

З М І С Т

<u>Заняття 1</u>	Визначення потужності та кількості трансформаторів знижувальних підстанцій	4
<u>Заняття 2</u>	Вибір головної схеми станцій та підстанцій на основі техніко-економічних показників кількох варіантів.....	12
<u>Заняття 3</u>	Вибір комутаційних апаратів електричних станцій та підстанцій.....	20
<u>Заняття 4</u>	Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги станцій та підстанцій.....	27
<u>Заняття 5</u>	Захист обладнання трансформаторних підстанцій від прямих ударів блискавки	36
<u>Заняття 6</u>	Розрахунок пристроїв заземлення трансформаторних підстанцій	
Список літератури		74
Додатки		75

ЗАНЯТТЯ 1 .

Тема: ВИЗНАЧЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ТА КІЛЬКОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЗНИЖУВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Мета заняття: Навчитися визначати розрахункову потужність та виконувати вибір силових трансформаторів знижувальних підстанцій.

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.

$$P_{p.d. TP} = P_{p.d. \text{ лін.б}} + \sum \Delta P_{p.d. \text{ лін.м}}, \quad (1.1)$$

$$P_{p.в. TP} = P_{p.в. \text{ лін.б}} + \sum \Delta P_{p.в. \text{ лін.м}} + P_{з.о.}, \quad (1.2)$$

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

$\sum \Delta P_{p.d. \text{ лін.м}}$, $\sum \Delta P_{p.в. \text{ лін.м}}$ – 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 $S_{p.в. TP}$, кВА, визначається через відповідний коефіцієнт потужності [3-6] за виразами:

$$S_{p.d. TP} = \frac{P_{p.d. TP}}{\cos \varphi_{\delta}}, \quad S_{p.в. TP} = \frac{P_{p.в. TP}}{\cos \varphi_{\epsilon}}. \quad (1.3)$$

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

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

$$S_{екон. \min} \leq \frac{S_{р.ТП}}{n} \leq S_{екон. \max}, \quad (1.4)$$

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

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

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

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

$$\frac{S_{р.ТП}}{n \cdot S_{н.тр}} \leq k_c, \quad (1.5)$$

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

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

n – кількість трансформаторів на підстанції, шт.;

k_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження трансформатора.

$$k_c = k_{c.m.} - \alpha (t_n - t_{н.m.}), \quad (1.6)$$

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

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

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

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

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

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

$$W_{pik} = P_{p \max} \cdot T, \quad (1.7)$$

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

2 ЛІТЕРАТУРА

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

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

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

Задача 1.1

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 1.1. 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.

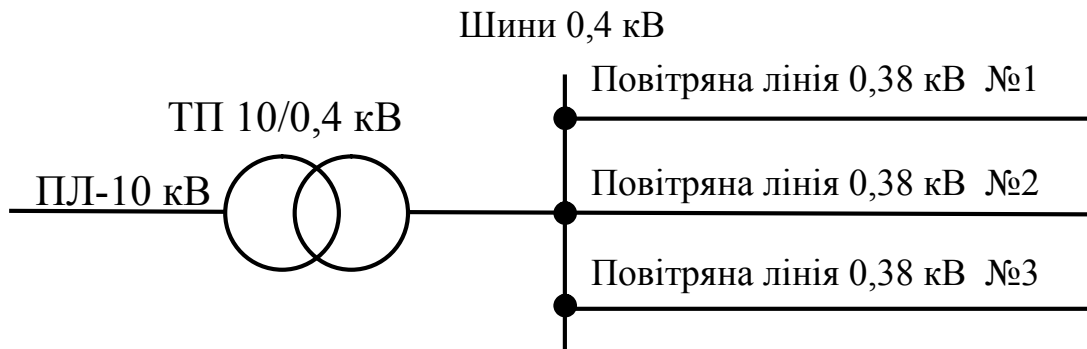


Рисунок 1.1 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 1.1 - Вихідні дані для розрахунку

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

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Задача 1.2 (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.

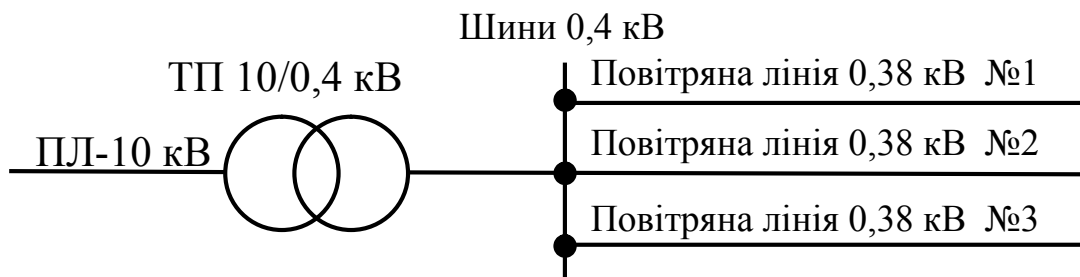


Рисунок 1.2 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 1.2 – Вихідні дані для розрахунку

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

Задача 1.3 (самостійно)

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

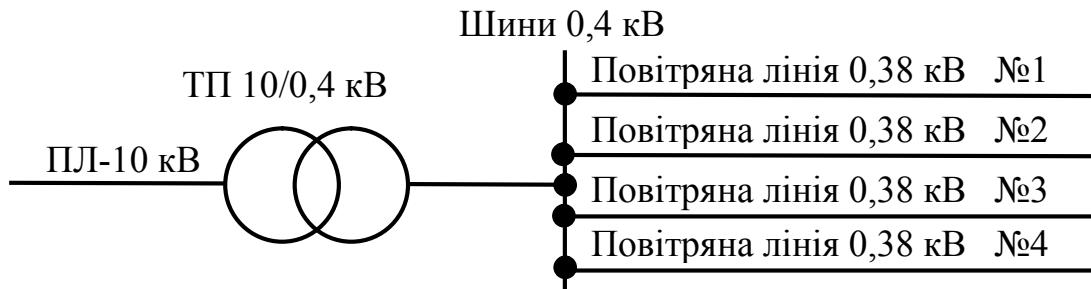


Рисунок 1.3 – Схема підстанції 10/0,4 кВ

Таблиця 1.3 – Вихідні дані для розрахунку

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

ЗАНЯТТЯ 2 .

