

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова

**С. Ю. АЛЕКСАНДРОВСЬКИЙ, С. І. БАНДУРА,
О. Ю. КІМСТАЧ, С. М. НОВОГРЕЦЬКИЙ**

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
до виконання контрольних робіт з курсу
"ОСНОВИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ
ТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ"**

Рекомендовано Методичною радою НУК

УДК 621.311(076)
ББК 31.27я73
М 54

Автори:

С. Ю. Александровський, старш. лаборант кафедри СЕЕС;
С. І. Бандура, старш. лаборант кафедри СЕЕС;
О. Ю. Кімстач, канд. техн. наук, доцент кафедри СЕЕС;
С. М. Новогрецький, канд. техн. наук, доцент кафедри СЕЕС

Рецензент А. А. Ставинський, д-р техн. наук, професор

Методичні вказівки до виконання контрольних робіт з курсу
М 54 "Основи електроенергетики та електропостачання" / С. Ю. Александровський, С. І. Бандура, О. Ю. Кімстач, С. М. Новогрецький. – Миколаїв : НУК, 2015. – 56 с.

Розглянуто питання проектування зовнішньої системи електропостачання промислового підприємства. Наведено необхідні аналітичні співвідношення та довідникові дані для виконання контрольних робіт.

Призначено для студентів Інституту автоматики та електротехніки НУК.

УДК 621.311(076)
ББК 31.27я73

© Александровський С. Ю., Бандура С. І.,
Кімстач О. Ю., Новогрецький С. М., 2015
© Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова, 2015

ЗМІСТ

Загальна інформація	4
Контрольна робота № 1	5
Контрольна робота № 2	19
Контрольна робота № 3	32
Контрольна робота № 4	42
Контрольна робота № 5	50
Рекомендована література	55

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

На електростанції працює $n_{\text{ст}}$ синхронних генераторів, які виробляють сумарну активну потужність $50 P_{\text{макс}}$ при коефіцієнті потужності $\cos\varphi_{\text{елст}} = 0,85$. Генератори надають живлення магістральній лінії, вихідна потужність якої складає $15 P_{\text{макс}}$ при коефіцієнті потужності $\cos\varphi_{\text{ерп}} = 0,85$. На відстані l_1 від електростанції маємо перше відгалуження у вигляді районної підстанції потужністю $5 P_{\text{макс}}$ при коефіцієнті потужності $\cos\varphi_{\text{рп}} = 0,8$. Районна підстанція надає живлення головній підстанції підприємства, яке знаходиться на відстані l_2 від неї, має 50 % споживачів першої, 25% споживачів другої категорії, максимальну розрахункову потужність $P_{\text{макс}}$ при коефіцієнті потужності $\cos\varphi_{\text{рп}} = 0,8$ та тривалість використання максимуму навантаження $T_{\text{макс}}$. Напруга на головному пункті живлення підприємства для внутрішнього електропостачання 6,3 кВ.

КОНТРОЛЬНА РОБОТА № 1

1.1. Вихідні дані:

- відстань від електростанції до районної підстанції l_1 , км;
- відстань від районної підстанції до головної підстанції підприємства l_2 , км;
- максимальна розрахункова потужність $P_{\text{макс}}$, МВт;
- тривалість використання максимуму навантаження $T_{\text{макс}}$ в рік, год.

1.2. Завдання:

- обрати лінію електропостачання на ділянках від електростанції до районної підстанції та від районної підстанції до головної підстанції підприємства ГПП;
- вибрати тип, кількість та потужність трансформаторів для підстанції електростанції, районної підстанції, ГПП.

1.3. Вказівки до виконання роботи

Визначаємо потужності, що транспортуються до споживача по лініях електропостачання (ЛЕП):

- на ділянці електростанція–районна підстанція (ЕРП)

$$P_{\text{ерп}} = 15 P_{\text{макс}} , \text{ МВт};$$

$$S_{\text{ерп}} = P_{\text{ерп}} / \cos \varphi_{\text{ерп}} , \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ерп}} = \sqrt{S_{\text{ерп}}^2 - P_{\text{ерп}}^2} , \text{ МВт};$$

– на ділянці районна підстанція–ГПП (РГП)

$$P_{\text{ргп}} = P_{\text{макс}} , \text{ МВт};$$

$$S_{\text{ргп}} = P_{\text{ргп}} / \cos \varphi_{\text{ргп}} , \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{ргп}} = \sqrt{S_{\text{ргп}}^2 - P_{\text{ргп}}^2} , \text{ МВт}.$$

Надалі обираємо клас напруги на кожній ділянці ЛЕП. Орієнтовно номінальну напругу ліній (кВ) довжиною до 250 км при потужності навантаження до 60 МВт можна визначити за емпіричною формулою Стилла

$$U = 4,34 \sqrt{l + 16 P / k} ,$$

де l – довжина лінії, км; P – потужність навантаження, МВт; k – кількість паралельних гілок ЛЕП (для підвищення надійності електропостачання приймається рівною двом).

Задовільні результати для всієї шкали номінальних напруг дає формула Ілларіонова

$$U = 1000 / \sqrt{500 / l + 2500 k / P} .$$

Попередньо напругу на ділянці обирають найближчою до розрахункової із ряду стандартних напруг:

$$\begin{aligned} &6 \text{ кВ}; 10 \text{ кВ}; 20 \text{ кВ}; 35 \text{ кВ}; 110 \text{ кВ}; \\ &220 \text{ кВ}; 330 \text{ кВ}; 500 \text{ кВ}; 750 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Таким чином визначаємо напругу на ділянках $U_{\text{ерп}}$ та $U_{\text{ргп}}$ (кВ).

Обираємо економічну щільність струму на ділянках $j_{\text{ерп}}$ та $j_{\text{ргп}}$ відповідно до тривалості використання максимуму навантаження в рік $T_{\text{макс}}$ із табл. 1.

Таблиця 1. Економічна щільність струму відповідно до вимог ПУЕ

Тривалість використання максимуму навантаження в рік, год	Економічна щільність струму, А/мм ²					
	Голі дроти		Кабелі з паперовою ізоляцією		Кабелі з гумовою ізоляцією	
	мідний	алюмінієвий	мідний	алюмінієвий	мідний	алюмінієвий
1000...3000	2,5	1,3	3,0	1,6	3,5	1,9
3000...5000	2,1	1,1	2,5	1,4	3,1	1,7
5000...8760	1,8	1,0	2,0	1,2	2,7	1,6

Визначаємо розрахунковий струм в одній гілці ЛЕП, А,

$$I_{\text{ерп}} = \frac{P_{\text{ерп}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ерп}} \cos \varphi_{\text{ерп}}} ; \quad I_{\text{ргп}} = \frac{P_{\text{ргп}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{\text{ргп}} \cos \varphi_{\text{ргп}}} .$$

Перетин дротів ЛЕП, мм²,

$$s_{\text{ек.ерп}} = I_{\text{ерп}} / j_{\text{ерп}} ; \quad s_{\text{ек.ргп}} = I_{\text{ргп}} / j_{\text{ргп}} .$$

Обираємо марку дротів відповідно до табл. 2 та перевіряємо отриманий перетин алюмінію для ЛЕП напругою більше 20 кВ за умовами виникнення коронного розряду по табл. 3.

Для визначення питомого індуктивного опору однієї гілки ЛЕП маємо наступну формулу:

– якщо розщеплення фаз немає ($n_p = 1$)

$$x_0 = 0,144 \lg(2 D_{\text{ср}} / d_{\text{пр}}) + 0,0157 , \text{ Ом/км};$$

– якщо маємо розщеплення фаз на кількість провідників $n_p \neq 1$

$$x_0 = 0,144 \lg(D_{\text{ср}}/R_{\text{екв}}) + 0,0157/n_p, \text{ Ом/км};$$

$$R_{\text{екв}} = \sqrt[n_p]{0,5 d_{\text{пр}} n_p r_p^{n_p-1}}; \quad r_p = a/(2 \sin(\pi/n_p)),$$

де $D_{\text{ср}}$ – середньогометрична відстань між фазами, м (табл. 4); $d_{\text{др}}$ – діаметр дроту, м; $R_{\text{екв}}$ – еквівалентний радіус розщеплення фаз, м; r_p – радіус кола, яке описане навколо провідників розщепленої фази; a – відстань між сусідніми провідниками в одній розщепленій фазі (у відповідності до ПУЕ $a = 0,4$ м).

Таблиця 2. Сталеалюмінієві дроти

Марка дроту	Зовнішній діаметр дроту $d_{\text{др}}$, мм	Розрахунковий перетин алюмінію, мм ²	Розрахунковий перетин сталі, мм ²	Активний опір при +20 °C r_0 , Ом/км
АС10/1,8	4,5	10,6	1,8	2,765
АС16/2,7	5,6	16,1	2,69	1,800
АС25/4,2	6,9	24,9	4,15	1,176
АС35/6,2	8,4	36,9	6,15	0,790
АС50/8,0	9,6	48,2	8,04	0,603
АС70/11	11,4	68,0	11,3	0,429
АС95/16	13,5	95,4	15,9	0,306
АС120/19	15,2	118	18,8	0,249
АС150/24	17,1	149	24,2	0,198
АС185/29	18,8	181	29,0	0,162
АС240/39	21,6	236	38,6	0,124
АС300/48	24,1	295	47,8	0,100
АС400/64	27,7	390	63,5	0,075
АС500/64	30,6	490	63,5	0,060
АС600/72	33,2	580	72,2	0,051
АС700/86	36,2	687	85,9	0,043
АС800/105	39,7	821	105,0	0,036

Таблиця 3. Кількість та мінімальний перетин дротів ЛЕП напругою вище 20 кВ у відповідності до вимог ПУЕ

Напруга ЛЕП, кВ	Перетин дроту по алюмінію, мм ²	Кількість дротів у фазі (n_p)	Загальний перетин по алюмінію, мм ²
35	120	1	120
110	240	1	240
150	240	1	240
220	400	1	400
330	400	2	800
400	400	2	800
500	300	3	1200
750	300	5	1500

Таблиця 4. Середньгеометрична відстань між фазами D_{cp} у залежності від номінальної напруги лінії U

U , кВ	6	10	20	35	110	220	330	400	500	750
D_{cp} , м	1	1,3	2	3,8	5,3	8	9,5	12,6	16,2	22

Для визначення питомої ємнісної провідності ЛЕП маємо наступну формулу:

– якщо розщеплення фаз немає ($n_p = 1$)

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(2 D_{cp} / d_{пр}), \text{ См / км};$$

– якщо маємо розщеплення фаз на кількість провідників $n_p \neq 1$

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(D_{cp} / R_{екв}), \text{ См / км}.$$

Після визначення параметрів ЛЕП обираємо електроустаткування електростанції. Для цього розраховуємо номінальну активну потужність електростанції:

$$P_{ест} = 50 P_{макс}, \text{ МВт}.$$

З табл. 5 обираємо тип та кількість n_{Γ} генераторів електростанції таким чином, щоб сумарна активна потужність генераторів була наближеною до розрахункової $P_{\text{ест}}$. При цьому генератори обираються однотипні у кількості від двох до шести.

Таблиця 5. Основні параметри синхронних генераторів

	Тип	S_n , МВА	U_n , кВ	I_n , А	$\cos \varphi$	n , об/хв	x_d'' , в.о.	r_1 , МОм
1	T2-4-2	5	6,3	459	0,8	3000	0,134	9,4
2	T2-12-2	15	6,3	1375	0,8	3000	0,116	7,24
3	T2-12-2	15	10,5	825	0,8	3000	0,116	27,8
4	ТВ2-30-2	37,5	6,3	3440	0,8	3000	0,148	1,98
5	ТВ2-30-2	37,5	10,5	2060	0,8	3000	0,152	5,37
6	ТВФ-60-2	75	6,3	6880	0,8	3000	0,146	2,19
7	ТВФ-60-2	75	10,5	4125	0,8	3000	0,195	6,65
8	ТВФ-100-2	117,5	10,5	6475	0,85	3000	0,183	1,04
9	ТВФ-200-2	235	11	12370	0,85	3000	0,165	0,41
10	ТВВ-200-2	235	15,75	8625	0,85	3000	0,191	1,54
11	ТВВ-500-2	588	20	17000	0,85	3000	0,243	1,14

У позначенні типів генераторів перша цифра дорівнює номінальній активній потужності генератора (МВт), а друга – кількості полюсів індуктора.

