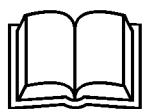


Міністерство освіти і науки України
Таврійський державний агротехнологічний університет
Енергетичний факультет

Кафедра «Електроенергетика і автоматизація»



МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до практичних занять з дисципліни

ВІТРОЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА

для студентів денної форми навчання
за напрямом підготовки
8.10010101 «Енергетика сільськогосподарського
виробництва», ОКР «МАГІСТР»

Мелітополь – 2016 р.

УДК 631.171:621.311(075.8)

Методичні вказівки склали: д.т.н., доцент Лисенко О.В.,
асистент Адамова С.В.

Методичні вказівки розглянуті на засіданні кафедри «Електроенергетика і
автоматизація»

Протокол № 5 від "26" січня 2016 р.

Методичні вказівки розглянуто методичною комісією Енергетичного
факультету та рекомендовано до використання у навчальному процесі.

Протокол № 5 від "27" січня 2016 р.

Рецензент к.т.н., доцент кафедри електротехнологій і теплових процесів
Таврійський державний агротехнологічний університет С.О. Квітка

*Лисенко О.В. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни
«Вітроелектроенергетика»/ О.В. Лисенко, С.В.Адамова. – Мелітополь : ТДА-
ТУ, 2016. – 86 с.*

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>	Вибір перерізу проводів повітряних ліній електропередачі методом економічних інтервалів	20
<u>Заняття 4</u>	Визначення допустимої втрати напруги в електричній мережі	27
<u>Заняття 5</u>	Розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах напругою понад 1000В	36
<u>Заняття 6</u>	Вибір електричних апаратів сільських трансформаторних підстанцій	49
<u>Заняття 7</u>	Розрахунок параметрів релейного захисту повітряних ліній напругою 10 кВ	59
<u>Заняття 8</u>	Розрахунок параметрів релейного захисту силових трансформаторів	69
<u>Заняття 9</u>	Розрахунок вітрогенератора.....	78
<u>Заняття 10</u>	Обладнання для оцінки вітроенергетичного потенціалу.....	84
Список літератури	95
Додатки	97

ЗАНЯТТЯ 1

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

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

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

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

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

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

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

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

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

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

де n – кількість споживачів у групі, шт.;

$k_{\text{о}}$ – коефіцієнт одночасності [2 с.423; 3 с.177; 5 с.38; 6 с.38; 7 с.118; 9 с.119; 11 с.145];

P_{max} – максимальне (розрахункове) навантаження на ввіді в житловий будинок, [2 с.31; 3 с.173; 5 с.37; 6 с.37; 7 с.115; 8 с. 99; 9 с.118; 11 с.140], кВт.

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

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

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:

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

де k_o – коефіцієнт одночасності;

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

Коефіцієнт одночасності k_o вибираємо із таблиць [2 с.423; 3 с.177; 5 с.38; 6 с.38; 7 с.118; 8 с.102; 9 с.119; 11 с.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:

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

де P_{σ} – більше з навантажень, кВт;

ΔP_m – надбавка від меншого навантаження [2 с.423; 3 с.176; 5 с.39; 6 с.38; 7 с.116; 9 с.120; 11 с.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 [2 с.425; 3 с.179; 5 с.39; 6 с.39; 7 с.118; 9 с.121; 11 с.141], а для групи споживачів він визначається як середньозважене значення:

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

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 [2-11].

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 [2 с.426; 3 с.173, 174; 5 с.38; 6 с.37; 7 с.115; 8 с. 100; 9 с.118; 11 с.144], кВт.

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

$$S_{p.v.} = \frac{P_{p.d.}}{\cos\varphi_d}; \quad S_{p.v.} = \frac{P_{p.v.}}{\cos\varphi_v} \quad (1.8)$$

2 ЛІТЕРАТУРА

2 с.31, 423-426; **3** 173-179; **5** с.36-43; **6** с.36-42; **7** с.111-121; **8** с.96-106; **9** с.111-162; **10** с.3-18, 294-305; **11** с.125-129, 138-156; **12** 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_{∂}/P_e , кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_{\partial}/\cos \varphi_e$) інших споживачів та довжини ділянок лінії 0,38 кВ (l , м) показані на розрахунковій схемі лінії (рисунок 1.1). Визначити розрахункові навантаження на ділянках мережі (лінії) 0,38 кВ та загальну потужність зовнішнього освітлення вулиці.

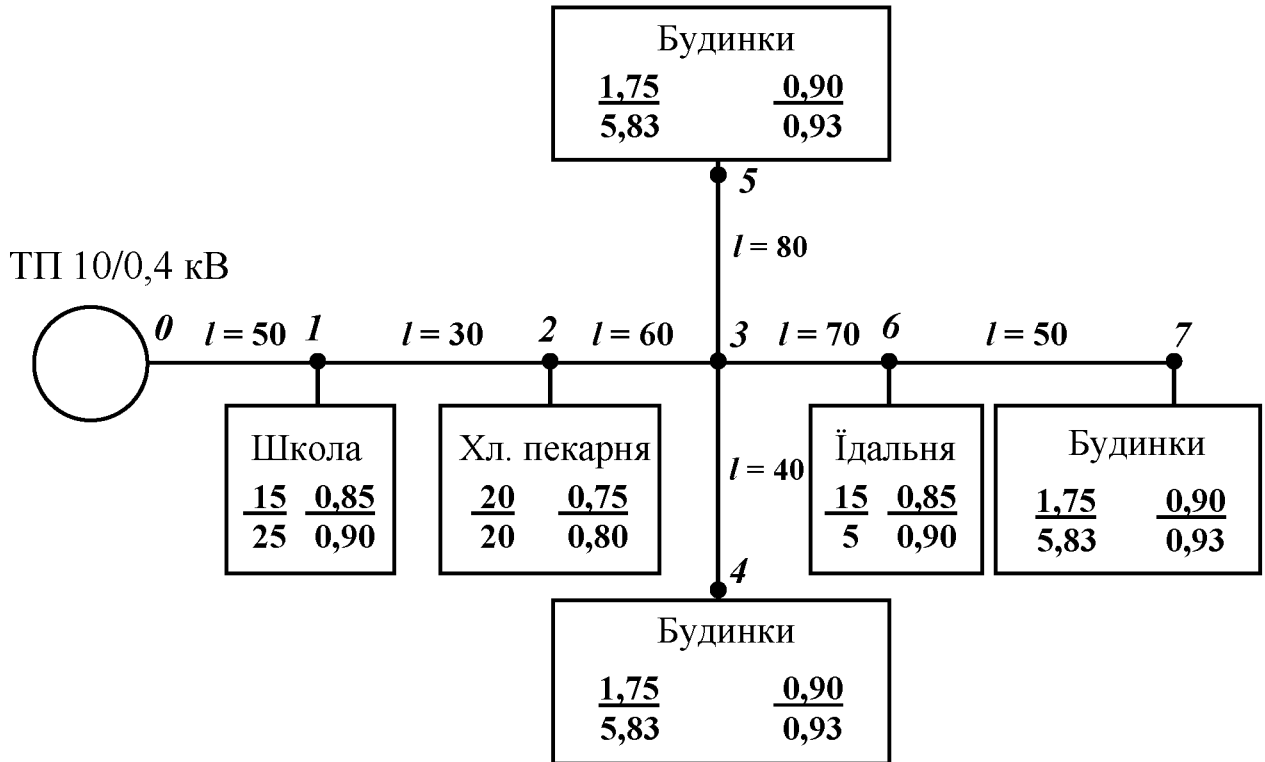


Рисунок 1.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 0,38 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Навантаження на ввіді до житлового будинку (розрахункове навантаження) визначаємо із літературних джерел [2-9]. 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 [2-12]:

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

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

3. Загальна потужність зовнішнього освітлення:

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

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

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 [2-12] визначаємо коефіцієнт потужності окремих споживачів, а на ділянках лінії визначаємо його середньозважене значення:

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

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

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

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

6. Визначаємо повну розрахункову потужність споживачів на ділянках лінії:

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

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

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

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		$\cos \varphi_{\delta}$	$\cos \varphi_{\epsilon}$	$S_{p.\delta}$, кВА	$S_{p.\epsilon}$, кВА
	P_{δ} , кВт	P_{ϵ} , кВт	P_{δ} , кВт	P_{ϵ} , кВт	ΔP_{δ} , кВт	ΔP_{ϵ} , кВт	$P_{p\delta}$, 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_d/P_s , кВт), коефіцієнти потужності ($\cos \varphi_d/\cos \varphi_s$) 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.

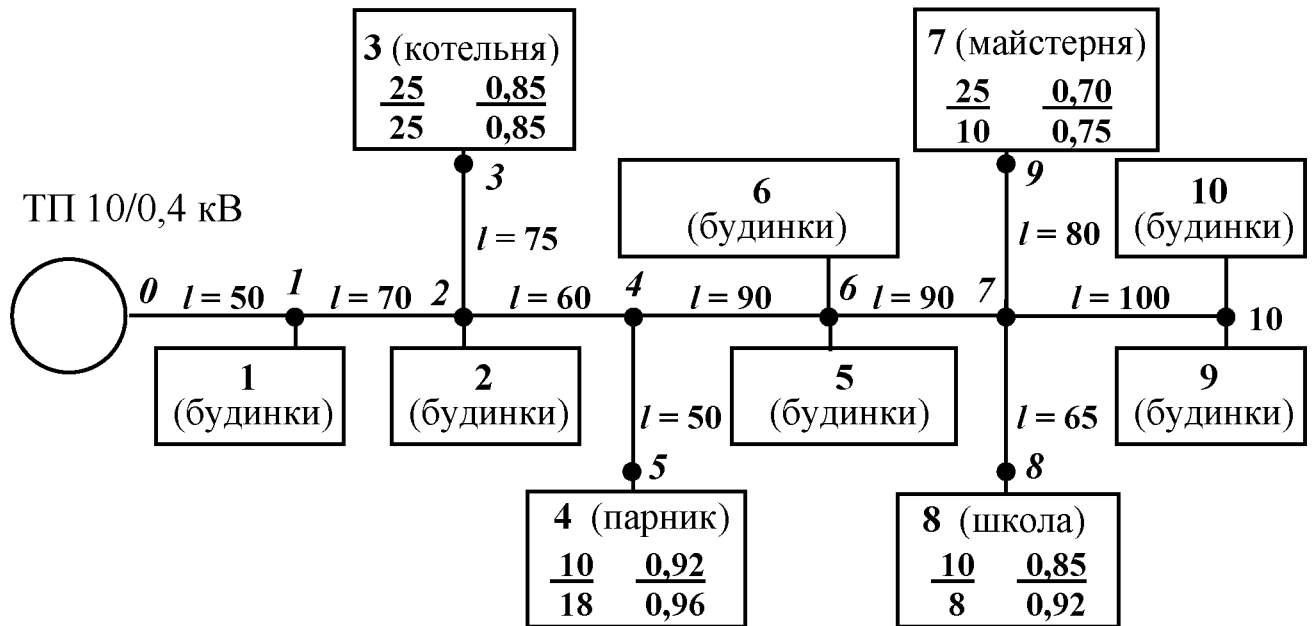


Рисунок 1.2 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

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.

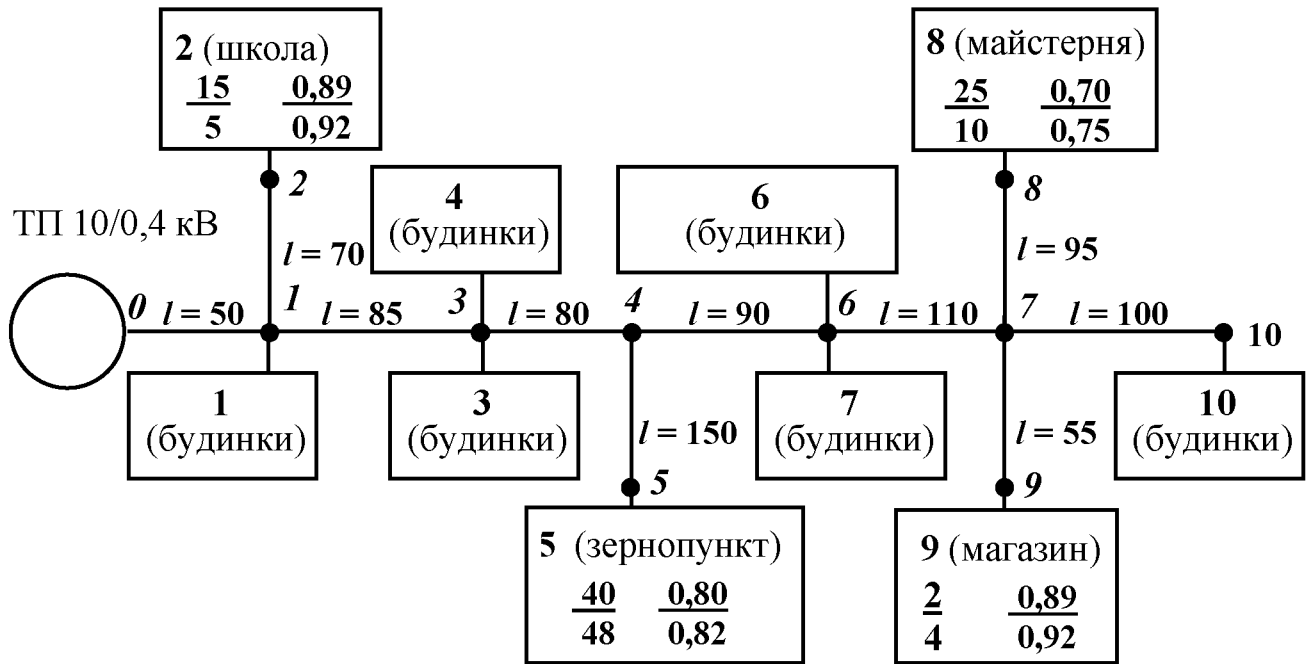


Рисунок 1.3 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

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.

I ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

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

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

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

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 $S_{n,тр}$, кВА, одно- та двотрансформаторних підстанцій виконується із умови їхньої роботи в нормальному режимі за економічними інтервалами навантажень:

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

де $S_{р.ПП}$ – 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:

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

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

$S_{n,тр}$ – 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:

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

де $P_{p \text{ max}}$ – 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.

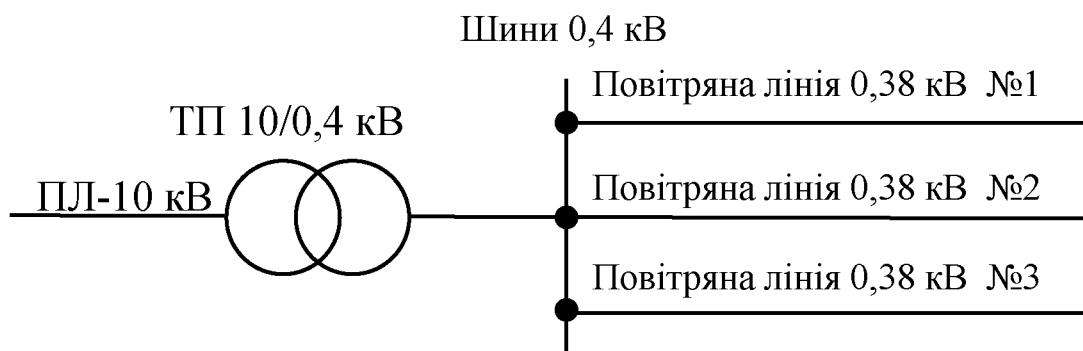


Рисунок 2.1 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

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):

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

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

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

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

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

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

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

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.

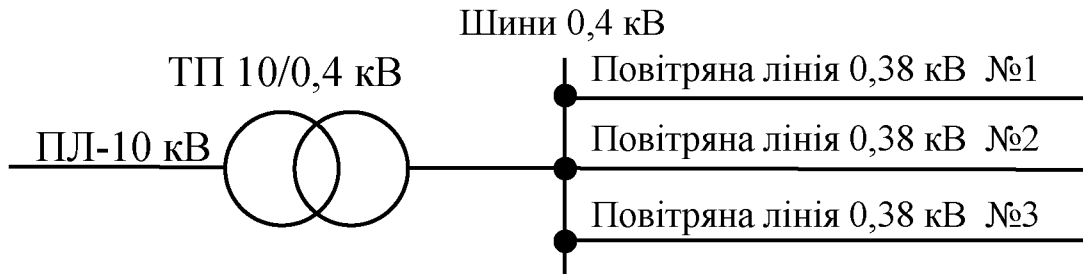


Рисунок 2.2 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

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	$\frac{39,8}{43,8}$	$\frac{81,8}{41,5}$	$\frac{417}{20,6}$	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 $P_{p.д.лін.}$ та $P_{p.в.лін.}$ рекомендується взяти із задачі 1.3 (занняття 1). Визначити номінальну потужність силового трансформатора ТП 10/0,4 кВ та річне споживання електричної енергії на шинах підстанції.

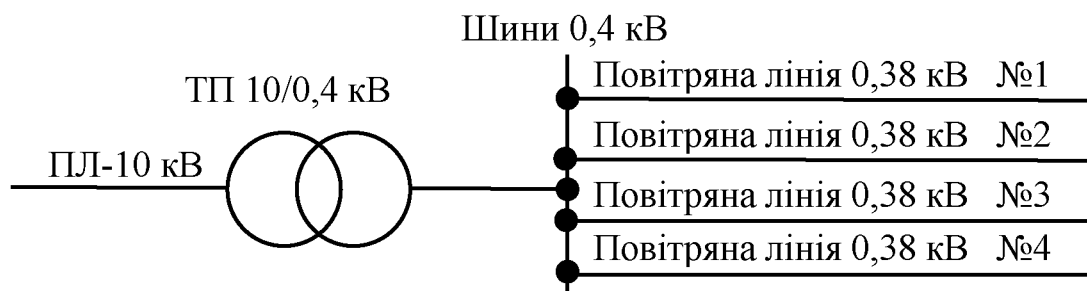


Рисунок 2.3 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 2.3 - Вихідні дані для розрахунку

Варіант	Навантаження ліній $P_{p.д.лін.} / P_{p.в.лін.}$, кВт				$P_{з.о.}$, кВт	t_n , °C	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: 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 [2 с.79-87; 3 с.120; 5 с.75-79; 6 с.75-79; 7 с.108-111, 126-128; 9 с.167-171; 10 с.25-32; 11 с. 262-267; 12 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:

$$M_{n.d.} = \sum S_{p.di} \cdot l_i; \quad M_{n.v.} = \sum S_{p.vi} \cdot l_i. \quad (3.1)$$

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:

$$S_{екв} = \kappa_{\partial} \cdot S_p. \quad (3.2)$$

5. За таблицями [2 с.434; 5 с.487; 6 с.527-530; 7 с.109; 9 с.169; 10 с.306-308; 11 с.109; 12 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:

$$\Delta U_{факт} = \frac{S_p \cdot l}{U_H} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \leq \Delta U_{дон}, \quad (3.3)$$

або

$$\Delta U_{факт} = \beta \cdot S_p \cdot l \leq \Delta U_{дон}, \quad (3.4)$$

де β – питома втрата напруги в одиниці довжини проводу даного перерізу при протіканні по ньому одиниці потужності, % / (кВА·км) [2 с.424; 7 с.111, 112; 9 с.171; 11 с.263; 12 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

2 с.79-87, 434; 3 с.120; 5 с.75-79, 487; 6 с.75-79, 527-530; 7 с.108-112, 126-128; 9 с.167-171; 10 с.25-32, 306-308; 11 с. 262-267; 12 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 3.1

Район за ожеледдю – I, $\Delta U_{\text{дон}} = 5\%$. Навантаження споживачів ($P_{\text{д}}/P_{\text{в}}$, кВт), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_{\text{д}}/\cos \varphi_{\text{в}}$) та довжини ділянок лінії (l , м) (заняття 1, задача 1.1) наведені на розрахунковій схемі лінії (рисунок 3.1). Вибрати переріз проводів повітряної лінії 0,38 кВ методом економічних інтервалів (за мінімумом приведених витрат).



