

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Український державний університет
науки і технологій**

Кафедра «Інтелектуальні системи енергопостачання»

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

Методичні рекомендації до виконання курсового проєкту
«РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ЕЛЕКТРИФІКОВАНОЇ ДІЛЯНКИ ЗАЛІЗНИЦІ»

Електронний аналог
друкованого видання

ДНІПРО
2023

УДК 621.321.11
Е 50

Укладачі:

д-р техн. наук, доцент Босий Дмитро Олексійович
канд. техн. наук Антонов Андрій Владиславович
д-р філос. Земський Денис Романович

Рецензенти:

д-р техн. наук, проф. А. М. Афанасов (УДУНТ)
А. В. Плотников, О.П. Кордін (АТ «Укрзалізниця»)

Рекомендовано МКФ «ІСЕ» (протокол № 4 від 02.11.2022)
Зареєстровано НМВ УДУНТ (№ 611 від 17.05.2023)

Е 50 Електропостачання електричного транспорту: методичні рекомендації до виконання курсового проєкту «Розрахунок системи електропостачання електрифікованої ділянки залізниці» / уклад.: Д. О. Босий, А. В. Антонов, Д. Р. Земський; Укр. держ. ун-т науки і технологій. – Дніпро: УДУНТ, 2023. – 47 с.

Методичні рекомендації розраховані на виконання курсового проєкту студентами денної та безвідривної форм навчання. Методичні рекомендації містять вихідні дані у вигляді таблиць, завдання для виконання проєкту, послідовність виконання розрахунків, деякі довідникові дані та розрахункові формули з поясненнями.

Іл. 39, табл. 15, бібліогр.: 12 назв.

© Босий Д. О. та ін., укладання, 2023

© Укр. держ. ун-т науки і технологій, 2023

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1. ЗАВДАННЯ НА КУРСОВИЙ ПРОЄКТ	4
2. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	6
2.1. Відстань між тяговими підстанціями	6
2.2. Струморозподіл у тяговій мережі	8
2.3. Потужність тягових підстанцій	12
2.4. Переріз контактної мережі	18
3. РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	21
3.1. Мінімальна напруга на струмоприймачеві електровоза під час руху лімітуючою блок-ділянкою	22
3.2. Пропускна спроможність	24
3.3. Втрати електроенергії та ККД	24
4. ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТА РОЗТАШУВАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ.....	27
5. СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	31
5.1. Зовнішнє електропостачання.....	31
5.2. Живлення та секціонування контактної мережі ділянки.....	32
БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК.....	34
Додаток 1.....	35
Додаток 2.....	39

ВСТУП

Сукупність електротехнічних пристроїв від генераторів електростанцій до тягової мережі складає систему електропостачання електричного транспорту. Системи тягового електропостачання корінним чином відрізняються від систем електропостачання промислових підприємств, що зумовлено навантаженнями, які змінюються в координатах часу та простору.

Основне призначення системи тягового електропостачання полягає в забезпеченні експлуатаційної роботи електрифікованих залізниць, наземного та підземного міського електротранспорту. Для цього необхідно, щоб загальна потужність всіх елементів системи була достатньою для забезпечення кожного навантаження необхідної потужності в різноманітних умовах роботи транспорту. Розв'язання поставленої задачі можливо лише за умови правильного вибору параметрів системи електропостачання, тобто забезпечення роботи обладнання в допустимих для нього межах по навантаженню та дотримання необхідної якості електроенергії.

Метою курсового проєкту є придбання та закріплення студентами навичок роботи зі спеціальною літературою, із вибору параметрів та визначення показників роботи системи тягового електропостачання, виконання проєктних розрахунків для ділянки електрифікованої залізниці з використанням сучасних інформаційних технологій.

Використана в методичних вказівках методологія розрахунку системи тягового електропостачання розроблена канд. техн. наук, доцентом Івлєвим Ю. К.

Дисципліна «Електропостачання електричного транспорту» відноситься до вибіркової компоненти освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання».

Методичні рекомендації до виконання курсового проєкту сприяють досягненню наступних очікуваних результатів навчання: відтворювати термінологію в області систем електропостачання та, зокрема, для електропостачання електричного транспорту; назвати основне обладнання, що використовується для систем електропостачання електричного транспорту; розробити принципову схему електропостачання ділянки; спроектувати електрифіковану ділянку залізниці чи міського електротранспорту.

1. ЗАВДАННЯ НА КУРСОВИЙ ПРОЄКТ

У процесі виконання курсового проєкту студенти здобувають навички роботи зі спеціальною літературою, із вибору параметрів та розрахунку показників роботи системи тягового електропостачання з використанням обчислювальної техніки та застосуванням прикладного програмного забезпечення.

В умовах курсового проєкту спрощено вихідні дані та застосовується спрощений метод розрахунку систем тягового електропостачання. Так, вважається, що на заданій ділянці курсують однотипні поїзди зі встановленими

міжпоїзними інтервалами та рівень напруги на шинах тягових підстанцій постійний.

В окремі періоди кількість поїздів на міжпідстанційній зоні залізниці може значно перевищувати задану для нормального графіка. Тому при проектуванні враховується обмежена тривалість таких періодів.

У курсовому проєкті розподіл струмів у тяговій мережі розраховується для двох варіантів розташування тягових підстанцій. Техніко-економічні розрахунки систем тягового електропостачання виконуються для середніх розмірів руху поїздів, перевірка технічних обмежень обраних параметрів – для режиму згущення поїздів.

Порядок виконання курсового проєкту:

1. Згідно з трьома цифрами шифру з табл. 1.1-1.3 та дод. 2 вибрати вихідні дані (рід струму, схема ділянки, розміри руху, мінімальний інтервал попутного слідування, графік руху поїздів, графік стромоспоживання).

2. Накреслити в масштабі графіки строморозподілу поїздів у парному та непарному напрямках, а під ними – графік руху поїздів.

3. За графіками стромоспоживання визначити середньорічну питому потужність на тягу поїздів. Умовно показати варіанти розташування підстанцій.

4. Для розрахункових підстанцій за графіками стромоспоживання та руху одного поїзда визначити графіки струмів фідерів підстанцій.

5. Визначити середні та ефективні значення струмів фідерів тягової підстанції для заданих розмірів руху поїздів.

6. Визначити потужність тягової підстанції та вибрати силові чи перетворювальні трансформатори і випрямлячі. Перевірити обране обладнання на відповідність діючому стандарту параметрів максимальної кратності струму та нагрівання.

7. Розрахувати економічний переріз проводів контактної мережі та визначити їх марку.

8. Перевірити рівень напруги на струмоприймачеві електровоза під час руху лімітуючою блок-ділянкою для обох варіантів розташування тягових підстанцій.

9. Визначити фактичну пропускну спроможність ділянки залізниці.

10. Розрахувати втрати електроенергії та ККД системи тягового електропостачання.

11. Вибрати оптимальний варіант розташування тягових підстанцій.

12. Для обраного варіанта привести схеми зовнішнього електропостачання та схеми живлення і секціонування контактної мережі ділянки.

Таблиця 1.1

Остання цифра	Рід струму	Розташування станцій на ділянці, км	Кількість колій на станціях	Тип електровоза
0	Постійний	5; 13; 30; 42; 54	5; 9; 4; 6; 5	ВЛ10
1	Змінний	4; 32; 54; 68; 96	4; 5; 9; 5; 4	ВЛ80

Продовження табл.1.1

2	Постійний	3; 14; 28; 45; 58	5; 4; 6; 9; 5	ВЛ22 ^м
3	Змінний	3; 25; 56; 72; 96	5; 9; 4; 5; 4	ВЛ60
4	Постійний	6; 17; 28; 46; 60	5; 4; 5; 6; 9	ВЛ8
5	Змінний	10; 32; 48; 76; 96	9; 5; 4; 5; 4	ВЛ80
6	Постійний	3; 17; 32; 44; 57	9; 6; 5; 4; 5	ВЛ23
7	Змінний	2; 28; 54; 70; 98	4; 5; 4; 5; 9	ВЛ60
8	Постійний	2; 12; 29; 47; 60	6; 9; 4; 5; 4	ВЛ10
9	Змінний	0; 38; 54; 76; 100	5; 4; 5; 9; 4	ВЛ80

Таблиця 1.2

Цифра, що вказує сотні	Розміри руху N , пар	Міжпоїзний інтервал θ , хв	Час відновлення руху $T_{\text{відн}}$, год	Температура $\theta_{\text{сзг}}$, °C
0	90	7	2,0	40
1	80	8	2,5	35
2	70	9	3,0	30
3	60	10	1,5	35
4	75	9	2,0	40
5	85	8	3,0	35
6	95	7	3,5	30
7	90	8	2,5	25
8	80	9	1,5	35
9	65	10	2,0	40

Таблиця 1.3

Передостан- ня цифра	Остання цифра									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	1/1	6/11	1/2	6/12	1/3	6/13	1/4	6/14	1/5	6/15
1	1/6	6/16	1/7	6/17	1/8	6/18	1/9	6/19	1/10	6/20
2	2/1	7/11	2/2	7/12	2/3	7/13	2/4	7/14	2/5	7/15
3	2/6	7/16	2/7	7/17	2/8	7/18	2/9	7/19	2/10	7/20
4	3/1	8/11	3/2	8/12	3/3	8/13	3/4	8/14	3/5	8/15
5	3/6	8/16	3/7	8/17	3/8	8/18	3/9	8/19	3/10	8/20
6	4/1	9/11	4/2	9/12	4/3	9/13	4/4	9/14	4/5	9/15
7	4/6	9/16	4/7	9/17	4/8	9/18	4/9	9/19	4/10	9/20
8	5/1	10/11	5/2	10/12	5/3	10/13	5/4	10/14	5/5	10/15
9	5/6	10/16	5/7	10/17	5/8	10/18	5/9	10/19	5/10	10/20

Примітка. У чисельнику вказано номер графіка руху, у знаменнику – номер графіка струму поїзда, які наведено у дод. 2.

2. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1. Відстань між тяговими підстанціями

Важливою оптимізаційною задачею у розрахунках параметрів системи

тягового електропостачання є розташування тягових підстанцій, яке значно впливає на техніко-економічні показники роботи електрифікованої ділянки залізниці. У проєктній практиці вибір місць розташування тягових підстанцій виконується на розрахунковий десятий рік експлуатації.

В умовах курсового проєктування розглядаються два варіанти розташування тягових підстанцій з урахуванням середньорічної питомої потужності на тягу поїздів за умови їх обов'язкового спорудження в пунктах дільничних станцій та основних локомотивних депо в межах населених пунктів і поблизу місць найбільшого електроспоживання.

Для кожного варіанта за вихідними даними необхідно побудувати схему ділянки, де вказати дільничні станції, струми та графіки руху поїздів у парному та непарному напрямках, варіанти розташування тягових підстанцій.

Середня оптимальна відстань L_c між тяговими підстанціями визначається номограмами рис. 2.1 за середньорічною потужністю P_c . Середньорічна потужність

$$P_c = U_{\text{ном}} (I_{\text{спар}} + I_{\text{снєп}}) / L, \quad (2.1)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга в контактній мережі, кВ;

$I_{\text{спар}}$, $I_{\text{снєп}}$ – середні струми поїздів у парному, непарному напрямках, А;

L – довжина ділянки, км.

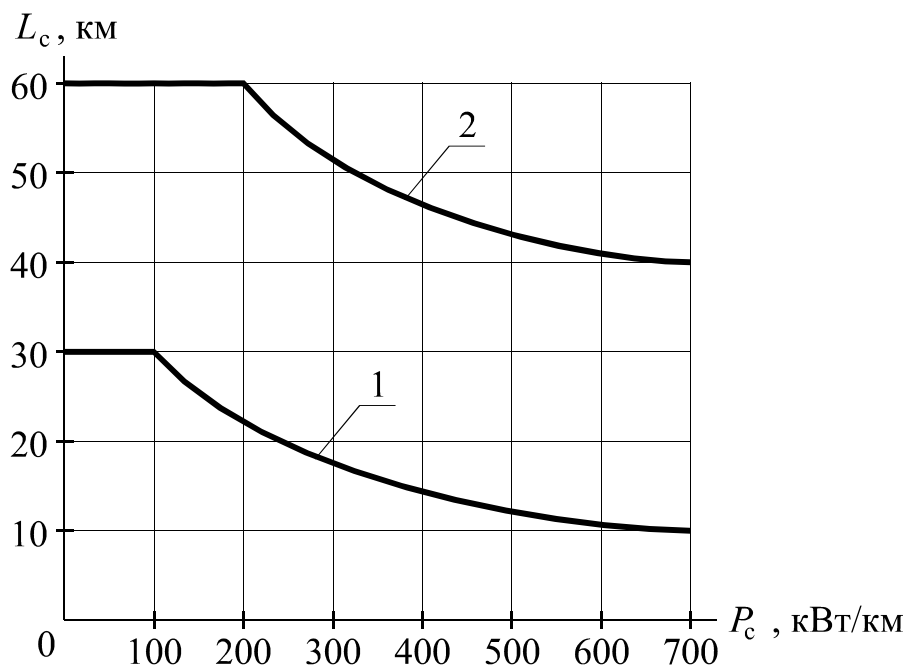


Рис. 2.1. Номограми для визначення середніх значень оптимальних відстаней між тяговими підстанціями двоколіїх ділянок:

1 – постійного струму; 2 – змінного струму

У курсовому проєкті струми поїздів задані у вигляді кусочно-лінійної апроксимації. Середнє значення струму поїзда, наприклад у парному напрямку, визначається за формулою

$$I_{\text{спар}} = \frac{1}{2 \cdot t_{\text{пар}}} \sum_{k=1}^n (I_{t(k-1)} + I_{tk}) \cdot \Delta t_k,$$

де $t_{\text{пар}}$ – час руху поїзда ділянкою в парному напрямку, хв;

$I_{t(k-1)}$ – початкове значення струму поїзда на відрізку k , А;

I_{tk} – кінцеве значення струму фідера на відрізку k , А;

Δt_k – проміжок часу між початком та кінцем відрізка k , хв (рис. 2.2);

n – кількість відрізків.

Кількість підстанцій для електрифікації ділянки $X = \frac{L}{L_c} + 1$. Розраховане

значення X необхідно округлити в меншу та найбільшу сторони. Таким чином визначиться кількість підстанцій на ділянці для першого та другого варіантів розташування.

У подальшому розрахунковою приймається тягова підстанція, яка розташована поблизу станції з найбільшою кількістю колій; розрахунковою міжпідстанційною зоною (МПЗ) – ділянка між тяговими підстанціями найбільшої довжини.

2.2. Струморозподіл у тяговій мережі

Знаходження струмів фідерів виконується для розрахункових підстанцій кожного варіанта від одного поїзда. Для розрахунку рекомендується використовувати наведений графоаналітичний метод.

Кожна точка перегину заданої кривої струму проєктується на вісь розрахункової підстанції. Отримана проєкція точки з'єднується лінією з нульовою точкою суміжної підстанції. Із вихідної точки опускається перпендикуляр відносно осі абсцис до перетину з проведеною лінією. Для двосторонньої роздільної схеми живлення (рис. 2.2) ордината отриманої точки відповідає струму фідера розрахункової підстанції, коли в абсцисі цієї точки знаходиться поїзд.