Є багато схем електростанцій, використання яких залежить від кількості рівнів напруг живлення споживачів та ЛЕП. Якщо на електростанції є потужне відгалуження генераторної напруги, то обов'язково в схемі присутній генераторний розподільчий пристрій, який об'єднує мінімум два генератори та через мінімум два підвищувальні трансформатори приєднується до розподільчого пристрою високої напруги, до якого приєднуються інші генератори через індивідуальні трансформатори. Якщо на електростанції є відгалуження декількох напруг, то розподільчі

пристрої високих напруг поєднуються між собою через потужні автотрансформатори зв'язку. Існує також електрична схема з'єднань, за якою генератори поєднуються між собою лише на стороні високої напруги підвищувальних трансформаторів. Для спрощення виконання контрольних робіт цю схему візьмемо за основну. В такому разі кожен генератор має трансформатор зв'язку з розподільчим пристроєм високої напруги, який за повною потужністю не менше повної потужності генератора:

$$S_{\text{тр.елст}} \geq S_{\text{н.ген}}$$

З табл. 6–8 обираємо трансформатор, враховуючи напругу живлення ЛЕП. Слід зазначити, що трансформатору не потрібне регулювання напруги, тому що ці функції виконує автоматичний регулятор збудження генератора, і слід обирати трансформатор без пристрою РПН (регулювання під напругою).

Таблиця 6. Трансформатори класом напруги 35 кВ

Тип трансформатора	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	Втрати, кВт		u_k , %	i_0 , %
			P_x	P_k		
ТМ-2500/35	20; 35	6,3; 10,5	5,1	25	6,5	1,1
ТМ-4000/35	20; 35	6,3; 10,5	6,7	33,5	7,5	1
ТМ-6300/35	20; 35	6,3; 10,5	9,4	46,5	7,5	0,9
ТМ-10000/35	38,5	6,3; 10,5	14,5	65	7,5	0,8
ТМ-16000/35	38,5	6,3; 10,5	21	90	8	0,6
ТМН-1000/35	20; 35	6,3; 10,5	2,1	11,6	6,5	1,4
ТМН-1600/35	20; 35	6,3; 10,5	3,65	16,5	6,5	1,4
ТМН-2500/35	20; 35	6,3; 10,5	5,1	23,5	6,5	1,1
ТМН-4000/35	20; 35	6,3; 10,5	6,7	33,5	7,5	1
ТМН-6300/35	20; 35	6,3; 10,5	9,4	46,5	7,5	0,9
ТДНС-10000/35	35	6,3	13,5	65	8	0,8
ТДНС-16000/35	35	6,3; 10,5	21	100	10	0,6
ТДНС-25000/35	35	6,3; 10,5	25	115	9,5	0,5

Продовж. табл. 6

Тип трансформатора	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	Втрати, кВт		$u_{\text{к}}, \%$	$i_0, \%$
			$P_{\text{х}}$	$P_{\text{к}}$		
ТДНС-32000/35	35	6,3; 10,5	30	145	11,5	0,45
ТДНС-40000/35	35	6,3; 10,5	36	170	11,5	0,4
ТДНС-63000/35	35	6,3; 10,5	50	250	11,5	0,35

Примітка. У трансформаторах з РПН потужністю до 6,3 МВА діапазон регулювання напруги $\pm 6 \times 1,5 \%$, потужністю більше 6,3 МВА діапазон регулювання напруги $\pm 8 \times 1,5 \%$.

Таблиця 7. Трансформатори класом напруги 110 кВ

Тип трансформатора	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	Втрати, кВт		$u_{\text{к}}, \%$	$i_0, \%$
			$P_{\text{х}}$	$P_{\text{к}}$		
ТД-40000/110	121	6,3; 10,5	42	175	10,5	0,7
ТД-80000/110	121	6,3	89	315	10,5	0,6
ТДЦ-80000/110	121	10,5	70	315	10,5	0,6
ТДЦ-125000/110	121	10,5	120	529	10,5	0,55
ТДЦ-200000/110	121	15,75	170	550	10,5	0,5
ТДЦ-250000/110	121	15,75	200	640	10,5	0,5
ТДЦ-400000/110	121	20	320	900	10,5	0,45
ТМН-2500/110	110	6,6; 11	6,5	22	10,5	1,5
ТМН-6300/110	115	6,6; 11	6,5	22	10,5	1
ТДН-10000/110	115	6,6; 11	18	60	10,5	0,9
ТДН-16000/110	115	6,6; 11	21	90	10,5	0,85
ТРДН-25000/110	115	6,3	31,5	121	10,5	0,75
ТРДН-32000/110	115	6,3; 10,5	44	145	10,5	0,75
ТРДЦН-40000/110	115	6,3; 10,5	50	160	10,5	0,7
ТРДЦН-63000/110	115	6,3; 10,5	70	245	10,5	0,65
ТРДЦН-80000/110	115	6,3; 10,5	85	310	10,5	0,6
ТРДЦН-125000/110	115	10,5	100	400	10,5	0,55

Примітка. У трансформаторах з РПН потужністю 16 МВА та більше діапазон регулювання напруги $\pm 9 \times 1,78 \%$.

Таблиця 8. Трансформатори класом напруги 220 кВ

Тип трансформатора	$U_{\text{вн}}, \text{кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{кВ}$	Втрати, кВт		$u_{\text{к}}, \%$	$i_0, \%$
			$P_{\text{х}}$	$P_{\text{к}}$		
ТДЦ-80000/220	242	6,3; 10,5	105	320	11	0,6
ТДЦ-125000/220	242	10,5; 13,8	135	380	11	0,8
ТДЦ-200000/220	242	13,8; 15,75	200	580	11	0,45
ТДЦ-250000/220	242	13,8; 15,75	240	650	11	0,45
ТДЦ-400000/220	242	15,75; 20	330	880	11	0,4
ТДЦ-630000/220	242	15,75; 20	330	880	11	0,4
ТРДН-32000/220	230	6,6; 11	53	167	12	0,9
ТРДНС-40000/220	230	6,6; 11	50	170	11,5	0,6
ТРДН-63000/220	230	6,6; 11	82	300	12	0,8
ТРДЦН-100000/220	230	6,6; 11	102	340	12,5	0,65
ТРДЦН-160000/220	230	6,6; 11	167	525	12	0,8

Примітка. У трансформаторах з РПН діапазон регулювання напруги $\pm 8 \times 1,5 \%$.

Умовне позначення типів трансформаторів складаються з букв, які мають наступний зміст:

- (О – однофазний; Т – трифазний);
- система охолодження (С – природно повітряне охолодження; М – природно масляне охолодження; Д – масляне охолодження с дуттям та природною циркуляцією масла; ДЦ – масляне охолодження с дуттям та примусовою циркуляцією масла через повітряні охолоджувачі; Ц – масляне охолодження с дуттям та примусовою циркуляцією масла через водяний охолоджувач);
- наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням (Н – трансформатор має РПН);
- додаткові позначки (Т – трьохобмотковий трансформатор; Р – трансформатор з розщепленою обмоткою; З – захищений трансформатор).

Після букв вказуються номінальна повна потужність (кВА) та клас високої напруги (кВ).

Надалі треба обрати електроустаткування районної підстанції. В енергосистемі це перша ступінь зниження напруги, і зазвичай коефіцієнт трансформації напруги не великий. Крім того, більш економічно розщеплювати напругу на декілька рівнів, тому інколи доцільно використовувати автотрансформатори, які до того ж більш економічні, ніж трансформатори.

Виходячи з умов контрольної роботи, максимальна потужність районної підстанції:

$$P_{\text{рп}} = 5 P_{\text{макс}}, \text{ МВт};$$

$$S_{\text{рп}} = P_{\text{рп}} / \cos \varphi_{\text{рп}}, \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{рп}} = \sqrt{S_{\text{рп}}^2 - P_{\text{рп}}^2} \cdot \text{МВт}.$$

Автотрансформатори можна вибрати з таблиці 10, а трансформатори з таблиць 6–9, 12. При цьому необхідно обрати два однакових (бажано з пристроєм РПН), потужність яких відповідає наступній умові:

$$S_{\text{ном.ат}} \geq 0,7 S_{\text{рп}},$$

де $S_{\text{ном.ат}}$ – номінальна потужність одного автотрансформатора або одного трансформатору; $S_{\text{рп}}$ – максимальна потужність районної підстанції.

Таблиця 9. Трансформатори класом напруги 330 кВ та 500 кВ

Тип трансформатора	$U_{\text{вн}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{нп}}, \text{ кВ}$	Втрати, кВт		$u_{\text{к}}, \%$	$i_0, \%$
			$P_{\text{х}}$	$P_{\text{к}}$		
ТДЦ-125000/330	347	10,5; 13,8	145	360	11	0,45
ТДЦ-250000/330	347	13,8; 15,75	240	605	11	0,45
ТДЦ-400000/330	347	15,75; 20	365	810	11	0,40
ТДЦ-630000/330	347	15,75; 20	405	1300	11,5	0,30

Продовж. табл. 9

Тип трансформатора	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	Втрати, кВт		u_k , %	i_0 , %
			P_x	P_k		
ТДЦ-250000/500	525	15,75	230	600	13	0,45
ТДЦ-400000/500	525	15,75; 20	350	800	12,6	0,40
ТДЦ-630000/500	525	15,75; 20	500	1300	14	0,35

Таблиця 10. Автотрансформатори

Тип автотрансформатора	$S_{номНН}$	$U_{ВН}$	$U_{СН}$	$U_{номНН}$
	МВА	кВ		
АТДТНГ-32000/220/110	16	230	121	6,6; 11; 38,5
АТДЦТНГ-63000/220/110	32	230	121	6,3; 10,5; 38,5
АТДЦТН-125000/220/110	63	230	121	6,6; 38,5
АТДЦТН-200000/220/110	100	230	121	6,6; 11; 38,5
АТДЦТН-240000/220/110	125	230	121	11; 38,5
АТДЦТН-125000/330/110	63	330	115	10,5; 38,5
АТДЦТН-200000/330/110	80	330	115	6,6; 11; 38,5
АТДЦТН-240000/330/220	100	330	242	11; 38,5
АТДЦТН-133000/330/220	33	330	230	11; 38,5
АТДЦТН-250000/500/110	100	500	121	11; 38,5

Примітка. Перше число у позначенні означає номінальну потужність $S_{номВН}$ (МВА) обмотки високої напруги ВН. Номінальна потужність обмотки середньої напруги СН: $S_{номСН} = S_{номВН} - S_{номНН}$, де $S_{номНН}$ – номінальна потужність обмотки низької напруги НН.

На останньому етапі обираємо електроустаткування ГПП. При визначенні кількості та типу трансформаторів ГПП треба виконати наступні умови та рекомендації:

– для підтримання напруги на виході ГПП з точністю $\pm 5\%$ в трансформаторах бажано передбачити пристрій РПН;

– кількість трансформаторів на ГПП при наявності споживачів першої категорії зазвичай обирається рівною

двом (більша кількість повинна мати техніко-економічне обґрунтування);

– потужність трансформаторів обирається таким чином, щоб при аварії одного, інші з припустимим перевантаженням 40 % забезпечували живленням споживачів першої та другої категорії, які за вихідними умовами дорівнюють відповідно 50 % та 25 % від потужності ГПП:

$$1,4(n_{\text{тр.гпп}} - 1)S_{\text{тр.гпп}} \geq \frac{75\%}{100} S_{\text{рпп}},$$

де $S_{\text{тр.гпп}}$ – номінальна потужність одного трансформатору; $S_{\text{рпп}}$ – максимальна потужність ГПП; $n_{\text{тр.гпп}}$ – кількість трансформаторів ГПП.