Тема: ВИБІР ГОЛОВНОЇ СХЕМИ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ НА ОСНОВІ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КІЛЬКОХ ВАРІАНТІВ

Мета заняття: Навчитися виконувати вибір головної схеми станцій та підстанцій на основі техніко-економічних показників кількох можливих варіантів

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

ЗАНЯТТЯ 3 .

Тема: ВИБІР КОМУТАЦІЙНИХ АПАРАТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ

Мета заняття: Навчитися виконувати вибір комутаційних апаратів станцій та підстанцій і виконувати їх перевірку на термічну та динамічну стійкість

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Відповідно до Правил улаштування електроустановок електричні апарати вибирають за каталогами за умовами їх роботи в нормальному режимі і перевіряють за режимом короткого замикання [2 с. 225-279; 3с.281; 4 с.297; 5 с. 168-188; 6 с.203; 7 с. 229; 8 с.168; 9 с.200; 10 с.98; 12 с.228].

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

$$I_{роб. max.} = \frac{S_{роб. max}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (3.1)$$

де $S_{роб. max}$ – 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 – їх використання є недоцільним.

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:

$$U_{н. ап} \geq U_{н. мер} \quad (3.2)$$

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

4. За номінальним струмом:

$$I_{н. ап} \geq I_{роб. max} \quad (3.3)$$

Якщо умова (3.3) 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:

$$I_{н.відкл} \geq I_{к.мах} \text{ ,} \quad (3.4)$$

$$S_{н.відкл} \geq S_{к.мах} \text{ ,} \quad (3.5)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$$i_{мах} \geq i_y^{(3)} \quad (3.6)$$

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

$$I_t^2 \cdot t \geq [I_\infty^{(3)}]^2 \cdot t_{np} \quad (3.7)$$

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

$$t_{np} = t_3 + t_6 \text{ ,} \quad (3.8)$$

де t_3 – витримка часу 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 конструкцією та родом установлення, номінальною напругою, номінальним первинним струмом, номінальним вторинним струмом, класом точності, номінальною потужністю вторинного кола. В режимі короткого замикання необхідно їх перевірити на динамічну і термічну стійкість [2 с. 302; 3 с. 283; 4 с. 300; 5 с. 233; 7 с. 236]. Умови вибору трансформаторів струму наведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Умови вибору трансформаторів струму

Параметри трансформатора струму	Умови вибору
Номінальна напруга	$U_{н.ан} \geq U_{н.мер}$
Номінальний первинний струм	$I_{нI} \geq I_{роб.мах}$
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;

Силові 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 струму $S_{2розр}$, В·А, визначається за виразом:

$$S_{2розр} = \sum_{i=1}^n S_{прил} + I_{2н}^2 R_{пров} + I_{2н}^2 R_{кон}, \quad (3.9)$$

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;
 $R_{кон}$ – активний опір контактів, Ом (приймається для кола рівним 0,1 Ом).

Високовольтні запобіжники типу ПКТ 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:

$$I_{вст} \geq 2I_{н.тр}, \quad (3.10)$$

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

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

Для керування повітряною лінією 10 кВ (рисунок 3.1), що відходить від РТП 35/10 кВ необхідно встановити: роз'єднувачі внутрішнього встановлення QS1 та QS2 (внутрішнього встановлення); високовольтний вимикач Q1 (масляний або вакуумний); трансформатори струму ТА1...ТА3 для живлення кіл обліку, вимірювальних приладів і релейного захисту. Параметри обладнання наведені в [2 с. 443-452; 7 с. 517-532; 8 с.133,170; 9 с.191; 10 с.98; 12 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 3.1).

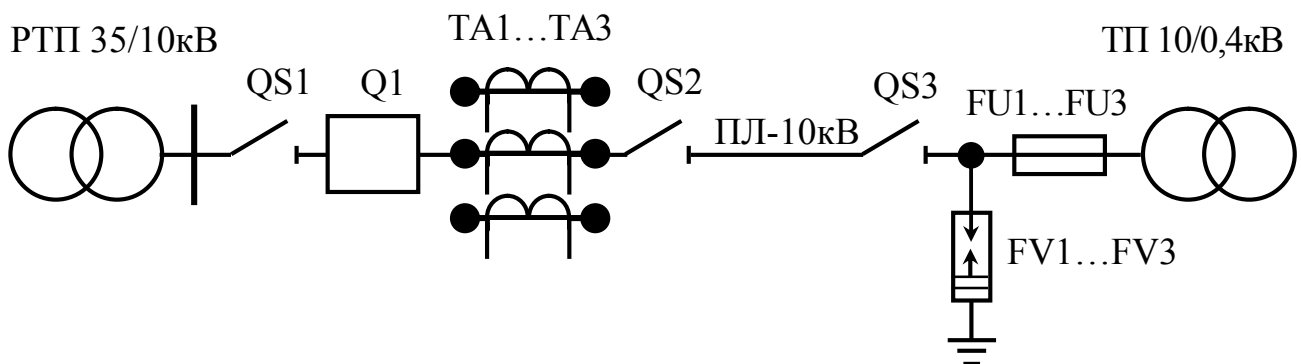


Рисунок 3.1 – Однолінійна схема електричної мережі напругою 10 кВ

На відхідних лініях 0,4 кВ, як правило, встановлюються автоматичні вимикачі, на вводі 0,38 кВ – рубильник або автоматичний вимикач. Дані для апаратів напругою до 1000 В можна знайти в [2 с. 443; 8 с.311; 9 с.21-37; 10 с. 6, 26; 11 с. 115].

