

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ**

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис) **В.В. Кирик**
(ініціали, прізвище)

“ ” _____ 2019 р.

Дипломний проект

на здобуття ступеня бакалавра

з напрямку підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»
(код і назва)

на тему: «Застосування програмного комплексу Sikam для автоматизованого
проектування повітряної лінії 10 кВ»

Виконав: студент IV-го курсу, групи ЕС-с52
(шифр групи)

Гречанюк Богдан Ярославович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник

доцент, к. т. н. Чижевський В.В.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант

(назва розділу)

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент

(посада, науковий ступінь, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цьому дипломному
проекті немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2019 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Інститут (факультет) «Електроенерготехніки та автоматики»
(повна назва)

Кафедра «Електричних мереж та систем»
(повна назва)

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Напрямок підготовки 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології»
(код і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ В.В. Кирик
(підпис) (ініціали, прізвище)

«__» _____ 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Гречанюку Богдану Ярославовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Застосування програмного комплексу Sikam для автоматизованого проектування повітряної лінії 10 кВ»,

керівник проекту Чижевський Володимир Валерійович, к. т. н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «08» квітня 2019 р. №1085-с

2. Термін подання студентом проекту «12» червня 2019 р.

3. Вихідні дані до проекту: номінальна напруга мережі $U_n = 10$ кВ; балансуєчий пункт в точці 0; відстань між пунктами L , км, та активні потужності пунктів P , кВт, – за ситуаційним планом; $\cos\varphi=0,92$; $T_{\max}=2000$ год/рік.

4. Зміст пояснювальної записки

- 1) Аналіз параметрів режиму електричних мереж Вільковецького РЕМ;
- 2) Розрахунок параметрів усталеного режиму електричних мереж Вільковецького РЕМ для режиму максимум навантажень на 2034 рік;
- 3) Реконструкція електричної мережі 10 кВ Вільковецького РЕМ;
- 4) Застосування програмного комплексу Sikam для автоматизованого проектування повітряної лінії 10 кВ.

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо) – 3 аркуша формату А1:

- 1) Аналіз параметрів поточних та перспективних режимів роботи електричних мереж 10 кВ Вільковецького РЕМ;
- 2) Визначення оптимального способу секціонування електричної мережі 10 кВ Вільковецького РЕМ;
- 3) Застосування програмного комплексу Sikam для автоматизованого проектування ЛЕП.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Аналіз параметрів режиму електричних мереж Вільковецького РЕМ	27.04.2019-04.05.2019	
2	Розрахунок параметрів усталеного режиму електричних мереж Вільковецького РЕМ для режиму максимум навантажень на 2034 рік	04.05.2019-11.05.2019	
3	Реконструкція електричної мережі 10 кВ Вільковецького РЕМ	11.05.2019-18.05.2019	
4	Застосування програмного комплексу Sikam для автоматизованого проектування повітряної лінії 10 кВ	25.05.2019-29.05.2019	
5	Оформлення пояснювальної записки та креслень	29.05.2019-05.06.2019	

Студент

_____ (підпис)

Б.Я. Гречанюк
(ініціали, прізвище)

Керівник проекту

_____ (підпис)

В.В. Чижевський
(ініціали, прізвище)

Пояснювальна записка

до дипломного проекту

на тему: «Застосування програмного комплексу Sikam для автоматизованого проектування повітряної лінії 10 кВ»

Київ – 2019 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

з/п	Фo	Позначення	Найменування	Кіль- кість лістів	При мітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Пояснювальна записка	76	
3	A1	ДП5207.6.050701.01.005 ТК	Аналіз параметрів поточних та перспективних режимів роботи електричних мереж 10 кВ Віньковецького РЕМ	1	
4	A1	ДП5207.6.050701.02.005 ТК	Визначення оптимального способу секціонування електричної мережі 10 кВ Віньковецького РЕМ	1	
5	A1	ДП5207.6.050701.03.005 ТК	Застосування програмного комплексу Sikam для автоматизованого проектування ЛЕП	1	

					<i>ДП5207.6.050701.005 ПЗ</i>		
		<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Гречанюк Б.Я.</i>				<i>Застосування програмного комплексу Sikam для автоматизованого проектування повітряної лінії 10 кВ</i>	<i>Літ</i>	<i>Арк.</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Чижевський.</i>						
<i>Реценз.</i>						5	76
<i>Н. Контр.</i>	<i>Казанський</i>					<i>НТУУ «КПІ імені Ігоря Сікорського», ФЕА, гр. ЕС-с52</i>	
<i>Затв.</i>	<i>Кирик В.В.</i>						

РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 76 сторінках формату А4, що включає в себе 10 рисунків, 31 таблиця та 6 джерел використаної літератури. Графічна частина бакалаврської роботи містить 3 аркуші технічних креслень формату А1.

В даній роботі показано застосування програмного комплексу Sikam для автоматизованого проектування повітряної лінії 10 кВ, виконаної на сталевих опорах, а також розглянуто задачу вибору оптимальної конфігурації схеми районної електричної мережі 10 кВ методом секціонування.

Режими роботи електричної мережі розраховано методом два етапи. Знайдено поточкорозподіл потужностей по ділянкам схеми мережі, рівні напруг у вузлах схеми та сумарні втрати потужності в елементах схеми заміщення електричної мережі.

ПОТУЖНІСТЬ, СТРУМ, НАПРУГА, ОПІР, ПРОВІДНІСТЬ,
ОПТИМАЛЬНІ ВИТРАТИ, РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА,
ТРАНСФОРМАТОР, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ, РЕЖИМИ РОБОТИ.

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphical part. The explanatory note is made up of 76 pages of A4 format, which includes 20 figures, 31 tables and 6 sources of literature. The graphical part contains of 3 sheets of A1 format technical drawings.

In this paper, the application of the Sikam software complex for the automated design of a 10 kV air line made on steel supports is shown, as well as the problem of choosing the optimal configuration of the circuit of the 10 kV district electric network by the method of partitioning the electrical grid.

The modes of operation of the electric network are calculated by the method in two stages. Flow distributions of currents in the sections of the network scheme, voltage levels in the circuit nodes and total power losses in the elements of the circuit for replacing the electrical network are found.

POWER, CURRENT, VOLTAGE, RESISTANCE, CONDUCTIVITY,
OPTIMUM COSTS, DISTRICT ELECTRIC NETWORK, TRANSFORMER,
POWER LINE, OPERATION MODE.

					<i>ДП5207.6.050701.005 ПЗ</i>	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ	10
ВСТУП.....	11
1 АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ВІНЬКОВЕЦЬКОГО РЕМ	12
1.1 Опис вихідної схеми	12
1.2 Формування розрахункової схеми електричних мереж Віньковецького РЕМ.....	13
1.3 Розрахунок параметрів усталеного режиму електричних мереж Віньковецького РЕМ для періоду максимальних навантажень на 2019 рік.....	19
1.4 Вибір регулювальних відгалужень ПБЗ трансформаторів підстанцій.....	35
Висновок до розділу 1.....	37
2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ВІНЬКОВЕЦЬКОГО РЕМ ДЛЯ ПЕРІОДУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ НА 2034 РІК.....	38
Висновок до розділу 2.....	47
3 РЕКОНСТРУКЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 кВ ВІНЬКОВЕЦЬКОГО РЕМ.....	50
3.1 Розрахунок параметрів усталеного режиму електричних мереж Віньковецького РЕМ в аварійному режимі на 2034 рік	50
3.2 Розрахунок режимних параметрів секціонованої мережі за нормально відключеної ділянки 7–7'	56
3.4 Розрахунок дисконтованих витрат за варіантами секціонування мережі.....	61
Висновок до розділу 3.....	66
4 ЗАСТОСУВАННЯ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ SIKAM ДЛЯ АВТОМАТИЗОВАНОГО ПРОЕКТУВАННЯ ЛІНІЙ 10 кВ	68
4.1 Опис програмного комплексу Sikam.....	68
4.2 Індивідуальне завдання.....	70
Висновок до розділу 4.....	70

ВИСНОВКИ	74
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА	75
Додаток А. Результати перевірки на плагіат	76

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БП – балансуючий пункт;
ЛЕП – лінія електропередавання;
ПЛ – повітряна лінія електропередавання;
ВН – висока напруга трансформатора;
СН – середня напруга трансформатора;
НН – низька напруга трансформатора;
КЗ (к.з.) – коротке замикання;
НХ (н.х.) – неробочий хід;
РПН – регулювання під навантаженням;
ПБЗ – переключення без збудження.

					<i>ДП5207.6.050701.005 ПЗ</i>	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

В даному дипломному проєкті розглядається можливість підвищення рівня надійності електропостачання споживачів сільської розподільної мережі номінальною напругою 10 кВ за рахунок приєднання існуючої електричної мережі до другого джерела живлення з виконанням подальшого оптимального секціонування утвореної мережі. Проєкт нової ПЛ номінальною напругою 10 кВ виконано із застосуванням програмного комплексу Sikam.

Принцип побудови сучасних систем електропостачання, методи і засоби керування їх режимами мають відповідати рівню і темпу загального прогресу техніки і технологій.

Розподільчі мережі працюють за розімкнутими схемами, тому найбільш ефективним засобом впливу на характеристики їх режиму є вибір оптимальної конфігурації шляхом зміни місця секціонування. З урахуванням різкого зростання рівня електроспоживання населенням існуючі розподільні електричні мережі у своїй масі потребують масштабної реконструкції, можливості до здійснення якої суттєво обмежені обсягами необхідного фінансування. З цієї причини постає необхідність здійснення оптимальної локальної реконструкції таких мереж, що, в свою чергу, потребує значних обсягів як технічних, так і економічних розрахунків. Витрати часу на виконання зазначених розрахунків можуть бути суттєво зменшені за рахунок застосування систем автоматизованого проектування – автоматизованих систем, призначених для автоматизації технологічного процесу проектування вибору, результатом якого є комплект проєктно-конструктивної документації, достатньої для виготовлення та подальшої експлуатації об'єкта проектування. Зазначені системи реалізуються на базі спеціального програмного забезпечення автоматизованих банків даних, широкого набору периферійних пристроїв тощо.

					<i>ДП5207.6.050701.005 ПЗ</i>	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ВІНЬКОВЕЦЬКОГО РЕМ

1.1 Опис вихідної схеми

Розглянемо електричну мережу Віньковецького РЕМ. Однолінійна схема радіальної розподільчої електричної мережі 10 кВ. До складу електричної мережі входять 23 підстанції. Живлення здійснюється збоку ЗТП-215 за радіальною розгалуженою схемою, без можливості резервування. Що відповідає умовам електропостачання споживачів третьої категорії за надійністю.

Мережа виконана проводами АС-50 та АС-35. Загальна протяжність ліній складає :

$$\sum L = 24,88 \text{ км}$$

Найбільш віддалена підстанція знаходиться на відстані 10,5 км:

Загальні положення.

Радіальні схеми характеризуються тим, що від джерела живлення, відходять лінії, що живлять безпосередньо потужні приймачі електроенергії або окремі розподільчі пункти, від яких по самостійних лініях живляться більш дрібні приймачі.

Уразі аварії і відключенні від джерела живлення відбувається відключення всіх споживачів, приєднаних до неї. Застосування резервування по мережі усуває цей недолік.

Для підвищення надійності застосовують схеми з взаємним резервуванням, пристроєм перемичок.

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.2 Формування розрахункової схеми електричних мереж Вільковецького РЕМ

Побудова схеми заміщення електричної мережі є необхідним кроком, що здійснюється перед розрахунком параметрів режиму роботи мережі. У схемі заміщення враховані параметри ліній електропередачі, споживачів та вузлових підстанцій, відображені в формі, зручній для розрахунку режимних параметрів мережі з використанням закону Ома та законів Кірхгофа.

Лінії електропередачі (ЛЕП) зазвичай подають у вигляді симетричних «П»-подібних схем заміщення, як показано на рис. 1.1.

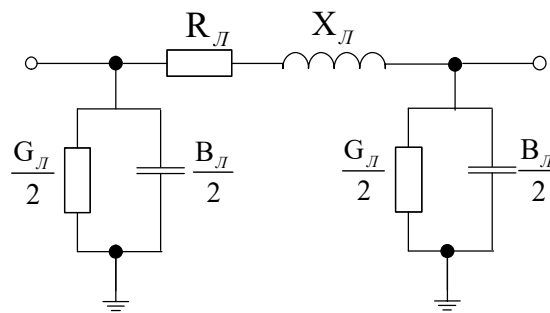


Рис. 1.1 – Симетрична «П»-подібна схема заміщення ЛЕП

Тут поздовжня гілка містить активний та індуктивний опори лінії ($r_{\text{л}}$ та $x_{\text{л}}$) та дві поперечні гілки містять активну і ємнісну провідності ($g_{\text{л}}$ та $b_{\text{л}}$), поділені навпіл та рознесені по кінцях схеми заміщення ЛЕП. Погонні параметри ліній зазвичай задані, або їх знаходять у таблицях по маркам і характеристикам проводів.

Поперечні активні та реактивні провідності ліній зазвичай разносять по краях, згідно з «П»-подібною схемою заміщення ЛЕП, формуючи таким чином розрахункові провідності пунктів мережі.

Вихідні дані

Номінальна напруга мережі / напруга БП: 10 кВ / 11 кВ.

Відстань між пунктами на табл. 1.1.

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

Таблиця 1.1 – Відстані між пунктами

Ділянка	Довжина L_{i-j} , Км	Ділянка	Довжина L_{i-j} , Км
0–1`	0,32	12–13	0,3
1`–1	0,20	7`–14`	2,6
1`–2	0,15	14`–14	1,14
2–2`	0,9	14–15	0,5
2`–5	1,1	14`–16`	0,19
2`–3`	0,48	16`–16	0,36
3`–3	1,52	16`–17`	1,14
3`–4	0,8	17`–17	0,17
1`–6	0,3	17`–18	1,17
6–7	1	18–18`	0,55
7–7`	0,5	18`–19	1,34
7`–8	0,4	18`–20	0,25
8–9	0,3	20–21	0,55
9–10	0,4	21–22	0,6
10–11	2,3	22–23	1,6
9–12	1,75		

Навантаження пунктів:

$$\begin{aligned}
S_1 &= 117 - j47,27 \text{ кВА}; & S_{13} &= 48 - j19,39 \text{ кВА}; \\
S_2 &= 73 - j29,49 \text{ кВА}; & S_{14} &= 121 - j48,88 \text{ кВА}; \\
S_3 &= 132 - j53,33 \text{ кВА}; & S_{15} &= 38 - j15,35 \text{ МВА}; \\
S_4 &= 44 - j17,77 \text{ кВА}; & S_{16} &= 108 - j43,63 \text{ кВА}; \\
S_5 &= 29 - j11,71 \text{ кВА}; & S_{17} &= 27 - j10,90 \text{ кВА}; \\
S_6 &= 84 - j33,93 \text{ кВА}; & S_{18} &= 26 - j10,50 \text{ кВА}; \\
S_7 &= 114 - j46,05 \text{ кВА}; & S_{19} &= 52 - j21 \text{ кВА}; \\
S_8 &= 18 - j7,27 \text{ кВА}; & S_{20} &= 111 - j44,84 \text{ кВА}; \\
S_9 &= 37 - j14,94 \text{ кВА}; & S_{21} &= 72 - j29,09 \text{ кВА}; \\
S_{10} &= 98 - j39,59 \text{ кВА}; & S_{22} &= 56 - j22,62 \text{ кВА}; \\
S_{11} &= 75 - j30,30 \text{ кВА}; & S_{23} &= 15 - j6,06 \text{ кВА}. \\
S_{12} &= 153 - j61,81 \text{ кВА};
\end{aligned}$$

Параметри проводів занесені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Параметри проводів ПЛ 10 кВ

Номінальний переріз, мм^2 (алюміній/сталь)	Питомі опори та провідності перерізів			Граничнодопустимий струм, A	
	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км	поза приміщеннями	у середині приміщень
50/8,0	0,595	0,35	3,269	210	165
35/6,2	0,777	0,358	3,189	175	135

Знайдемо параметри ділянки 0–1' вихідної схеми електричної мережі
довжиною $L_{0-1'} = 0,32$ км, марка проводу АС–50/8:

$$r_{0-1'} = r_{50} \cdot L_{0-1'} = 0,595 \cdot 0,32 = 0,19 \text{ Ом};$$

$$x_{0-1'} = x_{50} \cdot L_{0-1'} = 0,35 \cdot 0,32 = 0,112 \text{ Ом};$$

$$Z_{0-1'} = r_{0-1'} + jx_{0-1'} = 0,19 + j0,112 \text{ Ом};$$

$$Y_{0-1'} = jb_{50} \cdot L_{0-1'} = j3,269 \cdot 0,32 = j1,046 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Розрахункові значення інших ділянок заносимо в табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунків повних опорів та провідностей ділянок електричної мережі

Ділянка	Опір Z_{i-j} , Ом	Провідність Y_{i-j} , См
1	2	3
0–1'	$0,19 + j0,112$	$j1,05 \times 10^{-6}$
1'–1	$0,119 + j0,07$	$j6,53 \times 10^{-6}$
1'–2	$0,089 + j0,05$	$j4,90 \times 10^{-6}$
2–2'	$0,53 + j0,315$	$j2,94 \times 10^{-6}$
2'–5	$0,65 + j0,385$	$j3,59 \times 10^{-6}$
2'–3'	$0,37 + j0,172$	$j1,53 \times 10^{-6}$
3'–3	$1,18 + j0,545$	$j4,84 \times 10^{-6}$
3'–4	$0,62 + j0,287$	$j2,55 \times 10^{-6}$
1'–6	$0,17 + j0,105$	$j9,80 \times 10^{-6}$
6–7	$0,595 + j0,35$	$j3,26 \times 10^{-6}$
7–7'	$0,29 + j0,175$	$j1,63 \times 10^{-6}$
7'–8	$0,238 + j0,14$	$j1,30 \times 10^{-6}$
8–9	$0,17 + j0,105$	$j9,80 \times 10^{-6}$
9–10	$0,238 + j0,14$	$j1,30 \times 10^{-6}$
10–11	$1,78 + j0,824$	$j7,33 \times 10^{-6}$
9–12	$1,36 + j0,627$	$j5,58 \times 10^{-6}$
7'–14'	$1,547 + j0,91$	$j8,49 \times 10^{-6}$

Продовження таблиці 1.3

1	2	3
14'-14	0,67+ j0,399	$j3,72 \times 10^{-6}$
14-15	0,298+ j0,17	$j1,63 \times 10^{-6}$
14'-16'	0,113+ j0,07	$j6,21 \times 10^{-6}$
16'-16	0,28+ j0,129	$j1,14 \times 10^{-6}$
16'-17'	0,88+ j0,408	$j3,63 \times 10^{-6}$
17'-17	0,13+ j0,061	$j5,42 \times 10^{-6}$
17'-18	0,69+ j0,409	$j3,82 \times 10^{-6}$
18-18'	0,42+ j0,197	$j1,75 \times 10^{-6}$
18'-19	1,042 + j0,48	$j4,27 \times 10^{-6}$
18'-20	0,194+ j0,09	$j7,97 \times 10^{-6}$
20-21	0,42+ j0,197	$j1,75 \times 10^{-6}$
21-22	0,46+ j0,215	$j1,91 \times 10^{-6}$
22-23	1,24+ j0,573	$j5,10 \times 10^{-6}$

