційні квадрату струму, що протікає в ній. Тому далі на основі річного графіка навантаження за тривалістю будують річний графік за тривалістю квадрату струму в лінії. Площа обмежена, цим графіком та осями координат, пропорційна втратам електричної енергії в мережі за рік.

В трифазній лінії з навантаженням в кінці втрати енергії ΔW , Вт · год, визначають за виразом:

$$\Delta W_l = 3r_l \cdot \int_0^t i_l^2 dt, \quad (4.4)$$

або

$$\Delta W_l = 3r_l \cdot I_{\max l}^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

або

$$\Delta W_l = 3r_l \cdot I_{с.кв.}^2 \cdot 8760, \quad (4.6)$$

де r_l – активний опір проводу однієї фази лінії, Ом;

i_l – струм, що протікає в проводі лінії, А;

$I_{\max l}$ – максимальне значення струму в лінії, А;

t – час, за який визначаються втрати, год;

$I_{с.кв.}$ – середньоквадратичний струм, А;

τ – час максимальних втрат, год.

Для виконання ряду технічних розрахунків рекомендовано для визначення τ використовувати залежності $\tau = f(T)$, $\tau = f(I, \cos \varphi)$, які наводяться в довідковій літературі [3с.80; 4с.80; 5с.75; 6 с.65; 10 с.50].

Якщо у виразі (4.5) струм $I_{\max l}$ замінити активною потужністю $P_{\max l}$, Вт, напругою U , В, та коефіцієнтом потужності $\cos \varphi$, тоді:

$$\Delta W_l = \left(\frac{P_{\max.l}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi} \right)^2 3r_l \cdot \tau = \frac{P_{\max.l}^2}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r_l \cdot \tau, \quad (4.7)$$

де U_n – номінальна напруга мережі, В;
 $P_{\max.l}$ – максимальне навантаження (потужність) лінії, Вт;
 $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

Опір однієї фази лінії електропередачі r_l , Ом, визначається за виразом:

$$r_l = r_0 \cdot l, \quad (4.8)$$

де r_0 – питомий опір проводу [3 с.458; 4 с.498, 11 с.22], Ом/км;
 l – довжина лінії, км.

В трансформаторах потужність втрачається в обмотках ΔP_m , Вт (втрати в міді, або втрати короткого замикання), та в сталі магнітопроводу ΔP_x , Вт (втрати в сталі, або втрати холостого ходу), тобто:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_m + \Delta P_x. \quad (4.9)$$

Втрати потужності в сталі прийнято вважати постійними, так як вони залежать лише від прикладеної до первинної обмотки напруги.

Втрати потужності в міді залежать від струму навантаження та пропорційні квадрату цього струму. Для трифазного трансформатора:

$$\Delta P_m = 3r_{mp} \cdot I_{mp}^2, \quad (4.10)$$

або

$$\Delta P_m = \Delta P_{m.n.} \left(\frac{I_{mp}}{I_{n.mp}} \right)^2 = \Delta P_{m.n.} \left(\frac{S_{mp}}{S_{n.mp}} \right)^2. \quad (4.11)$$

де r_{mp} – активний опір обмоток однієї фази трансформатора, Ом;
 I_{mp} – струм навантаження трансформатора, А;
 $I_{n.mp}$ – номінальний струм трансформатора, А;
 S_{mp} – розрахункова потужність трансформатора, ВА;
 $S_{n.mp}$ – номінальна потужність трансформатора, ВА;

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

Сумарні втрати потужності в трансформаторі

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{м.н.} \left(\frac{S_{mp}}{S_{н.мп}} \right)^2 + \Delta P_x, \quad (4.12)$$

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

Річні втрати енергії в трансформаторі, також як і втрати потужності, складаються із втрат в міді та втрат в сталі:

$$\Delta W_{mp} = 3r_{mp} \cdot I_{\max mp}^2 \cdot \tau + \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.13)$$

або

$$\Delta W_{mp} = \Delta P_{м.н.} \left(\frac{S_{\max mp}}{S_{н.мп}} \right)^2 \tau + \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.14)$$

де τ – час максимальних втрат для заданого графіка навантаження трансформатора, год;

$I_{\max mp}$ – максимальний струм навантаження трансформатора, А;

$S_{\max mp}$ – максимальна потужність навантаження трансформатора, ВА.

Якщо на підстанції встановлено два трансформатора, які працюють паралельно, тоді втрати енергії в силових трансформаторах визначаються за виразом:

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{м.н.} \left(\frac{S_{\max mp}}{S_{н.мп.}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760, \quad (4.15)$$

де n – кількість трансформаторів, шт.

Максимальна потужність трансформатора:

$$S_{\max mp} = S_{н.мп} \cdot \kappa_3, \quad (4.16)$$

де κ_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора.

$$K_3 = \frac{S_{\max mp}}{S_{н. mp}}. \quad (4.17)$$

Сумарні втрати електричної енергії в системі електропостачання

$$\Delta W_{\Sigma CE} = \Delta W_{\Sigma ПЛ} + \Delta W_{\Sigma mp}, \quad (4.18)$$

де $\Delta W_{\Sigma ПЛ}$ – сумарні втрати енергії в лініях електропередачі, Вт · год;
 $\Delta W_{\Sigma mp}$ – сумарні втрати енергії в трансформаторах, Вт · год.

2 ЛІТЕРАТУРА

3 с.79-83, 473; 4 с.79-83, 513; 5 с.72-77; 6 с.61-68; 8 с.22-25;
 10 с.46-59.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Якими показниками характеризують економічність роботи системи електропостачання?
2. Які існують графіки навантаження і принцип їх побудови?
3. Що таке річний графік за тривалістю квадрату струму в лінії, як він будується?
4. На які елементи системи електропостачання припадає більша частина втрат електричної енергії?
5. Від чого залежить рівень втрат електричної енергії в системі електропостачання?
6. Що таке час використання максимального навантаження?
7. Що називається часом втрат (часом максимальних втрат)?
8. Як визначаються втрати електричної енергії в повітряній лінії з навантаженням в кінці?
9. Як визначаються втрати електричної енергії в силових трансформаторах?
10. Що таке змінні і постійні втрати електричної енергії в силовому трансформаторі і від чого вони залежать?

ЗАДАЧА 4.1

Визначити річні втрати електричної енергії у системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год (рисунок 4.1), яка складається з 2-х трансформаторів напругою 35/10 кВ потужністю $S_{н.тр} = 1,6$ МВА з коефіцієнтом завантаження $\kappa_3 = 0,9$ та з трьох повітряних ліній (ПЛ) напругою 10 кВ. Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 4.1. Матеріал проводу ліній – алюміній.

Таблиця 4.1 – Розрахункові дані мережі

№ ПЛ	I , А;	l , км	F , мм ²	$\cos \varphi$	T , год
ПЛ 1	30	10	35	0,75	3000
ПЛ 2	40	8	50	0,85	3000
ПЛ 3	34	7	35	0,87	3000

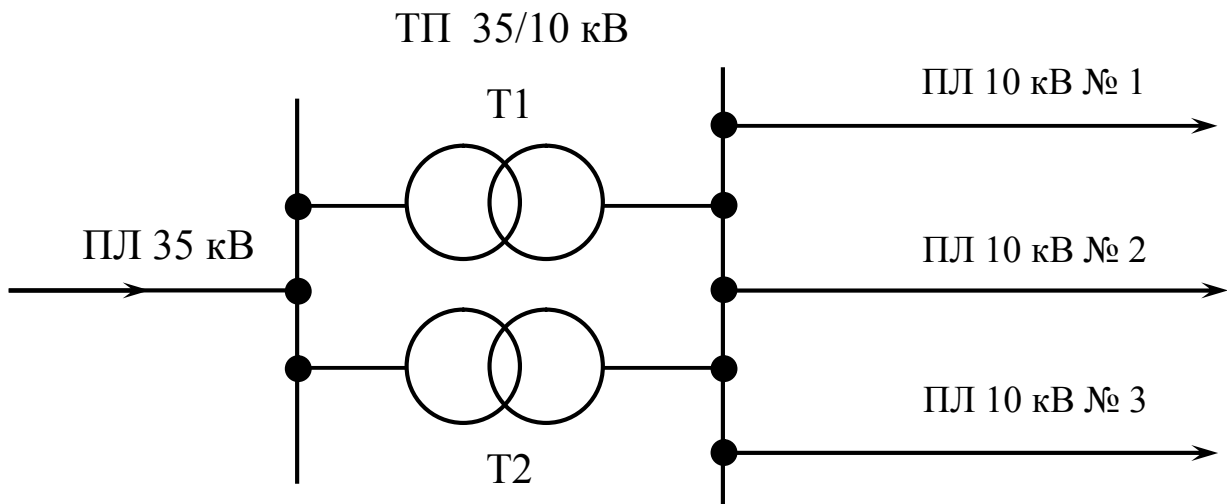


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема системи електропостачання

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. За літературними джерелами [3-5] для часу використання максимального навантаження T , год, визначаємо час максимальних втрат τ , год.
Для $T = 3000$ год $\tau = 1500$ год.

2. За літературними джерелами [3, 4, 11] визначаємо питомий опір проводів повітряної лінії: $r_{01} = 0,83$ Ом/км; $r_{02} = 0,58$ Ом/км; $r_{03} = 0,83$ Ом/км.

3. Визначаємо втрати електричної енергії в повітряних лініях:

$$\Delta W_l = 3r_l \cdot I_{\max l}^2 \cdot \tau.$$

$$\Delta W_{\text{ЛЛ1}} = 3 \cdot (0,83 \cdot 10) \cdot 30^2 \cdot 1500 = 33615000 \text{ Вт}\cdot\text{год} = 33615,0 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЛ2}} = 3 \cdot (0,58 \cdot 8) \cdot 40^2 \cdot 1500 = 33408000 \text{ Вт}\cdot\text{год} = 33408,0 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

$$\Delta W_{\text{ЛЛ3}} = 3 \cdot (0,83 \cdot 7) \cdot 34^2 \cdot 1500 = 30223620 \text{ Вт}\cdot\text{год} = 30223,6 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

4. Визначаємо сумарні втрати енергій в повітряних лініях:

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

$$\Delta W_{\Sigma \text{ЛЛ}} = 33615 + 33408 + 30223,6 = 97246,6 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

5. Визначаємо втрати електричної енергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{mn} \left(\frac{S_{\max mp}}{S_{н mp}} \right)^2 \tau + n \cdot \Delta P_x \cdot 8760;$$

$$\Delta P_{m.n.} = 12,2 \text{ кВт}; \quad \Delta P_x = 2,5 \text{ кВт} [2, 3, 9];$$

$$\Delta W_{mp} = \frac{1}{2} \cdot 12,2 \cdot \left(\frac{1,6 \cdot 0,9}{1,6} \right)^2 \cdot 1500 + 2 \cdot 2,5 \cdot 8760 = 52035 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

6. Визначаємо сумарні втрати енергій в системі електропостачання:

$$\Delta W_{\Sigma CE} = \Delta W_{\Sigma \text{ЛЛ}} + \Delta W_{mp};$$

$$\Delta W_{\Sigma CE} = 97246,6 + 52035,0 = 149281,6 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

ЗАДАЧА 4.2 (самостійно)

Визначити річні втрати електричної енергії в системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год (рисунок 4.2), що складається з силових трансформаторів напругою 35/10 кВ та повітряних ліній напругою 10 кВ. Вихідні дані по варіантах наведені в таблиці 4.2. Матеріал проводу – алюміній.