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

– Для автоматів, які мають тільки електромагнітний розчіплювач:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{\text{відс.}}} \geq (1,25 \dots 1,4), \quad (3.10)$$

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

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

$I_{\text{відс.}}$ – струм відсічки автомата, А [2 с.444; 9 с. 34; 10 с.26; 11 с.115].

– Для автоматів з тепловим або комбінованим розчіплювачем та для запобіжників:

$$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.р.}} \geq 3, \quad \frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{н.в.}} \geq 3, \quad (3.11)$$

де $I_{н.р.}$ – номінальний струм теплового розчіплювача, А [2 с.444; 9 с. 34; 10 с. 26; 11 с. 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 силового трансформатора підстанції; застосувати інші додаткові засоби захисту від однофазних 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, 443-452; 3 с.281-284; 4 с.297-302; 5 с.228-233; 6 с.203-205; 7 с. 229-234, 517-532; 8 с.168-172; 9 с.200-216; 10 с.98-109; 11 с. 100-118; 12 с. 228-391.

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 3.1

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 3.2.

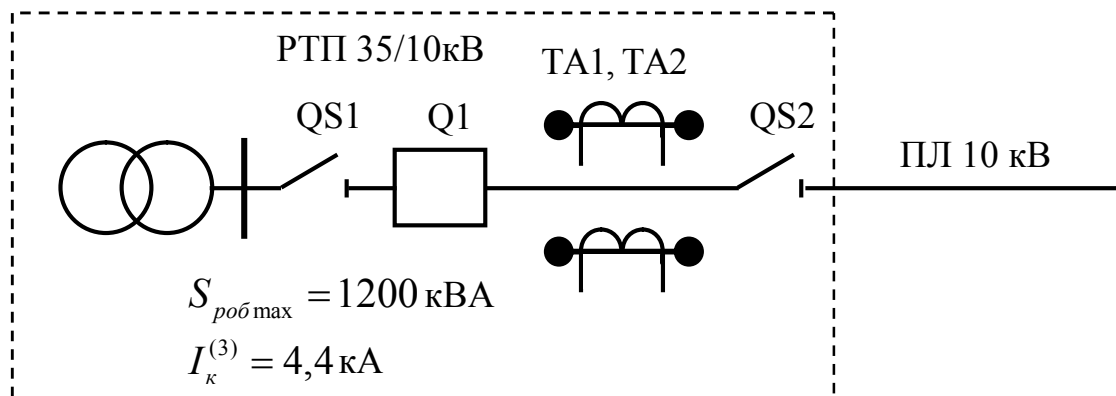


Рисунок 3.2 – Однолінійна схема повітряної лінії напругою 10 кВ

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

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

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

2. Розраховуємо ударний струм трифазного к.з. (миттєве значення):

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

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

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

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

4. Виконуємо вибір роз'єднувача QS1 в табличній формі (таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 – Вибір роз'єднувача QS1

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

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

5. Виконуємо вибір роз'єднувача QS2 (таблиця 3.3).

Таблиця 3.3 – Вибір роз'єднувача QS2

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

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 3.4).

Таблиця 3.4 – Вибір високовольтного вимикача Q1

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

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

6. Виконуємо вибір трансформаторів струму напругою 10 кВ ТА1 і ТА2 (таблиця 3.5).

Таблиця 3.5 – Вибір трансформаторів струму ТА1 та ТА2

Розрахункові дані	Параметри апарату	Умови вибору	
		Вимоги	Вибір
$U_{н.мер} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ап} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.ап} \geq U_{н.мер}$	$10 = 10$
$I_{роб.маx} = 66,1 \text{ А}$	$I_{н1} = 75 \text{ А}$	$I_{н1} \geq I_{роб.маx}$	$75 > 66,1$
$i_y^{(3)} = 6,2 \text{ кА}$	$k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{H1} = 250 \times \sqrt{2} \cdot 75 = 26,4 \text{ кА}$	$i_y^{(3)} \leq k_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{H1}$	$26,4 > 6,2$
$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_{np} = 4,4^2 \times (1,2 + 0,2) = 27,1 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$(k_t \cdot I_{H1})^2 \cdot t = (45 \cdot 75)^2 \times 3 = 34,2 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$(I_k^{(3)})^2 \cdot t_{np} \leq (k_t \cdot I_{H1})^2 \cdot t$	$34,2 > 27,1$

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

Задача 3.2 (самостійно)

Виконати вибір обладнання для шафи повітряної лінії 10 кВ (рисунок 3.3), 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, високовольтні запобіжники FU1...FU3. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведено в таблиці 3.6.

