

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

«До захисту

допущено»

Завідувач кафедри

В.В. Кирик
“ ” _____ 2020
р.

Дипломний проект
освітній ступінь «бакалавр»

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
(код спеціальності)

на тему: «Районна електрична мережа напругою 110 кВ та реконструкція
електричної мережі напругою 10 кВ»

Виконав: студент IV курсу, групи ЕС-62
(шифр групи)

Білоус Іван Андрійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Керівник проекту: _____
Бесараб О.Б.

(вчені ступінь та звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант:

(назва розділу ДП)

(вчені ступінь та звання, 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 – 2020 року
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

Спеціалізація «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

В.В. Кирик

« » _____ 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект освітнього ступеня

«бакалавр»

студента групи ЕС-62 Білоус Івана Андрійовича

1. Тема проекту: «Оптимізація неоднорідності електричної мережі 330 та 110 кВ»

Затверджена наказом по університету від « 28 » квітня 2020 р. № 1048-с

2. Термін здачі студентом закінченого проекту: «11» червня 2020 р.

3. Вихідні дані до проекту: схема районної електричної мережі напругою 110 кВ з вихідними даними (додаток до завдання).

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:

4.1 Районна електрична мережа 110 кВ.

4.2 Методи оптимізації мережі 110 кВ.

5. Перелік графічного матеріалу:

5.1 Варіанти конфігурацій районної електричної мережі 110 кВ.

5.2 Принципова схема РЕМ, схема заміщення РЕМ, режим максимальних навантажень, післяаварійний режим.

5.3 Економічний потокорозподіл, розщеплення контурів.

6. Консультанти розділів проекту.

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

7. Дата видачі завдання «13 » 04 2020 р.

Календарний план-графік

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Розробка схем районної електричної мережі	13.04-20.04	
2	Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів	20.04-27.04	
3	Розрахунок попереднього розподілу потужності в L-схемі	27.04-04.05	
4	Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів	04.05-11.05	
5	Розрахунок режиму максимального навантаження	11.05-18.05	
6	Оформлення пояснювальної записки	18.05-25.05	
7	Оформлення технічних креслень	25.05-08.06	

Студент

(підпис)

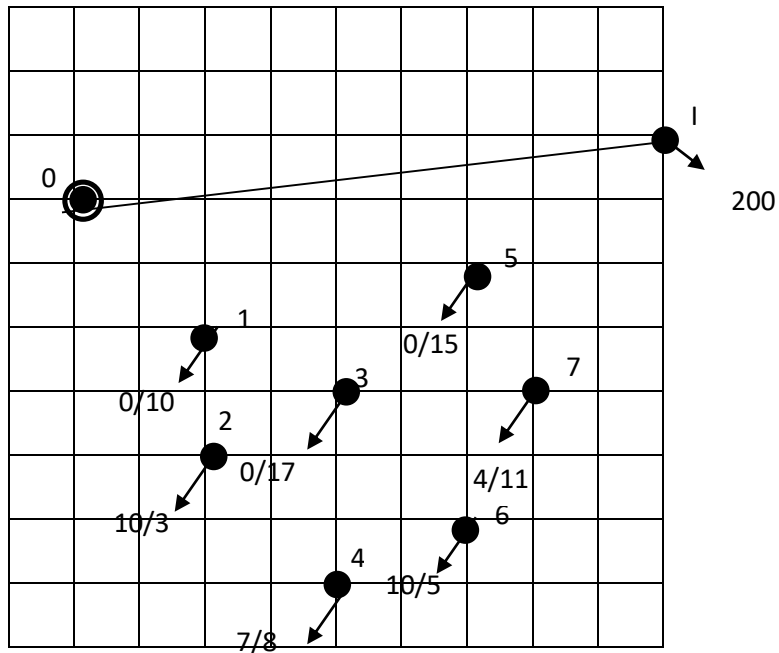
Білоус І.А.

Керівник проекту

(підпис)

Бесараб. О.Б.

Додаток до завдання на дипломний проект
(здобувача освітнього ступеня «бакалавр»)
за тематикою проектування районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

Номинальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.