Таблиця 11. Параметри автотрансформаторів

Тип автотрансформатора	АТДТНГ-32000/220/110	АТДЦТНГ-63000/220/110	АТДЦТН-125000/220/110	АТДЦТН-200000/220/110	АТДЦТН-240000/220/110	АТДЦТН-125000/330/110	АТДЦТН-200000/330/110	АТДЦТН-240000/330/220	АТДЦТН-133000/330/220	АТДЦТН-250000/500/110
P_x , кВт	32	85	80	105	120	100	155	130	55	250
$P_{\text{к.ВН-СН}}$, кВт	145	380	290	430	500	345	560	430	280	550
$P_{\text{к.ВН-НН}}$, кВт	117	215	235	360	410	240	300	260	180	223
$P_{\text{к.СН-НН}}$, кВт	115	210	230	320	400	210	210	250	160	179
i_0 , %	0,6	1,0	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5
$u_{\text{к.ВН-СН}}$, %	11	11	11	11	11	10	11	9,5	9	11
$u_{\text{к.ВН-НН}}$, %	34	35	31	32	32	35	35	74	60	224
$u_{\text{к.СН-НН}}$, %	21	22	19	20	20	24	28	60	48	13

Примітка. В автотрансформаторах з РПН діапазон регулювання напруги на стороні СН $\pm 6 \times 2$ %.

Таблиця 12. Триобмоткові трансформатори

Тип трансформатора	$U_{ВН}$	$U_{СН}$	$U_{НН}$	P_x	P_k
	кВ			кВт	
ТДТН-10000/110	115	38,5	6,6; 11	23	76
ТДТН-16000/110	115	38,5	6,6; 11	26	105
ТДТН-25000/110	115	38,5; 11	6,6; 11	36	145
ТДТН-40000/110	115	38,5; 11	6,6; 11	50	230
ТДТН-63000/110	115	38,5; 11	6,6; 11	70	310
ТДТН-80000/110	115	38,5; 11	6,6; 11	102	290
ТДТН-25000/220	230	22	6,6; 11	41	135
ТДТН-40000/220	230	38,5	6,6; 11	66	240
ТДТН-63000/220	230	38,5	6,6; 11	91	320

Примітка. Перше число у позначенні означає номінальну потужність $S_{номВН}$ (МВА) обмотки високої напруги ВН. Як правило всі три обмотки розраховуються на однакову потужність.

Таблиця 13. Параметри триобмоткових трансформаторів

Тип трансформатора	$u_{кВН-СН}$	$u_{кВН-НН}$	$u_{кСН-НН}$	i_0	РПН
	%				
ТДТН-10000/110	10,5	17	6,0	1,1	$\pm 4 \times 2,5 \%$
ТДТН-16000/110	10,5	18	6,0	1,05	$\pm 9 \times 1,78 \%$
ТДТН-25000/110	10,5	17	6,0	1	$\pm 9 \times 1,78 \%$
ТДТН-40000/110	10,5	17	6,0	0,9	$\pm 4 \times 2,5 \%$
ТДТН-63000/110	10,5	17	6,5	0,85	$\pm 9 \times 1,75 \%$
ТДТН-80000/110	10,5	17	6,5	0,6	$\pm 9 \times 1,78 \%$
ТДТН-25000/220	12,5	20	6,5	1,2	$\pm 10 \times 1,2 \%$
ТДТН-40000/220	12,5	22	9,5	1,1	$\pm 10 \times 1,2 \%$
ТДТН-63000/220	12,5	24	10,5	1,0	$\pm 10 \times 1,2 \%$

Після обрання елементів системи зовнішнього електропостачання представити її спрощену принципову схему з вказівкою типу та кількості електроустаткування (приклад виконання схеми представлений на рис. 1).

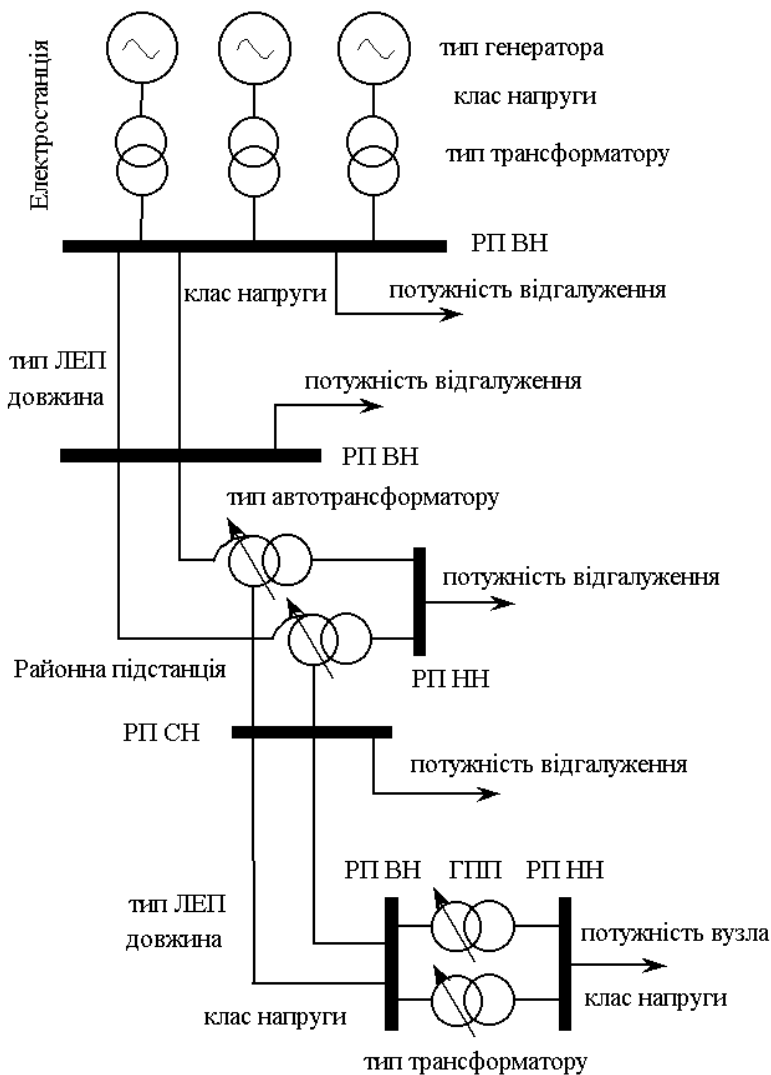


Рис. 1. Спрощена принципова схема електропостачання

КОНТРОЛЬНА РОБОТА № 2

2.1. Вихідні дані:

- результати розрахунків контрольної роботи № 1.

2.2. Завдання:

- побудувати схему заміщення системи електропостачання;
- визначити втрати напруги на кожній ділянці та оцінити регульовальну можливість трансформаторів для забезпечення вимог ПУЕ (правил улаштування електроустановок);
- визначити ККД ліній електропостачання та собівартість втрат електроенергії в ЛЕП, що з'єднує району підстанцію з ГПП;
- повторити розрахунки для випадку, коли реактивна потужність, споживана підприємством з мережі, дорівнює нулеві.

2.3. Вказівки до виконання роботи

Для виконання розрахунків кожний елемент системи електропостачання необхідно представити у вигляді схеми заміщення.

Лінія електропостачання має П-подібну схему заміщення (рис. 2), параметри якої визначаються за наступними рівняннями:

$$r_{\text{л}} + j x_{\text{л}} = k \dot{Z}_{\text{с}} \operatorname{sh}(\dot{\gamma} l); \quad g_{\text{л}} + j b_{\text{л}} = k \frac{\operatorname{ch}(\dot{\gamma} l) - 1}{2 \dot{Z}_{\text{с}} \operatorname{sh}(\dot{\gamma} l)},$$

$$\dot{\gamma} = \sqrt{(r_0 + j x_0)(g_0 + j b_0)} = \beta_0 + j \alpha_0;$$

$$\dot{Z}_{\text{с}} = \sqrt{\frac{r_0 + j x_0}{g_0 + j b_0}};$$

де $Z_{\text{с}}$ – хвильовий опір, Ом; γ – коефіцієнт розповсюдження хвилі, км^{-1} ; α_0 – коефіцієнт зміни фази (рад./км); β_0 – коефіцієнт загасання хвилі (км^{-1}); r_0 – питомий активний опір лінії (Ом/км); x_0 – питомий індуктивний опір лінії (Ом/км); g_0 – питома активна провідність лінії, що зумовлена втратою активної потужності під дією корони та струмів витоку (Ом/км); b_0 – питома ємнісна провідність лінії (Ом/км); l – довжина лінії (км); k – кількість паралельних гілок ЛЕП (в контрольній №1 прийнято $k = 2$).

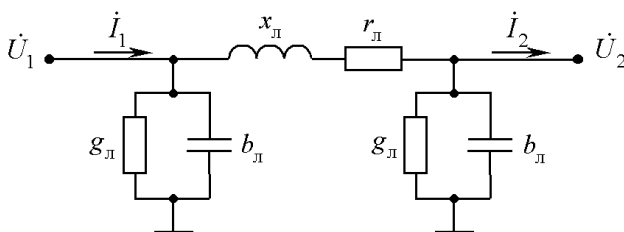


Рис. 2. Схема заміщення ЛЕП

Якщо довжина l лінії менша за 300 км, то із достатньою точністю можна параметри схеми заміщення розраховувати по наступним спрощеним рівнянням:

$$r_{\text{л}} = r_0 l / k ; \quad x_{\text{л}} = x_0 l / k ;$$

$$g_{\text{л}} = g_0 l / (2k) ; \quad b_{\text{л}} = b_0 l / (2k) .$$

Для ЛЕП напругою до 35 кВ можна знехтувати ємнісною провідністю лінії $b_{\text{л}}$. Активна провідність лінії, яка зумовлена дією корони, є експериментальною величиною і залежить від багатьох факторів, тому її інженерний розрахунок контрольна робота не передбачає (прийняти $g_{\text{л}} = 0$).

Двообмотковий трансформатор для розрахунків заміщується Г-подібною схемою з гілкою намагнічування, включеної зі сторони виводів обмотки високої напруги (ВН) (рис. 3).

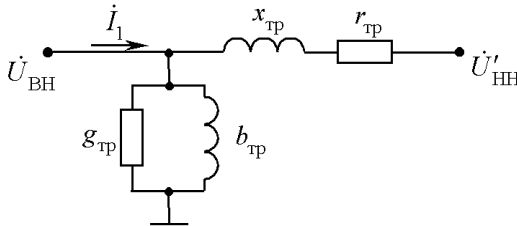


Рис. 3. Схема заміщення двообмоткового трансформатора

Елементи схеми заміщення, приведені до номінальної напруги обмотки ВН, розраховуються за наступними формулами:

$$r_{\text{тр}} = P_{\text{к}} U_{\text{ВН}}^2 / (S_{\text{ном.тр}}^2 n_{\text{тр}}) ; \quad x_{\text{тр}} = 0,01 u_{\text{к}} U_{\text{ВН}}^2 / (S_{\text{ном.тр}} n_{\text{тр}}) ;$$

$$g_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} P_{\text{х}} / U_{\text{ВН}}^2 ; \quad b_{\text{тр}} = 0,01 i_0 n_{\text{тр}} S_{\text{ном.тр}} / U_{\text{ВН}}^2 ,$$

де $r_{\text{тр}}$ та $x_{\text{тр}}$ – активний та індуктивний опір трансформатора (Ом); $g_{\text{тр}}$ та $b_{\text{тр}}$ – активна та індуктивна провідність

трансформатору (См); P_x – втрати холостого ходу (Вт); P_k – втрати короткого замикання (Вт); i_0 – струм холостого ходу (%); u_k – напруга короткого замикання (%); U_{BH} – номінальна напруга обмотки ВН (В); $S_{ном.тр}$ – номінальна повна потужність трансформатору (ВА); $n_{тр}$ – кількість паралельно підключених трансформаторів.

Триобмотковий трансформатор заміщується трипроменевою Г-подібною схемою заміщення (рис. 4).