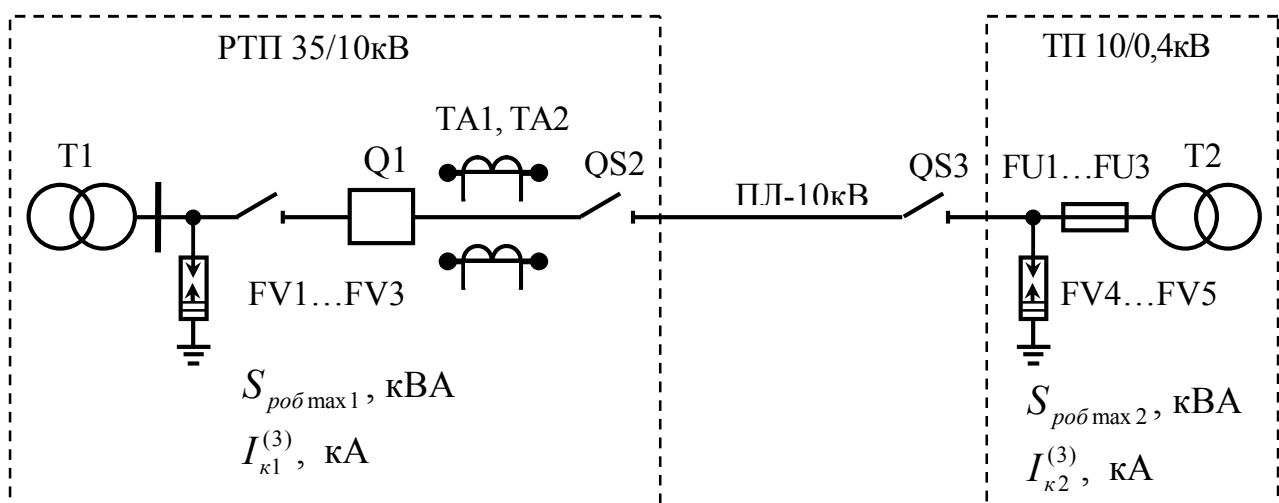


Рисунок 3.3 – Однолінійна схема електричної мережі напругою 10 кВ

Таблиця 3.6 – Параметри електричної мережі 10 кВ

Варіант	$S_{роб\ max1}$, кВА	$I_{к1}^{(3)}$, кА	$S_{роб\ max2}$ кВА	$I_{к2}^{(3)}$, кА
1	860	3,48	40	0,77
2	920	1,59	52	1,23
3	1210	2,15	70	1,94
4	2830	2,00	130	3,08
5	1350	2,31	200	4,92
6	2100	1,78	300	7,69
7	1410	2,46	510	12,30
8	1050	2,89	650	19,40
9	700	2,62	30	0,77
10	1120	3,27	42	1,23
11	1470	3,10	61	1,94
12	860	3,43	120	3,08
13	1920	1,61	180	4,92
14	1210	2,17	270	7.69
15	2330	2,03	490	12,30
16	1450	2,34	620	19,40
17	1090	1,79	25	0,75
18	1510	2,48	39	1,22
19	1150	2,89	60	1,91
20	1700	2,64	100	3,03
21	1220	3,29	160	4,88
22	1570	3,12	250	7,55

ЗАНЯТТЯ 4 .

**Тема: ВИБІР ВИМІРЮВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ
СТРУМУ ТА НАПРУГИ СТАНЦІЙ ТА ПІДСТАНЦІЙ**

Мета заняття: Навчитися виконувати вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги станцій та підстанцій і виконувати їх перевірку на термічну та динамічну стійкість

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

ЗАНЯТТЯ 5 .

**Тема: ЗАХИСТ ОБЛАДНАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ
ПІДСТАНЦІЙ ВІД ПРЯМИХ УДАРІВ БЛИСКАВКИ**

Мета заняття: Навчитися розраховувати зону захисту від прямих ударів блискавки трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 кВ

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

ЗАНЯТТЯ 6.

Тема: РОЗРАХУНОК ПРИСТРОЇВ ЗАЗЕМЛЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Мета заняття: Навчитися розраховувати пристрої заземлення сільських трансформаторних підстанцій напругою 35(110)/10 кВ

1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Внаслідок появи на ізоляторах або між обмоткою й корпусом вологи й пилу на корпусах генераторів, трансформаторів, електричних машин, апаратів і приладів може виникнути напруга. Дотикання до такого корпусу може призвести до смертельного ураження.

Пристрій заземлення складається із заземлювачів (металевого стержня, кутника, проводу, штаби тощо) і заземлюючих провідників. Заземлювач безпосередньо стикається із ґрунтом, а заземлюючі провідники з'єднують із заземлювачами ті елементи електричних установок, що заземлюються. Найчастіше використовують контур заземлення, який складається з кількох заземлювачів, з'єднаних між собою штабою (смугою) або проводом.

Основною характеристикою контуру заземлювання є **опір розтіканню струму** r_3 , який визначає опір ґрунту в об'ємі між заземлювачем і поверхнею нульового потенціалу:

$$r_3 = \frac{U_3}{I_3}, \quad (6.1)$$

де U_3 – напруга на заземлювачі відносно землі з нульовим потенціалом при проходженні струму розтікання I_3 .

При дотику людини до струмопровідних частин електроустановки, які знаходяться під напругою, а також до металевих частин, які опиняються під напругою в результаті пошкодження ізоляції, може бути ураження людини електричним струмом у вигляді електричного удару або електричної травми (опік та ін.). В результаті електричного удару у людини можуть настати судороги, втрата свідомості, зупинитися дихання і кровообіг. При 12 В і більше може настати смерть.

Щоб виключити випадковий дотик людини до неізольованих струмопроводів, необхідно встановити огорожу або розміщувати струмопроводи на певній висоті. Крім цього, в електричних установках

безпека людей забезпечується спорудженням заземлення або занулення, які повинні задовольняти вимогам, що впливають з режиму роботи електромережі і захисту від перенапруги.