Балансуючий пункт у точці 0.

Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.

$\cos \varphi_{CH} = 0.85$. $\cos \varphi_{HH} = 0.85$. $T_{max} = 4850$ [год/рік].

У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.

Географічний район спорудження мережі: Україна.

Примітки:

- На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження:
числитель – навантаження на стороні СН (МВт).;
знаменник – навантаження на стороні НН (МВт).
- Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати через синтез шести різних трьохконтурних схем мережі.
- Існуюча лінія виконана на напругу 330 кВ із конструкцією фази 2*АСК-240/32.

Пояснювальна записка до дипломного проекту

на тему: «Оптимізація неоднорідності електричної мережі 330 та 110 кВ»

Київ – 2020 року

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	ДП6203.141.001 ПЗ	Пояснювальна записка	53	
3	A1	ДП6203.141.02.001 ТК	Варіанти конфігурацій районної електричної мережі 110 кВ	1	
4	A1	ДП6203.141.02.001 ТК	Принципова схема РЕМ, схема заміщення РЕМ, режим максимальних навантажень, післяаварійний режим	1	
5	A1	ДП6203.141.03.001 ТК	Економічний поточкорозподіл, розщеплення контурів	1	

					ДП.6203.141.001 ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Оптимізація неоднорідності електричної мережі 330 та 110 кВ		
Розробив	Білоус І.А.						
Перевірів	Бесараб О.Б.						
Н. Контр.	Бесараб О.Б.						
Затвердив	Кирик В.В.						
					Літ.	Арк.	Акрушів
						5	53
					НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕС-62		

РЕФЕРАТ

Обсяг – 56 сторінок машинописного тексту.

Ілюстрацій – 15. Таблиць – 61.

Основна мета – розробка варіантів розвитку мережі. У цьому ході спроектовані лінії електропередачі 110 кВ та вибрані типи розподільчих пристроїв на підстанціях. Зроблено вибір основного устаткування та струмоведучих частин. Проведено техніко-економічне обґрунтування проекту. Для двох режимів – післяаварійного та максимальних навантажень – виконано електричний розрахунок та вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ трансформаторів.

В спеціальному запитанні розглянуто методи оптимізації електричної мережі шляхом усунення неоднорідності. Задача є важливою, оскільки оптимізація РЕМ веде до зменшення втрат потужності. Розділ містить варіанти схем розмикання контурів, порівняння втрат потужності для кожного варіанту та регулювання РПН та ПБЗ.

Бакалаврська робота включає в себе розрахунково-пояснювальну записку і графічну частину, яка складається з 3 креслень.

В НАПРУГА, СТРУМ, ПОТУЖНІСТЬ, РЕЖИМ ЦРОВОТИ, А ТРАНСФОРМАТОР, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ЛІНІЯ. ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ.

					ДП6203.141.001 ПЗ	Арк. 5
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

ABSTRACT

Volume – 56 pages typed.

Illustrations – 15. Tables – 61.

The main goal is to develop network development options. In this course, 110 kV power transmission lines were designed and types of switchgear at substations were selected. The choice of the main equipment and current-carrying parts is made. Feasibility study of the project is carried out. For two modes - post-emergency and maximum loads - electrical calculation and selection of control branches of on-load tap-changers and transformer transformers are performed.

In a special question the methods of optimization of an electric network by elimination of inhomogeneity are considered. The task is important because optimization of SEM leads to a reduction in power loss. The section contains variants of circuit opening schemes, comparison of power losses for each variant and regulation of on-load tap-changers and PBZ.

Bachelor's work includes a calculation and explanatory note and a graphic part, which consists of 3 drawings.

VOLTAGE, CURRENT, POWER, OPERATION MODE, TRANSFORMER, VOLTAGE REGULATION, POWER LINE.

