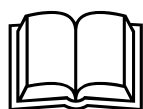


Міністерство аграрної політики України

Таврійський державний агротехнологічний університет

Енергетичний факультет

Кафедра «Електропостачання сільського господарства»



МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до практичних занять з дисципліни

ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СІЛЬСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

для студентів денної форми навчання
за напрямом: 6.100101 “Енергетика та електротехнічні системи
в агропромисловому комплексі”, ОКР “Бакалавр”

Частина I

Мелітополь – 2010 р.

УДК 631.171:621.311(075.8)

Методичні вказівки розробили: к.т.н., доцент Коваленко О.І.,
к.т.н., ст. викладач Коваленко Л.Р.

Методичні вказівки розглянуті на засіданні кафедри ЕСГ.
Протокол № від " " _____ 2010 р.

Методичні вказівки рекомендовані методичною комісією
Енергетичного факультету.
Протокол № від " " _____ 2010 р.

Рецензент к.т.н., доцент кафедри АЕП
Таврійський державний агротехнологічний університет Ю.М. Куценко.

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни “Основи
електропостачання сільського господарства” О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко.

Мелітополь, 2010 р. – 79 с. 23 іл. 31 таб.

З М І С Т

<u>Заняття 1</u>	Розрахунок електричних навантажень в мережі напругою 0,38 кВ	4
<u>Заняття 2</u>	Визначення потужності та кількості трансформаторів знижувальних підстанцій	13
<u>Заняття 3</u>	Розрахунок електричних навантажень повітряних ліній напругою 6...35 кВ	20
<u>Заняття 4</u>	Розрахунок втрат електричної енергії в елементах системи електропостачання	27
<u>Заняття 5</u>	Вибір перерізу проводів повітряних ліній електропередачі методом економічних інтервалів	36
<u>Заняття 6</u>	Вибір плавких запобіжників, автоматичних вимикачів та перерізу проводів і кабелів за допустимим нагріванням ..	43
<u>Заняття 7</u>	Перевірка електричної мережі на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна	59
<u>Заняття 8</u>	Визначення допустимої втрати напруги в електричній мережі	65
Список літератури	74
Додатки	75

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_{∂} або вечірнім P_{ϵ} , кВт, максимумами, або визначаються за максимальною потужністю на вводі до споживача:

$$P_{\partial} = \kappa_{\partial} \cdot P_{\max}, \quad P_{\epsilon} = \kappa_{\epsilon} \cdot P_{\max}, \quad (1.1)$$

де κ_{∂} , κ_{ϵ} – 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 – $\kappa_{\partial} = 1$; $\kappa_{\epsilon} = 0,6$; для побутових споживачів без електроплит – $\kappa_{\partial} = 0,3 \dots 0,4$; $\kappa_{\epsilon} = 1$; для побутових споживачів із електроплитами – $\kappa_{\partial} = 0,6$; $\kappa_{\epsilon} = 1$; для змішаного навантаження – $\kappa_{\partial} = \kappa_{\epsilon} = 1$.

Для групи житлових будинків навантаження вечірнього максимуму P_{ϵ} , кВт, визначається за виразом:

$$P_{\epsilon} = \kappa_{\epsilon} \cdot n \cdot k_o \cdot P_{\max}, \quad (1.2)$$

де n – кількість споживачів у групі, шт;

k_o – коефіцієнт одночасності [3с.38; 4с.38; 5с.118; 7с.119; 9с.145];

P_{\max} – максимальне (розрахункове) навантаження на ввіді в житловий будинок, [3с.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:

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

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 ($P_{\partial}/P_{\epsilon}$, кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_{\partial}/\cos \varphi_{\epsilon}$) 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.

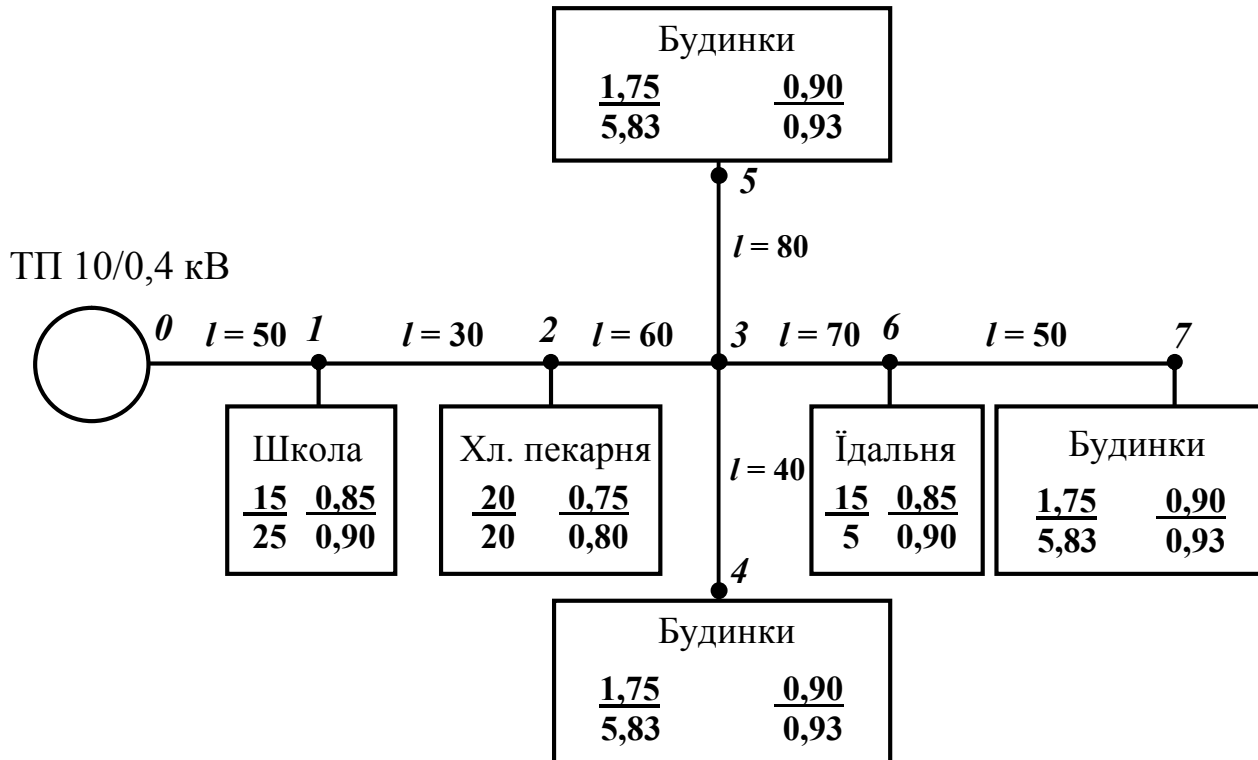


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Навантаження на вводі 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]:

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

$$P_{\partial} = \kappa_{\partial} \cdot P_{\epsilon}; \quad P_{\partial} = 0,3 \cdot 5,83 = 1,75 \text{ кВт.}$$

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:

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

$$S_{p.\partial.7-6} = \frac{1,75}{0,90} = 1,94 \text{ кВА}; \quad S_{p.\epsilon.7-6} = \frac{5,83}{0,93} = 6,27 \text{ кВА}.$$

$$S_{p.\partial.6-3} = \frac{16,05}{0,86} = 18,70 \text{ кВА}; \quad S_{p.\epsilon.6-3} = \frac{8,83}{0,92} = 9,60 \text{ кВА}.$$

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.

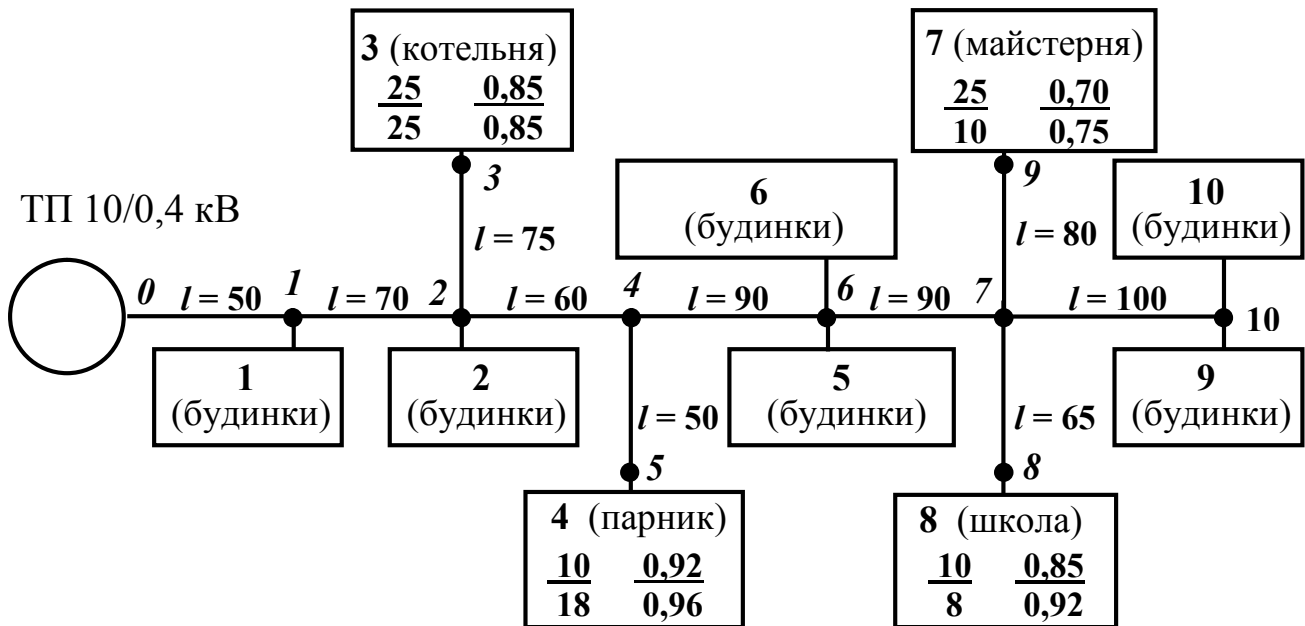


Рисунок 1.2 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

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.