Рисунок 3.1 – 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 3.1):

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

Таблиця 3.1 – 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 вечірнє навантаження 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 $\kappa_d = 0,7$ [2-12].

3. Еквівалентна потужність на ділянці лінії:

$$S_{екв} = \kappa_d \cdot S_p.$$

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

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

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

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

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 [2-12].

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 3.2.

Таблиця 3.2 – Вибір проводів повітряної лінії 0,38 кВ

Ділянка	$S_{p.v.},$ кВА	K_{δ}	$S_{екв},$ 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 3.2 (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 3.2). Район за ожеледдю та допустима втрата напруги в лінії вказані в таблиці 3.3. Розрахувати переріз проводів повітряної лінії 0,38 кВ за економічними інтервалами (за мінімумом зведених витрат) для заданого варіанту лінії (таблиця 3.3).

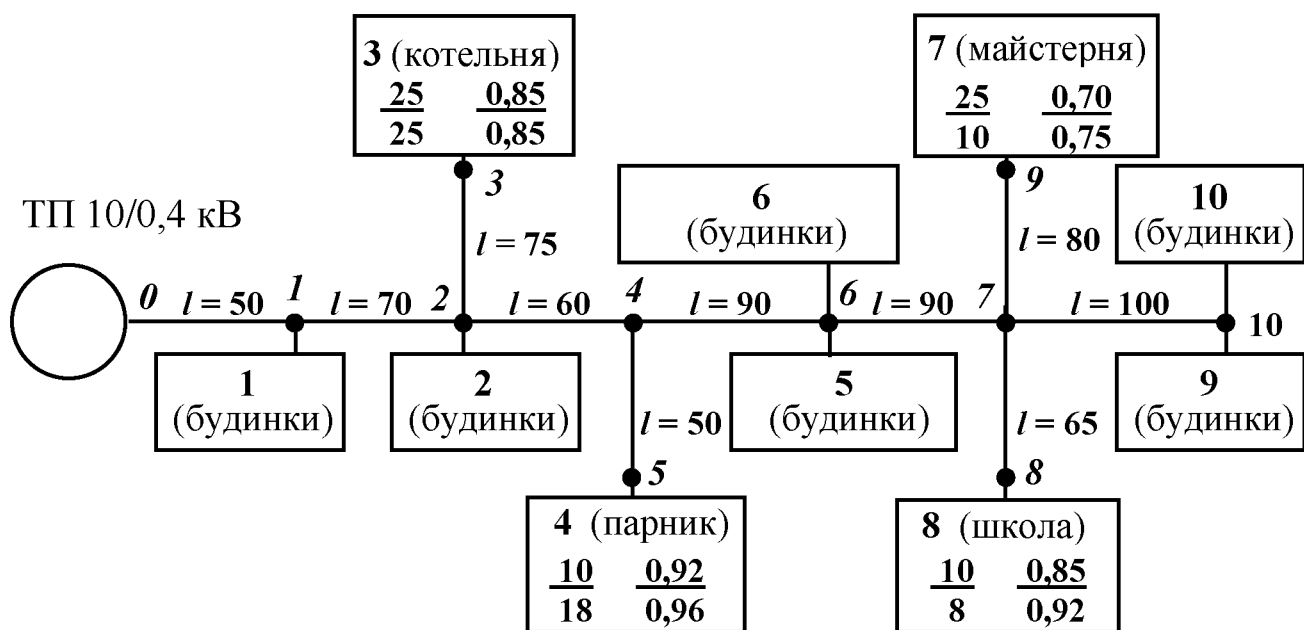


Рисунок 3.2 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 3.3 – 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

Задача 3.3 (самостійно)

Повітряна лінія 10 кВ живить споживчі ТП із змішаним навантаженням. Навантаження ($P_{\partial}/P_{\partial}$, кВт) споживчих ТП та довжини ділянок лінії (l , км) наведені на схемі (рисунок 3.3). Район за ожеледдю та допустима втрата напруги в лінії вказані в таблиці 3.4. Матеріал опор – залізобетон. Розрахувати переріз проводів повітряної лінії 10 кВ за економічними інтервалами (за мінімумом зведених витрат) для заданого варіанту лінії (таблиця 3.4).

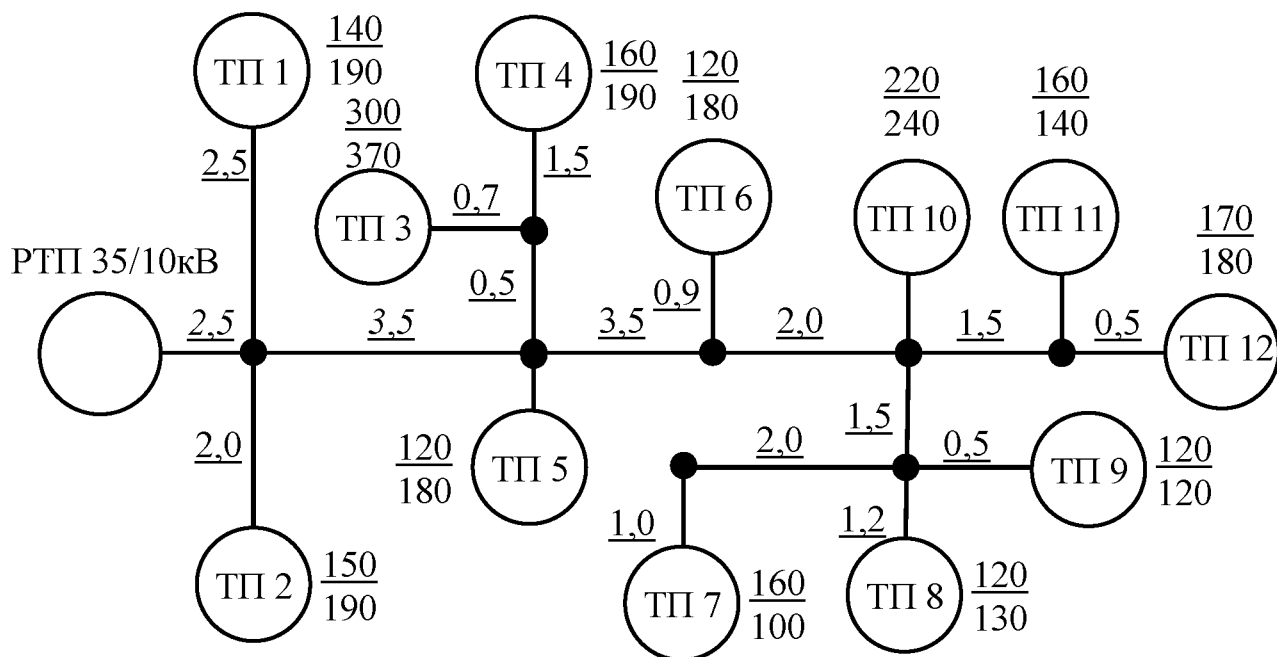


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема лінії 0,38 кВ

Таблиця 3.4 – Варіанти повітряних ліній 0,38 кВ

Варіант	Навантаження									$\Delta U_{\text{дон}}, \%$	Район за ожеледдю
	1	2	4	5	7	10	11	12			
1	1	2	4	5	7	10	11	12	3	II	
2	3	4	6	7	8	9	10	12	4	III	
3	2	3	6	7	8	9	11	12	5	IV	
4	1	2	3	5	7	8	9	12	6	I	
5	2	3	4	6	8	9	10	11	3	II	
6	1	4	6	7	8	10	11	12	4	III	
7	1	3	4	5	7	8	10	12	5	IV	
8	2	4	5	6	9	10	11	12	6	I	
9	3	4	5	6	7	8	9	12	3	II	
10	2	3	5	6	7	9	10	11	4	III	
11	–	1	3	4	5	6	8	12	5	IV	

ЗАНЯТТЯ 4

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 [2 с.139-153; 3 с.126-140; 4гл 1.2; 5 с.131-144; 6 с.134-148; 7 с.80-92; 8 с.78-80; 9 с.162-167; 10 с.65-70; 11 с.280; 12 с.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

$$\delta U_{спож}^{100} \leq -5\% U_{ном}. \quad (4.1)$$

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

$$\delta U_{спож}^{25} \leq +5\% U_{ном}. \quad (4.2)$$

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:

$$\Delta U_{тр}^{100} = (4...5)\%. \quad (4.3)$$

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

$$\Delta U_{тр}^{25} = 0,25 \cdot \Delta U_{тр}^{100}. \quad (4.4)$$

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:

$$\delta U_{ПС}^{100} = +5\%; \quad \delta U_{ПС}^{25} = 0\%. \quad (4.5)$$

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:

$$\Delta U_{ПЛ}^{25} = 0,25 \Delta U_{ПЛ}^{100}. \quad (4.6)$$

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 $\Delta U_{дон}^{100}, \%$, визначається за виразом:

$$\Delta U_{дон}^{100} = \delta U_{живл.}^{100} + \sum (\delta U_{пост.} + \delta U_{перем.}) - \sum \Delta U_{втр.}^{100} - \delta U_{спож.}^{100}, \quad (4.7)$$

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

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

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

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

Одержану загальну допустиму втрату напруги $\Delta U_{дон}^{100}, \%$ (4.7), 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 $\delta U_{живл.}^{25}, \%$, перевіряємо за виразом:

$$\delta U_{спож.}^{25} = \delta U_{живл.}^{25} + \sum (\delta U_{пост.} + \delta U_{перем.}) - \sum \Delta U_{втр.}^{25} \leq +5\%, \quad (4.8)$$

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

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

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

Для розрахунку допустимої втрати напруги складається таблиця відхилень напруги [2 с.152; 3 с.140; 5 с.142; 6 с.146; 7 с.88; 8 с.80; 9 с.167; 10 с.70; 12 с.71].

2 ЛІТЕРАТУРА

2 с.139-153; **3** с.126-140; **4** гл 1.2; **5** с.131-144; **6** с.134-148; **7** с.80-92; **8** с.78-80; **9** с.162-167; **10** с.65-70; **11** с.280; **12** с.66-74.

3 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 4.1

Визначити допустиму втрату напруги в електричній мережі 10/0,4 кВ, наведеній на рисунку 4.1. 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 $\delta U_{спож.}^{100} = +5\%$, $\delta U_{живл.}^{25} = 0\%$.

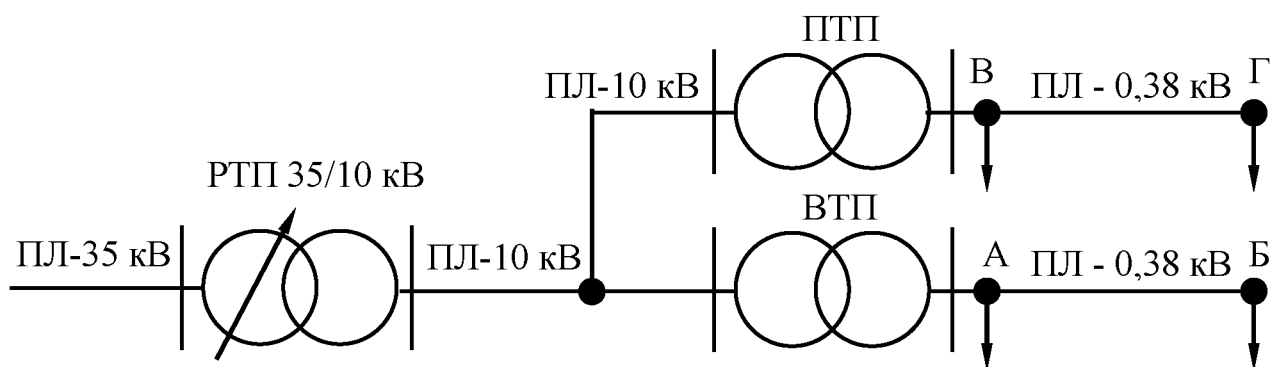


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема електричної мережі

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

- Для розрахунку допустимої втрати напруги в мережі 10/0,38 кВ складаємо таблицю відхилень напруги (таблиця 4.1).
- Визначаємо елементи, що входять до складу мережі та заносимо до таблиці значення відхилень напруги на них.

Таблиця 4.1 – 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:

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

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

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 4.1), 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 проекрованої ТП 10/0,4кВ (ПТП).

7. Припустимо, що фактична втрата напруги в лінії 10 кВ до ПТП (рисунок 8.1) складає $\Delta U_{\text{факт}10}^{100} = -3\%$. Значення фактичної втрати напруги до ПТП підставляємо в таблицю 4.1.

8. Для проекрованої 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 проєктованої 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 4.1), перевіряються вибранні 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 4.2 (самостійно)

Визначити допустиму втрату напруги в мережі, наведеній на рисунку 4.2. 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 4.2.

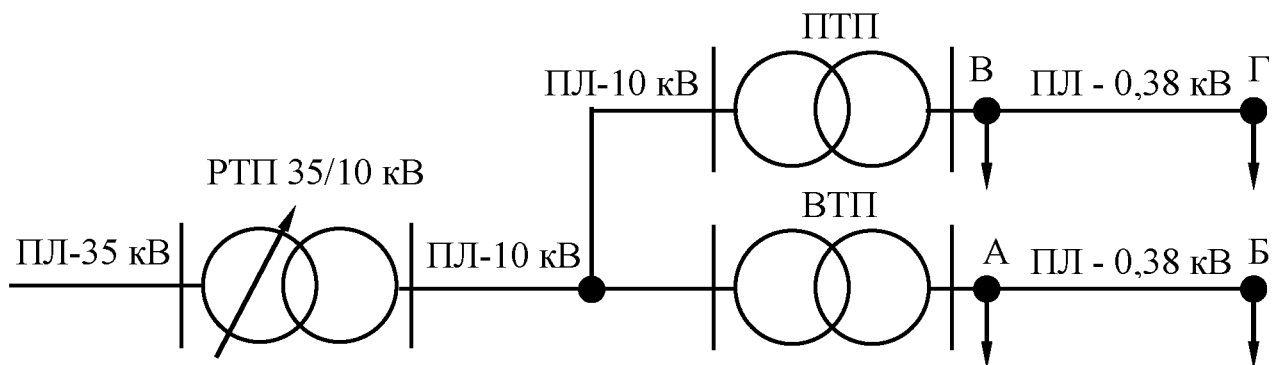


Рисунок 4.2 – Розрахункова схема електричної мережі

Таблиця 4.2 – 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

ЗАНЯТТЯ 5

Тема: РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НАПРУГОЮ ПОНАД 1000 В

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

2 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Коротким замиканням називається будь-яке, не передбачене нормальними умовами роботи, замикання між фазами, а в мережах із заземленою нейтраллю також замикання однієї або декількох фаз на землю (або на нульовий провід).

Найпростішим видом короткого замикання (к.з.), із точки зору сприйняття процесу, є симетричне трифазне коротке замикання. При такому к.з. опір усіх трьох фаз то точки к.з. буде однаковим.

До несиметричних к.з. можна віднести двофазне, двофазне на землю і однофазне к.з.. Останній вид к.з. може спостерігатися лише в мережах із заземленою нейтраллю.

Розрахунок струмів к.з. виконують для вибору струмоведучих частин та електричних апаратів, для перевірки їх на термічну та електродинамічну стійкість, для проектування, налаштування та перевірки на чутливість релейного захисту, для вибору засобів обмеження струмів.

Для визначення максимальних струмів к.з. в заданих точках мережі приймають ряд припущень:

- всі джерела живлення включені і працюють із номінальним навантаженням;
- всі синхронні генератори електростанцій оснащені пристроями АРВ і мають форсування збудження;
- розрахункова напруга кожного ступеня мережі на 5% більша від номінальної;
- насичення магнітних систем відсутнє;

– для всіх елементів мережі враховується лише реактивний опір. Активний опір враховується лише тоді, коли його значення перевищує 0,33 індуктивного;

– струмами намагнічування трансформаторів нехтують;

– опір в місці к.з. приймається рівним нулю;

при к.з. поблизу електростанцій частота обертання генераторів залишається незмінною.

Для розрахунку струмів к.з. необхідно скласти розрахункову схему мережі (рисунок 1.1). Струми к.з. в мережі 10 кВ необхідно розраховувати в наступних точках мережі:

– **точка K1** (шини 10 кВ РТП 35/10 кВ) – для вибору та перевірки на термічну та електродинамічну стійкість високовольтного вимикача (масляного, вакуумного та ін.), роз'єднувачів, шин, трансформаторів струму, а також для розрахунку релейного захисту лінії;

– **точка K2** (шини 10 кВ найближчої до районної підстанції ТП 10/0,4 кВ) – для розрахунку релейного захисту (струмової відсічки лінії);

– **точка K3** (шини 10 кВ розрахункової ТП 10/0,4 кВ) – для вибору роз'єднувача і запобіжників на ТП 10/0,4 кВ;

– **точка K4** (шини 10 кВ віддаленої ТП 10/0,4 кВ) – для розрахунку релейного захисту.

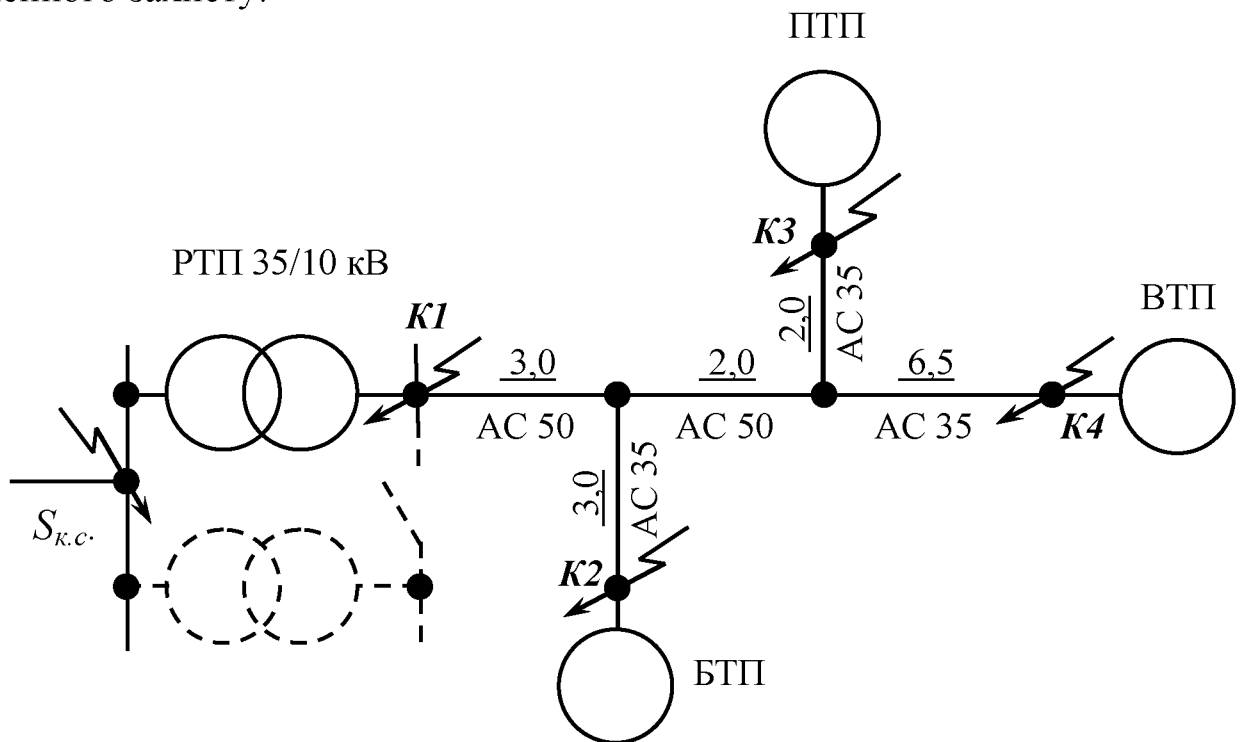


Рисунок 5.1 – Розрахункова схема електричної мережі (приклад)

При визначенні струмів к.з., використовують один із двох методів:

- 1) метод практичних (іменованих) одиниць – параметри схеми виражають в іменованих одиницях (омах, амперах, вольтах та ін.);
- 2) метод відносних (умовних) одиниць – параметри схеми виражають в частках або відсотках від величини, що прийнята в якості основної (базисної).