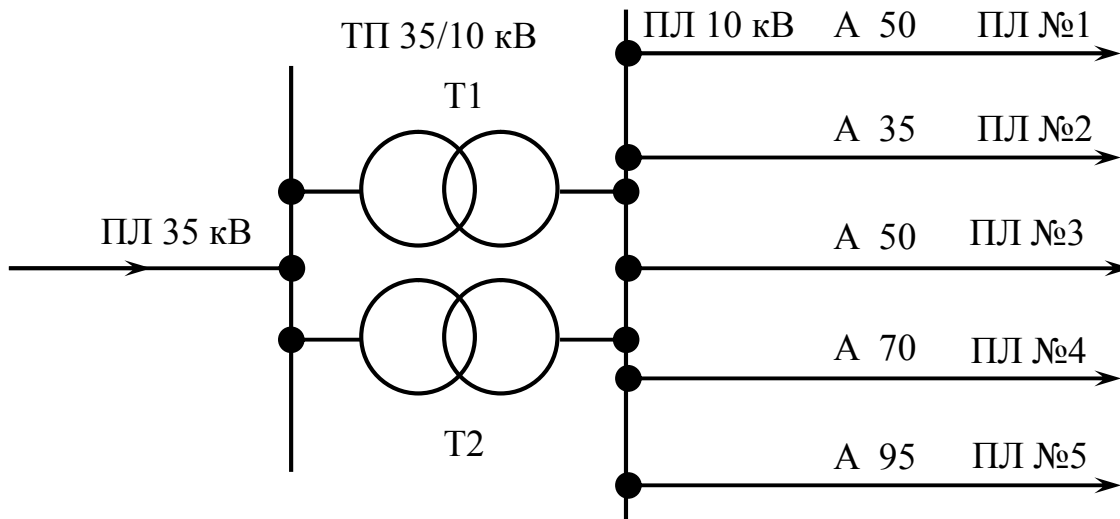


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 4.2 – Параметри елементів системи електропостачання

Варіант	Кількість трансформ-ів	$S_{нтр}$, МВА	κ_3	№ лінії	Параметри лінії			№ лінії	Параметри лінії			T , год
					P , кВт;	L , км	$\cos \varphi$		I , А;	L , км	$\cos \varphi$	
1	2	2,5	0,95	1	450	5	0,98	4	50	5	0,90	2500
2	1	10,0	0,80	2	510	6	0,95	3	40	8	0,85	2000
3	2	4,0	0,90	3	560	7	0,90	5	58	6	0,82	3500
4	1	6,3	0,85	4	620	7	0,85	2	35	9	0,80	3000
5	2	1,6	0,70	5	770	6	0,82	2	45	10	0,78	4000
6	1	6,3	0,75	1	380	8	0,80	5	67	5	0,75	4500
7	2	1,0	0,90	2	430	9	0,78	5	55	6	0,71	5000
8	1	4,0	0,80	3	490	9	0,75	4	75	5	0,98	5200
9	2	2,5	0,70	4	600	5	0,71	5	80	3	0,90	3200
10	1	1,6	0,85	5	710	4	0,98	3	55	10	0,85	2800
11	2	1,0	0,95	1	250	2	0,90	5	60	12	0,75	2900

ЗАДАЧА 4.3 (самостійно)

Визначити річні втрати електричної енергії в системі електропостачання $\Delta W_{\Sigma CE}$, кВт·год (рисунок 4.3), що складається з силових трансформаторів напругою 35/10 кВ та повітряних ліній напругою 10 кВ. Вихідні дані по варіантах наведені в таблиці 4.3. Матеріал проводу – сталь-алюміній.

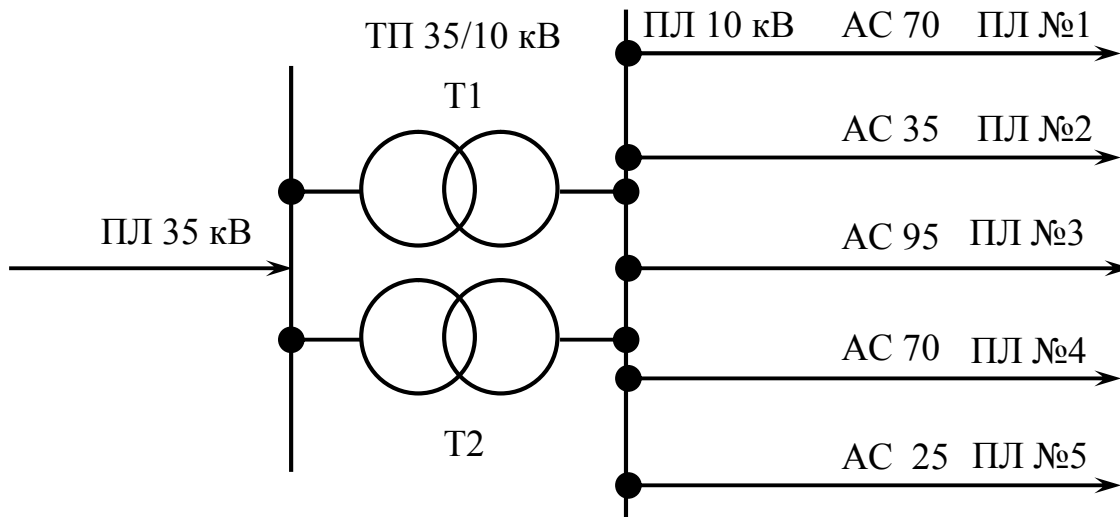


Рисунок 4.3 – Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 4.3 – Параметри елементів системи електропостачання

Варіант	Кількість трансформ-в	$S_{н\text{тр}}$, МВА	κ_3	№ лінії	Параметри лінії			№ лінії	Параметри лінії			T , год
					P , кВт;	L , км	$\cos \varphi$		I , А;	L , км	$\cos \varphi$	
1	1	4,0	0,85	1	350	5,0	0,98	2	40	5,0	0,90	2400
2	2	6,3	0,70	2	410	6,0	0,95	3	30	8,0	0,85	1900
3	1	1,6	0,80	1	460	7,0	0,90	4	48	6,0	0,82	3100
4	2	6,3	0,75	3	520	7,0	0,85	5	25	9,0	0,80	2900
5	1	1,0	0,60	1	670	6,0	0,82	5	35	10,0	0,78	3400
6	2	4,0	0,65	2	280	8,0	0,80	4	57	5,0	0,75	3900
7	1	2,5	0,80	3	330	9,0	0,78	4	45	6,0	0,71	4300
8	2	1,6	0,90	4	390	9,0	0,75	5	35	5,0	0,98	4100
9	1	2,5	0,60	2	500	5,0	0,71	5	50	3,0	0,90	2200
10	2	1,0	0,75	2	610	4,0	0,98	3	35	10,0	0,85	1800
11	1	10,0	0,55	1	640	3,0	0,80	3	25	11,0	0,65	1600

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам: ГОСТ 2.105-95. – [введен в Украине с 1997–07–01]. – Минск.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2001. – 25с. – (Межгосударственный стандарт).
2. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416с.
3. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
4. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
5. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства – 2-е вид. перероб. та доп./І.П. Притака. - К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
6. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства / І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
7. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлев, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
8. Практикум по електрообладженню сільського господарства / под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
9. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование / И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
10. Харкута К.С. Практикум по электрообладженню сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов) / К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.
11. Довідник сільського електрика. – 3-є видання, перероб. і доповн./ за ред. В.С. Олійника. – К.: Урожай, 1989, – 264с.
12. Коваленко О.І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.

Додатки

Додаток А

Таблиця А.1 – Залежність річної кількості годин використання максимуму T та кількості годин втрат τ від розрахункового навантаження

Розрахункове навантаження, кВт	Комунально-побутове		Виробниче		Змішане	
	T	τ	T	τ	T	τ
до 10	900	300	1100	400	1300	600
10 ... 20	1200	500	1500	700	1700	850
20 ... 50	1600	700	2000	1000	2200	1200
50...100	2000	1000	2500	1350	2800	1600
100...250	2350	1250	2700	1500	3200	1850
більше 250	2600	1350	2800	1600	3400	2000

Таблиця А.2 – Розрахункові дані алюмінієвих неізольованих проводів марок А, АН, АЖ

Номінальний переріз, мм ²	Діаметр проводу, мм	Число дротів, шт.	Номінальний діаметр дротів, мм	Питомий електричний опір постійному струму при 20 °С, Ом/км	Розривне зусилля, кН	Питома маса проводу, кг/км
1	2	3	4	5	6	7
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

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4	5	6	7
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 А.3 – Розрахункові дані сталевалюмінієвих 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	сталю 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 А.4 – Основні технічні характеристики трифазних двообмоткових трансформаторів