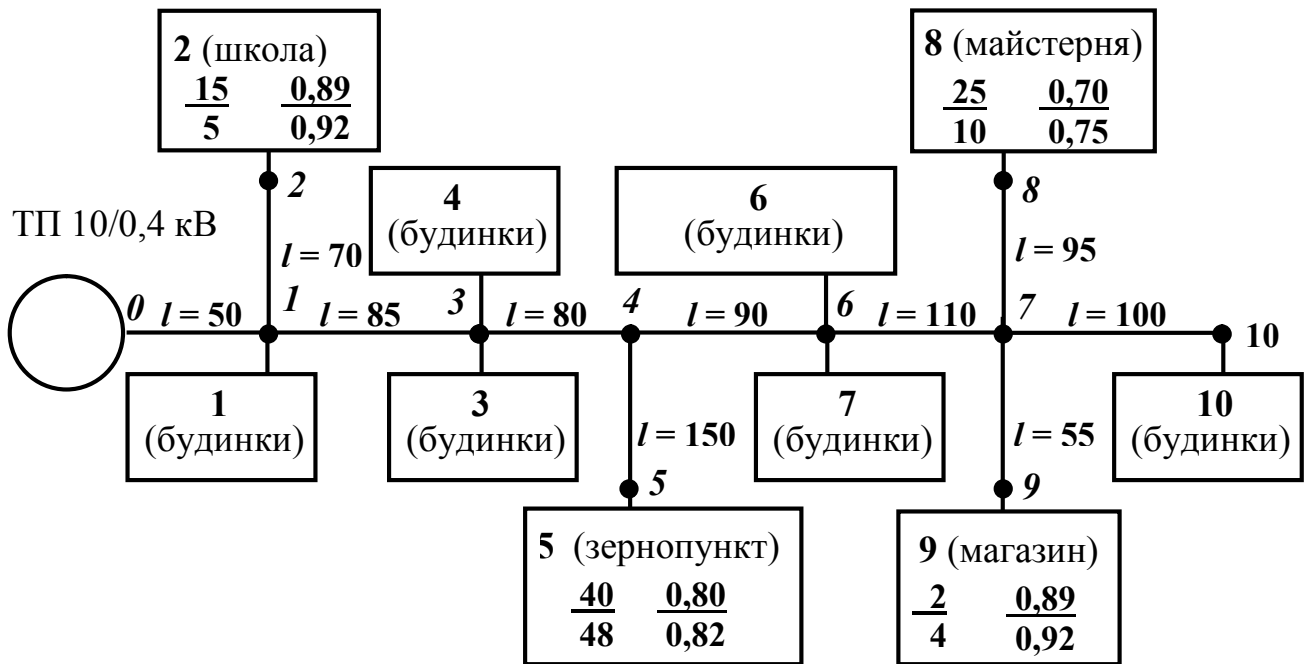


Рисунок 1.3 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 1.3 – Варіанти навантаження повітряної лінії 0,38 кВ

Варіант	Навантаження лінії					
	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	2	4	5	6	7	9

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.

І 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.

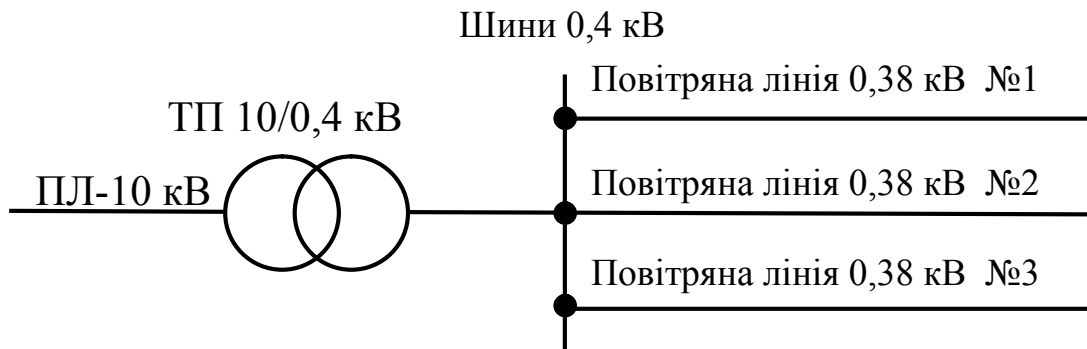


Рисунок 2.1 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

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.

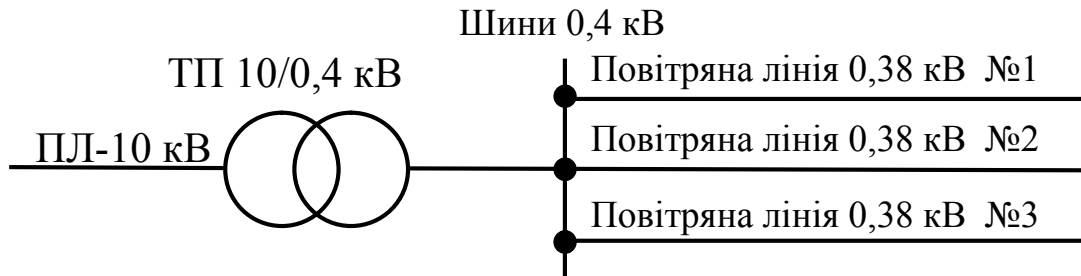


Рисунок 2.2 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

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.

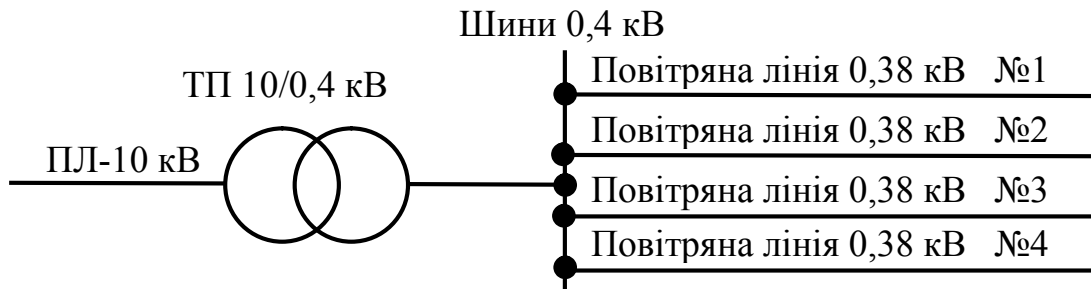


Рисунок 2.3 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

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	$\frac{51,7}{31,9}$	$\frac{21,9}{30,6}$	$\frac{39,9}{44,6}$	$\frac{35,7}{51,4}$	18,1	-5	Змішане	800
2	$\frac{35,0}{51,2}$	$\frac{29,2}{26,4}$	$\frac{52,5}{37,6}$	$\frac{159,5}{140,6}$	15,2	+5	Виробниче	1100
3	$\frac{72,5}{60,6}$	$\frac{49,5}{60,6}$	$\frac{56,5}{43,3}$	$\frac{28,0}{30,8}$	13,8	-10	Комун.-побутове	1200
4	$\frac{129,5}{100,6}$	$\frac{59,5}{40,6}$	$\frac{149,5}{110,8}$	$\frac{64,3}{48,3}$	13,1	+10	Виробниче	1400
5	$\frac{79,3}{80,6}$	$\frac{41,9}{50,6}$	$\frac{54,4}{42,7}$	$\frac{29,2}{26,4}$	11,3	0	Змішане	1600
6	$\frac{21,9}{30,6}$	$\frac{39,2}{36,4}$	$\frac{48,9}{59,3}$	$\frac{49,5}{60,6}$	18,0	-5	Комун.-побутове	1800
7	$\frac{29,2}{26,4}$	$\frac{35,7}{51,4}$	$\frac{150,4}{132,6}$	$\frac{59,5}{40,6}$	8,0	+5	Виробниче	2200
8	$\frac{49,5}{60,6}$	$\frac{159,5}{140,6}$	$\frac{39,0}{36,7}$	$\frac{41,9}{50,6}$	12,2	-10	Виробниче	2400
9	$\frac{59,5}{40,6}$	$\frac{28,0}{30,8}$	$\frac{54,3}{38,3}$	$\frac{79,3}{80,6}$	14,4	+10	Змішане	2600
10	$\frac{41,9}{50,6}$	$\frac{64,3}{48,3}$	$\frac{39,8}{43,8}$	$\frac{21,9}{30,6}$	10,5	0	Комун.-побутове	2800
11	$\frac{71,1}{30,6}$	$\frac{49,2}{38,4}$	$\frac{42,3}{50,3}$	$\frac{88,4}{68,9}$	18,0	-5	Змішане	2700

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]:

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

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:

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

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.