Таблиця 1.4 – Паспортні дані трансформаторів

Тип трансформатора	Клас напруги U_B , кВ	Потужність S_n , кВА	Напруга к.з. при 75°C ΔU_{K3} , %	Втрати, Вт		Струм х.х. I_{xx} , %
				х.х. ΔP_{xx}	к.з. при 75°C ΔP_{K3}	
ТМ-630	10	630	4,5	730	5200	1,7
ТМ-250	10	250	4,5	740	3700	1,7
ТМ-160	10	160	4,5	510	2650	1,7
ТМ-100	10	100	4,5	330	1970	1,7
ТМ-63	10	63	4,5	240	1280	1,7
ТМ-50	10	50	4	175	900	1,7

Розрахунок параметрів заміщення силових трансформаторів:

Активний опір:

Приймемо кількість трансформаторів на підстанціях схеми $n = 1$

$$r_{T630} = \frac{\Delta P_{K3630} \cdot U_B^2}{S_{n630}^2} = \frac{5,2 \cdot 10^2}{630^2} = 1,31 \text{ Ом};$$

$$r_{\Sigma T630} = \frac{r_{T630}}{n} = \frac{1,31}{1} = 1,31 \text{ Ом}.$$

Реактивний опір:

$$x_{T630} = \frac{\Delta U_{K3630} \cdot U_B^2}{S_{n630}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{630} = 7,14 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{бт630}} = \frac{x_{\text{т630}}}{n} = \frac{7,14}{1} = 7,14 \text{ Ом.}$$

Активна провідність:

$$g_{\text{т630}} = \frac{\Delta P_{\text{хх630}}}{U_{\text{В}}^2} = \frac{0,73}{10^2} = 7,3 \cdot 10^{-6} \text{ См;}$$

$$g_{\text{бт630}} = n \cdot g_{\text{т630}} = 1 \cdot 7,3 \cdot 10^{-6} = 7,3 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Індуктивна провідність:

$$b_{\text{т630}} = -\frac{I_{\text{хх630}} \cdot S_{\text{н630}}}{U_{\text{В}}^2} = -\frac{1,7 \cdot 630}{10^2} = -1,07 \cdot 10^{-4} \text{ См;}$$

$$b_{\text{бт630}} = n \cdot b_{\text{т630}} = 1 \cdot (-1,07 \cdot 10^{-4}) = -1,07 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Повна провідність блоку трансформаторів:

$$Y_{\text{бт630}} = g_{\text{бт630}} + jb_{\text{бт630}} = 7,3 \cdot 10^{-6} - j1,07 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Розрахункові значення інших провідностей блоків трансформаторів заносимо в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Результати розрахунків повних провідностей блоків трансформаторів

Тип трансформатора	Повна провідність $Y_{\text{бт}}$, См
ТМ–630	$7,3 \cdot 10^{-6} - j1,07 \cdot 10^{-4}$
ТМ–250	$5,6 \cdot 10^{-6} - j2,72 \cdot 10^{-5}$
ТМ–160	$5,1 \cdot 10^{-6} - j2,72 \cdot 10^{-5}$
ТМ–100	$3,3 \cdot 10^{-6} - j2,2 \cdot 10^{-5}$
ТМ–63	$2,2 \cdot 10^{-6} - j1,51 \cdot 10^{-5}$
ТМ–50	$1,9 \cdot 10^{-6} - j2,8 \cdot 10^{-5}$

Значення еквівалентних розрахункових провідностей пунктів електричної мережі:

$$Y_0 = 0,5 \cdot (Y_{0-1'}) + Y_{\text{бт250}} = 0,5 \cdot (j1,05) \cdot 10^{-6} + 5,6 \cdot 10^{-6} - j2,72 \cdot 10^{-5} = \\ = 5,6 \cdot 10^{-6} - j26,7 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Значення еквівалентних розрахункових провідностей пунктів електричної мережі

Пункт	Значення провідності, C_m
0	$5,6 \cdot 10^{-6} - j26,7 \cdot 10^{-6}$
1	$5,1 \cdot 10^{-6} - j26,9 \cdot 10^{-6}$
2	$3,3 \cdot 10^{-6} - j20,3 \cdot 10^{-6}$
3	$5,1 \cdot 10^{-6} - j24,8 \cdot 10^{-6}$
4	$7,3 \cdot 10^{-6} - j1,05 \cdot 10^{-4}$
5	$2,2 \cdot 10^{-6} - j13,3 \cdot 10^{-6}$
6	$5,1 \cdot 10^{-6} - j25,1 \cdot 10^{-6}$
7	$5,1 \cdot 10^{-6} - j24,7 \cdot 10^{-6}$
8	$5,1 \cdot 10^{-6} - j26,1 \cdot 10^{-6}$
9	$5,6 \cdot 10^{-6} - j23,3 \cdot 10^{-6}$
10	$3,3 \cdot 10^{-6} - j17,7 \cdot 10^{-6}$
11	$3,3 \cdot 10^{-6} - j18,3 \cdot 10^{-6}$
12	$3,3 \cdot 10^{-6} - j18,3 \cdot 10^{-6}$
13	$5,1 \cdot 10^{-6} - j26,7 \cdot 10^{-6}$
14	$5,1 \cdot 10^{-6} - j24,5 \cdot 10^{-6}$
15	$5,6 \cdot 10^{-6} - j26,4 \cdot 10^{-6}$
16	$5,6 \cdot 10^{-6} - j26,6 \cdot 10^{-6}$
17	$3,3 \cdot 10^{-6} - j21,7 \cdot 10^{-6}$
18	$5,1 \cdot 10^{-6} - j24,4 \cdot 10^{-6}$
19	$1,9 \cdot 10^{-6} - j25,9 \cdot 10^{-6}$
20	$5,1 \cdot 10^{-6} - j25,9 \cdot 10^{-6}$
21	$7,3 \cdot 10^{-6} - j105,3 \cdot 10^{-6}$
22	$2,2 \cdot 10^{-6} - j11,6 \cdot 10^{-6}$
23	$3,3 \cdot 10^{-6} - j19,4 \cdot 10^{-6}$

Для простоти розрахунків вводимо фіктивні вузли:

$$S_1 = S_2 = S_3 = S_7 = S_{14} = S_{16} = S_{17} = S_{18} = 0 \text{ кВА.}$$

Значення еквівалентних розрахункових провідностей фіктивних пунктів електричної мережі заносимо в таблицю 1.7.

Завантаження трансформаторів:

$$n=1;$$

$$\beta_1 = \frac{|S_1|}{n \cdot S_{n160}} = 0,78.$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 1.8.

Таблиця 1.7 – Значення еквівалентних розрахункових провідностей фіктивних пунктів електричної мережі

Пункт	Значення провідності, S_m
1'	$j1,6 \cdot 10^{-6}$
2'	$j4,0 \cdot 10^{-6}$
3'	$j4,5 \cdot 10^{-6}$
7'	$j5,7 \cdot 10^{-6}$
14'	$j6,4 \cdot 10^{-4}$
16'	$j2,7 \cdot 10^{-4}$
17'	$j4,0 \cdot 10^{-4}$
18'	$j3,4 \cdot 10^{-4}$

Таблиця 1.8 – Завантаження трансформаторів

Пункт	β	Пункт	β
1	0,789	13	0,32
2	0,787	14	0,81
3	0,891	15	0,16
4	0,72	16	0,46
5	0,496	17	0,29
6	0,566	18	0,17
7	0,768	19	1,12
8	0,121	20	0,74
9	0,161	21	0,12
10	1,057	22	0,95
11	0,8	23	0,16
12	1,65		

Втрати в обмотках трансформаторів:

$$\Delta P_{tz1} = n \cdot \beta_1^2 \cdot \Delta P_{K3160} = 1 \cdot 0,78^2 \cdot 5,2 = 1,64 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz1} = -n \cdot S_{n160} \cdot \beta_1^2 \cdot \Delta U_{K3160} = 1 \cdot 160 \cdot 0,78^2 \cdot 4,5 = -0,04 \text{ кВАр}.$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 1.9.

Навантаження пунктів:

$$S_1 = S_1 + (\Delta P_{tz1} + j\Delta Q_{tz1}) \cdot 10^{-3} = 117 - j47,27 + (1,64 - j0,045) \cdot 10^{-3} = 117,002 - j47,27 \text{ кВА}.$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 1.10.

Таблиця 1.9 – Втрати в обмотках трансформаторів

Пункт	ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВАр	Пункт	ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВАр
1	1,64	-0,045	13	0,27	-0,27
2	1,22	-0,028	14	1,76	-0,04
3	2,09	-0,05	15	0,09	-0,003
4	0,03	-0,001	16	0,80	-0,02
5	0,25	-0,006	17	0,16	-0,003
6	0,85	-0,02	18	0,08	-0,002
7	1,56	-0,04	19	1,29	-0,02
8	0,039	-0,001	20	1,48	-0,04
9	0,094	-0,002	21	0,07	-0,004
10	2,2	-0,05	22	0,94	-0,02
11	1,2	-0,02	23	0,05	-0,001
12	5,3	-0,12			

Таблиця 1.10 – Завантаження трансформаторів

Пункт	Потужність S_i , кВА	Пункт	Потужність S_i , кВА
1	117,002-47,2	13	48-19,39
2	73,001-29,4	14	121,002-48,88
3	132,002-53,3	15	38-15,35
4	44-17,7	16	108,001-43,63
5	29-11,7	17	27-10,90
6	84,001-33,9	18	26-10,505
7	114,002-46,0	19	52,001-21,009
8	18-7,2	20	111,001-44,84
9	37-14,9	21	72-29,09
10	98,002-39,5	22	56,001-22,62
11	75,001-30,3	23	15-6,06
12	153,005-61,8		

1.3 Розрахунок параметрів усталеного режиму електричних мереж Віньковецького РЕМ для періоду максимальних навантажень на 2019 рік

Природний поточкорозподіл - це поточкорозподіл в мережі без використання будь-яких засобів його оптимізації. Перед розрахунком параметрів режиму електричної мережі за умови природного поточкорозподілу відомими є параметри

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

схеми заміщення мережі (конфігурація схеми, навантаження в пунктах, розрахункові провідності пунктів, рівень напруги в БП). Визначенню зазвичай підлягають рівні напруг у пунктах схеми, покороподіл потужностей в мережі та сумарні втрати потужності в системі.

Прийmemo початкові наближення:

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6 = U_7 = U_8 = U_9 = U_{10} = U_{11} = U_{12} = U_{13} = U_{14} = \\ = U_{15} = U_{16} = U_{17} = U_{18} = U_{19} = U_{20} = U_{21} = U_{22} = U_{23} = 10 \text{ кВ}; \\ U_0 = 11 \text{ кВ}.$$

Прийmemo точність розрахунку: $\varepsilon = 0,01$

Виконаємо 1 ітерацію розрахунку параметрів усталеного режиму електричної мережі.

Розрахункові струми пунктів:

$$I_{P1} = \frac{S_{H1}}{\bar{U}_1} + Y_1 \cdot U_1 = \frac{117 - j47,27}{10} + 5,1 \cdot 10^{-6} - j2,68 \cdot 10^{-5} \cdot 10 = \\ = 11,75 - j4,99 \text{ А}.$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Значення розрахункових струмів пунктів:

Пункт	Розрахунковий струм пункту, А	Пункт	Розрахунковий струм пункту, А
1	$11,75 - j4,99$	13	$4,85 - j2,20$
2	$7,33 - j3,15$	14	$12,15 - j5,13$
3	$13,25 - j5,58$	15	$3,85 - j1,79$
4	$4,47 - j2,83$	16	$10,85 - j4,63$
5	$2,92 - j1,30$	17	$2,73 - j1,30$
6	$8,45 - j3,64$	18	$2,65 - j1,29$
7	$11,45 - j4,85$	19	$5,21 - j2,36$
8	$1,85 - j0,98$	20	$11,15 - j4,74$
9	$3,75 - j1,72$	21	$7,27 - j3,96$
10	$9,83 - j4,13$	22	$5,62 - j2,37$
11	$7,53 - j3,21$	23	$1,53 - j0,80$
12	$15,33 - j6,36$		

Результуючий струморозподіл в мережі на поточній ітерації:

$$I_{3'-3} = I_{P3} = 13,25 - j2,58 \text{ A};$$

$$I_{3'-4} = I_{P4} = 4,473 - j2,836 \text{ A};$$

$$I_{2'-3'} = I_{3'-3} + I_{3'-4} = 17,724 - j8,417 \text{ A};$$

$$I_{2'-5} = I_{P5} = 2,922 - j1,3 \text{ A};$$

$$I_{2'-2'} = I_{2'-5} + I_{2'-3'} = 20,646 - j9,72 \text{ A};$$

$$I_{1'-2} = I_{P2} + I_{2'-2'} = 27,979 - j12,87 \text{ A};$$

$$I_{1'-1} = I_{P1} = 11,751 - j4,99 \text{ A};$$

$$I_{22-23} = I_{P23} = 1,533 - j0,80 \text{ A};$$

$$I_{21-22} = I_{P22} + I_{22-23} = 7,155 - j3,17 \text{ A};$$

$$I_{20-21} = I_{P21} + I_{21-22} = 14,428 - j7,14 \text{ A};$$

$$I_{18'-20} = I_{P20} + I_{20-21} = 25,579 - j11,88 \text{ A};$$

$$I_{18'-19} = I_{P19} = 5,219 - j2,3 \text{ A};$$

$$I_{18-18'} = I_{18'-19} + I_{18'-20} = 30,798 - j14,24 \text{ A};$$

$$I_{17'-18} = I_{P18} + I_{18-18'} = 33,449 - j15,53 \text{ A};$$

$$I_{17'-17} = I_{P17} = 2,733 - j1,30 \text{ A};$$

$$I_{16'-17'} = I_{17'-17} + I_{17'-18} = 36,182 - j16,84 \text{ A};$$

$$I_{16'-16} = I_{P16} = 10,856 - j4,6 \text{ A};$$

$$I_{14'-16'} = I_{16'-17'} + I_{16'-16} = 47,038 - j21,47 \text{ A};$$

$$I_{14-15} = I_{P15} = 3,856 - j1,79 \text{ A};$$

$$I_{14'-14} = I_{P14} + I_{14-15} = 16,007 - j6,93 \text{ A};$$

$$I_{7'-14'} = I_{14'-14} + I_{14'-16'} = 63,046 - j28,4 \text{ A};$$

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{10-11} = I_{P11} = 7,533 - j3,21 \text{ A};$$

$$I_{9-10} = I_{P10} + I_{10-11} = 17,366 - j7,3 \text{ A};$$

$$I_{12-13} = I_{P13} = 4,851 - j2,20 \text{ A};$$

$$I_{9-12} = I_{P12} + I_{12-13} = 20,185 - j8,57 \text{ A};$$

$$I_{8-9} = I_{P9} + I_{9-12} + I_{9-10} = 41,307 - j17,65 \text{ A};$$

$$I_{7-8} = I_{P8} + I_{8-9} = 43,158 - j18,64 \text{ A};$$

$$I_{7-7'} = I_{7-8} + I_{7-14'} = 106,204 - j47,05 \text{ A};$$

$$I_{6-7} = I_{P7} + I_{7-7'} = 117,655 - j51,90 \text{ A};$$

$$I_{1'-6} = I_{P6} + I_{6-7} = 126,106 - j55,54 \text{ A};$$

$$I_{0-1'} = I_{1'-6} + I_{1'-2} + I_{1'-1} = 165,836 - j73,41 \text{ A}.$$

Виконуємо перевірку:

- сумарний розрахунковий струм підстанцій :

$$\begin{aligned} & I_{P1} + I_{P2} + I_{P3} + I_{P4} + I_{P5} + I_{P6} + I_{P7} + I_{P8} + I_{P9} + I_{P10} + I_{P11} + I_{P12} + I_{P13} + \\ & + I_{P14} + I_{P15} + I_{P16} + I_{P17} + I_{P18} + I_{P19} + I_{P20} + I_{P21} + I_{P22} + I_{P23} = \\ & = 165,836 - j73,41 \text{ A}; \end{aligned}$$

- струм головної ділянки:

$$I_{0-1'} = 165,836 - j73,41 \text{ A}.$$

Розраховуємо режим напруги відповідно до закону Ома:

$$\begin{aligned} U_1 &= U_0 - I_{0-1'} \cdot Z_{0-1'} - I_{1'-1} \cdot Z_{1'-1} = 11 - (0,04 + j4,58 \cdot 10^{-3}) - \\ & - (1,74 \cdot 10^{-3} + j2,27 \cdot 10^{-4}) = 9,958 - j4,815 \cdot 10^{-3} \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_2 &= U_0 - I_{0-1'} \cdot Z_{0-1'} - I_{1'-1} \cdot Z_{1'-1} = 11 - (0,04 + j4,58 \cdot 10^{-3}) - \\ & - (3,17 \cdot 10^{-3} + j3,19 \cdot 10^{-4}) = 9,957 - j4,907 \cdot 10^{-3} \text{ кВ}; \end{aligned}$$

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

$$U_3 = U_2 - I_{2-2'} \cdot Z_{2-2'} - I_{2'-3'} \cdot Z_{2'-3'} - I_{3'-3} \cdot Z_{3'-3} = (9,9 - j4,9 \cdot 10^{-3}) - \\ - (0,01 + j1,2 \cdot 10^{-4}) - (8,0 \cdot 10^{-3} + j9,2 \cdot 10^{-4}) - (0,01 + j6,2 \cdot 10^{-4}) = \\ = 9,916 - j6,73 \cdot 10^{-3} \text{ кВ};$$

$$U_4 = U_2 - I_{2-2'} \cdot Z_{2-2'} - I_{2'-3'} \cdot Z_{2'-3'} - I_{3'-4} \cdot Z_{3'-4} = (9,95 - j4,907 \cdot 10^{-3}) - \\ - (0,01 + j1,2 \cdot 10^{-4}) - (8,06 \cdot 10^{-3} + j9,2 \cdot 10^{-4}) - (3,5 \cdot 10^{-3} + j4,8 \cdot 10^{-4}) = \\ = 9,931 - j5,627 \cdot 10^{-3} \text{ кВ};$$

$$U_5 = U_2 - I_{2-2'} \cdot Z_{2-2'} - I_{2'-5} \cdot Z_{2'-5} = (9,9 - j4,9 \cdot 10^{-3}) - (0,01 + j1,2 \cdot 10^{-4}) - \\ - (2,41 \cdot 10^{-3} + j2,70 \cdot 10^{-4}) = 9,94 - j6,47 \cdot 10^{-3} \text{ кВ};$$

$$U_6 = U_0 - I_{0-1'} \cdot Z_{0-1'} - I_{1'-6} \cdot Z_{1'-6} = 11 - (0,04 + j4,58 \cdot 10^{-3}) - \\ - (0,028 + j3,32 \cdot 10^{-3}) = 9,932 - j3,32 \cdot 10^{-3} \text{ кВ};$$

$$U_7 = U_6 - I_{6-7} \cdot Z_{6-7} = (9,93 - j3,32 \cdot 10^{-3}) - (0,08 + j0,01) = 9,8 - j0,01 \text{ кВ}$$

$$U_8 = U_7 - I_{7-7'} \cdot Z_{7-7'} - I_{7'-8} \cdot Z_{7'-8} = (9,844 - j0,018) - (0,04 + j4,58 \cdot 10^{-3}) - \\ - (0,013 + j1,60 \cdot 10^{-3}) = 9,79 - j0,024 \text{ кВ};$$

$$U_9 = U_8 - I_{8-9} \cdot Z_{8-9} = (9,7 - j0,02) - (9,2 \cdot 10^{-3} + j1,1 \cdot 10^{-3}) = 9,7 - j0,02 \text{ кВ}$$

$$U_{10} = U_9 - I_{9-10} \cdot Z_{9-10} = (9,7 - j0,02) - (5 \cdot 10^{-3} + j6 \cdot 10^{-3}) = 9,7 - j0,02 \text{ кВ}$$

$$U_{11} = U_{10} - I_{10-11} \cdot Z_{10-11} = (9,7 - j0,02) - (0,01 + j4,6 \cdot 10^{-3}) = 9,7 - j0,02 \text{ кВ}$$

$$U_{12} = U_9 - I_{9-12} \cdot Z_{9-12} = (9,7 - j0,02) - (0,03 + j9,8 \cdot 10^{-4}) = 9,74 - j0,027 \text{ кВ}$$

$$U_{13} = U_{12} - I_{12-13} \cdot Z_{12-13} = (9,7 - j0,02) - (0,03 + j9,8 \cdot 10^{-4}) = 9,7 - j0,02 \text{ кВ}$$

$$U_{14} = U_7 - I_{7-7'} \cdot Z_{7-7'} - I_{7'-14'} \cdot Z_{7'-14'} - I_{14'-14} \cdot Z_{14'-14} = (9,844 - j0,018) - \\ - (0,123 + j0,013) - (0,014 + j1,68 \cdot 10^{-3}) = 9,667 - j0,038 \text{ кВ};$$