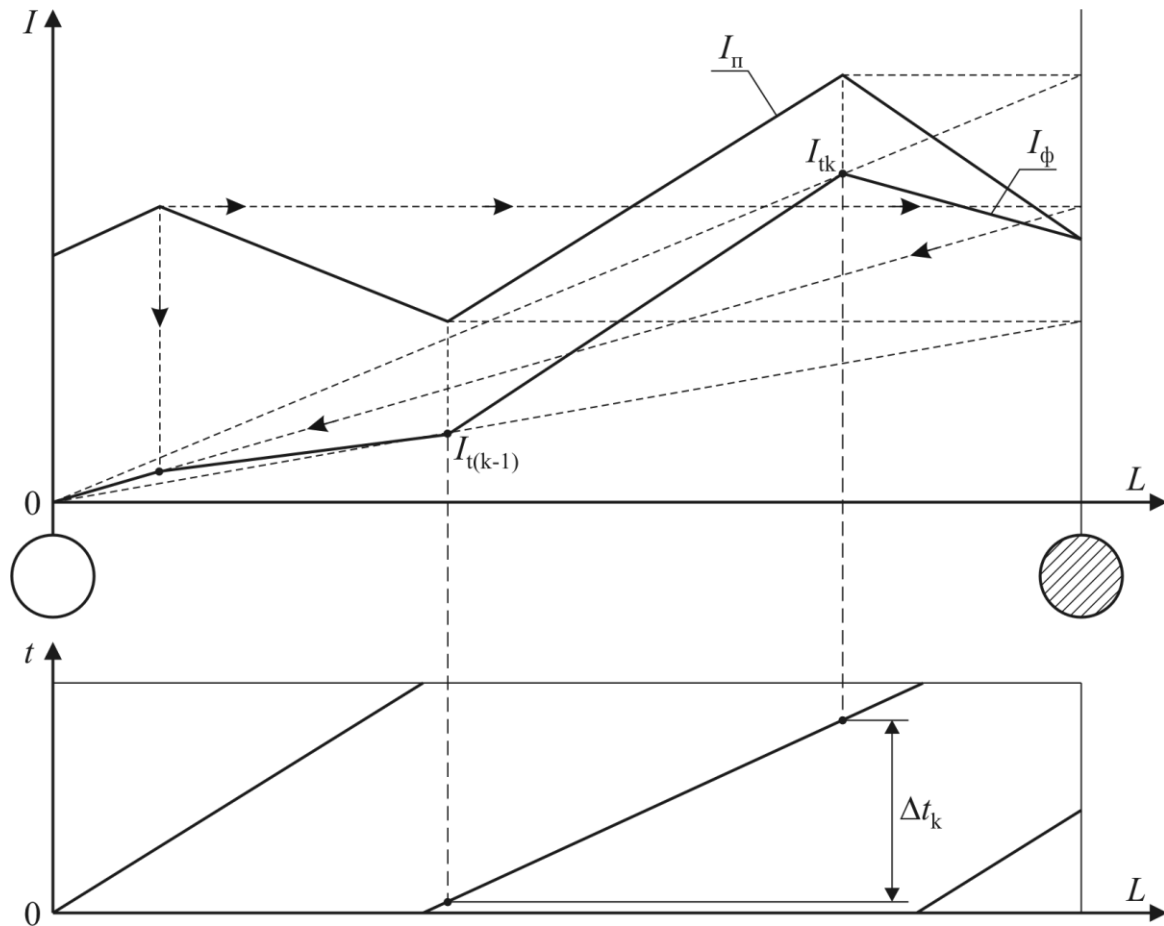


Рис. 2.2. Методика визначення струмів фідерів розрахункової підстанції

Числові характеристики отриманих кривих струмів фідерів розраховуються з урахуванням відрізка часу між двома послідовними точками, який визначається за графіком руху поїзда (рис. 2.2).

2.2.1. Навантаження тягових підстанцій

Середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою МПЗ

$$I = \frac{1}{2 \cdot t} \sum_{k=1}^n (I_{t(k-1)} + I_{tk}) \cdot \Delta t_k, \quad (2.2)$$

де t – час руху поїзда МПЗ, яку живить даний фідер, хв.

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ

$$I_e = \sqrt{\frac{1}{3 \cdot t} \sum_{k=1}^n (I_{t(k-1)}^2 + I_{tk}^2 + I_{t(k-1)} \cdot I_{tk}) \cdot \Delta t_k}. \quad (2.3)$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

1) режиму середніх розмірів руху поїздів ($N = N_{\text{сер}}$);

2) режиму згущення поїздів ($N = N_{\text{зг}} = 0,9 N_0$).

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою

$$I_{\phi} = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I, \quad (2.4)$$

де n_0 – максимальна кількість поїздів, які одночасно знаходяться на даній МПЗ.

У свою чергу,

$$n_0 = \frac{t}{J},$$

де J – мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

N – добова кількість поїздів на ділянці, пар;

N_0 – максимальна пропускна спроможність ділянки, пар;

$$N_0 = \frac{T}{J},$$

де T – розрахунковий період, що дорівнює кількості хвилин у добі, хв.

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

1) для консольного живлення

$$I_{\text{фе}}^2 = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I_{\text{е}}^2 + \frac{n_0(n_0 - 1) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2; \quad (2.5)$$

2) для двостороннього живлення

$$I_{\text{фе}}^2 = \frac{4 \cdot n_0 \cdot N}{3 \cdot N_0} \cdot I_{\text{е}}^2 + \frac{n_0 \left(n_0 - \frac{4}{3} \right) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2. \quad (2.6)$$

Середній струм кожного плеча живлення визначається як сума струмів відповідних фідерів підстанції, тобто

$$I_{\text{пл}} = \sum_i^v I_{\text{фи}} \quad (2.7)$$

де v – кількість фідерів даного плеча живлення.

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою

$$I_{\text{пл е}}^2 = \left(\sum_1^v I_{\text{фи}} \right)^2 + \sum_1^v I_{\text{феi}}^2 - \sum_1^v I_{\text{фи}}^2. \quad (2.8)$$

2.2.2. Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз a і c

$$I_{a(c)} = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{4 \cdot I_1^2 + I_2^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2}; \quad (2.9)$$

– для фази b

$$I_b = \frac{1}{3} \cdot \sqrt{I_1^2 + I_2^2 - I_1 \cdot I_2}. \quad (2.10)$$

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз a і c

$$I_{a(c)e}^2 = \frac{1}{9} \cdot (4 \cdot I_{1e}^2 + I_{2e}^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_2); \quad (2.11)$$

– для фази b

$$I_{be}^2 = \frac{1}{9} \cdot (I_{e1}^2 + I_{e2}^2 - I_1 \cdot I_2), \quad (2.12)$$

де I_1 , I_{e1} – середній та ефективний струми того плеча живлення, яке живиться від розрахункової фази, А;

I_2 , I_{e2} – середній та ефективний струми того плеча живлення, яке живиться від суміжного плеча живлення, А.

2.2.3. Струм підстанції постійного струму

Середній струм підстанції дорівнює

$$I_{ТП} = \sum_{i=1}^v I_{\phi i}. \quad (2.13)$$

Ефективний струм підстанції визначається за формулою

$$I_{ТПе}^2 = \left(\sum_{i=1}^v I_{\phi i} \right)^2 + \sum_{i=1}^v I_{\phi ei}^2 - \sum_{i=1}^v I_{\phi i}^2, \quad (2.14)$$

де v – кількість фідерів тягової підстанції.

2.2.4. Струм фази головного знижувального трансформатора підстанції постійного струму

Ефективний струм підстанції визначається за формулою

$$I_{е фази} = \frac{S}{3 \cdot U_{H_{ном}}}, \quad (2.15)$$

де S – номінальна потужність перетворювального агрегата, кВА,

$$S = \frac{U_{d_{ном}} \cdot I_{ТПе}}{\cos \varphi}, \quad (2.16)$$

де $U_{d_{ном}}$ – номінальна випрямлена напруга на шинах підстанції, кВ;

$U_{H_{ном}}$ – номінальна напруга обмотки головного знижувального трансформатора, до якої приєднується тяговий трансформатор, кВ.

Коефіцієнт потужності $\cos \varphi$ у формулі (2.16) приймається рівним 0,98.

Результати розрахунку струмозподілу для ділянок постійного струму звести в табл. 2.1, для ділянок змінного струму – в табл. 2.2.

Таблиця 2.1

Результати розрахунку струмозподілу				
Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
Фідер 1				
Фідер 2				

Продовження табл. 2.1

Фідер 3				
Фідер 4				
Підстанція				
Фаза трансформатора				

Примітки: 1. У чисельнику/знаменнику вказати значення величин для варіантів розташування тягових підстанцій.

2. Нумерація фідерів підстанцій повинна відповідати нумерації колій електрифікованої залізниці.

Таблиця 2.2

Результати розрахунку струморозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
Фідер 1				
Фідер 2				
Фідер 3				
Фідер 4				
Ліве плече				
Праве плече				
Фаза «а»				
Фаза «b»				
Фаза «с»				

Примітка. У чисельнику/знаменнику вказати значення величин для варіантів розташування тягових підстанцій.

2.3. Потужність тягових підстанцій

На тягових підстанціях змінного струму та постійного струму з подвійною трансформацією необхідно встановлювати по два головних знижувальних трансформатори із забезпеченням можливості як паралельної, так і окремої їх роботи. Коли вимикається один зі знижувальних трансформаторів на підстанціях постійного та змінного струму або з перетворювальних агрегатів на підстанціях постійного струму, електропостачання заданих розмірів руху на прийнятій у проекті нормальній схемі постачання, а також постачання навантажень першої категорії, повинні забезпечуватися за рахунок залишених у роботі трансформаторів (агрегатів), тобто потужність знижувальних трансформаторів повинна мати 100 %-вий резерв для тяги та споживачів першої категорії.

Потужність трансформаторів розраховують з урахуванням навантажувальної здатності. Навантажувальна здатність трансформаторів визначається економічно доцільним строком їх служби, тобто строком, за який на трансформаторі, який працює з номінальним навантаженням, буде повне зношення ізоляції обмоток; таким строком прийнято вважати 25 років.

2.3.1. Потужність трансформаторів підстанцій змінного струму

Потужність трансформаторів визначають із урахуванням навантаження районних споживачів

$$S_{\text{тр}} = (S_{\text{т}} + S_{\text{р}}) k_{\text{у}}, \quad (2.17)$$

де $S_{\text{т}}$ – потужність на тягу поїздів,

$$S_{\text{т}} = (2S' + 0,65S'') k_{\text{н}} k_{\text{ф}} k_{\text{е}}; \quad (2.18)$$

$S_{\text{р}}$ – потужність нетягових споживачів. Для курсового проєкту приймається $S_{\text{р}} = 0,3 \cdot S_{\text{т}}$;

$k_{\text{у}}$ – коефіцієнт участі у максимумі районного навантаження, $k_{\text{у}} = 0,97$;

S' – потужність більш завантаженого плеча живлення, кВА;

S'' – потужність менш завантаженого плеча живлення, кВА;

$$S' = I_{\text{п(л)}} U_{\text{ном}} k_{\text{в}}, \quad (2.19)$$

$$S'' = I_{\text{л(п)}} U_{\text{ном}} k_{\text{в}}, \quad (2.20)$$

де $I_{\text{п}}$, $I_{\text{л}}$ – струми правого і лівого плечей живлення в режимі середніх розмірів руху, А;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на шинах тягової підстанції, кВ;

$k_{\text{н}}$ – коефіцієнт, що враховує коливання навантаження:

$$k_{\text{н}} = (-0,166 \cdot t_{\text{сер}} + 1,204) \left(\frac{N}{N_0} \right)^{-0,499 \cdot t_{\text{сер}}^2 + 0,768 \cdot t_{\text{сер}} - 0,677}, \quad (2.21)$$

де $t_{\text{сер}}$ – середній час руху поїзда міжпідстанційною зоною, год,

$$t_{\text{сер}} = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n}, \quad (2.22)$$

де n – кількість відрізків часу між перегинами заданої кривої струму;

t_i – тривалість кожного i -го відрізка часу, год;

$k_{\text{ф}}$ – коефіцієнт, що враховує нерівномірність завантаження фаз, $k_{\text{ф}} = 0,9$;

$k_{\text{е}}$ – коефіцієнт ефективності струмів плечей живлення тягової підстанції,

$$k_{\text{е}} = \frac{I_{\text{пле}}}{I_{\text{пл}}}, \quad (2.23)$$

де $I_{\text{пле}}$, $I_{\text{пл}}$ – ефективний та середній струми найбільш навантаженого плеча живлення в режимі середніх розмірів руху, А;

k_B – коефіцієнт, що враховує втрати в тяговій мережі та споживання електроенергії на власні потреби електровозів, $k_B = 1,092$.

2.3.2. Потужність трансформаторів підстанцій постійного струму

Потужність трансформаторів вибирають із урахуванням потужності районних споживачів

$$S_{\text{тр}} = (S_{\text{т}} + S_{\text{р}}) k_y, \quad (2.24)$$

де $S_{\text{т}}$ – потужність на тягу поїздів, кВА,

$$S_{\text{т}} = \frac{P_1 + P_2}{0,95} k_{\text{н}} k_{\text{е}}, \quad (2.25)$$

де P_1, P_2 – потужності тяги на правій та лівій міжпідстанційних зонах, кВА,

$$P_1 = (I_{\text{фпар1}} + I_{\text{фнеп1}}) U_{\text{дном}} k_{\text{в}}, \quad (2.26)$$

$$P_2 = (I_{\text{фпар2}} + I_{\text{фнеп2}}) U_{\text{дном}} k_{\text{в}}; \quad (2.27)$$

$k_{\text{е}}$ – коефіцієнт ефективності

$$k_{\text{е}} = \frac{I_{\text{ТПе}}}{I_{\text{ТП}}}, \quad (2.28)$$

де $I_{\text{ТПе}}, I_{\text{ТП}}$ – ефективний та середній струми тягової підстанції в режимі середніх розмірів руху, А.