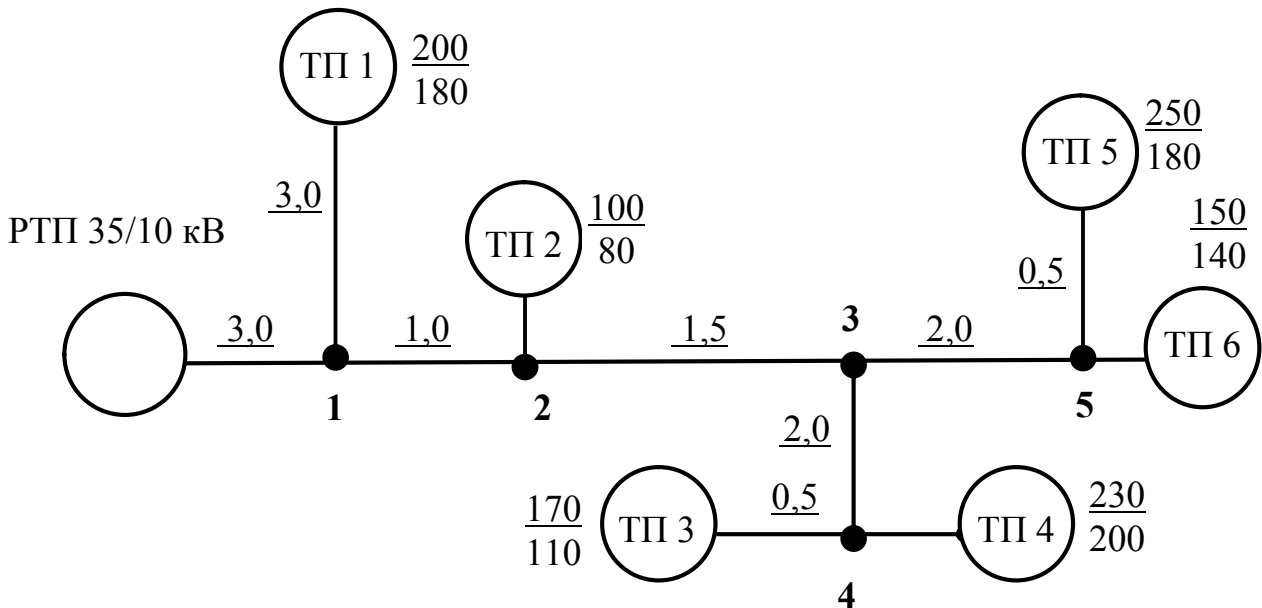


Рисунок 3.1 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

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

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

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

– 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:

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

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	$\sum_{i=1}^n P_{\delta.TPi},$ кВт	$\sum_{i=1}^n P_{\epsilon.TPi},$ кВт	k_o	$P_{p.\delta.i},$ кВт	$P_{p.\epsilon.i},$ кВт	$\cos \varphi_{\delta}$	$\cos \varphi_{\epsilon}$	$S_{p.\delta.i},$ кВА	$S_{p.\epsilon.i},$ 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.

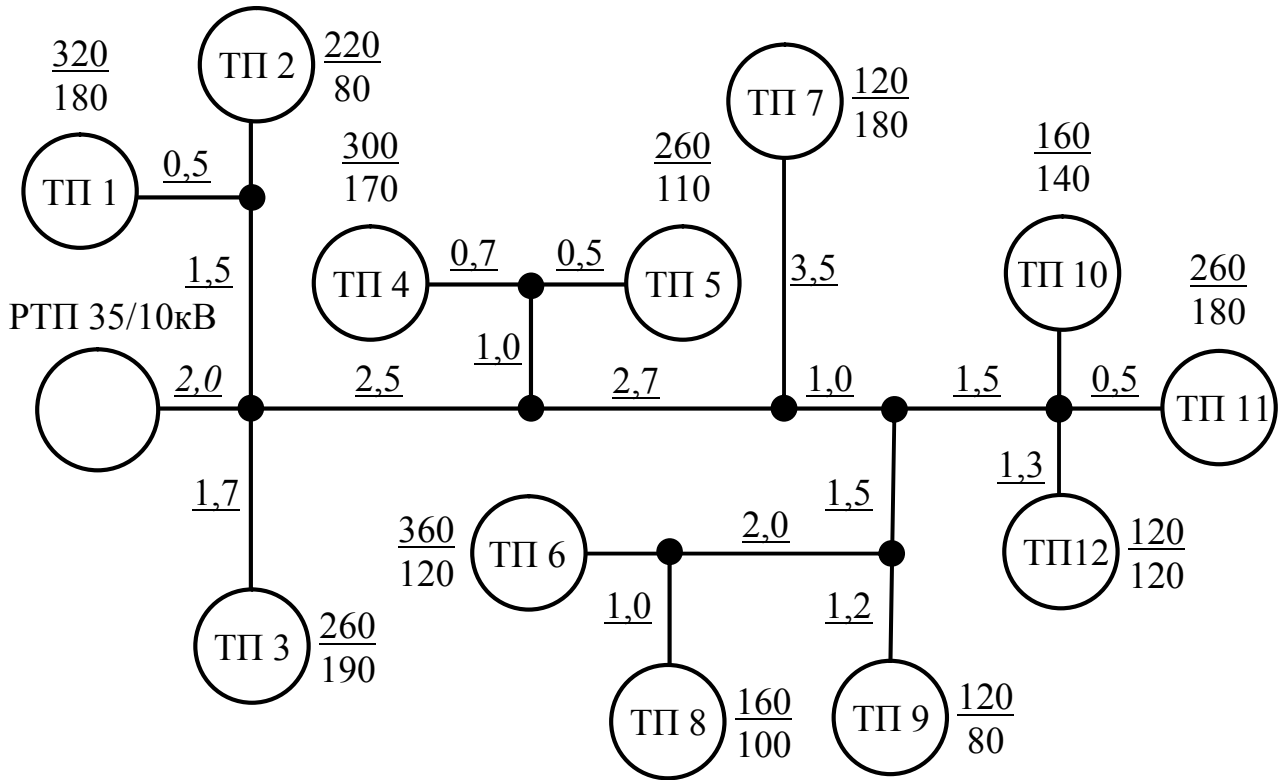


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

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 ($P_{d.тп i}$ / $P_{в.тп i}$, кВт) та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на розрахунковій схемі (рисунок 3.3). Характер навантаження споживчих ТП – комунально-побутове.

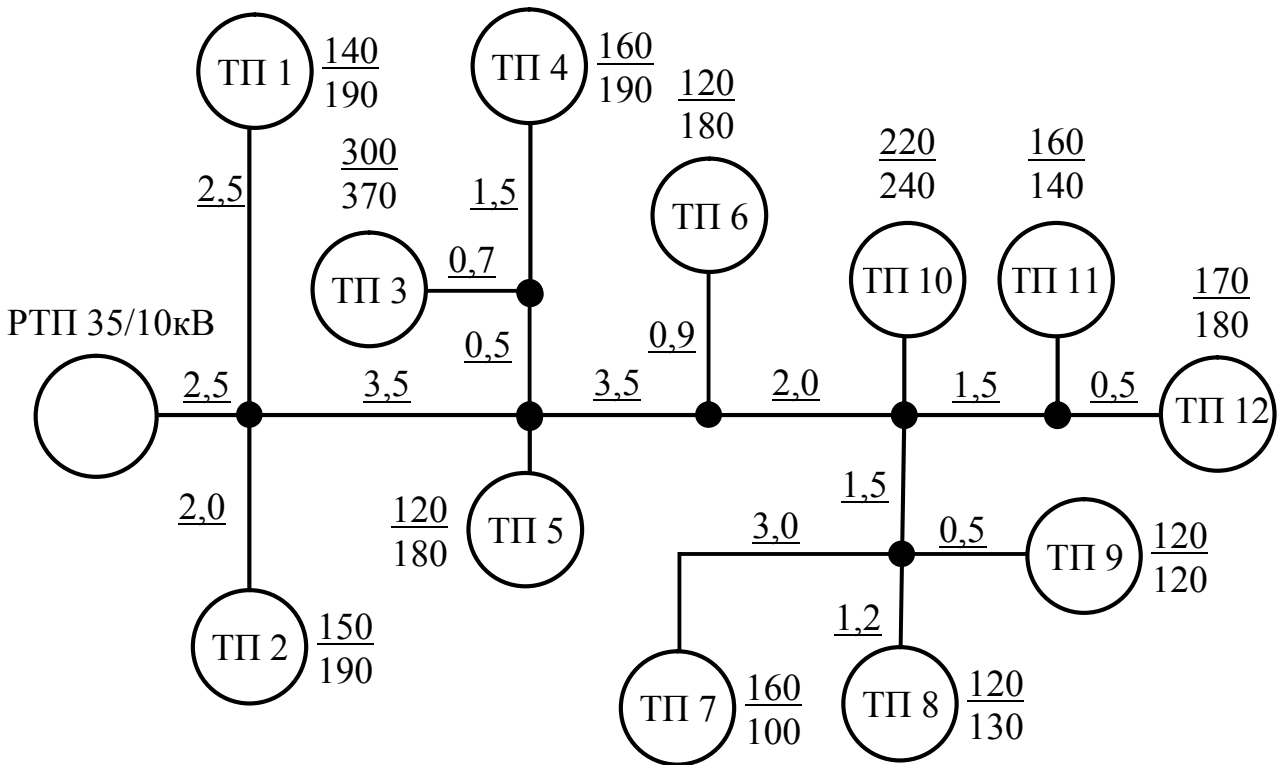


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема мережі напругою 10 кВ

Таблиця 3.3 – Варіанти навантаження повітряної лінії 10 кВ

Варіант	Навантаження лінії								
	1	2	4	5	7	10	11	12	
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	

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

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

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;

$I_{c.кв.}$ – 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

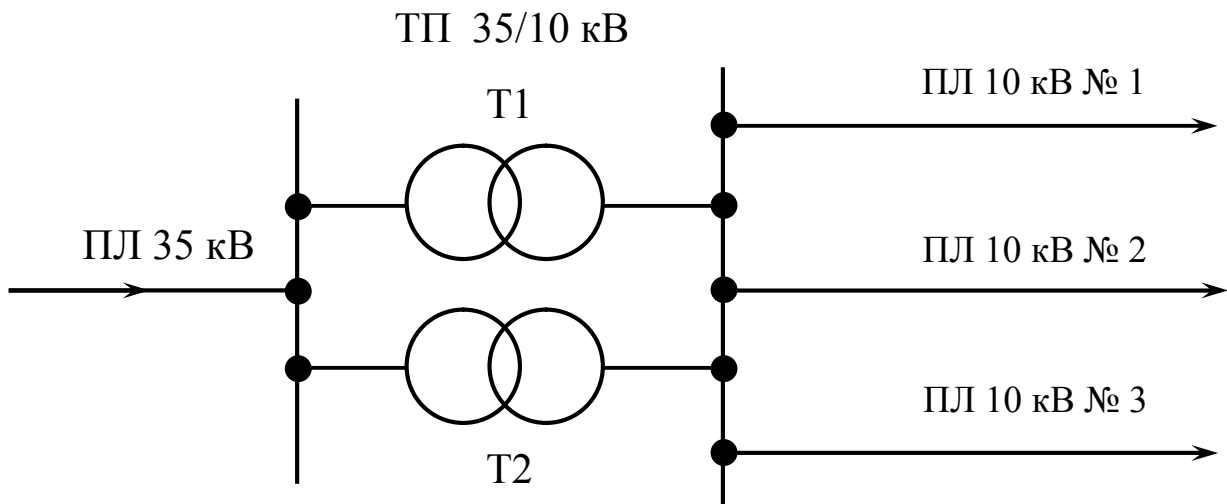


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема системи електропостачання

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.