Тип	Номинальна потужність, кВА	Напруга обмоток, кВ		Схема та група з'єднання	Втрати, кВт		Напруга короткого замикання, u_k , % U_H	Струм неробочого ходу, i_x , % I_H	Тип перемикання відгалужень обмоток
		ВН	НН		Неробочого ходу	Короткого замикання			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТМ	25	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,13	0,6	4,5	3,2	ПБВ
ТМ	25	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,13	0,69	4,7	3,2	ПБВ
ТМ	40	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,18	0,88	4,5	3,0	ПБВ
ТМ	40	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,18	1,0	4,7	3,0	ПБВ
ТМ	63	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,25	1,28	4,5	2,8	ПБВ
ТМ	63	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,25	1,47	4,7	2,8	ПБВ
ТМ	100	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,34	1,97	4,5	2,6	ПБВ
ТМ	100	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,34	2,27	4,7	2,6	ПБВ
ТМ	100	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,44	1,97	6,5	2,6	ПБВ
ТМ	100	35	0,4	Y/Z _H - 11	0,44	2,27	6,8	2,6	ПБВ
ТМ	160	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,53	2,65	4,5	2,4	ПБВ
ТМФ	160	10	0,4	Y/Y _H - 0	0,53	2,65	4,5	2,4	ПБВ
ТСЗ	160	10	0,4	Y/Y _H - 0	0,7	2,7	5,5	4,0	ПБВ
ТМ	160	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,66	2,65	6,5	2,4	ПБВ
ТМ	160	35	0,4	Y/Z _H - 11	0,66	3,10	6,8	2,4	ПБВ
ТМ	250	6	0,4	Y/Y _H - 0	0,78	3,7	4,5	2,3	ПБВ
ТМФ	250	10	0,4	Y/Z _H - 11	0,78	4,2	4,7	2,3	ПБВ
ТСЗ	250	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	3,8	5,5	3,5	ПБВ
ТМ	250	35	0,4	Y/Y _H - 0	0,95	3,7	6,5	2,3	ПБВ
ТМ	250	35	0,4	Y/Z _H - 11	0,95	4,2	6,8	2,3	ПБВ
ТМ	400	6	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБВ
ТМФ	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	ПБВ
ТМН	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,0	5,5	4,5	2,1	РПН
ТСЗ	400	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,3	5,4	5,5	3,0	ПБВ
ТМ	400	35	0,4	Y/Y _H - 0	1,25	5,5	6,5	2,1	ПБВ
ТМН	400	35	0,4	Y/Y _H - 0	1,25	5,5	6,5	2,1	РПН
ТМ	630	6	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	ПБВ
ТМФ	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	ПБВ
ТМН	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	РПН
ТМН	630	10	0,4	Y/Y _H - 0	1,41	7,6	5,5	2,0	РПН

Продовження таблиці А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ТСЗ	630	10	0,4	Y/Y _н - 0	2,0	7,3	5,5	1,5	ПБВ
ТСЗ	1000	10	0,4	Y/Y _н - 0	3,0	11,2	5,5	1,5	ПБВ
ТМ	630	35	0,4	Y/Y _н - 0	1,75	7,6	6,5	2,0	ПБВ
ТМН	630	35	11	Y/Д - 11	1,75	7,6	6,5	2,0	РПН
ТМН	1000	35	11	Y/Д - 11	2,55	11,6	6,5	1,5	РПН
ТМН	1600	35	11	Y/Д - 11	3,4	16,5	6,5	1,4	РПН
ТМН	2500	35	11	Y/Д - 11	4,7	25,0	6,5	1,1	РПН
ТМ	4000	35	11	Y/Д - 11	6,2	33,5	7,5	1,0	ПБВ
ТМН	4000	35	11	Y/Д - 11	6,2	33,5	7,5	1,0	РПН
ТМ	6300	35	11	Y/Д - 11	8,7	46,5	7,5	0,9	ПБВ
ТМН	6300	35	11	Y/Д - 11	8,7	46,5	7,5	0,9	РПН
ТД	10000	35	10,5	Y/Д - 11	13,0	65,0	7,5	0,8	ПБВ
ТДНС	10000	37	10,5	Y/Д - 11	12,0	60,0	8,0	0,75	РПН

Таблиця А.5 – Залежність $\tau = f(T)$ при різних $\cos \varphi$

	Час втрат τ для часу використання максимуму навантаження T , год								
$\cos \varphi$	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	8760
1,0	200	900	1400	2200	3000	4300	5500	7200	8760
0,8	900	1800	2200	2900	3500	4600	5700	7200	8760
0,6	1900	2200	2900	3500	4200	5000	6000	7200	8760

ЗАНЯТТЯ 5

Тема: ВИБІР ПЕРЕРІЗУ ПРОВІДІВ 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 приведених витрат).

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Сільські електричні мережі напругою 0,38...10 кВ рекомендується розраховувати за економічним інтервалом потужності (за мінімумом приведених витрат). Економічний інтервал потужності для даного перерізу проводу забезпечує мінімум приведених витрат. Вибір перерізу проводів проводиться за таблицями РУМ з урахуванням еквівалентної потужності, матеріалу опор та району кліматичних умов (для ПЛ 0,38 кВ матеріал опор не враховується).

Вибір перерізу проводу за економічним інтервалом проводиться в наступній послідовності [3 с.75-79; 4 с.75-79; 5 с.108-111, 126-128; 7 с.167-171; 8 с.25-32; 9 с. 262-267; 10 с.77-85]:

1. Для кожної ділянки повітряної лінії, одним з відомих методів, визначається повна розрахункова потужність S_p , кВА (заняття 1 та 2).

2. Визначається розрахунковий максимум навантаження лінії. За розрахунковий приймаємо максимум (денний або вечірній) для якого сумарний момент навантаження лінії буде більшим. Момент навантаження лінії M_n , кВА·м, визначається за формулою:

$$M_{n.d.} = \sum S_{p.di} \cdot l_i; \quad M_{n.v.} = \sum S_{p.vi} \cdot l_i. \quad (5.1)$$

де $S_{p.di}$, $S_{p.vi}$ – відповідно денна та вечірня розрахункова потужність i -ї ділянки лінії, кВА;

l_i – довжина i -ї ділянки лінії, м.

3. Вибирається значення коефіцієнту динаміки зростання навантаження K_d .

Для мереж, що зводяться вперше, $\kappa_{\partial} = 0,7$. Для мереж, що реконструюються, при очікуваному збільшенні навантаження в 1,5 рази – $\kappa_{\partial} = 0,8$, а при очікуваному збільшенні навантаження в 1,5...2 рази – $\kappa_{\partial} = 0,7$.

4. Визначається еквівалентна потужність на кожній ділянці лінії:

$$S_{екв} = \kappa_{\partial} \cdot S_p. \quad (5.2)$$

5. За таблицями [3 с.487; 4 с.527-530; 5 с.109; 7 с.169; 8 с.306-308; 9 с.109; 10 с.78] (додаток А) за $S_{екв}$, матеріалом опор та за товщиною стінки ожеледі вибирається «основний» переріз проводів на ділянках лінії.

6. Вибраний «основний» переріз перевіряють на допустиму втрату напруги при умові, що по проводу передається розрахункова повна потужність. Фактична втрата напруги в проводі на ділянці лінії:

$$\Delta U_{факт} = \frac{S_p \cdot l}{U_H} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \leq \Delta U_{дон}, \quad (5.3)$$

або

$$\Delta U_{факт} = \beta \cdot S_p \cdot l \leq \Delta U_{дон}, \quad (5.4)$$

де β – питома втрата напруги в одиниці довжини проводу даного перерізу при протіканні по ньому одиниці потужності, % / (кВА·км) [5 с.111, 112; 7 с.171; 9 с.263; 10 с.63,64] (додаток В).

7. Якщо фактична втрата напруги в лінії $\Delta U_{факт}$ перевищує задане допустиме значення $\Delta U_{дон}$, то слід на деяких ділянках лінії, починаючи з головної, збільшити переріз проводів, вибравши «додатковий» переріз. Число марок проводів в мережі не повинно перевищувати чотирьох. Розрахунок закінчується перевіркою мережі на допустиму втрату напруги при вибраному перерізі проводів.

2 ЛІТЕРАТУРА

3 с.75-79, 487; 4 с.75-79, 527-530; 5 с.108-112, 126-128; 7 с.167-171; 8 с.25-32, 306-308; 9 с. 262-267; 10 с. 63, 64, 77-85.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що таке економічний інтервал?
2. Що таке еквівалентна потужність?
3. Що таке коефіцієнт динаміки зростання навантаження і які значення він може мати?
4. Як визначається еквівалентна потужність?
5. За яким параметром визначається «основний» переріз проводів в лініях напругою 0,38 ... 10 кВ?
6. За яким параметром перевіряється вибраний переріз проводу?
7. Як підібрати «додатковий» переріз проводів?
8. Як визначається фактична втрата напруги на ділянці лінії?
9. Алгоритм вибору перерізу проводу методом економічних інтервалів.

Задача 5.1

Район за ожеледдю – I, $\Delta U_{\text{дон}} = 5\%$. Навантаження споживачів ($P_{\partial}/P_{\text{в}}$, кВт), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_{\partial}/\cos \varphi_{\text{в}}$) та довжини ділянок лінії (l , м) (заняття 1, задача 1.1) наведені на розрахунковій схемі лінії (рисунок 5.1). Вибрати переріз проводів повітряної лінії 0,38 кВ методом економічних інтервалів (за мінімумом приведених витрат).

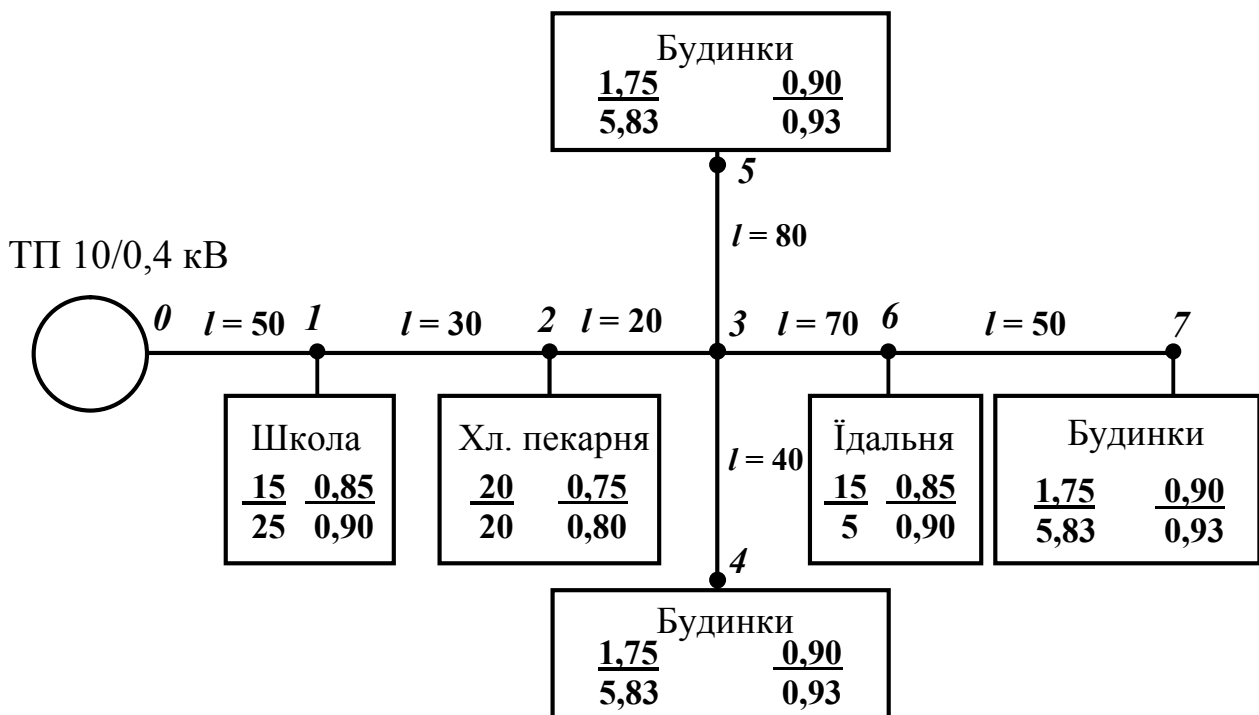


Рисунок 5.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Із заняття 1 (таблиця 1.1) беремо повне розрахункове навантаження окремих ділянок повітряної лінії ($S_{p.д.}, S_{p.в.}$).