					ДП6203.141.001 ПЗ	Арк. 6
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	8
ВСТУП.....	9
1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 кВ.....	10
1.1 Розробка схем районної електричної мережі.....	10
1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів.....	13
1.3 Визначення параметрів схеми заміщення трансформаторів	15
1.4 Визначення приведених навантажень та розрахункових провідностей	16
1.5 Визначення регульовальних можливостей РПН трансформаторів.....	17
1.6 Попередній розподіл потужності в L-схемі.....	18
1.6.1 Попередній розподіл потужності в варіанті № 1.....	18
1.6.2 Попередній розподіл потужності в варіанті № 2.....	19
1.6.3 Попередній розподіл потужності в варіанті № 3.....	19
1.6.4 Попередній розподіл потужності в варіанті № 4.....	20
1.6.5 Попередній розподіл потужності в варіанті № 5.....	20
1.6.6 Попередній розподіл потужності в варіанті № 6.....	21
1.7 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів.....	21
1.7.1 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 1.....	21
1.7.2 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 2.....	25
1.7.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 3.....	28
1.7.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 4.....	31
1.7.5 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 5.....	35
1.7.6 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 6.....	38
1.8 Вибір схем підстанцій і капіталовкладення в РП 110 кВ.....	42
1.9 Електричний розрахунок режиму максимального навантаження.....	44
1.10 Електричний розрахунок післяаварійного режиму.....	47
2 МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ МЕРЕЖІ 110 кВ.....	50
2.1 Економічний поточкорозподіл, способи зменшення втрат в мережі.....	50
2.2 Зміна коефіцієнтів трансформації.....	53
ВИСНОВКИ.....	55

					ДП6203.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		7

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

РЕМ – районна електрична мережа

БП – балансуєчий пункт

ЛЕП – лінія електропередавання

ПЛ – повітряна лінія

КЗ – коротке замикання

РП – розподільчий пристрій

РПН – регулювання під напругою

ПБЗ – переключення без збудження

					ДП6203.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		8

ВСТУП

Електричною мережею називається взаємозв'язана мережа, що з'єднує джерела живлення зі споживачами електроенергії. Від властивостей і роботи електричної мережі залежить якість електропостачання споживачів. Електричні мережі повинні ретельно розраховуватися, спеціально проектуватися і кваліфіковано експлуатуватися, так як для них існують певні техніко-економічні вимоги.

Актуальною задачею на сьогодні є зменшення втрат потужності шляхом усунення неоднорідності мережі.

Проектування електричної мережі, включаючи розробку конфігурації мережі і схеми підстанції, є однією з основних задач розвитку енергосистем. Якісне проектування є основою надійного і економічного функціонування електроенергетичної системи.

Завдання проектування електричної мережі відноситься до класу оптимізаційних задач, однак вирішується не оптимізаційними методами. Причиною є велика складність завдання, зумовлена параметричністю і динамічним характером завдання, дискретністю і частковою невизначеністю вихідних параметрів.

У цих умовах проектування зводиться до розробки кінцевого числа раціональних варіантів розвитку електричної мережі, що забезпечують надійне та якісне електропостачання споживачів електроенергією в нормальному і післяаварійному режимах. Вибір проводиться за економічним критерієм, при цьому всі варіанти попередньо доводяться до одного рівня якості та надійності електропостачання. Інші критерії при проектуванні мережі враховуються у вигляді обмежень.

					ДП6203.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		9

1 РАЙОННА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА 110 кВ

1.1 Розробка схем районної електричної мережі

З множини можливих варіантів схем з'єднання джерела живлення з споживачами електричної енергії вибрані шість, які характеризуються однаковою надійністю. З урахуванням що у всіх пунктах підключенні споживачі I-ї та II-ї категорії, кожний споживач отримує живлення від двох і більше незалежних ліній, як показано на рис. 1.1.