Метод практичних одиниць застосовують для розрахунку струмів к.з. відносно простих електричних схем із невеликою кількістю ступенів трансформації.

Методом відносних одиниць зручніше користуватися при розрахунку струмів к.з. в складних електричних мережах із декількома ступенями трансформації.

Розрахунок струмів к.з. проводиться в наступній послідовності:

- вибирається метод розрахунку та розрахункові умови;
- складається розрахункова схема мережі;
- для розрахункової схеми складається еквівалентна схема заміщення;
- визначається опір елементів схеми заміщення в практичних або іменованих одиницях;
- еквівалентна схема заміщення зводиться до простішого виду;
- визначаються результуючі опори до точок к.з.;
- визначаються значення струмів к.з. в розрахункових точках.

В електроустановках напругою понад 1000 В активний опір елементів мережі враховується тільки у випадках, коли виконується умова:

$$r_{рез} \geq \frac{1}{3} \cdot x_{рез}, \quad (5.1)$$

де $r_{рез}$, $x_{рез}$ – відповідно активний та реактивний результуючий опір усіх елементів мережі, Ом.

Кожний елемент мережі необхідно виразити відповідним опором (рис. 5.2).

Для того щоб знайти еквівалентний опір мережі необхідно привести всі опори елементів мережі до однієї напруги, яку називають *базисною*.

За базисну напругу приймають, як правило напругу того ступеню, де знаходиться точка к.з. Базисна напруга визначається як:

$$U_{б} = 1,05 \cdot U_n. \quad (5.2)$$

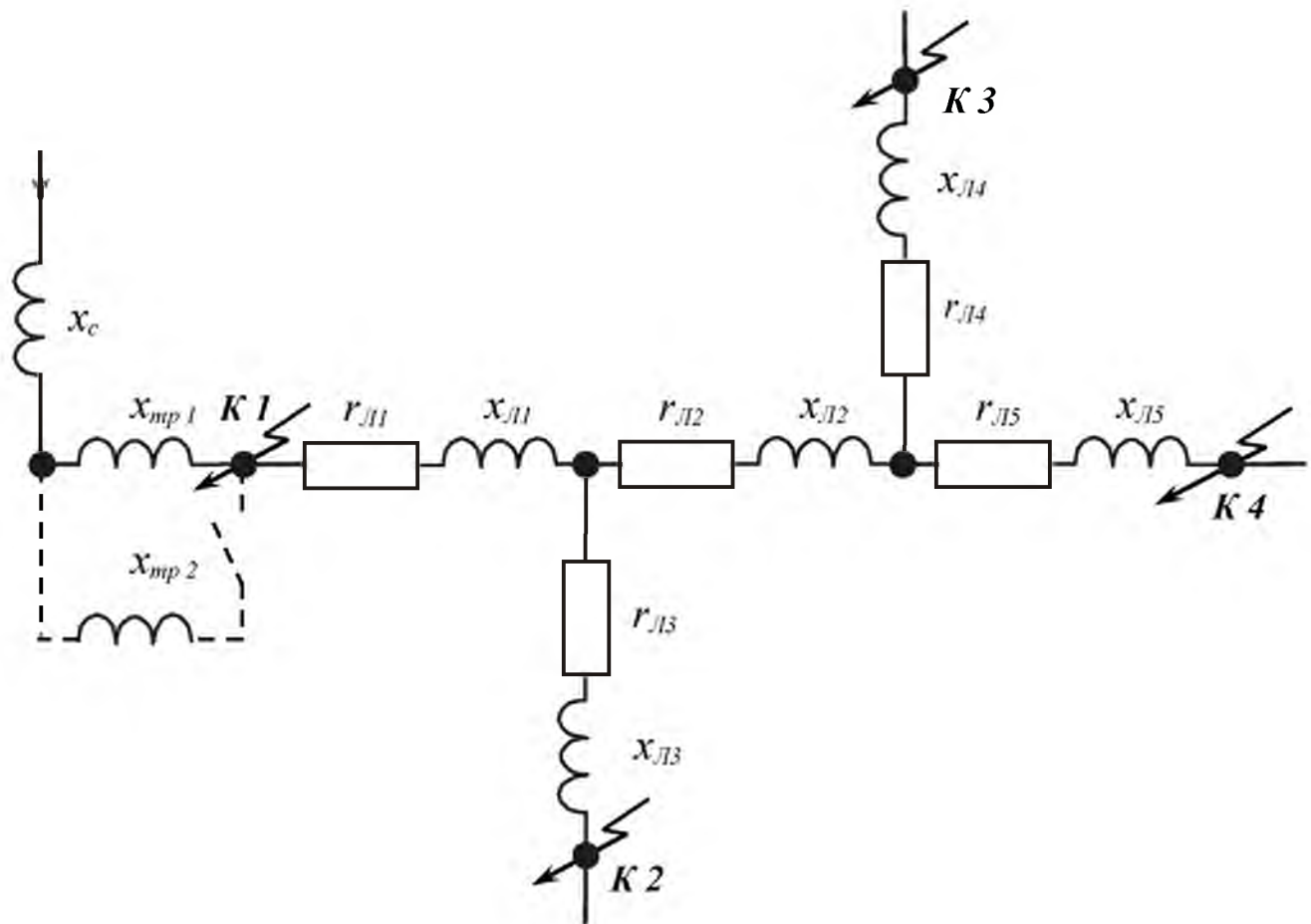


Рисунок 5.2 – Схема заміщення електричної мережі (рисунок 5.1)

Опір елементів електричної мережі в практичних одиницях приведеній до базисної напруги визначають за наступними виразами:

– опір лінії:

$$r_{л(\bar{b})} = r_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{b}}}{U_{c.n}} \right)^2, \quad (5.3) \quad x_{л(\bar{b})} = x_o \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{b}}}{U_{c.n}} \right)^2, \quad (5.4)$$

де r_o, x_o – питомі, відповідно, активний та індуктивний опори лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км;

$U_{c.n}$ – середня номінальна напруга ступеня з якого виконується перерахунок, кВ; $U_{c.n} = 1,05 \cdot U_n$;

– опір трансформатора:

$$x_{mp(\bar{b})} = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{\bar{b}}^2}{S_{н.тр}}, \quad (5.5)$$

де U_k – напруга короткого замикання трансформатора, %;

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

– опір генератора:

$$x_{z(\delta)} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{н.г}}, \quad (5.6)$$

де x_{*d}'' – індуктивний опір генератора у відносних одиницях;
 $S_{н.г}$ – номінальна потужність генератора, МВА.

Результуючий опір мережі до точки короткого замикання:

$$z_{рез(\delta)} = \sqrt{\left(\sum r_{(\delta)i}\right)^2 + \left(\sum x_{(\delta)i}\right)^2}, \quad (5.7)$$

Для складних схем користуються методом відносних одиниць. В цьому випадку всі величини схеми виражають у відносних одиницях (в частках) від базисних величин. В якості основної базисної величини приймають базисну потужність. Базисна потужність приймається рівною довільному значенню або, для зручності розрахунку, кратною 10 МВА (10, 100, 1000 та ін.).

Базисні величини пов'язані між собою наступними виразами:

$$S_{\delta} = \sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot I_{\delta}, \quad (5.8) \quad I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta}}; \quad (5.9)$$

$$z_{\delta} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} I_{\delta}}, \quad (5.10) \quad z_{\delta} = \frac{U_{\delta}^2}{S_{\delta}}. \quad (5.11)$$

Опір елементів електричної мережі у відносних одиницях приведений до базисних умов визначають за наступними виразами:

– опір лінії :

$$r_{*л(\delta)} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta i}^2}, \quad (5.12) \quad x_{*л(\delta)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta i}^2}; \quad (5.13)$$

де $U_{\delta i}$ – базисна напруга i -го ступеню мережі, кВ.

– опір трансформатора:

$$x_{*тр(\delta)} = \frac{U_{к \%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}}; \quad (5.14)$$

– опір генератора:

$$x_{*z(\bar{b})} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{S_{H.z}}. \quad (5.15)$$

Якщо опір елемента схеми задається в іменованих одиницях то перевести його у відносні базисні одиниці можна за виразом:

$$x_{*(\bar{b})} = x \cdot \frac{S_{\bar{b}}}{U_{\bar{b}}^2}, \quad (5.16)$$

де $S_{\bar{b}}$ – базисна потужність, МВА.

Результуючий опір мережі до точки к.з.:

$$z_{*рез(\bar{b})} = \sqrt{\left(\sum r_{*(\bar{b})i}\right)^2 + \left(\sum x_{*(\bar{b})i}\right)^2}, \quad (5.17)$$

Якщо відомо потужність або струм короткого замикання в місці приєднання до системи, то крім опорів схеми, що розглядалися вище, до схеми заміщення заносять також опір системи (від джерела живлення до місця приєднання сільської електричної мережі).

Опір системи в практичних одиницях визначають за виразами:

$$x_{c(\bar{b})} = \frac{U_{\bar{b}}^2}{S_{к.с}^{(3)}}; \quad (5.18)$$

$$x_{c(\bar{b})} = \frac{U_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.с}^{(3)}}, \quad (5.19)$$

де $S_{к.с}^{(3)}$ – потужність трифазного к.з. на шинах системи, МВА.

$I_{к.с}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. на шинах системи, кА.

Опір системи у відносних одиницях визначають за виразами:

$$x_{*c(\bar{b})} = \frac{S_{\bar{b}}}{S_{к.с}^{(3)}}; \quad (5.20)$$

$$x_{*c(\bar{b})} = \frac{I_{\bar{b}}}{I_{к.с}^{(3)}}. \quad (5.21)$$

Струм трифазного к.з. визначається за наступним виразами:

В практичних одиницях:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез.(\bar{o})}}, \quad (5.22) \quad I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез.(\bar{o})}}. \quad (5.23)$$

У відносних одиницях:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}}}{z_{*рез.(\bar{o})}}, \quad (5.24) \quad I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\bar{o}}}{x_{*рез.(\bar{o})}}. \quad (5.25)$$

Ударний струм трифазного к.з. визначається із виразу:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (5.26)$$

де k_y – ударний коефіцієнт;

– при коротких замиканнях на шинах 35 та 10 кВ підстанцій із напругою вищого ступеня 110 кВ і більше $k_y = 1,8$;

– при к.з. на шинах 35 та 10 кВ підстанцій з вищим ступенем напруги 35 кВ $k_y = 1,5$;

– при к.з. у розподільних мережах 10 кВ, на шинах 10 кВ споживчих підстанцій 10/0,4 кВ та в низьковольтних мережах напругою 0,38/0,22 кВ $k_y = 1$.

Діюче значення повного струму трифазного к.з. за перший період визначається за виразом:

$$I_y^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}. \quad (5.27)$$

Для мереж напругою 10 та 0,38 кВ $k_y = 1$, тоді для таких мереж справедливо, що

$$I_y^{(3)} = I_{\kappa}^{(3)}.$$

Струм двофазного к.з. (мінімальний струм к.з. в мережах напругою 6...35 кВ):

$$I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 I_{\kappa}^{(3)}. \quad (5.28)$$

Потужність трифазного к.з. визначається за наступними виразами:

– в практичних одиницях:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (5.29)$$

– у відносних одиницях:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_{\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})}}. \quad (5.30)$$

2 ЛІТЕРАТУРА

2. с. 168-198; 3 с.300-349; 5 с. 172-194; 6 с.179-196; 7 с. 204-224; 8 с.169-195; 9 с.218-226; 10 с. 101-126; 11 с175-185; 12 с.137-154.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що називається коротким замиканням?
2. Які наслідки виникнення струмів к.з. в мережі?
3. Які є види коротких замикань?
4. З якою метою розраховують струми к.з. в електричних мережах?
5. Які методи розрахунку струмів к.з. існують?
6. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод іменованих (практичних) одиниць?
7. В яких випадках для розрахунку струмів к.з. використовують метод відносних (умовних) одиниць?
8. Порядок розрахунку струмів к.з.
9. Як приводяться опри мережі до базисних умов.
10. Що таке розрахункова схема мережі?
11. Що таке еквівалентна схема мережі?
12. Як враховується активний опір елементів при розрахунку струмів к.з. в мережах напругою понад 1000В?
13. Як визначаються опори окремих елементів мережі?
14. Як враховується опір системи електропостачання?

Задача 5.1

Визначити струм та потужність трифазного короткого замикання в точках К1 та К2 електричної мережі, що наведена на рисунку 1.3. Активним опором елементів знехтувати. Вихідні дані для розрахунку наведені на схемі. Задачу розв'язати методом практичних та відносних одиниць.

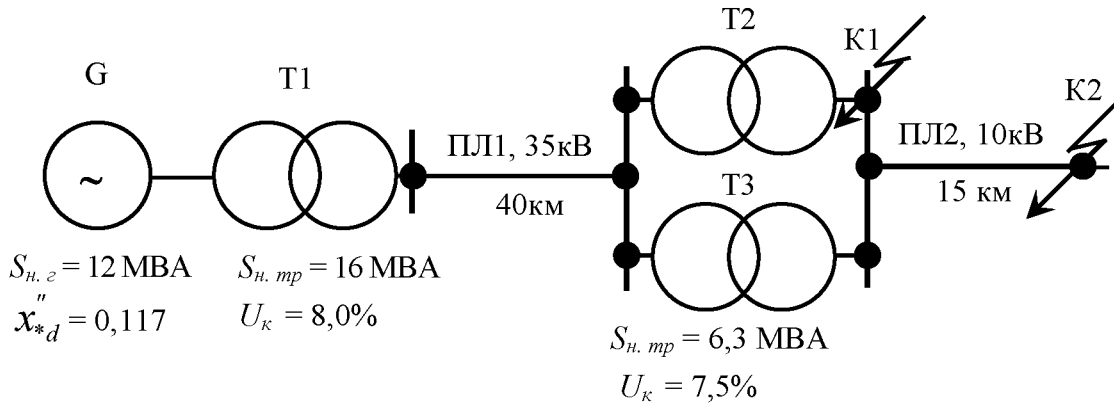


Рисунок 5.3 – Розрахункова схема електричної мережі.

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

За розрахунковою схемою складаємо еквівалентну схему заміщення мережі і зводимо її до простішого виду (рисунок 5.4).

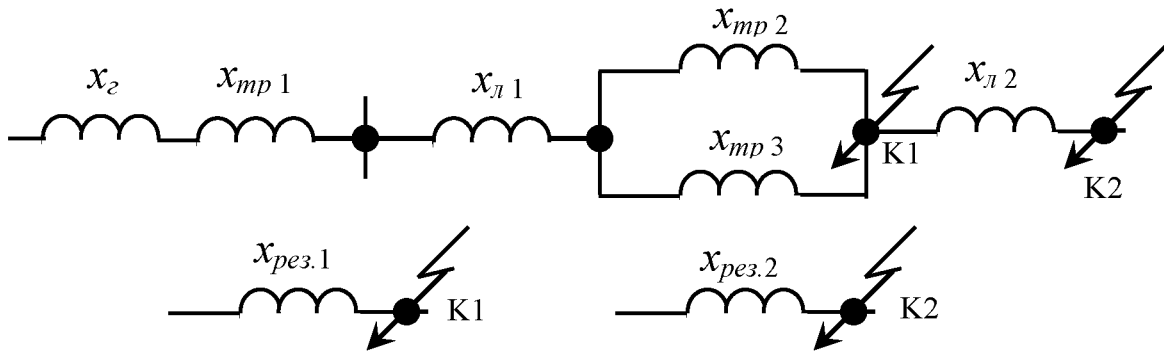


Рисунок 5.4 – Еквівалентні схеми заміщення мережі

Розрахунок в практичних одиницях.

1. Приймаємо базисну напругу:

$$U_{\bar{6}} = 1,05 \cdot U_n. \quad U_{\bar{6}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

2. Визначаємо опір елементів мережі в практичних одиницях приведений до базисної напруги.

Опір генератора:

$$x_{z(\bar{6})} = x_{*d}'' \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{нг}}; \quad x_{z(\bar{6})} = 0,117 \cdot \frac{10,5^2}{12} = 1,07 \text{ Ом.}$$

Опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{mp(\bar{b})} = \frac{U_{\kappa \%}}{100} \cdot \frac{U_{\bar{b}}^2}{S_{нmp}}; \quad x_{mp1(\bar{b})} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{10,5^2}{16,0} = 0,55 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{л(\bar{b})} = x_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{\bar{b}}}{U_{с.н}} \right)^2; \text{ приймаємо, що } x_0 = 0,4 \text{ Ом/км, тоді}$$
$$x_{л1(\bar{b})} = 0,4 \cdot 40,0 \cdot \left(\frac{10,5}{37,0} \right)^2 = 1,29 \text{ Ом.}$$

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{mp2(\bar{b})} = x_{mp3(\bar{b})} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{6,3} = 1,31 \text{ Ом.}$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$x_{л2(\bar{b})} = 0,4 \cdot 15,0 \cdot \left(\frac{10,5}{10,5} \right)^2 = 6,0 \text{ Ом.}$$

3. Визначаємо результуючий опір до точки К1:

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

Так як ми знехтували активним опором проводів, то записуємо:

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

$$x_{рез.1(\bar{b})} = 1,07 + 0,55 + 1,29 + \frac{1,31}{2} = 3,56 \text{ Ом.}$$

4. Визначаємо результуючий опір до точки К2:

$$x_{рез.2(\bar{b})} = x_{рез.1(\bar{b})} + x_{л2(\bar{b})}; \quad x_{рез.2(\bar{b})} = 3,56 + 6,0 = 9,56 \text{ Ом.}$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез(\bar{b})}}; \quad I_{\kappa1}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,56} = 1,7 \text{ кА.}$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{\kappa2}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 9,56} = 0,63 \text{ кА.}$$

7. Визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

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

$$\text{в точці К1: } S_{\kappa1}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,7 = 30,9 \text{ МВА;}$$

в точці К2: $S_{к2}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,63 = 11,4 \text{ МВА.}$

Розрахунок у відносних одиницях.