7. Визначаємо розрахунковий максимум навантаження. Для цього визначаємо денний та вечірній моменти навантаження лінії (таблиця 5.1):

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

Таблиця 5.1 – 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	1,94	6,27	50	97,0	313,5	За розрахункове приймаємо вечір- не навантажен- ня лінії (5668,3 > 5637,3)
6-3	18,70	9,60	70	1309,0	672,0	
5-3	1,94	6,27	80	155,2	501,6	
4-3	1,94	6,27	40	77,6	250,8	
3-2	20,86	17,20	20	417,2	344,0	
2-1	38,17	34,53	30	1145,1	1035,9	
1-0	48,73	51,01	50	2436,5	2550,5	
Разом:				5637,6	5668,3	

За розрахунковий приймаємо вечірній максимум навантаження лінії.

2. Коефіцієнт динаміки зростання навантаження $\kappa_{\partial} = 0,7$ [3-10].

3. Еквівалентна потужність на ділянці лінії:

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

$$S_{екв7-6} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА}; \quad S_{екв6-3} = 0,7 \cdot 9,60 = 6,79 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв5-3} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА}; \quad S_{екв4-3} = 0,7 \cdot 6,27 = 4,39 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв3-2} = 0,7 \cdot 17,20 = 12,04 \text{ кВА}; \quad S_{екв2-1} = 0,7 \cdot 34,53 = 24,17 \text{ кВА}.$$

$$S_{екв1-0} = 0,7 \cdot 51,01 = 35,71 \text{ кВА}.$$

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

Для ділянок 7-6, 6-3, 5-3 вибираємо алюмінієвий провід марки А 16; для ділянки 3-2 – А25; для ділянки 2-1 – А35; для ділянки 1-0 – А50 [3-10].

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

$$\Delta U_{\text{факт } 7-6} = 0,00132 \cdot 6,27 \cdot 50 = 0,41\%$$

$$\Delta U_{\text{факт } 6-3} = 0,00132 \cdot 9,60 \cdot 70 = 0,89\%$$

$$\Delta U_{\text{факт } 5-3} = 0,00132 \cdot 6,27 \cdot 80 = 0,66\%$$

$$\Delta U_{\text{факт } 4-3} = 0,00132 \cdot 6,27 \cdot 40 = 0,33\%$$

$$\Delta U_{\text{факт } 3-2} = 0,00088 \cdot 17,20 \cdot 20 = 0,30\%$$

$$\Delta U_{\text{факт } 2-1} = 0,00067 \cdot 34,53 \cdot 30 = 0,69\%$$

$$\Delta U_{\text{факт } 1-0} = 0,00049 \cdot 51,01 \cdot 50 = 1,25\%$$

Результати вибору перерізу проводів для ділянок лінії наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Вибір проводів повітряної лінії 0,38 кВ

Ділянка	$S_{p.v.},$ кВА	K_d	$S_{екв},$ кВА	$l,$ м	$F_{осн},$ мм ²	Втрата напруги			$F_{кінц},$ мм ²
						Питома (β), %/ кВА м	на ділянці, %	від ТП, %	
7-6	6,27	0,7	4,39	50	A16	0,00132	0,41	3,54	A16
6-3	9,60	0,7	6,79	70	A16	0,00132	0,89	3,13	A16
5-3	6,27	0,7	4,39	80	A16	0,00132	0,66	2,90	A16
4-3	6,27	0,7	4,39	40	A16	0,00132	0,33	2,57	A16
3-2	17,20	0,7	12,04	20	A25	0,00088	0,30	2,24	A25
2-1	34,53	0,7	24,17	30	A35	0,00067	0,69	1,94	A35
1-0	51,01	0,7	35,71	50	A50	0,00049	1,25	1,25	A50

6. Втрата напруги від ТП до споживача.

До найбільш віддаленого споживача в точці 7 (будинки):

$$\Delta U_{\text{факт від ТП}} = 1,25 + 0,69 + 0,30 + 0,89 + 0,41 = 3,54\%$$

$$\Delta U_{\text{факт від ТП}} = 3,54\% < \Delta U_{\text{дон}} = 5\%$$

Умова виконується. До встановлення приймаємо провід вибраного перерізу.

Задача 5.2 (самостійно)

Навантаження (P_d/P_e , кВт), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_d/\cos \varphi_e$) та довжини ділянок (l , м) повітряної лінії 0,38 кВ наведені на схемі (рисунок 5.2). Район за ожеледдю та допустима втрата напруги в лінії вказані в таблиці 5.3. Розрахувати переріз проводів повітряної лінії 0,38 кВ за економічними інтервалами (за мінімумом зведених витрат) для заданого варіанту лінії (таблиця 5.3).

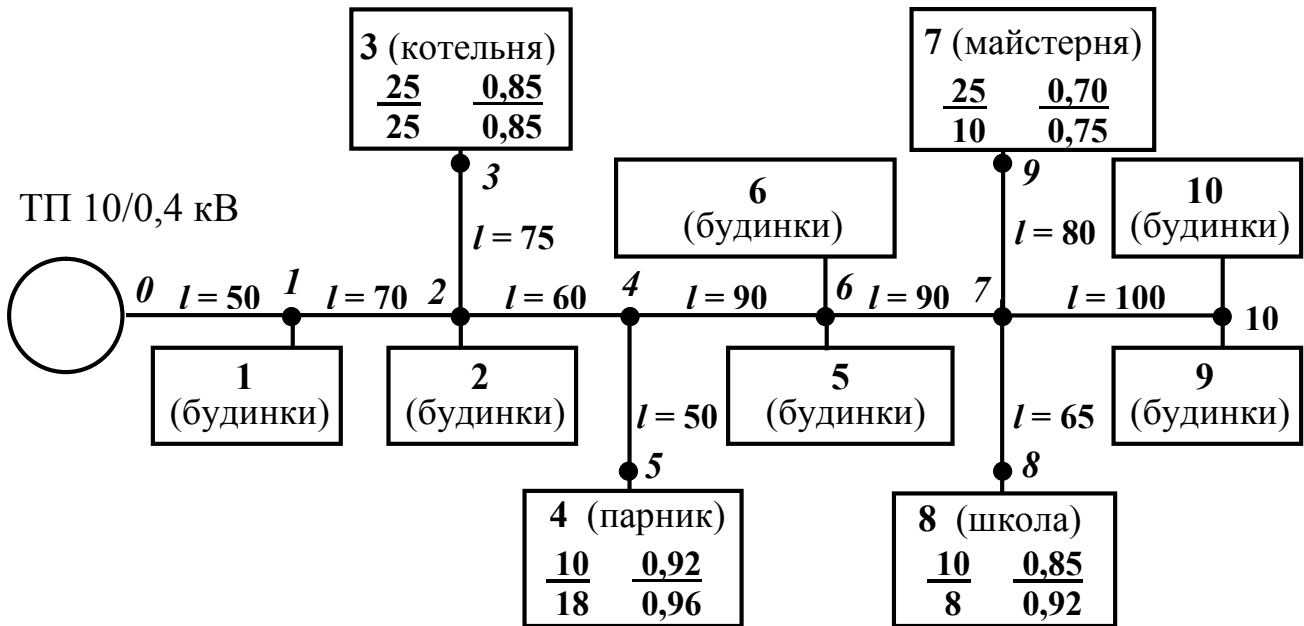


Рисунок 5.2 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 5.3 – Варіанти повітряних лінії 0,38 кВ

Варіант	Навантаження						$\Delta U_{дон}, \%$	Район за ожеледдю
	2	3	5	7	8	10		
1	2	3	5	7	8	10	5	I
2	1	2	3	4	5	8	6	II
3	2	3	4	6	7	9	7	III
4	1	2	3	4	5	6	8	IV
5	1	4	5	6	7	10	5	I
6	2	5	6	7	8	9	6	II
7	1	3	5	6	9	10	7	III
8	2	4	5	6	7	8	8	IV
9	3	4	5	7	8	9	5	I
10	4	5	6	8	9	10	6	II
11	1	3	4	5	6	8	4	II

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам: ГОСТ 2.105-95. – [введен в Украине с 1997–07–01]. – Минск.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2001. – 25с. – (Межгосударственный стандарт).
2. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416с.
3. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
4. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
5. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства – 2-е вид. перероб. та доп./І.П. Притака. - К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
6. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства / І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
7. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлев, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
8. Практикум по електропостачанню сільського господарства / под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
9. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование / И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
10. Харкута К.С. Практикум по электропостачанню сільського господарства: (Учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов) / К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.
11. Довідник сільського електрика. – 3-є видання, перероб. і доповн./ за ред. В.С. Олійника. – К.: Урожай, 1989, – 264с.
12. Коваленко О.І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.