В мережах з глухим заземленням нейтралі здійснюють **занулення**, а в мережах з ізольованою нейтраллю – **заземлення**. В чотирипровідних мережах трифазного струму використовують **глухе заземлення нейтралі**.

- В електроустановках із глухозаземленою нейтраллю напругою понад 1000 В (від 110 до 750 кВ) заземлювальний пристрій повинен мати опір не більше 0,5 Ом.

- При використанні заземлювального пристрою лише для електроустановок напругою вище 1000 В з ізольованою нейтраллю, а також у випадку використання його одночасно для електроустановок напругою до 1000 В, в яких N-, PEN- (PE-) провідники не виходять за межі цього заземлювального пристрою, опір заземлювального пристрою (Ом) визначають за виразом [1]:

$$R_3 \leq \frac{250}{I_3}. \quad (6.2)$$

де I_3 – розрахунковий струм замикання на землю, А.

Але опір заземлювального пристрою не повинен перевищувати 10 Ом.

За розрахунковий струм замикання на землю I_3 беруть найбільший можливий струм через заземлення. В установках з незаземленою нейтраллю беруть ємнісний струм однофазного замикання на землю.

Для повітряних ліній струм замикання на землю [1]:

$$I_3 \cong \frac{U_n \cdot I_{ПЛ}}{350}.$$

- При використанні заземлювального пристрою одночасно для електроустановок напругою вище 1000 В із ізольованою нейтраллю та до 1000 В із глухозаземленою нейтраллю, в яких N-, PEN- (PE-) провідники виходять за межі цього заземлювального пристрою, а захист від замикання на землю в електроустановці напругою понад 1000 В з ізольованою нейтраллю діє на сигнал тоді [1]:

$$R_3 \leq \frac{67}{I_3}. \quad (6.3)$$

У цьому випадку також необхідно виконувати вимоги, що висуваються до заземлення електроустановок напругою до 1000 В.

- В електричних установках напругою до 1000 В з ізольованою нейтраллю опір пристрою заземлення не повинен перевищувати 4 Ом при сумарній потужності генераторів або трансформаторів більше 100 кВА і не перевищувати 10 Ом при сумарній потужності 100 кВА і менше.

- В мережах із глухозаземленою нейтраллю напругою до 1000 В опір заземлювальних пристроїв, до яких приєднано нейтралі генераторів і трансформаторів, не повинен перевищувати: 2 Ом в установках напругою 660/380 В, 4 Ом для електроустановок напругою 380/220 В та 8 Ом для електроустановок напругою 220/127 В.

Цей опір необхідно забезпечити з урахуванням природних заземлювачів, а також повторних заземлень нульового проводу повітряних ліній напругою до 1000 В при кількості відхідних ліній не менше двох. При цьому опір заземлювача, до якого приєднують нейтраль генераторів і трансформаторів, не повинен перевищувати: 15 Ом для електроустановок напругою 660/380 В, 30 Ом для електроустановок напругою 380/220 В та 60 Ом для електроустановок напругою 220/127 В, якщо не вимагається меншого опору за умовами грозозахисту.

В кінці лінії напругою 380/220 В та на вводі в електроустановку або в приміщення рекомендується виконувати повторне заземлення PEN- (PE-) провідника. При цьому опір повторних заземлювачів не повинен перевищувати 30 Ом. Повторні заземлення виконуються лише у тому випадку, якщо на повітряній лінії відсутні заземлювачі, що призначені для захисту від атмосферної перенапруги або їх кількість недостатня для отримання нормованого опору заземлювачів лінії.

Загальний опір усіх заземлювачів, що приєднані до PEN-провідника кожної лінії, у тому числі і природних заземлювачів, не повинен перевищувати 5, 10 та 20 Ом відповідно для лінійної напруги 660, 380 та 220 В трифазного струму.

Якщо питомий опір землі $\rho > 100$ Ом·м, то допускається збільшення опорів заземлювальних пристроїв в $\rho/100$ разів, але не більше ніж у десять разів.

Для електроустановок напругою понад та до 1000 В з ізольованою нейтраллю при питомому опорі землі $\rho > 500$ Ом·м допускається збільшення опору заземлення в $0,002\rho$ разів, але не більше ніж у 10 разів.

При розрахунку заземлення визначають опір розтіканню струму, вибирають тип заземлювача, схему контуру заземлення, його конструктивне виконання. Напругу на заземлювачі відносно землі для різних систем електропостачання вибирають різну.

Заземлювачі бувають **штучні і природні**. Штучними заземлювачами можуть бути вертикально забиті в землю стержні з кутової сталі товщиною полочки не менше 4 мм і завдовжки 2,5...3 м або горизонтально прокладені круглі чи прямокутні сталеві штаби, що призначені для з'єднання вертикальних заземлювачів. Використання сталевих труб не рекомендується.

Заземлювачі залежно від плану електроустановки і їх кількості розміщують в ряд або по контуру їх забивають у ґрунт так, щоб верхній кінець був на 0,5...1,5 м нижче від поверхні землі. Чим глибше заземлювач в ґрунті, тим менше змінюється опір при сезонних змінах (промерзанні взимку і висиханні ґрунту влітку).

Останнім часом почали застосовувати глибинні заземлювачі з круглої стержневої сталі завдовжки 5...6 м. На великій глибині опір заземлення не залежить від атмосферних умов і буде стабільним.

Знаючи розрахунковий питомий опір ґрунту $\rho_{розр}$, можна визначити опір одного заземлювача.