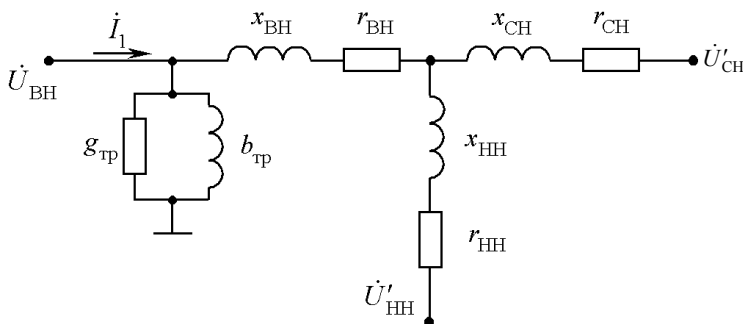


Рис. 4. Схема заміщення триобмоткового трансформатору

Елементи схеми заміщення, приведені до номінальної напруги обмотки ВН, розраховуються за наступними формулами:

$$r_{BH} = r_{CH} = r_{HH} = P_k U_{BH}^2 / (2 S_{ном.тр}^2 n_{тр});$$

$$x_{BH} = 0,01 u_{кВH} U_{BH}^2 / (S_{ном.тр} n_{тр});$$

$$u_{кВH} = 0,5 (u_{кВH-HH} + u_{кВH-CH} - u_{кCH-HH});$$

$$x_{CH} = 0,01 u_{кCH} U_{BH}^2 / (S_{ном.тр} n_{тр});$$

$$u_{кCH} = 0,5 (u_{кВH-CH} + u_{кCH-HH} - u_{кВH-HH});$$

$$x_{HH} = 0,01 u_{кHH} U_{BH}^2 / (S_{ном.тр} n_{тр});$$

$$u_{кHH} = 0,5 (u_{кBH-HH} + u_{кCH-HH} - u_{кBH-CH});$$

$$g_{тр} = n_{тр} P_x / U_{BH}^2; \quad b_{тр} = 0,01 i_0 n_{тр} S_{ном.тр} / U_{BH}^2,$$

де r_{BH} , r_{CH} , r_{HH} , та x_{BH} , x_{CH} , x_{HH} – активні та індуктивні опори обмоток трансформатору (Ом); $g_{тр}$ та $b_{тр}$ – активна та індуктивна провідність трансформатору (См); P_x – втрати холостого ходу (Вт); P_k – втрати короткого замикання (Вт); i_0 – струм холостого ходу (%); u_k – напруга короткого замикання (%); U_{BH} – номінальна напруга обмотки ВН (В); $S_{ном.тр}$ – номінальна повна потужність трансформатору (ВА); $n_{тр}$ – кількість паралельно підключених трансформаторів; ВН – висока напруга; СН – середня напруга; НН – низька напруга.

Автотрансформатор теж заміщується трипроменевою Г-подібною схемою заміщення (рис. 4), але для визначення її параметрів необхідно використати коефіцієнт завантаження обмотки низької напруги:

$$\alpha = S_{номHH} / S_{ном.ат},$$

де $S_{номHH}$ – номінальна потужність обмотки НН (ВА); $S_{ном.ат}$ – номінальна потужність автотрансформатору (ВА).

Елементи схеми заміщення, приведені до номінальної напруги обмотки ВН, розраховуються за наступними формулами:

$$u_{кBH} = 0,5 (u_{кBH-CH} + (u_{кBH-HH} - u_{кCH-HH})/\alpha);$$

$$u_{кCH} = 0,5 (u_{кBH-CH} + (u_{кCH-HH} - u_{кBH-HH})/\alpha);$$

$$u_{кHH} = 0,5 (-u_{кBH-CH} + (u_{кBH-HH} + u_{кCH-HH})/\alpha);$$

$$P_{кBH} = 0,5 (P_{кBH-CH} + (P_{кBH-HH} - P_{кCH-HH})/\alpha^2);$$

$$\begin{aligned}
P_{\text{кCH}} &= 0,5 (P_{\text{кВН-CH}} + (P_{\text{кCH-НН}} - P_{\text{кВН-НН}})/\alpha^2); \\
P_{\text{кНН}} &= 0,5 (-P_{\text{кВН-CH}} + (P_{\text{кВН-НН}} + P_{\text{кCH-НН}})/\alpha^2) \\
x_{\text{ВН}} &= 0,01 u_{\text{кВН}} U_{\text{ВН}}^2 / (S_{\text{ном.ат}} n_{\text{ат}}); \\
x_{\text{CH}} &= 0,01 u_{\text{кCH}} U_{\text{ВН}}^2 / (S_{\text{ном.ат}} n_{\text{ат}}); \\
x_{\text{НН}} &= 0,01 u_{\text{кНН}} U_{\text{ВН}}^2 / (S_{\text{ном.ат}} n_{\text{ат}}); \\
r_{\text{ВН}} &= P_{\text{кВН}} U_{\text{ВН}}^2 / (2 S_{\text{ном.ат}}^2 n_{\text{ат}}); \\
r_{\text{CH}} &= P_{\text{кCH}} U_{\text{ВН}}^2 / (2 S_{\text{ном.ат}}^2 n_{\text{ат}}); \quad r_{\text{НН}} = P_{\text{кНН}} U_{\text{ВН}}^2 / (2 S_{\text{ном.ат}}^2 n_{\text{ат}}); \\
g_{\text{тр}} &= n_{\text{ат}} P_{\text{x}} / U_{\text{ВН}}^2; \quad b_{\text{тр}} = 0,01 i_0 n_{\text{ат}} S_{\text{ном.ат}} / U_{\text{ВН}}^2,
\end{aligned}$$

де $r_{\text{ВН}}$, r_{CH} , $r_{\text{НН}}$, та $x_{\text{ВН}}$, x_{CH} , $x_{\text{НН}}$ – активні та індуктивні опори обмоток автотрансформатору (Ом); $g_{\text{тр}}$ та $b_{\text{тр}}$ – активна та індуктивна провідність автотрансформатору (См); $P_{\text{к.ВН-CH}}$, $P_{\text{к.ВН-НН}}$, $P_{\text{к.СН-НН}}$ – втрати короткого замикання (Вт) для відповідної пари обмоток при розімкненій третій; P_{x} – втрати холостого ходу (Вт); i_0 – струм холостого ходу (%); u_{k} – напруга короткого замикання (%); $U_{\text{ВН}}$ – номінальна напруга обмотки ВН (В); $n_{\text{ат}}$ – кількість паралельно підключених автотрансформаторів; ВН – висока напруга; СН – середня напруга; НН – низька напруга.

Визначивши схеми заміщення основних елементів системи електропостачання треба побудувати загальну схему заміщення, яка для схеми електропостачання (рис.1), не містить вузлів трансформації напруги (рис. 5), тому опори та провідності всіх елементів мають бути приведені до одного рівня напруги.

В якості базової напруги рекомендується обрати напругу ЛЕП, яка поєднує електростанцію з районною під-

станцією ($U_6 = U_{\text{ерп}}$). Для приведення опорів та провідностей до базисної напруги використовуємо наступні рівняння:

$$x_{\text{пр}} = x U_6^2 / U^2 ; r_{\text{пр}} = r U_6^2 / U^2 ;$$

$$b_{\text{пр}} = b U^2 / U_6^2 ; g_{\text{пр}} = g U^2 / U_6^2 ,$$

де $r_{\text{пр}}$, $x_{\text{пр}}$ та $g_{\text{пр}}$, $b_{\text{пр}}$ – активний, реактивний опори та активна, реактивна провідності, приведені до базисної напруги U_6 ; r , x та g , b – активний, реактивний опори та активна, реактивна провідності, приведені до напруги U .

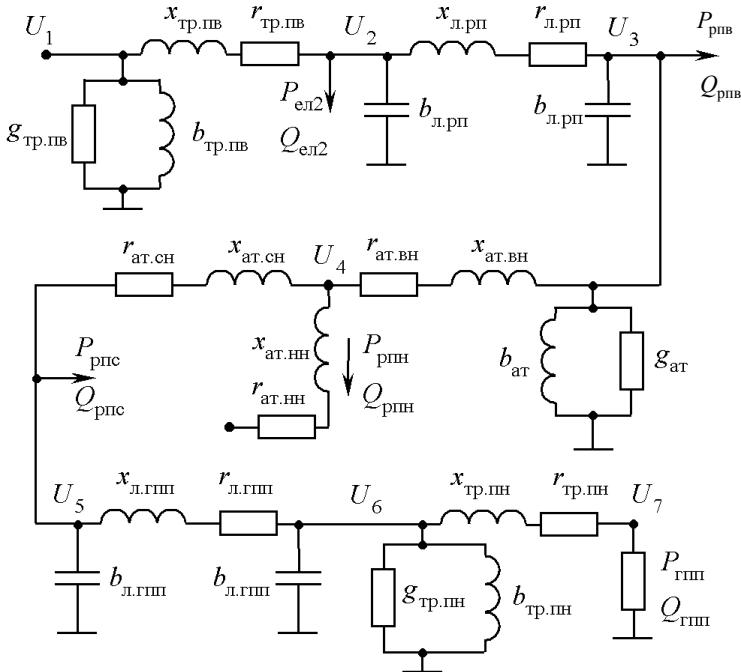


Рис. 5. Загальна схема заміщення системи електропостачання, яка представлена на рис. 1

На рис. 5 в деяких вузлах позначені відгалуження потужностей, які в розрахунках прийняти наступними:

– на електростанції

$$P_{\text{ел2}} = 0,8 \cdot 35 P_{\text{макс}} ; S_{\text{ел2}} = P_{\text{ел2}} / \cos \varphi_{\text{елст}} ;$$

$$Q_{\text{ел2}} = \sqrt{S_{\text{ел2}}^2 - P_{\text{ел2}}^2} ;$$

– на районній підстанції зі сторони вищої напруги

$$P_{\text{рпв}} = 0,8 \cdot 10 P_{\text{макс}} ; S_{\text{рпв}} = P_{\text{рпв}} / \cos \varphi_{\text{ерп}} ;$$

$$Q_{\text{рпв}} = \sqrt{S_{\text{рпв}}^2 - P_{\text{рпв}}^2} ;$$

– на районній підстанції зі сторони нижчих напруг

а) для двообмоткового трансформатору

$$P_{\text{рпн}} = Q_{\text{рпн}} = 0 ; P_{\text{рпс}} = 0,8 \cdot 4 P_{\text{макс}} ;$$

$$S_{\text{рпс}} = P_{\text{рпс}} / \cos \varphi_{\text{ерп}} ; Q_{\text{рпс}} = \sqrt{S_{\text{рпс}}^2 - P_{\text{рпс}}^2} ;$$

б) для триобмоткового трансформатору

$$P_{\text{рпнс}} = 0,8 \cdot 4 P_{\text{макс}} ; S_{\text{рпнс}} = P_{\text{рпнс}} / \cos \varphi_{\text{ерп}} ;$$

$$Q_{\text{рпнс}} = \sqrt{S_{\text{рпнс}}^2 - P_{\text{рпнс}}^2} ; P_{\text{рпс}} = P_{\text{рпн}} = 0,5 P_{\text{рпнс}} ;$$

$$S_{\text{рпс}} = S_{\text{рпн}} = 0,5 S_{\text{рпнс}} ; Q_{\text{рпс}} = Q_{\text{рпн}} = 0,5 Q_{\text{рпнс}} ;$$

в) автотрансформатору

$$P_{\text{рпн}} = 0,8 \cdot 5 \alpha P_{\text{макс}} ; S_{\text{рпн}} = P_{\text{рпн}} / \cos \varphi_{\text{ерп}} ;$$

$$Q_{\text{рпн}} = \sqrt{S_{\text{рпн}}^2 - P_{\text{рпн}}^2} ; P_{\text{рпс}} = 0,8 \cdot 5 (1 - \alpha) P_{\text{макс}} - P_{\text{макс}} ;$$

$$S_{\text{рпс}} = P_{\text{рпс}} / \cos \varphi_{\text{ерп}} ; Q_{\text{рпс}} = \sqrt{S_{\text{рпс}}^2 - P_{\text{рпс}}^2} .$$

Розрахунок проводимо в наступній послідовності:

– вузол № 7

$$U_7 = U_6 ;$$

$$P_7 = P_{\text{гпп}} = P_{\text{макс}} ;$$

$$Q_7 = Q_{\text{гпп}} = P_{\text{макс}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{рпн}} ;$$

– вузол № 6

втрати потужності в ланці 6–7

$$\Delta P_{6-7} = \frac{P_7^2 + Q_7^2}{U_7^2} r_{\text{тр.пн}} ; \quad \Delta Q_{6-7} = \frac{P_7^2 + Q_7^2}{U_7^2} x_{\text{тр.пн}} ;$$