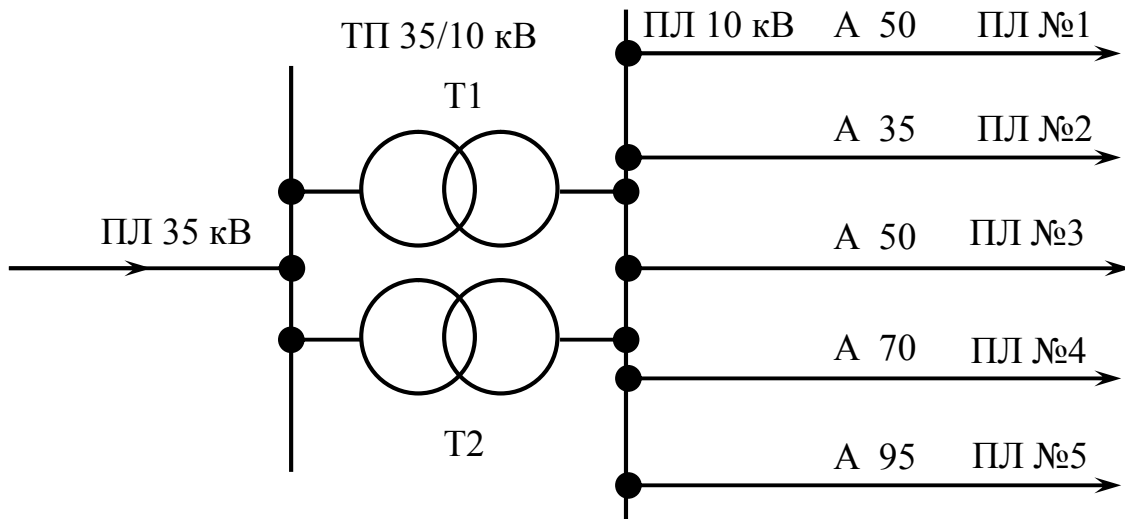


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 4.2 – Параметри елементів системи електропостачання

Варіант	Кількість трансформ-ів	$S_{н\ tr}$, 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.

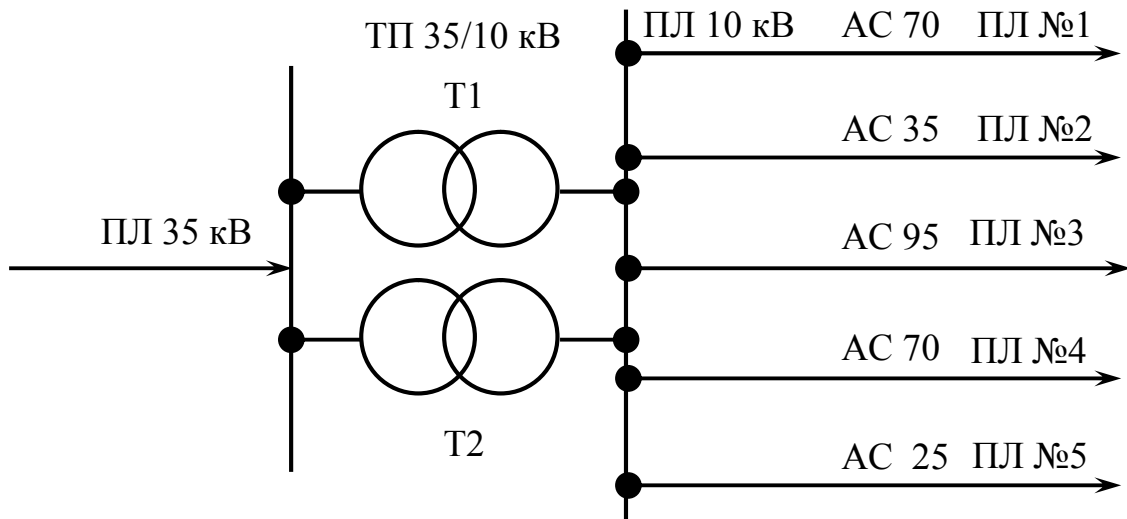


Рисунок 4.3 – Розрахункова схема системи електропостачання

Таблиця 4.3 – Параметри елементів системи електропостачання

Варіант	Кількість трансфор-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

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 В) 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 Е).

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).

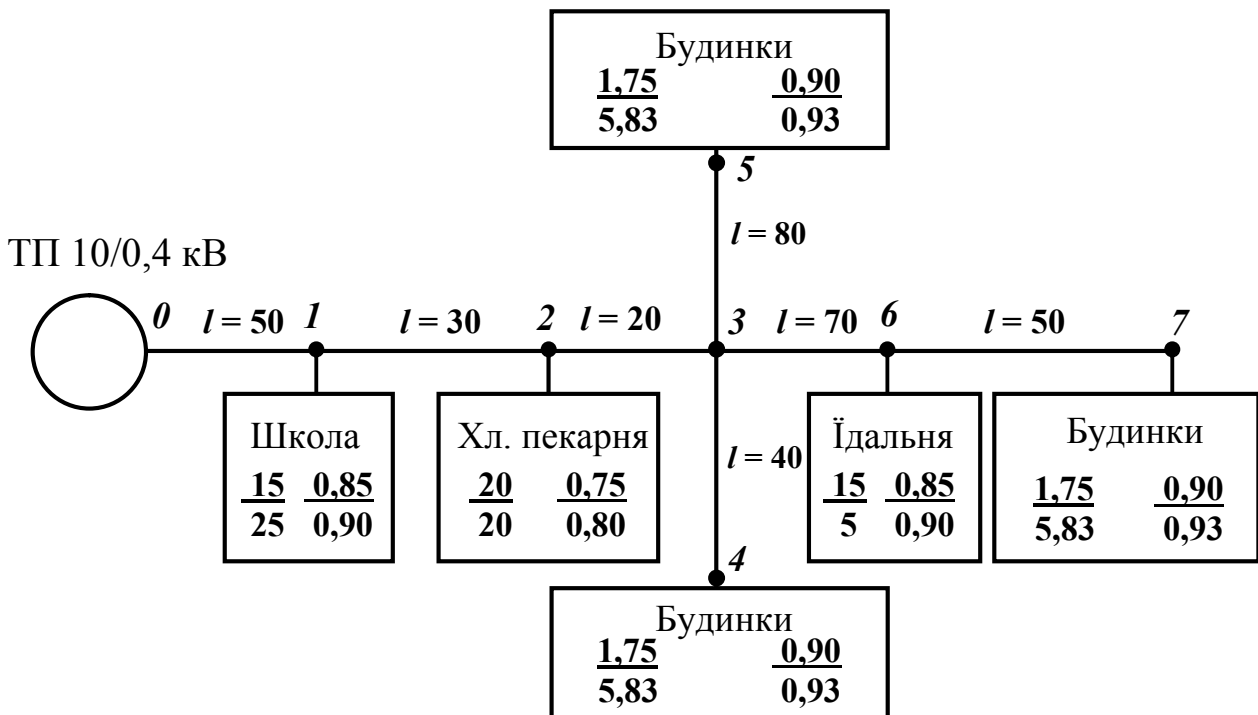


Рисунок 5.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

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).

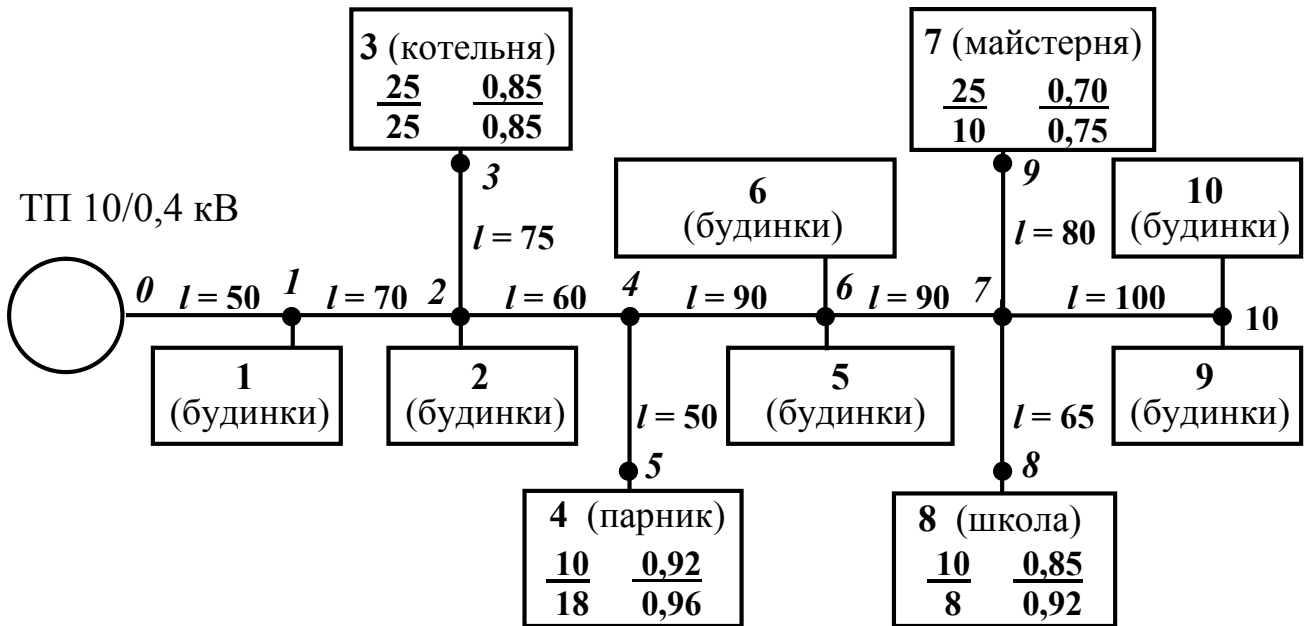


Рисунок 5.2 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 5.3 – Варіанти повітряних ліній 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

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.