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

$$U_{15} = U_{14} - I_{14-15} \cdot Z_{14-15} = (9,66 - j0,038) - (1,46 \cdot 10^{-3} + j1,39 \cdot 10^{-4}) = \\ = 9,665 - j0,038 \text{ кВ};$$

$$U_{16} = U_7 - I_{7-7'} \cdot Z_{7-7'} - I_{7'-14'} \cdot Z_{7'-14'} - I_{14'-16'} \cdot Z_{14'-16'} - I_{16'-16} \cdot Z_{16'-16} = \\ = (9,8 - j0,01) - (0,1 + j0,01) - (0,1 + j1,6 \cdot 10^{-3}) - (6,7 \cdot 10^{-3} + j6,9 \cdot 10^{-4}) - \\ - (3,63 \cdot 10^{-3} + j1,044 \cdot 10^{-4}) = 9,67 - j0,037 \text{ кВ};$$

$$U_{17} = U_7 - I_{7-7'} \cdot Z_{7-7'} - I_{7'-14'} \cdot Z_{7'-14'} - I_{14'-16'} \cdot Z_{14'-16'} - I_{16'-17'} \cdot Z_{16'-17'} - \\ - I_{17'-17} \cdot Z_{17'-17} = (9,84 - j0,018) - (0,12 + j0,013) - (0,014 + j1,68 \cdot 10^{-3}) - \\ - (6,7 \cdot 10^{-3} + j6,98 \cdot 10^{-4}) - (0,09 + j1,53 \cdot 10^{-4}) - (4,4 \cdot 10^{-4} + j6,43 \cdot 10^{-6}) = \\ = 9,63 - j0,037 \text{ кВ};$$

$$U_{18} = U_7 - I_{7-7'} \cdot Z_{7-7'} - I_{7'-14'} \cdot Z_{7'-14'} - I_{14'-16'} \cdot Z_{14'-16'} - I_{16'-17'} \cdot Z_{16'-17'} - \\ - I_{17'-18} \cdot Z_{17'-18} = (9,84 - j0,018) - (0,12 + j0,013) - (0,014 + j1,68 \cdot 10^{-3}) - \\ - (6 \cdot 10^{-3} + j6 \cdot 10^{-4}) - (0,09 + j1 \cdot 10^{-4}) - (0,03 + j2 \cdot 10^{-3}) = 9,6 - j0,04 \text{ кВ};$$

$$U_{19} = U_{18} - I_{18-18'} \cdot Z_{18-18'} - I_{18'-19} \cdot Z_{18'-19} = (9,6 - j0,04) - \\ - (0,016 + j2,19 \cdot 10^{-5}) - (6,57 \cdot 10^{-3} + j4,74 \cdot 10^{-5}) = 9,58 - j0,04 \text{ кВ};$$

$$U_{20} = U_{19} - I_{18-18'} \cdot Z_{18-18'} - I_{18'-20} \cdot Z_{18'-20} = (9,58 - j0,04) - \\ - (0,016 + j2,19 \cdot 10^{-5}) - (6,03 \cdot 10^{-3} - j1,88 \cdot 10^{-5}) = 9,56 - j0,04 \text{ кВ};$$

$$U_{21} = U_{20} - I_{20-21} \cdot Z_{20-21} = (9,5 - j0,04) - (7,5 - j2,1 \cdot 10^{-4}) = 9,5 - j0,03 \text{ кВ};$$

$$U_{22} = U_{21} - I_{21-22} \cdot Z_{21-22} = (9,5 - j0,03) - (0,04 + j5 \cdot 10^{-5}) = 9,5 - j0,03 \text{ кВ};$$

$$U_{23} = U_{22} - I_{22-23} \cdot Z_{22-23} = (9,54 - j0,039) - (2,36 \cdot 10^{-3} - j1,17 \cdot 10^{-4}) = \\ = 9,54 - j0,039 \text{ кВ}.$$

Модулі напруги на ітерації заносимо в табл. 1.12.

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24

Таблиця 1.12 – Режим напруги на поточній ітерації

Пункт	Модуль напруги, кВ	Фаза напруги, °	Пункт	Модуль напруги, кВ	Фаза напруги, °
1	9,958	-0,03	13	9,748	-0,16
2	9,957	-0,03	14	9,667	-0,22
3	9,916	-0,04	15	9,665	-0,23
4	9,931	-0,03	16	9,67	-0,22
5	9,94	-0,04	17	9,634	-0,22
6	9,932	-0,05	18	9,605	-0,24
7	9,844	-0,11	19	9,583	-0,24
8	9,791	-0,14	20	9,561	-0,24
9	9,782	-0,15	21	9,553	-0,24
10	9,777	-0,15	22	9,549	-0,24
11	9,76	-0,16	23	9,547	-0,24
12	9,749	-0,16			

Розрахуємо сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = (I_{0-1}) \cdot \bar{U}_0 + Y_0 \cdot |U_0|^2 - \sum_{i=1}^{23} S_i =$$

$$= (1,65 \cdot 10^3 - j734,18) + (5,6 \cdot 10^{-6} - j26,7 \cdot 10^{-6}) \cdot 11^2 -$$

$$-(117,002 - j47,27 + 73,001 - j29,49 + 132,002 - j53,33 + 44 - j17,77 +$$

$$+ 29 - j11,71 + 84,001 - j33,93 + 114,002 - j46,05 + 18 - j7,27 +$$

$$+ 37 - j14,94 + 98,002 - j39,59 + 75,001 - j30,30 + 153,005 - j61,81 +$$

$$+ 48 - j19,39 + 121,002 - j48,88 + 38 - j15,35 + 108,001 - j43,63 +$$

$$+ 27 - j10,90 + 26 - j10,505 + 52,001 - j21,009 + 111,001 - j44,84 +$$

$$+ 72 - j29,0 + 56,001 - j22,62 + 15 - j6,0) = 10,9 - j71,01i \text{ кВА.}$$

Різниця між сумарними втратами потужності на сусідніх ітераціях:

$$|\Delta S_{\Sigma} - \Delta S'_{\Sigma}| = |10,9 - j71,015 - 0| = 10,9 > \varepsilon = 0,01.$$

Отже, виконуємо 2 ітерацію.

Розрахункові струми пунктів:

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$I_{P1} = \frac{S_{H1}}{\bar{U}_1} + Y_1 \cdot U_1 = \frac{117 - j47,27}{9,9 - j4,8 \cdot 10^{-3}} + 5 \cdot 10^{-6} - j2,6 \cdot 10^{-5} \cdot 9,9 - j4,8 \cdot 10^{-3} =$$

$$= 11,79 - j5,02A.$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 1.13.

Таблиця 1.13 - Значення розрахункових струмів пунктів

Пункт	Розрахунковий струм пункту, А	Пункт	Розрахунковий струм пункту, А
1	11,797 – j5,02	13	4,968 – j2,264
2	7,363 – j3,168	14	12,546 – j5,343
3	13,359 – j5,633	15	3,978 – j1,859
4	4,501 – j2,844	16	11,204 – j4,813
5	2,938 – j1,313	17	2,829 – j1,352
6	8,505 – j3,673	18	2,75 – j1,339
7	11,622 – j4,944	19	5,435 – j2,463
8	1,886 – j1,003	20	11,638 – j4,987
9	3,833 – j1,766	21	7,59 – j4,082
10	10,045 – j4,25	22	5,875 – j2,505
11	7,707 – j3,305	23	1,599 – j0,827
12	15,709 – j6,566		

Результуючий струморозподіл в мережі на поточній ітерації:

$$I_{3'-3} = I_{P3} = 13,3 - j5,6A ;$$

$$I_{3'-4} = I_{P4} = 4,5 - j2,8 A;$$

$$I_{2'-3'} = I_{3'-3} + I_{3'-4} = 17,86 - j8,4 A;$$

$$I_{2'-5} = I_{P5} = 2,9 - j1,3 A ;$$

$$I_{2'-2'} = I_{2'-5} + I_{2'-3'} = 20,7 - j9,7 A;$$

$$I_{1'-2} = I_{P2} + I_{2'-2'} = 28,1 - j12,9 A;$$

$$I_{1'-1} = I_{P1} = 11,7 - j5,02 A;$$

$$I_{22-23} = I_{P23} = 1,5 - j0,8 A;$$

$$I_{21-22} = I_{P22} + I_{22-23} = 7,4 - j3,3 \text{ A};$$

$$I_{20-21} = I_{P21} + I_{21-22} = 15,0 - j7,4 \text{ A};$$

$$I_{18'-20} = I_{P20} + I_{20-21} = 26,7 - j12,4 \text{ A};$$

$$I_{18'-19} = I_{P19} = 5,4 - j2,4 \text{ A};$$

$$I_{18-18'} = I_{18'-19} + I_{18'-20} = 32,1 - j14,8 \text{ A};$$

$$I_{17'-18} = I_{P18} + I_{18-18'} = 34,8 - j16,2 \text{ A};$$

$$I_{17'-17} = I_{P17} = 2,8 - j1,3 \text{ A};$$

$$I_{16'-17'} = I_{17'-17} + I_{17'-18} = 37,7 - j17,5 \text{ A};$$

$$I_{16'-16} = I_{P16} = 11,2 - j4,8 \text{ A};$$

$$I_{14'-16'} = I_{16'-17'} + I_{16'-16} = 48,9 - j22,3 \text{ A};$$

$$I_{14-15} = I_{P15} = 3,9 - j1,8 \text{ A};$$

$$I_{14'-14} = I_{P14} + I_{14-15} = 16,5 - j7,2 \text{ A};$$

$$I_{7'-14'} = I_{14'-14} + I_{14'-16'} = 65,4 - j29,5 \text{ A};$$

$$I_{10-11} = I_{P11} = 7,7 - j3,3 \text{ A};$$

$$I_{9-10} = I_{P10} + I_{10-11} = 17,7 - j7,5 \text{ A};$$

$$I_{12-13} = I_{P13} = 4,9 - j2,2 \text{ A};$$

$$I_{9-12} = I_{P12} + I_{12-13} = 20,6 - j8,8 \text{ A};$$

$$I_{8-9} = I_{P9} + I_{9-12} + I_{9-10} = 42,2 - j18,1 \text{ A};$$

$$I_{7'-8} = I_{P8} + I_{8-9} = 44,1 - j19,15 \text{ A};$$

$$I_{7-7'} = I_{7'-8} + I_{7'-14'} = 109,5 - j48,7 \text{ A};$$

$$I_{6-7} = I_{P7} + I_{7-7'} = 121,2 - j53,6 \text{ A};$$

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{1'-6} = I_{P6} + I_{6-7} = 129,7 - j57,3 \text{ A};$$

$$I_{0-1'} = I_{1'-6} + I_{1'-2} + I_{1'-1} = 169,6 - j75,3 \text{ A}.$$

Виконуємо перевірку:

$$\begin{aligned} I_{P1} + I_{P2} + I_{P3} + I_{P4} + I_{P5} + I_{P6} + I_{P7} + I_{P8} + I_{P9} + I_{P10} + I_{P11} + I_{P12} + I_{P13} + \\ + I_{P14} + I_{P15} + I_{P16} + I_{P17} + I_{P18} + I_{P19} + I_{P20} + I_{P21} + I_{P22} + I_{P23} = \\ = 169,68 - 75,317i \text{ A}; \end{aligned}$$

$$I_{0-1'} = 169,68 - 75,317i \text{ A}.$$

Розраховуємо режим напруги:

$$\begin{aligned} U_1 = U_0 - I_{0-1'} \cdot Z_{0-1'} - I_{1'-1} \cdot Z_{1'-1} = 11 - (0,04 + j4,58 \cdot 10^{-3}) - \\ - (1,74 \cdot 10^{-3} + j2,27 \cdot 10^{-4}) = 9,957 - j4,884 \cdot 10^{-3} \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_2 = U_0 - I_{0-1'} \cdot Z_{0-1'} - I_{1'-1} \cdot Z_{1'-1} = 11 - (0,04 + j4,58 \cdot 10^{-3}) - \\ - (3,17 \cdot 10^{-3} + j3,19 \cdot 10^{-4}) = 9,956 - j4,977 \cdot 10^{-3} \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_3 = U_2 - I_{2-2'} \cdot Z_{2-2'} - I_{2'-3'} \cdot Z_{2'-3'} - I_{3'-3} \cdot Z_{3'-3} = (9,95 - j4,907 \cdot 10^{-3}) - \\ - (0,014 + j1,29 \cdot 10^{-4}) - (8,06 \cdot 10^{-3} + j9,29 \cdot 10^{-4}) - (0,019 + j6,21 \cdot 10^{-4}) = \\ = 9,915 - j6,81 \cdot 10^{-3} \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_4 = U_2 - I_{2-2'} \cdot Z_{2-2'} - I_{2'-3'} \cdot Z_{2'-3'} - I_{3'-4} \cdot Z_{3'-4} = (9,95 - j4,907 \cdot 10^{-3}) - \\ - (0,01 + j1,2 \cdot 10^{-4}) - (8 + j9) - (3,5 \cdot 10^{-3} + j4,8 \cdot 10^{-4}) = 9,9 - j5,7 \cdot 10^{-3} \text{ кВ} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_5 = U_2 - I_{2-2'} \cdot Z_{2-2'} - I_{2'-5} \cdot Z_{2'-5} = (9,9 - j4,9 \cdot 10^{-3}) - (0,01 + j1,2 \cdot 10^{-4}) - \\ - (2,41 \cdot 10^{-3} + j2,70 \cdot 10^{-4}) = 9,93 - j6,55 \cdot 10^{-3} \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_6 = U_0 - I_{0-1'} \cdot Z_{0-1'} - I_{1'-6} \cdot Z_{1'-6} = 11 - (0,04 + j4,58 \cdot 10^{-3}) - \\ - (0,028 + j3,32 \cdot 10^{-3}) = 9,93 - j8,03 \cdot 10^{-3} \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$U_7 = U_6 - I_{6-7} \cdot Z_{6-7} = (9,93 - j3,3 \cdot 10^{-3}) - (0,08 + j0,01) = 9,83 - j0,01 \text{ кВ}$$

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

$$U_8 = U_7 - I_{7-7'} \cdot Z_{7-7'} - I_{7'-8} \cdot Z_{7'-8} = (9,84 - j0,01) - (0,04 + j4,5 \cdot 10^{-3}) - \\ - (0,013 + j1,60 \cdot 10^{-3}) = 9,78 - j0,025 \text{ кВ};$$

$$U_9 = U_8 - I_{8-9} \cdot Z_{8-9} = (9,7 - j0,02) - (9,2 \cdot 10^{-3} + j1,1 \cdot 10^{-3}) = 9,7 - j0,02 \text{ кВ}$$

$$U_{10} = U_9 - I_{9-10} \cdot Z_{9-10} = (9,78 - j0,026) - (5,16 \cdot 10^{-3} + j6,81 \cdot 10^{-3}) = \\ = 9,77 - j0,026 \text{ кВ};$$

$$U_{11} = U_{10} - I_{10-11} \cdot Z_{10-11} = (9,7 - j0,02) - (0,01 + j4,6 \cdot 10^{-3}) = 9,7 - j0,02 \text{ кВ}$$

$$U_{12} = U_9 - I_{9-12} \cdot Z_{9-12} = (9,7 - j0,02) - (0,03 + j9,8 \cdot 10^{-4}) = 9,7 - j0,027 \text{ кВ};$$

$$U_{13} = U_{12} - I_{12-13} \cdot Z_{12-13} = (9,7 - j0,02) - (0,03 + j9,8 \cdot 10^{-4}) = 9,7 - j0,02 \text{ кВ}$$

$$U_{14} = U_7 - I_{7-7'} \cdot Z_{7-7'} - I_{7'-14'} \cdot Z_{7'-14'} - I_{14'-14} \cdot Z_{14'-14} = (9,844 - j0,018) - \\ - (0,123 + j0,013) - (0,014 + j1,68 \cdot 10^{-3}) = 9,65 - j0,039 \text{ кВ};$$

$$U_{15} = U_{14} - I_{14-15} \cdot Z_{14-15} = (9,66 - j0,038) - (1,46 \cdot 10^{-3} + j1,39 \cdot 10^{-4}) = \\ = 9,65 - j0,039 \text{ кВ};$$

$$U_{16} = U_7 - I_{7-7'} \cdot Z_{7-7'} - I_{7'-14'} \cdot Z_{7'-14'} - I_{14'-16'} \cdot Z_{14'-16'} - I_{16'-16} \cdot Z_{16'-16} = \\ = (9,8 - j0,01) - (0,1 + j0,1) - (0,01 + j1,6 \cdot 10^{-3}) - (6,7 \cdot 10^{-3} + j6,9 \cdot 10^{-4}) - \\ - (3,63 \cdot 10^{-3} + j1,044 \cdot 10^{-4}) = 9,65 - j0,038 \text{ кВ};$$

$$U_{17} = U_7 - I_{7-7'} \cdot Z_{7-7'} - I_{7'-14'} \cdot Z_{7'-14'} - I_{14'-16'} \cdot Z_{14'-16'} - I_{16'-17'} \cdot Z_{16'-17'} - \\ - I_{17'-17} \cdot Z_{17'-17} = (9,84 - j0,018) - (0,12 + j0,013) - (0,014 + j1,68 \cdot 10^{-3}) - \\ - (0,06 + j6,9) - (0,09 + j1,5 \cdot 10^{-4}) - (4,4 + j6,4 \cdot 10^{-6}) = 9,62 - j0,03 \text{ кВ};$$

$$U_{18} = U_7 - I_{7-7'} \cdot Z_{7-7'} - I_{7'-14'} \cdot Z_{7'-14'} - I_{14'-16'} \cdot Z_{14'-16'} - I_{16'-17'} \cdot Z_{16'-17'} - \\ - I_{17'-18} \cdot Z_{17'-18} = (9,84 - j0,018) - (0,12 + j0,013) - (0,014 + j1,68 \cdot 10^{-3}) - \\ - (6,7 \cdot 10^{-3} + j6,98 \cdot 10^{-4}) - (0,09 + j1,53 \cdot 10^{-4}) - (0,03 + j2,87 \cdot 10^{-3}) =$$