подовжня ΔU_{6-7} та δU_{6-7} поперечна складові втрати напруги у ланці

$$\Delta U_{6-7} = \frac{P_7 r_{\text{тр.пн}} + Q_7 x_{\text{тр.пн}}}{U_7} ; \quad \delta U_{6-7} = \frac{P_7 x_{\text{тр.пн}} - Q_7 r_{\text{тр.пн}}}{U_7} ;$$

напруга у вузлі № 6

$$U_6 = \sqrt{(U_7 + \Delta U_{6-7})^2 + (\delta U_{6-7})^2} ;$$

потужність, що поступає до вузла №6

$$P_6 = P_7 + \Delta P_{6-7} + g_{\text{тр.пн}} U_6^2 ;$$

$$Q_6 = Q_7 + \Delta Q_{6-7} + b_{\text{тр.пн}} U_6^2 - b_{\text{л.гпп}} U_6^2 ;$$

– вузол № 5

втрати потужності в ланці 5–6

$$\Delta P_{5-6} = \frac{P_6^2 + Q_6^2}{U_6^2} r_{\text{л.гпп}} ; \quad \Delta Q_{5-6} = \frac{P_6^2 + Q_6^2}{U_6^2} x_{\text{л.гпп}} ;$$

подовжня ΔU_{5-6} та δU_{5-6} поперечна складові втрати напруги у ланці

$$\Delta U_{5-6} = \frac{P_6 r_{\text{л.гпп}} + Q_6 x_{\text{л.гпп}}}{U_6} ;$$

$$\delta U_{5-6} = \frac{P_6 x_{\text{л.гпп}} - Q_6 r_{\text{л.гпп}}}{U_6} ;$$

напруга у вузлі № 5

$$U_5 = \sqrt{(U_6 + \Delta U_{5-6})^2 + (\delta U_{5-6})^2};$$

потужність, що поступає до вузла № 5

$$P_5 = P_6 + \Delta P_{5-6} + P_{\text{рпс}};$$

$$Q_5 = Q_6 + \Delta Q_{5-6} - b_{\text{л.гпп}} U_5^2 + Q_{\text{рпс}};$$

– вузол № 4

втрати потужності в ланці 4–5

$$\Delta P_{4-5} = \frac{P_5^2 + Q_5^2}{U_5^2} r_{\text{ат.чн}}; \quad \Delta Q_{4-5} = \frac{P_5^2 + Q_5^2}{U_5^2} x_{\text{ат.чн}};$$

подовжня ΔU_{4-5} та δU_{4-5} поперечна складові втрати напруги у ланці

$$\Delta U_{4-5} = \frac{P_5 r_{\text{ат.чн}} + Q_5 x_{\text{ат.чн}}}{U_5}; \quad \delta U_{4-5} = \frac{P_5 x_{\text{ат.чн}} - Q_5 r_{\text{ат.чн}}}{U_5};$$

напруга у вузлі № 4

$$U_4 = \sqrt{(U_5 + \Delta U_{4-5})^2 + (\delta U_{4-5})^2};$$

потужність, що поступає до вузла № 4

$$P_4 = P_5 + \Delta P_{4-5} + P_{\text{рпн}};$$

$$Q_4 = Q_5 + \Delta Q_{4-5} + Q_{\text{рпн}};$$

– вузол № 3

втрати потужності в ланці 3–4

$$\Delta P_{3-4} = \frac{P_4^2 + Q_4^2}{U_4^2} r_{\text{ат.вн}}; \quad \Delta Q_{3-4} = \frac{P_4^2 + Q_4^2}{U_4^2} x_{\text{ат.вн}};$$

подовжня ΔU_{3-4} та δU_{3-4} поперечна складові втрати напруги у ланці

$$\Delta U_{3-4} = \frac{P_4 r_{\text{ат.вн}} + Q_4 x_{\text{ат.вн}}}{U_4}; \quad \delta U_{3-4} = \frac{P_4 x_{\text{ат.вн}} - Q_4 r_{\text{ат.вн}}}{U_4};$$

напряга у вузлі № 3

$$U_3 = \sqrt{(U_4 + \Delta U_{3-4})^2 + (\delta U_{3-4})^2};$$

потужність, що поступає до вузла № 3

$$P_3 = P_4 + \Delta P_{3-4} + g_{\text{ат}} U_3^2 + P_{\text{рпв}};$$

$$Q_3 = Q_4 + \Delta Q_{3-4} + b_{\text{ат}} U_3^2 - b_{\text{л.рп}} U_3^2 + Q_{\text{рпв}};$$

– вузол № 2

втрати потужності в ланці 2–3

$$\Delta P_{2-3} = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2} r_{\text{л.рп}}; \quad \Delta Q_{2-3} = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2} x_{\text{л.рп}};$$

подовжня ΔU_{2-3} та δU_{2-3} поперечна складові втрати напруги у ланці

$$\Delta U_{2-3} = \frac{P_3 r_{\text{л.рп}} + Q_3 x_{\text{л.рп}}}{U_3}; \quad \delta U_{2-3} = \frac{P_3 x_{\text{л.рп}} - Q_3 r_{\text{л.рп}}}{U_3};$$

напряга у вузлі № 2

$$U_2 = \sqrt{(U_3 + \Delta U_{2-3})^2 + (\delta U_{2-3})^2};$$

потужність, що поступає до вузла № 2

$$P_2 = P_3 + \Delta P_{2-3} + P_{\text{ел2}};$$

$$Q_2 = Q_3 + \Delta Q_{2-3} - b_{\text{л.рп}} U_2^2 + Q_{\text{ел2}};$$

– вузол № 1

втрати потужності в ланці 1–2

$$\Delta P_{1-2} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} r_{\text{тр.пв}}; \quad \Delta Q_{1-2} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} x_{\text{тр.пв}};$$

подовжня ΔU_{1-2} та δU_{1-2} поперечна складові втрати напруги у ланці

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_2 r_{\text{тр.пв}} + Q_2 x_{\text{тр.пв}}}{U_2}; \quad \delta U_{1-2} = \frac{P_2 x_{\text{тр.пв}} - Q_2 r_{\text{тр.пв}}}{U_2};$$

напруга у вузлі №1

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{1-2})^2 + (\delta U_{1-2})^2};$$

потужність, що поступає до вузла №1

$$P_1 = P_2 + \Delta P_{1-2} + g_{\text{тр.пв}} U_1^2;$$

$$Q_1 = Q_2 + \Delta Q_{1-2} + b_{\text{тр.пв}} U_1^2.$$

В результаті виконаних розрахунків визначити наступні параметри:

– ККД лінії, яка поєднує районну підстанцію з ГПП

$$\eta_{\text{рп}} = \frac{P_6}{P_6 + \Delta P_{5-6}} 100\%;$$

– ККД лінії, яка поєднує електростанцію з районною підстанцією

$$\eta_{\text{ерп}} = \frac{P_3}{P_3 + \Delta P_{2-3}} 100\%;$$

– ККД системи живлення ГПП від районної підстанції

$$\eta_{\text{сж}} = \frac{P_7}{P_5 - P_{\text{рпс}}} 100\%;$$

– собівартість втрат активної потужності в ЛЕП, яка поєднує районну підстанцію з ГПП, за годину роботи підприємства

$$C_{\text{рп}} = c_{\text{ел.ен}} \Delta P_{5-6} t_{\text{р}},$$

де $c_{\text{ел.ен}}$ – собівартість електроенергії для підприємств, яка станом на жовтень 2014 року для підприємств з напругою живлення до 35 кВ складала $1,2 \times 1,2335 = 1,48$ грн / (кВт·год); t_p – час роботи підприємства з максимальним навантаженням, за який визначається вищезазначені втрати (за умовами 1 година);

– втрати напруги на гілці електропостачання від шин генератора до шин районної підстанції, від яких живиться ГПП

$$\Delta U_{1-5} = \frac{U_1 - U_5}{U_6} 100\% ;$$

– втрати напруги на гілці електропостачання від шин районної підстанції, від яких живиться ГПП, до шин низької напруги ГПП

$$\Delta U_{5-7} = \frac{U_5 - U_7}{U_6} 100\% ;$$

– надати критичний аналіз можливості компенсувати втрати напруг в ЛЕП за рахунок пристроїв РПН на підстанціях; якщо регулювальних властивостей РПН не достатньо, зробити висновок про відсоток напруги, який необхідно компенсувати, наприклад, вольтододатковими трансформаторами.

Аналогічний розрахунок провести при збереженні всіх параметрів схеми електропостачання для випадку

$$P_7 = P_{\text{ГПП}} = P_{\text{макс}} ; Q_7 = 0 .$$

Порівняти отримані результати з попередніми розрахунками.

КОНТРОЛЬНА РОБОТА № 3

3.1. Вихідні дані:

- результати розрахунків контрольних робіт № 1 та № 2.

3.2. Завдання:

- визначити реактивну потужність, яка має бути компенсована на ГПП для підтримання коефіцієнта потужності навантаження підприємства на рівні 0,85; 0,9; 0,95; 1;
- обрати склад конденсаторних батарей для підтримання вказаних коефіцієнтів потужностей;
- визначити економічну ефективність розрахованих варіантів компенсації реактивної потужності на ГПП.

3.3. Вказівки до виконання роботи

По лініям електропостачання транспортується як активна, так і реактивна електроенергія. Активна енергія перетворюється в інші види енергії (механічну, теплову, світлову) і використовується споживачами для виконання корисної роботи. Реактивна енергія у корисній роботі електроприймачів участі не бере, оскільки не може бути перетворена в інші види енергії, а лише створює умови (поле намагнічування трансформаторів, обертове поле електродвигунів, потоки розсіювання), при яких активна енергія виконує роботу.

Наявність реактивної потужності призводить до збільшення собівартості електроенергії, додаткових втрат, перевантаження підстанцій, необхідності завищення потужності трансформаторів і перетину кабелів, збільшення втрат напруги в електромережі. Для компенсації реактивної потужності зазвичай застосовують конденсаторні установки. Основними достоїнствами таких установок є:

- незначні втрати активної потужності у межах 0,3... 0,7 кВт на 100 кВАр;
- відсутність обертових частин;
- більш просте обслуговування та менші експлуатаційні витрати;
- висока надійність роботи (вихід з ладу окремого конденсатора при належному його захисті не позначається на роботі всієї конденсаторної установки).

Конденсаторною установкою називається електроустановка, що складається з конденсаторів, допоміжного електроустаткування (вимикачів, роз'єднувачів, розрядних резисторів, пристроїв регулювання, захисту і т. п.) і ошиновки. Вона призначена для генерації реактивної потужності. Сумарна потужність установки на основній частоті визначається виходячи з умови забезпечення необхідного значення коефіцієнта потужності в режимі максимального споживання реактивної потужності. З метою одержання економічного режиму роботи електричних мереж з перемінним графіком реактивного навантаження використовують автоматичне регулювання потужності конденсаторної установки шляхом комутації її окремих частин.

Усі конденсатори мають вбудовані розрядні резистори, що знижують після відключення конденсаторів напругу на них до значення не більш 0,05 кВ за 1 хвилину для

конденсаторів на напругу нижче 0,66 кВ і за 5 хвилин для конденсаторів на напругу понад 0,66 кВ.

У якості комутуючого елемента в конденсаторних установках можуть застосовуватися електромеханічні контактори або тиристори. Апарати і струмоведучі частини в конденсаторній батареї допускають тривале протікання струму значенням 130 % номінального струму батареї. Повторне включення установок допускається проводити лише після зниження залишкової напруги на кожному з конденсаторів до рівня, що не перевищує 0,05 кВ.

У сучасних мережах електропостачання навантаження нерідко має нелінійний характер унаслідок застосування напівпровідникових перетворювачів перемінного струму. Це приводить до появи вищих гармонік струму, які по своїй величині стають порівнянними з першою (50 Гц) гармонікою. Конденсатори в установках компенсації реактивної потужності в сукупності з індуктивністю навантаження можуть утворювати коливальні контури, близькі по частоті резонансу до частоти однієї з вищих гармонік. Це може призвести до значного збільшення струму конденсаторів і істотно скоротити їхній термін служби. А перенапруги, що виникають при резонансі на елементах конденсаторної установки і навантаження можуть призвести до пробію ізоляції. Для усунення подібних проблем на етапі обстеження об'єкта до впровадження конденсаторних установок компенсації реактивної потужності необхідно проводити аналіз спектру струму споживаної електроенергії. При виявленні вищих гармонік, порівнянних з першою гармонікою, застосовуються фільтри-пробки, налаштовані на частоту найбільш значних гармонік.