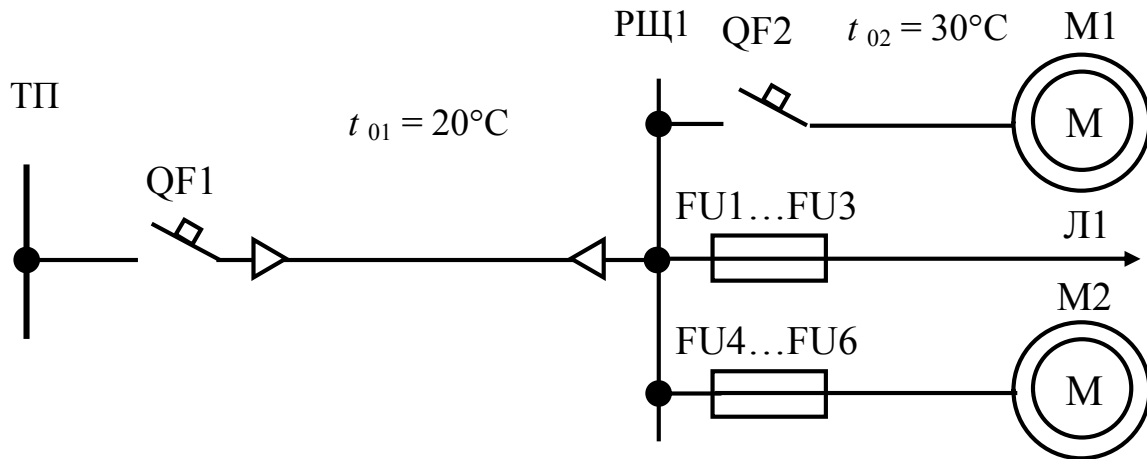


Рисунок 6.1 – Розрахункова схема мережі

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:

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

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

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

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

Умова виконується.

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

Ділянка мережі РЩ1-М2:

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

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

3. Приймаємо запобіжник типу ПН2-100.

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

2. Вибираємо запобіжник типу НПН2-60.

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

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

$$5. \quad I_g = 20 \text{ А}; \quad 20 > 16,7.$$

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

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

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

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.

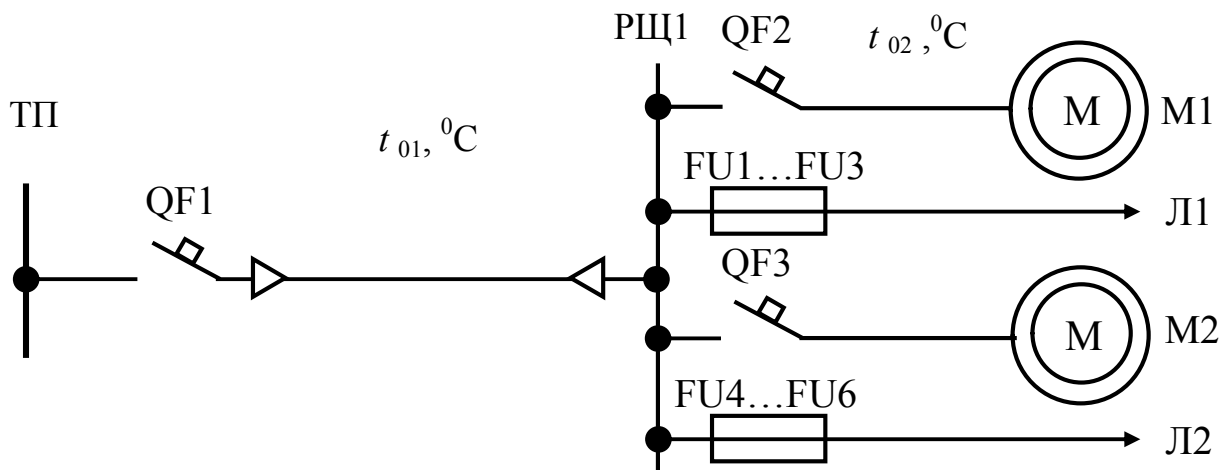


Рисунок 6.2 – Розрахункова схема мережі

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.

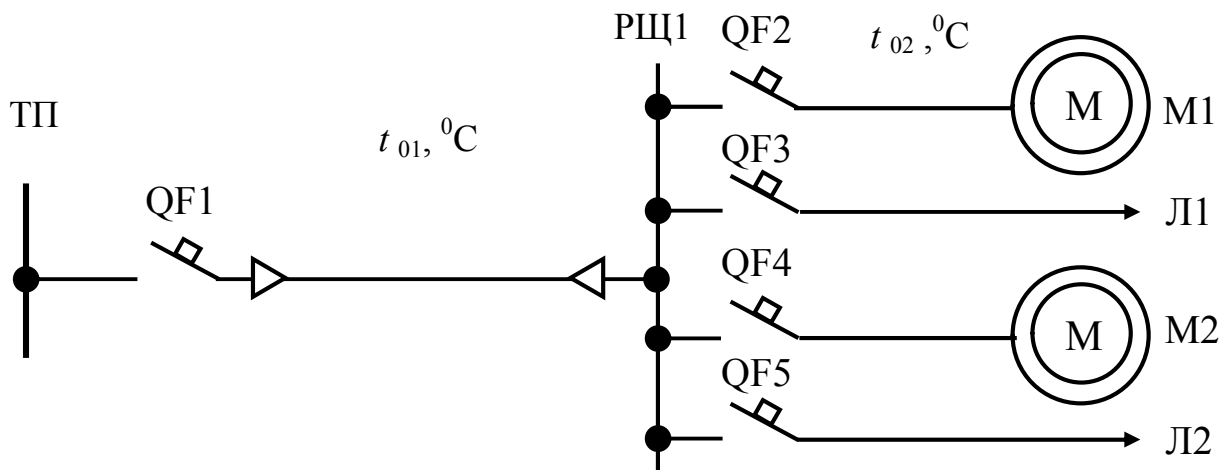


Рисунок 6.3 – Розрахункова схема мережі

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-РЩ1 (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-РЩ1 – 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.

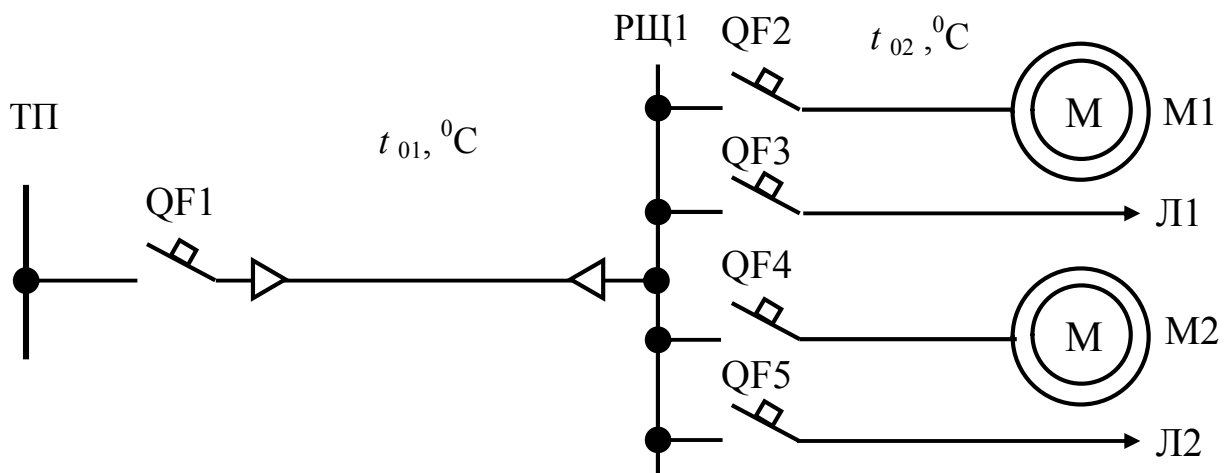


Рисунок 6.4 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 6.4 – Розрахункові параметри мережі

Параметр	Варіант													
	1		2		3		4		5		6		7	
	M1	M2	M1	Л1	M2	Л2	M1	Л2	M2	Л1	M1	M2	M1	Л2
Приміщ.	Майстерня		Пилорама		Кормоцех		Млин		Пилорама		Млин		Майстерня	
$P_H, \text{кВт}$	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_H	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
$\cos \varphi_H$	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	

ЗАНЯТТЯ 7

Тема: ПЕРЕВІРКА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА КОЛИВАННЯ НАПРУГИ ПІД ЧАС ПУСКУ ПОТУЖНОГО ЕЛЕКТРОДВИГУНА

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

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Пусковий струм електродвигунів з короткозамкненим ротором у 4...7,5 разів більший від їх номінального струму. Тому втрата напруги в мережі при пуску електродвигуна в кілька разів більша від втрати напруги при його нормальній роботі, що приводить до різкого зниження напруги на клеммах електродвигунів і в мережі [3 с.144-146; 4 с.148-150; 5 с.121-123; 8 с.60-65; 9 с.269-272].