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		29

$$= 9,59 - j0,041 \text{ кВ};$$

$$U_{19} = U_{18} - I_{18-18'} \cdot Z_{18-18'} - I_{18'-19} \cdot Z_{18'-19} = (9,6 - j0,04) - \\ - (0,016 + j2,19 \cdot 10^{-5}) - (6,57 \cdot 10^{-3} + j4,74 \cdot 10^{-5}) = 9,56 - j0,041 \text{ кВ};$$

$$U_{20} = U_{19} - I_{18-18'} \cdot Z_{18-18'} - I_{18'-20} \cdot Z_{18'-20} = (9,58 - j0,04) - \\ - (0,016 + j2,19 \cdot 10^{-5}) - (6,03 \cdot 10^{-3} - j1,88 \cdot 10^{-5}) = 9,54 - j0,04 \text{ кВ};$$

$$U_{21} = U_{20} - I_{20-21} \cdot Z_{20-21} = (9,56 - j0,04) - (7,57 \cdot 10^{-3} - j2,1 \cdot 10^{-4}) = \\ = 9,53 - j0,04 \text{ кВ};$$

$$U_{22} = U_{21} - I_{21-22} \cdot Z_{21-22} = (9,55 - j0,039) - (4,02 \cdot 10^{-3} + j5,5 \cdot 10^{-5}) = \\ = 9,53 - j0,04 \text{ кВ};$$

$$U_{23} = U_{22} - I_{22-23} \cdot Z_{22-23} = (9,54 - j0,039) - (2,36 \cdot 10^{-3} - j1,17 \cdot 10^{-4}) = \\ = 9,53 - j0,04 \text{ Кв}$$

Модулі напруги на ітерації заносимо в табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Режим напруги на поточній ітерації

Пункт	Модуль напруги, кВ	Фаза напруги, °	Пункт	Модуль напруги, кВ	Фаза напруги, °
1	9,958	-0,03	13	9,74	-0,16
2	9,956	-0,03	14	9,656	-0,23
3	9,915	-0,04	15	9,654	-0,23
4	9,93	-0,03	16	9,659	-0,22
5	9,939	-0,04	17	9,622	-0,22
6	9,93	-0,05	18	9,568	-0,24
7	9,839	-0,11	19	9,568	-0,24
8	9,78	-0,15	20	9,545	-0,24
9	9,77	-0,15	21	9,537	-0,24
10	9,77	-0,16	22	9,533	-0,24
11	9,75	-0,16	23	9,53	-0,24
12	9,74	-0,16			

Розрахуємо сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = (I_{0-1}) \cdot \bar{U}_0 + Y_0 \cdot |U_0|^2 - \sum_{i=1}^{23} S_i =$$

$$= (169,6 - j75,3) \cdot 11 + (5,6 \cdot 10^{-6} - j2,66 \cdot 10^{-5}) \cdot 11^2 - (117,1 - j47,27 +$$

$$+73,0 - j29,5 + 132,0 - j53,3 + 44 - j17,7 + 29 - j11,7 + 84,0 - j33,9 +$$

$$+114,0 - j46,1 + 18 - j7,3 + 37 - j14,9 + 98,002 - j39,59 + 75,0 - j30,3 +$$

$$+153,1 - j61,8 + 48 - j19,4 + 121,0 - j48,9 + +38 - j15,4 + 108,0 - j43,6 +$$

$$+27 - j10,9 + 26 - j10,5 + 52,0 - j21,1 + 111,1 - j44,8 + 72 - j29,0 +$$

$$+56,0 - j22,6 + 15 - j6,0) = 49,33 - j90,0 \text{ кВА.}$$

Різниця між сумарними втратами потужності на сусідніх ітераціях:

$$|\Delta S_{\Sigma} - \Delta S'_{\Sigma}| = |49,33 - j90,0 - (10,9 - j71,015)| = 45,86 > \varepsilon = 0,001.$$

Отже, виконуємо наступну ітерацію. Результати подальшого ітераційного розрахунку наведемо у табл. 1.15. В результаті розрахунків отримано наступний струмозподіл в табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, A	Ділянка	Значення струму, A
0– 1`	169,813– $j75,3$	17`– 18	34,944– $j16,2$
1`– 6	129,85– $j57,3$	18– 18`	32,19– $j14,8$
6– 7	121,343– $j53,7$	18`– 19	5,443– 2,4
7– 7`	109,715– $j48,7$	18`– 20	26,747– $j12,4$
7`– 8	44,179– $j19,1$	20– 21	15,09– $j7,424i$
8– 9	42,292– $j18,1$	21– 22	7,487– $j3,3$
9– 12	20,692– $j8,8$	22– 23	1,602– $j0,8$
12– 13	4,972– $j2,2$	1`– 1	11,798– $j5,0$
9– 10	17,764– $j7,5$	1`– 2	28,164– $j12,9$
10– 11	7,713– $j3,3$	2– 2`	20,801– $j9,7$
7`– 14`	65,537– $j29,6$	2`– 5	2,939– $j1,3$
14`– 14	16,543– $j7,2$	2`– 3`	17,862– $j8,4$
14– 15	3,983– $j1,8$	3`– 4	4,502– $j2,8$
14`– 16`	48,994– $j22,4$	3`– 3	13,36– $j5,6$
16`– 16	11,217– $j4,8$	17`– 17	2,833– $j1,3$
16`– 17`	37,777– $j17,5$		

Перевірка щодо неперевищення допустимих струмів на ділянках схеми.

Таблиця 1.17 – Гранично допустимі струми ділянок мережі

Ділянка	Гранично допустимий струм $I_{гр}, A$
АС-50/8,0	210
АС-35/6,2	175

Розрахуємо завантаження ділянок мережі:

Температурний коефіцієнт $k = 1,29$

$$\frac{|I_{0-1}|}{I_{гр50} \cdot k \cdot \sqrt{3}} \cdot 100 = \frac{|169,813 - j75,3|}{210 \cdot 1,29 \cdot \sqrt{3}} = 39,59 \%$$

В результаті розрахунків отримано наступні завантаження ділянок у табл. 1.18.

Таблиця 1.18 – Завантаження ділянок

Ділянка	Завантаження ділянки, %	Ділянка	Завантаження ділянки, %
0– 1`	39,59	7`– 14`	13,3
1`– 1	2,73	14– 15	0,9
1`– 2	6,6	14`– 14	3,8
1`– 6	30,2	14`– 16`	11,4
2– 2`	4,9	16`– 16	3,1
2`– 5	0,68	16`– 17`	10,6
2`– 3`	5,05	17`– 17	0,8
3`– 3	3,7	17`– 18	8,2
3`– 4	1,3	18– 18`	9,07
6–7	28,2	18`– 19	1,5
7–7`	25,59	18`– 20	7,5
7`– 8	10,2	20–21	3,5
8– 9	9,8	21– 22	2,09
9– 10	4,1	22– 23	0,4
10– 11	2,1		
9– 12	5,7		
12– 13	1,3		

Умови за гранично допустими струмами виконуються.

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 50,66 - j90,609 \text{ кВА.}$$

Знаходимо потокорозподіл потужностей за ділянками мережі:

Потокорозподіл на початку ділянки:

$$S_{П 0-1} = I_{0-1} \cdot \overline{U_0} = (169,8 - j75,3) \cdot 11 = 1698,13 - j753,7 \text{ кВА.}$$

Потокорозподіл в кінці ділянки:

$$S_{К 0-1} = I_{0-1} \cdot \overline{U_1} = (169,8 - j75,3) \cdot 10 = 1698,13 - j753,7 \text{ кВА.}$$

Результуючий потокорозподіл мережі у табл. 1.19.

Таблиця 1.19 – Результуючий потокорозподіл

Ділянка	На початку $S_{П}$, кВА	В кінці $S_{К}$, кВА
0- 1`	1698,1-j753,7	1691,1-j 751,4
1`- 1	117,4-j50,0	117,4-j 50,0
1`- 2	280,4-j129,1	280,3-j 129,1
1`- 6	1293-j572,2	1293-j 571,2
2- 2`	207,0-j97,6	206,7-j 97,4
2`- 5	29,2-j13,0	29,2-j 13,0
2`- 3`	177,5-j84,3	177,3-j 84,3
3`- 3	132,6-j56,0	132,4-j 55,9
3`- 4	44,7-j28,2	44,6-j 28,2
6-7	1205-j537,4	1193-j 530,8
7-7`	1079-j481,9	1074-j480,4
7`- 8	432,4-j188,8	431,7-j188,6
8- 9	413,3-j178,7	412,9-j178,6
9- 10	173,4-j74,3	173,3-j74,3
10- 11	75,2-j32,5	75,1-j32,4
9- 12	202,0-j86,9	201,3-j86,6
12- 13	48,3-j22,2	48,3-j22,1
7`- 14`	641,4-j291,6	632,6-j288,7
14- 15	38,3-j18,12	38,3-j18,12
14`- 14	159,6-j70,3	159,4-j70,2
14`- 16`	472,9-j218,4	472,5-j218,2
16`- 16	108,2-j46,9	108,1-j46,9
16`- 17`	364,3-j171,3	362,8-j170,5
17`- 17	27,2-j13,1	27,2-j13,1
17`- 18	335,6-j157,4	334,4-j157,0
18- 18`	308,1-j144,0	307,5-j143,8
18`- 19	52,0-j23,8	51,9-j23,8
18`- 20	255,5-j119,9	254,7-j119,6
20-21	143,7-j71,4	143,6-j71,4
21- 22	71,2-j32,1	71,2-j32,1
22- 23	15,2-j7,9	15,2-j7,9

1.4 Вибір регулювальних відгалужень ПБЗ трансформаторів підстанцій

Головним завданням регулювання напруги трансформаторів є вибір відгалуження ПБЗ за умови забезпечення бажаних рівнів напруги $U_{\text{ндж}}$, кВ, на вторинних шинах понижуючих підстанцій.

Бажане значення відносної кількості регулювальних витків ПБЗ $\omega_{\text{вж}}$ для двообмоткових трансформаторів отримуємо так:

$$\omega_{\text{вж}} = \frac{U_{\text{пн}} \cdot U_{\text{тн}}}{U_{\text{тв}} \cdot U_{\text{ндж}}} - 1, \quad (1.1)$$

де $U_{\text{пн}}$ – рівень напруги на шинах НН, приведений до ВН, кВ;

$U_{\text{тв}}$ – номінальна напруга обмотки ВН, кВ; $U_{\text{тв}} = 10$ кВ;

$U_{\text{тн}}$ – номінальна напруга обмотки НН, кВ. $U_{\text{тн}} = 0,4$ кВ;

Прийmemo $\omega_{\text{с0}} = 2,5 \%$, $U_{\text{ндж}} = 0,4$ кВ.

Втрати напруги в обмотках ВН

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{тв1}} &= \frac{(Re(S_1) + \Delta P_{\text{tz}} + g_{\text{т160}} \cdot |U_1|^2) \cdot r_{\text{т160}}}{|U_1|} - \\ &- \frac{(Im(S_1) + \Delta Q_{\text{tz1}} + b_{\text{т160}} \cdot |U_1|^2) \cdot x_{\text{т160}}}{|U_1|} = \frac{(117 + 1,6 + 5 \cdot 10^{-6} \cdot 9,9^2) \cdot 10,3}{9,9} - \\ &- \frac{(-47,2 - 0,04 + 2 \cdot 10^{-5} \cdot 9,9^2) \cdot 28,1}{9,9} = 0,26 \text{ кВ} \end{aligned}$$

Уточнені значення напруг $U_{\text{пн}}$ для трансформаторів в пункті 1:

$$U_{\text{пн1}} = |U_1| - \Delta U_{\text{тв1}} = 9,9 - 0,26 = 9,7 \text{ кВ}$$

Бажане значення відносної кількості витків ПБЗ трансформаторів підстанції:

$$\omega_{\text{вж1}} = \frac{U_{\text{пн1}} \cdot U_{\text{тн}}}{U_{\text{тв}} \cdot U_{\text{ндж}}} - 1 = \frac{9,7 \cdot 0,4}{10 \cdot 0,4} - 1 = -0,03$$

Розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ трансформаторів підстанції:

$$N_{\text{в1}} = \frac{\omega_{\text{вж}}}{\omega_{\text{с0}}} = \frac{-0,03}{2,5 \%} = -1,2.$$

Приймаємо $N_{\text{в1}} \approx -1$.

Знаходимо стандартну відносну кількість регулювальних витків ПБЗ:

$$\omega_{B1} = N_{B1} \cdot \omega_{c0} = -1 \cdot 2,5 \% = -0,025.$$

Фактичне значення напруги на шинах НН підстанції 1

$$U_{нд1} = \frac{U_{пн1} \cdot U_{тн}}{U_{тв} \cdot (1 + \omega_{B1})} = \frac{9,7 \cdot 0,4}{10 \cdot (1 - 0,025)} = 0,398 \text{ кВ}$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 1.20

Таблиця 1.20 – Результати вибору відгалужень ПБЗ силових трансформаторів

№	$ U_1 , \text{кВ}$	$\Delta U_{тв}, \text{кВ}$	$U_{пн}, \text{кВ}$	$\omega_{вж}$	N_B	$U_{нд}, \text{кВ}$
1	9,957	0,26	9,692	-0,031	-1	0,398
2	9,956	0,29	9,665	-0,033	-1	0,397
3	9,915	0,3	9,6	-0,03	-2	0,405
4	9,93	0,02	9,9	-0,01	0	0,390
5	9,939	0,08	9,8	-0,01	-1	0,404
6	9,93	0,19	9,7	-0,02	-1	0,399
7	9,839	0,26	9,5	-0,04	-2	0,403
8	9,785	0,04	9,7	-0,03	-1	0,399
9	9,775	0,05	9,7	-0,02	-1	0,399
10	9,77	0,39	9,3	-0,06	-3	0,405
11	9,753	0,3	9,4	-0,05	-2	0,398
12	9,742	0,61	9,6	-0,08	-4	0,406
13	9,74	0,1	9,6	-0,03	-4	0,405
14	9,655	0,28	9,3	-0,06	-3	0,405
15	9,654	0,05	9,5	-0,04	-2	0,404
16	9,659	0,15	9,5	-0,04	-2	0,400
17	9,621	0,11	9,5	-0,05	-2	0,405
18	9,591	0,06	9,5	-0,04	-2	0,401
19	9,567	0,4	9,1	-0,08	-4	0,406
20	9,544	0,2	9,2	-0,07	-3	0,401
21	9,536	0,3	9,2	-0,03	-2	0,400
22	9,532	0,3	9,2	-0,07	-4	0,400
23	9,53	0,07	9,4	-0,03	-3	0,409

Результуючу схему режимних параметрів електричної мережі 10 кВ Вільковецького РЕМ в режимі максимальних навантажень на 2019 рік наведено на рис. 1.1.

2 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ВІНЬКОВЕЦЬКОГО РЕМ ДЛЯ ПЕРІОДУ МАКСИМАЛЬНИХ НАВАНТАЖЕНЬ НА 2034 РІК

Метою розрахунку параметрів усталеного режиму електричної мережі через п'ятнадцять років – аналіз режиму напруги у вузлах на довготривалу перспективу. Потужність пунктів на один рік збільшується на 1,022%. За формулою визначаємо потужність пунктів через п'ятнадцять років:

$$S_{P1} = S_{P1} \cdot \left(1 + \frac{1,022}{100}\right)^{15} = (117 - j7,27) \cdot \left(1 + \frac{1,022}{100}\right)^{15} = 136,2 - j55,06 \text{ кВА}$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Значення розрахункових потужностей пунктів на 2034 рік

Пункт	Потужність S_{Pi} , кВА	$ S_{Pi} $, кВА	Потужність трансформатора в існуючій схемі
1	2	3	4
1	136,28 – j55,0	146,9	160
2	58,0 – j34,3	91,7	100
3	153,7 – j62,1	165,8	160
4	51,2 – j20,7	55,2	630
5	33,7 – j13,6	36,4	63
6	97,8 – j39,5	105,5	160
7	132,7 – j53,6	143,2	160
8	20,9 – j8,4	22,6	160
9	43,0 – j17,4	46,4	250
10	114,1 – j46,1	123,1	100
11	87,3 – j35,2	94,2	100
12	178,2 – j72,0	192,2	100
13	48 – j19,3	51,7	160
14	140,9 – j56,9	152,0	160
15	44,2 – j17,8	47,7	250
16	125,7 – j50,8	135,6	250
17	31,4 – j12,7	33,9	100
18	30,2 – j12,2	32,6	160

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4
19	$60,5 - j24,4$	65,3	50
20	$129,2 - j52,2$	139,4	160
21	$83,8 - j33,8$	90,4	630
22	$65,2 - j26,3$	70,3	63
23	$17,4 - j7,0$	18,8	100

З табл. 2.1 бачимо, що частина трансформаторів потребує заміни. .