З урахуванням розрахункового значення потужності на тягу та заданої потужності районних споживачів вибирають типові силові трансформатори, паспортні дані яких заносяться до табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Паспортні дані силового трансформатора

Тип трансформатора	Номинальна потужність, МВА	Напруга обмоток			Схема та група з'єднання	Витрати, кВт		Напруга $u_{\text{к}}$, %			Струм $i_{\text{х}}$, %
		ВН	СН	НН		ХХ	КЗ	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН	

2.3.3. Потужність випрямних агрегатів підстанцій постійного струму

Потужність напівпровідникових випрямлячів $P_{\text{нв}}$ рекомендується вибирати за 30-хвилинним ефективним навантаженням підстанції [7]. У цьому випадку випрямляч повинен забезпечувати такі перевантаження: 100 % – 1 хв, 75 % – 2 хв, 50 % – 5 хв, 25 % – 15 хв.

$$P_{\text{нв}} = U_{\text{дном}} I_{\text{нб}}, \quad (2.29)$$

де $I_{\text{нб}}$ – найбільший середній за 30 хвилин ефективний струм підстанції, А,

$$I_{\text{нб}} = 1,035 \frac{P_{\text{ТПід}}}{U_{\text{дном}}} k'_{\text{і30}}, \quad (2.30)$$

де $P_{\text{ТПід}}$ – потужність тягової підстанції у добу інтенсивного навантаження.

$$P_{\text{ТПіД}} = (P_1 + P_2) \frac{k_{\text{іД}}}{k_{\text{іМ}}}, \quad (2.31)$$

де $k_{\text{іД}}$ – коефіцієнт нерівномірності добового навантаження, $k_{\text{іД}} = 1,3$;

$k_{\text{іМ}}$ – коефіцієнт нерівномірності місячного навантаження, $k_{\text{іМ}} = 1,1..1,5$;

$k'_{\text{і30}}$ – коефіцієнт інтенсивності 30-хвилинного навантаження, який визначається із залежності $k'_{\text{і30}} = F(W_{\text{д}})$, що наведена на рис. 2.3;

$W_{\text{д}}$ – середнє добове споживання електроенергії на міжпідстанційних зонах від розрахункової підстанції,

$$W_{\text{д}} = U_{\text{ном}} \sum_{i=1}^v N_i I_{\phi} t_i. \quad (2.32)$$

Паспортні дані обраних випрямлячів та перетворювальних трансформаторів занести до табл. 2.4, 2.5.

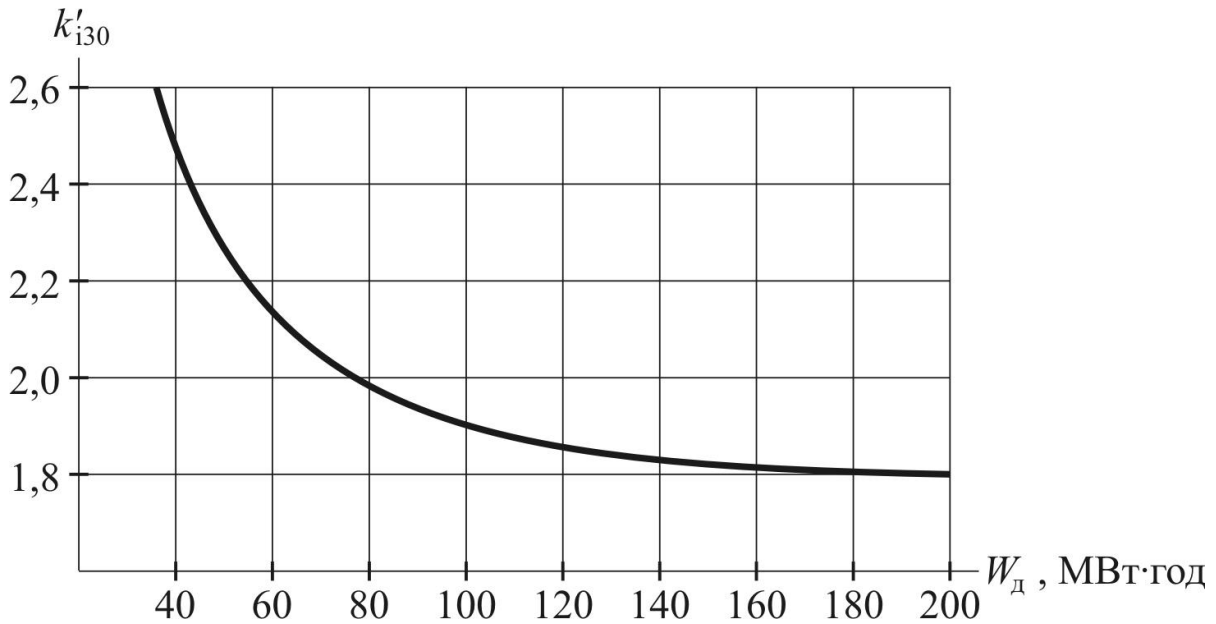


Рис. 2.3. Номограма для визначення $k'_{\text{і30}}$

Таблиця 2.4

Паспортні дані випрямного агрегату

Тип випрямляча	Номинальна випрямлена напруга, кВ	Тип і кількість напівпровідникових вентилів	Схема випрямлення	Вид охолодження

Таблиця 2.5

Паспортні дані перетворювального трансформатора

Тип трансформатора	Номинальна потужність, МВА	Номинальна напруга, кВ	Схема та група з'єднання	Втрати, кВт		Напруга u_k , %	Струм i_x , %
				XX	КЗ		

2.3.4. Перевірка вибраних трансформаторів за максимально допустимим струмом та максимально допустимими температурами обмотки та масла

Різке збільшення навантаження може призвести до небезпечного збільшення температури трансформатора, близької до температури спалаху масла. Вимоги по кратності струму, найбільшій температурі масла у верхніх шарах та в найбільш нагрітій точці для різних режимів роботи приведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Граничні значення температури та струму для силових трансформаторів

№ пор.	Параметри	Трансформатори	
		середньої потужності (до 100 МВА)	великої потужності (більше 100 МВА)
Режим систематичних навантажень			
1	Кратність струму, відн. од.	1,5	1,3
2	Температура найбільш нагрітої точки, °С	140	120
3	Температура масла, °С	105	105
Режим тривалих аварійних перевантажень			
4	Кратність струму, відн. од.	1,5	1,3
5	Температура найбільш нагрітої точки, °С	140	130
6	Температура масла, °С	115	115
Режим короткочасних аварійних перевантажень			
7	Кратність струму, відн. од.	1,8	1,5
8	Температура найбільш нагрітої точки, °С	160	160
9	Температура масла, °С	115	115

Максимальна кратність навантаження обраної потужності трансформатора

$$k_{\max} = \frac{I_{e\max}}{I_{T\text{ ном}}}, \quad (2.33)$$

де $I_{e\max}$ – ефективний струм найбільш навантаженої фази трансформатора, що відповідає режиму добового максимального струмоспоживання, А. В умовах курсового проекту (для однотипних поїздів) можна прийняти

$$I_{e\max} = I_{e\text{ фази}} \frac{N_0}{N_{3Г}}, \quad (2.34)$$

де $I_{e\text{ фази}}$ – ефективний струм найбільш навантаженої фази в режимі згущення поїздів, А (див. табл. 2.1, 2.2);

$I_{T\text{ ном}}$ – номінальний струм трансформатора, відповідно до потужності на тягу поїздів, А,

$$I_{T\text{ ном}} = \frac{1}{3U_{\text{ном}}} \left(\frac{S_{\text{ном}}}{k_y} - S_p \right), \quad (2.35)$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

Через велике значення постійної часу нагрівання масла (2,5–3,5 год) невірно визначати температуру масла на основі максимально можливого навантаження, оскільки воно може не підтримуватися такий тривалий час. Але у процесі експлуатації мають місце досить тривалі періоди підвищеної інтенсивності руху поїздів (ліквідація «згущення» поїздів після надання «вікон» для ремонтних бригад). З урахуванням цього максимальна температура масла може бути визначена за формулою

$$\theta_{M\max} = 15,3 + \theta_{сзГ} + \frac{39,7}{I_{T\text{ ном}}^2} \left[I_0^2 h + (1-h) I_{3Г}^2 \right], \quad (2.36)$$

де $\theta_{сзГ}$ – задана температура навколишнього середовища в період надання вікон, °С;

I_0 , $I_{3Г}$ – еквівалентний за нагріванням масла ефективний струм фази для режиму середніх розмірів руху та в режимі «згущення» поїздів, А.

Для ділянок постійного струму I_0 та $I_{3Г}$ дорівнюють ефективному струму фази трансформатора для відповідного режиму руху (див. табл. 2.1).

Для ділянок змінного струму

$$I_0^2 \left(I_{3Г}^2 \right) = \frac{1}{9} \left[2 \left(I_{лe}^2 + I_{пe}^2 \right) + I_{л} I_{п} \right], \quad (2.37)$$

де $I_{лe}$, $I_{пe}$ – ефективні струми лівого та правого плечей живлення підстанції у відповідному режимі, А;

$I_{л}$, $I_{п}$ – середні струми лівого та правого плечей живлення підстанції у відповідному режимі, А.

Значення струмів $I_{лe}$, $I_{пe}$, $I_{л}$, $I_{п}$ визначаються з табл. 2.2 для відповідного режиму. Величина h , яка входить у вираз (2.36), визначається за формулою

$$h = e^{\frac{T_{\text{відн}} - t_0}{\tau_M}}, \quad (2.38)$$

де τ_M – теплова постійна часу масла ($\tau_M = 2,5$ год для трансформаторів потужністю до 32 МВА, $\tau_M = 3,5$ год для трансформаторів більшої потужності);

t_0 – час зростання інтенсивності руху до усталеного значення (середній час руху поїзда міжпідстанційною зоною), год;

$T_{\text{відн}}$ – тривалість періоду «згущення» поїздів після надання «вікна» для ремонтних робіт, год.

Максимальна температура обмотки визначається за формулою

$$\theta_{\text{об max}} = 2,5 + \theta_{M \text{ max}} + 20,5 \cdot \frac{I_{e \text{ max}}^2}{I_{T \text{ ном}}^2}, \quad (2.39)$$

де $I_{e \text{ max}}$ – ефективний струм найбільш навантаженої фази трансформатора у режимі максимального струмоспоживання, А (див. табл. 2.1 або 2.2).

Якщо розраховані значення кратності навантаження k_{max} , максимальної температури масла $\theta_{M \text{ max}}$ та максимальної температури обмотки $\theta_{\text{об max}}$ не відповідатимуть вимогам, необхідно вибрати наступний за потужністю трансформатор та повторно виконати перевірку.

2.4. Переріз контактної мережі

Зі збільшенням перерізу проводів контактної мережі зменшуються витрати, пов'язані з оплатою втрат електроенергії в тяговій мережі, але зростають капітальні витрати. Таким чином, змінюючи переріз проводів контактної мережі, за деякого значення досягається оптимум, коли приведені щорічні витрати найменші. Такий переріз контактної мережі є економічно доцільним та визначається виразом

$$F_{\text{ме}} = 0,46 \sqrt{B_0}, \quad (2.40)$$

де $F_{\text{ме}}$ – переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті, мм²;

B_0 – питомі річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на фідерній зоні, кВт·год/Ом·рік,

$$B_0 = \frac{\Delta W_p}{r \ell}, \quad (2.41)$$

де ΔW_p – річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на міжпідстанційній зоні, кВт·год;

ℓ – довжина міжпідстанційної зони, км;

r – питомий опір проводів контактної мережі на міжпідстанційній зоні, Ом/км.

2.4.1. Визначення питомих річних втрат електроенергії

Схема живлення контактної мережі на двоколійних та багатоколійних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення B_0 для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом

$$B_0 = \frac{0,0228 \cdot W_T^2}{TU_{\text{ном}}^2} \left\{ 2,95 \left[\frac{T}{N_{\text{пар}} t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}} t_{\text{снеп}}} + 0,46 \left(0,25 - \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \right) \right] + \frac{4}{3} \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \left(1,1 \frac{N_{0\text{пар}} t_{\text{пар}} + N_{0\text{неп}} t_{\text{неп}}}{N_{\text{пар}} t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}} t_{\text{снеп}}} - 1 \right) + 1 \right\}. \quad (2.42)$$

Для трьохвузлової схеми живлення значення B_0 можна визначити як для схеми паралельного з'єднання підвісок, тобто

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot W_T^2}{TU_{\text{ном}}^2} \left[\frac{T}{N_{\text{пар}} t_{\text{спар}} + N_{\text{неп}} t_{\text{снеп}}} + 0,46 \left(1 - \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{неп}}} \right) \right]. \quad (2.43)$$

У формулах (2.42), (2.43) застосовані такі позначення:

T – розрахунковий період, $T = 24$ год;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на струмоприймачеві електровоза, кВ;

$t_{\text{пар}}$, $t_{\text{неп}}$ – час руху поїзда міжпідстанційною зоною в парному, непарному напрямку, год;

$t_{\text{спар}}$, $t_{\text{снеп}}$ – час споживання електроенергії поїздом у парному, непарному напрямку, год;

$N_{\text{пар}}$, $N_{\text{неп}}$ – середньодобова кількість поїздів у парному, непарному напрямку;

$N_{0\text{пар}}$, $N_{0\text{неп}}$ – максимальна пропускна спроможність ділянки в парному, непарному напрямку;

W_T – витрати електроенергії на тягу поїздів за період T , кВт·год, з урахуванням припущення про однотипність поїздів

$$W_T = W_{\text{пар}} N_{\text{пар}} + W_{\text{неп}} N_{\text{неп}}, \quad (2.44)$$

де $W_{\text{пар}}$, $W_{\text{неп}}$ – витрати електроенергії на рух поїзда в парному, непарному напрямку, кВт·год,

$$W_{\text{пар(неп)}} = I_{\text{пар(неп)}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot t_{\text{пар(неп)}}, \quad (2.45)$$

де $I_{\text{пар}}$, $I_{\text{неп}}$ – середні струми поїздів під час руху розрахунковою міжпідстанційною зоною, А. Можуть бути обчислені за формулою (2.2), якщо замість значень струмів фідерів підставити значення струмів поїздів.

Розрахований за формулою (2.40) переріз проводів контактної мережі є сумарним для підвісок двоколійної ділянки. Для однієї колії переріз буде в два рази меншим. Згідно з отриманим перерізом обирається типова контактна підвіска.

Для головних шляхів перегонів та станцій ділянок постійного струму слід обирати контактну підвіску з двома контактними проводами перерізом мінімум по 100 мм^2 .

Параметри обраної підвіски занести до табл. 2.7.

Таблиця 2.7

Параметри контактної мережі

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті, мм^2	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів, А

2.4.2. Перевірка контактної підвіски за нагрівом

Прийнятий у проєкті переріз контактної підвіски повинен бути перевірений на термічну стійкість. Для цього необхідно вибрати найбільш завантажену міжпідстанційну зону.

Найбільш тривала температура проводів контактної підвіски не повинна перевищувати, $^{\circ}\text{C}$:

– контактних проводів:

мідних – 95;

мідних низьколегованих – 110;

– несучих тросів:

мідних – 100;

алюмінієвих та сталевалюмінієвих – 90;

сталемідних – 120.

В умовах курсового проєкту використовується спосіб перевірки контактної підвіски за розрахунковим струмом, який треба порівняти з допустимим для обраної підвіски. Контактна підвіска перевіряється в місці підключення споживаючого фідера для роздільної роботи колій (незалежно від дійсної схеми з'єднання підвісок) та 20-хвилинного періоду інтенсивного струмоспоживання.

Розрахунковий струм фідера

$$I_{\text{роз}} = I_{\text{фід}} k'_{i20} k_{\phi}, \quad (2.46)$$

де k_{ϕ} – коефіцієнт, що враховує вплив зміни навантаження під час 20-хвилинного періоду найбільшого струмоспоживання на нагрів проводів контактної підвіски:

$$k_{\phi} = \frac{0,36\alpha^2}{n_0} + 1, \quad (2.47)$$

де α – відношення часу руху поїзда міжпідстанційною зоною до часу струмоспоживання,

$$\alpha = \frac{t}{t_c}; \quad (2.48)$$

k'_{i20} – коефіцієнт інтенсивності 20-хвилинного навантаження фідера, який визначається з рис. 2.4 в залежності від добової витрати електроенергії фідером у добу інтенсивного електроспоживання $k'_{i20} = F(W_{\text{фід}})$,

$$W_{\text{фід}} = W_T \cdot k_{\text{ід}}; \quad (2.49)$$

$I_{\text{фід}}$ – середній струм фідера підстанції в добу інтенсивного струмоспоживання, А.