Пуски електродвигунів здійснюють не часто, а тривалість пуску здебільшого не перевищує 10 с. Тому відхилення напруги при пуску електродвигунів допускають значно більші, ніж при нормальній роботі. Проте пусковий момент повинен бути достатнім для розгону електродвигуна до номінальних обертів.

Для електродвигунів з легкими умовами пуску (якщо початковий момент приводного механізму менший за $1/3 \cdot M_{\text{дв}}$ або дорівнює йому) допускається зменшення напруги на затискачах у момент пуску не нижче 30 % від номінальної. На затискачах інших електродвигунів напруга не повинна знижуватись більш ніж як на 20 % від номінальної.

Коливання напруги в мережі перевіряють при пуску короткозамкнених електродвигунів, приєднаних до джерела електроенергії (трансформатора) через повітряну лінію [3 с.144; 4 с.148; 5 с.121; 8 с.60; 9 с.269].

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

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} \%, \quad (7.1)$$

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

Наближене значення фактичного коливання (втрати) напруги в процентах при пуску двигуна визначають за виразом:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{z_m}{z_m + z_{\text{дв}}} \cdot 100 \% , \quad (7.2)$$

де z_m – повний опір електричної мережі, Ом;
 $z_{\text{дв}}$ – повний опір короткого замикання асинхронного двигуна, Ом.

Причому

$$z_{\text{дв}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \kappa_i \cdot I_{\text{н.дв}}} , \quad (7.3)$$

де U_n – номінальна напруга мережі, В;
 κ_i – кратність пускового струму електродвигуна (каталожні дані [11]);
 $I_{\text{н.дв}}$ – номінальний струм електродвигуна (каталожні дані [11]), А.

При живленні від трансформатора повний опір мережі визначається:

$$z_m = z_l + z_{\text{тр}} , \quad (7.4)$$

де z_l – повний опір лінії від трансформатора до двигуна, Ом;
 $z_{\text{тр}}$ – повний опір короткого замикання трансформатора, Ом.

Повний опір лінії від трансформатора до електродвигуна:

$$z_l = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2} , \quad (7.5)$$

де r_{oi} , x_{oi} – питомий активний та індуктивний опір проводів i -тої ділянки лінії [3 с.458, 470; 4 с.498, 510; 5 с.93, 96; 7 с.188; 8 с.315], Ом/км;
 l_i – довжина i -ї ділянки лінії, км.

Повний опір короткого замикання трансформатора:

$$z_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{\text{н.тр}}} , \quad (7.6)$$

де $U_{\text{к}} \%$ – напруга короткого замикання трансформатора [3с.473; 4с.513; 9 с.158; 11 с.18], %;
 U_n – номінальна напруга трансформатора з низької сторони, кВ;
 $S_{\text{н.тр}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

2 ЛІТЕРАТУРА

3 с.144-146, 458, 470-473; 4 с.148-150, 498, 510, 513; 5 с.93-96, 121-123; 6 с. 106; 7 с.188; 8 с.60-65, 315; 9 с.269-272; 11 с.18, 77.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Чому втрата напруги в мережі при пуску електродвигуна більша від втрати напруги при його нормальній роботі?
2. Які існують умови пуску електродвигунів і від чого вони залежать?
3. В яких межах допускається зниження напруги на затискачах електродвигунів?
4. Від чого залежить втрата напруги в мережі електродвигуна?
5. Як визначається фактична втрата напруги під час пуску електродвигуна?
6. Які заходи застосовують для зменшення коливання напруги під час пуску електродвигунів?

Задача 7.1

Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором АИР132М4 потужністю 11 кВт і напругою 0,38 кВ встановлений в приміщенні майстерні (рисунок 7.1). Майстерня отримує живлення від трансформатора потужністю 25 кВА повітряною лінією довжиною 0,35 км, яку виконано проводом АС-25. Допустиме коливання напруги в мережі $\Delta U_{\text{дон}} = 30\%$. Перевірити мережу на можливість пуску асинхронного електродвигуна.

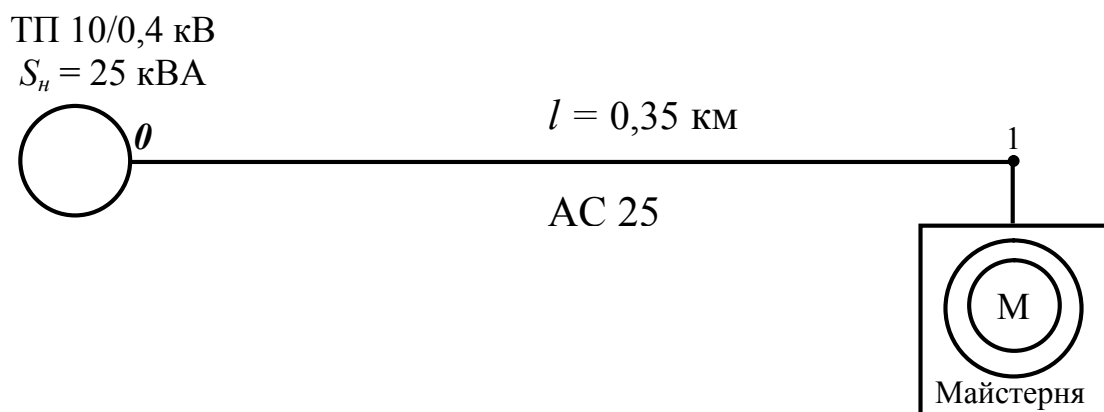


Рисунок 7.1 – Розрахункова схема мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Задаємося умовою:

$$\Delta U_{\text{факт}} \% \leq \Delta U_{\text{дон}} = 30\%.$$

2. Повний опір короткого замикання асинхронного двигуна:

$$z_{\text{дв}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \kappa_i \cdot I_{н.дв}}; \quad z_{\text{дв}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 7,5 \cdot 22} = 1,33 \text{ Ом.}$$

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

$$z_{\text{л}} = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2}; \quad z_{\text{л}} = 0,35 \cdot \sqrt{1,146^2 + 0,319^2} = 0,41 \text{ Ом.}$$

4. Повний опір короткого замикання трансформатора:

$$z_{\text{тр}} = \frac{U_{\kappa} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{н.тр}}; \quad z_{\text{тр}} = \frac{4,7 \cdot 380^2}{100 \cdot 25000} = 0,27 \text{ Ом.}$$

5. Повний опір мережі:

$$z_{\text{м}} = z_{\text{л}} + z_{\text{тр}}; \quad z_{\text{м}} = 0,41 + 0,27 = 0,68 \text{ Ом.}$$

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

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{z_{\text{м}}}{z_{\text{м}} + z_{\text{д}}} \cdot 100 \% ,$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{0,68}{0,68 + 1,33} \cdot 100 \% = 34\%.$$

7. Перевірка.

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

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = 34 > \Delta U_{\text{дон}} = 30\%.$$

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

Тоді:

$$Z_n = 0,35 \cdot \sqrt{0,773^2 + 0,308^2} = 0,29 \text{ Ом.}$$

$$Z_m = 0,29 + 0,27 = 0,56 \text{ Ом.}$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = \frac{0,56}{0,56 + 1,33} \cdot 100 = 29\%.$$

$$\Delta U_{\text{факт}} \% = 29\% < \Delta U_{\text{дон}} \% = 30\%.$$

Умова виконується.

Задача 7.2 (самостійно)

Асинхронний двигун із короткозамкненим ротором серії АИР потужністю $P_{нд}$, кВт і напругою 0,38 кВ встановлений у виробничому приміщенні (рисунок 7.2). Електродвигун отримує живлення від трансформатора потужністю $S_{нт}$, кВА повітряною лінією довжиною l , км, що виконана проводом А перерізом F , мм². Відстань між проводами $D_{ср}$, мм. Перевірити мережу на можливість пуску асинхронного двигуна. Дані по варіантам для розрахунку мережі наведені в таблиці 7.1.

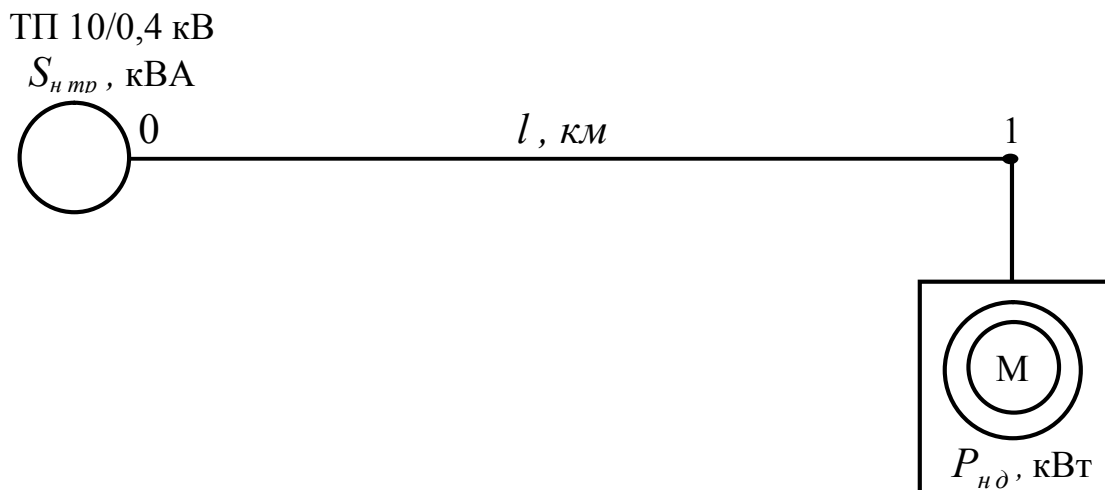


Рисунок 7.2 – Розрахункова схема мережі

Таблиця 7.1 – Вихідні дані для розрахунку мережі

Варі- ант	$S_{н.тр}$, кВА	Тип двигуна	$P_{н.дв}$, кВт	l , м	F , мм ²	$D_{ср}$, мм	$\Delta U_{дон}$, %
1	25	АИР132М4	11	100	25	400	20
2	40	АИР160S2	15	200	35	600	20
3	63	АИР180S4	22	150	35	400	30
4	100	АИР160S6	11	300	25	600	20
5	160	АИР200М6	22	100	50	400	30
6	250	АИР160М4	18,5	350	35	800	20
7	400	АИР180М6	18,5	400	25	400	20
8	630	АИР180М4	30	500	35	400	30
9	25	АИР132М2	11	200	25	600	30
10	40	АИР160М6	15	150	25	400	20
11	63	АИР160М2	18,5	50	35	600	20
12	100	АИР200М6	22	250	35	400	30
13	160	АИР200L6	30	200	50	600	30
14	250	АИР200М8	18,5	350	25	600	20
15	400	АИР200М4	37	400	35	400	30
16	630	АИР200L6	30	500	50	800	30
17	25	АИР112М2	7,5	180	25	400	20
18	40	АИР180М8	15	80	25	600	20
19	63	АИР180S2	22	220	50	400	30
20	100	АИР132М6	7,5	410	35	800	20
21	630	АИР255М4	55,0	280	25	600	30
22	160	АИР180М6	18,5	190	50	400	20