Завантаження трансформаторів:

$$n=1;$$

$$\beta_1 = \frac{|S_1|}{n \cdot S_{n160}} = \frac{|136,2 - j55,0|}{1 \cdot 160} = 0,91.$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Завантаження трансформаторів

Пункт	β	Пункт	β
1	0,91	13	0,32
2	0,91	14	0,95
3	1,03	15	0,19
4	0,08	16	0,54
5	0,57	17	0,33
6	0,66	18	0,20
7	0,85	19	1,30
8	0,14	20	0,87
9	0,18	21	0,14
10	1,23	22	1,11
11	0,94	23	0,18
12	1,92		

Втрати в обмотках трансформаторів:

$$\Delta P_{tz1} = n \cdot \beta_1^2 \cdot \Delta P_{K3160} = 1 \cdot 0,91^2 \cdot 5,2 = 2,23 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{tz1} = -n \cdot S_{n160} \cdot \beta_1^2 \cdot \Delta U_{K3160} = 1 \cdot 160 \cdot 0,78^2 \cdot 4,5 = -0,061 \text{ кВАр}.$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Втрати в обмотках трансформаторів

Пункт	ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВАр	Пункт	ΔP_{tz} , кВт	ΔQ_{tz} , кВАр
1	2,23	-0,045	13	0,27	-0,27
2	1,65	-0,028	14	2,39	-0,04
3	1,62	-0,05	15	0,13	-0,003
4	0,04	-0,001	16	1,09	-0,02
5	0,34	-0,006	17	0,22	-0,003
6	1,15	-0,02	18	0,11	-0,002
7	2,12	-0,04	19	0,43	-0,02
8	0,053	-0,001	20	2,01	-0,04
9	0,12	-0,003	21	0,10	-0,004
10	1,56	-0,043	22	0,97	-0,02
11	1,74	-0,04	23	0,07	-0,001
12	2,18	-0,066			

Навантаження пунктів:

$$S_1 = S_1 + (\Delta P_{tz1} + j\Delta Q_{tz1}) \cdot 10^{-3} = 117 - j47,27 + (1,64 - j0,045) \cdot 10^{-3} = \\ = 117,002 - j47,27 \text{ кВА.}$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Завантаження трансформаторів

Пункт	Потужність S_i , кВА	Пункт	Потужність S_i , кВА
1	117,002-47,2	13	48-19,39
2	73,001-29,4	14	121,002-48,88
3	132,002-53,3	15	38-15,35
4	44-17,7	16	108,001-43,63
5	29-11,7	17	27-10,90
6	84,001-33,9	18	26-10,505
7	114,002-46,0	19	52,001-21,009
8	18-7,2	20	111,001-44,84
9	37-14,9	21	72-29,09
10	98,002-39,5	22	56,001-22,62
11	75,001-30,3	23	15-6,06
12	153,005-61,8		

Прийmemo початкові наближення:

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6 = U_7 = U_8 = U_9 = U_{10} = U_{11} = U_{12} = U_{13} = U_{14} = \\ = U_{15} = U_{16} = U_{17} = U_{18} = U_{19} = U_{20} = U_{21} = U_{22} = U_{23} = 10 \text{ кВ; } U_0 = 11 \text{ кВ.}$$

Прийmemo точність розрахунку: $\varepsilon = 0,01$

Виконаємо 1 ітерацію розрахунку.

Розрахункові струми пунктів заносимо в табл. 2.5:

Таблиця 2.5 – Значення розрахункових струмів пунктів:

Пункт	Розрахунковий струм пункту, A	Пункт	Розрахунковий струм пункту, A
1	$13,67-j5,77$	13	$4,85-j2,2$
2	$8,53-j3,63$	14	$14,14-j5,93$
3	$15,43-j6,46$	15	$4,48-j2,05$
4	$5,19-j3,12$	16	$12,6-j5,34$
5	$3,4-j1,49$	17	$3,17-j1,48$
6	$9,83-j4,2$	18	$3,07-j1,46$
7	$13,33-j5,61$	19	$6,09-j2,64$
8	$2,14-j1,10$	20	$12,98-j5,48$
9	$4,36-j1,97$	21	$8,45-j4,44$
10	$11,46-j4,84$	22	$6,55-j2,82$
11	$8,7-j3,71$	23	$1,78-j0,9$
12	$17,8-j7,43$		

Результуючий струморозподіл в мережі на поточній ітерації заносимо в табл. 2.6:

Таблиця 2.6 – Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, A	Ділянка	Значення струму, A
1	2	3	4
0– 1'	$192,2-j84,1$	17'– 17	$3,17-j1,4$
1'– 6	$146,02-j63,6$	17'– 18	$38,9-j17,7$
6– 7	$136,1-j59,4$	18– 18'	$35,8-j16,2$
7– 7'	$122,8-j53,8$	18'– 19	$6,09-j2,6$
7'– 8	$49,4-j21,2$	18'– 20	$29,7-j13,6$
8– 9	$47,3-j20,1$	20– 21	$16,7-j8,1$
9– 12	$22,7-j9,6$	21– 22	$8,3-j3,7$
12– 13	$4,8-j2,2$	22– 23	$1,7-j0,9$
9– 10	$20,2-j8,5$	1'– 1	$13,6-j5,7$
10– 11	$8,769-j3,7$	1'– 2	$32,5-j14,7$
7'– 14'	$73,385-j32,5$	2– 2'	$24,02-j11,0$
14'– 14	$18,6-j7,9$	2'– 5	$3,4-j1,4$
14– 15	$4,4-j2,0$	2'– 3'	$20,6-j9,5$

Продовження таблиці 2.6

1	2	3	4
14'-16'	54,7-j24,5	3'-4	5,1-j3,1
16'-16	12,6-j5,3	3'-3	15,4-j6,4
16'-17'	42,1-j19,2		

Виконуємо перевірку:

- сумарний розрахунковий струм підстанцій :

$$I_{P1} + I_{P2} + I_{P3} + I_{P4} + I_{P5} + I_{P6} + I_{P7} + I_{P8} + I_{P9} + I_{P10} + I_{P11} + I_{P12} + I_{P13} + \\ + I_{P14} + I_{P15} + I_{P16} + I_{P17} + I_{P18} + I_{P19} + I_{P20} + I_{P21} + I_{P22} + I_{P23} = \\ = 192,2-j84,1 \text{ A};$$

- струм головної ділянки:

$$I_{0-1} = 192,2-j84,1 \text{ A}.$$

Розраховуємо режим напруги відповідно до закону Ома заносимо в табл. 2.7:

Таблиця 2.7 – Режим напруги на поточній ітерації

Пункт	Модуль напруги, кВ	Фаза напруги, °	Пункт	Модуль напруги, кВ	Фаза напруги, °
1	9,952	-0,03	13	9,71	-0,19
2	9,95	-0,03	14	9,61	-0,27
3	9,903	-0,05	15	9,61	-0,27
4	9,92	-0,04	16	9,61	-0,27
5	9,93	-0,05	17	9,57	-0,27
6	9,921	-0,05	18	9,54	-0,29
7	9,819	-0,13	19	9,51	-0,29
8	9,75	-0,17	20	9,49	-0,29
9	9,748	-0,18	21	9,48	-0,29
10	9,74	-0,18	22	9,47	-0,29
11	9,72	-0,19	23	9,47	-0,29
12	9,71	-0,19			

Розрахуємо сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 11,6 - j72,14 \text{ кВА}.$$

$$|\Delta S_{\Sigma} - \Delta S'_{\Sigma}| = |11,6 - j72,14 - 0| = 11,6 > \varepsilon = 0,01.$$

Отже, виконуємо наступну ітерацію. Результати подальшого ітераційного розрахунку наведемо у табл. 2.8.

В результаті розрахунків отримано наступний струморозподіл в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, A	Ділянка	Значення струму, A
0– 1'	197,6–j86,8	17'– 18	40,9–j18,7
1'– 6	151,1–j66,2	18– 18'	37,7–j17,1
6– 7	141,1–j62,0	18'– 19	6,3–j2,7
7– 7'	127,6–j56,2	18'– 20	31,3–j14,3
7'– 8	50,8–j21,9	20– 21	17,7–j8,5
8– 9	48,6–j20,8	21– 22	8,4–j3,9
9– 12	23,3–j9,9	22– 23	1,8–j0,9
12– 13	4,9–j2,2	1'– 1	13,7–j5,8
9– 10	20,7–j8,8	1'– 2	32,8–j14,8
10– 11	9,01–j3,8	2– 2'	24,2–j11,1
7'– 14'	76,7–j34,2	2'– 5	3,4–j1,5
14'– 14	19,3–j8,3	2'– 3'	20,8–j9,6
14– 15	4,6–j2,1	3'– 4	5,2–j3,1
14'– 16'	57,4–j25,8	3'– 3	15,5–j6,5
16'– 16	13,1–j5,6		
16'– 17'	44,3–j20,2		
17'– 17	3,3–j1,5		

Перевірка щодо неперевищення допустимих струмів на ділянках схеми.

Таблиця 2.10 – Гранично допустимі струми ділянок мережі

Ділянка	Гранично допустимий струм $I_{гр}, A$
АС-50/8,0	210
АС-35/6,2	175

Розрахуємо завантаження ділянок мережі:

Температурний коефіцієнт $k = 1,29$

$$\frac{|I_{0-1'}|}{I_{гр50} \cdot k \cdot \sqrt{3}} \cdot 100 = \frac{|197,6-j86,8|}{210 \cdot 1,29 \cdot \sqrt{3}} = 46,01 \text{ \%}.$$

В результаті розрахунків отримано наступні завантаження ділянок у табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Завантаження ділянок

Ділянка	Завантаження ділянки, %	Ділянка	Завантаження ділянки, %
0– 1`	46,01	7`– 14`	17,9
1`– 1	3,1	14– 15	1,09
1`– 2	7,6	14`– 14	4,49
1`– 6	35,1	14`– 16`	13,42
2– 2`	5,6	16`– 16	3,6
2`– 5	0,79	16`– 17`	12,4
2`– 3`	5,87	17`– 17	0,9
3`– 3	4,32	17`– 18	9,6
3`– 4	1,56	18– 18`	10,61
6–7	32,86	18`– 19	1,78
7–7`	29,72	18`– 20	8,82
7`– 8	11,8	20–21	4,19
8– 9	11,2	21– 22	2,46
9– 10	4,8	22– 23	0,5
10– 11	2,5		
9– 12	6,5		
12– 13	1,4		

Умови за гранично допустимими струмами виконуються.

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 50,66 - j90,609 \text{ кВА.}$$

Знаходимо потокорозподіл потужностей за ділянками мережі:

Потокорозподіл на початку ділянки:

$$S_{П 0-1'} = I_{0-1'} \cdot \overline{U_0} = (169,8 - j75,3) \cdot 11 = 1698,13 - j753,7 \text{ кВА.}$$

Потокорозподіл в кінці ділянки:

$$S_{К 0-1'} = I_{0-1'} \cdot \overline{U_1} = (169,8 - j75,3) \cdot 10 = 1698,13 - j753,7 \text{ кВА.}$$

Результуючий потокорозподіл мережі у табл. 2.12.

Виконаємо вибір регулювальних відгалужень ПБЗ трансформаторів підстанцій, результат розрахунків заносимо в табл. 2.13.

Таблиця 2.12 – Результуючий потокорозподіл

Ділянка	На початку $S_{\text{п}}$, кВА	В кінці $S_{\text{к}}$, кВА
0– 1`	1977–j869	1967–j866
1`– 1	137–j58	137–j58
1`– 2	327–j148	326–j148
1`– 6	1503–j660	241–j659
2– 2`	241–j111	241–j111
2`– 5	34–j15	34–j15
2`– 3`	207–j96	206–j96
3`– 3	155–j65	154–j65
3`– 4	52–j31	52–j31
6–7	1400–j616	1384–j612
7–7`	1251–j555	1245–j553
7`– 8	496–j216	496–j216
8– 9	474–j205	473–j205
9– 10	202–j87	202–j87
10– 11	88–j38	87–j38
9– 12	227–j98	227–j98
12– 13	48–j22	48–j22
7`– 14`	749–j337	737–j333
14– 15	45–j21	45–j21
14`– 14	189–j81	185–j81
14`– 16`	551–j252	551–j251
16`– 16	126–j54	126–j54
16`– 17`	425–j197	423–j196
17`– 17	32–j15	32–j15
17`– 18	391–j181	389–j180
18– 18`	359–j166	358–j165
18`– 19	61–j27	61–j27
18`– 20	297–j138	296–j138
20–21	167–j82	167–j82
21– 22	83–j38	83–j38
22– 23	18–j8,9	18–j8,9

Таблиця 2.13 – Результати вибору відгалужень ПБЗ силових трансформаторів

№	$ U_1 , \text{кВ}$	$\Delta U_{\text{ТВ}}, \text{кВ}$	$U_{\text{ПН}}, \text{кВ}$	$\omega_{\text{ВЖ}}$	$N_{\text{В}}$	$U_{\text{НД}}, \text{кВ}$
1	9,951	0,30	9,6	-0,036	-2	0,406
2	9,949	0,29	9,6	-0,039	-2	0,405
3	9,901	0,3	9,5	-0,04	-2	0,402
4	9,919	0,02	9,8	-0,01	0	0,396
5	9,93	0,08	9,8	-0,01	0	0,393
6	9,919	0,19	9,7	-0,02	-1	0,396
7	9,813	0,3	9,5	-0,04	-2	0,4
8	9,75	0,04	9,6	-0,03	-1	0,398
9	9,739	0,05	9,7	-0,02	-1	0,399
10	9,73	0,39	9,3	-0,06	-3	0,405
11	9,714	0,3	9,4	-0,05	-2	0,398
12	9,701	0,61	9,6	-0,08	-4	0,406
13	9,7	0,1	9,6	-0,03	-4	0,405
14	9,59	0,28	9,3	-0,06	-3	0,405
15	9,59	0,05	9,5	-0,04	-2	0,404
16	9,603	0,15	9,5	-0,04	-2	0,400
17	9,55	0,11	9,5	-0,05	-2	0,405
18	9,52	0,06	9,5	-0,04	-2	0,401
19	9,49	0,4	9,1	-0,08	-4	0,406
20	9,46	0,2	9,1	-0,08	-4	0,407
21	9,46	0,45	9,4	-0,05	-6	0,396
22	9,45	0,45	9,2	-0,07	-7	0,404
23	9,45	0,08	9,3	-0,06	-8	0,405

Результуючу схему режимних параметрів електричної мережі 10 кВ Віньковецького РЕМ в режимі максимальних навантажень на 2034 рік наведено на рис. 2.1.

Висновок до розділу 2

За результатами аналізу параметрів перспективних режимів роботи електричної мережі 10 кВ Віньковецьких РЕМ на 2034 рік встановлено, що:

- 1) для забезпечення нормального режиму роботи ПС електричної мережі з перспективними навантаженнями необхідним є збільшення номінальної потужності ПС №3 зі 160 кВА на 250 кВА, №10 зі 100 кВА на 160 кВА, №12 зі 100 кВА на 250 кВА, №19 зі 50 кВА на 100 кВА, №22 зі 63 кВА на 100 кВА;

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

підвищення категорії надійності електропостачання споживачів, що, зокрема, передбачає можливість застосування приватними споживачами часткового електричного будинків, необхідно розглянути можливість приєднання мережі до другого джерела живлення.

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 РЕКОНСТРУКЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ ВІНЬКОВЕЦЬКИХ РЕМ

3.1 Розрахунок параметрів усталеного режиму електричних мереж Віньковецького РЕМ в аварійному режимі на 2034 рік

Приймемо початкові наближення:

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6 = U_7 = U_8 = U_9 = U_{10} = U_{11} = U_{12} = U_{13} = U_{14} = \\ = U_{15} = U_{16} = U_{17} = U_{18} = U_{19} = U_{20} = U_{21} = U_{22} = U_0 = 10 \text{ кВ}; U_{23} = 11 \text{ кВ}.$$

Приймемо точність розрахунку: $\varepsilon = 0,01$

Виконаємо 1 ітерацію розрахунку.

Розрахункові струми пунктів:

$$I_{P1} = \frac{S_{H1}}{\bar{U}_1} + Y_1 \cdot U_1 = \frac{117 - j47,27}{10} + 5,1 \cdot 10^{-6} - j2,68 \cdot 10^{-5} \cdot 10 = 13,67 - j5,7A$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Значення розрахункових струмів пунктів:

Пункт	Розрахунковий струм пункту, A	Пункт	Розрахунковий струм пункту, A
1	13,6-j5,77	13	5,6-j2,5
2	8,5-j3,6	14	14,1-j5,9
3	15,4-j6,4	15	4,4-j2,0
4	5,1-j3,1	16	12,6-j5,3
5	3,4-j1,4	17	3,1-j1,4
6	9,8-j4,2	18	3,0-j1,4
7	13,3-j5,6	19	6,0-j2,6
8	2,1-j1,1	20	12,9-j5,4
9	4,3-j1,9	21	8,4-j4,4
10	11,4-j4,8	22	6,5-j2,8
11	8,7-j3,7	0	10,8-j4,6
12	17,8-j7,4		

Результуючий струморозподіл в мережі на поточній ітерації:

$$I_{3-3} = I_{P3} = 8,5 - j3,6 \text{ A};$$

$$I_{3'-4} = I_{P4} = 5,1 - j3,1 \text{ A};$$

$$I_{2'-3'} = I_{3'-3} + I_{3'-4} = 20,6 - j9,5 \text{ A};$$

$$I_{2'-5} = I_{P5} = 3,4 - j1,4 \text{ A};$$

$$I_{2'-2'} = I_{2'-5} + I_{2'-3'} = 24,0 - j11,0 \text{ A};$$

$$I_{1'-2} = I_{P2} + I_{2'-2'} = 32,5 - j14,7 \text{ A};$$

$$I_{1'-1} = I_{P1} = 13,6 - j5,7 \text{ A};$$

$$I_{0-1'} = I_{P0} = 10,8 - j4,6 \text{ A};$$

$$I_{1'-6} = I_{0-1'} + I_{1'-1} + I_{1'-2} = 57,1 - j25,1 \text{ A};$$

$$I_{6-7} = I_{P6} + I_{1'-6} = 66,9 - j29,3 \text{ A};$$

$$I_{7'-7} = I_{P7} + I_{6-7} = 80,2 - j34,9 \text{ A};$$

$$I_{9-12} = I_{P12} + I_{12-13} = 23,5 - j9,9 \text{ A};$$

$$I_{10-11} = I_{P11} = 8,7 - j3,7 \text{ A};$$

$$I_{9-10} = I_{P10} + I_{10-11} = 20,2 - j8,5 \text{ A};$$

$$I_{8-9} = I_{9-10} + I_{9-12} + I_{P9} = 48,1 - j20,4 \text{ A};$$

$$I_{7'-8} = I_{P8} + I_{8-9} = 50,2 - j21,6 \text{ A};$$

$$I_{14-15} = I_{P15} = 4,4 - j2,0 \text{ A};$$

$$I_{14'-14} = I_{P14} + I_{14-15} = 18,6 - j7,9 \text{ A};$$

$$I_{14'-16'} = I_{14'-14} + I_{7'-14'} = 149,1 - j64,5 \text{ A};$$

$$I_{16'-16} = I_{P16} = 7,533 - j3,21 \text{ A};$$

$$I_{16'-17'} = I_{16'-16} + I_{14'-16'} = 161,8 - j69,8 \text{ A};$$

$$I_{17'-17} = I_{P17} = 3,1 - j1,4 \text{ A};$$

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{17'-18} = I_{17'-17} + I_{16'-17'} = 165,0 - j71,3 \text{ A};$$

$$I_{18-18'} = I_{P18} + I_{17'-18} = 168,0 - j72,8 \text{ A};$$

$$I_{18'-19} = I_{P19} = 6,0 - j2,6 \text{ A};$$

$$I_{18'-20} = I_{18'-19} + I_{18-18'} = 174,1 - j75,5 \text{ A};$$

$$I_{20-21} = I_{P7} + I_{7-7'} = 117,655 - j51,90 \text{ A};$$

$$I_{21-22} = I_{P21} + I_{20-21} = 195,6 - j85,4 \text{ A};$$

$$I_{22-23} = I_{21-22} + I_{P22} = 202,1 - j88,24 \text{ A}.$$

Виконуємо перевірку:

- сумарний розрахунковий струм підстанцій :

$$I_{P1} + I_{P2} + I_{P3} + I_{P4} + I_{P5} + I_{P6} + I_{P7} + I_{P8} + I_{P9} + I_{P10} + I_{P11} + I_{P12} + I_{P13} + \\ + I_{P14} + I_{P15} + I_{P16} + I_{P17} + I_{P18} + I_{P19} + I_{P20} + I_{P21} + I_{P22} + I_{P0} = 202 - j88,2 \text{ A};$$

- струм головної ділянки :

$$I_{22-23} = I_{21-22} + I_{P22} = 202,1 - j88,24 \text{ A}.$$

Розраховуємо режим напруги відповідно до закону Ома:

$$U_{22} = U_{23} - I_{22-23} \cdot Z_{22-23} = 11 - (202,1 - j88,2) \cdot (1,2 + j0,57) = \\ = 10,6 - j6,12 \cdot 10^{-3} \text{ кВ}.$$

Решту розрахунків заносимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Режим напруги на поточній ітерації

Пункт	Модуль напруги, кВ	Фаза напруги, °	Пункт	Модуль напруги, кВ	Фаза напруги, °
1	2	3	4	5	6
1	9,958	-0,03	13	9,748	-0,16
2	9,957	-0,03	14	9,667	-0,22
3	9,916	-0,04	15	9,665	-0,23
4	9,931	-0,03	16	9,67	-0,22
5	9,94	-0,04	17	9,634	-0,22
6	9,932	-0,05	18	9,605	-0,24

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6
7	9,844	-0,11	19	9,583	-0,24
8	9,791	-0,14	20	9,561	-0,24
9	9,782	-0,15	21	9,553	-0,24
10	9,777	-0,15	22	9,549	-0,24
11	9,76	-0,16	23	9,547	-0,24
12	9,749	-0,16			

Розрахуємо сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = (I_{0-1'}) \cdot \bar{U}_0 + Y_0 \cdot |U_0|^2 - \sum_{i=1}^{23} S_i =$$

$$= (1,65 \cdot 10^3 - j734,18) + (5,6 \cdot 10^{-6} - j26,7 \cdot 10^{-6}) \cdot 11^2 - (117,0 - j47,2 +$$

$$+ 73 - j29 + 132 - j53 + 44 - j17 + 29 - j11,71 + 84 - j33 + 153 - j61,8 +$$

$$+ 48 - j19,3 + 121 - j48 + 38 - j15,3 + 108 - j43 + 27 - j10,9 + 27 - j10,9 +$$

$$+ 26 - j10 + 111 - j44, + + 72 - j29 + 56, -j22,6 + 15 - j6) = 213 - j160 \text{ кВА}$$

Різниця між сумарними втратами потужності на сусідніх ітераціях:

$$|\Delta S_{\Sigma} - \Delta S'_{\Sigma}| = |213,8 - j160,7 - 0| = 267,5 > \varepsilon = 0,001.$$

Отже, виконуємо наступну ітерацію. Результати подальшого ітераційного розрахунку наведемо у табл. 3.3. В результаті розрахунків отримано наступний струмозподіл табл 3.4.