Опір розтікання струму вертикального заземлювача визначається за виразом:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l_{cm}} \cdot \left(\lg \frac{k_B \cdot l_{cm}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4h_c + l_{cm}}{4h_c - l_{cm}} \right), \quad (6.4)$$

де $\rho_{розр}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту, Ом·м;

k_B – коефіцієнт вертикального заземлювача: для круглих стержнів $k_B = 2$; для кутової сталі (кутників) $k_B = 2,1$;

l_{cm} – довжина заземлювача (електрода), м;

d – діаметр стержня або ширина полки кутника, м;

h_c – глибина закладення, що дорівнює відстані від поверхні землі до середини заземлювача, м.

Ґрунт, що оточує заземлювач, неоднорідний. Ґрунтові води дуже впливають на його опір. Правила влаштування електроустановок рекомендують визначати питомий опір ґрунту безпосереднім вимірюванням в тому місці, де розміщуватиметься заземлення. При цьому

необхідно врахувати сезонні коливання опору ґрунту. Навесні й осінню він менший, ніж взимку і літом. Це коливання враховують введенням коефіцієнта сезонності k_c та коефіцієнта k_i (додаток Г), що враховує стан ґрунту при виконанні замірів.

В розрахунках можна користуватися спрощеними формулами: для електрода із кутової сталі $50 \times 50 \times 5$ мм завдовжки 2,5 м $R_{В.К.} = 0,34 \rho_{розр.}$; для сталюого електрода круглого перерізу діаметром 16 мм завдовжки 5 м $R_{В.Кр.} = 0,227 \rho_{розр.}$; де $\rho_{розр.}$ виражено в омах на метр (Ом·м).

Розрахунковий опір ґрунту визначають за виразом:

$$\rho_{розр.} = k_c \cdot k_i \cdot \rho_{вимір.} \quad (6.5)$$

де $\rho_{вимір.}$ – вимірний опір ґрунту;

Питомий опір ґрунту можна визначити за допомогою вимірювача заземлення типу МС-0,8, М-416, ИС-10, Fluke-1625 та ін.

Якщо опір вертикальних заземлювачів більший від опору, що визначається за нормами, то слід врахувати опір горизонтальних з'єднувальних штаб (смуг зв'язку):

$$R_{Г} = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр.}}{l_{см}} \cdot \lg \frac{k_{Г} \cdot l_{см}^2}{d_{см} \cdot h_{см}}, \quad (6.6)$$

де $l_{см}$ – довжина смуги зв'язку, м;

$d_{см}$ – діаметр круглої сталі або ширина смуги прямокутного перерізу, м

$h_{см}$ – глибина залягання горизонтального заземлювача (смуги), м;

$k_{Г}$ – коефіцієнт горизонтального заземлювача; для круглого перерізу $k_{Г} = 1$, а для прямокутного $k_{Г} = 2$.

Провідність з'єднувальної штаби (смуги) враховують лише при великих контурах заземлення.

Опір заземлення одного забитого в землю заземлювача здебільшого становить 20...50 Ом. Для одного контуру заземлення беруть не менше двох електродів. Між собою їх з'єднують приварюванням до сталюї штаби на глибині не менш 0,3 м від поверхні землі. На загальний опір заземлювачів впливає їх взаємне екранування, яке враховується в розрахунках коефіцієнтом використання заземлювачів η . Цей коефіцієнт

завжди менший від одиниці і визначається за кривими або за таблицями [2], (додаток Г).

Для n заземлювачів з однаковими опорами заземлення при їх паралельному з'єднанні загальний опір контуру заземлення:

$$R_{\text{конт.}} = \frac{R_3}{\eta \cdot n}. \quad (6.7)$$

Слід широко використовувати природні заземлювачі: металеві оболонки кабелю (крім алюмінієвих), обсадні труби артезіанського колодязя тощо.

Якщо опір природного заземлювача $R_{\text{прир.}}$ більший від розрахункового R_3 , то треба додати штучне заземлення, опір якого $R_{\text{штучн.}}$ визначають за формулою:

$$R_{\text{штучне}} = \frac{R_3 \cdot R_{\text{прир.}}}{R_{\text{прир.}} - R_3}. \quad (6.8)$$

Для електроустановок напругою до 1000 В із глухим заземленням нейтралі, якщо не використовуються природні заземлювачі,

$$R_{\text{штучне}} = \frac{R_3 \cdot R_{\text{повт.}}}{R_{\text{повт.}} - R_3}, \quad (6.9)$$

де $R_{\text{повт.}}$ – загальний опір повторних заземлювачів, Ом.

Необхідну кількість вертикальних заземлювачів (теоретичне число) знаходять так:

$$n_m = \frac{R_B}{R_3}. \quad (6.10)$$

Дійсне число заземлювачів (електродів) із врахуванням смуги зв'язку визначають за виразом:

$$n_{\text{дійсне}} = \frac{R_B \cdot \eta_{\Gamma} \cdot [1/(R_3 \cdot \eta_{\Gamma}) - 1/R_{\Gamma}]}{\eta_B}. \quad (6.11)$$

Якщо за виразом (6.11) отримують $n_{\text{дійсне}} \leq n_m$, то для виконання пристрою заземлення приймають кількість стержнів (електродів), що дорівнює n_m . Якщо ж отримують $n_{\text{дійсне}} > n_m$, то для виконання пристрою заземлення приймають $n_{\text{дійсне}}$ стержнів.