Варіант №1

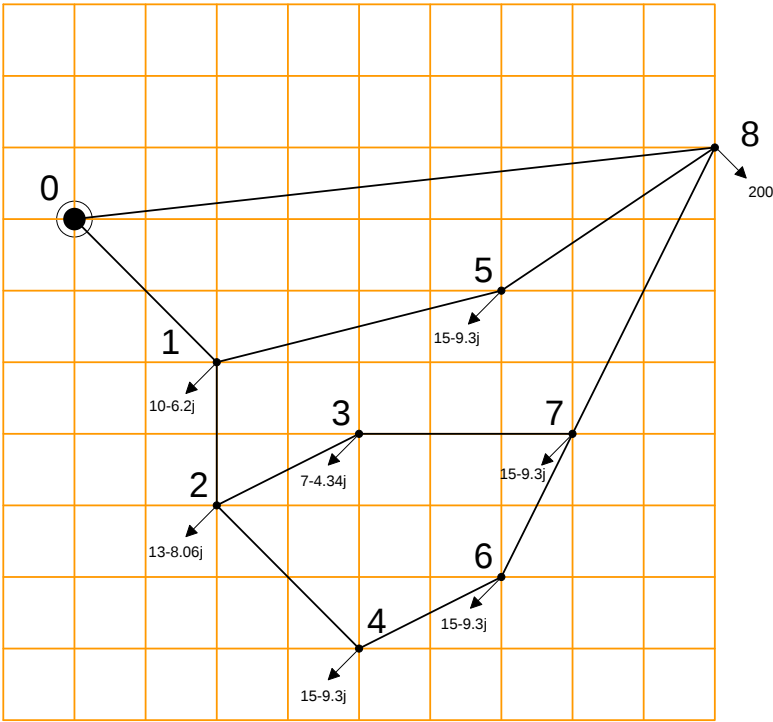
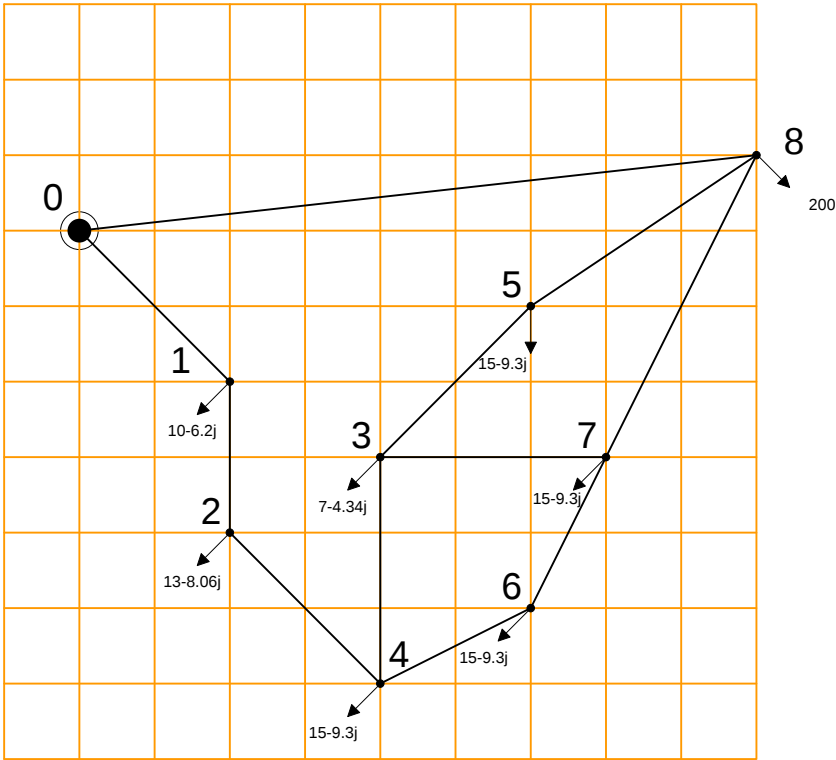