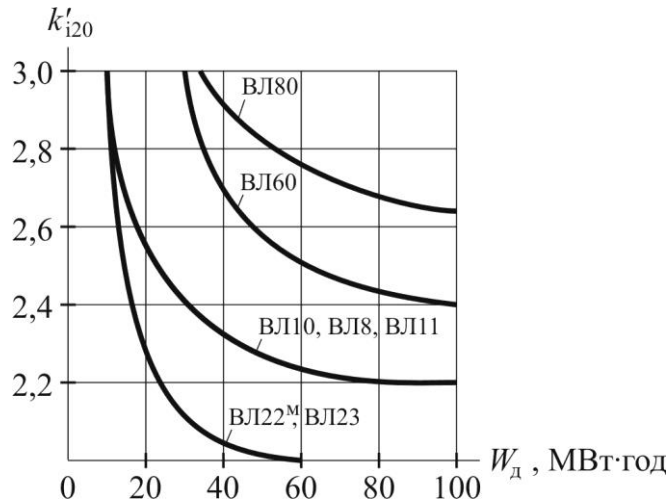


Рис. 2.4. Номограми для визначення k'_{i20}

Якщо $I_{\text{роз}} < I_{\text{доп}}$, де $I_{\text{доп}}$ – тривало допустимий струм контактної підвіски з урахуванням 15 %-го зносу контактних проводів, то обрана підвіска термічно стійка. Якщо вказана нерівність не виконується, то необхідно збільшити переріз контактної підвіски і провести перевірку повторно.

Питання до самоперевірки

1. Що відноситься до параметрів систем тягового електропостачання?
2. Що відноситься до показників систем тягового електропостачання?
3. Чим середній струм відрізняється від ефективного?
4. Як обирається потужність тягових трансформаторів?
5. За якими параметрами перевіряється обраний тяговий трансформатор?
6. Як обирається переріз контактної мережі?
7. За якими параметрами виконується перевірка перерізу контактної мережі?

3. РОЗРАХУНОК ПОКАЗНИКІВ СИСТЕМИ ТЯГОВОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Оскільки в курсовому проекті розглядаються два варіанти розташування тягових підстанцій, то в пояснювальній записці необхідно привести розрахунки нижченаведених показників для кожного варіанта розташування.

3.1. Мінімальна напруга на струмоприймачеві електровоза під час руху лімітуючою блок-ділянкою

Рівень напруги на струмоприймачах електрорухомого складу на будь-якій блок-ділянці залізничної лінії повинен забезпечувати задану пропускну спроможність і бути не менше 21 кВ для ділянок на змінному та 2,7 кВ для ділянок на постійному струмі.

У загальному випадку середня напруга на струмоприймачеві

$$U_c = U_0 - \Delta U_{ТП} - \Delta U_{ТМ}, \quad (3.1)$$

де U_0 – напруга неробочого (холостого) ходу на шинах підстанції, кВ;

$\Delta U_{ТП}$ – втрата напруги в еквівалентному опорі підстанції, кВ;

$\Delta U_{ТМ}$ – середня втрата напруги в тяговій мережі від шин підстанції до струмоприймача електровоза за час руху лімітуючою блок-ділянкою, кВ.

У курсовому проєкті рекомендується отримати значення U_c , розв'язуючи миттєву схему матричним методом. При цьому необхідно розташувати навантаження з мінімальним міжпоїзним інтервалом та у координатах найбільшого струмоспоживання. Розташування навантажень необхідно починати з лімітуючої блок-ділянки конкретної схеми живлення. Для консольної схеми живлення – це кінець міжпідстанційної зони, для двосторонньої схеми – середина міжпідстанційної зони, для вузлової та паралельної схем – ділянка поблизу поста секціонування (рис. 3.1).

В умовах курсового проєктування пости секціонування розташувати у середині міжпідстанційної зони, а пункти паралельного з'єднання контактних підвісок суміжних колій для ділянок постійного струму – на рівних відстанях між тяговою підстанцією та постом секціонування.

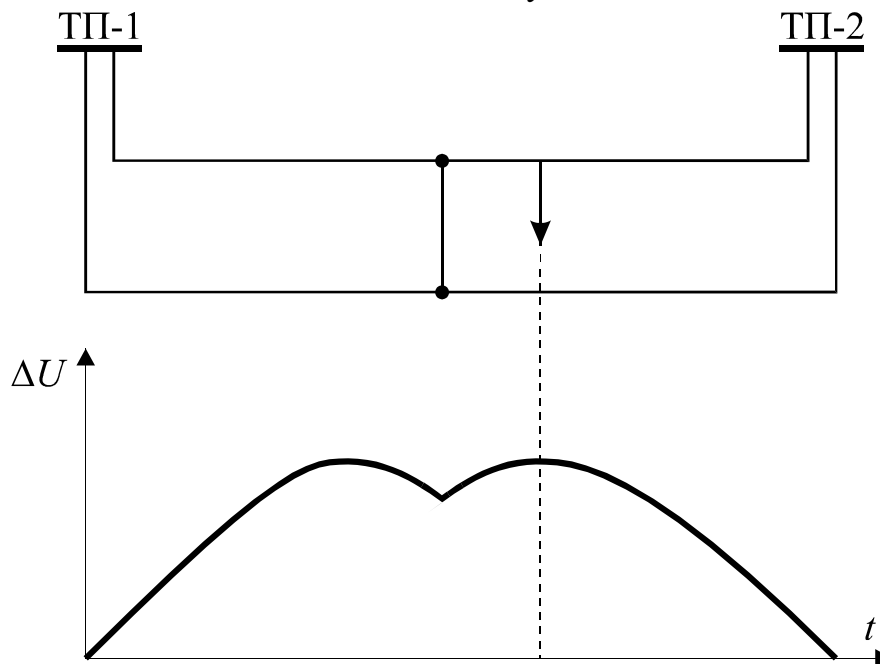


Рис. 3.1. Визначення лімітуючої блок-ділянки для вузлової схеми живлення

Приклад розрахунку миттєвої схеми за допомогою матричного методу наведено в дод. 1.

Для розрахунку необхідно визначити значення питомих опорів ділянок тягової мережі, напруги холостого ходу та внутрішнього опору підстанції.

Напруга холостого ходу для тягової підстанції постійного струму визначається за формулою

$$U_0 = \frac{U_{\text{НОМ}}}{1 - A \left(\frac{u_{\text{к}}}{100} + \frac{N_{\text{а}} S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{к}}} \right)}, \quad (3.2)$$

де A – коефіцієнт відносного нахилу зовнішньої характеристики агрегату (для нульової із зрівняльним реактором і трифазної мостової схеми – 0,5; для 12-пульсової схеми – 0,26);

$u_{\text{к}}$ – напруга короткого замикання трансформатора перетворювального агрегату, %;

$S_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність первинної обмотки трансформатора перетворювального агрегату, кВА;

$S_{\text{к}}$ – потужність короткого замикання на шинах, від яких одержують живлення перетворювальні агрегати (10 кВ), кВА,

$$S_{\text{к}} = \sqrt{3} I_{\text{ВВ}} U_{\text{НОМ}}, \quad (3.3)$$

де $I_{\text{ВВ}}$ – граничний струм короткого замикання, що відключається вимикачем на шинах, від яких одержують живлення перетворювальні агрегати, А;

$N_{\text{а}}$ – кількість перетворювальних агрегатів, встановлених на підстанції.

Внутрішній опір тягової підстанції постійного струму

$$\rho = \frac{U_0}{I_{\text{НОМ}}} A \left(\frac{u_{\text{к}}}{100 N_{\text{а}}} + \frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{к}}} \right), \quad (3.4)$$

де $I_{\text{НОМ}}$ – номінальний струм перетворювального агрегату, кА;

$N_{\text{а}}$ – кількість одночасно працюючих агрегатів.

Значення діючої напруги холостого ходу на шинах тягової підстанції змінного струму прийняти $U_0 = 27,5$ кВ.

Еквівалентний опір тягової підстанції змінного струму можна визначити за формулою

$$z_{\text{ТП}} = 0,69 \left(\frac{3u_{\text{к}} U_{\text{НОМ}}^2}{100 \sum S_{\text{НОМ}}} + \frac{3U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{к}}} \right), \quad (3.5)$$

де $U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга на шинах підстанції, кВ;

$\sum S_{\text{НОМ}}$ – сумарна номінальна потужність одночасно працюючих трансформаторів підстанції, МВА;

$S_{\text{к}}$ – потужність трифазного короткого замикання на вводах підстанції, МВА, прийняти $S_{\text{к}} = 900$ МВА.

Особливістю розрахунку напруги в тяговій мережі змінного струму є індуктивний зв'язок між контактними підвісками різних колій. У розрахунках матричним методом вказане явище враховується введенням фіктивних вузлів та відповідним опором взаємоіндукції в процесі складання матриці опорів Z .

Якщо розрахована величина напруги на струмоприймачеві буде нижча допустимої норми, необхідно внести пропозиції щодо заходів для її підвищення та повторно провести відповідні розрахунки.

3.2. Пропускна спроможність

Пропускна спроможність ділянки електрифікованої залізниці вимірюється максимальною кількістю поїздів, які за наявних технічних засобів можна пропустити в певний відрізок часу. Пропускна спроможність визначається мінімальним міжпоїзним інтервалом θ_d , що дорівнює часу руху розрахункового поїзда лімітуючою ділянкою, хв:

$$N_{\text{розр}} = \frac{T}{\theta_d}, \quad (3.6)$$

де T – розрахунковий період часу (для доби – 1440 хв).

За лімітуючу приймається ділянка колії, що обмежена сигналами автоблокування, із найбільшим часом руху поїзда. У розрахунках систем тягового електропостачання лімітуючим є умовний перегін, який поїзд проходить з урахуванням мінімального інтервалу між поїздами, розташований у середині міжпідстанційної зони, де найменше середнє значення напруги на струмоприймачеві та найменша швидкість і найбільший час руху поїзда по відношенню до ділянок поблизу тягових підстанцій.

Мінімальний інтервал при напрузі U_d на струмоприймачеві електровоза визначається виразом

$$\theta_d = \theta + \theta_m \left(\frac{U_n}{U_d} - 1 \right), \quad (3.7)$$

де θ_m – розрахунковий час руху поїзда умовним перегоном на автоматичній характеристиці для номінальної напруги, $\theta_m = 8$ хв;

U_n – номінальне значення напруги на струмоприймачеві, $U_n = 25$ кВ.

За U_d необхідно взяти середнє значення напруги на струмоприймачеві електровоза, яке розраховано за формулою (3.1).

3.3. Втрати електроенергії та ККД

Річні втрати електроенергії необхідно враховувати для оцінки експлуатаційних витрат системи, яка проєктується. ККД є одним із основних техніко-економічних показників, за яким ділянка, що проєктується, порівнюється з аналогічною.

Розрахунковими умовами для визначення цих величин є режим середніх розмірів руху та нормальна схема живлення.

Річні втрати електроенергії у випрямлячах для 12-пульсової схеми

$$\Delta W_{\text{вип}} = 8760 \left[2,1 k_{\text{н}} b I_{\text{ТП}} + \frac{r_{\text{дин}} b k_{\text{н}}^2}{\alpha N_{\text{а}}} I_{\text{ТПе}}^2 \right], \quad (3.8)$$

де $r_{\text{дин}}$ – динамічний опір діода, Ом, $r_{\text{дин}} = 0,185 \cdot 10^{-3}$ Ом;

b – число послідовно з'єднаних діодів у плечі випрямляча, $b = 2$;

a – число паралельно з'єднаних діодів у плечі випрямляча, $a = 2$;

$k_{\text{н}}$ – коефіцієнт, що враховує нерівномірність розподілу струму по паралельних вітках, $k_{\text{н}} = 1,1$;

$N_{\text{а}}$ – кількість одночасно працюючих випрямлячів.

Річні втрати електроенергії в трансформаторах підстанцій постійного струму

$$\Delta W_{\text{Т}} = 8760 \left[(\Delta p_{\text{х}} + k_{\text{ер}} \Delta q_{\text{х}}) N_{\text{Т}} + k_3^2 (k_{\text{е}}^2 \Delta p_{\text{к}} + k_{\text{ер}} \Delta q_{\text{к}}) \right], \quad (3.9)$$

де $\Delta p_{\text{х}}$, $\Delta p_{\text{к}}$ – втрати потужності неробочого ходу та короткого замикання трансформатора, кВт;

$\Delta q_{\text{х}}$ – реактивна потужність намагнічування трансформатора, квар,

$$\Delta q_{\text{х}} = \frac{i_{\text{х}} S_{\text{НОМ}}}{100}; \quad (3.10)$$

$\Delta q_{\text{к}}$ – реактивна потужність розсіювання трансформатора, квар,

$$\Delta q_{\text{к}} = \frac{u_{\text{к}} S_{\text{НОМ}}}{100}; \quad (3.11)$$

$k_{\text{ер}}$ – економічний еквівалент реактивної потужності, $k_{\text{ер}} = 0,02 \dots 0,08$ кВт/квар;

$N_{\text{Т}}$ – кількість одночасно працюючих трансформаторів;

k_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів,

для трансформаторів перетворювального агрегату

$$k_3 = \frac{P_{\text{ТП}}}{k_{\text{ПТ}} \cdot S_{\text{ПТ}} \cdot N_{\text{ПТ}}}, \quad (3.12)$$

для головного знижувального трансформатора

$$k_3 = \frac{1}{k_{\text{ПТ}} \cdot S_{\text{ПТ}} \cdot N_{\text{ПТ}}} \cdot \left(\frac{P_{\text{ТП}}}{k_{\text{ПТ}}} + S_{\text{р}} \right); \quad (3.13)$$

$k_{\text{е}}$ – коефіцієнт ефективності струму підстанції,

$$k_{\text{е}} = \frac{I_{\text{ТПе}}}{I_{\text{ТП}}}; \quad (3.14)$$

$i_{\text{х}}$ – струм холостого ходу трансформатора, %;

$u_{\text{к}}$ – напруга короткого замикання трансформатора, %;

$k_{\text{ПТ}}, k_{\text{ГПТ}}$ – коефіцієнт потужності трансформатора перетворювального агрегату, головного знижувального трансформатора ($k_{\text{ПТ}} = 0,98, k_{\text{ГПТ}} = 0,98$);

$S_{\text{ПТ}}, S_{\text{ГПТ}}$ – номінальна потужність трансформатора перетворювального агрегату, головного знижувального трансформатора, кВА.

$N_{\text{ПТ}}, N_{\text{ГПТ}}$ – кількість одночасно працюючих трансформаторів перетворювальних агрегатів, головних понижуючих трансформаторів;

$P_{\text{ТП}}$ – середня потужність підстанції на тягу на стороні випрямленої напруги, кВт.