Додатки Додаток А

Таблиця А.1 – Інтервали економічних навантажень для основних і додаткових проводів при довжині ПЛ-10 кВ до 25 км

Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід	Інтервал навантаження, кВА	Рекомендований провід
ожеледь 5 мм				ожеледь 10 мм			
Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори		Дерев'яні опори на з/б приставках		Залізобетонні опори	
до 485	АС 25	до 440	АС 25	до 250	АС 25	до 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	
до 620	АС 35	до 380	АС 35	до 325	АС 35	до 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

Таблиця А.2 – Інтервали економічних навантажень для основних та додаткових перерізів проводів ПЛ 0,38 кВ (для усіх матеріалів опор)

Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²	Інтервал потужності, кВА	Переріз, мм ²
1	2	3	4	5	6	7	8
b = 5 мм		b = 10 мм		b = 15 мм		b = 20 мм	

Продовження таблиці А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
до 3,1	2×16	до 3,1	2×16	до 6,6	2×25	до 4,4	2×25
3,1-5,6	3×16	3,1-5,8	3×16	6,6-11,8	3×25	4,4-13	3×25
5,6-8	4×16	5,8-13,5	4×16	11,8-25,1	4×25	13-17,7	4×25
8-20,5	4×25	13,5-24,5	4×25	25,1-28,4	4×35	17,7-26,4	4×35
20,5-26,4	4×35	понад 25,4	4×50	понад 28,4	4×50	понад 26,4	4×50
понад 26,4	4×50						

Додаток В

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

Характер виконання лінії		1 фаза + 0; 220 В			2 фази + 0; 220 В			
<i>cos φ</i>		1,0	0,95	0,9	0,95	0,9		
Марка та переріз проводу	А 16	4,00	8,20	7,80	3,10	3,00		
	А 25	2,70	5,50	5,35	2,05	1,95		
	А 35	1,90	4,00	3,90	1,52	1,48		
Характер виконання лінії		3 фази + 0; 380/220 В						
<i>cos φ</i>		0,98	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70
Марка та переріз проводу	А 16	1,390	1,375	1,325	1,300	1,240	1,190	1,150
	А 25	0,924	0,915	0,905	0,880	0,850	0,820	0,810
	А 35	0,675	0,670	0,665	0,670	0,595	0,595	0,620
	А 50	0,480	0,495	0,490	0,490	0,490	0,480	0,475
	А 70	0,360	0,375	0,380	0,385	0,390	0,375	0,380
	А 95	0,277	0,280	0,300	0,320	0,315	0,315	0,320
	А 120	0,224	0,240	0,250	0,270	0,265	0,275	0,280

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

Марка проводу		А		АС	
<i>cos φ</i>		0,9	0,8	0,9	0,8
Переріз проводу	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

ЗАНЯТТЯ 6

ТЕМА: 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.

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

При протіканні по проводу електричного струму він нагрівається до температури, при якій кількість теплоти, яку одержує провід, дорівнює кількості теплоти, яка віддається його поверхнею у навколишнє середовище. Температура проводу не повинна перевищувати наступні значення [2 гл.1.3, с.18; 3 с.83; 4 с.83; 5 с.25; 6 с.19; 8 с.32; 9 с.120; 10 с.7]:

70 °С – для неізольованих проводів;

55 °С – для проводів із звичайною гумовою ізоляцією;

65 °С – для проводів із гумовою теплостійкою ізоляцією;

70 °С – для проводів із полівінілхлоридною ізоляцією.

Для кабелів із паперовою ізоляцією в металевій оболонці:

80 °С – при напрузі 3 кВ; 65 °С – при 6 кВ; 60 °С – при 10 кВ;

50 °С – при 20 та 35 кВ.

При розрахунках та виборі перерізу проводів за допустимим нагріванням необхідно визначити струм, який можна пропустити через провід при заданих умовах, так щоб його температура не перевищила допустиму.

При короткому замиканні (к.з.), або при перевантаженнях, коли струм в проводі перевищує номінальні (розрахункові) значення, проводка повинна автоматично відключатися, інакше може загорітися ізоляція, або інші предмети, що розташовані біля проводів.

Для автоматичного відключення проводки при перевищенні встановлених значень струму застосовують апарати захисту – плавкі запобіжники, автоматичні вимикачі та ін. Якщо проводка захищена запобіжниками або автоматами, то розрахунок електричної мережі починають з вибору апаратів захисту.

Вибір плавких запобіжників та перерізу проводів і кабелів за допустимим нагріванням.

Плавкі запобіжники вибирають за наступними параметрами [3 с.87-89; 4 с.87-90; 5 с.29-38; 6 с.29; 8 с.33-42; 9 с.272-280; 10 с.14-36]:

1. Тип запобіжника.
2. За номінальною напругою запобіжника:

$$U_{н.зап} \geq U_{н.мер} \quad (6.1)$$

де $U_{н.мер}$ – номінальна напруга мережі, В.

3. За номінальним струмом плавкої вставки запобіжника.

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

– **умова 1:**

$$I_v \geq I_p, \quad (6.2)$$

де I_p – тривалий робочий струм лінії, А;

Для електродвигуна:

$$I_p = \kappa_3 \cdot I_{н.дв} = \kappa_3 \cdot \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n \cdot \eta_n}, \quad (6.3)$$

де κ_3 – коефіцієнт завантаження двигуна;

P_n – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ;

$\cos \varphi_n$ – коефіцієнт потужності при номінальному завантаженні двигуна;

η_n – к.к.д. електродвигуна при номінальному завантаженні.

Для освітлювального навантаження:

$$I_p = \frac{P_l}{\sqrt{3} U_n}, \quad (6.4)$$

де P_l – освітлювальне навантаження лінії, кВт.

– умова 2:

$$I_{\epsilon} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}, \quad (6.5)$$

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 важкому пуску електродвигуна (до 40с) [3 с.88; 4 с.88; 5 с.30; 6 с.30; 8 с.34].

Для лінії, що живить один електродвигун:

$$I_{\max} = I_{\text{пуск}} = \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв}}, \quad (6.6)$$

де κ_i – кратність пускового струму електродвигуна.

Для мережі, яка живить групу струмоприймачів без електродвигунів умова 1 (6.2) записується так:

$$I_{\epsilon} \geq k_0 \cdot \sum I_{pi}, \quad (6.7)$$

де k_0 – коефіцієнт одночасності;

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

Для групи струмоприймачів, серед яких є електродвигуни:

$$I_{\max} = k_0 \cdot \sum I_{p(n-1)} + I_{\text{пуск1}}, \quad (6.8)$$

де $I_{\text{пуск1}}$ – пусковий струм одного електродвигуна, під час пуску якого максимальний струм в лінії буде найбільшим, А;

$\sum I_{p(n-1)}$ – сума тривалих робочих струмів інших споживачів, без врахування електродвигуна із найбільшим пусковим струмом, А.

Тоді умова 2 (6.5) для групи струмоприймачів, серед яких є електродвигуни, буде мати наступний вигляд:

$$I_{\epsilon} \geq \frac{k_0 \cdot \sum I_{p(n-1)} + I_{\text{пуск1}}}{\alpha}. \quad (6.9)$$

Умова селективності: необхідно, щоб номінальний струм плавкої вставки кожного наступного запобіжника (в напрямку до джерела живлення) був на один-два ступеня більшим від номінального струму плавкої вставки попереднього запобіжника.

Після того, як визначили номінальний струм плавкої вставки вибирають відповідний йому переріз проводу.

Вибір перерізу проводу залежить від того, чи буде він захищатися плавкою вставкою лише від короткого замикання, чи й від перевантаження також. **Від короткого замикання необхідно захищати всі мережі.**

Від перевантаження необхідно захищати [3 с.89; 4 с.89; 5 с.32; 6 с.32; 8 с.35]:

- всі мережі у вибухонебезпечних приміщеннях;
- освітлювальні мережі в житлових та суспільних приміщеннях, в торговельних та службово-побутових приміщеннях виробничих підприємств та у пожежонебезпечних зонах;
- мережі будь-якого призначення, виконані проводами із горючою ізоляцією, які прокладені відкрито;
- силові мережі промислових підприємств, житлових, громадських і торговельних приміщень, в яких за умовами технологічного процесу або режиму роботи можуть виникнути тривалі перевантаження.

Якщо мережу необхідно захистити від короткого замикання та перевантаження, то допустимий струм проводів з полівінілхлоридною, гумовою та аналогічною ізоляцією визначається так:

$$I_{дон} \geq 1,25 \cdot I_{\epsilon}, \quad (6.10)$$

де $I_{дон}$ – тривало допустимий струм проводу, А;

для кабелів з паперовою ізоляцією допускається:

$$I_{дон} \geq I_{\epsilon}. \quad (6.11)$$

Якщо проводку необхідно захищати лише від струмів к.з., тоді:

$$I_{дон} \geq 0,33 \cdot I_{\epsilon}. \quad (6.12)$$

За значенням допустимого розрахункового струму та за способом прокладки проводу за таблицями ПУЕ визначають значення допустимого

табличного струму та відповідний йому стандартний переріз проводу або кабелю [1 гл.1.3; 2 гл.1.3; 3 с.461-468; 4 с.503-508; 5 с. 28; 6 с.28; 10 с.8]. Допустимі струми проводів і кабелів наведені для температури повітря +25⁰С та температури землі +15⁰С.

Вибраний провід перевіряють на тривалий робочий струм мережі:

$$I_{дон} \geq I_p, \quad \text{або} \quad I_{дон. табл} k_t \geq I_p, \quad (6.13)$$

де k_t – поправочний температурний коефіцієнт (вибирається із врахуванням умовної та розрахункової температури середовища та нормативної температури проводу) [1 гл.1.3; 2 гл.1.3; 3 с.467; 4 с.507; 5 с. 27; 10 с.10].

Переріз нульового робочого проводу повинен становити не менше 50% від перерізу фазного проводу; при необхідності він може бути збільшеним до 100% в порівнянні із фазним проводом [2 гл.1.3 (с.18)].

Вибір перерізу проводів та кабелів, які захищаються автоматичними вимикачами, за допустимим нагріванням.

Автоматичний вимикач вибирають за наступними параметрами [3 с.87-89; 4 с.87-90; 5 с.29-38; 6 с.32; 8 с.33-42; 9 с.272-280; 10 с.14-36]:

1. Тип автомата.
2. За номінальною напругою автомата:

$$U_{н. авт} \geq U_{н. мер}. \quad (6.14)$$

3. За номінальним струмом автомата:

$$I_{н. авт} \geq I_p. \quad (6.15)$$

4. За номінальним струмом теплового розчіплювача автомата:

$$I_{н. т.р.} \geq 1,25 I_p. \quad (6.16)$$

5. За струмом спрацювання електромагнітного розчіплювача (струмом відсічки):

$$I_{с. ем.р.} \geq 1,25 I_{\max}. \quad (6.17)$$

I_{\max} , А, визначається за формулами (6.6) або (6.8).

$$I_{с.е.м.р.} = k_{відс} \cdot I_{н.т.р.} \quad (6.18)$$

де $k_{відс}$ – кратність відсічки (паспортна характеристика).