ЗАНЯТТЯ 8

Тема: ВИЗНАЧЕННЯ ДОПУСТИМОЇ ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

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

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Найефективніше споживачі електричної енергії працюють при номінальній напрузі. Проте забезпечити споживачів номінальною напругою практично не можливо. Всякий провідник має певний опір, тому проходження електричного струму в електричній мережі пов'язане із втратами напруги. Ці втрати не залишаються сталими, так як навантаження мережі змінюється на протязі доби, сезону, року і т.д.

Внаслідок зміни навантаження змінюється і втрата напруги в мережі, і як наслідок, змінюється напруга на затискачах у споживачів. Ці зміни можуть бути швидкими і короткочасними (наприклад під час пуску асинхронного двигуна із короткозамкненим ротором) або повільними і тривалими (при поступовій зміні навантаження на протязі доби або року).

Короткочасні і швидкі зміни напруги називають коливанням напруги. Поступову зміну напруги називають відхиленням напруги.

Відхилення напруги – це алгебраїчна різниця між напругою в даній точці і номінальною напругою мережі. Відхилення напруги виражають у вольтах або у відсотках від номінальної напруги мережі [2гл.1.2; 3с.131-144; 4с.134-148; 5с.80-92; 6с.78-80; 7с.162-167; 8с.65-70; 9с.280; 10с.66-74].

Електричні мережі необхідно проектувати таким чином, щоб найбільші відхилення напруги не перевищували допустимі значення і були якомога ближчими до них, щоб забезпечити нормальну роботу електроприймачів та запобігти зайвих витрат металу проводів.

Розрахунок електричних мереж виконують для двох випадків: для навантаження 100 і 25 % максимуму.

При 100% навантаженні втрата напруги в мережі буде максимальною і напруга у найбільш віддалених споживачів буде найнижчою. Відповідно, лінію розраховують таким чином, щоб відхилення напруги у споживача не перевищували – 5%, тобто

$$\delta U_{\text{спож}}^{100} \leq -5\% U_{\text{ном}}. \quad (8.1)$$

При навантаженні 25 % від максимуму втрата напруги в мережі в 4 рази менша, тому напруга в мережі, а особливо у споживачів, що розташовані поблизу підстанції може значно перевищувати номінальну. В цьому випадку необхідно, щоб відхилення напруги не перевищували +5%, тобто

$$\delta U_{\text{спож}}^{25} \leq +5\% U_{\text{ном}}. \quad (8.2)$$

До складу електричної мережі входять генератори, трансформатори, проводи ліній електропередачі та ін., які впливають на відхилення напруги у споживачів. Для визначення допустимої втрати напруги в мережі необхідно враховувати вплив вказаних елементів.

Трансформатори. Для трансформаторів, що використовуються в сільських електричних мережах, при максимальному завантаженні (100%) втрату напруги приймають в середньому наступною:

$$\Delta U_{\text{тр}}^{100} = (4...5)\%. \quad (8.3)$$

Відповідно при завантаженні трансформатора близько 25% втрату напруги приймають наступною:

$$\Delta U_{\text{тр}}^{25} = 0,25 \cdot \Delta U_{\text{тр}}^{100}. \quad (8.4)$$

Для компенсації втрати напруги в обмотках трансформаторів, їх виготовляють таким чином (вибір певної кількості витків обмотки), що в них забезпечується постійна надбавка, яка дорівнює +5% (+10% – для трансформаторів 35/10 кВ із регулюванням напруги під навантаженням).

Якщо до первинної обмотки трансформатора підвести номінальну напругу, то при холостому ході напруга на вторинній обмотці становитиме 105% (110%) номінальної напруги мережі.

Крім того, в трансформаторах передбачено змінну (регульовану) надбавку. Їх виготовляють з перемикачем відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ) (при відключенні трансформатора від мережі) і з регулятором відгалужень обмотки під навантаженням (РПН) (без відключення його від мережі).

Трифазні знижувальні трансформатори із ПБЗ на напругу до 35 кВ включно мають п'ять відгалужень (–5; –2,5; 0; +2,5; та + 5%). Відповідно,

загальна надбавка трансформатора (сума постійної та регульованої надбавок) в трансформаторах з ПБЗ може змінюватися від 0 до +10 % (0; +2,5; +5; +7,5; + 10%).

При регулюванні напруги під навантаженням (РПН) перемикання здійснюється автоматично ступенями. Для трансформаторів 35/10 кВ потужністю 1000...6300 кВА регулювання здійснюється в діапазоні $-9...+9$ % (кроком $6 \times 1,5\%$).

Шини підстанцій. Споживачі електричної енергії у сільській місцевості живиться від підстанцій 110/35, 35/10, 110/35/10 кВ. На шинах вторинної напруги вказаних підстанцій необхідно забезпечити зустрічне регулювання напруги в межах від 0 до + 5% номінальної напруги мережі. Тобто відхилення напруги на шинах підстанції повинні бути наступними:

$$\delta U_{ПС}^{100} = +5\%; \quad \delta U_{ПС}^{25} = 0\%. \quad (8.5)$$

На практиці, із різних причин, відхилення напруги на шинах підстанцій часто виходять за вказані межі. При проектуванні сільських мереж необхідно враховувати такі режими роботи підстанції.

Проводи повітряних ліній. Так як втрата напруги в лінії пропорційна навантаженню, то при мінімальній потужності, що споживається, в проводах повітряної лінії вона становить 25% від максимального значення:

$$\Delta U_{ПЛ}^{25} = 0,25 \Delta U_{ПЛ}^{100}. \quad (8.6)$$

Для визначення допустимої втрати напруги в мережі складають таблицю відхилень напруги. В таблиці розглядають два режими: режим максимального навантаження (100%) і режим мінімального навантаження (25%). У таблицю заносять всі елементи електричної мережі, від точки, для якої відомий режим напруги (генератор, шини трансформаторної підстанції) – до споживача.

Для обох режимів навантаження (100 і 25 %) спочатку записують усі відомі відхилення напруги, а потім, вибираючи певні відгалуження трансформаторів, за режимом максимального навантаження визначають допустиму втрату напруги в електричних лініях. Доцільність вибраних відгалужень перевіряють за відхиленням напруги у споживачів в режимі мінімального навантаження (порівнюючи його із допустимим).

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

Загальна допустима втрата напруги в мережі під час 100% навантаження $\Delta U_{\text{доп}}^{100}$, %, визначається за виразом:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100}, \quad (8.7)$$

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

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

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

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

Одержану загальну допустиму втрату напруги $\Delta U_{\text{доп}}^{100}$, % (8.7), необхідно розділити приблизно порівну між лініями мережі 10 і 0,38 кВ.

Відхилення напруги у найближчого до джерела живлення споживача при 25% навантаженні віддаленої ТП 10/0,4 кВ $\delta U_{\text{живл.}}^{25}$, %, перевіряємо за виразом:

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\%, \quad (8.8)$$

де $\delta U_{\text{живл.}}^{25}$ – відхилення напруги біля джерела живлення при 25% навантаженні (для мережі 35/10/0,4кВ – на шинах 10кВ підстанції 35/10кВ), %;

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

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

Для розрахунку допустимої втрати напруги складається таблиця відхилень напруги [3 с.142; 4 с.146; 5 с.88; 6 с.80; 7 с.167; 8 с.70; 10 с.71].

2 ЛІТЕРАТУРА

2 гл 1.2; 3 с.131-144; 4 с.134-148; 5 с.80-92; 6 с.78-80; 7 с.162-167; 8 с.65-70; 9 с.280; 10 с.66-74.

2 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що таке спад напруги?
2. Що таке втрата напруги?
3. Що таке коливання напруги?
4. Що таке відхилення напруги?
5. Як впливають елементи електричної мережі на відхилення напруги?
6. Як впливають відхилення напруги на роботу споживачів?
7. Як пов'язані втрата та відхилення напруги в мережі?
8. Які режими навантаження мережі і чому саме їх розглядають при визначенні допустимої втрати в мережі?
9. Які прийняті допустимі відхилення напруги в мережі для сільськогосподарських споживачів?
10. Які є методи регулювання напруги в сільських електричних мережах?
11. В чому полягає режим сталого регулювання напруги?
12. В чому полягає режим зустрічного регулювання напруги?
13. Що таке постійна та перемінна надбавка трансформатора?
14. Що таке регулювання напруги під навантаженням (РПН)?
15. Як здійснюється регулювання напруги перемикачем відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ)?