$I_{\text{ТП}}$ – середній струм підстанції у режимі середніх розмірів руху, А;

$I_{\text{ТПе}}$ – ефективний струм підстанції у режимі середніх розмірів руху, А;

Річні втрати електроенергії в трансформаторах підстанцій змінного струму

$$\Delta W_{\text{T}} = 8760 \left[(\Delta p_{\text{x}} + k_{\text{ер}} \cdot \Delta q_{\text{x}}) N_{\text{T}} + \frac{\Delta p_{\text{к}}}{3} \sum_{j=1}^3 (k_{3j}^2 \cdot k_{\text{е}j}^2) + \frac{k_{\text{ер}} \cdot \Delta q_{\text{к}}}{3} \sum_{j=1}^3 k_{3j}^2 \right],$$

де $k_{\text{е}j}$ – коефіцієнт ефективності струму j -ї фази трансформатора,

$$k_{\text{е}j} = \frac{I_{\text{е}j}}{I_j}; \quad (3.15)$$

k_{3j} – коефіцієнт завантаження j -ї фази трансформатора,

$$k_{3j} = \frac{1}{S_{\text{НОМ}} N_{\text{T}}} (3 I_j U_{\text{НОМ}} + S_{\text{р}}); \quad (3.16)$$

$I_j, I_{\text{е}j}$ – середній, ефективний струм j -ї фази трансформатора в режимі середніх розмірів руху, А.

ККД тягової підстанції

$$\eta_{\text{ТП}} = \frac{W_{\text{ТП}}}{W_{\text{ТП}} + \Delta W_{\text{ТП}}} \cdot 100\%, \quad (3.17)$$

де $W_{\text{ТП}}$ – річне споживання електроенергії, що припадає на тягову підстанцію, кВт·год;

Для змінного струму

$$W_{\text{ТП}} = 8760 (I_{\text{л}} + I_{\text{п}}) U_{\text{НОМ}} \cos \varphi, \quad (3.18)$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності для тяги змінного струму, $\cos \varphi = 0,8$;

для постійного струму

$$W_{\text{ТП}} = 8760 I_{\text{ТП}} U_{\text{НОМ}} \cos \varphi, \quad (3.19)$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності для тяги постійного струму, $\cos \varphi = 0,98$;

$\Delta W_{\text{ТП}}$ – річні втрати електроенергії, що припадають на тягову підстанцію, кВт·год. Для умов курсового проекту для змінного струму сюди входять втрати у головному знижувальному трансформаторі, для постійного – втрати у головному знижувальному, тяговому трансформаторах та у випрямлячах.

ККД тягової мережі

$$\eta_{TM} = \frac{W_{TM}}{W_{TM} + \Delta W_{TM}} \cdot 100\%, \quad (3.20)$$

де W_{TM} – річне споживання електроенергії, що припадає на рух поїздів розрахунковою міжпідстанційною зоною, кВт·год,

$$W_{TM} = 365 \cdot W_T; \quad (3.21);$$

ΔW_{TM} – річні втрати електроенергії, що припадають на рух поїздів розрахунковою міжпідстанційною зоною, кВт·год,

$$\Delta W_{TM} = \frac{r_0}{2} \cdot \ell \cdot B_0, \quad (3.22)$$

де r_0 – активний (на постійному струмі омичний) опір 1 км тягової мережі однієї колії, Ом/км.

Результати розрахунків показників системи тягового електропостачання занести до табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Показники системи тягового електропостачання

№ пор.	Найменування показника	Одиниця виміру	Варіанти розташування тягових підстанцій	
			1-й варіант	2-й варіант
1	Мінімальна напруга на струмоприймачеві електровоза	кВ		
2	Дійсна пропускна спроможність ділянки	пар		
3	Втрати електроенергії	тис. кВт·год		
	в тому числі: – випрямні агрегати – силові трансформатори – тягова мережа	тис. кВт·год		
4	ККД тягової підстанції	%		
5	ККД тягової мережі	%		

Питання до самоперевірки

1. Які показники системи тягового електропостачання визначають пропускну спроможність ділянки?
2. Які норми напруги в контактній мережі постійного та змінного струму?
3. Як визначаються втрати електроенергії та ККД для системи тягового електропостачання?
4. Що таке напруга короткого замикання трансформатора?
5. Що таке струм холостого ходу трансформатора?

4. ВИБІР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРІАНТА РОЗТАШУВАННЯ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

Оптимальний варіант розташування тягових підстанцій із технічно рівноцінних повинен забезпечувати мінімальний рівень річних приведених затрат. Технічно рівноцінними є такі варіанти, які забезпечують задану пропускну спроможність на кожній міжпідстанційній зоні ділянки.

Річні приведені затрати для i -го варіанта розташування підстанцій визначаються за формулою

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.1)$$

де I_i – щорічні експлуатаційні витрати, тис. грн;

K_i – капітальні (одночасні) витрати, тис. грн;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, $E_n = 0,1$,

$$E_n = \frac{1}{T_n}, \quad (4.2)$$

де T_n – нормативний строк окупності.

Розрахунки величин I_i та K_i проводяться за даними табл. 4.1.

Результати розрахунків необхідно звести до табл. 4.3 та 4.4.

Питання до самоперевірки

1. Що відноситься до експлуатаційних витрат?
2. Що відноситься до капітальних витрат?
3. Що таке амортизаційні відрахування?
4. Як обрати оптимальний варіант на підставі техніко-економічного порівняння?

Таблиця 4.1

**Вартість та норми амортизаційних відрахувань
для пристроїв електропостачання**

Найменування об'єкта	Одиниця виміру	Вартість, млн. грн	Норма амортизаційних відрахувань
Тягова підстанція змінного струму:	одна підстанція		0,055
опорна			
2ТДТНЖ-40000		40	
2ТДТНЖ-25000		38	
транзитна			
2ТДТНЖ-40000		23	
2ТДТНЖ-25000		21	
відпайкова			
2ТДТНЖ-40000		22,5	
2ТДТНЖ-25000		21,2	
Тягова підстанція постійного струму		35	
Контактна мережа двоколіїної ділянки:	км		0,046
ПБСМ70+МФ100		0,80	
ПБСМ95+МФ100		0,82	
М95+МФ100		0,85	
М95+2МФ100		1,20	
М120+2МФ100		1,40	
М120+2МФ100+А150		1,45	
Пост секціонування (ПСК)	один ПСК	1,0	0,055
Пункт паралельного з'єднання	один ППС	0,25	0,055
Трифазні одноланцюгові лінії електропередач:	км		0,055
АС-300		0,3	
АС-400		0,35	
Електроенергія	грн/кВт·г	0,30	—
Утримання підстанції	одна підстанція	0,03	—

Таблиця 4.2

Капітальні витрати за варіантами розташування підстанцій

Об'єкт витрат	Одиниця виміру	Ціна, млн. грн	Варіант			
			1-й		2-й	
			Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Опорна підстанція	одна підстанція					
Транзитна підстанція						
Відпайкова підстанція						
Контактна мережа	км					
ЛЕП, що живить підстанції	км					
Пост секціонування	один ПСК					
Пункт паралельного з'єднання	ППС					
Всього	—	—	—		—	

Таблиця 4.3

Експлуатаційні витрати за варіантами розташування підстанцій

Номенклатура витрат	Норма відрахувань	Варіант			
		1-й		2-й	
		Кіль- кість	Вар- тість	Кіль- кість	Вар- тість
Амортизаційні відрахування					
Тягова підстанція					
Контактна мережа					
Вводи ЛЕП					
Пости секціонування та паралельного з'єднання					
Утримання пристроїв електропостачання					
Тягова підстанція					
Вартість втрат електроенергії	—				
Всього	—	—		—	

За отриманими результатами обрати оптимальний варіант розташування тягових підстанцій та зробити висновок.

5. СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

5.1. Зовнішнє електропостачання

Електрифікована залізниця – потужний споживач електроенергії першої категорії, порушення електропостачання якого може завдати значних збитків народному господарству. Тому необхідно, щоб схеми живлення тягових підстанцій від енергосистем забезпечували високу надійність та безперебійність електропостачання.

Тягові підстанції, як правило, отримують електричну енергію від двох незалежних джерел. В окремих випадках допускається живлення тягових підстанцій від різних секцій шин однієї живлячої підстанції. При цьому кожна секція живлячої підстанції може розглядатися як незалежне джерело електроенергії.

Схему електропостачання виконують таким чином, щоб забезпечити допустимий рівень напруги на шинах тягової підстанції в нормальному і аварійному режимах роботи живлячої енергосистеми, а також живлення електричної тяги під час виходу з ладу будь-якої лінії електропередачі (ЛЕП) чи районної підстанції. В останньому випадку допускається, щоб на електрифікованій ділянці довжиною 150...200 км відімкнулась лише одна тягова підстанція. Живлення контактної мережі при цьому забезпечується суміжними тяговими підстанціями.

На ділянках однофазного змінного струму під час підключення трифазних трансформаторів до ЛЕП враховуються додаткові умови зі зменшення несиметрії струмів у фазах ЛЕП у разі живлення групи тягових підстанцій та можливості двостороннього живлення контактної мережі.

У пояснювальній записці до курсового проекту необхідно привести схеми підключення тягових підстанцій до дволанцюгової ЛЕП з урахуванням вищевказаних вимог (рис. 5.1).

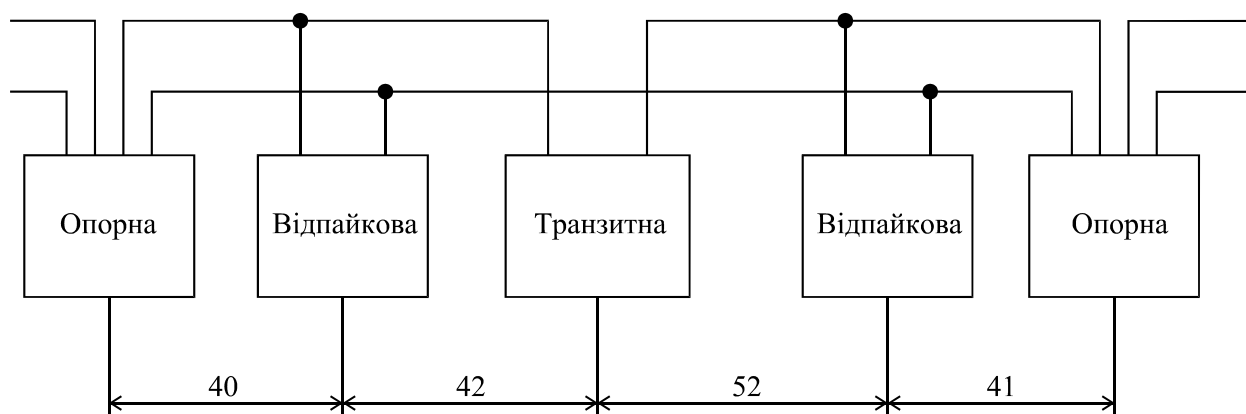


Рис. 5.1. Підключення тягових підстанцій до дволанцюгової ЛЕП

На іншому кресленні необхідно привести схему підключення групи тягових підстанцій до ЛЕП з урахуванням несиметрії струмів фаз та можливості двостороннього живлення контактної мережі (рис. 5.2).

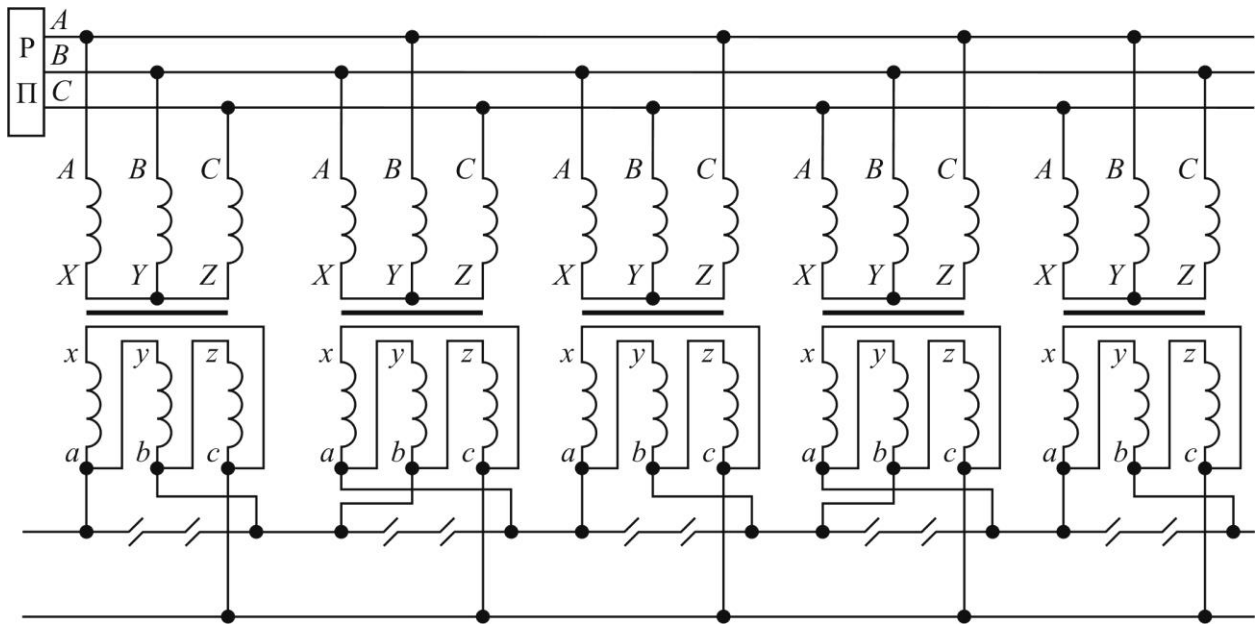


Рис. 5.2. Схема підключення обмоток трансформаторів групи тягових підстанцій

5.2. Живлення та секціонування контактної мережі ділянки

Контактна мережа ділянки електрифікованої залізниці для забезпечення надійної роботи та зручності її обслуговування секціонується ізолюючими спраженнями анкерних ділянок, секційними ізоляторами, секційними роз'єднувачами та врізними ізоляторами.

Поздовжнє секціонування передбачає відокремлення контактної мережі перегонів від контактної мережі станцій по кожній головній колії. Крім того, поздовжнє секціонування виконується при підключенні кожної тягової підстанції, поста секціонування, а також з обох сторін великих штучних споруд. Поздовжнє секціонування виконується ізолюючими спраженнями. На цих ізолюючих спраженнях встановлюються секційні роз'єднувачі з моторними приводами.

Секції контактної мережі змінного струму, що живляться від різних фаз, розділяють ізолюючими спраженнями з нейтральними вставками.

Поперечне секціонування між коліями виконується секційними ізоляторами, поперечними роз'єднувачами, а також врізними ізоляторами у фіксуючі троси поперечин та в неробочі вітки контактних підвісок, що перетинають підвіски різних секцій.

Живлення контактної мережі від тягових підстанцій виконується живлячими лініями (фідерами). На двоколійних ділянках кількість живлячих ліній визначається родом струму та кількістю колій станції, біля якої знаходиться тягова підстанція. Живлячі лінії приєднані до контактної мережі через лінійні роз'єднувачі з моторними приводами.