При виборі проводів, що захищаються автоматичними вимикачами від короткого замикання та від перевантажень згідно із ПУЕ [2 гл. 1.3] необхідно, щоб виконувалися наступні умови:

1) при захисті автоматами, які мають лише електромагнітний розчіплювач, тривало допустимий струм проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією визначають за умовою:

$$I_{дон} \geq 1,25 \cdot I_{у.а}, \quad (6.19)$$

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

2) при захисті автоматами, які мають лише електромагнітний розчіплювач і працюють у вибухобезпечних виробничих приміщеннях, допустимий струм проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією допускається визначати за умовою:

$$I_{дон} \geq I_{у.а} \quad (6.20)$$

Умову (6.20) необхідно також виконувати у наступних випадках:

- для кабелів з паперовою ізоляцією, які захищаються автоматами лише із електромагнітним розчіплювачем;
- для провідників усіх марок та вимикачів з нерегульованими тепловими розчіплювачами, з відсічкою або без неї;
- для проводів із полівінілхлоридною та гумовою ізоляцією з вимикачами, які мають регульований тепловий розчіплювач.

3) для кабелів із паперовою ізоляцією та ізоляцією із вулканізованого поліетилену, які захищаються вимикачами із регульованим тепловим розчіплювачем допустимий струм визначають за умовою:

$$I_{дон} \geq 0,8 I_{у.а}. \quad (6.21)$$

На відгалуженнях до електродвигунів з короткозамкненим ротором у вибухобезпечних зонах необхідно виконувати умову:

$$I_{дон} \geq I_{н.дв}, \quad (6.22)$$

а у вибухонебезпечних зонах:

$$I_{\text{доп}} \geq 1,25 I_{\text{н.дв.}} \quad (6.23)$$

Якщо проводку необхідно захищати тільки від короткого замикання, то допустимий струм проводів визначають за наступними умовами:

– для автоматів з тепловим нерегульованим розчіплювачем:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.т.р.}}; \quad (6.24)$$

– для автоматів з тепловими регульованим розчіплювачем:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,8 \cdot I_{\text{н.т.р.}}; \quad (6.25)$$

– для автоматів, які мають лише електромагнітний розчіплювач:

$$I_{\text{доп}} \geq 0,22 \cdot I_{\text{с.е.м.р.}}, \quad (6.26)$$

Вибраний переріз проводів повинен задовольняти умови (6.13):

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

Для відгалужень до електродвигунів:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.дв.}}, \quad \text{або} \quad I_{\text{доп.табл}} \cdot k_t \geq I_{\text{н.дв.}}$$

Вибрані захисні апарати необхідно перевірити за умовами чутливості за наступними співвідношеннями:

– для плавких запобіжників та автоматів з тепловим розчіплювачем:

$$\frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{в}}} \geq 3, \quad \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{н.т.р.}}} \geq 3. \quad (6.27)$$

де $I_{\text{к}}^{(1)}$ – струм однополюсного к.з. в кінці лінії, що захищається, А.

Для автоматів з електромагнітним розчіплювачем:

$$\frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{с.е.м.р.}}} \geq 1,25 \dots 1,4, \quad (6.28)$$

1,25 – для $I_{\text{н.а.}} > 100$ А; 1,4 – для $I_{\text{н.а.}} \leq 100$ А.

2 ЛІТЕРАТУРА

3 с.83-89, 461-468; **4** с.83-89, 503-508; **5** с.25-38; **6** с.24-34; **8** с.32-42, 311; **9** с.26-36; 10 с.7-38.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Допустимі температури нагрівання проводів.
2. Допустимі температури нагрівання кабелів з паперовою ізоляцією.
3. Умови вибору плавких запобіжників для захисту одиночного струмоприймача.
4. Умови вибору плавких запобіжників для захисту групи струмоприймачів.
5. Умови вибору автоматичних вимикачів.
6. Як вибирається переріз проводу, що захищається плавкими запобіжниками, за допустимим нагріванням?
7. Як вибирається переріз проводу, що захищається автоматичними вимикачами, за допустимим нагріванням?
8. В яких випадках проводку захищають від перевантаження?
9. Як забезпечується селективність захисту?
10. За якими умовами перевіряється вибраний переріз проводів?
11. Умови перевірки чутливості плавких запобіжників.
12. Умови перевірки чутливості автоматичних вимикачів.
13. Які поправочні коефіцієнти враховуються при розрахунку проводів за умовами нагрівання?

ЗАДАЧА 6.1

В майстерні встановлені електродвигуни та освітлювальні установки. За технологією можливе перенавантаження двигуна М1. Лінія ТП-РЩІ (рисунок 6.1) прокладена кабелем з паперовою ізоляцією в каналі при $t_{01} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$. На інших ділянках проводка виконана проводом АПВ в трубах. Освітлювальне навантаження та електродвигун М2 захищене плавкими запобіжниками FU1...FU3 та FU4...FU6, інші споживачі – автоматами QF1, QF2. Температура в приміщенні майстерні $t_{02} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП-РЩІ прийняти рівним 0,9. Параметри споживачів електроенергії наведені в таблиці 6.1.

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

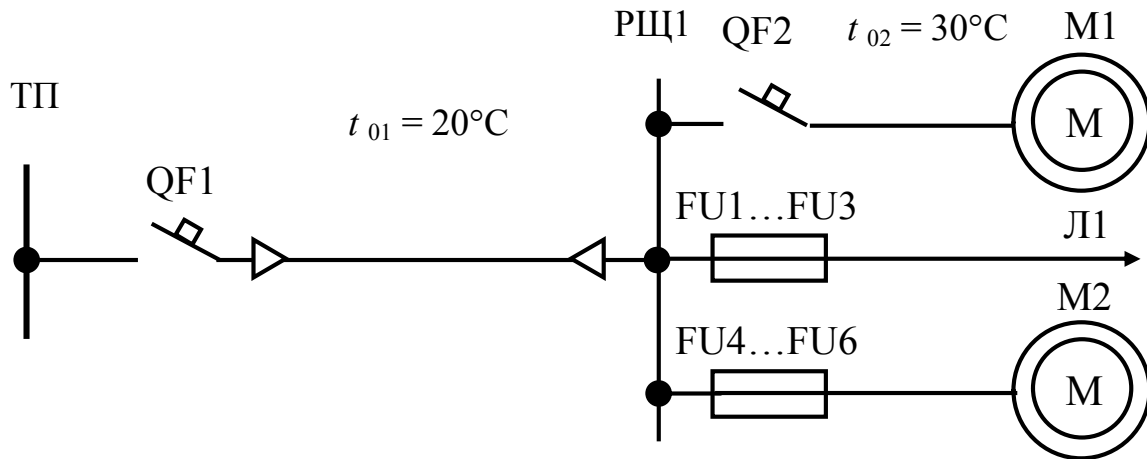


Рисунок 6.1 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 6.1 – Параметри споживачів електроенергії

Параметр	Споживач		
	М1	М2	Л1
P_{H2} , кВт	55,0	15,0	11,0
Тип	фазний ротор	к.з. ротор	-
κ_i	1,5	7,0	1,0
η_n	0,84	0,89	1,0
$\cos \varphi_n$	0,88	0,9	1,0
κ_3	0,85	1,0	1,0

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Ділянка мережі РЩ1-М1:

1. Визначаємо номінальний струм електродвигуна М1:

$$I_{н.дв} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \eta_n \cdot \cos \varphi_n}; \quad I_{н.дв} = \frac{55,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,84 \cdot 0,88} = 113,2 \text{ А.}$$

2. Робочий (розрахунковий) струм лінії:

$$I_p = K_3 \cdot I_{н.дв}; \quad I_p = 0,85 \cdot 113,2 = 96,2 \text{ А.}$$

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:

$$I_{н.авт} > I_p; \quad I_{н.авт} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 96,2.$$

6. Номінальний струм теплового розчіплювача:

– умова 1:

$$I_{н.т.р.} \geq I_p; \quad I_{н.т.р.} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 96,2;$$

– умова 2:

$$I_{н.т.р.} \geq \frac{I_{\max}}{\alpha}; \quad I_{н.т.р.} = 80 \text{ А}; \quad 80 > \frac{169,8}{2,5} = 67,9.$$

$$I_{\max} = K_i \cdot I_n; \quad I_{\max} = 1,5 \cdot 113,2 = 169,8 \text{ А.}$$

Остаточню приймаємо $I_{н.т.р.} = 100 \text{ А}$ (за умовою 1).

7. Струм спрацювання електромагнітного розчіплювача:

$$I_{с.ем.р} \geq 1,25 \cdot I_{\max}; \quad I_{с.ем.р} = K_{відс} \cdot I_{н.т.р.};$$

$$I_{с.ем.р} = 7 \cdot 100 = 700 \text{ А}; \quad 700 > (1,25 \cdot 169,8) = 212,3.$$

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

$$I_{\text{доп}} \geq I_{y.a}; \quad I_{\text{доп}} \geq 100 \text{ А.}$$

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

9. Вибраний переріз проводу необхідно перевірити за умовою:

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

Для проводу АПВ $t = 70^0 \text{ C}$. При температурі повітря $t_0 = 30^0 \text{ C}$, $k_t = 0,94$ [1- 5; 10]. Тоді:

$$0,94 \cdot 130 = 122,2 > 113,2 \text{ А.}$$

Умова виконується.

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

Ділянка мережі РЩ1-М2:

1. $I_{н.дв} = \frac{15,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,89 \cdot 0,9} = 28,5 \text{ А.}$

2. $I_p = 1,0 \cdot 28,5 = 28,5 \text{ А.}$

3. Приймаємо запобіжник типу ПН2-100.

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

5. $I_{н.зан} = 100 \text{ А}; \quad 100 > 28,5.$

6. $I_g \geq 28,5 \text{ А (умова 1);}$

$$I_g \geq \frac{7 \cdot 28,5}{2,5} = 79,8 \text{ А (умова 2).}$$

Приймаємо $I_g = 80 \text{ А}$; $80 > 79,8$.