Таблиця 3.4 – Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
1	2	3	4
22–23	204,0–j90,2	10–11	9,0–j13,8
21–22	197,8–j87,6	9–12	24,2–j10,4
20–21	189,8–j83,3	12–13	5,8–j2,6
18`–20	177,4–j78,0	7`–7	82,7–j36,5
18`–19	5,8–j2,5	6–7	69,0–j30,7
18–18`	171,6–j75,4	1`–6	58,9–j26,3
17`–18	168,6–j74,0	0–1`	11,2–j4,8

Таблиця 3.3 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

		Пункт																						ΔS _г , кВА	Δ, кВА	
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21			22
1	U, кВ	9,68	9,68	9,67	9,63	9,64	9,62	9,66	9,71	9,73	9,72	9,71	9,69	9,74	9,68	9,99	9,99	10,0	10,2	10,3	10,4	10,4	10,5	10,6	213,8–	-
	<°,	0,48	0,48	0,48	0,5	0,49	0,47	0,43	0,4	0,39	0,41	0,4	0,41	0,41	0,41	0,41	0,2	0,18	0,16	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	160,7	
2	U, кВ	9,65	9,65	9,64	9,6	9,61	9,62	9,66	9,71	9,73	9,72	9,71	9,69	9,74	9,68	9,99	9,99	10,0	10,2	10,3	10,4	10,5	10,5	10,6	228,5–	26,09
	<°,	0,45	0,41	0,45	0,47	0,46	0,46	0,44	0,4	0,39	0,41	0,4	0,41	0,41	0,41	0,41	0,2	0,18	0,16	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	182,3	
3	U, кВ	9,65	9,65	9,64	9,6	9,61	9,62	9,66	9,71	9,73	9,72	9,71	9,69	9,74	9,68	9,99	9,99	10,0	10,2	10,3	10,4	10,5	10,5	10,6	233,5–	5,015
	<°,	0,45	0,41	0,45	0,47	0,46	0,46	0,44	0,4	0,39	0,41	0,4	0,41	0,41	0,41	0,41	0,2	0,18	0,16	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	183,3	
4	U, кВ	9,65	9,65	9,64	9,6	9,61	9,62	9,66	9,71	9,73	9,72	9,71	9,69	9,74	9,68	9,99	9,99	10,0	10,2	10,3	10,4	10,5	10,5	10,6	233,9–	0,598
	<°,	0,45	0,41	0,45	0,47	0,46	0,46	0,44	0,4	0,39	0,41	0,4	0,41	0,41	0,41	0,41	0,2	0,18	0,16	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	183,3	
5	U, кВ	9,65	9,65	9,64	9,6	9,61	9,62	9,66	9,71	9,73	9,72	9,71	9,69	9,74	9,68	9,99	9,99	10,0	10,2	10,3	10,4	10,5	10,5	10,6	234,0–	0,072
	<°,	0,45	0,41	0,45	0,47	0,46	0,46	0,44	0,4	0,39	0,41	0,4	0,41	0,41	0,41	0,41	0,2	0,18	0,16	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	183,3	
6	U, кВ	9,65	9,65	9,64	9,6	9,61	9,62	9,66	9,71	9,73	9,72	9,71	9,69	9,74	9,68	9,99	9,99	10,0	10,2	10,3	10,4	10,5	10,5	10,6	234,0–	0,008
	<°,	0,45	0,41	0,45	0,47	0,46	0,46	0,44	0,4	0,39	0,41	0,4	0,41	0,41	0,41	0,41	0,2	0,18	0,16	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02	183,2	

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4
17'-17	3,1-j1,4	1'-1	14,1-j6,0
16'-17'	165,5-j72,5	1'-2	33,5-j15,3
16'-16	12,5-j5,3	2-2'	24,7-j11,5
14'-16'	152,9-j67,2	2'-5	3,5-j1,5
14'-14	18,6-j8,0	2'-3'	21,2-j9,9
14-15	4,4-j2,0	3'-4	5,1-j3,1
7'-14'	134,3-j59,1	3'-3	16,0-j6,8
7'-8	51,6-j22,5		
8-9	49,4-j21,4		
9-10	20,7-j8,9		

Перевірка щодо неперевищення допустимих струмів на ділянках схеми.

Таблиця 3.5 – Гранично допустимі струми ділянок мережі

Ділянка	Гранично допустимий струм $I_{гр}, A$
АС-50/8,0	210
АС-35/6,2	175

Розрахуємо завантаження ділянок мережі:

В результаті розрахунків отримано наступні завантаження ділянок у табл. 3.6.

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 234,0 - j183,38 \text{ кВА.}$$

Таблиця 3. 6 – Завантаження ділянок

Ділянка	Завантаження ділянки, %	Ділянка	Завантаження ділянки, %
1	2	3	4
0-1'	2,6	7'-14'	31,2
1'-1	3,2	14-15	1,0
1'-2	7,8	14'-14	4,3
1'-6	13,7	14'-16'	35,6
2-2'	5,8	16'-16	3,5
2'-5	0,8	16'-17'	46,2
2'-3'	5,9	17'-17	0,8

Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4
3'–3	4,4	17'–18	39,2
3'–4	1,5	18–18'	47,9
6–7	16,1	18'–19	1,6
7–7'	19,2	18'–20	49,5
7'–8	12,0	20–21	44,1
8–9	11,4	21–22	55,3
9–10	4,8	22–23	57,5
10–11	2,5		
9–12	6,7		
12–13	1,6		

Умови за гранично допустимими струмами виконуються.

Знаходимо потокорозподіл потужностей за ділянками мережі:

Потокорозподіл на початку ділянки:

$$S_{П22-23} = I_{22-23} \cdot \overline{U_{23}} = (204,0 - j90,2) \cdot 11 = 2244 - j993 \text{ кВА.}$$

Потокорозподіл в кінці ділянки:

$$S_{К22-23} = I_{22-23} \cdot \overline{U_{22}} = (204,0 - j90,2) \cdot 10 = 2181 - j967 \text{ кВА.}$$

Результуючий потокорозподіл мережі у табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Результуючий потокорозподіл

Ділянка	На початку $S_{П}$, кВА	В кінці $S_{К}$, кВА
1	2	3
0–1'	108–j48	108–j48
1'–1	136–j60	136–j60
1'–2	322–j151	323–j151
1'–6	567–j259	567–j259
2–2'	238–j113	237–j113
2'–5	34–j15	34–j15
2'–3'	204–j98	203–j98
3'–3	154–j67	153–j67
3'–4	50–j34	50–j30
6–7	669–j303	665–j302
7–7'	804–j362	801–j361

Продовження таблиці 3.7

1	2	3
7– 8	502– $j223$	501– $j223$
8– 9	480– $j212$	479– $j212$
9– 10	201– $j88$	201– $j88$
10– 11	87– $j38$	87– $j38$
9– 12	235– $j103$	234– $j103$
12– 13	56– $j26$	56– $j26$
7– 14	1343– $j597$	1306– $j585$
14– 15	45– $j21$	45– $j21$
14– 14	186– $j81$	186– $j81$
14– 16	1533– $j679$	1529– $j678$
16– 16	126– $j54$	126– $j54$
16– 17	1688– $j746$	1659– $j733$
17– 17	32– $j15$	32– $j15$
17– 18	1746– $j769$	1720– $j761$
18– 18	1792– $j790$	1777– $j784$
18– 19	61– $j27$	61– $j27$
18– 20	1861– $j820$	1853– $j817$
20– 21	2009– $j883$	1990– $j875$
21– 22	2116– $j938$	2094– $j929$
22– 23	2244– $j993$	2181– $j967$

Результуючу схему режимних параметрів електричної мережі 10 кВ Віньковецького РЕМ в аварійному режимі роботи на 2034 рік наведено на рис. 3.1.

3.2 Розрахунок режимних параметрів секціонованої мережі за нормально відключеної ділянки 7–7`

Виконаємо розрахунок частини мережі, яка за нормальною схемою отримуватиме живлення від основного БП (підстанції 0).

Приймемо початкові наближення:

$$U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_5 = U_6 = U_7 = 10 \text{ кВ}; U_0 = 11 \text{ кВ}.$$

Приймемо точність розрахунку: $\varepsilon = 0,01$

Результати ітераційного розрахунку наведемо у табл. 3.9.

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56

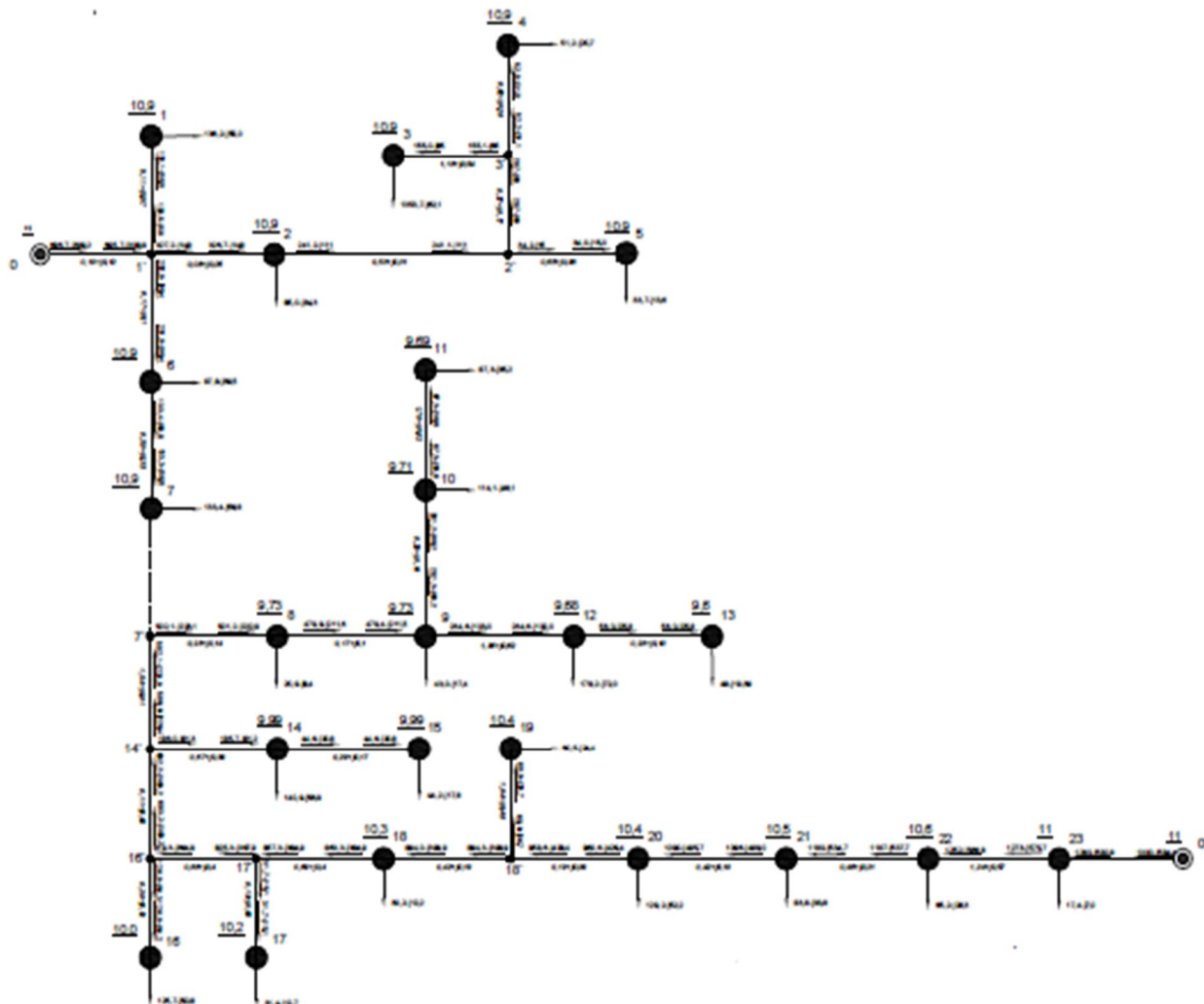


Рис. 3.1 – Результуюча схема

Таблиця 3.9 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

№	U, кВ								ΔS_{Σ} , кВА	Δ , кВА
		1	2	3	4	5	6	7		
1	U, кВ	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	73,4-j57,7	—
	\angle , °	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02	-0,01	-0,02		
2	U, кВ	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	6,9-j33,5	70,8
	\angle , °	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02	-0,01	-0,02		
3	U, кВ	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	6,7-j33,4	0,201
	\angle , °	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,02	-0,01	-0,02		
4	U, кВ	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	6,7-j33,4	0,0007
	\angle , °	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,02	-0,01	-0,02		

В результаті розрахунків отримано наступний струмозподіл в табл 3.10.

Таблиця 3.10 – Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, A	Ділянка	Значення струму, A
6–7	$12,1-j5,1$	2`– 5	$3,1-j1,3$
1`–6	$21,1-j9,0$	2`– 3`	$18,8-j9,0$
1`– 1	$12,4-j5,3$	3`– 4	$4,7-j3,0$
1`– 2	$29,7-j13,7$	3`– 3	$14,1-j5,9$
2– 2`	$21,9-j10,3$	0–1`	$63,3-j28,1$

Перевірка щодо неперевищення допустимих струмів на ділянках схеми.

Таблиця 3.11 – Гранично допустимі струми ділянок мережі

Ділянка	Гранично допустимий струм $I_{\text{гр}}, A$
АС–50/8,0	210
АС–35/6,2	175

Розрахуємо завантаження ділянок мережі:

В результаті розрахунків отримано наступні завантаження ділянок у табл. 3.12.

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 6,7 - j33,4 \text{ кВА}; \Delta P_{\Sigma} = 6,7 \text{ кВт.}$$

Таблиця 3.12 – Завантаження ділянок

Ділянка	Завантаження ділянки, %
0– 1`	14,7
1`– 1	2,8
1`– 2	6,9
1`– 6	4,8
2– 2`	5,1
2`– 5	0,7
2`– 3`	5,3
3`– 3	3,9
3`– 4	1,4
6–7	2,8

Умови за гранично допустимими струмами виконуються.

Виконаємо розрахунок частини мережі, яка за нормальною схемою отримуватиме живлення від другого БП.

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

Проектована лінія виконана проводом АAsXSn-1х50. Довжиною:

$$L_{23-0} = 4 \text{ км.}$$

Приймемо початкові наближення:

$$U_8 = U_9 = U_{10} = U_{11} = U_{12} = U_{13} = U_{14} = U_{15} = U_{16} = U_{17} = U_{18} = U_{19} = U_{20} = \\ = U_{21} = U_{22} = 10 \text{ кВ; } U_{23} = 11 \text{ кВ.}$$

Приймемо точність розрахунку: $\varepsilon = 0,01$

Результати подальшого ітераційного розрахунку наведемо у табл. 3.13. В результаті розрахунків отримано наступний струморозподіл в табл 3.14.

Таблиця 3.14 – Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, A	Ділянка	Значення струму, A
22–23	$117,7-j52,2$	14'– 14	$18,0-j7,8$
21–22	$111,6-j49,5$	14– 15	$4,4-j2,0$
20–21	$103,6-j45,2$	7'– 14'	$49,2-j21,4$
18'–20	$91,3-j39,9$	7'– 8	$49,2-j21,4$
18'–19	$5,7-j2,5$	8–9	$47,1-j20,3$
18–18'	$85,5-j37,4$	9–10	$19,8-j8,4$
17'–18	$82,6-j35,9$	10–11	$8,6-j3,6$
17'–17	$3,0-j1,4$	9–12	$23,0-j9,9$
16'–17'	$79,5-j34,5$	12–13	$5,5-j2,5$
16'–16	$12,2-j5,2$	23–0	$119,3-j52,9$
14'– 16'	$67,3-j29,3$		

Перевірка щодо неперевищення допустимих струмів на ділянках схеми.

Таблиця 3.15 – Гранично допустимі струми ділянок мережі

Ділянка	Гранично допустимий струм $I_{гр}, A$
АС–50/8,0	210
АС–35/6,2	175
АAsXSn-1х50	245

Розрахуємо завантаження ділянок мережі:

В результаті розрахунків отримано наступні завантаження ділянок у табл. 3.15.