В завданні розглядається метод централізованої компенсації, тобто підключення конденсаторів на шин ГПП.

Таким чином, на відміну від методів індивідуальної та групової компенсації, від реактивного струму розвантажуються лише система зовнішнього електропостачання. Можливе розташування конденсаторних батарей як на стороні високої напруги ГПП, так і на стороні низької напруги. Більша напруга живлення вимагає меншої ємності конденсаторної батареї для генерування певної реактивної потужності, але при цьому ускладнюється експлуатація й підвищується собівартість комутуючого та ізоляційного обладнання, що фактично нівелює економічний вигравш від встановлення конденсаторів на стороні високої напруги підстанції. Тому більш доцільним є встановлення конденсаторних установок на стороні нижньої напруги. Але, якщо на підприємстві є споживачі, які отримують живлення зі сторони високої напруги ГПП, то конденсаторні установки для компенсації їх реактивної потужності більш доцільно розташовувати зі сторони високої напруги. При виконанні контрольної вважати, що таких споживачів не має.

Розрахунок оплати підприємством споживаної реактивної потужності виконується по затвердженій міністерством "Методиці обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами".

Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії визначається трьома складовими величинами

$$C_Q = C_1 + C_2 - C_3,$$

де C_1 – основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії; C_2 – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації; C_3 – знижка плати за споживання і генерацію реактивної електроенергії у разі участі споживача в оптимальному

добовому регулюванні режимів мережі електропередавальної організації в розрахунковий період (прийняти рівною нулю).

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається формулою

$$C_1 = (W_{Q_{\text{сп}}} + k \cdot W_{Q_{\text{Г}}}) \cdot D \cdot c_{\text{ел.ен}},$$

де $W_{Q_{\text{сп}}}$ – споживання реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період, кВАр·год.; $W_{Q_{\text{Г}}}$ – генерація реактивної енергії в мережу електропередавальної організації в точці обліку за розрахунковий період, кВАр·год. (таким чином перекомпенсація реактивної енергії теж штрафується та є неприпустимою, в розрахунках прийняти $W_{Q_{\text{Г}}} = 0$); $k = 3$ – нормативний коефіцієнт урахування збитків енергосистеми від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача; D – економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП), що характеризує частку впливу реактивного перетоку в точці обліку на техніко-економічні показники в розрахунковому режимі, кВт / кВАр; $c_{\text{ел.ен}}$ – фактична середня закупівельна ціна на електроенергію, що склалася за розрахунковий період (розраховується відповідно до нормативних документів, при розрахунках прийняти рівною $c_{\text{ел.ен}}$ з контрольної роботи № 2).

Обчислення ЕЕРП виконуються електропередавальною організацією один раз на два роки за допомогою комп'ютерного комплексу КВАРЕМ.

Під час обчислення ЕЕРП для споживачів, живлення яких здійснюється розподільчими мережами 10(6) кВ, в умовах відсутності інформації про фактичні навантаження електромережі розрахункові коефіцієнти завантаженості трансформаторів приймаються рівними 0,2.

У контрольній роботі ЕЕРП можна приблизно обчислити з наступних міркувань. Економічний еквівалент є питомою ефективністю застосування компенсаційних пристроїв, що показує, як змінюються втрати активної потужності в мережі при зміні реактивної потужності на одиницю. Тобто приблизно можна прийняти його

$$D = \frac{dP_{\text{втр}}}{dQ_{\text{сп}}} = \frac{d(Q_{\text{сп}}^2 + P_{\text{сп}}^2)}{U_6^2 dQ_{\text{сп}}} \sum r = \frac{2 Q_{\text{сп}} \sum r}{U_6^2},$$

де $P_{\text{втр}}$ – втрати активної потужності в системі електроживлення при транспортуванні споживачеві активної $P_{\text{сп}}$ та реактивної $Q_{\text{сп}}$ потужностей; $\sum r$ – сума активних опорів системи електроживлення, приведених до базисної напруги U_6 (наприклад, для схеми на рис. 5 $\sum r$ дорівнює сумі $r_{\text{тр.пв}}, r_{\text{л.рп}}, r_{\text{ат.вн}}, r_{\text{ат.сн}}, r_{\text{л.гпп}}$).

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності визначається формулою

$$C_2 = C_1 k_{\text{баз}} (k_x - 1),$$

де $k_{\text{баз}} = 1,0$ – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень у засоби компенсації в електричних мережах споживача; k_x – коефіцієнт, що вибирається з табл. 14 залежно від фактичного коефіцієнта потужності споживача $\text{tg}\varphi_{\text{сп}}$ в середньому за розрахунковий період.

Таблиця 14. Значення коефіцієнта k_x залежно від $\text{tg}\varphi_{\text{сп}}$

$\cos\varphi_{\text{сп}}$	0,8	0,85	0,9	0,95	1
$\text{tg}\varphi_{\text{сп}}$	0,75	0,62	0,484	0,329	0
k_x	1,25	1,1369	1,0547	1,0063	1

Треба зазначити, що відповідно до Методики для споживачів, які вперше розпочинають розрахунки, плата за споживання та генерацію реактивної електроенергії нараховується з поступовою корекцією результату протягом трьох років з моменту введення розрахунків за реактивну електроенергію, з урахуванням коефіцієнта: перший рік – 0,25; другий рік – 0,5; третій рік – 0,75; надалі – 1,0. Але в розрахунках контрольної роботи вважати, що підприємство працює більше трьох років.

Розрахунок проводимо в наступній послідовності:

– реактивна потужність, яка споживається підприємством без компенсації ($\cos \varphi_{\text{гп}} = 0,8$)

$$Q_{\text{до}} = Q_{\text{гп}} = P_{\text{макс}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{гп}};$$

– потужність пристрою компенсації для забезпечення коефіцієнту потужності підприємства $\cos \varphi_{\text{комп}}$

$$Q_{\text{комп}} = P_{\text{макс}} (\operatorname{tg} \varphi_{\text{гп}} - \operatorname{tg} \varphi_{\text{комп}});$$

– обираємо кількість конденсаторних установок $n_{\text{кб}}$ та їх потужність $Q_{\text{кб}}$ з табл. 15 таким чином, щоб сумарна потужність установок не перевищувала реактивну потужність, споживану підприємством;

– реактивна потужність, яка споживається підприємством після компенсації (вона має бути позитивною, в іншому випадку конденсаторні установки треба переобрати правильно)

$$Q_{\text{після}} = Q_{\text{до}} - Q_{\text{кб}} n_{\text{кб}};$$

– вартість компенсаційної установки $C_{\text{кб}}$ визначаємо з табл. 15 (нерегульовані установки складаються тільки з фіксованих ступіней (принцип дії: включення і відключення роз'єднувача виконується в ручному режимі при відсутності струму навантаження); регульовані склада-

ються тільки з регульованих ступіней (принцип дії: комутація здійснюється автоматично, включенням і відключенням ступіней; потужність і момент включення автоматично визначаються електронним блоком);

– вартість споживання реактивної потужності підприємством на протязі однієї години при початковому коефіцієнті потужності $\cos \varphi_{\text{рп}}$

$$C_{Q_{\text{до}}} = Q_{\text{до}} D_{\text{до}} c_{\text{ел.ен}} k_{\text{хдо}} ;$$

$$D_{\text{до}} = \frac{2 Q_{\text{до}} \sum r}{U_6^2} ;$$

$k_{\text{хдо}}$ визначаємо з табл. 14;

– вартість споживання реактивної потужності підприємством на протязі однієї години при $\cos \varphi_{\text{комп}}$

$$C_{Q_{\text{після}}} = Q_{\text{після}} D_{\text{після}} c_{\text{ел.ен}} k_{\text{хпісля}} ;$$

$$D_{\text{після}} = \frac{2 Q_{\text{після}} \sum r}{U_6^2} ;$$

$k_{\text{хпісля}}$ визначаємо з табл. 14;

– вартість втрат в компенсаційному пристрої за одну годину його роботи

$$C_{p_{\text{кб}}} = \Delta p Q_{\text{кб}} n_{\text{кб}} c_{\text{ел.ен}} ,$$

де $\Delta p = 0,005$ кВт / кВАр – питомі втрати активної потужності в конденсаторній установці на одиницю реактивної потужності, що генерується;

– вартість втрат в трансформаторах ГПП за одну годину їх роботи при початковому коефіцієнті потужності

$$C_{\text{трдо}} = (P_{\text{х}} + P_{\text{к}} \frac{Q_{\text{до}}^2 + P_{\text{макс}}^2}{S_{\text{ном.тр}}^2 n_{\text{тр}}^2}) n_{\text{тр}} c_{\text{ел.ен}} ,$$

де P_x – втрати холостого ходу (Вт); P_k – втрати короткого замикання (Вт); $S_{\text{ном.тр}}$ – номінальна повна потужність трансформатору (ВА); $n_{\text{тр}}$ – кількість паралельно підключених трансформаторів ГПП;

– вартість втрат в трансформаторах ГПП за одну годину їх роботи при $\cos \varphi_{\text{комп}}$

$$C_{\text{трпісля}} = \left(P_x + P_k \frac{Q_{\text{після}}^2 + P_{\text{макс}}^2}{S_{\text{ном.тр}}^2 n_{\text{тр}}^2} \right) n_{\text{тр}} c_{\text{ел.ен}};$$

– прибуток підприємства за час роботи компенсаційного пристрою

$$\Pi = (C_{Q_{\text{до}}} - C_{Q_{\text{після}}} - C_{p_{\text{кб}}} + C_{\text{трдо}} - C_{\text{трпісля}}) T_{\text{експ}} - C_{\text{кб}}, \text{ грн},$$

де $T_{\text{експ}}$ – час експлуатації компенсаційної установки (прийняти 150000 годин)

– час окупності компенсаційного пристрою

$$O = C_{\text{кб}} / (C_{Q_{\text{до}}} - C_{Q_{\text{після}}} - C_{p_{\text{кб}}} + C_{\text{трдо}} - C_{\text{трпісля}}), \text{ год.}$$

Повторити розрахунки для чотирьох варіантів компенсації реактивної потужності, зазначених у завданні, та надати критичний порівняльний аналіз отриманих результатів.

Таблиця 15. Конденсаторні установки, напругою 6,3 кВ

Тип конденсаторної батареї	Потужність, кВАр	Собівартість регульованих, грн (на 2014 р.)	Собівартість нерегульованих, грн (на 2014 р.)
УКРМ-6,3-150	150	170000	70800
УКРМ-6,3-300	300	290300	80400
УКРМ-6,3-450	450	318600	92050
УКРМ-6,3-900	900	439000	127700
УКРМ-6,3-1350	1350	566400	167950
УКРМ-6,3-1800	1800	686800	219700

Продовж. табл. 15

Тип конденсаторної батареї	Потужність, кВАр	Собівартість регульованих, грн (на 2014 р.)	Собівартість нерегульованих, грн (на 2014 р.)
УКРМ-6,3-2250	2250	821300	244400
УКРМ-6,3-2700	2700	941650	292950
УКРМ-6,3-3150	3150	1026600	336550

КОНТРОЛЬНА РОБОТА № 4

4.1. Вихідні дані:

- результати розрахунків контрольних робіт № 1 та № 2.

4.2. Завдання:

- визначити ударний та усталений струми трифазного короткого замикання на збірній шині низької напруги ГПП без урахування секціонування розподільчих пристроїв;
- визначити ударний та усталений струми трифазного короткого замикання на збірній шині низької напруги ГПП з урахуванням секціонування розподільчих пристроїв;
- на підставі отриманих результатів зробити висновок про стійкість комутуючих апаратів до короткого замикання та необхідність застосування струмообмежуючих реакторів.