7. $I_{\text{дон}} \geq 0,33 \cdot I_g$; $I_{\text{дон}} \geq 0,33 \cdot 80 = 26,4 \text{ А}$.

$$F = 4 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{дон.табл}} = 28,0 \text{ А}; \quad k_t = 0,94.$$

$$0,94 \cdot 28,0 = 25,5 < I_{\text{н.дв}} = 28,5 \text{ А}.$$

Умова не виконується. Приймаємо провід більшого перерізу:

$$F = 6 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{дон.табл}} = 32,0 \text{ А}; \quad k_t = 0,94.$$

$$0,94 \cdot 32,0 = 30,1 > 28,5.$$

Умова виконується.

На ділянці РЩ1-М2 приймаємо запобіжник ПН2-100, $I_g = 80 \text{ А}$. Лінію виконуємо проводом АПВ 3×6, прокладеним в трубі.

Ділянка РЩ1-Л1:

1. $I_n = I_p = \frac{11,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 16,7 \text{ А}$.

2. Вибираємо запобіжник типу НПН2-60.

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

4. $I_{\text{н.зан}} = 63 \text{ А}$; $63 > 16,7$.

5. $I_g = 20 \text{ А}$; $20 > 16,7$.

6. $I_{\text{дон}} = 1,25 \cdot I_g$; $I_{\text{дон}} \geq 1,25 \cdot 20 = 25,0 \text{ А}$.

$$F = 5 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{дон.табл}} = 27 \text{ А}; \quad k_t = 0,94.$$

$$0,94 \cdot 27,0 = 25,4 > 16,7 \text{ А}.$$

Умова виконується.

На ділянці РЩ1-Л1 приймаємо запобіжник НПН2-60, $I_{\epsilon} = 20$ А. Лінію виконуємо проводом АПВ 4×5, прокладеним в трубі.

Ділянка мережі ТП-РЩ1:

1. $I_p = k_o \cdot \sum I_p$; $I_p = 0,9 \cdot (96,1 + 28,5 + 16,7) = 127,2$ А.

2. $I_{\max} = \sum I_{p(n-1)} + I_{\text{нуск}}$; $I_{\max} = (28,5 + 16,7) + 1,5 \cdot 113,2 = 215,0$ А.

3. Приймаємо автомат ВА51.

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

5. $I_{\text{н.авт}} = 160$ А; $160 > 127,2$.

6. $I_{\text{н.т.р.}} = 125$ А; $160 > 127,2$ (умова 1).

$$I_{\text{н.т.р.}} = 100 \text{ А}; \quad 100 > \frac{215,0}{2,5} = 86,0 \text{ (умова 2).}$$

Приймаємо $I_{\text{н.т.р.}} = 125$ А.

7. $I_{\text{с.ем.р.}} = 10 \cdot I_{\text{н.т.р.}}$; $I_{\text{с.ем.р.}} = 10 \cdot 125 = 1250$ А.

$$I_{\text{с.ем.р.}} \geq 1,25 \cdot I_{\max}; \quad 1250 > 1,25 \cdot 215,0 = 268,8.$$

8. $I_{\text{дон}} \geq I_{\text{н.т.р.}}$; $I_{\text{дон}} \geq 125$ А.

$$F = 50 \text{ мм}^2; \quad I_{\text{дон.табл}} = 180 \text{ А}; \quad k_t = 1,04.$$

$$1,04 \cdot 180 = 187,2 > 127,2 \text{ А.}$$

Умова виконується.

На ділянці ТП-РЩ1 приймаємо автоматичний вимикач ВА51-33-34. Лінію виконуємо кабелем СБ 3×50 + 1×35, який прокладено в каналі.

Задача 6.2 (самостійно)

У виробничому приміщенні встановлені електродвигуни із короткозамкненим ротором та освітлювальні установки. Двигун М1 працює без перевантаження, М2 – з перевантаженням. Лінія ТП-РЩІ (рисунок 6.2) прокладена кабелем в каналі при $t_{01}, ^\circ\text{C}$. На інших ділянках проводку виконано проводом ПВ в трубах. Освітлювальне навантаження Л1 та Л2 захищене плавкими запобіжниками, інші споживачі – автоматами. Температура в приміщенні $t_{02}, ^\circ\text{C}$. Напруга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП-РЩІ – k_0 . Параметри споживачів електроенергії та вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 6.2. Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

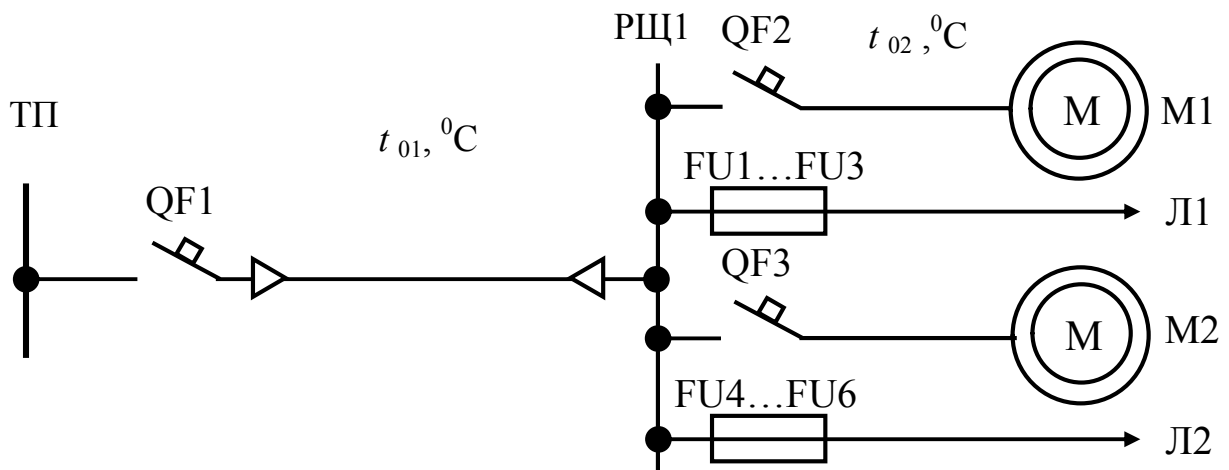


Рисунок 6.2 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 6.2 – Розрахункові параметри мережі

Параметр	Варіант													
	1		2		3		4		5		6		7	
	М1	М2	М1	Л1	М2	Л2	М1	Л2	М2	Л1	М1	М2	М1	Л2
Приміщ.	Майстерня		Пилорама		Кормоцех		Млин		Пилорама		Млин		Майстерня	
$P_n, \text{кВт}$	7,5	5,5	22,0	8,0	11,0	11,0	18,5	11,0	30,0	2,0	11,0	22,0	4,0	6,0
κ_i	7,0	7,0	7,0	1,0	6,5	1,0	7,0	1,0	7,5	1,0	7,5	7,0	7,5	1,0
η_n	0,86	0,86	0,90	1,0	0,90	1,0	0,91	1,0	0,91	1,0	0,88	0,91	0,87	1,0
$\cos \varphi_n$	0,81	0,86	0,87	1,0	0,83	1,0	0,90	1,0	0,90	1,0	0,87	0,89	0,88	1,0
κ_3	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,7	1,0
k_0	0,85		0,9		0,95		0,95		0,85		0,9		0,95	
$t_{01}, ^\circ\text{C}$	15		20		10		15		20		10		20	
$t_{02}, ^\circ\text{C}$	20		25		15		25		30		20		25	

Задача 6.3 (самостійно)

У виробничому приміщенні встановлені електродвигуни із короткозамкненим ротором та освітлювальні установки. Двигуни М1 та М2 працюють без перевантаження. Лінія ТП-РЩІ (рисунок 6.3) прокладена кабелем в землі при $t_{01}, ^\circ\text{C}$. На інших ділянках проводку виконано проводом АПВ в трубах. Проводка мережі захищена автоматичними вимикачами. Температура в приміщенні $t_{02}, ^\circ\text{C}$. Напряга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП-РЩІ – k_0 . Параметри споживачів електроенергії та вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 6.3. Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

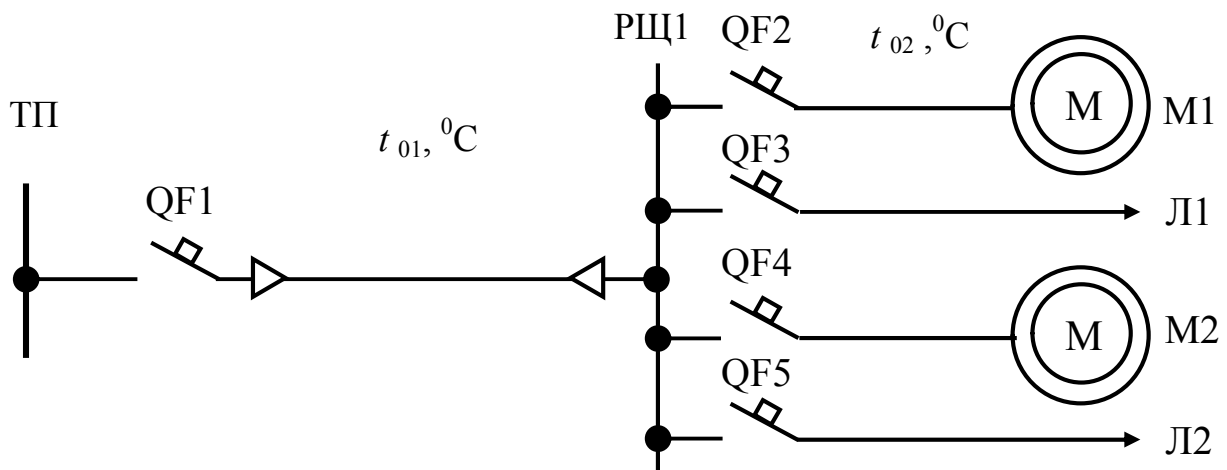


Рисунок 6.3 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 6.3 – Розрахункові параметри мережі

Параметр	Варіант													
	1		2		3		4		5		6		7	
	М1	М2	М1	Л1	М2	Л2	М1	Л2	М2	Л1	М1	М2	М1	Л2
Приміщ.	Майстерня		Ферма ВРХ		Кормоцех		Млин		Насосна		Котельня		Свинарник	
P_n , кВт	3,0	2,2	5,5	4,0	30,0	8,0	22,0	7,0	15,0	1,0	4,0	3,0	7,5	4,0
κ_i	7,5	6,5	7,0	1,0	7,0	1,0	7,0	1,0	7,0	1,0	7,5	7,0	7,5	1,0
η_n	0,85	0,81	0,85	1,0	0,92	1,0	0,90	1,0	0,90	1,0	0,87	0,85	0,88	1,0
$\cos \varphi_n$	0,88	0,83	0,80	1,0	0,87	1,0	0,87	1,0	0,89	1,0	0,88	0,88	0,86	1,0
κ_3	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,6	1,0
k_0	0,8		0,85		0,9		0,95		0,85		0,85		0,9	
$t_{01}, ^\circ\text{C}$	10		15		20		5		15		20		10	
$t_{02}, ^\circ\text{C}$	25		30		35		40		20		25		30	

Задача 6.4 (самостійно)

У виробничому приміщенні встановлені електродвигуни із короткозамкненим ротором та освітлювальні установки. Двигун М1 працює з перевантаженням, М2 – без перевантаження. Лінія ТП-РЩІ (рисунок 6.4) прокладена кабелем в землі при $t_{01}, ^\circ\text{C}$. На інших ділянках проводку виконано проводом ПРН в каналах. Проводка мережі захищена автоматичними вимикачами. Температура в приміщенні $t_{02}, ^\circ\text{C}$. Напряга мережі 380 В. Коефіцієнт одночасності на ділянці ТП-РЩІ – k_0 . Параметри споживачів електроенергії та вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 6.4. Вибрати параметри захисних апаратів та переріз проводів і кабелю за допустимим нагріванням.