Таблиця 3.13 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

		Пункт																		$\Delta S_{\Sigma}, \kappa B A$	$\Delta, \kappa B A$
		8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23				
1	U, кВ	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,2	10,2	10,3	10,4	10,4	10,5	10,5	10,5	10,6	10,8	131,3-198,0	—		
	$\angle, ^\circ$	-0,26	-0,27	-0,28	-0,28	-0,28	-0,28	-0,19	-0,19	-0,18	-0,16	-0,11	-0,10	-0,10	-0,09	-0,08	-0,06				
2	U, кВ	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,2	10,2	10,3	10,4	10,4	10,5	10,5	10,5	10,6	10,8	86,6-187,0	46,03		
	$\angle, ^\circ$	-0,26	-0,27	-0,28	-0,28	-0,28	-0,28	-0,19	-0,19	-0,18	-0,16	-0,11	-0,10	-0,10	-0,09	-0,08	-0,06				
3	U, кВ	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,2	10,2	10,3	10,4	10,4	10,5	10,5	10,5	10,6	10,8	84,6-185,6	2,37		
	$\angle, ^\circ$	-0,26	-0,27	-0,28	-0,28	-0,28	-0,28	-0,19	-0,19	-0,18	-0,16	-0,11	-0,10	-0,10	-0,09	-0,08	-0,06				
4	U, кВ	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1	10,2	10,2	10,3	10,4	10,4	10,5	10,5	10,5	10,6	10,8	84,5-185,6	0,157		
	$\angle, ^\circ$	-0,26	-0,27	-0,28	-0,28	-0,28	-0,28	-0,19	-0,19	-0,18	-0,16	-0,11	-0,10	-0,10	-0,09	-0,08	-0,06				
5	U, кВ	10,1	10,2	10,1	10,1	10,1	10,1	10,3	10,3	10,3	10,4	10,4	10,5	10,5	10,6	10,6	10,8	84,5-185,6	0,01		
	$\angle, ^\circ$	-0,26	-0,24	-0,25	-0,28	-0,28	-0,25	-0,17	-0,17	-0,15	-0,14	-0,09	-0,09	-0,08	-0,08	-0,08	-0,07				
6	U, кВ	10,2	10,2	10,1	10,1	10,1	10,1	10,3	10,3	10,3	10,4	10,4	10,5	10,5	10,6	10,6	10,8	84,5-185,6	0,0006		
	$\angle, ^\circ$	-0,23	-0,24	-0,25	-0,28	-0,28	-0,25	-0,17	-0,17	-0,15	-0,14	-0,09	-0,09	-0,08	-0,08	-0,08	-0,07				

ДП5207.6.050701.005 ПЗ

Арк.

60

Таблиця 3.15 – Завантаження ділянок

Ділянка	Завантаження ділянки, %	Ділянка	Завантаження ділянки, %
7– 8	11,4	16– 17	22,1
8– 9	10,9	17– 17	0,8
9– 10	4,5	17– 18	19,2
10– 11	2,3	18– 18	23,8
9– 12	6,4	18– 19	1,6
12– 13	1,5	18– 20	25,4
7– 14	11,4	20– 21	24,0
14– 15	1,0	21– 22	31,2
14– 14	4,1	22– 23	32,9
14– 16	35,6	23– 0	23,8
16– 16	15,6		

Умови за гранично допустимими струмами виконуються.

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 84,5 - j85,6 \text{ кВА.}$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 84,5 \text{ кВт}$$

3.3 Розрахунок дисконтованих витрат за варіантами секціонування мережі

Будівництво будь-якого нового електроенергетичного об'єкту, зокрема, електричної мережі, потребує залучення грошових коштів. Ефективність використання цих коштів в енергетиці, як і у будь-якій іншій галузі економіки України, має визначальне значення. Тому під час проектування ПЛ обов'язковою умовою є виконання відповідних техніко-економічних розрахунків, що дозволяють обрати оптимальний варіант електропостачання району з найменшими фінансовими витратами.

Реальні проекти спорудження електричної мережі передбачають поетапне, протягом декількох років, вкладання фінансових коштів у її будівництво. У цьому випадку необхідно вирішувати динамічну задачу визначення ефективності

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

капітальних вкладень, для якої функція сумарних дисконтованих витрат має наступний вигляд:

$$Z_{ДС} = \sum_{t=1}^{T_{розр}} (B_t + K_t + L_t) \cdot (1 + E)^t,$$

де $Z_{ДС}$ – значення функції сумарних дисконтованих витрат, тис. грн/рік;

B_t – сумарні щорічні витрати, тис. грн/рік, що чисельно дорівнюють сумі експлуатаційних витрат (без урахування амортизаційних відрахувань), витрат на покриття витрат електричної енергії та оплати відсотків за кредит;

K_t – капіталовкладення в об'єкт, що споруджують, протягом t -го року розрахункового періоду;

L_t – ліквідаційна (залишкова) вартість устаткування, яке демонтують у t -й рік розрахункового періоду, тис. грн/рік (для об'єктів, які знову споруджують);

E – норма дисконту, значення котрої, як правило, прирівнюють до відсоткової ставки Національного банку України за довготерміновими вкладами (приймають $E=0,1$);

$T_{розр}$ – розрахунковий період, протягом якого визначають ефективність інвестицій.

Функцію сумарних дисконтованих витрат можна представити у вигляді:

$$D = K_i + \frac{B_{ex} \cdot K_i + (\Delta P_{ЗМ} \cdot \tau \cdot 0,75 + \Delta P_{POS} \cdot 8760) \cdot C_{ВХ}}{E}$$

K_i – капіталовкладення в одиницю довжини лінії перерізом;

E – норма дисконту;

τ – число годин максимальних витрат електроенергії;

$C_{ВХ}$ – питома вартість витрат електроенергії;

$\Delta P_{ЗМ}$ – змінні витрати активної потужності;

ΔP_{POS} – питома вартість витрат електроенергії;

B_{ex} – Нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ.

Приймаємо;

$$C_{ВХ} = 1,3 \frac{\text{грн}}{\text{кВА} \cdot \text{год}};$$

$$B_{ex} = 3,8 \ %;$$

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$T_{max} = 2000$ год; – кількість годин використання максимального навантаження

$K_{50}=745147,94$ грн – згідно автоматично розрахованої специфікації для будівництва ПЛ 10 кВ проводом АAsXSn 1х50 за допомогою програмного забезпечення SiCAD.

Час максимальних втрат:

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4} \cdot \text{год}^{-1})^2 \cdot 8760 = 919,5 \text{ год}$$

Розрахунок постійних та змінних втрат для:

- частини мережі, яка отримує живлення від основного БП:

$$\Delta P_{POS1} = \left[\sum_{i=1}^7 Re(Y_{BTi}) \cdot (|U_i|)^2 \right] = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot 10,9 + 3,3 \cdot 10^{-6} \cdot 10,9 + 7,3 \cdot 10^{-6} \cdot 10,9 + 2,2 \cdot 10^{-6} \cdot 10,9 + 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot 10,9 + 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot 10,9 + 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot 10,9 = 3,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ZM1} = \Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{POS} = 6,7 - 3,9 = 2,7 \text{ кВт.}$$

- частини мережі, яка отримує живлення від другого БП:

$$\Delta P_{POS2} = \left[\sum_{i=8}^{23} Re(Y_{BTi}) \cdot (|U_i|)^2 \right] = 7,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ZM2} = \Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{POS} = 84,5 - 7,5 = 76,9 \text{ кВт.}$$

Сумарні витрати

$$\Delta P_{POS} = \Delta P_{POS1} + \Delta P_{POS2} = 3,9 + 7,5 = 11,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ZM} = \Delta P_{ZM1} + \Delta P_{ZM2} = 2,7 + 76,9 = 79,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{POS} + \Delta P_{ZM} = 11,5 + 79,7 = 91,26 \text{ кВт.}$$

Дисконтні втрати

$$D_{50} = K_{50} + \frac{B_{ex} \cdot K_{50} + (\Delta P_{ZM} \cdot \tau \cdot 0,75 + \Delta P_{POS} \cdot 8760) \cdot C_{вх}}{E} = 3,05 \text{ млн}$$

Результати розрахунків дисконтованих витрат для різних варіантів перерізу СІП ділянки 23-0 за різних варіантів секціонування мережі наведемо у табл. 3.16.

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.16 – Результати розрахунку для різних конфігурацій

Місце розташування	Провід AAsXSn	ΔP_2 , кВА	ΔP_1 , кВА	ΔP_Σ , кВт	ΔP_{POS} , кВт	ΔP_{ZM} , кВт	D, млн
7-7'	50	84,52	6,74	91,26	79,71	11,55	3,05
	70	72,16		78,9	11,68	67,22	2,96
7'-14'	50	24,55	18,05	42,61	12,70	29,90	2,74
	70	20,68		38,73	12,75	25,98	2,71
14'-16'	50	13,40	18,05	36,37	12,68	23,68	2,68
	70	11,30		34,27	12,71	21,56	2,66

Найбільш оптимальною є конфігурація де розімкненою є ділянка 14'-16', а проєктована лінія виконана проводом AAsXSn 1x70.

Ітераційного розрахунку наведемо у табл. 3.17.

Таблиця 3.17 – Ітераційний розрахунок параметрів режиму мережі

№	U, кВ								ΔS_Σ , кВА	Δ , кВА
		16	17	18	19	20	21	22	1	2
1	U, кВ	10,7	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	58,3-j49,9	—
	<, °	-0,13	-0,13	-0,12	-0,12	-0,12	-0,11	-0,11		
2	U, кВ	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	11,8-j34,8	48,9
	<, °	-0,11	-0,11	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1		
3	U, кВ	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	11,3-j34,4	0,627
	<, °	-0,11	-0,11	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1		
4	U, кВ	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	11,3-j34,4	0,008
	<, °	-0,11	-0,11	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1		
5	U, кВ	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	11,3-j34,4	0,0001
	<, °	-0,11	-0,11	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1		

В результаті розрахунків отримано наступний струмозподіл в табл 3.18.

Таблиця 3.18 – Струми ділянок мережі

Ділянка	Значення струму, А	Ділянка	Значення струму, А
22-23	48,8-j22,3	17'-18	14,6-j6,4
21-22	42,8-j19,6	17'-17	2,9-j1,4
20-21	35,0-j15,4	16'-17'	11,6-j5,0
18'-20	23,0-j10,3	16'-16	11,6-j5,0
18'-19	5,1-j2,4	23-0	50,4-j23,1
18-18'	17,4-j7,8		

В результаті розрахунків отримано наступні завантаження ділянок у табл. 3.19.

Таблиця 3.19 – Завантаження ділянок

Ділянка	Завантаження ділянки, %	Ділянка	Завантаження ділянки, %
16`– 16	3,2	18`– 20	6,4
16`– 17`	3,2	20–21	8,1
17`– 17	0,8	21– 22	12,0
17`– 18	3,4	22– 23	13,7
18– 18`	4,8	23– 0	10,1
18`– 19	1,5		

Сумарні втрати потужності в мережі:

$$\Delta S_{\Sigma} = 11,3 - j34,4 \text{ кВА.}$$

Результуючий поточкорозподіл мережі у табл. 3.20.

Таблиця 3.20 – Результуючий поточкорозподіл

Ділянка	На початку S_{Π} , кВА	В кінці S_K , кВА
16`– 16	126– $j54$	126– $j54$
16`– 17`	127– $j55$	126– $j55$
17`– 17	32– $j15$	32– $j15$
17`– 18	158– $j70$	158– $j70$
18– 18`	189– $j790$	189– $j790$
18`– 19	61– $j27$	61– $j27$
18`– 20	250– $j112$	250– $j112$
20–21	381– $j168$	380– $j168$
21– 22	466– $j215$	465– $j215$
22– 23	535– $j246$	532– $j246$
23–0	555– $j255$	553– $j255$

Результуючу схему режимних параметрів електричної мережі 10 кВ Віньковецького РЕМ в аварійному режимі роботи на 2034 рік наведено на рис. 3.2.

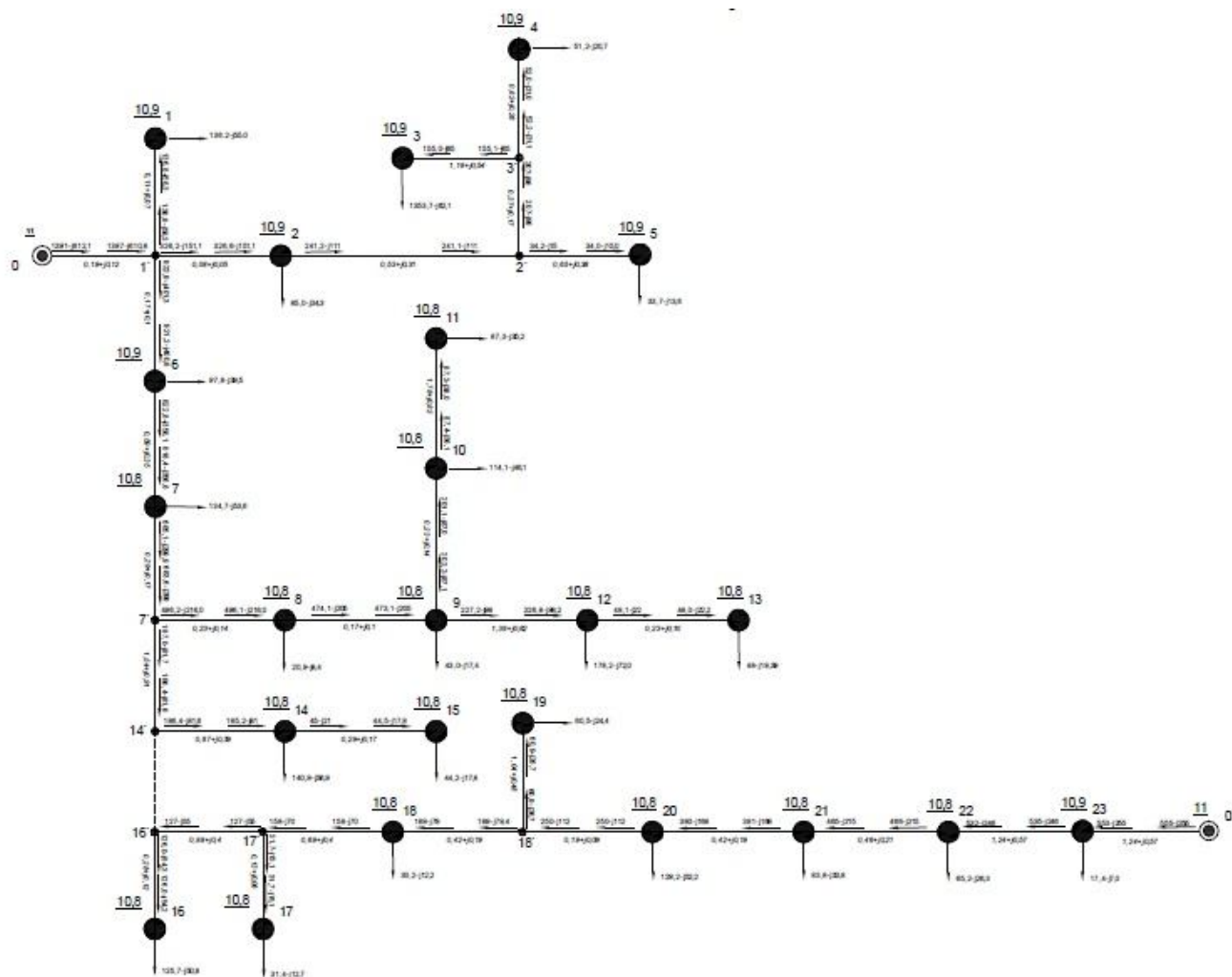


Рис. 3.2 – Результуюча схема природного поточкорозподілу

Висновки до розділу 3

1) визначено, що з метою забезпечення можливості резервного живлення електричної мережі 10 кВ Вільковецьких РЕМ за перспективним режимом максимальних навантажень на 2034 рік ЛЕП, яка забезпечує підключення цієї мережі до другого БП, має забезпечувати пропускну здатність за струмом не менше 205 А на фазу.

2) за результатами техніко-економічного порівняння варіантів виконання головної ділянки мережі від другого БП схеми до ПС 23 за критерієм мінімуму функції сумарних дисконтованих витрат встановлено, що оптимальним варіантом є виконання ПЛ, із застосуванням СП з перерізом фазного проводу 70 мм².

3) визначено, що оптимальним місцем секціонування електричної мережі 10 кВ Віньковецьких РЕМ є ділянка 14'-16'. Оскільки для цього варіанту секціонування функція сумарних дисконтованих витрат для перспективного режиму максимальних навантажень мережі характеризується найменшим значенням (2,6 млн. грн.).

					<i>ДП5207.6.050701.005 ПЗ</i>	Арк.
						67
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

4 ЗАСТОСУВАННЯ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ SIKAM ДЛЯ АВТОМАТИЗОВАНОГО ПРОЕКТУВАННЯ ЛІНІЙ 10 кВ

4.1 Опис програмного комплексу Sikam

Онлайн САПР з проектування ліній електропередачі 0,4 – 35 кВ дає змогу зпроектувати лінії одразу на картах Google Maps, отримати готові креслення та кошторисну документацію. Ще однією перевагою даного програмного комплексу є можливість працювати з любого інтернет браузера.

Традиційно для проектування ПЛ 0,4 – 35 кВ застосовують ряд професійних програм, яке зазвичай є дорогим і важким в освоєнні.

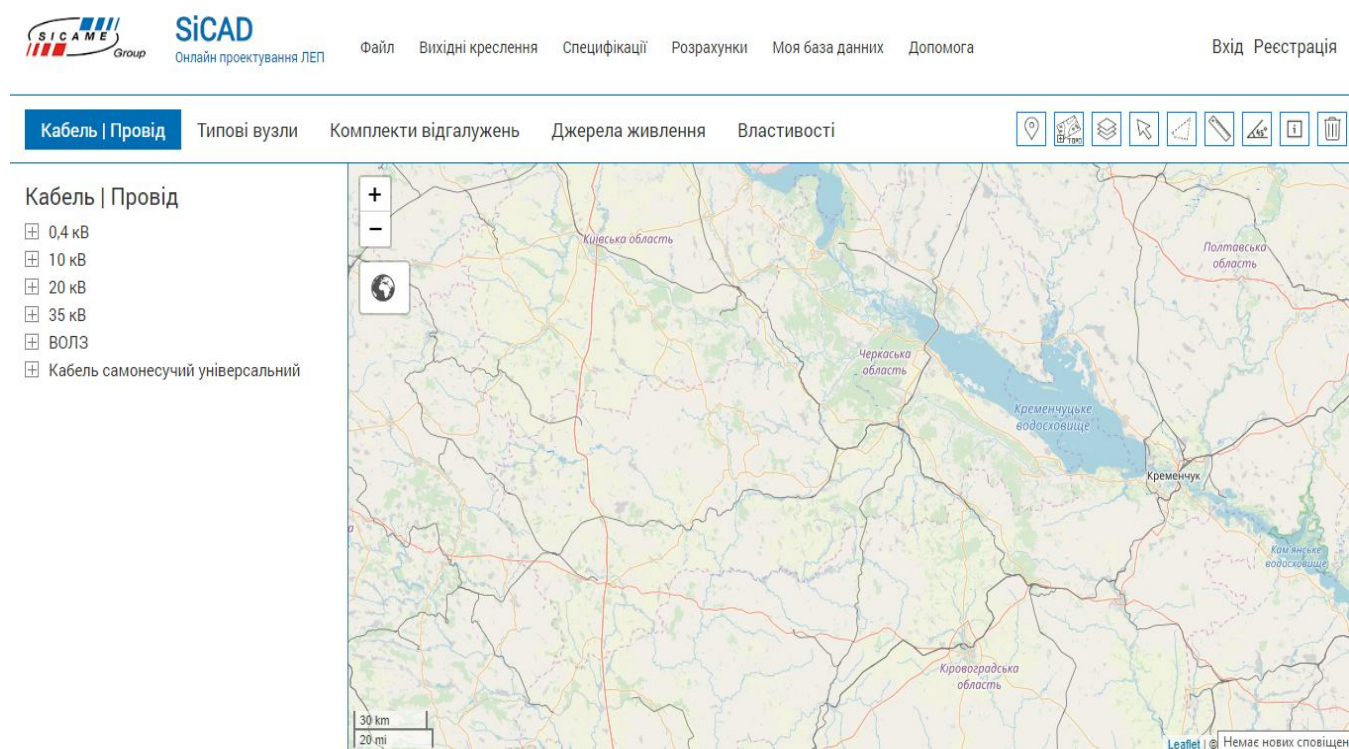


Рис. 4.1 – Інтерфейс програми для онлайн проектування

Можливості онлайн системи автоматизованого проектування:

- 1) створення траси ПЛ на картах Google Maps;
- 2) встановлення типових вузлів та додаткового обладнання;

					ДП5207.6.050701.005 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

3) заміна встановлених на карті вузлів;

4) автоматичний підрахунок зведеної, покупної та по опорної специфікації.