У курсовому проєкті на окремому аркуші необхідно привести складену схему живлення та секціонування контактної мережі заданої ділянки. Креслення рекомендується виконати з використанням сучасних графічних редакторів, наприклад, AutoCAD, CorelDraw, Модус чи Компас.

Питання до самоперевірки

1. Які бувають види секціонування?
2. В чому полягає відмінність у підключенні тягових підстанцій змінного та постійного струму до системи зовнішнього електропостачання?
3. Для чого виконується чергування при підключенні найменш завантаженої фази тягового трансформатора на ділянках змінного струму?
4. Як забезпечується надійність електроживлення для електрифікованих залізниць?

БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК

1. Далека В. Х., Нем В. К., Скуріхін В. І. Електропостачання електричного транспорту : навч. посіб. Харків : ХНАМГ, 2012. 168 с.
2. Павленко Т. П., Лукашова Н. П. Електропостачання транспорту : навч. посіб. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. 216 с.
3. ЦЕ – 0023. Правила улаштування та технічного обслуговування контактної мережі електрифікованих залізниць : затверджені Наказом Укрзалізниці від 20.11.2007 р. № 546-Ц. Київ : Укрзалізниця, 2008. 208 с.
4. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між електропередавальною організацією та її споживачами : затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики України 17.01.2002, № 19. Київ : Міністерство палива та енергетики України, 2002. 14 с.
5. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Чинний від 2014-10-01. Вид. офіц. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. 27 с.
6. Бондар І. Л., Бондар О. І., Сиченко В. Г. Електричні системи та мережі нетягових споживачів залізничного транспорту : навч. посіб. Дніпропетровськ : Вид-во Маковецький Ю. В., 2009. 184 с.
7. Сиченко В. Г., Гаврилюк В. І. Електроживлення систем залізничної автоматики : монографія. Дніпропетровськ : Вид-во Маковецький Ю. В., 2009. 372 с.
8. Contact Lines for Electric Railways: Planning, Design, Implementation, Maintenance 2nd Edition / Kiessling F., Puschmann R., Schmieder A., Schneider E. Erlangen : Publicis Corporate Publishing, 2009. 994 p.
9. Bosyi D., Sablin O., Kosariev Ye. Computing and Optimization for DC Power Systems of Electric Transport. London : World Scientific Publishing Europe Ltd, 2020. 222 p.

Додаток 1

РОЗРАХУНОК МИТТЄВОЇ СХЕМИ ДІЛЯНКИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МАТРИЧНИМ МЕТОДОМ У СЕРЕДОВИЩІ MATHCAD

Задано миттєву схему двоколійної ділянки змінного струму (рис. Д.1).

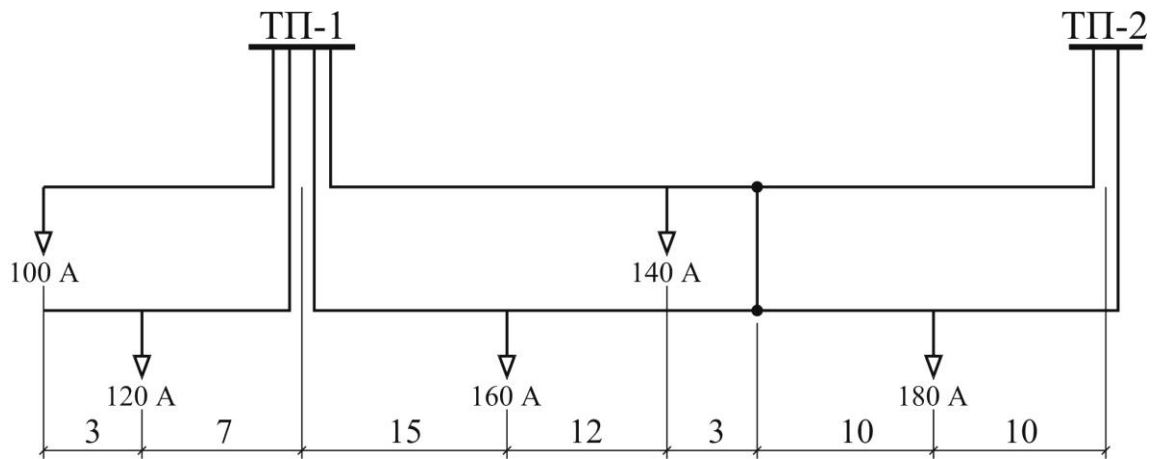


Рис. Д.1. Миттєва схема

Напруга на шинах тягових підстанцій $U_{\text{ш}} = 27500 \text{ В}$, тягова мережа ПБСМ70+МФ100+Р65. На кожній підстанції в роботі один трансформатор ТДТНЖ-40000. Коефіцієнт потужності електровозів $\cos \varphi = 0,8$.

Необхідно визначити струми в тяговій мережі та напруги на струмоприймачеві кожного електровоза.

Для розрахунку поставленої задачі матричним способом на основі миттєвої схеми складемо еквівалентний граф схеми електропостачання (рис. Д.2).

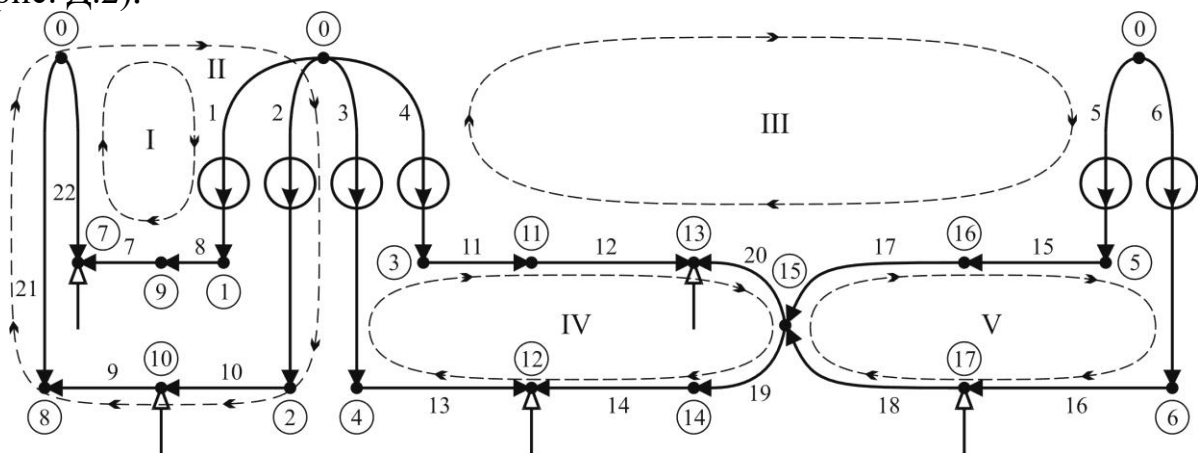


Рис. Д.2. Граф миттєвої схеми

Запишемо вираз для визначення струмів у кожній вітці графа в матричній формі

$$I_B = \begin{vmatrix} M \\ N \cdot Z \end{vmatrix}^{-1} \cdot \begin{vmatrix} J \\ N \cdot E \end{vmatrix}. \quad (1^*)$$

Для отримання числових результатів у середовищі MathCAD, необхідно увести вихідні дані та скласти відповідним чином матриці M , N , Z , J , E .

Введення вихідних даних

$$\text{ORIGIN} := 1 \quad \text{TOL} := 10^{-15} \quad j := \sqrt{-1} \quad z_b := 10^{10}$$

$$z_0 := 0.202 + j \cdot 0.421 \quad z_M := 0.0284 + j \cdot 0.1147 \quad z_{TP} := j \cdot 8.319$$

Далі складаємо першу та другу матриці інциденцій. Введення цих матриць рекомендується виконувати через команду «Insert Table».

$M :=$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	-1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
8	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0
9	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	-1	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	1	1	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	1	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	1	0	0	0	0

$N :=$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1
2	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0
3	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	-1	-1	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0
4	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	-1	1	0	0	0	0	1	-1	0	0
5	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	-1	1	0	0	0	0

Матрицю Z рекомендується вводити поелементно.

$$Z_{1,1} := z_{TP} \quad Z_{2,2} := z_{TP} \quad Z_{3,3} := z_{TP} \quad Z_{4,4} := z_{TP}$$

$$Z_{5,5} := z_{TP} \quad Z_{6,6} := z_{TP} \quad Z_{21,21} := z_b \quad Z_{22,22} := z_b$$

$$Z_{7,7} := z_0 \cdot 3 \quad Z_{9,9} := z_0 \cdot 3 \quad Z_{7,9} := z_M \cdot 3 \quad Z_{9,7} := z_M \cdot 3$$

$$Z_{8,8} := z_0 \cdot 7 \quad Z_{10,10} := z_0 \cdot 7 \quad Z_{8,10} := z_M \cdot 7 \quad Z_{10,8} := z_M \cdot 7$$

$$Z_{11,11} := z_0 \cdot 15 \quad Z_{13,13} := z_0 \cdot 15 \quad Z_{11,13} := z_M \cdot 15 \quad Z_{13,11} := z_M \cdot 15$$

$$Z_{12,12} := z_0 \cdot 12 \quad Z_{14,14} := z_0 \cdot 12 \quad Z_{12,14} := z_M \cdot 12 \quad Z_{14,12} := z_M \cdot 12$$

$$Z_{20,20} := z_0 \cdot 3 \quad Z_{19,19} := z_0 \cdot 3 \quad Z_{19,20} := z_M \cdot 3 \quad Z_{20,19} := z_M \cdot 3$$

$$Z_{17,17} := z_0 \cdot 10 \quad Z_{18,18} := z_0 \cdot 10 \quad Z_{17,18} := z_M \cdot 10 \quad Z_{18,17} := z_M \cdot 10$$

$$Z_{15,15} := z_0 \cdot 10 \quad Z_{16,16} := z_0 \cdot 10 \quad Z_{15,16} := z_M \cdot 10 \quad Z_{16,15} := z_M \cdot 10$$

Наступним кроком уводяться вектори задавальних струмів у вузлах та вектори ЕРС у вітках графа.

J :=

	1
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	-100
8	0
9	0
10	-120
11	0
12	-160
13	-140
14	0
15	0
16	0
17	-180

J := J · (1 - j · 0.75)

J =

	1
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	-100+75j
8	0
9	0
10	-120+90j
11	0
12	-160+120j
13	-140+105j
14	0
15	0
16	0

E :=

	1
1	27500
2	27500
3	27500
4	27500
5	27500
6	27500
7	0
8	0
9	0
10	0
11	0
12	0
13	0
14	0
15	0
16	0
17	0
18	0
19	0
20	0
21	0
22	0

Вираз (1*) записується в такому вигляді:

$$I_B := \text{stack}(M, N \cdot Z)^{-1} \cdot \text{stack}(J, N \cdot E).$$

Після цього можливо отримання струмів у кожній вітці графа.

Для отримання напруги в кожному вузлі графа скористаємось формулою

$$U = \left(M_{\alpha}^{-1} \right)^T \cdot (Z_{\alpha} \cdot I_{B\alpha} - E_{\alpha}). \quad (2*)$$

Матриці з індексами α можна отримати наступним чином:

$$M_{\alpha} := \text{submatrix}(M, 1, \text{rows}(M), 1, \text{rows}(M))$$

$$Z_{\alpha} := \text{submatrix}(Z, 1, \text{rows}(M), 1, \text{rows}(M))$$

$$I_{B\alpha} := \text{submatrix}(I_B, 1, \text{rows}(M), 1, 1)$$

$$E_{\alpha} := \text{submatrix}(E, 1, \text{rows}(M), 1, 1)$$

Вираз (2*) запишеться у вигляді

$$U := \left(M_{\alpha}^{-1} \right)^T \cdot (Z_{\alpha} \cdot I_{B\alpha} - E_{\alpha}).$$

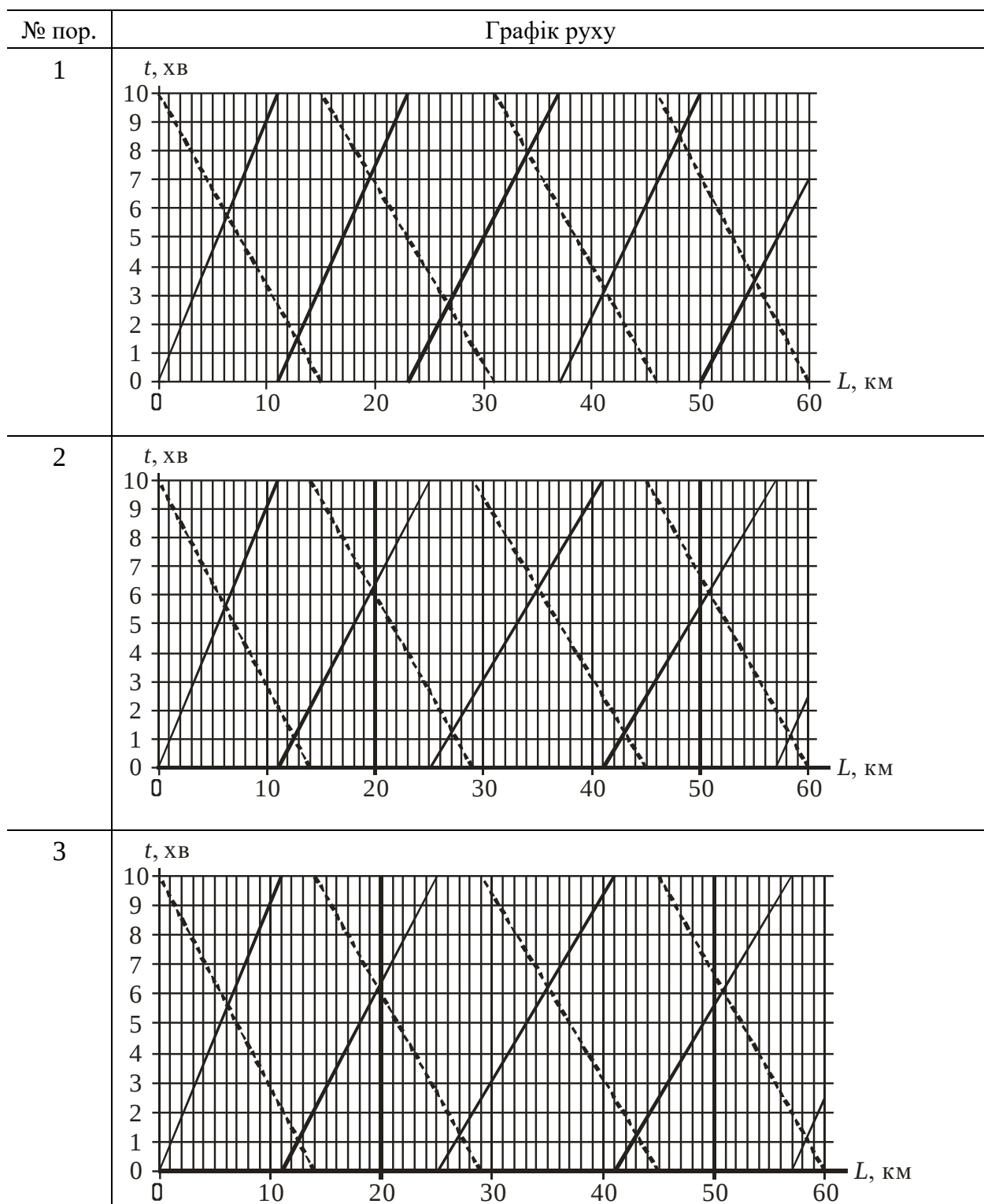
Таким чином, отримані значення векторів шуканих параметрів:

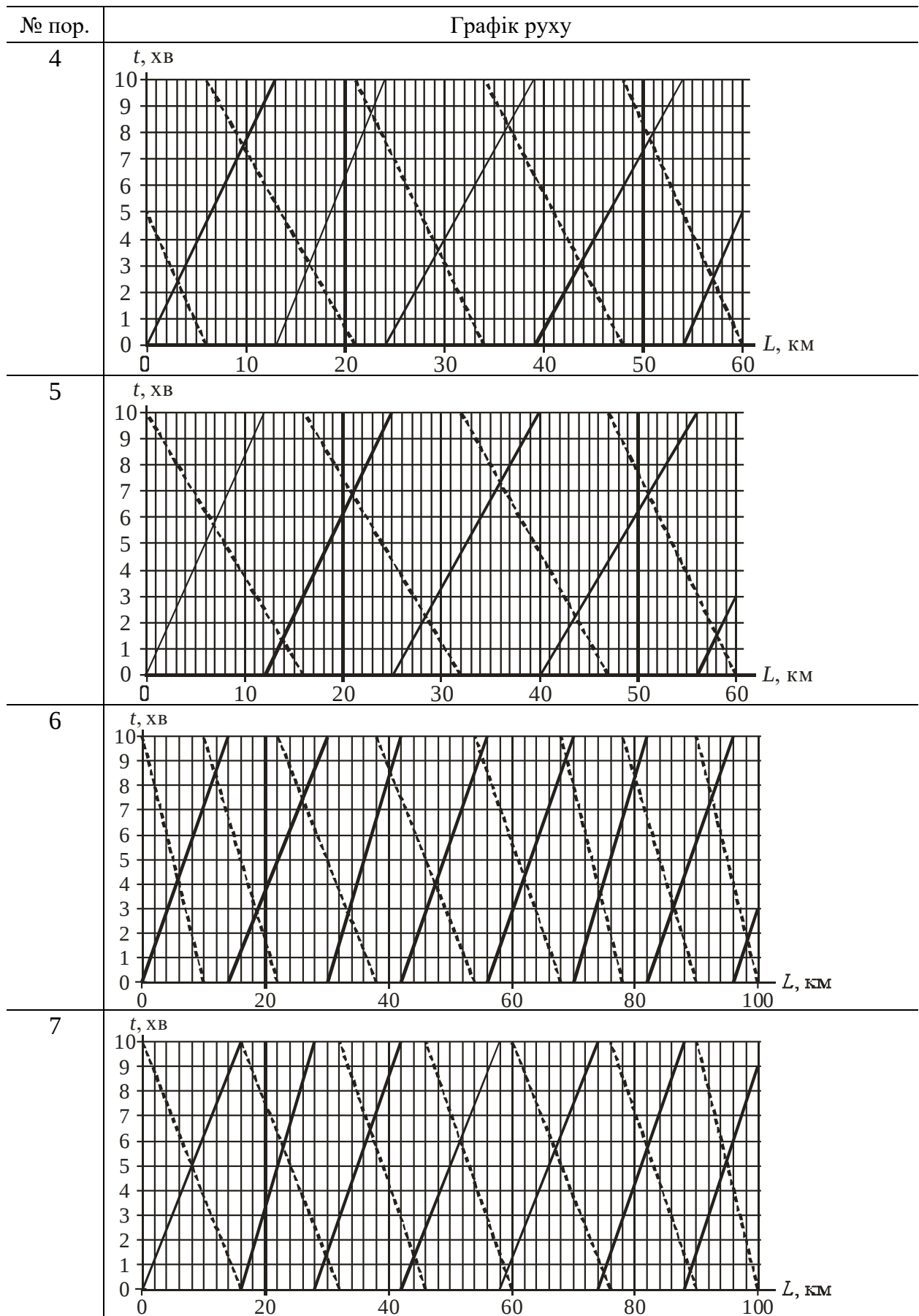
$$I_B = \begin{array}{|c|c|} \hline & 1 \\ \hline 1 & 100-75j \\ 2 & 120-90j \\ 3 & 139-107j \\ 4 & 90-60j \\ 5 & 110-75j \\ 6 & 142-118j \\ 7 & 100-75j \\ 8 & 100-75j \\ 9 & 0 \\ 10 & 120-90j \\ 11 & 90-60j \\ 12 & 90-60j \\ 13 & 139-107j \\ 14 & 21-13j \\ 15 & 110-75j \\ 16 & 142-118j \\ 17 & 110-75j \\ 18 & -38+17j \\ 19 & 21-13j \\ 20 & 50-45j \\ 21 & 0 \\ 22 & 0 \\ \hline \end{array} \quad U = \begin{array}{|c|c|} \hline & 1 \\ \hline 1 & 26876-832j \\ 2 & 26751-998j \\ 3 & 27001-749j \\ 4 & 26610-1153j \\ 5 & 26874-912j \\ 6 & 26520-1179j \\ 7 & 26262-1180j \\ 8 & 26202-1318j \\ 9 & 26418-1099j \\ 10 & 26236-1290j \\ 11 & 26106-1329j \\ 12 & 25373-1833j \\ 13 & 25560-1663j \\ 14 & 25604-1653j \\ 15 & 25622-1660j \\ 16 & 26161-1350j \\ 17 & 25621-1643j \\ \hline \end{array} \quad \vec{|U|} = \begin{array}{|c|c|} \hline & 1 \\ \hline 1 & 26889 \\ 2 & 26770 \\ 3 & 27011 \\ 4 & 26635 \\ 5 & 26889 \\ 6 & 26546 \\ 7 & 26289 \\ 8 & 26235 \\ 9 & 26440 \\ 10 & 26268 \\ 11 & 26140 \\ 12 & 25439 \\ 13 & 25614 \\ 14 & 25657 \\ 15 & 25676 \\ 16 & 26195 \\ 17 & 25673 \\ \hline \end{array}$$

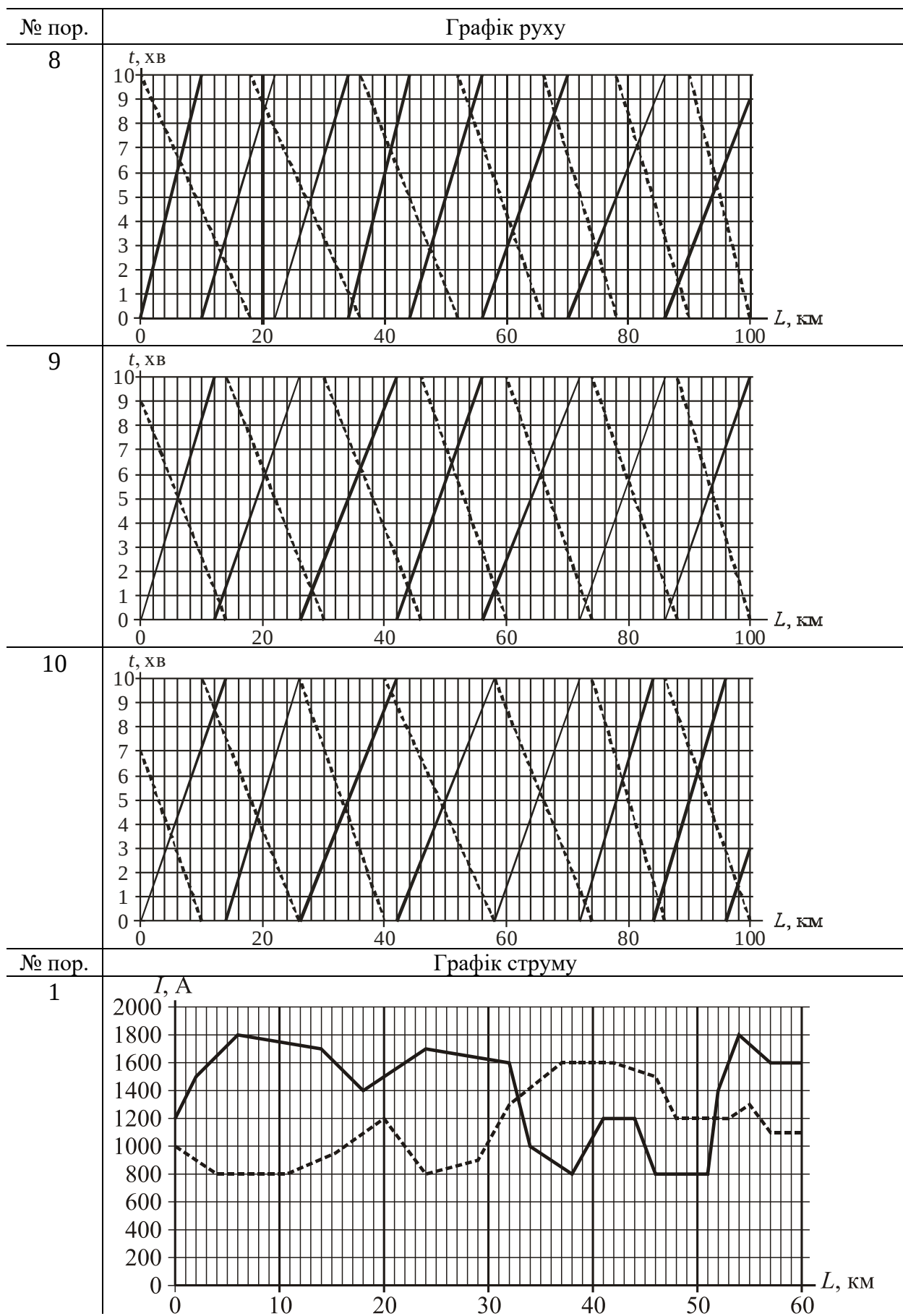
Для вектора струмів I_B значення з індексами 1, 2, 3, 4, 5 та 6 відповідають струмам відповідних фідерів тягових підстанцій, інші – струмам у тяговій мережі. Значення напруги на струмоприймачеві кожного електровозу відповідають індексам 7, 10, 12, 13 та 17 вектору U . Діючі значення напруги в кожній точці контактної мережі відповідають встановленим нормам.