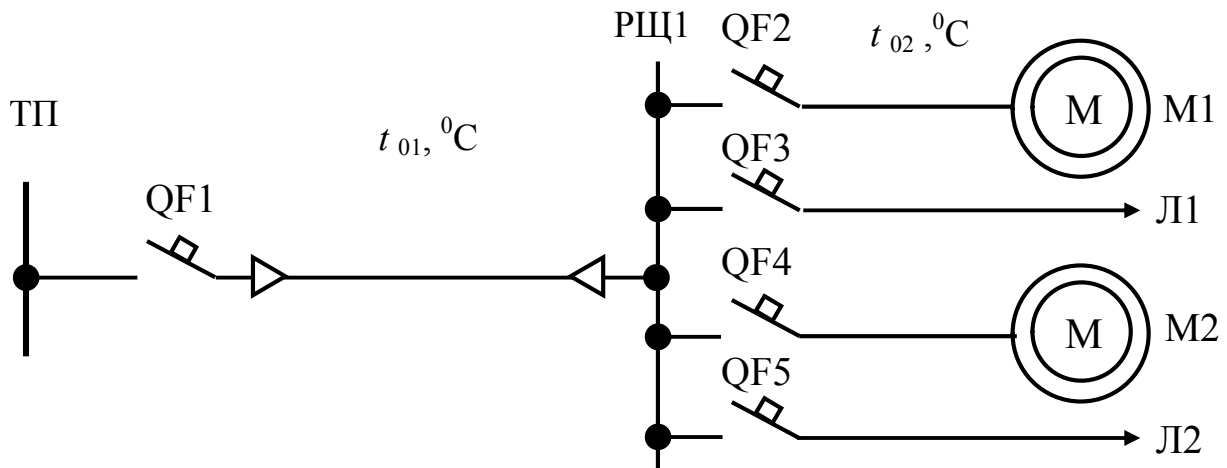


Рисунок 6.4 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 6.4 – Розрахункові параметри мережі

Параметр	Варіант													
	1		2		3		4		5		6		7	
	М1	М2	М1	Л1	М2	Л2	М1	Л2	М2	Л1	М1	М2	М1	Л2
Приміщ.	Майстерня		Пилорама		Кормоцех		Млин		Пилорама		Млин		Майстерня	
$P_n, \text{кВт}$	11,0	7,5	15,0	6,0	18,5	9,0	30,0	10,0	37,0	7,0	22,0	30,0	18,5	5,0
κ_i	7,5	7,5	7,0	1,0	7,0	1,0	7,5	1,0	6,5	1,0	6,5	7,0	6,5	1,0
η_n	0,88	0,88	0,90	1,0	0,91	1,0	0,92	1,0	0,93	1,0	0,90	0,92	0,90	1,0
$\cos \varphi_n$	0,90	0,86	0,89	1,0	0,89	1,0	0,87	1,0	0,89	1,0	0,83	0,87	0,85	1,0
κ_3	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	1,0	0,6	1,0
k_0	0,8		0,85		0,9		0,95		0,85		0,85		0,9	
$t_{01}, ^\circ\text{C}$	10		15		20		5		15		20		10	
$t_{02}, ^\circ\text{C}$	25		30		35		40		20		25		30	

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам: ГОСТ 2.105-95. – [введен в Украине с 1997–07–01]. – Минск.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2001. – 25с. – (Межгосударственный стандарт).
2. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416с.
3. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
4. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
5. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства – 2-е вид. перероб. та доп./І.П. Притака. - К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
6. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства / І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
7. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлев, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
8. Практикум по електрообладженню сільського господарства / под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
9. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование / И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
10. Харкута К.С. Практикум по электрообладженню сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов) / К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.
11. Довідник сільського електрика. – 3-є видання, перероб. і доповн./ за ред. В.С. Олійника. – К.: Урожай, 1989, – 264с.
12. Коваленко О.І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.

Додатки

Додаток А

Таблиця А.1 – Допустимий тривалий струм для проводів та шнурів із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з мідними жилами

Переріз струмо- провід- ної жи- ли, мм ²	Струм, А, для проводів, що прокладені					
	відкри- то	в одній трубі				
		двох одножиль- них	трьох одножиль- них	чотирьох одножиль- них	одного двожиль- ного	одного трижиль- ного
0,5	11	–	–	–	–	–
0,75	15	–	–	–	–	–
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	–	–	–
185	510	–	–	–	–	–
240	605	–	–	–	–	–
300	695	–	–	–	–	–
400	830	–	–	–	–	–

Таблиця А.2 – Допустимий тривалий струм для проводів та шнурів із гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для проводів, що прокладені					
	відкрито	в одній трубі				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	–	–	–
185	390	–	–	–	–	–
240	465	–	–	–	–	–
300	535	–	–	–	–	–
400	645	–	–	–	–	–

Таблиця А.3 – Допустимий тривалий струм для кабелів із алюмінієвими жилами з гумовою або пластмасовою ізоляцією в свинцевій, полівінілхлоридній та гумовій оболонках, броньованих та неброньованих

Переріз струмопровідної жили, мм ²	Струм, А, для кабелів				
	одножильних	двожильних		трижильних	
	при прокладанні				
	у повітрі	у повітрі	у землі	у повітрі	у землі
1	2	3	4	5	6
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46

Продовження таблиці А.3

1	2	3	4	5	6
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	–	–	–	–

Таблиця А.4 – Нормована температура навколишнього середовища для провідників і апаратів

Провідники і апарати	Середовище	$t_{он}, ^\circ\text{C}$
Проводи, шини, кабелі	Повітря	25
	Земля	15
	Вода	15
Апарати	Повітря	35

Таблиця А.5 – Поправочні коефіцієнти на допустимі струми для кабелів, ізольованих та неізольованих проводів та шин в залежності від температури землі та повітря

Умовна температура середовища, $^\circ\text{C}$	Нормована температура жил, $^\circ\text{C}$	Поправочні коефіцієнти на струми при розрахунковій Температурі середовища, $^\circ\text{C}$											
		до -5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,0	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,0	0,95	0,9	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,1	1,05	1,0	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,0	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,0	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,0	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,0	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,0	0,93	0,87	0,76	0,66	0,54	0,37	–
25	40	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,0	0,89	0,78	0,63	0,45	–

Таблиця А.6 – Поправочні коефіцієнти на кількість працюючих кабелів, що лежать в землі (в трубах або без)

Відстань між кабелями, мм	Поправочний коефіцієнт при кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,9	0,87	0,86	0,05

Додаток В

Таблиця В.1 – Технічні характеристики запобіжників плавких

Тип	Номинальна напруга	Номинальний струм, А		Граничний струм відключення, кА (при 380В)
		запобіжника	плавкої вставки	
ПР2	~ 500 - 400	15	6, 10, 15	8,0
		60	15, 20, 25, 35, 45, 60	4,5
		100	60, 80, 100	11
		200	125, 100, 160, 200	11
		350	200, 225, 260, 300, 350	13
		600	350, 430, 500, 600	23
		1000	600, 700, 850, 1000	23
ПН2	~ 380 - 220	100	31,5, 40, 50, 63, 80, 100	100
		250	80, 100, 125, 160, 200, 250	100
		400	200, 250, 315, 355, 400	40
		630	315, 400, 500, 630	25
ППН-31 (взамін ПН2)	~ 380 - 220	100	31,5, 40, 50, 63, 80, 100	-
		250	80, 100, 125, 160, 200, 250	-
		400	200, 250, 315, 355, 400	-
		630	315, 400, 500, 630	-
НПН	~ 500	63	6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 63	10
НПН2	~ 500	63	6, 10, 16, 20, 25, 32, 40, 63	10
ППЗ1	~ 500 - 400	63	32, 40, 50, 63	100
		160	50, 63, 80, 100, 125, 160	
		250	125, 160, 200, 250	
		630	200, 250, 320, 400,	
		1000	500, 630, 800, 1000	

Таблиця В.2 – Технічні характеристики автоматичних вимикачів

Тип	Номинальна напруга	Номинальний струм, А		Уставка за струмом спрацювання електромагнітного розчіплювача, А	Граничний струм відключення, кА (при 380В)
		вимикача	теплового розчіплювача ($I_{н.т.р}$)		
АП50Б-3МТ	~ 660	63	1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 40; 50; 63	$10I_{н.т.р}$	1...3 4...7
ВА51-25-84	~ 660	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	$10I_{н.т.р}$	2 2,5 3,8
ВА51-25-34	~ 660	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2; 2,5; 3,15; 4; 5 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	$10I_{н.т.р}$	2 2 2 2,5 3,8
ВА51-31-34	~ 660	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	$10I_{н.т.р}$	5 7 10
ВА51-33-34	~ 660	160	80; 100; 125; 160	$10I_{н.т.р}$	12,5
ВА88-32-34	~ 400	125	12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125	500 $10I_{н.т.р}$	25
ВА-88-33-34	~ 400	160	16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 125; 160	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-35-34	~ 400	250	125; 160; 200; 250	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-37-34	~ 400	400	250; 315; 400	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-40-34	~ 400	800	400; 500; 630; 800	$10I_{н.т.р}$	35
ВА-88-43-34	~ 400	1600	800; 1000; 1250; 1600	регульов.	50