Якщо опір смуги зв'язку не враховують, то $n_{\text{дійсне}}$ визначають за виразом:

$$n_{\text{дійсне}} = \frac{n_m}{\eta_B}. \quad (6.12)$$

Далі за значенням $n_{\text{дійсне}}$ визначають уточнене значення η'_B і визначають розрахунковий опір заземлювального пристрою:

$$R'_3 = \frac{R_B \cdot \eta'_G}{n_{\text{дійсне}} \cdot \eta'_B}. \quad (6.13)$$

Якщо $R'_3 \leq R_{\text{штучне}}$, то на цьому розрахунок закінчується. Якщо $R'_3 > R_{\text{штучне}}$, то збільшують кількість стержнів.

Контур заземлення розміщують навколо будівлі так, як показано на рисунку 6.1. Для зниження напруги дотику і крокової напруги через кожні 8...10 м прокладають додаткові заземлюючі штаби, які внаслідок взаємного впливу електродів підпирають потенціал, забезпечуючи його рівномірне зниження. У зовнішній частині контуру заземлення додаткові заземлювачі закладають на різну глибину. Окремі елементи контуру заземлення з'єднують зварюванням, а корпуси апаратури і металеві конструкції приєднують до заземлювальних проводів болтами.

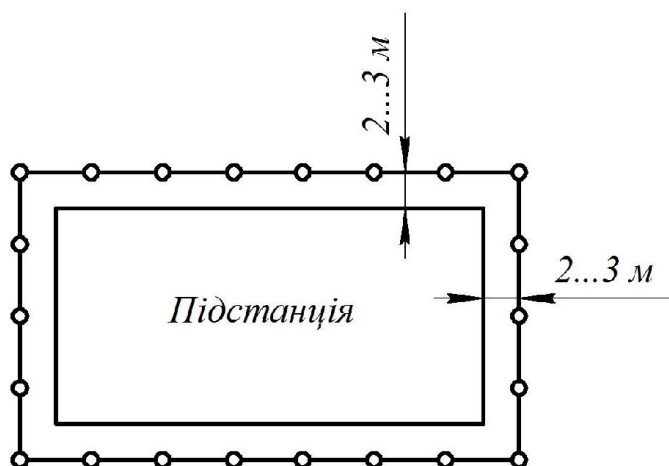


Рисунок 6.1 – Контур заземлення підстанції

Кожен елемент установки, який заземлюється, приєднують до заземлення або до заземлювальної магістралі окремим провідником. Заземлювальними провідниками при відкритій прокладці можуть бути голі мідні провідники перерізом не менше 6 мм^2 , алюмінієві перерізом не менше 16 мм^2 та перерізом не менше 50 мм^2 для сталі.

3 КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Чим забезпечується захист людини від ураження струмом під час роботи електроустановки?
2. Що називається захисним заземленням?
3. Що таке робоче заземлення?
4. Що називається опором розтікання струму в контурі заземлення?
5. Що називається напругою дотикання і напругою кроку?
6. Як обчислюють опір контуру заземлення і як вибирають кількість заземлювачів?
7. Як виконується мережа заземлення?

Задача 6.1

Розрахувати заземлювальний пристрій трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ із одним трансформатором потужністю 2500 кВА. Сумарна довжина електрично зв'язаних ліній напругою 35 кВ – 90 км. Від РП 10 кВ підстанції відходить три повітряні лінії напругою 10 кВ сумарною довжиною 44, 33 та 38 км. До шин 10 кВ приєднано трансформатор власних потреб напругою 10/0,4 кВ, нейтраль якого приєднана до контуру заземлення підстанції. Заземлювальний контур підстанції виконати у вигляді прямокутника 20×13 м. Значення питомого опору ґрунту, що виміряне в дощовий осінній період, становить $\rho_{\text{вимір.}} = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

РОЗВ'ЯЗАННЯ:

Довідкові дані для розв'язання задачі наведено в додатку В.

1. Загальна довжина електрично зв'язаних ліній напругою 10 кВ:

$$l_{\text{ПЛ}10} = \sum l_i; \quad l_{\text{ПЛ}10} = 44 + 33 + 38 = 115 \text{ км.}$$

2. Визначаємо розрахунковий струм замикання на землю:

$$I_3 = \frac{U_n \cdot I_{ПЛ}}{350};$$

$$\text{– для ПЛ 35 кВ: } I_3 = \frac{35 \cdot 90}{350} = 9,0 \text{ А};$$

$$\text{– для ПЛ 10 кВ: } I_3 = \frac{10 \cdot 115}{350} = 3,3 \text{ А}.$$

Приймаємо для розрахунку більше із отриманих значень $I_3 = 9,0 \text{ А}$.

3. Так як заземлювальний пристрій виконують спільним для електрообладнання підстанції напругою до та понад 1000 В то опір заземлення:

$$R_3 \leq \frac{67}{I_3}; \quad R_3 = \frac{67,0}{9,0} = 7,4 \text{ Ом}.$$

Так як до контуру заземлення підстанції приєднано нейтраль трансформатора власних потреб, опір контуру заземлення не повинен перевищувати 4 Ом. Для подальших розрахунків приймаємо $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

4. Заземлювальний пристрій підстанції виконуємо електродами із кутової сталі 50×50×4 мм, довжиною 2,5 м, що заглиблені на 0,7 м від поверхні землі і зв'язані між собою сталюю смугою перерізом 40×4 мм на глибині 0,8 м.