Основним принципом роботи програми є використання бази проводів і типових вузлів для проектування повітряних ліній.

На рис. 4.2 наведений приклад застосування програми для будівництва ПЛ 0,4 кВ ізольованим проводом AsXSn 4x25.

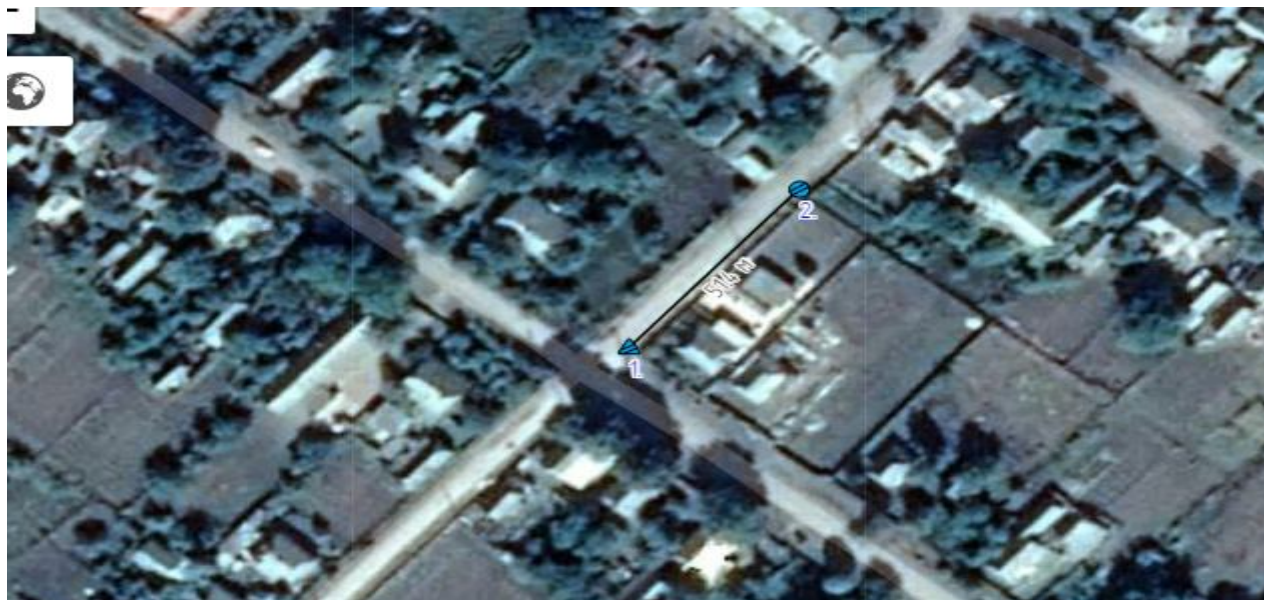


Рис. 4.2 – Модель ПЛ 0,4 кВ в системі Sikam

На рис. 4.3 наведений автоматичного обрахунку зведеної специфікації.

Будівництво 0,4 кВ							
Залізобетонні елементи							
1. Стояк	CB95-2	-	Білоцерківський завод залізобетонних конструкцій	шт	1	750	-
2. Стояк CB105-5	Стояк CB105-5	-	Білоцерківський завод залізобетонних конструкцій	шт	1	1180	-
Сталеві конструкції							
3. Бандажна стрічка IF 207	IF 207	180510	SICAME	м	5	0.116	-
4. Гак універсальний CSC 16uz посилені	CSC 16uz	180250	SICAME	шт	3	0.73	-
5. Скрипа CF 20 для бандажної стрічки	CF 20	180520	SICAME	шт	4	0.005	-
Електротехнічне обладнання							
6. Затискач плашковий ПС-1-1	Затискач плашковий ПС-1-1	-	-	шт	2	-	-
Арматура							
7. Затискач відгалужувальний TND 151 для приєднання до СІП неізолюваних проводів (повторних заземлень)	TND 151	110510	SICAME	шт	2	0.1	-
8. Затискач з'єднувальний під опресування MJPT___N	MJPT___N	-	SICAME	шт	4	-	-
9. Затискач натяжний магістральний GUKo1	GUKo1	150210	SICAME	шт	2	0.83	-
10. Затискач підтримуючий PSP 122 для магістральних ліній	PSP 122	160130	SICAME	шт	1	0.255	-
11. Хомут стяжний CCD 9-62	CCD 9-62	170120	SICAME	шт	2	0.005	-
Кабель та провід							
12. Провід А16	Провід А16	-	-	м	2.8	0.06	-
13. Провід самонесучий ізольований перерізом 4x25 мм2	AsXSn 4x25	-	Одескабель	м	54	0.392	-

Експорт в EXCEL

Рис. 4.3 – Зведена специфікація

4.2 Індивідуальне завдання

Дипломним проектом передбачено будівництво лінії 10 кВ для забезпечення секціонування електричної мережі, збільшення надійності та підвищення рівня напруги в найбільш віддалених пунктах. Так, як є можливість проектування на картах Google Maps. Це дає змогу обрати найбільш оптимальний шлях для проходження траси.

Алгоритм виконання будівництва:

- 1) використавши інструмент «пошук локації» знаходимо місце де буде відбуватися будівництво;
- 2) використавши інструмент «лінійка» вимірюємо довжину проектованої ПЛ 10 кВ;
- 3) у вкладці «кабель і проводи» обираємо провід яким буде виконана ПЛ;
- 4) за допомогою миші прокладаємо лінію на карті;
- 5) у вкладці «типові вузли» обираємо опори і розставляємо їх на ПЛ;
- 6) для збереження траси на вкладці «файл» написуємо зберегти і обираємо місце збереження;
- 7) у вкладці «специфікації» є можливість автоматично розрахувати зведеної, покупної та по опорної специфікації.

На рис. 4.4 і рис. 4.5 зображені зведена і покупна специфікація відповідно, на рис. 4.6 зображена проектована ПЛ 10 кВ.

Висновок до розділу 4

За результатами застосування системи SiCAD для проектованої ПЛ 10 кВ сформовано зведену та покупну специфікацію, дані яких застосовано в розділі 3 для виконання техніко-економічного порівняння для визначення оптимального перерізу СІП ділянки 23-0 та оптимального способу секціонування електричної мережі 10 кВ Віньковецького РЕМ.

					<i>ДП5207.6.050701.005 ПЗ</i>	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

№	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка позначення документа, опитувального листа	Код обладнання, виробу, матеріалу	Завод-виготовлювач	Одиниця виміру	Кількість	Маса одиниці, кг	Примітка
Будівництво 10 кВ								
Залізобетонні елементи								
1.	Стояк СВ105-5	Стояк СВ105-5	-	Білоцерківський завод залізобетонних конструкцій	шт	73	1180	-
Сталеві конструкції								
2.	Кронштейн У1 для стояків СВ105 (180.2н/5-1)	Кронштейн У1	-	-	шт	11	6.9	-
3.	Сталь кругла оцинкована	Сталь кругла оцинкована за ДСТУ 4738:2007 d10(цинк)	-	-	м	14	-	-
4.	Траверса гарячеоцинкована ТМн11	Траверса ТМн11	-	-	шт	55	21.64	-
5.	Траверса гарячеоцинкована ТМн20	Траверса ТМн20	-	-	шт	7	7.66	-
6.	Траверса гарячеоцинкована ТМн21	Траверса ТМн21	-	-	шт	7	22.99	-
7.	Хомут Х1 (арх 180.2н/5-28)	Хомут Х1	-	-	шт	62	1.3	-
Електротехнічне обладнання								
8.	Ковпачок К6	Ковпачок К6	-	---	шт	183	0.025	-
9.	Ланка проміжна вивернута ПРВ-7-1	ПРВ-7-1	-	-	шт	39	0.43	-
Арматура								
10.	В'язка спіральна АСТ 70	АСТ 70	-	SICAME	шт	183	0.17	-
11.	Затискач натяжний	АД 15 АЛ	-	SICAME	шт	39	0.57	-
12.	Затискач плашковий відгалужувальний РГА 101 для неізолюваних дротів	РГА 101	120210	SICAME	шт	91	0.06	-
13.	Ізолятор натяжний полімерний PSI 15 СС Unom=15 кВ	PSI 15 СС	240110	SICAME	шт	39	1.34	-
14.	Ізолятор ШФ20-Г	ШФ20-Г	-	---	шт	183	3.5	-
15.	Плашки алюмінієві з болтами зі зривними головками РГА 402 GCFM	РГА 402 GCFM	120320	SICAME	шт	21	0.14	-
Кабель та провід								
16.	Самонесучий провід у захисній ізоляції для мереж з напругою 10 кВ	PAS-10 70	-	Одескабель	м	13525	0.28	-

Рис. 4.4 – Зведена специфікація

Зведена покупна специфікація

№	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка позначення документа, опитувального листа	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці (без ПДВ), грн	Вартість (без ПДВ), грн
Будівництво 10 кВ						
Залізобетонні елементи						
1.	Стояк СВ105-5	Стояк СВ105-5	шт	73	3079.42	224797.66
Сталеві конструкції						
2.	Кронштейн У1 для стояків СВ105 (180.2н/5-1)	Кронштейн У1	шт	11	360	3960
3.	Сталь кругла оцинкована	Сталь кругла оцинкована за ДСТУ 4738:2007 d10(цинк)	м	14	27.72	388.08
4.	Траверса гарячеоцинкована ТМн11	Траверса ТМн11	шт	55	1501.6	82588
5.	Траверса гарячеоцинкована ТМн20	Траверса ТМн20	шт	7	532.56	3727.92
6.	Траверса гарячеоцинкована ТМн21	Траверса ТМн21	шт	7	1598.24	11187.68
7.	Хомут Х1 (арх 180.2н/5-28)	Хомут Х1	шт	62	91	5642
Електротехнічне обладнання						
8.	Ковпачок К6	Ковпачок К6	шт	183	1.5	274.5
9.	Ланка проміжна вивернута ПРВ-7-1	ПРВ-7-1	шт	39	50.2	1957.8
Арматура						
10.	В'язка спіральна АСТ 70	АСТ 70	шт	183	-	-
11.	Затискач натяжний	АД 15 АЛ	шт	39	325	12675
12.	Затискач плашковий відгалужувальний РГА 101 для неізолюваних дротів	РГА 101	шт	91	66	6006
13.	Ізолятор натяжний полімерний РSI 15 ОС Уном=15 кВ	РSI 15 ОС	шт	39	694	27066
14.	Ізолятор ШФ20-Г	ШФ20-Г	шт	183	97	17751
15.	Плашки алюмінієві з болтами зі зрівними головками РГА 402	РГА 402 GCFM	шт	21	104	2184
Кабель та провід						
16.	Самонесучий провід у захисній ізоляції для мереж з напругою 10 кВ	РАS-10 70	м	13525	23.51	317972.75
					Загальна вартість, грн	718178.39
					Сума ПДВ, грн	143635.68
					Вартість з ПДВ, грн	861814.07

Рис. 4.5 – Зведена покупна специфікація



Рис. 4.6 – Зведена покупна специфікація

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

ДП5207.6.050701.005 ПЗ

Арк.

73

ВИСНОВКИ

В рамках виконання дипломного проекту проведено аналіз нормального режиму роботи електричної мережі 10 кВ Віньковецького РЕМ на 2019 рік, за результатами якого встановлено, що напруга на шинах ВН підстанцій № 21-23 електричної мережі перебуває поблизу межі нормально допустимих відхилень (9,5 кВ).

За результатами аналізу параметрів перспективних режимів роботи електричної мережі 10 кВ Віньковецького РЕМ на 2034 рік встановлено, що значні (понад 5%) відхилення від номінального значення напруги на шинах ВН ПС №19, №20, №21, №22, №23 унеможливають якісне електропостачання споживачів цих ПС.

Для забезпечення нормального режиму роботи ПС електричної мережі з перспективними навантаженнями необхідним є збільшення номінальної потужності ПС №3 зі 160 кВА на 250 кВА, №10 зі 100 кВА на 160 кВА, №12 зі 100 кВА на 250 кВА, №19 зі 50 кВА на 100 кВА, №22 зі 63 кВА на 100 кВА.

З метою підвищення якості електропостачання споживачів мережі, зниження втрат потужності в ній забезпечення можливості подальшого розвитку та підвищення категорії надійності електропостачання споживачів розглянуто можливість приєднання мережі до другого джерела живлення за допомогою ЛЕП, яка має забезпечувати пропускну здатність за струмом не менше 205 А на фазу.

За допомогою програмного комплексу SiCAD було спроектовано ПЛ 10 кВ для підключення існуючої електричної мережі Віньковецького РЕМ до другого БП. Функції застосованого програмного комплексу SiCAD забезпечили автоматизацію процесу розрахунку зведеної та покупної специфікацій, використання яких надало змогу провести техніко-економічне порівняння варіантів виконання головної ділянки мережі від другого БП схеми до ПС №23 за критерієм мінімуму функції сумарних дисконтованих витрат.

					<i>ДП5207.6.050701.005 ПЗ</i>	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

За результатами проведення техніко-економічного порівняння встановлено, що оптимальним варіантом виконання ПЛ від ПС №23 до другого БП є варіант із застосуванням СІП з перерізом фазного проводу 70 мм².

Визначено, що оптимальним місцем секціонування реконструйованої електричної мережі 10 кВ Віньковецького РЕМ є ділянка 14'-16', оскільки для цього варіанту секціонування функція сумарних дисконтованих витрат для перспективного режиму максимальних навантажень мережі характеризується найменшим значенням (2,6 млн. грн.).

					<i>ДП5207.6.050701.005 ПЗ</i>	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Лукаш М. П., Філатов О. Г. Методичні вказівки до виконання курсових і дипломних проектів з електричної частини станцій і підстанцій. – К.: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 1993 – 72 с.
2. Сулейманов В. М., Чижевський В. В., Янковська О. М. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Електротехнічна частина). – К.: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2009. -89с.
3. Методичні вказівки до оформлення та підготовки до захисту дипломних проектів та робіт для студ. і студентів-іноземців усіх форм навчання напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» за прогр. проф. спрямування «Електричні системи і мережі» та спеціальності 7.05070102 «Електричні системи і мережі» / Укладачі: В.В. Кирик, В.В. Чижевський – К.: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського», 2016. – 42 с.
4. Sicam Group Energy is our job, URL: <http://www.sicame.com.ua/> (Last accessed: 25.05.2019).
5. Южкабель, URL: <https://yuzhcable.com.ua/> (дата звернення: 25.05.2019).

					<i>ДП5207.6.050701.005 ПЗ</i>	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Визначальник за перевірку Антонік релі
на платі за кабінах телевізних мереж
систем, к.б.н. Чижовський В.В.

Гречанюк

Uploaded: 06/14/2019

Checked: 06/14/2019

14.06.2019

Doc vs My Database

90.98% Originality

9.02% Similarity

654 Sources

Database sources: 654 sources found

1. Year: 2018 Speciality Code: EC 4.43%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Грицай_Владислав_Володимирович/ГрицайПЗ.pdf
2. Year: 2017 Name: Максим Surname: Соколов Speciality Code: EC 2.7%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Соколов_Максим_Сергійович/ПЗ Соколов М.С. EC-п41.pdf
3. Year: 2018 Speciality Code: EC 1.96%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Ковбасюк_Олександр_Сергійович/Диплом Ковбасюк.pdf
4. Year: 2018 Speciality Code: EC 1.66%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Головня_Владислав_Анатолійович/Диплом Головня.pdf
5. Year: 2018 Speciality Code: EC 1.45%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Рябенко_Юрій_Сергійович/alldiplom.pdf
6. Year: 2017 Name: Максим Surname: Кецман Speciality Code: EC 1.22%
File path: /EC/2017/Бакалавр_Кецман_Максим_Вікторович/Diplom_Ketsman_EC-41.pdf
7. Year: 2016 Name: Віталій Surname: Оверчук Speciality Code: EC 1.18%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Бакалавр_Оверчук_Віталій_Миколайови
8. Year: 2016 Name: Роман Surname: Слива Speciality Code: EC 1.18%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2016/Бакалавр_Слива_Роман_Юрійович/titul
9. Year: 2015 Name: Дмитро Surname: Сенюк Speciality Code: EC 1.11%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Бакалавр_Сенюк_Дмитро_Володимиро
10. Year: 2015 Name: Максим Surname: Музика Speciality Code: EC 1.11%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Бакалавр_Музика_Максим_Степанович.
11. Year: 2015 Name: Максим Surname: Музика Speciality Code: EC 1.11%
File path: /EC/2015/Бакалавр_Музика_Максим_Степанович/ДП.docx
12. Year: 2015 Name: Денис Surname: Гаренських Speciality Code: EC 1.09%
File path: /Кафедра автоматизації енергосистем/EC/2015/Бакалавр_Гаренських_Денис_Олегович
13. Year: 2015 Name: Денис Surname: Гаренських Speciality Code: EC 1.09%
File path: /EC/2015/Бакалавр_Гаренських_Денис_Олегович/Диплом_(Гаренських EC-12)_1,2,3ч.p
14. Year: 2015 Name: Дмитро Surname: Сенюк Speciality Code: EC 1.07%
File path: /EC/2015/Бакалавр_Сенюк_Дмитро_Володимирович/Завдання.docx
15. Year: 2016 Name: Олексій Surname: Коріновський Speciality Code: EC 1.07%
File path: /EC/2016/Бакалавр_Коріновський_Олексій_Андрійович/Zavdannya_1-5_-1.pdf
16. Year: 2018 Speciality Code: EC 1.07%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Мисник_Андрій_Володимирович/Мисник повний.pdf
17. Year: 2018 Speciality Code: EC 1.06%
File path: /EC/2018/Бакалавр_Поступаленко_Олександр_Павлович/pdfjoiner (1).pdf



Similarity



Citation



Similarity from a chosen source



References



Possible character replacement