Рисунок 1.1, аркуш 1 – Варіанти схем районної електричної мережі

Варіант №2



Варіант №3

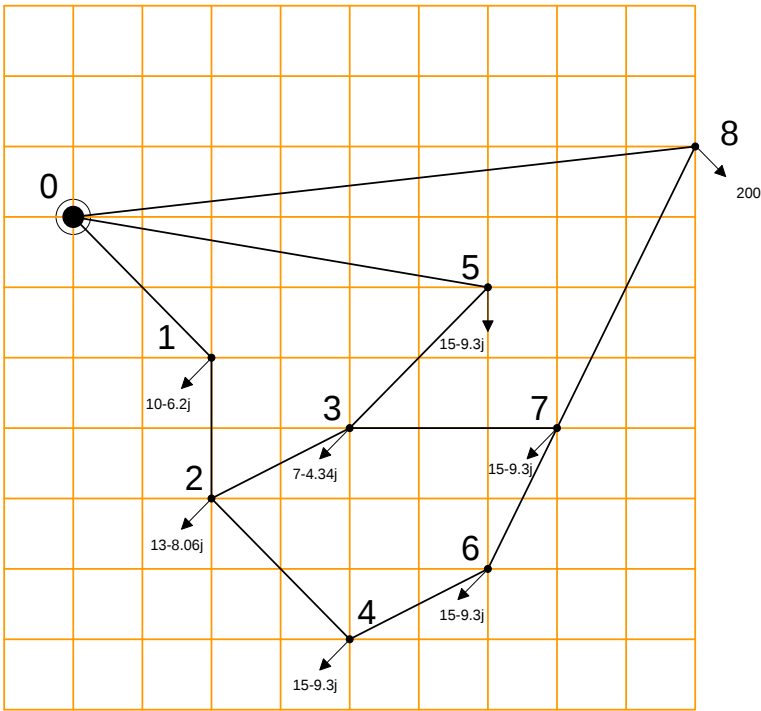
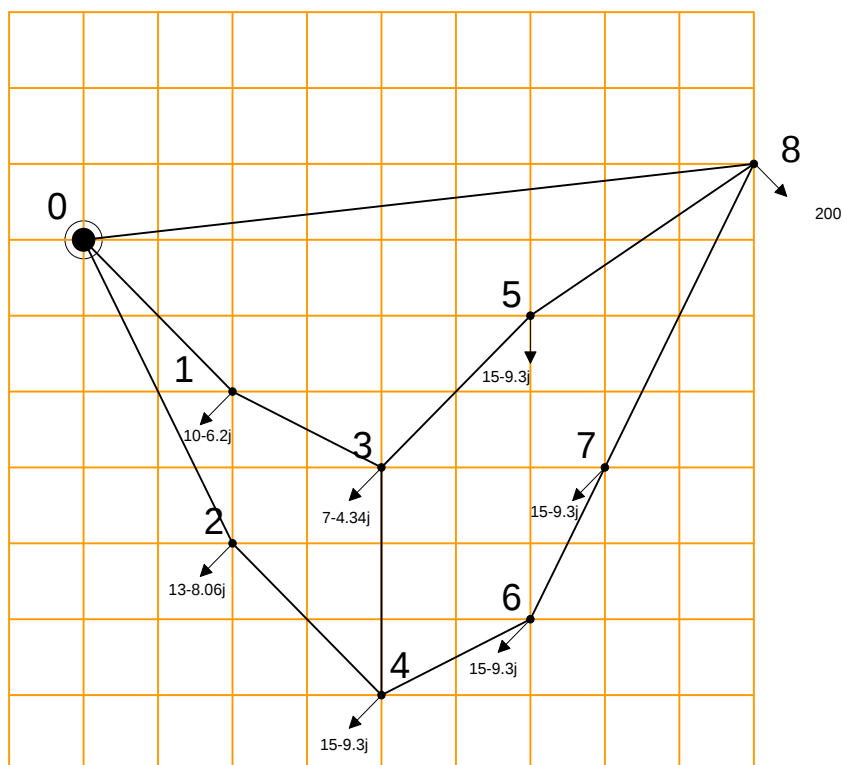