1. Задаємося базисними умовами:

$$U_{\delta I} = 1,05 \cdot 35 = 37,0 \text{ кВ}; \quad U_{\delta II} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}; \quad S_{\delta} = 100 \text{ МВА.}$$

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

Опір генератора:

$$x_{*z(\delta)} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нг}}; \quad x_{*z(\delta)} = 0,117 \cdot \frac{100}{12} = 0,98 .$$

Опір підвищувального трансформатора Т1:

$$x_{*mp(\delta)} = \frac{U_{к \%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нmp}}; \quad x_{*mp1(\delta)} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,50.$$

Опір повітряної лінії напругою 35 кВ (ПЛ1):

$$x_{*л(\delta)} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta I}^2}; \quad x_{*л1(\delta)} = 0,4 \cdot 40,0 \cdot \frac{100}{37^2} = 1,17.$$

Опір знижувальних трансформаторів Т2 та Т3:

$$x_{*mp.2(\delta)} = x_{*mp.3(\delta)} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19.$$

Опір повітряної лінії напругою 10 кВ (ПЛ2):

$$x_{*л2(\delta)} = 0,4 \cdot 15,0 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 5,44.$$

3. Визначаємо результуючий опір до точок К1:

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

$$x_{*рез1(\delta)} = 0,98 + 0,50 + 1,51 + \frac{1,19}{2} = 3,25.$$

4. Визначаємо результуючий опір до точок К1:

$$x_{*рез2(\delta)} = x_{*рез1(\delta)} + x_{*л2(\delta)}; \quad x_{*рез2(\delta)} = 3,25 + 5,44 = 8,69.$$

5. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К1:

$$I_{к}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{x_{*рез(\delta)}}; \quad I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\delta}}; \quad I_{\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{5,5}{3,25} = 1,7 \text{ кА;}$$

6. Визначаємо струм трифазного короткого замикання в точці К2:

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{5,5}{8,69} = 0,63 \text{ кА.}$$

5. Визначаємо потужність трифазного короткого замикання:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \frac{S_{\sigma}}{x_{*рез(б)}}$$

в точці К1: $S_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{100}{3,25} = 30,8 \text{ МВА};$

в точці К2: $S_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{100}{8,69} = 11,5 \text{ МВА.}$

Задача 5.2 (самостійно)

Споживча ТП 10/0,4 кВ (рисунок 5.5) отримує живлення від районної трансформаторної підстанції (РТП) 35/10 кВ лінією 10 кВ довжиною l_1 , км, що виконана проводом АС перерізом F_1 , мм². РТП із n трансформаторами, потужністю $S_{нтр}$, МВА, приєднана до системи електропостачання С, що має потужність к.з. $S_{к.с.}$, МВА, повітряною лінією 35 кВ довжиною l_2 , км, що виконана проводом марки АС перерізом F_2 , мм². Визначити струм трифазного та двофазного к.з, ударний струм та потужність трифазного к.з. в точках К1 та К2. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведені в таблиці 5.1.

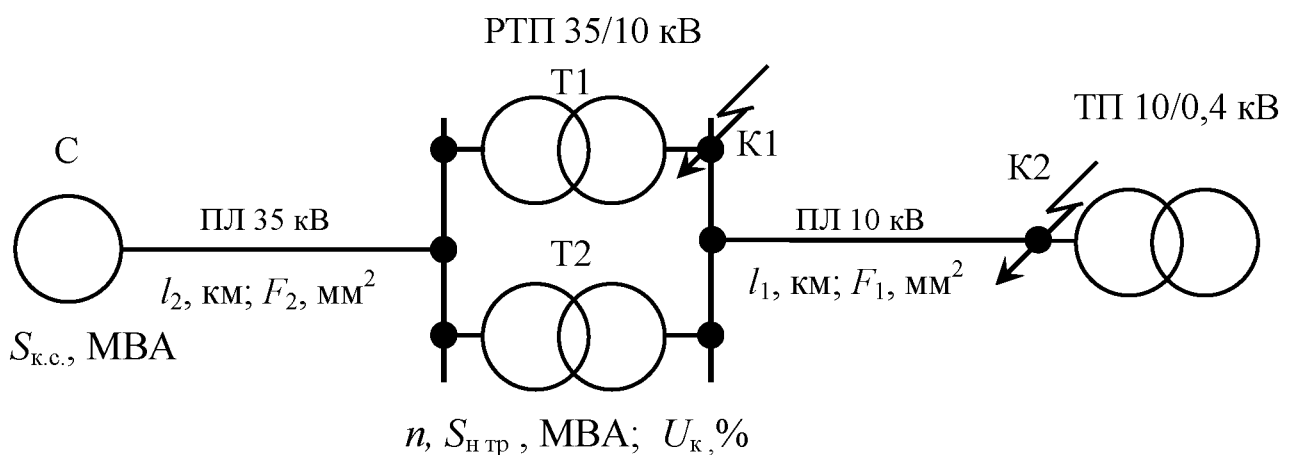


Рисунок 5.5 – Розрахункова схема мережі.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані для розрахунку

Варіант	$S_{к.с.},$ мВА	$l_2,$ км	$F_2,$,мм ²	$n,$ шт	$S_{нтр},$ мВА	$U_{к},$ %	$l_1,$ км	$F_1,$ мм ²
1	100	20	АС-120	2	6,3	7,5	3	АС-35
2	120	15	АС-120	1	10,0	7,5	4	АС-50
3	140	10	АС-95	2	2,5	6,5	6	АС-35
4	160	4	АС-70	1	6,3	7,5	8	АС-70
5	180	30	АС-120	2	1,0	6,5	10	АС-95
6	200	26	АС-120	1	2,5	6,5	12	АС-95
7	220	35	АС-95	2	1,6	6,5	14	АС-70
8	240	17	АС-95	1	1,0	6,5	16	АС-50
9	300	33	АС-150	2	10,0	7,5	17	АС-120
10	320	11	АС-95	1	1,0	6,5	2	АС-70
11	290	23	АС-150	2	4,0	7,5	15	АС-50
12	270	21	АС-95	1	1,6	6,5	3	АС-50
13	250	15	АС-95	2	6,3	7,5	13	АС-70
14	230	10	АС-95	1	4,0	7,5	7	АС-35
15	210	5	АС-70	2	2,5	6,5	11	АС-50
16	190	30	АС-150	1	6,3	7,5	9,0	АС-95
17	170	25	АС-120	2	1,0	6,5	7,0	АС-95
18	150	35	АС-150	1	2,5	6,5	5,0	АС-30
19	130	18	АС-95	2	1,6	6,5	12,0	АС-50
20	110	33	АС-95	1	1,0	6,5	10,0	АС-70
21	90	12	АС-70	2	10,0	7,5	8,0	АС-50
22	70	23	АС-95	1	1,0	6,5	4,0	АС-35

ЗАНЯТТЯ 6

Тема: ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ СІЛЬСЬКИХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

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

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Відповідно до Правил влаштування електроустановок електричні апарати вибирають за каталогами за умовами їх роботи в нормальному режимі і перевіряють за режимом короткого замикання [2 с. 168-188; 3 с.314-348; 5с.281; 6 с.297; 7 с.228; 8 с.203; 9 с. 229; 10 с.168; 11 с.200; 12 с.98; 13 с. 228].

Розрахунок максимальних робочих струмів (струмів тривалого режиму роботи) на ділянках мережі виконується за формулою:

$$I_{роб.мах.} = \frac{S_{р.мах.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (6.1)$$

де $S_{р.мах.}$ – максимальна розрахункова потужність відповідної ділянки мережі (денна або вечірня), кВА;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ.

Електричні апарати вибирають за наступними параметрами:

1. За місцем встановлення і конструктивним виконанням.

Апарати внутрішнього встановлення не можна використовувати на відкритих електроустановках, а навпаки – використання їх не доцільне.

2. За номінальною напругою.

Номінальна напруга апарата, зазначена в паспорті або в каталозі, повинна бути не меншою від напруги установки (мережі), для якої вибирають апарат:

$$U_{н ап} \geq U_{н уст} \quad (6.2)$$

Якщо ця умова не виконується, то можливий пробій ізоляції апарата.

4. За номінальним струмом:

$$I_{н ап} \geq I_{робмах} \quad (6.3)$$

Якщо умова (6.3) не виконується, то виникає перегрів струмопровідних частин апарату та їх пошкодження.

5. Захисні та комутаційні апарати, які призначені для відключення аварійних струмів, крім того, вибирають із урахуванням струму (граничного струму) або потужності відключення:

$$I_{н.відкл} \geq I_{к\max}, \quad (6.4)$$

$$S_{н.відкл} \geq S_{к\max}, \quad (6.5)$$

де $I_{к\max}$ – максимальне діюче значення струму к.з. в мережі, кА.

$S_{к\max}$ – максимальна потужність к.з., кВА;

$I_{н.відкл}$ – номінальний струм відключення, кА.

Для мереж напругою 35 кВ і більше $I_{к\max} = I_y^{(3)}$.

Для мереж напругою 10 та 0,38 кВ, для $I_{к\max} = I_y^{(3)} = I_{к}^{(3)}$.

Якщо не виконувати цю вимогу, то електричну дугу не буде погашено, і, як наслідок, відбудеться пошкодження апарату із перекриттям усіх фаз.

За режимом короткого замикання електричні апарати перевіряється на динамічну і термічну стійкість. Апарати перевіряють шляхом порівняння:

1) максимально допустимого струму апарату i_{\max} з ударним струмом трифазного короткого замикання $i_y^{(3)}$ (динамічна стійкість):

$$i_{\max} \geq i_y^{(3)} \quad (6.6)$$

2) номінального струму термічної стійкості апарату I_t , що гарантується заводом протягом часу t , з розрахунковим усталеним струмом короткого замикання $I_{\infty}^{(3)} = I_{к}^{(3)}$ і приведеним часом дії короткого замикання t_{np} (термічна стійкість):

$$I_t^2 \cdot t \geq [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{np} \quad (6.7)$$

де t_{np} – приведений час короткого замикання, с.

$$t_{np} = t_3 + t_6, \quad (6.8)$$

де t_3 – витримка часу максимального струмового захисту, с.

t_6 – час відключення вимикача.

Апарати, що використовуються в сільських електроустановках, здебільшого мають значний запас як за динамічною, так і за термічною стійкістю.

Трансформатори струму вибирають за номінальною напругою, номінальним первинним струмом, номінальним вторинним струмом, класом точності, номінальною потужністю вторинного кола, конструкцією, родом установки. В режимі короткого замикання необхідно їх перевірити на динамічну і термічну стійкість. Умови вибору наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номінальна напруга	$U_{на} \geq U_{нм}$
Номінальний первинний струм	$I_{нI} \geq I_{робmax}$
Номінальний вторинний струм	в залежності від довжини вторинного кола
Клас точності	згідно з ПБЕ
Номінальна вторинна потужність	$S_{2розр} < S_{2н}$
Кратність струму динамічної стійкості	$i_y^{(3)} \leq k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1н}$
Кратність одnoseкундного струму термічної стійкості	$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq (k_t \cdot I_{1н})^2 \cdot t$

k_d – коефіцієнт (кратність) динамічної стійкості;

k_t – коефіцієнт (кратність) термічної стійкості;

Силкові трансформатори і багатооб’ємні масляні вимикачі на напругу 35 кВ і вище мають вбудовані трансформатори струму, які використовують для приєднання релейного захисту та вимірювальних приладів.

Розрахункова потужність вторинного кола трансформатора $S_{2розр}$, В·А, визначається за виразом:

$$S_{2розр} = \sum_{i=1}^n S_{прил} + I_{2н}^2 R_{пров} + I_{2н}^2 R_k, \quad (6.9)$$

де $\sum_{i=1}^n S_{прил}$ – сумарна потужність усіх приладів, підключених до трансформатора струму, В·А (довідкові дані);

$I_{2н}^2$ – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А;
 $R_{пров}$ – активний опір з'єднувальних проводів, Ом;
 R_k – активний опір контактів, Ом (приймається для кола рівним 0,1 Ом).

Високовольтні запобіжники споживчих ТП 10/0,4 кВ вибирають за номінальною напругою, номінальним струмом та граничним струмом вимикання. Також виконують вибір номінального струму плавкої вставки запобіжника за умовою:

$$I_{вст} \geq 2I_{н.тр} \quad (6.10)$$

де $I_{н.тр}$ – номінальний струм трансформатора, А.

Так як запобіжники типу ПК мають ефект обмеження струму їх не перевіряють на термічну та динамічну стійкість.

Для керування повітряною лінією 10 кВ (рисунок 6.1), що відходить від РТП 35/10 кВ необхідно встановити: роз'єднувачі внутрішнього встановлення QS1 (шинний) та QS2 (лінійний); високовольтний вимикач Q1 (масляний або вакуумний); трансформатори струму ТА1...ТА3 для живлення кіл обліку, вимірювальних приладів і релейного захисту. Параметри обладнання наведені в [10 с.133,170; 11 с.191; 12 с.98; 14 с.228] або в іншій довідковій літературі.

Зі сторони високої напруги ТП 10/0,4 встановлюють роз'єднувач зовнішнього встановлення QS3, розрядники FV1...FV3 і високовольтні запобіжники FU1...FU3 (рисунок 6.1).

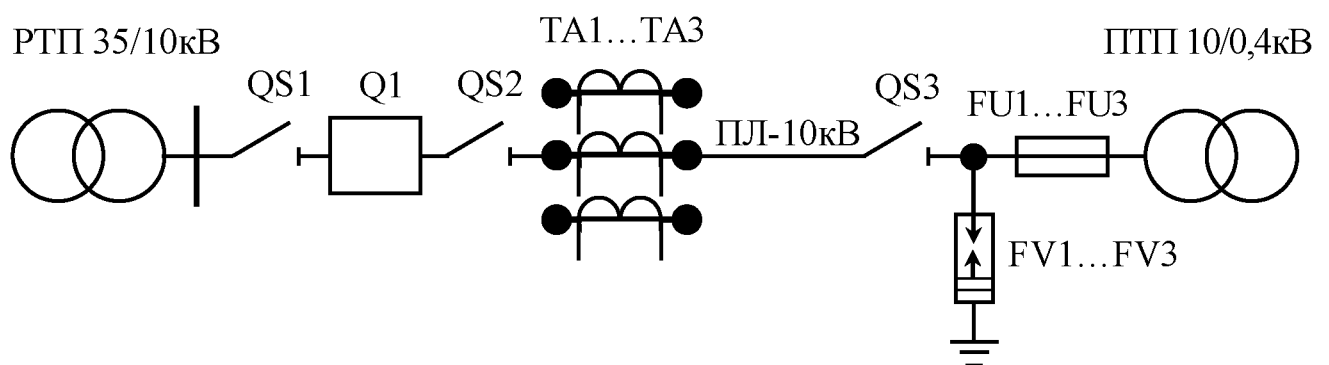


Рисунок 6.1 – Однолінійна схема повітряної лінії напругою 10 кВ

На відхідних лініях 0,4 кВ, як правило, встановлюються автоматичні вимикачі, на вводі 0,38 кВ – рубильник або автоматичний вимикач. Дані для апаратів до 1000 В можна знайти в [10 с.311; 11 с.21-37; 12 с.6, 26; 14 с. 115].

Чутливість апаратів захисту (автоматичних вимикачів) повинна відповідати наступним умовам.

– Для автоматів, які мають тільки електромагнітний розчіплювач:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{відс.}}} \geq (1,25 \dots 1,4), \quad (6.10)$$

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

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

$I_{\text{відс.}}$ – струм відсічки автомата, А [11 с. 34; 12 с.26; 14 с.115].

Для автоматів з тепловим або комбінованим розчіплювачем та для запобіжників:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.р.}} \geq 3, \quad \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.в.}} \geq 3, \quad (6.11)$$

де $I_{н.р.}$ – номінальний струм теплового розчіплювача, А [11 с.34; 12 с.26; 14с.115];

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

Якщо вибрані апарати захисту не забезпечують заданої чутливості, то необхідно виконати один із наступних заходів: зменшити опір петлі "фаза-нуль" (збільшити площу перерізу проводів, скоротити відстань лінії); збільшити потужність трансформатора підстанції; застосувати інші додаткові засоби захисту від однополюсних замикань (наприклад встановити автоматичні вимикачі, які мають додатково незалежний розчіплювач, на який діє реле струму із обмоткою в нульовому проводі лінії).

2 ЛІТЕРАТУРА

2 с. 275-305; 3 314-348; 5 с.281-284; 6 с.297-302; 7 с.228-233; 8 с.203-205; 9 с. 229-234; 10 с.168-172; 11 с.200-216; 12 с.98-109; 13 с. 228-391; 14 с. 100-118.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. За якими параметрами вибирають електричні апарати?
2. З якою метою і як перевіряють електричні апарати на термічну стійкість?

3. З якою метою і як перевіряють електричні апарати на електродинамічну стійкість?
4. Що може відбутися із електричним апаратом, якщо напруга в мережі буде перевищувати напругу на яку його розраховано?
5. За якими параметрами перевіряють комутаційні та захисні апарати, що призначені для відключення аварійних струмів в мережі?
6. За якими параметрами вибирають трансформатори струму?
7. Що таке клас точності вимірювальних трансформаторів?
8. Як класифікуються трансформатори струму за способом встановлення?
9. За якою умовою перевіряють на чутливість автоматичні вимикачі із електромагнітним розчіплювачем?
10. За якою умовою перевіряють на чутливість автоматичні вимикачі із тепловим або комбінованим розчіплювачем?

Задача 6.1

Виконати вибір обладнання для шафи повітряної лінії 10 кВ, що відходить від районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ. Вибрати: роз'єднувачі QS1, QS2, високовольтний вимикач Q1, трансформатори струму ТА1 та ТА2. Підстанція має закритий розподільний пристрій напругою 10 кВ. Вихідні дані для розрахунку наведено на рисунку 6.2.

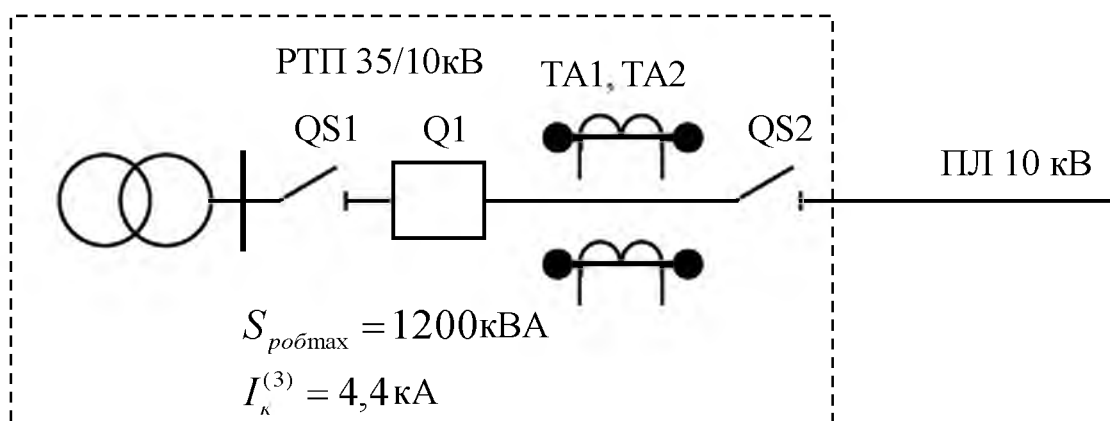


Рисунок 6.2 – Однолінійна схема повітряної лінії напругою 10 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Розраховуємо максимальний робочий струм (струм тривалого режиму роботи) на головній ділянці лінії:

$$I_{роб.мах.} = \frac{S_{p.мах.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad I_{роб.мах.} = \frac{1200}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 66,1 \text{ А.}$$

2. Розраховуємо ударний струм трифазного к.з.:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k^{(3)}, \quad i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 4,4 = 6,2 \text{ кА};$$

при к.з. на шинах 10 кВ споживчих підстанцій $k_y = 1$ [2-12].