5. Розрахунковий питомий опір ґрунту із врахуванням коефіцієнта сезонності $k_c = 1,1$ (таблиця Г.2) та коефіцієнта $k_1 = 1,15$ (таблиця Г.3):

$$\rho_{розр.} = k_c \cdot k_1 \cdot \rho_{вимір.};$$

$$\rho_{розр.} = 1,1 \cdot 1,15 \cdot 100 = 127 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

6. Визначаємо опір вертикального заземлювача (кутника):

$$R_B = 0,366 \frac{\rho_{розр.}}{l_{см}} \cdot \left(\lg \frac{k_B \cdot l_{см}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4h_c + l_{см}}{4h_c - l_{см}} \right);$$

$$R_B = 0,366 \frac{127}{2,5} \cdot \left(\lg \frac{2,1 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4(0,7 + 1,25) + 2,5}{4(0,7 + 1,25) - 2,5} \right) = 40,3 \text{ Ом}$$

7. Визначаємо опір смуги зв'язку (горизонтального заземлювача):

$$R_\Gamma = \frac{0,366 \cdot \rho_{розр.}}{l_{см}} \cdot \lg \frac{k_\Gamma \cdot l_{см}^2}{d_{см} \cdot h_{см}};$$

Для горизонтального заземлювача $k_c = 1,4$, та $k_1 = 1,6$ (таблиця Г.3), тоді $\rho_{розр.} = 1,4 \cdot 1,6 \cdot 100 = 224 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

$$R_{\Gamma} = \frac{0,366 \cdot 224}{(2 \cdot 20 + 2 \cdot 13)} \cdot \lg \frac{2 \cdot (2 \cdot 20 + 2 \cdot 13)^2}{0,04 \cdot 0,8} = 6,7 \text{ Ом.}$$

8. Визначаємо теоретичне число стержнів (кутників):

$$n_m = \frac{R_B}{R_3}; \quad n_m = \frac{40,3}{4} \approx 10 \text{ шт.}$$

9. Відстань між стержнями (кутниками) при $l_{перим.} = 66 \text{ м}$ ($2 \times (20+13)$):

$$a = \frac{l_{перим.}}{n_m}; \quad a = \frac{66}{10} = 6,6 \text{ м.}$$

10. Находимо дійсне число кутників.

При $n = 10$ та $a/l_{ст} = 6,6/2,5 = 2,64$ находимо за таблицями $\eta_B = 0,74$ (таблиця Г.4), $\eta_{\Gamma} = 0,5$ (таблиця Г.6):

$$n_{дійсне} = \frac{R_B \cdot \eta_{\Gamma} \cdot [1/(R_3 \cdot \eta_{\Gamma}) - 1/R_{\Gamma}]}{\eta_B};$$

$$n_{дійсне} = \frac{40,3 \cdot 0,5 [1/(4 \cdot 0,5) - 1/6,7]}{0,74} = 9,6 \text{ шт.}$$

Приймаємо остаточно для пристрою заземлення 10 електродів (кутників).

11. Визначаємо розрахунковий опір заземлювального пристрою при $n = 10$; $a = 66/10 = 6,6 \text{ м}$; $a/l = 6,6/2,5 = 2,64$; $\eta'_B = 0,74$, $\eta'_{\Gamma} = 0,5$.

$$R_3 = \frac{R_B \cdot \eta'_{\Gamma}}{n_{дійсне} \cdot \eta'_B}; \quad R_3 = \frac{40,3 \cdot 0,5}{10 \cdot 0,74} = 2,7 \text{ Ом.}$$

$2,7 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}$. Умова виконується.

Задача 6.2 (самостійно)

Розрахувати заземлювальний пристрій трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ із одним трансформатором потужністю $S_{н.тр}$, кВА. Сумарна довжина електрично зв'язаних ліній напругою 35 кВ – $l_{\Sigma 35}$, км. Від РП 10 кВ підстанції відходить $N_{лін 10}$, шт., повітряних ліній напругою 10 кВ

сумарною довжиною $l_{\Sigma 10}$, км. До шин 10 кВ приєднано трансформатор власних потреб підстанції напругою 10/0,4 кВ, нейтраль якого приєднана до контуру заземлення підстанції. Заземлювальний контур підстанції виконати у вигляді прямокутника $a \times b$, м. Значення питомого опору ґрунту, що виміряне в певний період року, становить $\rho_{\text{вимір}}$, Ом·м. Вихідні дані для розрахунку за варіантами наведено в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Вихідні дані для розрахунку

Варіант	$S_{\text{нтр}}$, кВА	$l_{\Sigma 35}$, км	$N_{\text{лін} 10}$, шт	$l_{\Sigma 10}$, км	$a \times b$, м	Стан ґрунту	$\rho_{\text{вимір}}$ Ом·м
1	1000	90	2	60	18 × 14	сильно волог.	50
2	1600	80	3	90	20 × 14	вологий	70
3	2500	70	3	80	22 × 14	сухий	90
4	4000	60	4	120	22 × 16	сильно волог.	110
5	6300	50	5	110	24 × 18	вологий	130
6	10000	100	6	150	25 × 18	сухий	150
7	1000	110	2	40	18 × 14	сильно волог.	180
8	1600	120	3	50	20 × 14	вологий	200
9	2500	130	3	70	22 × 14	сухий	230
10	4000	140	4	100	22 × 16	сильно волог.	250
11	6300	150	5	120	24 × 18	вологий	300
12	10000	90	6	140	25 × 18	сухий	290
13	1000	80	2	30	18 × 14	сильно волог.	280
14	1600	70	3	90	20 × 14	вологий	270
15	2500	60	3	80	22 × 14	сухий	260
16	4000	50	4	125	22 × 16	сильно волог.	240
17	6300	100	5	95	24 × 18	вологий	220
18	10000	110	6	160	25 × 18	сухий	170
19	1000	120	3	65	18 × 14	сильно волог.	140
20	1600	130	3	115	20 × 14	вологий	100
21	2500	140	4	85	22 × 14	сухий	80
22	4000	150	4	130	22 × 16	сильно волог.	60