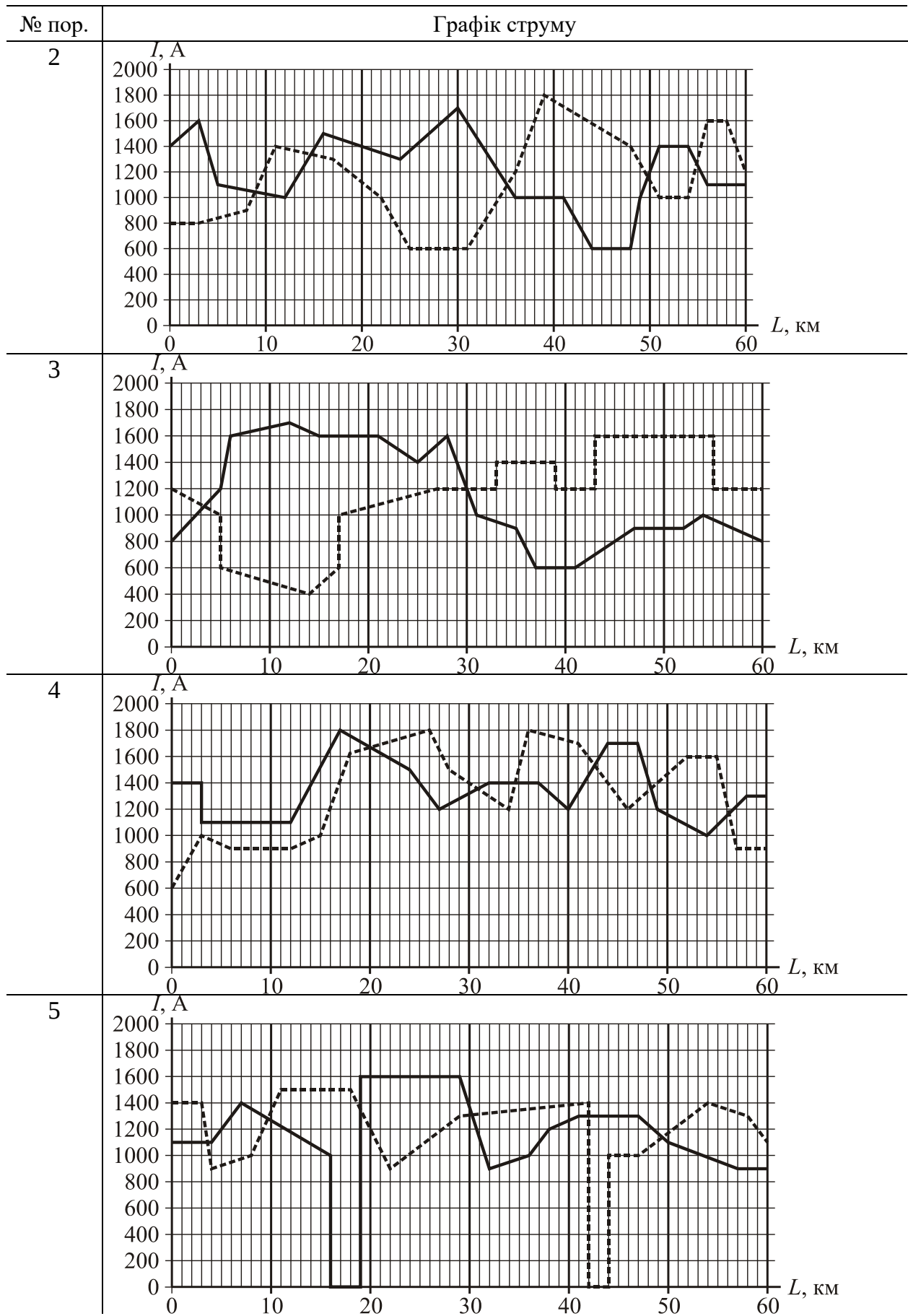
Додаток 2

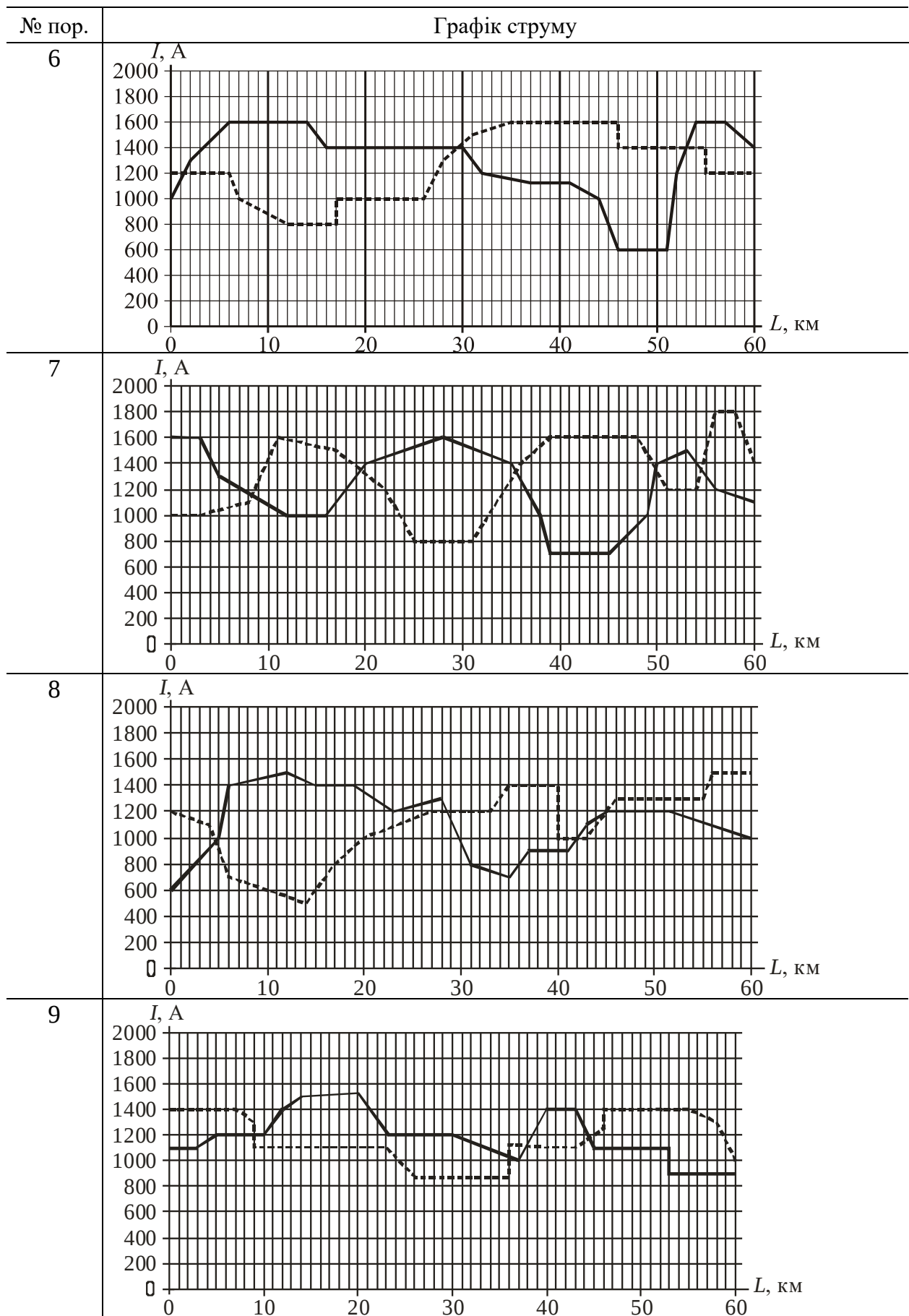
Таблиця

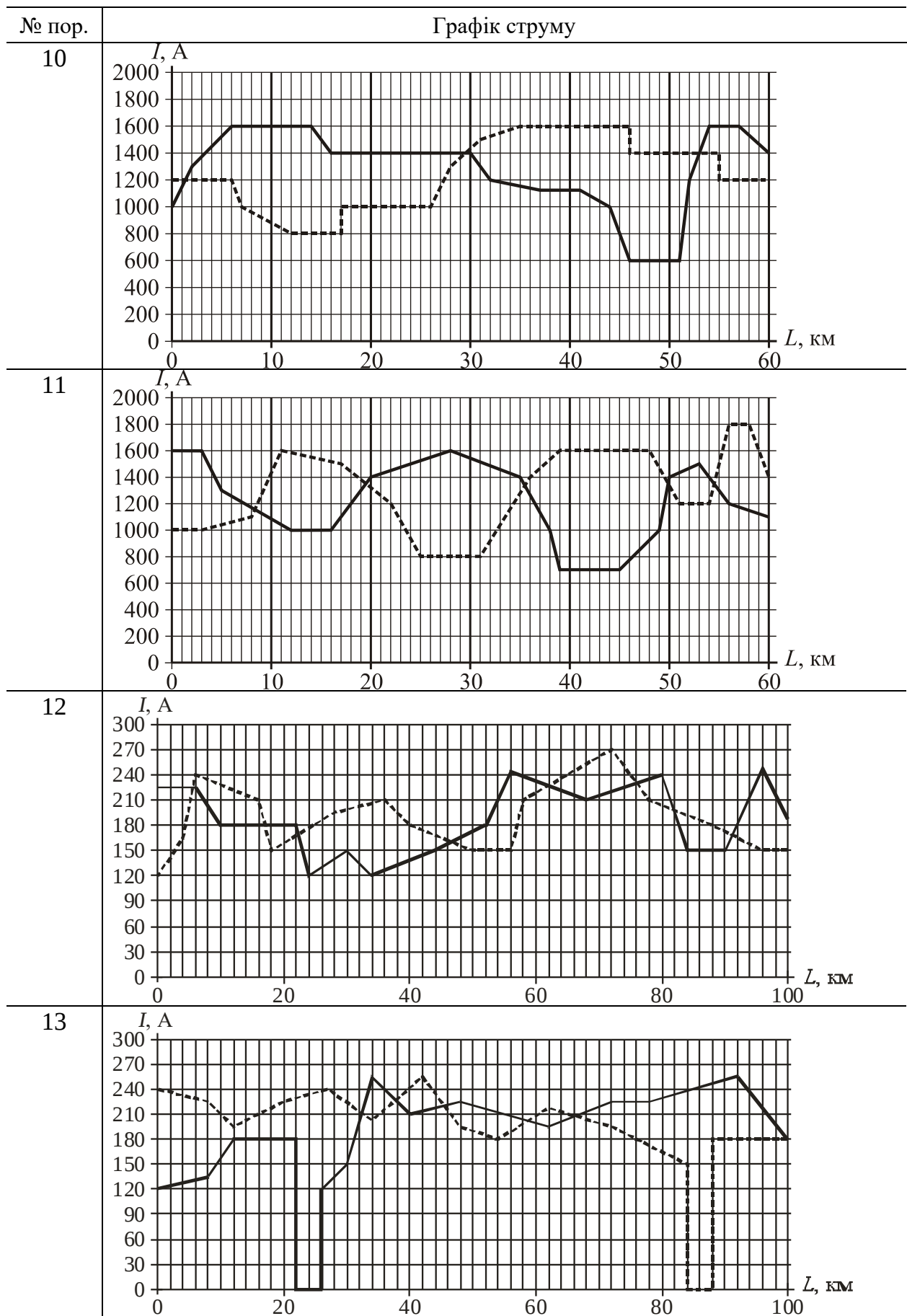


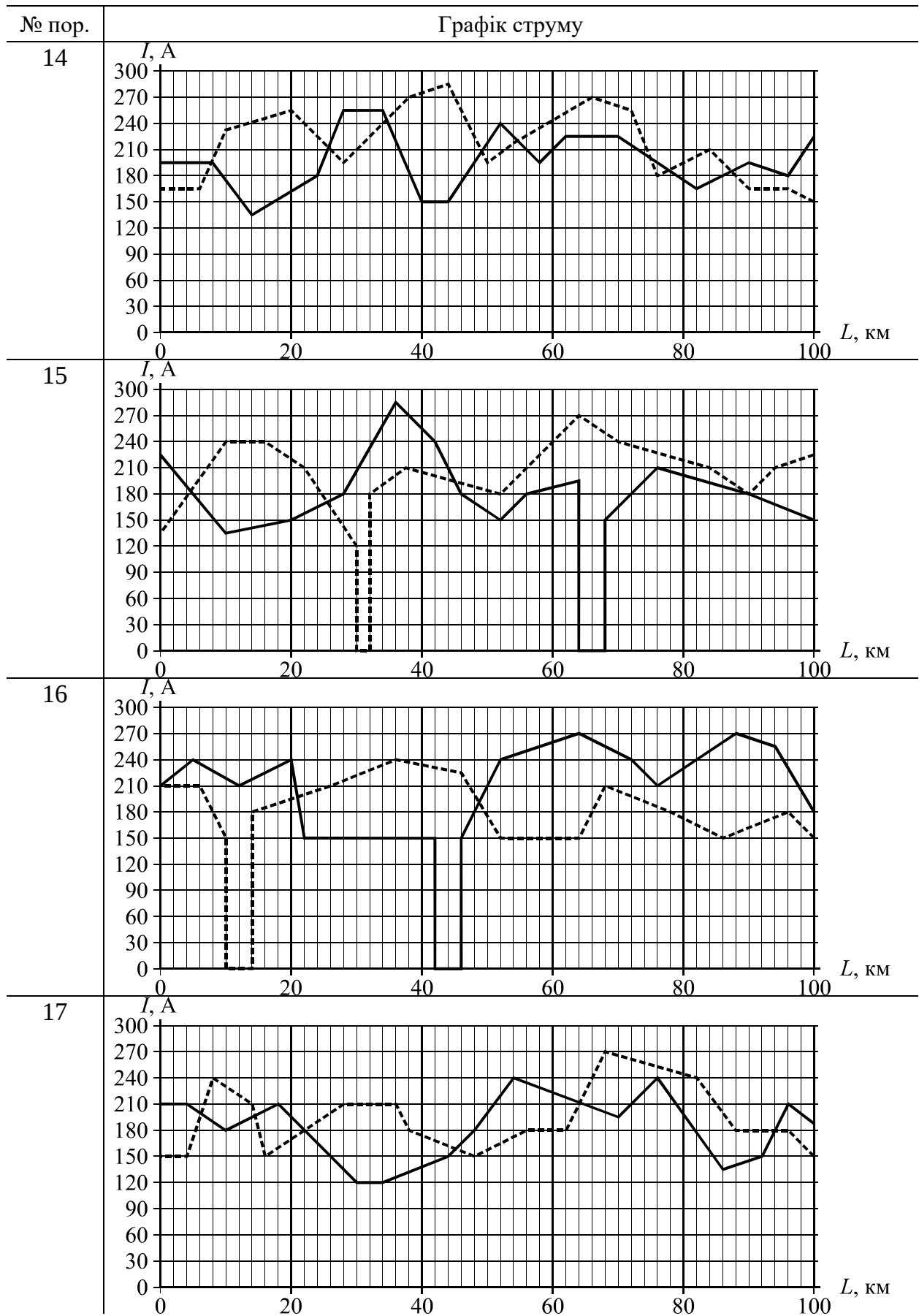


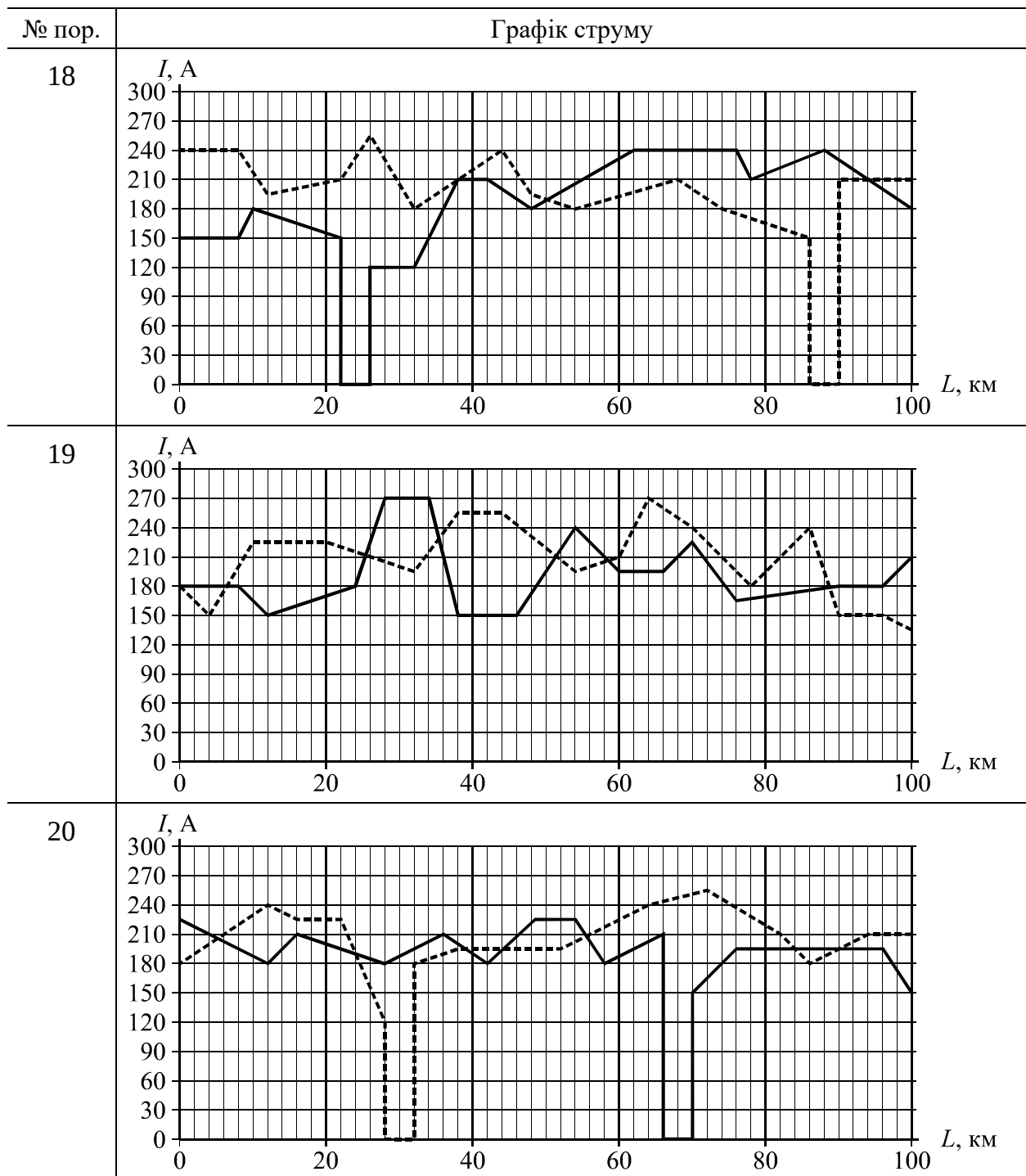












Навчально-методичне видання

Босий Дмитро Олексійович
Антонов Андрій Владиславович
Земський Денис Романович

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

Методичні рекомендації до виконання курсового проєкту
«Розрахунок системи електропостачання
електрифікованої ділянки залізниці»

Редактор А. В. Безверхня
Комп'ютерна верстка В. В. Бердо

Формат 60x84 $\frac{1}{16}$. Ум. друк. арк. 2,73. Обл.-вид. арк. 1,19.

Зам.№ 60

Видавець: Український державний університет науки і технологій
вул. Лазаряна, 2, ауд. 2216, м. Дніпро, 49010.

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 7709 від 14.12.2022

Адреса видавництва та дільниці оперативної поліграфії:
49010, Дніпро, вул. Лазаряна, 2