Задача 8.1

Визначити допустиму втрату напруги в електричній мережі 10/0,4 кВ, наведеній на рисунку 8.1. Живлення споживачів здійснюється від районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ. Прийняти, що РТП (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати напругу на шинах 10 кВ в межах $\delta U_{спож.}^{100} = +5\%$, $\delta U_{живл.}^{25} = 0\%$.

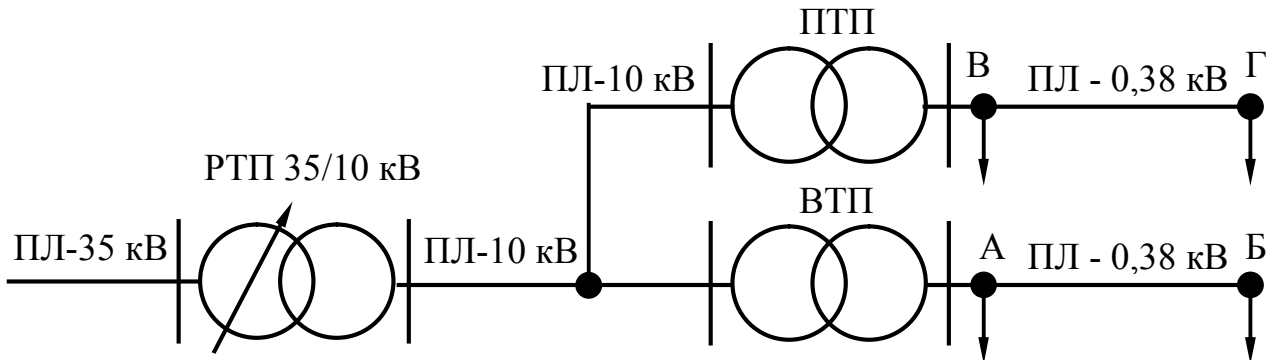


Рисунок 8.1 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

- Для розрахунку допустимої втрати напруги в мережі 10/0,38 кВ складаємо таблицю відхилень напруги (таблиця 8.1).
- Визначаємо елементи, що входять до складу мережі та заносимо до таблиці значення відхилень напруги на них.

Таблиця 8.1 – Таблиця відхилень напруги на елементах мережі

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

3. Для віддаленої ТП 10/0,4 кВ (ВТП) приймаємо надбавку трансформатора 10/0,4 кВ +7,5% (+5 – постійна; +2,5 – перемінна надбавка).

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

$$\Delta U_{\text{дон}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100}$$

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

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

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

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

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\%$$

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

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в мережі (лінії 10) кВ, яка дорівнює –6 % (таблиця 8.1), перевіряються вибрані перерізи проводів лінії 10 кВ.

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

Після вибору перерізу проводів ПЛ-10 кВ визначається фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до проектованої ТП 10/0,4кВ (ПТП).

7. Припустимо, що фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП (рисунк 8.1) складає $\Delta U_{\text{факт 10}}^{100} = -3\%$. Значення фактичної втрати напруги до ПТП підставляємо в таблицю 8.1.

8. Для проектованої ТП 10/0,4 кВ (ПТП) приймаємо надбавку трансформатора +5 % (+5 – постійна; 0 – змінна надбавка).

9. Допустима втрата напруги в мережі 0,38 кВ до точки Г складе:

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

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

10. Перевіряємо відхилення напруги у найближчого споживача проектованої ТП (ПТП) при 25% навантаженні (точка В):

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\%$$

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

Умова виконується.

За допустимою втратою напруги в лінії 0,38 кВ для ПТП, яка дорівнює -8% (таблиця 8.1), перевіряються вибрані перерізи проводів ПЛ-0,38 кВ. Фактична втрата напруги в лінії 0,38 кВ, визначена шляхом розрахунків, не повинна перевищувати допустиму: $\Delta U_{\text{факт.}0,38}^{100} \leq \Delta U_{\text{доп}0,38}^{100}$.

Задача 8.2 (самостійно)

Визначити допустиму втрату напруги в мережі, наведеній на рисунку 8.2. Вважати, що РТП 35/10 кВ (джерело живлення) має пристрої автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН). Це дає змогу підтримувати відхилення напруги на шинах 10 кВ в межах від $\delta U_{\text{спож.}}^{100}$ до $\delta U_{\text{живл.}}^{25}$. Дані для розрахунку за варіантами наведені в таблиці 8.2.

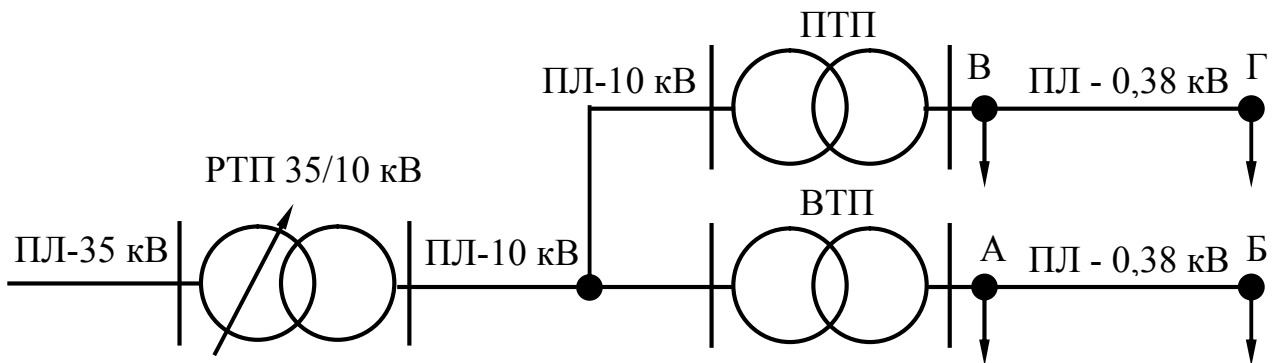


Рисунок 8.2 – Розрахункова схема електричної мережі

Таблиця 8.2 – Вихідні дані для розрахунків

Варіант	Відхилення напруги на шинах 10 кВ РТП, %		Фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП при 100% навантаженні, %
	100% навантаження	25% навантаження	
	$\delta U_{живл.}^{100}$	$\delta U_{живл.}^{25}$	$\Delta U_{факт10}^{100}$
1	+ 2,5	0	- 1,0
2	+ 3,0	- 1,0	- 2,0
3	+ 5,0	- 2,0	- 4,0
4	+ 4,5	- 1,5	- 3,0
5	+ 3,5	- 1,0	- 1,2
6	+ 4,0	0	- 3,6
7	+ 3,0	+ 1,0	- 1,0
8	+ 4,5	0	- 2,0
9	+ 2,0	- 2,0	- 1,2
10	+ 3,0	- 1,5	- 2,4
11	+ 5,0	0	- 4,0
12	+ 4,0	- 1,0	- 4,4
13	+ 3,5	+ 1,0	- 1,6
14	+ 5,0	- 1,5	- 3,0
15	+ 4,5	- 2,5	- 3,2
16	+ 5,0	+ 1,0	- 6,0
17	+ 3,0	0	- 1,6
18	+ 5,0	- 1,0	- 4,4
19	+ 5,0	+ 2,0	- 5,0
20	+ 4,0	- 2,0	- 3,2
21	+3,5	0	- 4,8
22	+4,5	- 1,0	- 2,6

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	

Додаток В

Таблиця В.1 – Інтервали економічних навантажень для основних та додаткових перерізів проводів ПЛ 0,38 кВ (для усіх матеріалів опор)

Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів	Розрахункове навантаження, кВА	Марка та переріз додаткових проводів	Інтервал потужності, кВА	Марки та переріз основних проводів	Розрахункове навантаження, кВА	Марка та переріз додаткових проводів
1	2	3	4	1	2	3	4
ОЖЕЛЕДЬ 5 мм				ОЖЕЛЕДЬ 10 мм			
0 - 3,1	A16+A16	1	2A16+A16	0 - 3,1	A16+A16	1	2A16+A16
			3A16+A16				3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
		2	2A16+A16			2	2A16+A16
			3A16+A16				3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
		3	2A16+A16			3	2A16+A16
			3A16+A16				3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
3,1 - 5,6	2A16+A16	3,5	3A16+A16	3 - 5,8	2A16+A16	3,5	3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		4,5	3A16+A16			4,5	3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		5,5	3A16+A16			5,5	3A16+A16
			3A25+A25				3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
5,6 - 8	3A16+A16	6,0	3A25+A25	5,8 - 13,5	3A16+A16	7,0	3A25+A25
			3A35+A35				3A35+A35
		7,0	3A25+A25				3A50+A50
			3A35+A35			11,0	3A25+A25
		8,0	3A25+A25				3A35+A35
			3A35+A35				3A50+A50
8 - 20,5	3A25+A25	9,0	3A35+A35			13,5	3A25+A25
			3A50+A50				3A35+A35
		12,0	3A35+A35				3A50+A50
			3A50+A50	13,5 - 25,4	3A25+A25	14,0	3A35+A35
		18,0	3A35+A35				3A50+A50
			3A50+A50			18,0	3A35+A35
		20,5	3A35+A35				3A50+A50
			3A50+A50			20,0	3A35+A35
20,5 - 26,4	3A35+A35	22,0	3A50+A50				3A50+A50
		24,0	3A50+A50			25,4	3A35+A35
		26,0	3A50+A50				3A50+A50
понад 26,4	3A50+A50		3A50+A50	понад 25,4	3A50+A50		3A50+A50

Продовження додатку В

Продовження таблиці В.1

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

Продовження додатку В

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

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

Додаток Е

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

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

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

Марка провoda		А		АС	
cos φ		0,9	0,8	0,9	0,8
Переріз провoda	16	0,00192	0,00176	0,00200	0,00184
	25	0,00130	0,00124	0,00170	0,00130
	35	0,00098	0,00095	0,00100	0,00096
	50	0,00074	0,00074	0,00074	0,00074
	70	0,00056	0,00060	0,00056	0,00060
	95	0,00045	0,00050	0,00046	0,00051