4.3. Вказівки до виконання роботи

Для визначення струмів короткого замикання необхідно скласти схему заміщення (рис. 6) та привести всі елементи схеми до одного базисного рівня напруги. Тому опори елементів схеми електропостачання та величину базисної напруги для спрощення розрахунків можна взяти з контрольної роботи № 2. Але схема заміщення буде відрізнятися від рис. 5 відсутністю поперечних гілок провід-

ностей та наявністю параметрів синхронного генератора, який заміщується активним опором якоря r_1 та надперехідним індуктивним опором по подовжній осі x_d'' (вказані в таблиці 5 відповідно в Омах та у відносних одиницях).

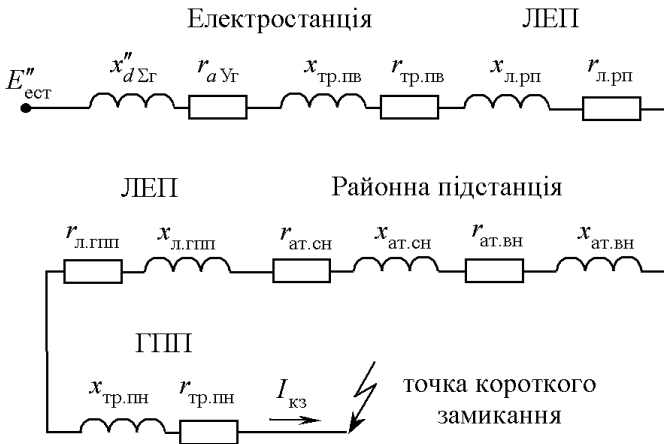


Рис. 6. Схема заміщення системи електропостачання для розрахунку струму короткого замикання на стороні низької напруги ГПП

Розрахунок проводимо в наступній послідовності:

- визначаємо активний та індуктивний опори кожного елемента системи електропостачання та приводимо їх до базисної напруги U_6 відповідно до рекомендацій, запропонованих в контрольній роботі № 2;

- опори генераторів електростанцій в Омах

$$x''_{d\Sigma\Gamma} = \frac{x''_d U_6^2}{n_\Gamma S_{н.ген}}; \quad r_{a\Sigma\Gamma} = \frac{r_1 U_6^2}{n_\Gamma U_{н.ген}^2},$$

де x_d'' – надперехідний індуктивний опір генератора по подовжній осі (в.о.); r_1 – активний опір фази якоря

генератора (Ом); n_{Γ} – кількість генераторів на електро-
станції, які працюють паралельно; $U_{\text{н.ген}}$ – номінальна
напруга якоря генератора (В); $S_{\text{н.ген}}$ – номінальна повна
потужність генератора (ВА);

– надперехідна фазна ЕРС генераторів

$$E''_{\text{ест}} = E''_{\text{ген}} U_{\phi} / \sqrt{3},$$

де $E''_{\text{ген}}$ – надперехідна ЕРС генератора у відносних
одиницях (для турбогенераторів потужністю до 100 МВт
 $E''_{\text{ген}} = 1,08$ в.о.; для турбогенераторів потужністю більше
100 МВт $E''_{\text{ген}} = 1,13$ в.о.);

– активний опір від джерела живлення до точки ко-
роткого замикання

$$r_{\text{кз}} = r_{a\Sigma\Gamma} + r_{\text{тр.пв}} + r_{\text{л.рп}} + r_{\text{ат.вн}} + r_{\text{ат.сн}} + r_{\text{л.гпп}} + r_{\text{тр.пн}}, \text{ Ом};$$

– індуктивний опір ланцюга короткого замикання

$$x_{\text{кз}} = x_{d\Sigma\Gamma} + x_{\text{тр.пв}} + x_{\text{л.рп}} + x_{\text{ат.вн}} + x_{\text{ат.сн}} + x_{\text{л.гпп}} + x_{\text{тр.пн}}, \text{ Ом};$$

– повний опір ланцюга короткого замикання

$$Z_{\text{кз}} = \sqrt{x_{\text{кз}}^2 + r_{\text{кз}}^2}, \text{ Ом};$$

– постійна часу загасання аперіодичної складової стру-
му короткого замикання

$$T_a = x_{\text{кз}} / (2\pi f_c r_{\text{кз}}), \text{ с},$$

де $f_c = 50$ Гц – частота напруги в системі електропоста-
чання;

– ударний коефіцієнт

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-0,01/T_a};$$

– періодична складова струму короткого замикання

$$I_n = I_{\infty} = E''_{\text{ест}} U_{\phi} / (U_{\text{нн.гпп}} Z_{\text{кз}}),$$

де $U_{\text{нн.гпп}}$ – реальне значення напруги на вторинній стороні трансформаторів ГПП (В); I_{∞} – усталене діюче значення струму короткого замикання;

– миттєве значення ударного струму короткого замикання

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} I_{\text{п}}.$$

Такий розрахунок струму відповідає теорії, але не зовсім відбиває реальні процеси в схемі електропостачання. Наприклад, в кожному розподільчому пристрої є секційні вимикачі, які розділяють генератори, лінії, трансформатори та споживачів на зазвичай дві незалежні системи живлення. Це дозволяє підвищити опір ланцюга короткого замикання та зменшити відповідний струм. Тому наступним кроком розрахунку контрольної врахуємо цей факт и порівняємо результат з попереднім.

Розрахунок виконуємо в тій же послідовності, але опори ланцюга короткого замикання визначаємо наступним чином:

– активний опір від джерела живлення до точки короткого замикання

$$r_{\text{кз.секц}} = (r_{\text{д}\Sigma\Gamma} + r_{\text{тр.пв}}) \frac{n_{\Gamma}}{n_{\Gamma.\text{секц}}} + (r_{\text{л.рп}} + r_{\text{л.гпп}}) k + \\ + (r_{\text{ат.вн}} + r_{\text{ат.сн}}) \frac{n_{\text{ат}}}{n_{\text{ат.секц}}} + r_{\text{тр.пн}} \frac{n_{\text{тр}}}{n_{\text{тр.секц}}};$$

– індуктивний опір ланцюга короткого замикання

$$x_{\text{кз}} = (x_{\text{д}\Sigma\Gamma}'' + x_{\text{тр.пв}}) \frac{n_{\Gamma}}{n_{\Gamma.\text{секц}}} + (x_{\text{л.рп}} + x_{\text{л.гпп}}) k + \\ + (x_{\text{ат.вн}} + x_{\text{ат.сн}}) \frac{n_{\text{ат}}}{n_{\text{ат.секц}}} + x_{\text{тр.пн}} \frac{n_{\text{тр}}}{n_{\text{тр.секц}}},$$

де n_{Γ} та $n_{\Gamma.\text{секц}}$ – відповідно загальна кількість генераторів на електростанції та їх кількість, що живить районну підстанцію ($n_{\Gamma} / n_{\Gamma.\text{секц}} \geq 2$); $k=2$ – кількість гілок ЛЕП; $n_{\text{ат}}$ та $n_{\text{ат.секц}}$ – відповідно загальна кількість автотрансформаторів (або трансформаторів) на районній підстанції та їх кількість, що живить ГПП ($n_{\text{ат}} / n_{\text{ат.секц}} \geq 2$); $n_{\text{тр}}$ та $n_{\text{тр.секц}}$ – відповідно загальна кількість трансформаторів на ГПП та їх кількість в одній секції ($n_{\text{тр}} / n_{\text{тр.секц}} \geq 2$). Зазвичай $n_{\text{ат}} = n_{\text{тр}} = 2$, тоді $n_{\text{ат.секц}} = n_{\text{тр.секц}} = 1$, але можливі й інші співвідношення, що залежить від результатів контрольної № 1.

Є ще один важливий момент, який не був врахований при першому розрахунку. В системі є відгалуження, які можуть мати свої джерела живлення. У такому випадку до схеми треба додати ланцюги з опорами ліній зв'язку і додаткових генеруючих елементів, розрахувати ударні струми короткого замикання від кожного додаткового джерела і додати їх до результату розрахунку струму від основного джерела живлення. Таким додатковим генеруючим елементом можуть бути синхронні й асинхронні двигуни, які при короткому замикання в системі живлення переходять в режим гальмування та перетворюють надлишок кінетичної енергії в електричну, тобто працюють, як генератори. В такому випадку двигуни заміщують надперехідним індуктивним опором ($x'' \approx 0,2$ в.о.) та джерелом живлення з надперехідною ЕРС (для синхронних двигунів $E'' \approx 1,1$ в.о., а для асинхронних – $E'' \approx 0,9$ в.о.). Якщо ж у вузлі живлення склад споживачів невідомий, його заміняють узагальненим навантаженням з надперехідним опором $x'' \approx 0,35$ в.о. та джерелом живлення з надпере-

хідною ЕРС $E'' \approx 0,85$ в.о. Треба зазначити, що параметри вказані відносно потужності споживача, і це має бути враховано при включенні його ланцюга до основної схеми електропостачання.

В схемі на рис. 5 маємо чотири відгалуження навантаження. Відгалуженням на електростанції при врахуванні секціонування можна знехтувати, а три відгалуження потужності на районній підстанції можна поєднати, наприклад, на стороні високої напруги. В такому разі схема набуде вигляду, як на рис. 7.

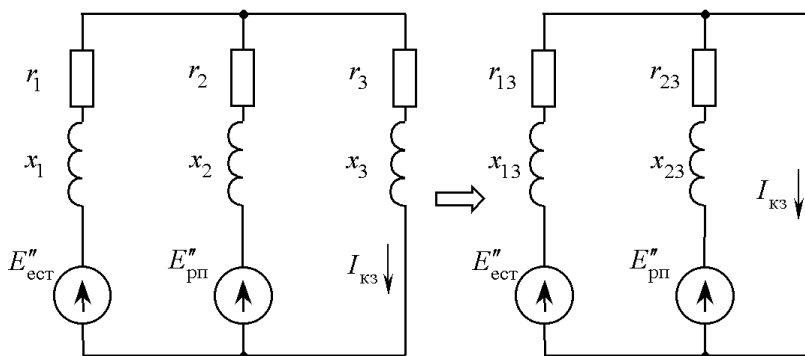


Рис. 7. Схема заміщення системи електропостачання для розрахунку струму короткого замикання з урахуванням інших джерел живлення

Опори на схемах визначаються наступним чином:

– опори в ланцюзі електростанція – районна підстанція

$$r_1 = (r_{a\Sigma\Gamma} + r_{\text{тр.пв}}) \frac{n_{\Gamma}}{n_{\Gamma.\text{секц}}} + r_{\text{л.рп}} k ;$$

$$x_1 = (x_{d\Sigma\Gamma}'' + x_{\text{тр.пв}}) \frac{n_{\Gamma}}{n_{\Gamma.\text{секц}}} + x_{\text{л.рп}} k ;$$

– опори в ланцюзі районна підстанція – ГПП

$$r_3 = r_{\text{л.гпп}} k + (r_{\text{ат.вн}} + r_{\text{ат.сн}}) \frac{n_{\text{ат}}}{n_{\text{ат.секц}}} + r_{\text{тр.пн}} \frac{n_{\text{тр}}}{n_{\text{тр.секц}}} ;$$

$$x_3 = x_{\text{л.гпп}} k + (x_{\text{ат.вн}} + x_{\text{ат.сн}}) \frac{n_{\text{ат}}}{n_{\text{ат.секц}}} + x_{\text{тр.пн}} \frac{n_{\text{тр}}}{n_{\text{тр.секц}}} ;$$

– опори в ланцюзі узагальнене навантаження – районна підстанція

$$r_2 = 0 ; \quad x_2 = \frac{x'' U_6^2}{S_{\text{відгал}}} = \frac{0,35 \sqrt{P_{\text{відгал}}^2 + Q_{\text{відгал}}^2}}{U_6^2} ;$$

$$P_{\text{відгал}} = \frac{P_{\text{рпв}} + P_{\text{рпн}} + P_{\text{рпс}}}{n_{\text{ат}}/n_{\text{ат.секц}}} ; \quad Q_{\text{відгал}} = \frac{Q_{\text{рпв}} + Q_{\text{рпн}} + Q_{\text{рпс}}}{n_{\text{ат}}/n_{\text{ат.секц}}} .$$