3. Визначаємо діюче значення повного струму триполюсного к.з. за перший період:

$$I_y^{(3)} = I_k^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (k_y - 1)^2}, \quad I_y^{(3)} = 4,4 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1 - 1)^2} = 4,4 \text{ кА.}$$

4. Виконуємо вибір шинного роз'єднувача QS1 в табличній формі (таблиця 6.2).

Таблиця 6.2 – Вибір шинного роз'єднувача QS1

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.м} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} \geq U_{н.м}$	$10 = 10$
$I_{роб.мах} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н.а.} = 630 \text{ А}$	$I_{н.а} \geq I_{роб.мах}$	$630 > 66,1$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{мах} = 52 \text{ кА}$	$i_{мах} \geq i_y^{(3)}$	$52 > 6,2$
$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 4,4^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_k^{(3)})^2 \cdot t_{np}$	$1600 > 27,1$

До встановлення приймаємо роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РВ-10/630УЗ. Тип привода ПР-11.

5. Виконуємо вибір лінійного роз'єднувача QS2 (таблиця 6.3).

Таблиця 6.3 – Вибір лінійного роз'єднувача QS2

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.м} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} \geq U_{н.м}$	$10 = 10$
$I_{роб\max} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н.а.} = 630 \text{ А}$	$I_{н.а} \geq I_{роб\max}$	$630 > 66,1$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{\max} = 52 \text{ кА}$	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	$52 > 6,2$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 4,4^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np}$	$1600 > 27,1$

До встановлення приймаємо роз'єднувач внутрішнього встановлення типу РВЗ-10/630УЗ (із заземлюючими ножами). Тип привода ПР-11.

6. Виконуємо вибір високовольтного вимикача Q1 (таблиця 6.4).

Таблиця 6.4 – Вибір високовольтного вимикача Q1

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.м} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.а} \geq U_{н.м}$	$10 = 10$
$I_{роб\max} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н.а.} = 1000 \text{ А}$	$I_{н.а} \geq I_{роб\max}$	$1000 > 66,1$
$I_{\kappa}^{(3)} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{н.відкл} \geq I_{\kappa}^{(3)}$	$20 > 4,4$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$i_{\max} = 52 \text{ кА}$	$i_{\max} \geq i_y^{(3)}$	$52 > 6,2$
$(I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 4,4^2 \times$ $\times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 4 =$ $= 1600 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_t^2 \cdot t \geq (I_{\kappa}^{(3)})^2 \cdot t_{np}$	$1600 > 27,1$

До встановлення приймаємо малооб'ємний масляний вимикач внутрішнього встановлення типу ВПМ-10-20/1000УЗ. Тип привода ПЭ -11.

6. Виконуємо вибір трансформаторів струму ТА1 і ТА2 (таблиця 6.5).

Таблиця 6.5 – Вибір трансформаторів струму ТА1 та ТА2

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.м} = 10\text{кВ}$	$U_{на} = 10\text{кВ}$	$U_{на} \geq U_{н.м}$	$10 = 10$
$I_{роб\max} = 66,1\text{А}$	$I_{н1} = 75\text{А}$	$I_{н1} \geq I_{роб\max}$	$75 > 66,1$
$i_y^{(3)} = 6,2\text{ кА}$	$k_\delta \cdot \sqrt{2} \cdot I_{Н1} = 250 \times \sqrt{2} \cdot 75 = 26,4\text{ кА}$	$i_y^{(3)} \leq k_\delta \cdot \sqrt{2} \cdot I_{Н1}$	$26,4 > 6,2$
$(I_\kappa^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 4,4^2 \times (1,2 + 0,2) = 27,1\text{кА}^2\text{с}$	$(k_t \cdot I_{Н1})^2 \cdot t = (45 \cdot 75)^2 \times 3 = 34,2\text{кА}^2\text{с}$	$(I_\kappa^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq (k_t \cdot I_{Н1})^2 \cdot t$	$34,2 > 27,1$

До встановлення приймаємо трансформатор струму типу ТПЛ-10МУЗ внутрішнього встановлення. Коефіцієнт трансформації 75/5, клас точності 0,5/10Р (дві вторинні обмотки).

Задача 6.2 (самостійно)

Виконати вибір обладнання для шафи повітряної лінії 10 кВ, що відходить від районної трансформаторної підстанції 35/10 кВ та обладнання на стороні 10 кВ споживчої ТП 10/0,4 кВ: роз'єднувачі QS1, QS2 (шинний та лінійний), високовольтний вимикач Q1, трансформатори струму ТА1 та ТА2, лінійний роз'єднувач зовнішнього встановлення QS3. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведено в таблиці 6.6.

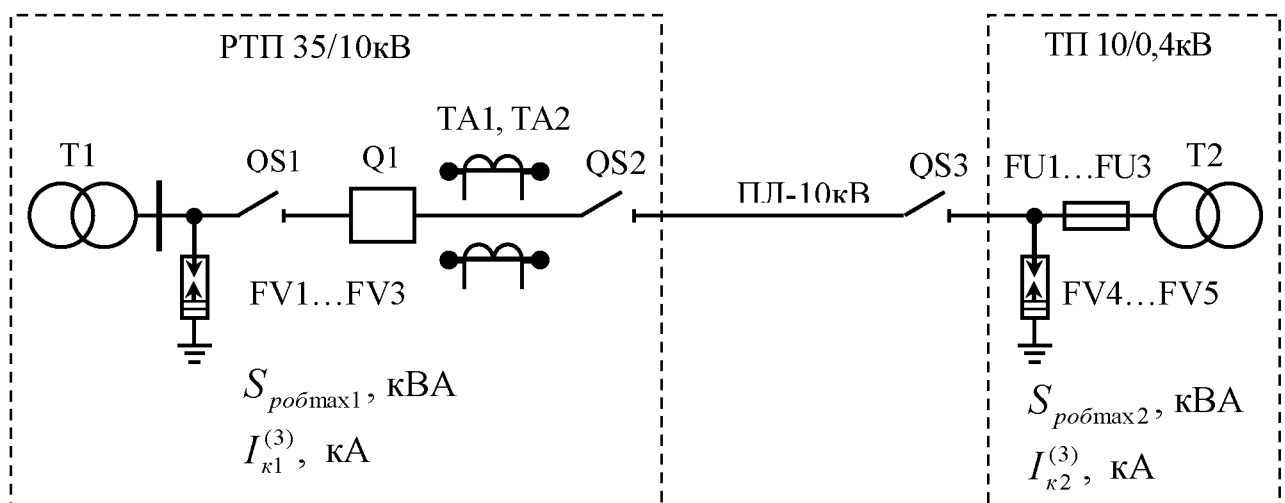


Рисунок 6.3 – Однолінійна схема повітряної лінії напругою 10 кВ

Таблиця 6.6 – Параметри мережі 10 кВ

Варіант	$S_{робmax1}$, кВА	$I_{к1}^{(3)}$, кА	$S_{робmax2}$, кВА	$I_{к2}^{(3)}$, кА
1	860	3,48	350	0,55
2	920	1,59	410	0,42
3	1210	2,15	700	0,58
4	830	2,00	310	0,61
5	1350	2,31	450	0,52
6	990	1,78	390	0,39
7	1410	2,46	610	0,48
8	1050	2,89	550	0,63
9	800	2,62	290	0,70
10	1120	3,27	640	0,74
11	1470	3,10	420	0,80
12	860	3,43	70	0,57
13	920	1,61	120	0,40
14	1210	2,17	210	0,56
15	930	2,03	180	0,62
16	1450	2,34	250	0,51
17	1090	1,79	490	0,37
18	1510	2,48	110	0,46
19	1150	2,89	50	0,61
20	900	2,64	200	0,71
21	1220	3,29	90	0,64
22	1570	3,12	150	0,78

ЗАНЯТТЯ 7

Тема: РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 10 кВ

Мета заняття: Навчитися розраховувати параметри максимального струмового захисту та струмової відсічки повітряних ліній напругою 10 кВ

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Для захисту розімкнутих сільських електричних мереж від короткого замикання використовують максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмову відсічку (СВ). Спрацьовують вони при перевищенні струму заданого значення. Відрізняються вони, що МСЗ діє з витримкою часу, а СВ – без витримки часу (миттєво). Якщо обидва пристрої використовують для захисту однієї і тієї ж ділянки лінії, то струм спрацювання реле відсічки вибирають значно більшим, ніж струм спрацювання реле МСЗ. Для розімкнутих сільських електричних мереж напругою 6...10 кВ МСЗ є основним захистом, а СВ – додатковим.

Максимальний струмовий захист лінії

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

$$I_{сн.МСЗ} \geq \frac{k_n}{k_{нов}} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб.мах}, \quad (7.1)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, для реле типу РТ-85, РТ-40 $k_n = 1,2$; [3 с.370; 5 с.303; 7 с. 265; 9 с.301; 10 с.206; 11 с.230];

$k_{нов}$ – коефіцієнт повернення реле, для реле типу РТ-85, РТ-40 $k_n = 0,8...0,85$ [3 с.371; 5 с.303; 7 с.265; 9 с.301; 10 с.206; 11 с.230];

$k_{с.зан}$ – коефіцієнт самозапуску, для ліній сільськогосподарського призначення приймається $k_{с.зан} = 1,2...1,3$ [3 с.372; 5 с.303; 7 с.265; 10 с.206; 11 с.230].

Селективна дія МСЗ лінії 10 кВ і запобіжників з високої сторони ТП 10/0,4 кВ забезпечуються при їх сумісній роботі, якщо виконується наступна умова:

– для захисту із залежною витримкою часу (РТ-80, РТ-90, РСТ-80АВ)

$$I_{c.з.} \geq 1,4 \cdot I_{пл.(5)} \quad (7.2)$$

– для захисту із незалежною витримкою часу (РТ-40, РСТ-40, РСТ-11)

$$I_{сн.МСЗ} \geq 1,3 \cdot I_k, \quad (7.3)$$

де $I_{пл.(5)}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ перегорє за 5 секунд [11 с. 210], А;

I_k – струм, при якому плавка вставка запобіжника найбільш потужної ТП 10/0,4 кВ згорає за 0,3 секунди, А.

Струм спрацювання реле МСЗ визначається за формулою:

$$I_{сн.р.МСЗ} = \frac{I_{сн.МСЗ} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}} \quad (7.4)$$

де $I_{сн.МСЗ}$ – найбільший, з отриманих за виразами (7.1 – 7.3), струм спрацювання захисту,

$k_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми [3 с.371; 5 с.302; 6 с.319; 7 с. 265; 9 с.303; 10 с.206];

K_{mc} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму [9 с.239; 14].

З урахуванням (7.1) струм спрацювання реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_n \cdot k_{с.зан} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{нов} \cdot K_{mc}} \cdot I_{роб.маx} \quad (7.5)$$

Уставку струму спрацювання реле вибирають за умовою:

$$I_{у.р.МСЗ} \geq I_{сн.р.МСЗ} \quad (7.6)$$

Якщо $I_{с.р.}$ більший максимального струму уставки реле $I_{у.р.}$ (наприклад, для реле РТ-85 – 10 (5) А), то рекомендується збільшити K_{mc} (на один, два ступеня) і повторити перевірку струму спрацювання.

В схемах РЗ, оперативні кола яких живляться безпосередньо від ТС, для вибору струму уставки додається умова надійного спрацювання електромагніту привода вимикача зі струмом спрацювання 5А:

$$I_{y.p.MC3} \geq (6...6,5)A. \quad (7.7)$$

Струм первинного кола спрацювання захисту (уточнене значення):

$$I'_{cn.MC3} = I_{y.p.MC3} \cdot \frac{k_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}. \quad (7.8)$$

Вибраний захист перевіряють на чутливість до струму к.з. в кінці зони захисту. Для цього визначають коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_{q.MC3} = \frac{I_{k.min}}{I'_{cn.MC3}}, \quad k_{q.MC3} = \frac{I_{k.min} \cdot k_{cx}^{(3)}}{I_{y.p.MC3} \cdot k_{mc}} \quad (7.9)$$

де $I_{k.min}$ – струм двополюсного к.з. в кінці ділянки, що захищається, А;

В основній зоні дії захисту $k_q \geq 1,5$. Якщо МСЗ виконує функції резервного захисту, тоді $k_q \geq 1,2$.

Другим основним параметром МСЗ є витримка часу захисту. Для захистів із незалежною витримкою часу:

$$t_n \geq t_{n-1} + \Delta t, \quad (7.10)$$

де t_{n-1} – витримка часу попереднього захисту, с.

Δt – ступень витримки часу, с.

Ступінь витримки часу для захистів із незалежною видержкою часу $\Delta t = 0,4...0,6$ с. Для захистів із залежною витримкою часу $\Delta t = 0,6$ с – для реле РТ-80 та $\Delta t = 0,7$ с для реле РТВ.

В радіальних мережах з одностороннім живленням селективність МСЗ забезпечується вибором відповідних витримок часу, які збільшуються у напрямку від споживачів до джерела живлення.

Струмова відсічка лінії

Струм спрацьовування відсічки ПЛ-10 кВ вибирається за такими умовами:

– струм спрацьовування СВ повинен бути більшим за максимальний струм к.з. у місці підключення найближчого до РТП трансформатора 10/0,4 кВ:

$$I_{cn.CB} \geq k_n \cdot I_{k \max}, \quad (7.11)$$

де $I_{k \max}$ – максимальний струм к.з. (трифазного $I_k^{(3)}$) у точці підключення найближчого трансформатора 10/0,4 кВ, А;

k_n – коефіцієнт надійності (для реле РТ-40 $k_n = 1,2 \dots 1,3$; для реле РТ-80 і РТМ $k_n = 1,5 \dots 1,6$) [3 с.374; 5 с.309; 7 с. 268; 9 с.301; 10 с.206; 11 с.231].

– струмова відсічка не повинна спрацьовувати під час кидків струму намагнічування трансформаторів 10/0,4 кВ, тобто

$$I_{cn.CB} \geq \frac{(4 \dots 5) \sum S_{н.тп}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (7.12)$$

де $\sum S_{н.тп}$ – сумарна потужність ТП 10/0,4 кВ, що живляться від лінії, кВА.

Струм спрацьовування реле відсічки визначається за формулою:

$$I_{cn.p.CB} = \frac{I_{cn.CB} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}, \quad (7.13)$$

де $I_{cn.CB}$ – найбільше із значень, що отримані за виразами (7.11) і (7.12).

Значення, отримане за виразом (7.12) округляємо до струму уставки $I_{y.p.CB}$, А, обраного типу реле, за умови:

$$I_{y.p.CB} \geq I_{cn.p.CB} \quad (7.14)$$

Тоді дійсне (уточнене) значення струму спрацьовування відсічки

$$I'_{c.s} = I_{y.p.CB} \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}} \quad (7.15)$$

Якщо захист реалізовано на реле типу РТ-80 (РТ-85, РТ-90) струм спрацьовування реле відсічки не визначають, а знаходять кратність відсічки:

$$K_{CB} = \frac{I_{cn.p.CB}}{I_{y.p.MC3}}, \quad (7.16)$$

де $I_{y.p.MC3}$ – струм уставки МСЗ реле РТ-80 (РТ-85, РТ-90).

Кратність відсічки для реле типу РТ-80 може мати значення: 2, 4, 6, 8.

Чутливість відсічки:

$$k_{ч.СВ} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I'_{cn.CB}}, \quad k_{ч.СВ} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_{y.p.CB}} \cdot \frac{k_{cx.min}}{K_{mc}} \quad (7.17)$$

де $I_{\kappa}^{(3)}$ – струм к.з. у місці встановлення захисту в найбільш сприятливому за умовами чутливості режимі (триполюсне к.з.).

$k_{cx.min}$ – мінімальне значення коефіцієнта схеми [5 с.302; 7 с.265; 9 с.303].

Згідно із [2, 3, 5] для додаткових захистів повітряних ліній $k_{ч.СВ} \geq 1,2$.

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

2 ЛІТЕРАТУРА

2. с. 343-345; 3 с.370-374; 5 с.303-310; 6 с.325-338; 7 с.263-274; 8 с.236-250; 9 с. 298-316; 10 с.204-212; 11 с.230-232; 12 с.170-173.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Призначення релейного захисту?
2. Які вимоги ставляться до релейного захисту?
3. Які типи реле застосовуються для релейного захисту?
4. Як класифікуються реле за способом включення в коло, що контролюється та за способом дії на вимикач?
5. Як захищаються повітряні лінії напругою 6...10 кВ від аварійних режимів?
6. Що таке максимальний струмовий захист обладнання?
7. Як забезпечується селективність МСЗ?
8. За якими параметрами вибирають струм спрацювання МСЗ повітряної лінії?

9. Як вибирають параметри спрацювання МСЗ повітряної лінії?
10. З якою метою визначають коефіцієнт чутливості захисту?
11. За якими параметрами перевіряють МСЗ лінії на чутливість?
12. Що таке струмова відсічка повітряної лінії?
13. За якими параметрами вибирають струм спрацювання струмової відсічки повітряної лінії?
14. Як забезпечується селективність струмової відсічки?
15. Який захист називається основним?
16. За якими параметрами перевіряють на чутливість СВ лінії?

Задача 7.1

Розрахувати максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмову відсічку (СВ) повітряної лінії напругою 10 кВ. Максимальний робочий струм на головній ділянці лінії $I_{роб.маx} = 41,3$ А, найбільш потужна підстанція лінії $S_H = 160$ кВА, сумарна потужність ТП 10/0,4 $\sum S_{тип} = 1320$ кВА. Параметри мережі наведено на рисунку 7.1.

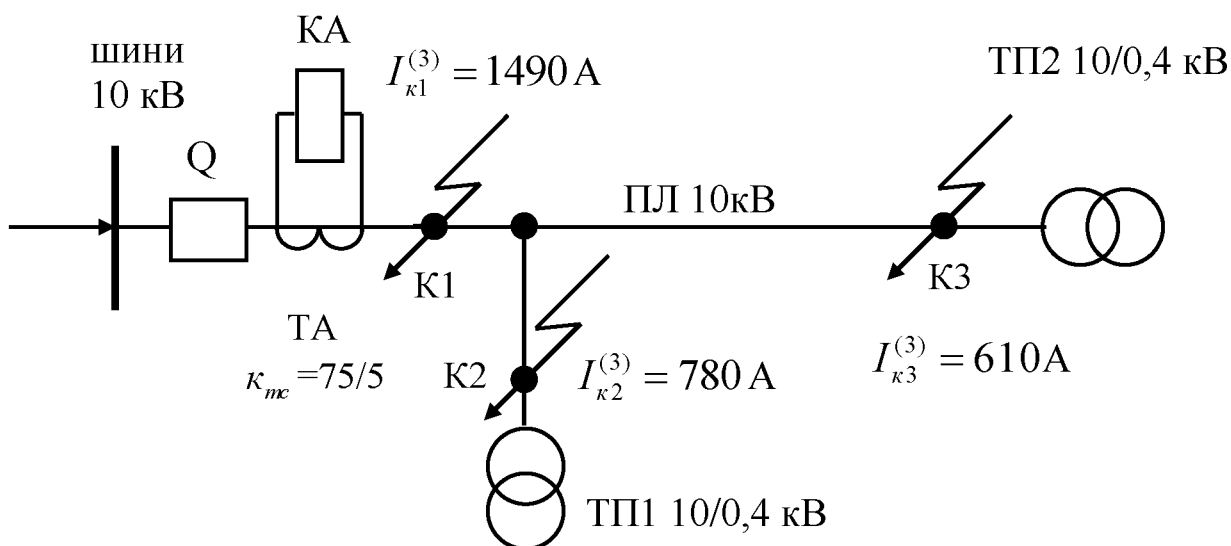


Рисунок 7.1 – Розрахункова схема повітряної лінії 10 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

В якості основного захисту приймаємо МСЗ лінії.