Рисунок 1.1, аркуш 2 – Варіанти схем районної електричної мережі

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ДП6203.141.001 ПЗ

Варіант №4



Варіант №5

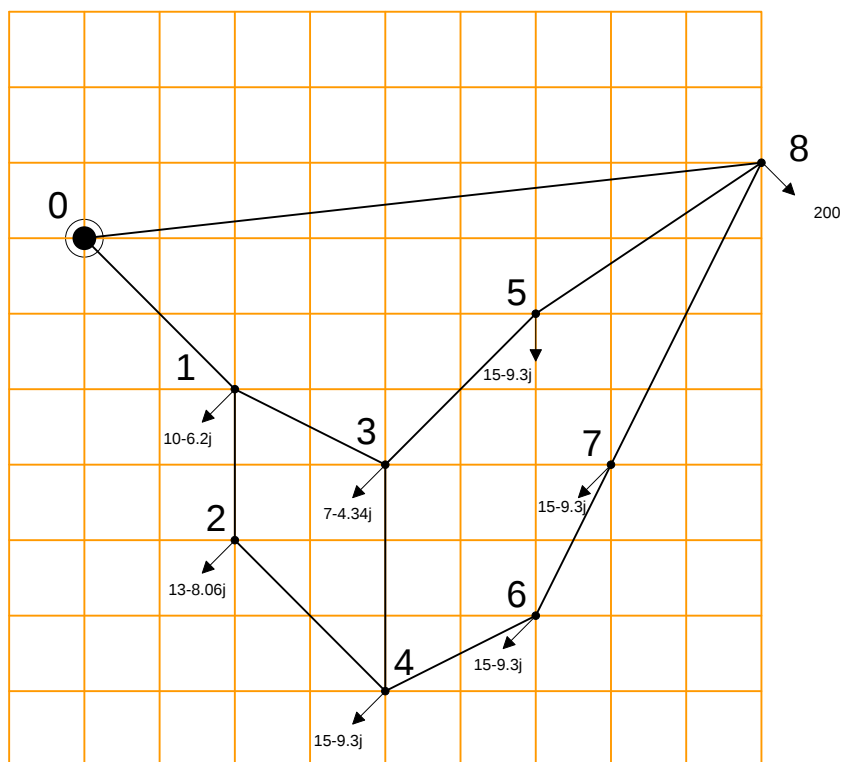


Рисунок 1.1, аркуш 3 – Варіанти схем районної електричної мережі

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ДП6203.141.001 ПЗ

Арк.

12

Варіант №6

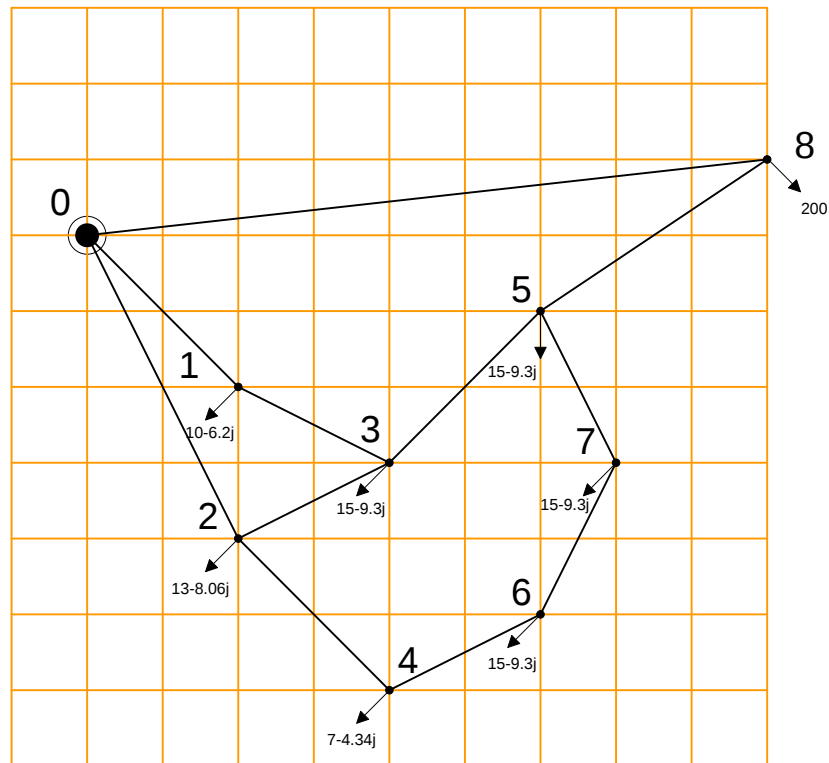


Рисунок 1.1, аркуш 13 – Варіанти схем районної електричної мережі

Техніко-економічне порівняння будемо проводити для 6-ти варіантів схем.