ЕРС в ланцюзі узагальнене навантаження – районна підстанція

$$E''_{\text{рп}} = E'' U_6 / \sqrt{3} = 0,85 U_6 / \sqrt{3} .$$

Схему на рис. 7 можна розрахувати шляхом перетворення зірки опорів у трикутник і отримати схему, в якій кожне джерело живлення напряму з'єднане з точкою короткого замикання:

$$\begin{aligned} Z_{13} &= r_{13} + jx_{13} = Z_1 + Z_3 + \frac{Z_1 Z_3}{Z_2} = \\ &= r_1 + jx_1 + r_3 + jx_3 + \frac{(r_1 + jx_1)(r_3 + jx_3)}{(r_2 + jx_2)} ; \\ Z_{23} &= r_{23} + jx_{23} = Z_2 + Z_3 + \frac{Z_2 Z_3}{Z_1} = \\ &= r_2 + jx_2 + r_3 + jx_3 + \frac{(r_2 + jx_2)(r_3 + jx_3)}{(r_1 + jx_1)} . \end{aligned}$$

Після перетворення за раніше розглянутим алгоритмом розраховуються струми короткого замикання від електростанції ($i_{\text{уд.ест}}$ та $I_{\text{п.ест}}$) та від узагальненого навантаження ($i_{\text{уд.рп}}$ та $I_{\text{п.рп}}$). Потім знаходиться загальний струм короткого замикання:

$$i_{\text{уд}} = i_{\text{уд.ест}} + i_{\text{уд.рп}}; \quad I_{\text{п}} = I_{\infty} = I_{\text{п.ест}} + I_{\text{п.рп}}.$$

Висновок про стійкість комутуючих апаратів до короткого замикання робимо суто приблизно. Наприклад, вимикач навантаження ВНП-16 має вмонтований запобіжник з номінальним струмом плавких вставок до 160 А та струмом відключення 20 кА при напрузі 6 кВ, а електромагнітний вимикач ВЕМ-6-20 має номінальний струм 1000 А, але при цьому струм відключення також 20 кА при напрузі 6 кВ. Звичайно, є вимикачі із струмами відключення як більшими (40; 63 кА), так і меншими (4; 8; 16,5 кА) за 20 кА. Але в контрольній встановимо припустимий струм короткого замикання саме на рівні 20 кА. Якщо розрахунковий струм буде більший за припустимий, слід на відгалуженні районної підстанції, яке живить ГПП, рекомендувати встановити реактор, що має незначний активний опір та суттєвий індуктивний. Це збільшить втрати напруги на 5...10 %, але дозволить значно зменшити струм короткого замикання.

КОНТРОЛЬНА РОБОТА № 5

5.1. Вихідні дані:

- результати розрахунків контрольних робіт № 1 та № 4;
- фіктивний час відключення короткого замикання $t_{\text{спр}}$, с;
- шини розподільчого пристрою низької напруги головної підстанції підприємства мають довжину $l = 5$ м та встановлюються на відстані $a = 50$ см одна від одної;
- температура навколишнього середовища $\theta_{\text{навк}} = 35$ °С.

5.2. Завдання:

- виконати вибір та перевірку на динамічну і термічну стійкість збірних шин розподільного пристрою, який розташований на стороні низької напруги головної підстанції підприємства (ГПП).

5.3. Вказівки до виконання роботи

У закритих розподільчих пристроях 6...10 кВ збірні шини виконуються жорсткими алюмінієвими шинами. Мідні шини з причини високої вартості не застосовуються навіть при великих струмових навантаженнях. При струмах до 3000 А використовуються одно- та двосмугові шини (у завданні розглядається розрахунок односмугової шини). Збірні шини кріпляться на опорних фарфорових ізоляторах. Шинотримачі дозволяють подовжнє зміщення

шин при їх подовженні внаслідок нагрівання. При великій довжині шин встановлюються компенсатори з тонких смуг того ж матеріалу, що і шини. У відповідності до вимог Правил установки електроустаткування найменша відстань між провідниками різних фаз закритого розподільчого пристрою при напрузі 6 кВ дорівнює 100 мм (у завданні відстань дорівнює 500 мм).

Робочій струм I_p шини

$$I_p = \frac{P_{\text{макс}} \cdot 10^3}{2\sqrt{3} U_{\text{нн.гпп}} \cos \varphi_{\text{гпп}}}.$$

У табл. 16 вказані припустимі струми в залежності від геометрії шин при температурі шин 75 °С та температурі навколишнього середовища $\theta_{\text{навк}0} = 25$ °С, тому уточнюємо значення розрахункового струму:

$$I_{\text{роз}} = \frac{I_p}{k_1} \sqrt{\frac{45}{70 - \theta_{\text{навк}}}},$$

де k_1 – поправочний коефіцієнт при розташуванні прямокутних шин плашмя ($k_1 = 0,95$ при ширині шини до 60 мм; $k_1 = 0,92$ при ширині шини більше 60 мм).

По значенню розрахункового струму $I_{\text{роз}}$ за допомогою табл. 16 обираємо алюмінієві шини, розміри котрих по вертикалі h і по горизонталі b (якщо $h > b$, то шини розміщені на ребро; якщо $h < b$, то шини розміщені плашмя).

Шини, укріплені на ізоляторах, є динамічною коливальною системою, що знаходиться під дією електродинамічних сил. Для виконання умов достатньої механічної міцності шин при струмах короткого замикання розрахункове напруження в шинах не має перевищувати припустимого механічного напруження, яке для алюмінієвих шин марки АД31Т (алюмінієвий сплав, загартований та

природно зістарений) $\sigma_{\text{прип}} = 89$ МПа, а для шин марки АД31Т1 (алюмінієвий сплав, загартований та штучно зістарений) $\sigma_{\text{прип}} = 137$ МПа. В місці зварювання для обох марок $\sigma_{\text{прип}} = 84$ МПа (вважати, що зварних швів не має).

Таблиця 16. Норми електричних навантажень на алюмінієві шини у відповідності до рекомендацій ПУЕ

Розмір більшої сторони шини, мм	Струм, А, при розмірі меншої сторони шини, мм					
	3	4	5	6	8	10
15	165	–	–	–	–	–
20	215	–	–	–	–	–
25	265	–	–	–	–	–
30	–	365	–	–	–	–
40	–	480	540	–	–	–
50	–	–	665	740	–	–
60	–	–	–	870	1025	1155
80	–	–	–	1150	1320	1480
100	–	–	–	1425	1625	1820
120	–	–	–	–	1900	2070

Максимальне електродинамічне зусилля при трифазному короткому замиканні виникає в середній шині:

$$f_d = 1,76 k_{\phi} i_{\text{уд}}^2 10^{-1} / a ,$$

де k_{ϕ} – коефіцієнт, який враховує форму перетину шини (у зв'язку із значно меншим периметром шин відносно відстані між фазами $k_{\phi} = 1$); $i_{\text{уд}}$ – ударний струм короткого замикання, який приймаємо рівним останньому значенню, розрахованому в контрольній роботі №4.

Значення моменту опору шини

$$W = hb^2/6 .$$

Максимальна відстань між двома ближніми ізоляторами

$$l_{\max} = \sqrt{10\sigma_{\text{прип}} W / f_{\text{д}}} .$$

Мінімальна кількість прольотів по довжині шини

$$k_{\text{пр. min}} = l / l_{\max} .$$

Обираємо кількість прольотів $k_{\text{пр}}$ більше ціле за мінімальне значення та визначаємо відстань між двома ближніми ізоляторами (довжину прольоту)

$$l_{\text{пр}} = l / k_{\text{пр}} .$$

Електродинамічні зусилля, що виникають при короткому замиканні, мають складові, які змінюються із частотою 50 та 100 Гц. Якщо власна частота коливання системи шина – ізолятори співпадуть з цими величинами, навантаження на шини та ізолятори значно зросте. Зони підсилення коливань та резонансу визначаються приблизно в межах $\pm 10\%$ від критичних значень, зазначених раніше.

Частота власних коливань для прямокутних алюмінієвих шин

$$f_{\text{вл}} = \frac{3,56}{l_{\text{пр}}^2} \sqrt{\frac{E J}{s \gamma}} = 5,02 \cdot 10^3 \frac{b}{l_{\text{пр}}^2}, \text{ Гц};$$

$$J = b^3 h / 12; \quad s = b h ,$$

де E – модуль пружності алюмінію (для алюмінію $6,5 \times 10^{10}$ Па); J – момент інерції поперечного перетину шини; s – площа перетину шини; γ – густина матеріалу шини (для алюмінію 2700 кг/м^3).

Бажано, щоб власна частота коливання системи не входила у діапазон від 45 до 110 Гц. Змінити частоту

власних коливань можна за рахунок довжини прольоту та форми перетину шин.

Якщо конфігурація шин обрана з урахуванням припустимого механічного напруження, ударного струму короткого замикання та частоти власних коливань системи шина – ізолятори, то можна вважати, що шини електродинамічно стійкі до дій струму короткого замикання.

Але ще є термічна дія струму короткого замикання, яка визначається температурою нагріву шини. Якщо температура перевищить припустиму (для алюмінію $\theta_{\text{пр}} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$), вважають, що провідник (у даному випадку шина) термічна нестійка до струму короткого замикання.

Для термічної стійкості площа перетину шин має бути більшою за мінімально припустиму

$$s > s_{\min}; \quad s_{\min} = \sqrt{\frac{I_{\infty}^2 t_{\text{спр}}}{A_{\text{макс}} - A_{\text{поч}}}},$$

де I_{∞} – стале значення струму короткого замикання (приймаємо рівним останньому значенню, розрахованому в контрольній роботі №4); $t_{\text{спр}}$ – фіктивний час відключення короткого замикання; A – параметр, еквівалентний теплу, що виділяється провідником (кожному параметру відповідає температура нагріву θ , яка може бути визначена за кривою нагріву для відповідного металу; при $\theta_{\text{пр}} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ маємо $A_{\text{макс}} = 1,3 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$; при температурі шин $\theta_{\text{поч}} = 75 \text{ }^{\circ}\text{C}$ маємо $A_{\text{поч}} = 0,5 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^4$).

РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. **Шестеренко, В. Є.** Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств [Текст] : підручник / В. Є. Шестеренко. – Вінниця : Нова Книга, 2004. – 656 с.

2. **Рожкова, Л. Д.** Электрооборудование электрических станций и подстанций [Текст] : учебник / Л. Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. – М. : Издательский центр "Академия", 2008. – 448 с.

3. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях [Текст] : учеб. пособие для электроэнергетических спец. / В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др.; Под. ред. В. А. Строева. – М. : Высш. шк., 1999. – 352 с.

4. **Липкин, Б. Ю.** Электроснабжение промышленных предприятий и установок [Текст] : учебник / Б. Ю. Липкин. – М. : Высш. школа, 1981. – 376 с.

5. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] : в 2 т. / под общ. ред. А. А. Федорова, Г. В. Сербиновского. – М. : Энергия, 1973. – Т. 1. – 520 с.

6. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий [Текст] : в 2 т. / под общ. ред. А. А. Федорова, Г. В. Сербиновского. – М. : Энергия, 1974. – Т. 2. – 528 с.

7. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий [Текст] : в 2 т. / под общ. ред. А. А.Федорова. – М. : Энегоатомиздат, 1986. – Т. 1. – 568 с.

8. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения [Текст] / под ред. И. А. Баумштейна, М. В. Хомякова. – М. : Энергия, 1974. – 568 с.

Навчальне видання

**АЛЕКСАНДРОВСЬКИЙ Станіслав Юрійович
БАНДУРА Сергій Іванович
КІМСТАЧ Олег Юрійович
НОВОГРЕЦЬКИЙ Сергій Миколайович**

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
до виконання контрольних робіт з курсу
"ОСНОВИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ
ТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ"**

Комп'ютерне складання та верстання *В. Г. Мазанко*
Коректор *М. О. Паненко*

Формат 60×84/16. Ум. друк. арк. 3,3. Тираж 100 прим. Вид. № 39. Зам. № 16.
Видавець і виготівник Національний університет кораблебудування
імені адмірала Макарова
просп. Героїв Сталінграда, 9, м. Миколаїв, 54025
E-mail : publishing@nuos.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 2506 від 25.05.2006 р.