Розрахунок параметрів МСЗ.

1. Приймаємо дворелейну схему МСЗ із з'єднанням трансформаторів струму в «неповну зірку». Для захисту використовуємо струмові реле РТ-80/1.

2. Розраховуємо струм спрацювання захисту (МСЗ) за умовами:

$$а) \quad I_{cn.MC3} = \frac{k_n}{k_{нов}} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб.мах}$$

Приймаємо для реле РТ-80: $k_n = 1,2$; $k_{нов} = 0,8 \dots 0,85$. $k_{с.зан} = 1,2 \dots 1,3$.

$$I_{cn.MC3} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 1,2 \cdot 41,3 = 74,3 \text{ А.}$$

$$б) \quad I_{cn.MC3} \geq 1,4 \cdot I_{н.в.(5)}$$

Для найпотужнішої ТП із $S_n = 160$ кВА: $I_{н.в.} = 20$ А, $I_k = 110$ А (2 додатоки Е, таблиця Е2 та рисунок Е1).

$$I_{cn.MC3} = 1,4 \cdot 105 = 147 \text{ А.}$$

В якості струму спрацювання МСЗ $I_{cn.MC3}$ вибираємо більше із отриманих значень:

$$\text{приймаємо } I_{cn.MC3} = 147 \text{ А.}$$

3. Визначаємо струм спрацювання реле МСЗ:

$$I_{cn.p.MC3} = \frac{I_{cn.MC3} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}; \quad I_{cn.p.MC3} = \frac{147 \cdot 1}{75/5} = 9,8 \text{ А.}$$

4. Вибираємо уставку реле за умовою:

$$I_{y.p.MC3} \geq I_{cn.p.MC3}$$

Враховуючи, що в реле РТ-80/1 уставка може змінюватись в межах 4...10 А, приймаємо: $I_{y.p.MC3} = 10$ А.

6. Визначаємо уточнене значення струму спрацювання захисту:

$$I'_{cn.MC3} = I_y \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}; \quad I'_{cn.MC3} = 10 \cdot \frac{15}{1} = 150 \text{ А.}$$

Приймаємо до встановлення реле РТ 80/1 з $I_{y.p.MC3} = 10$ А.

6. Виконуємо перевірку чутливості МСЗ:

$$I_k^{(2)} = 0,866 I_k^{(3)}; \quad I_k^{(2)} = 0,866 \cdot 610 = 528 \text{ А.}$$

$$k_{ч.MC3} = \frac{I_{k.min} \cdot k_{cx}^{(3)}}{I_{y.p.MC3} \cdot K_{mc}}; \quad k_{ч.MC3} = \frac{528 \cdot 1}{10 \cdot 15} = 3,5 > 1,5$$

Умова виконується.

В якості додаткового захисту лінії 10 кВ приймаємо СВ.
Виконуємо розрахунок параметрів струмової відсічки.

1. Розраховуємо струм спрацьовування відсічки за умовами:

$$а) \quad I_{cn.CB} \geq k_n \cdot I_{k \max}, \quad I_{cn.CB} \geq 1,5 \cdot 780 = 1170 \text{ А.}$$

$$б) \quad I_{cn.CB} \geq \frac{(4 \dots 5) \sum S_{н.мр}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad I_{cn.CB} \geq \frac{4 \cdot 1320}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 290,7 \text{ А.}$$

В якості струму спрацьовування відсічки вибираємо більше із отриманих значень:

$$\text{приймаємо } I_{cn.CB} = 1170 \text{ А.}$$

2. Визначаємо струм спрацьовування реле відсічки:

$$I_{cn.p.CB} = \frac{I_{cn.CB} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}, \quad I_{cn.p.CB} = \frac{1170 \cdot 1}{15} = 78 \text{ А.}$$

3. Визначаємо кратність відсічки (для реле РТ-80):

$$K_{CB} = \frac{I_{cn.p.CB}}{I_{y.p.MCЗ}}, \quad K_{відс} = \frac{78}{10} = 7,8.$$

Умова виконується, так як кратність відсічки для реле типу РТ-80 може мати значення: 2, 4, 6, 8. Приймаємо $K_{CB} = 8$.

4. Визначаємо уточнений струм спрацьовування реле СВ:

$$I'_{cn.p.CB} = I_{y.p.MCЗ} \cdot K_{CB}; \quad I'_{cn.p.CB} = 10 \cdot 8 = 80 \text{ А.}$$

4. Дійсне (уточнене) значення струму спрацьовування відсічки:

$$I'_{cn.CB} = \frac{K_{m.c.} \cdot I'_{cn.p.CB}}{k_{cx}}, \quad I'_{cn.CB} = \frac{15 \cdot 80}{1} = 1200 \text{ А.}$$

6. Виконуємо перевірку струмової відсічки на чутливість:

$$k_{ч.CB} = \frac{I_k^{(3)}}{I_{y.p.CB}} \cdot \frac{k_{cx.\max}}{K_{mc}}; \quad k_{ч.CB} = \frac{1490}{80} \cdot \frac{1}{15} = 1,24.$$

Для додаткових захистів повітряних ліній $k_{ч.CB} \geq 1,2$.

$1,24 > 1,2$ умова виконується.

Ефективність відсічки оцінюється зоною її дії (не менш 15-20% довжини лінії). Остаточо приймаємо в якості додаткового захисту лінії струмову відсічку із розрахованими параметрами.

Задача 7.2 (самостійно)

Розрахувати максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмову відсічку (СВ) повітряної лінії напругою 10 кВ (рисунок 7.2). Параметри мережі за варіантами наведено в таблиці 7.1.

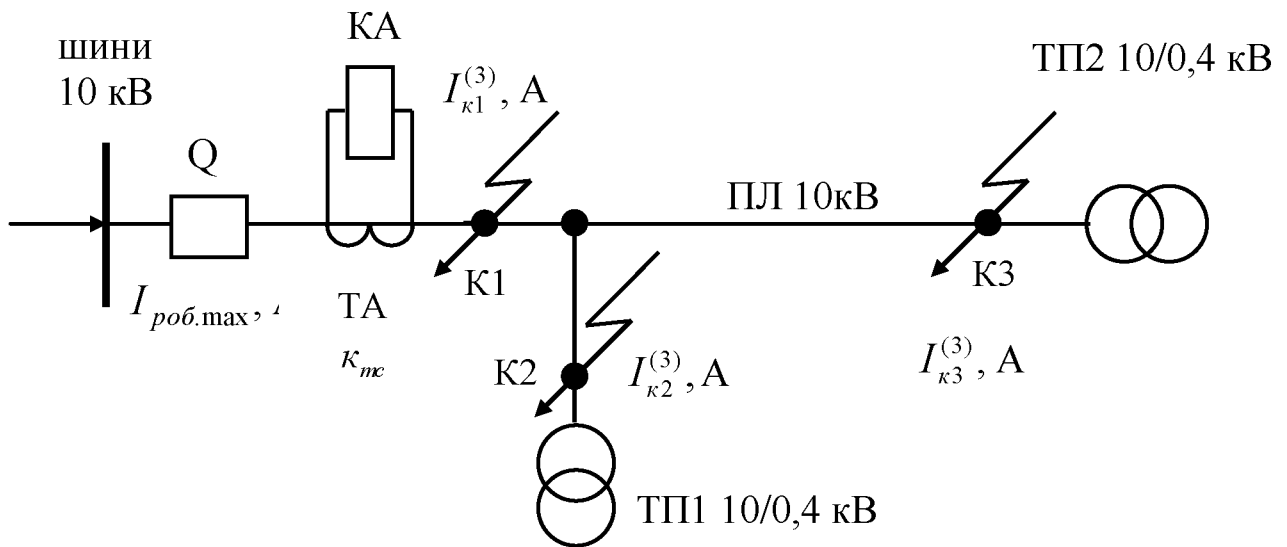


Рисунок 7.2 – Розрахункова схема повітряної лінії 10 кВ

Максимальний робочий струм на головній ділянці лінії $I_{роб.мах} = 41,3$ А, найбільш потужна підстанція лінії $S_H = 160$ кВА, сумарна потужність ТП 10/0,4 $\sum S_{нтр} = 1320$ кВА.

Таблиця 7.1 – Параметри мережі 10 кВ

Варіант	$I_{роб.маx}$, А	$I_{к1}^{(3)}$, А	$I_{к3}^{(3)}$, А	$I_{к3}^{(3)}$, А	$\sum S_{нmp}$, кВА	$S_{н.маx}$, кВА	K_{mc}
1	20,5	1590	720	420	1320	160	50/5
2	70,1	2150	980	580	1720	100	100/5
3	23,8	2000	890	610	1883	160	50/5
4	68,1	2310	870	520	1820	250	100/5
5	22,2	1780	630	390	2120	160	50/5
6	66,3	2460	890	480	2170	100	100/5
7	38,9	2890	1030	630	2145	160	75/5
8	65,0	2620	920	700	2393	100	100/5
9	18,4	3270	1050	740	2280	160	30/5
10	19,3	3100	1010	800	2145	250	50/5
11	63,2	3430	1580	570	1360	160	100/5
12	24,7	1610	1100	400	1760	100	50/5
13	60,4	2170	970	560	1883	160	75/5
14	26,1	2030	870	620	1820	100	50/5
15	58,2	2340	890	510	2120	160	75/5
16	28,3	1790	880	370	2170	250	50/5
17	55,4	2480	690	460	19700	160	75/5
18	30,2	2890	1200	610	2355	100	50/5
19	50,4	2640	1300	710	2343	160	75/5
20	33,1	3290	1610	640	2160	100	50/5
21	52,6	3120	170	780	1445	160	100/5
22	35,8	3480	150	550	1880	250	50/5

ЗАНЯТТЯ 8

Тема: РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Мета заняття: Навчитися розраховувати параметри релейного захисту силових трансформаторів сільських підстанцій

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

До основних пошкоджень силових трансформаторів напругою 35, 110/10 кВ відносять: трифазні і двофазні к.з. між обмотками у середині баку трансформатора або між зовнішніми виводами обмоток; однофазні замикання обмотки або її зовнішнього виводу на корпус трансформатора, тобто на землю; двофазні к.з. на землю (для трансформаторів, що працюють в мережі з глухо заземленою нейтраллю); замикання між витками однієї фази обмотки (виткові) та ін.

Одним із слабких місць трансформаторів є ізоляція обмоток, яка виходить із ладу при пошкодженнях та при аварійних режимах їх роботи.

Для захисту силових трансформаторів напругою 6...10/0,4 кВ потужністю до 630 кВА та деяких трансформаторів напругою 35/6... 10 кВ потужністю до 1000 кВА використовують плавкі запобіжники. На всіх інших трансформаторах для захисту від внутрішніх к.з. в якості основного захисту встановлюють струмову відсічку без витримки часу (при потужності до 6300 кВА) або диференціальний захист (для трансформаторів потужністю 6300 кВА і вище).

Для захисту від усіх видів пошкоджень всередині баку та від зниження рівня масла трансформаторів із $S_n \geq 6300$ кВА (допускається також для трансформаторів $S_n = 1000...4000$ кВА) застосовують газовий захист.

Для захисту від зовнішніх к.з. застосовують МСЗ, який виконує також функцію резервного захисту трансформатора при відмові інших захистів.

Захист від струмів перевантаження виконують у вигляді МСЗ в одній фазі. Як правило, вона діє на сигнал із відповідною витримкою часу.

Струмова відсічка трансформаторів

Захист трансформаторів виконують двоступінчастим. Першим ступенем захисту є струмова відсічка, струм спрацювання якої вибирається біль-

шим від максимального струму зовнішнього короткого замикання за трансформатором (на шинах низької напруги):

$$I_{сп.СВ} \geq k_n \cdot I_{к.мах.зовн.}^{(3)} \quad (8.1)$$

де $I_{к.мах.зовн.}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. за трансформатором, приведений до сторони живлення, А;

k_n – коефіцієнт надійності; для реле РТ-40 $k_n = 1,3 \dots 1,4$; для реле РТ-80 та РТМ – $k_n = 1,6$.

$$I_{к.мах.зовн.}^{(3)} = I_{к(нн)}^{(3)} \cdot \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(вн)}}, \quad (8.2)$$

де $I_{к(нн)}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. за трансформатором зі сторони нижчої напруги, А;

$U_{н(нн)}$ – номінальна напруга трансформатора з нижчої сторони, В;

$U_{н(вн)}$ – номінальна напруга трансформатора з вищої сторони, В;

Окрім того, струмову відсічку трансформатора необхідно відстроювати від кидків струму намагнічування:

$$I_{сп.СВ} \geq I_{нам} \quad (8.3)$$

$$I_{нам} = (3 \dots 5) I_{н.тр}$$

де $I_{нам}$ – струм намагнічування трансформатора, А

$I_{н.тр}$ – номінальний струм трансформатора, що захищається, А.

$$I_{н.тр} = \frac{S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.тр(вн)}}, \quad (8.4)$$

де $S_{н.тр.}$ – номінальна потужність трансформатора, що захищається, А.

Струм спрацьовування реле відсічки трансформатора визначається за виразом:

$$I_{cn.p.CB.} = \frac{I_{cn.CB.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}},$$

де $I_{cn.CB.}$ – найбільше із значень, отримане за виразами (8.1) та (8.3).

Уставка струму спрацювання реле відсічки (7.14):

$$I_{yp.CB.} \geq I_{cn.p.CB.}$$

Струм спрацювання відсічки трансформатора (уточнений первинний струм відсічки) (7.16):

$$I'_{cn.CB.} = I_{yp.CB.} \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}.$$

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається співвідношенням:

$$k_{ч.CB.} = \frac{I_{k \min}}{I_{cn.CB.mp}} = \frac{I_k^{(2)}}{I_{yp.CB.}} \cdot \frac{k_{cx \min}}{K_{mc}}, \quad (8.5)$$

де $I_{k \min}$ – мінімальне значення струму к.з. в місці встановлення відсічки (струм двофазного к.з., $I_k^{(2)}$), А.

Чутливість першого ступеня вважається достатньою, якщо $k_{ч} \geq 2$ при короткому замиканні на стороні вищої напруги трансформатора.

Максимальний струмовий захист трансформаторів

Другим ступенем захисту трансформатора є максимальний струмовий захист (МСЗ), струм спрацювання якого вибирають за максимальним робочим струмом трансформатора $I_{роб.маx}$, аналогічно як і для МСЗ повітряної лінії:

$$I_{cn.МСЗ.} = \frac{k_H}{K_{нов}} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб.маx}. \quad (8.6)$$

Витримку часу МСЗ узгоджують з витримкою часу захистів приєднань, що відходять від трансформатора (повітряних ліній):

$$t_{mp} \geq t_{ПЛ} + \Delta t, \quad (8.7)$$

де $t_{ПЛ}$ – найбільша витримка часу захисту приєднаних до трансформатора повітряних ліній, с.

Струм спрацьовування реле МСЗ трансформатора:

$$I_{cn.p.MC3} = \frac{I_{cn.MC3} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}.$$

Уставка струму спрацьовування реле МСЗ:

$$I_{y.p.MC3} \geq I_{cn.p.MC3}.$$

Чутливість МСЗ перевіряється за струмом при короткому замиканні з боку нижчої напруги:

$$k_{ч.MC3} = \frac{I_{к\ min}}{I_{cn.MC3}} = \frac{I_{к}^{(2)}}{I_{y.p. MC3}} \cdot \frac{k_{cx}}{K_{mc}} \quad (8.8)$$

де $I_{к\ min}$ – мінімальне значення струму к.з. (струм двофазного к.з. на шинах нижчої напруги трансформатора, $I_{к}^{(2)}$), А.

Робота цього захисту як резервного перевіряється при короткому замиканні в кінці елементів, приєднаних до шин нижчої напруги трансформатора (при цьому бажано мати $k_{ч} \geq 1,5$).

На знижувальних трансформаторах 35...110/6...10 кВ частіше за все використовують два комплекти МСЗ – один на стороні живлення, другий, із меншою витримкою часу, – зі сторони вводу 10 кВ. Допускається встановлювати один захист зі сторони живлення трансформатора із двома витримками часу – із меншою на відключення вимикача вводу 10 кВ.

Час спрацьовування МСЗ трансформатора вибирають аналогічно як і для МСЗ ліній. В даному випадку на стороні живлення приймають час спра-

цьовування захисту на ступінь більшим у порівнянні із часом захисту вводу 10 кВ.

Для захисту трансформаторів не рекомендується використовувати схему з'єднання трансформаторів струму за схемою на різницю струмів двох фаз, так як за певних умов схема може не спрацювати взагалі.

2 ЛІТЕРАТУРА

2. с. 359-360; **3** с.381-384; **5** с.314-320; **6** с.348-350; **7** с.274-278; **8** с.250-255; **9** с. 316-330; **10** с.204-212; **11** с.228-232; **12** с.168-170.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Призначення релейного захисту?
2. Які вимоги ставляться до релейного захисту?
3. Які типи реле застосовуються для релейного захисту?
4. Перелічить основні види пошкоджень трансформаторів.
5. Які аварійні режими виникають при роботі силових трансформаторів?
6. Як захищаються силові трансформатори від аварійних режимів?
7. Що таке струмова відсічка трансформатора і як вона реалізується?
8. Як вибирають параметри спрацювання струмової відсічки трансформатора?
9. Що таке максимальний струмовий захист трансформатора і як він реалізується?
10. Як вибирають параметри спрацювання максимального струмового захисту трансформатора?
11. Як вибирають параметри спрацювання захисту трансформатора від перевантаження?
12. Який захист і чому є основним для силового трансформатора?
13. З якою метою визначають коефіцієнт чутливості захисту?
14. Призначення і принцип дії газового захисту?

ЗАДАЧА 8.1

Розрахувати струмову відсічку та максимальний струмовий захист трансформатора (рисунок 8.1). Потужність трансформатора 110/10 кВ $S_{н.тр} = 4000$ кВА. Вихідні дані для розрахунку наведені на рисунку 8.1.