1.2 Вибір кількості, типу і потужності трансформаторів на підстанціях

Таблиця 1.1 – Реактивна потужність споживання на стороні СН і НН

Пункт №	1	2	3	4	5	6	7
$Q_{CH}, \text{МВАр}$	0	-6.2	0	-4.34	0	-6.2	-2.48
$Q_{HH}, \text{МВАр}$	-6.2	-1.86	-4.34	-4.96	-9.3	-3	-1.552

Таблиця 1.2– Типи вибраних трансформаторів

Пункт №	Повна потужність навантаження		$ S_{\max} , MVA$	$S_m,$ MVA	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
	$P_{\max}, MВт$	$Q_{\max},$ MВАр				
1	10.07	-7.06	11.76	8.24	2	2хТДН-10000/110
2	13.08	-9.19	15.29	10.71	3	2хТДТН-16000/110
3	7.06	-5.0	8.24	5.76	2	2хТМН-6300/110
4	15.09	-10.84	17.65	12.35	3	2хТДТН-16000/110
5	15.09	-10.54	17.65	12.35	2	2хТДН-16000/110
6	15.09	-10.73	17.65	12.35	3	2хТДТН-16000/110
7	15.09	-10.99	17.65	12.35	3	2хТДТН-16000/110

Таблиця 1.3 – Номінальні параметри вибраних трансформаторів

Завершення таблиці 1.4

Параметри	Тип трансформатора			
	ТМН- 6300/110	ТДН- 10000/110	ТДН- 16000/110	ТДТН- 16000/110
Номінальна потужність, $S_{ном}, MVA$	6,3	10	16	16
Напруга ВН, $U_{вн}, кВ$	115	115	115	115
Напруга СН, $U_{сн}, кВ$	-	-	-	38,5
Напруга НН, $U_{нн}, кВ$	11	11	11	11
Напруга КЗ, $U_{к(в-с)}, \%$	-	-	-	10,5
Напруга КЗ, $U_{к(в-н)}, \%$	10,5	10,5	10,5	17
Напруга КЗ, $U_{к(с-н)}, \%$	-	-	-	6
Струм холостого ходу, $I_{хх}, \%$	0,8	0,7	0,7	1
Втрати короткого замикання, $\Delta P_{кз}, кВт$	44	60	85	100
Втрати холостого ходу, $\Delta P_{хх},$ кВт	11,5	14	19	23
Регульовальна формула РПН	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$	$\pm 9 \times 1,78 \%$
Регульовальна формула ПБЗ	-	-	-	$\pm 2 \times 2,5 \%$

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ДП6203.141.001 ПЗ

Арк.

14

1.3 Визначення параметрів схеми заміщення трансформаторів

Приведемо Г-подібні схеми заміщення для а) двох обмоткового та б) трьох обмоткового трансформаторів на рис. 1.2.