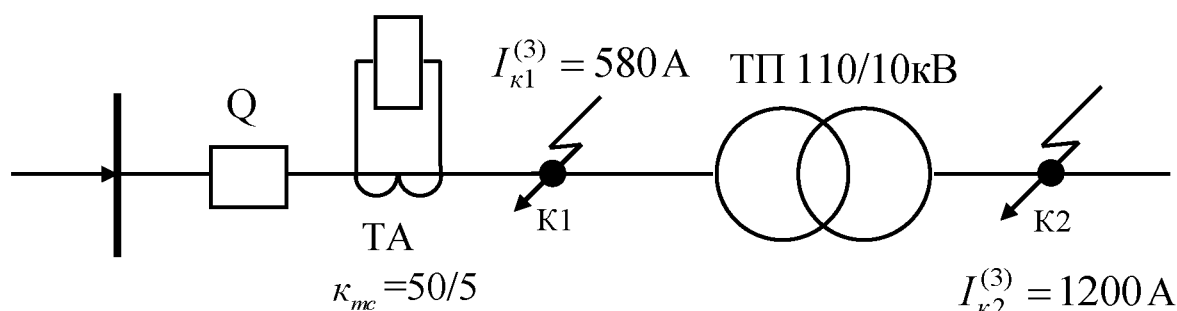


Рисунок 8.1 – Схема релейного захисту о трансформатора.

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

1. Приймаємо дворелейну схему захисту зі з'єднанням трансформаторів струму в «неповну зірку» ($k_{сх} = 1$) із реле РТ – 40 (рисунок 8.1).
2. Вибираємо розрахункову точку к.з. – зовнішнє к.з. у точці K_1 .
3. Визначаємо максимальний струм з боку встановлення відсічки при зовнішньому короткому замиканні:

$$I_{к.макс.зовн.}^{(3)} = I_{к(нн)}^{(3)} \cdot \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(вн)}}. \quad I_{к.зовн.} = \frac{1200}{110/11} = 120 \text{ А.}$$

4. Вибираємо струм спрацьовування захисту. Він повинен відстроюватися від зовнішніх к.з. та з урахуванням можливих кидків струму намагнічування:

$$а) \quad I_{сн.СВ} = k_n \cdot I_{к.зовн.}, \quad I_{сн.СВ} = 1,3 \cdot 120 = 136 \text{ А};$$

$$б) \quad I_{сн.СВ} = (3 \dots 4) \cdot I_{н.тр}; \quad I_{сн.СВ} = 4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84,1 \text{ А.}$$

Для подальших розрахунків приймаємо $I_{сн.СВ} = 136 \text{ А.}$

5. Вибираємо струм спрацьовування реле відсічки:

$$I_{сн.р.СВ} = \frac{I_{сн.СВ} \cdot K_{сх.макс}}{K_{mc}}; \quad I_{сн.р.СВ} = \frac{136}{50/5} = 13,6 \text{ А.}$$

Обираємо уставку та виконання реле. Реле РТ – 40/20. Приймаємо уставку $I_{у.р.СВ} = 14 \text{ А.}$ З'єднання обмоток реле – паралельне.

6. Уточнене значення струму спрацьовування відсічки:

$$I'_{cn.CB} = \frac{\kappa_{m.c.} \cdot I'_{cn.p.CB}}{k_{cx}}, \quad I'_{cn.CB} = \frac{10 \cdot 14}{1} = 140 \text{ А.}$$

7. Виконуємо перевірку чутливості захисту. Перевіряємо чутливість відсічки за струмом при к.з. у місці встановлення захисту:

$$k_{ч/CB} = \frac{I_{K \min}}{I'_{cn.CB}} = \frac{I_{K2}^{(3)} \cdot k_{cx..min}}{k_{mc} \cdot I_{y.p.CB}}, \quad k_{ч} = \frac{580 \cdot 1}{50/5 \cdot 14} = 4,1 > 2$$

$$4,1 > k_{ч.дон.} = 2.$$

Умова виконується.

ЗАДАЧА 8.2 (самостійно)

Розрахувати струмову відсічку та максимальний струмовий захист силового трансформатора 35/10 кВ (рисунок 8.2). Потужність трансформатора $S_{нтр}$, кВА, струм трифазного к.з. в точці К1 $I_{к1}^{(3)}$, А, струм трифазного к.з. в точці К2 $I_{к2}^{(3)}$, А. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведено в таблиці 8.1.

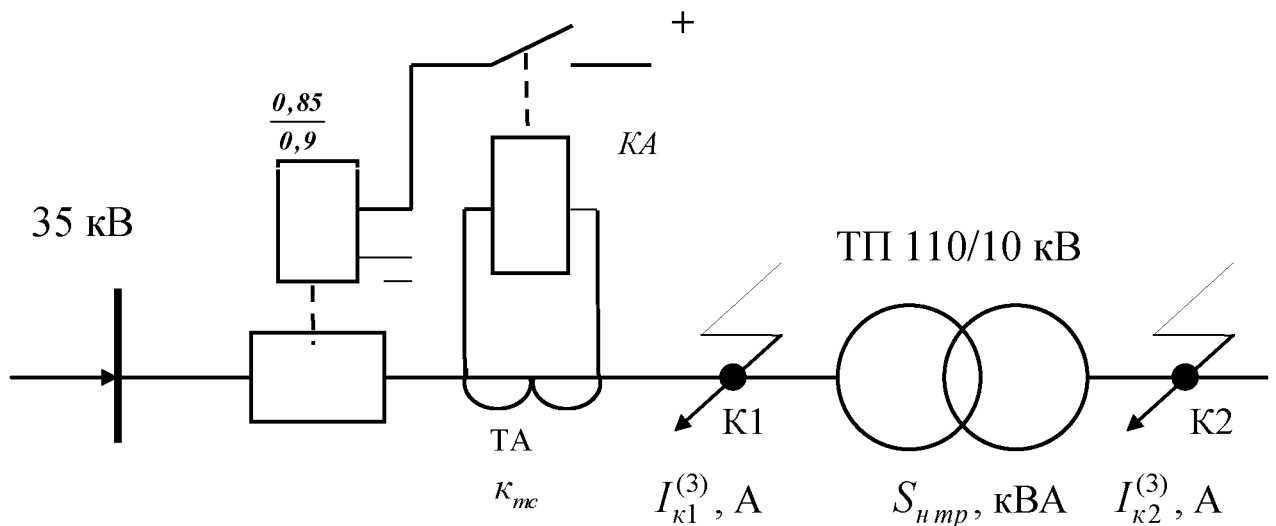


Рисунок 8.2 – Схема релейного захисту силового трансформатора.

Таблиця 8.1 – Вихідні дані для розрахунку

Варіант	$S_{нтр}, \text{кВА}$	$I_{к1}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{к2}^{(3)}, \text{кА}$	K_{mc}
1	1000	1400	4300	30/5
2	1600	1200	3800	50/5
3	2500	1000	3300	75/5
4	4000	950	2500	100/5
5	6300	810	1900	150/5
6	10000	720	1100	200/5
7	1000	1500	4850	30/5
8	1600	1300	4110	50/5
9	2500	1100	3800	75/5
10	4000	1150	2700	100/5
11	6300	910	2100	150/5
12	10000	820	1400	200/5
13	1000	1500	4100	30/5
14	1600	1350	3600	50/5
15	2500	1230	3000	75/5
16	4000	970	2200	100/5
17	6300	890	1700	150/5
18	10000	780	9000	200/5
19	1000	1350	3700	30/5
20	1600	920	2650	50/5
21	2500	1070	1350	75/5
22	4000	900	1200	100/5

ЗАНЯТТЯ 9

РОЗРАХУНОК ВІТРОГЕНЕРАТОРА

1. Мета роботи

Ознайомитися з основними параметрами ВЕУ і методикою розрахунку вітрогенераторів

2 Програма роботи

2.1 Вивчити методику розрахунку вітрогенераторів

2.2 Виконати розрахунок вітрогенератора.

2.3 Підготувати відповіді на контрольні питання.

3 Вказівки по підготовці до лабораторної роботи

При підготовці до лабораторної роботи необхідно:

3.1 Ознайомитися з методикою розрахунку.

3.2 Відповідно до індивідуального завдання виробити розрахунок вітрогенератору.

3.3 Підготувати відповіді на контрольні питання.

4 Порядок проведення роботи

При виконанні лабораторної роботи необхідно:

4.1 За матеріалом теоретичної частини методичних вказівок до лабораторної роботи ознайомитися з методикою розрахунку вітрогенетарорів.

4.2 Ознайомитися з основними характеристиками ВЕУ

4.3. Відповідно до індивідуального завдання виробити розрахунок вітрогенератору.

4.4 Надати відповіді на контрольні питання.

5 Теоретична частина

На основі теорії ідеального гребного гвинта В. П. Ветчинкін в 1914 році ро-

зробив теорію ідеального вітряка. Н. Е. Жуковський в 1920 році запропонував теорію «Вітряні млини НЕЖ», де обґрунтував кількісно максимальний коефіцієнт використання енергії вітру. Пізніше аналогічні теорії були розроблені Г. Х. Сабіна та І. Ф. Проскурою.

Ідеальним вітряком називають вітроколесо, у якого:

- Вісь обертання паралельна швидкості вітру,
- Нескінченно велика кількість лопатей дуже малої ширини;
- Профільний опір лопатей дорівнює нулю, а циркуляція вздовж лопатей постійна;
- Втрачена швидкість повітряного потоку на вітроколесі постійна по всій поверхні, що обмітається;
- Кутова швидкість прямує до нескінченності.

Завдання 1

Розрахувати потужність вітроустановки з радіусом ротора R , м при стартовій швидкості вітру V , м/с, коефіцієнтом використання вітру ξ , ККД редуктора - $\eta_{\text{ред}}$; ККД генератора - $\eta_{\text{ген}}$.

Завдання 2

При якій швидкості вітру вітроустановка генеруватиме кількість енергії, достатню для забезпечення енергією середнього котеджного будиночка при радіусі ротора R , м, коефіцієнті використання вітру - ξ ; ККД редуктора - $\eta_{\text{ред}}$; ККД генератора - $\eta_{\text{ген}}$.

Розрахунок вітрогенератора здійснюють за алгоритмом:

1. Потужність вітроустановки рівна

$$P = \eta_{\text{ред}} \eta_{\text{ген}} \cdot P_T, \quad (1)$$

де $\eta_{\text{ред}}$, $\eta_{\text{ген}}$ - коефіцієнт корисної дії генератора і редуктора (зазвичай рівний 0.8 - 0.9);

P_T - потужність вітротурбини.

2. Потужність турбіни складає

$$P_T = \xi \cdot P_{\Pi}, \quad (2)$$

де ξ - коефіцієнт вітровикористання. Принципово відрізняється від ККД тим, що "недоотримана" потужність, в основному, не є втратами, а залишається в потоці. По різних теоріях максимальне значення коефіцієнта вітровикористання ідеального пристрою складає 0,59 – 0,68. Це легко зрозуміти, представивши крайню ситуацію, коли у потоку відбирається 100% енергії. У такому разі потік повинен повністю зупинитися, що вже суперечить його наявності. Реальний коефіцієнт вітровикористання добре спроектованої турбіни складає 0,4-0,55;

P_{Π} - потужність вітрового потоку, що проходить через обмітаєму віротурбіною площу.

4. Потужність потоку обчислюється за формулою

$$P_{\Pi} = \frac{\rho V^3}{2} S, \quad (3)$$

де ρ - щільність повітря (стандартне значення 1,225 кг/м³);

V - швидкість незбуреного вітрового потоку;

$S = \pi D^2/4$ - обмітаєма площа.

Точніший розрахунок можна провести по формулі:

$$P = \xi \pi R^3 0,5 V^3 \rho \eta_{\text{ред}} \eta_{\text{ген}}, \quad (4)$$

де, ξ - коефіцієнт використання енергії вітру (у номінальному режимі для швидкохідних вітряків досягає максимум $\xi_{\text{max}} = 0,4 \div 0,5$), безмірна величина

R - радіус ротора, м

V - швидкість повітряного потоку, м/с

ρ - щільність повітря, кг/м³

$\eta_{\text{ред}}$ - ККД редуктора, %

$\eta_{\text{ген}}$ - ККД генератора, %.

Для забезпечення енергією середнього котеджного будиночка необхідно мати установку середньої потужності 3 кВт.

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунку задач 1 та 2

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
R , м	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
V , м/с	4,7	4,9	5,2	6,4	6,3	5,5	5,8	5,0	4,9	4,7
ξ	0,4	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,47	0,49	0,5	0,53
$\eta_{\text{ред}}$ %	84	83	82	81	82	83	84	85	86	87
$\eta_{\text{ген}}$ %	88	89	9	87	86	85	9	87	88	89

Завдання 3

Визначити потужність вітрової електростанції, що містить n однотипних вітроенергетичних установок. Довжина лопаті вітроколеса L , швидкість вітру V , ККД вітродвигуна $\eta_{\text{в}}$, електричний ККД установки (генератора і перетворювача) $\eta_{\text{е}}$, температура повітря t , атмосферний тиск p .

Вітровий потік, що проходить через площу F , що обмітається лопатями вітродвигуна, має енергію

$$E = \frac{mV^2}{2} \quad (5)$$

де V - швидкість вітру, м/с

m - маса повітря.

За секунду через площу F протікає

$$m = \rho VF, \text{ кг/с}, \quad (6)$$

де $\rho = p/RT$ - щільність повітря, кг/м³,

p - атмосферний тиск, Па,

$R = 287$ Дж/кг, газова постійна,

T - абсолютна температура, К.

Площа F визначається через довжину лопаті L вітроколеса:

$$F = \pi L^2 \quad (7)$$

Відповідно електрична потужність N , ВЕУ, що розвивається, визначається формулою

$$N = \frac{\eta_v \eta_e \rho \pi L^2 V^3}{2}$$

де η_v - ККД вітродвигуна (змінюється в межах 0,2-0,35)

η_e - електричний ККД вітрогенератора і перетворювача (в межах 70-85%).

Таблиця 2 – Вихідні дані для розрахунку задачі 3

Величини і одиниці їх виміри	Варіанти завдань									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
n , шт	8	9	10	11	12	11	10	9	8	7
L , м	55	57	59	61	63	66	69	72	75	78
V , м/с	12	11	10	9	12	14	16	18	20	18
η_v , %	31	32	33	34	33	32	33	34	33	34
η_e , %	73	74	75	76	78	77	76	77	78	79
t , °С	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25
p , кПа	100	101	102	101	100	99	98	97	99	101

6 Зміст звіту

У звіті необхідно представити:

6.1 Методику розрахунку вітрогенераторів.

6.2 Надати рішення задач 1-3 відповідно до індивідуального завдання.

6.3 Надати відповіді на контрольні питання.

7 Контрольні питання

1. Що називається ідеальним вітряком?

2. Що таке коефіцієнт вітровикористання?
3. Яке максимальне значення коефіцієнта вітровикористання ідеальної ВЕУ?
4. Чому не можливе значення коефіцієнта вітровикористання 100%?

ЗАНЯТТЯ 10

ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОЦІНКИ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНОГО ПОТЕНЦІАЛУ

2. Мета роботи

Ознайомитися з видами обладнання, що використовується для проведення вимірювання вітрового потенціалу.

2 Програма роботи

2.1 Ознайомитися з призначенням, конструкцією та принципом дії існуючих анемометрів різних типів.

2.2 Вивчити конструкцію та принцип дії флюгерів.

2.4 Ознайомитися призначення та конструкцію метеовежі.

2.3 Підготувати відповіді на контрольні питання.

3 Вказівки по підготовці до лабораторної роботи

При підготовці до лабораторної роботи необхідно:

3.1 Ознайомитися з конструкцією та принципом дії анемометрів.

3.2 Ознайомитися з конструкцією та принципом дії флюгерів.

3.3 Вивчити конструкцію та призначення метеовежі.

3.4 Підготувати відповіді на контрольні питання.

4 Порядок проведення роботи

При виконанні лабораторної роботи необхідно:

4.1 За матеріалом теоретичної частини методичних вказівок до лабораторної роботи ознайомитися з конструкцією та принципом дії анемометрів.

4.2 Ознайомитися з призначенням та принципом дії флюгерів.

4.3 Надати ескіз метеовежі для проведення дослідження вітрового потенціалу.

4.4 Надати відповіді на контрольні питання.

5 Теоретична частина

Рух повітря щодо земної поверхні називається вітром. Як правило, мається на увазі горизонтальна складова руху. Іноді говорять про висхідний або спадний вітер, тобто враховують вертикальну складову цього руху.

Вітер характеризується вектором швидкості. Відомо, що всякий вектор визначається абсолютною величиною й напрямком. Коли говорять про швидкість вітру, мають на увазі тільки числове її значення, тобто шлях, що проходить індивідуальний обсяг повітря за одиницю часу щодо земної поверхні.

Напрямок вектора швидкості називається напрямком вітру. За напрямком вітру приймається азимут крапки, звідки дме вітер, відлічуваний від крапки півночі через схід. Швидкість вітру виражається в метрах у секунду (м/с). Розрізняють згладжену швидкість вітру, тобто деяку середню величину швидкості за деякий звичайно невеликий проміжок часу, протягом якого проводяться спостереження, і миттєву швидкість вітру в цей момент (вимірювану дуже мало інерційним приладом).

Миттєва швидкість вітру відзначає пориви й раптове ослаблення вітру. Вона дуже сильно коливається близько згладженої швидкості, часом може бути значно менше або більше її.

На метеорологічних станціях звичайно вимірюють згладжену швидкість вітру. Середні швидкості вітру в земної поверхні близькі до 5 - 10 м/с і рідко перевищують 12 - 15 м/с. У сильних атмосферних вихрах і штормах помірних широт швидкості можуть перевищувати 30 м/с, а в окремих поривах досягати 60 м/с. У тропічних ураганах швидкості вітру доходять до 65 м/с, а окремі пориви, судячи з руйнуванням, перевищує 100 м/с. У дрібномасштабних вихрах (смерчі, торнадо) можливі швидкості й більш 100 м/с. У верхній тропосфері в так званих струминних плинах середня швидкість вітру на більших просторах може доходити до 70 - 100 м/с.

Для атмосферних рухів характерна квазігоризонтальність. Це значить, що швидкості горизонтального переносу в 100 - 1000 раз перевищує вертикальні швидкості. Тільки в особливих умовах інтенсивно розвинутій конвекції й на обме-

жених територіях вертикальні складові швидкості руху повітря можуть досягати декількох метрів у секунду, тобто порядку горизонтальних швидкостей.

Напрямок вітру визначають, назвавши крапку обрію, звідки дме вітер або кут, утворений напрямком вітру з меридіаном місця, звідки дме вітер, тобто його азимут. У першому випадку розрізняють 8 основних румбів обрію: північ, північний схід, схід, південний схід, південь, південний захід, захід, північний захід і 8 проміжних. 8 основних румбів напрямку мають наступні скорочення (міжнародні): N, S, W, E, NW, NE, SW, SE.

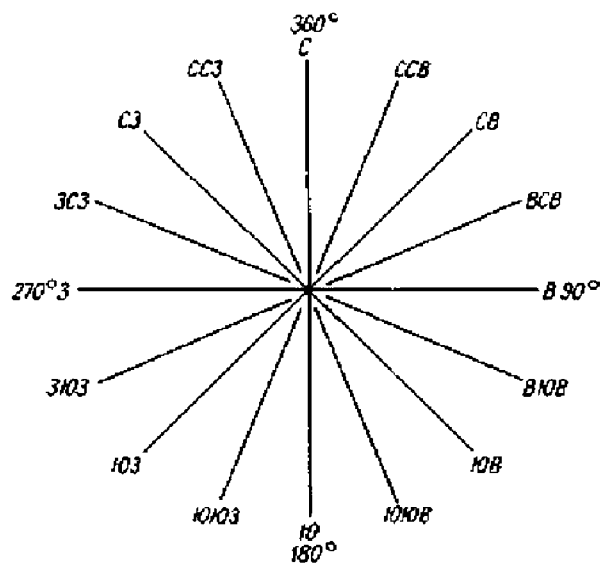


Рисунок 1 - Румби обрію.

Якщо напрямок вітру характеризується кутом, то відлік ведеться від півночі за годинниковою стрілкою. У цьому випадку, північ буде відповідати 0 (360), північний схід - 45, схід - 90, південь - 180, захід - 270.

При кліматологічній обробці спостережень над вітром будують для кожного пункту діаграму, що представляє собою розподіл повторюваності напрямків вітру по основних румбах – «троянду вітрів».

Від початку полярних координат відкладають напрямок по румбах обрію відрізками, довжини яких пропорційні повторюваності вітрів даного напрямку. Кінці відрізків з'єднуються ламаною лінією. Повторюваність штилів указують числом у центрі діаграми. При побудові троянди вітрів можна врахувати й середню швидкість вітру по кожному напрямку, помноживши на неї повторюваність да-

ного напрямку, тоді графік покаже в умовних одиницях кількість повітря, що переноситься вітрами кожного напрямку.

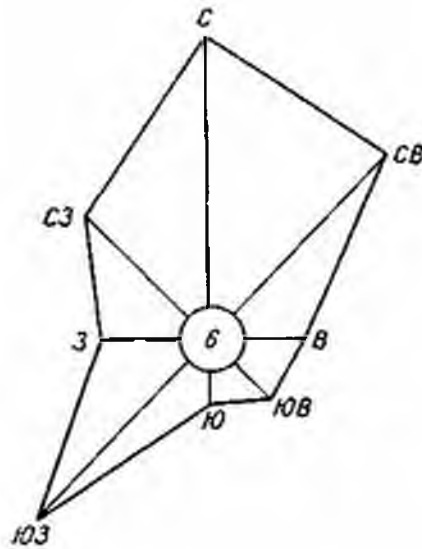


Рисунок 2 - Троянда вітрів.

Для виміру напрямку вітру служить флюгер, який установлюється вертикально на відкритому й піднесеному місці, наприклад на вежі, даху будинку або високому стовпі.



Рисунок 3 – Сучасний флюгер.

Флюгер повинен бути легко рухливий, інакше він не буде вказувати слабких вітрів, а також і можливо стійкий.

Анемометр — цей пристрій для виміру швидкості вітру, один з інструментів метеорологічної станції.

Назва походить від грецького слова anemos, що означає «вітер». Перший анемометр винайшов Леонардо да Вінчі. Він фактично спроектував два типи інструментів для виміру швидкості вітру.

Для виміру швидкості вітру найчастіше вживаються анемометри системи Робінсона.



Рисунок 4 - Анемометр системи Робінсона.

На вертикальній осі вільно обертається горизонтальний хрест, на кінцях якого прикріплені порожні металеві півкулі, звернені отворами в одну сторону. Обертанням чашок приводяться в рух зубчасті колеса, а вони, у свою чергу, рухають стрілку циферблата, зображену внизу креслення.

Для того щоб дізнатися швидкість вітру за даний час, то відраховуємо показання циферблата на початку й кінці, віднімаємо перше число із другого й ділимо на число минулих секунд. Якщо, наприклад, циферблат стояв на 15, а по закінченню хвилини на 90, те, отже, середня швидкість вітру була $1 \frac{1}{4}$ метра в секунду.

Чотирьохчашковий анемометр - це приклад простого анемометра, що винайдений в 1846 г. доктором Джоном Томасом Ромні Робінсоном. Він складається із чотирьох чашечок, які закріплені на кінцях горизонтальних стрижнів, змонтованих на вертикальній осі під кутом 90° друг до друга. Вітер, що дме в горизонтальному напрямку, повинен викликати поворот чашечок зі швидкістю, пропорційній його власній. Якщо підрахувати, скільки раз повернулися чашечки за певний період, можна визначити середню швидкість вітру в цьому місці. Коли Робінсон створював перший анемометр, він помилково вважав, що незалежно від величини чашечок і довжини стрижнів чашечки завжди рухаються зі швидкістю, що становить одну третину швидкості вітру. Пізніше було встановлено, що реальне співвідношення швидкості вітру й руху чашечок, назване фактором анемометра, за-

лежить від розмірів чашечок і стрижнів і може мати величину від двох до небагато більше трьох.

Встановлене, що чотирьочашкові анемометри дають погрішність показань при різких змінах швидкості вітру. У зв'язку із цим для підвищення точності стали встановлювати тричашкові анемометри, особливо в тих місцях, де вітер може мінятися зненацька. Перший тричашковий анемометр був розроблений канадцем Джоном Паттерсоном в 1926 р. Майже всі винаходи згодом перепроектовуються для поліпшення експлуатаційних характеристик, зниження вартості або підвищення безпеки. В 1935 р. тричашковий анемометр був удосконалений компанією Brevoort & Joiner у США. У результаті цього була створена більш точна чашково-колісна конструкція із частотою появи помилок менш 3 % при швидкості до 100 км/ч. В 1991 р. вона була змінена австралійцем Дерекком Уестоном, що дозволило їй вимірювати не тільки швидкість, але й напрямок вітру. Уестон прикріпив до однієї із чашечок хвостовик, який викликає збільшення або зменшення швидкості залежно від того, рухається він по вітру або проти нього.

Тричашкові анемометри в цей час є промисловим стандартом в області досліджень вітрової енергії. Та використовуються для вимірювання вітрового потенціалу.



Рисунок 5 - Сучасний тричашковий анемометр.

Чашкові анемометри зарекомендували себе, як надійні й перевірені датчики й відповідно до міжнародних стандартів ІЕС і ІЕА визнані найбільш підходящими для процедури вимірювання вітру. Чашкові анемометри здатні вимірювати винят-

ково горизонтальну складову вектора вітру, вона ж і служить для одержання енергії при роботі вітряної турбіни.

Багато країн і організації пропонують програми фінансування анемометрів, тому будь-яка компанія або приватна особа можуть оцінити швидкість вітру, щоб оцінити, чи досить вітрової енергії буде вироблятися. Для цих випробних ділянок анемометр може протягом довгого часу збирати дані про швидкості вітри з 10-хвилинними інтервалами. □

Анемометри бувають цифрові й аналогові залежно від методу обчислення. Аналоговий сигнал визначається напругою, яка пропорційно швидкості обертання й, відповідно, швидкості вітру, тоді як цифровий сигнал визначається числом імпульсів, частотою колювання. Дуже важливо, щоб чашковий анемометр мав високу точність виміру й першокласну якість, тому що вимір швидкості вітру є основним показником для розрахунків потужності вітрової станції.

Крильчаті анемометри так само, як і чашкові, здатні вимірювати винятково горизонтальну складову вітру, але мають вбудовані флюгер. Незважаючи на явну перевагу у використанні одного приладу для виміру відразу двох величин, вбудований флюгер приводить до погойдування на вітрі, що спотворює обмірювані значення. Існують крильчаті анемометри, здатні вимірювати вертикальну складову вітру. Для професійних вимірів крильчаті анемометри використовуються вкрай рідко.

Вибір матеріалів при проектуванні анемометрів часто обумовлений передбачуваною сферою їх застосування. Наприклад, анемометри для досліджень, пов'язаних з малими швидкостями вітру (наприклад, при вивченні забруднення повітря), звичайно виготовляються з полегшених матеріалів. Однак через це вони не дуже добре пристосовані для роботи в умовах сильного вітру й зледеніння. Вибір матеріалів також важливий для прогнозування терміну служби обладнання. Таким чином, при виборі матеріалів для виготовлення анемометра враховуються місце, у якому він буде використовуватися, ціна, яку за нього зможуть заплатити, і очікуваний строк роботи.

Звуковий анемометр був розроблений в 1970-е рр. і використовував ультразвукові хвилі для виміру швидкості й напрямку вітру. Такі анемометри вимірю-

ють швидкість вітру за часом проходження звукових імпульсів між парами датчиків. Відсутність рухливих частин робить їх підходящими для тривалого використання у відкритих метеостанціях і буях, де точність і надійність традиційних чашково-флюгерних анемометрів знижуються через солоність повітря або великої кількості пили.

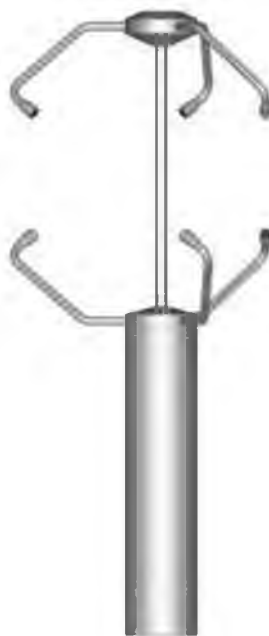
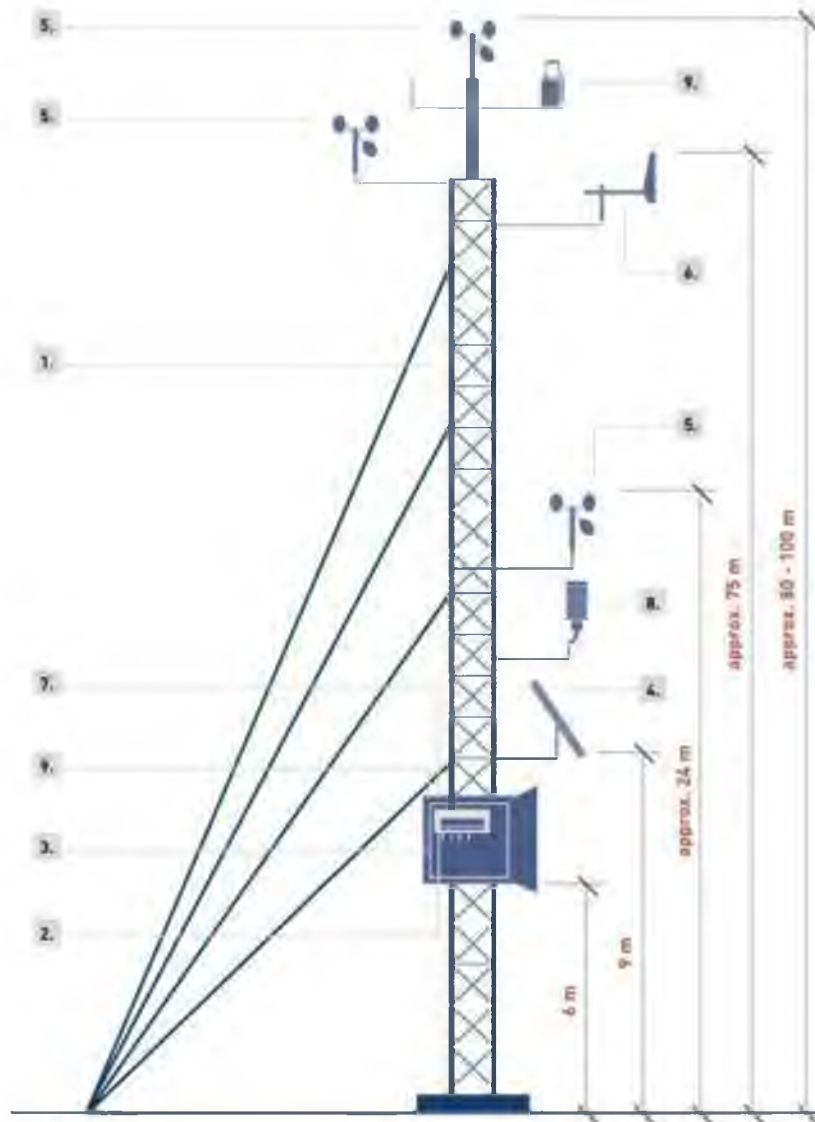


Рисунок 6 - Ультразвуковий анемометр.

Ультразвукові анемометри, на відміну від чашкових, здатні визначати, незалежно від напрямку вітру, усі складові швидкості вітру (вітровий вектор). Вони рідко використовуються для довгострокових вимірів через більш високу вартість і більшої сприйнятливості датчиків, внаслідок підвищеної складності конструкції. Конструкція ультразвукового анемометра заснована на використанні ефекту Доплера. Три пари комбінацій динамік-мікрофон розташовані в просторі, дозволяючи вимірювати швидкість вітру відразу в трьох напрямках. Динамік випускає імпульси, частотою 100 Гц, які повинні доходити до мікрофона з певною швидкістю. Обчислюючи погрішність у швидкості за рахунок швидкості вітру, що накладається, за допомогою нескладних обчислень, визначається шукане значення. Однак, тривале використання ультразвукових датчиків може привести до втрати точності обумовлених значень через відхилення від заданого напрямку компонентів анемометра, а також старіння електроніки й залежності від зміни температур.

Флюгер і анемометри звичайно поміщають вище, де будови, дерева і т.д. не заважають вітру, тому метеорологічні спостереження показують більшу силу вітру, ніж та, яка є в самому нижньому шарі повітря.

Вітровимірювальна вежі (met mast) - вежі великої висоти, на якій знаходиться метеорологічне встаткування (флюгери, анемометри, вимірники вологості й тиску).



1- Вежа, 2- Data Logger МЕТЕО Система комунікації(GSM/GPRS-System), 3 – Щит (бокс з приладами), 4- Сонячна панель, 5- Датчик швидкості вітру (анемометр), 6- Датчик напрямку вітру (флюгер), 7 - Датчик тиску, барометричний, 8 - Датчик вологості, опадів, та температури, 9-Датчик інтенсивності сонячного випромінення

Рисунок 7 – Метеовежа

Дані про погодні умови збираються й обробляються відповідною технікою. Інформація використовується переважно вітропарками для виявлення доцільності

розміщення вітрогенераторів на заявленій території будівництва вітровимірювальних веж.

Рекомендованим покриттям для таких веж - є гаряче цинкування з покриттям поліуретановою емаллю.

Для визначення фактичної швидкості вітру на об'єкті встановлюється метеостанцію, яка дозволяє із 98% упевненістю дати висновок про середньорічну вітрову активність, відповідно про фактичну продуктивність пропонованого вітрогенератора. Період аналізу вітрів повинен становити від 1-го до 3-х місяців мінімум, а для більш об'єктивного аналізу не менше 1 року, після чого фактичні дані екстраполюються на супутникові дані вітрової активності регіону.

Метеостанцію необхідно встановлювати в місці попереднього розміщення вітрогенераторів, на висоті гондолою проєктованого вітрогенератора.

Для установки метеостанції підходять як існуючі опори освітлення, опори ліній електропередач так і спеціальні мобільні вежі, призначені для проведення вітровимірювань.

6 Зміст звіту

У звіті необхідно представити:

- 6.1 Класифікацію анемометрів.
- 6.2 Надати ескіз анемометра та флюгера.
- 6.3 Надати ескіз метеовежі.
- 6.4. Надати відповіді на контрольні питання

7 Контрольні питання

5. Який прилад використовуються для вимірювання напрямку вітру?
6. Яким чином відбувається вимірювання напрямку вітру флюгером?
7. Які є типи анемометрів?
8. Що таке квазігоризонтальність атмосферних рухів?
9. Який прилад використовуються для вимірювання швидкості вітру?
10. Які основні переваги та недоліки анемометрів різних типів?
11. Які існують складові вектору швидкості вітру, та за допомогою яких

приладів можна визначити їх значення?

12. Яке обладнання розташовується на сучасних метеовежах, що використовуються для вимірювання вітрового потенціалу?

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам: ГОСТ 2.105-95. – [введен в Украине с 1997–07–01]. – Минск.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2001. – 25с. – (Межгосударственный стандарт).
2. Коваленко О.І. Основи електропостачання сільського господарства : Навчальний посібник / О.І. Коваленко, Л.Р. Коваленко, В.О. Мунтян, І.П. Радько. – Мелітополь : ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. – 462с.
3. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : Підручник / В.В. Козирський, В.В.Каплун, С.М.Волошин. – Київ : «Аграрна освіта», 2011. – 448с.
4. Правила устройства электроустановок. – Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416с.
5. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
6. Будзко И. А. Электроснабжение сельского хозяйства: (Учебники и учеб. пособия для студентов высш. учеб. заведений) / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.
7. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства – 2-е вид. перероб. та доп./І.П. Притака. - К.: Вища школа. Головне вид-во, 1983.– 343с.
8. Притака І.П. Електропостачання сільського господарства / І.П. Притака, В.В. Козирський. – К.: Урожай, 1995.– 304с.
9. Єрмолаєв С.О. Проектування систем електропостачання в АПК/ С.О. Єрмолаєв, В.Ф. Яковлев, В.О. Мунтян та ін. – Мелітополь: Люкс, 2009. – 568 с.
10. Практикум по електропостачанню сільського господарства / под ред. И.А. Будзко. – М.: Колос, 1982. – 319с.
11. Каганов И. Л. Курсовое и дипломное проектирование / И.Л. Каганов. – М.: Агропромиздат, 1990. – 351с.
12. Харкута К.С. Практикум по електропостачанню сільського господарства: (Учебники и учеб. пособия для учащихся техникумов) / К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. – М.: Агропромиздат, 1992. – 223с.

13. Довідник сільського електрика. – 3-є видання, перероб. і доповн./ за ред. В.С. Олійника. – К.: Урожай, 1989. – 264с.
14. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов. – 4-е издание перераб. и доп. / Б.Н. Неклепаев, И.П.Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
15. ДСТУ 3896:2007 Вітроенергетичні установки та вітроелектричні станції. Терміни та визначення. –К.: Держспоживчстандарт України, 2008.- 24с.
16. Шефтер Я.И. Использование энергии ветра.-М.: Энергоатомиздат, 1983.-200с.
17. Сазонов В.А., Белопольский В.А., Смирнов С.Б. Некоторые вопросы конструирования и экстремальных режимов работы ветроэлектростанций с горизонтальной осью вращения: Учебное пособие.-Севастополь: СНИЯЭиП,2004.-208с.
18. Фатеев Е.М. Ветродвигатели и ветроустановки. –М.:Госиздат с.х. лит.,1957. – 538с.
19. Кривцов В.С., Олейников А.М., Яковлев А.И. Неисчерпаемая энергия. Кн.1, 2. Ветроэлектрогенераторы.- Харьков: Нац. Аэрокосм.ун-т «ХАИ», Севастополь: Сев.нац.техн.ун-т, 2003. –400с.
20. Шефтер Я.И., Рождественский И.В. Ветронасосные и ветроэлектрические агрегаты. –М.: 1967. – 376с.
21. Амерханов Р.А. Оптимизация сельскохозяйственных энергетических установок с использованием возобновляемых видов энергии. –М.: Колос, 2003.-532с.
22. Ветроэнергетика. п/р Д.де Рензо .– М.: Энергоатомиздат, 1982.– 272с.
23. Кашафутдинов С.Т., Лушин В.Н. Атлас аэродинамических Крыловых профилей. – Новосибирск:, 1994. – 76с.
24. Андрианов В.Н., Быстрицкий Д.Н., Вашкевич К.П., Секторов В.Р. Ветроэлектрические станции. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960. –320с.

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

Додаток В

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 ПЛЛ 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

Додаток Ж

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

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

Таблиця Ж.2 – Розрахункові дані сталевалюмінієвих неізолюваних проводів АС та АСК

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

* Провід АСК виготовляється для вказаних перерізів

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

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

Додаток З

Таблиця 3.1 – Повні опори трансформаторів струму замикання на корпус

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