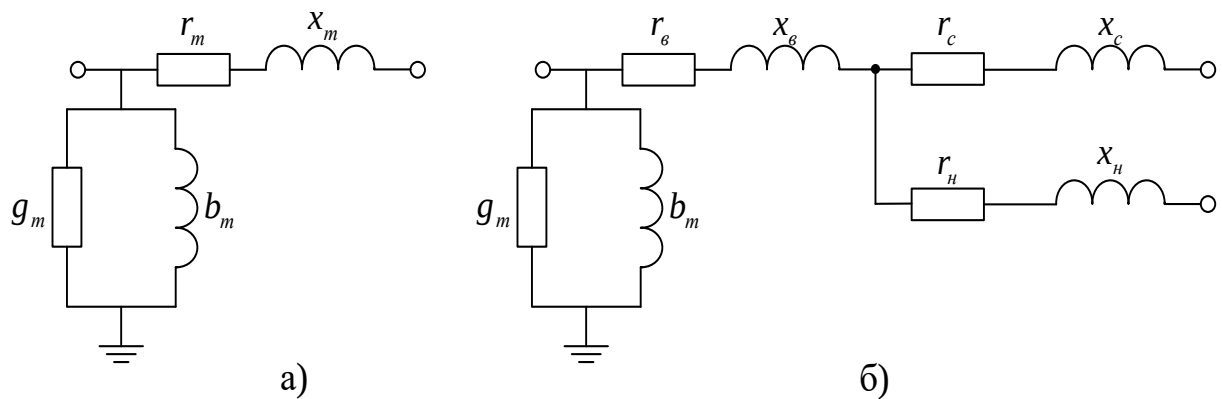


Рисунок 1.2 – Г-подібна схема заміщення трансформатора: а) двох обмоткового;
б) трьох обмоткового

Таблиця 1.4 – Параметри схеми заміщення трансформаторів

Підстанція №	Трьох обмотковий трансформатор		Двох обмотковий трансформатор	
	g_m , мкСм	b_m , мкСм	g_m , мкСм	b_m , мкСм
1	-	-	2,12	-10,59
2	3,48	-24,20	-	-
3	-	-	1,74	-7,62
4	3,48	-24,20	-	-
5	-	-	2,87	-16,94
6	3,48	-24,20	-	-
7	3,48	-24,20	-	-

Таблиця 1.5 – Повна провідність трансформаторів на підстанціях

Підстанція №	$\underline{Y}_m$, мкСм
1	2,12-10,59j
2	3,478-24,2j
3	1,74-7,62j
4	3,478-24,2j
5	2,87-16,94j
6	3,478-24,2j
7	3,478-24,2j

1.4 Визначення приведених навантажень та розрахункових провідностей пунктів

Таблиця 1.6 – Коефіцієнти завантаження блоків трансформаторів

Підстанція №	S_n , МВА	Потік потужності обмотками						Коефіцієнт завантаження обмоток β		
		P , МВт			Q , МВАр					
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
1	10	10	-	10	6.2	-	6.2	0.59	-	0.59
2	16	13	10	3	6.06	6.2	1.86	0.48	0.37	0.11
3	6,3	7	-	7	4.34	-	4.34	0.65	-	0.65
4	16	15	7	8	9.3	4.34	4.96	0.55	0.26	0.29
5	16	15	-	15	9.3	-	9.3	0.55	-	0.55
6	16	15	10	5	9.3	6.2	3.1	0.55	0.37	0.18
7	16	15	4	11	9.3	2.48	6.82	0.55	0.15	0.4

Визначимо, втрати активної і реактивної потужності в опорах трансформаторів.

Таблиця 1.7 – Приведені навантаження пунктів

Пункт №	S_{max} , МВА	Приведена потужність, S, МВА
1	10-6.2j	10.07-7.06j
2	13-8.06j	13.08-9.19j
3	7-4.34j	7.06-5j
4	15-9.3j	15.09-10.84j
5	15-9.3j	15.09-10.54j
6	15-9.3j	15.09-10.73j
7	15-9.3j	15.09-10.99j

1.5 Визначення регулювальних можливостей РПН трансформаторів

Розрахуємо приведені значення втрат напруги в обмотках трьох обмоткового трансформатора.

Таблиця 1.8 – Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів

Пункт №	Кількість обмоток	Для трьох обмоткових трансформаторів			Для двох обмоткових трансформаторів
		ΔU_{mv} , кВ	ΔU_{ms} , кВ	ΔU_{mn} , кВ	ΔU_m , кВ
1	2	-	-	-	8.17
2	3	6.52	0.22	0.9	-
3	2	-	-	-	9.21
4	3	7.52	0.16	2.41	-
5	2	-	-	-	7.59
6	3	7.52	0.22	1.5	-
7	3	7.52	0.09	3.31	-

Таблиця 1.9 – Регулювальний діапазон РПН трансформаторів на підстанціях

Пункт №	U_{min} , кВ	U_{max} , кВ
1	95.97	135.53
2	95.22	134.78
3	97	136.57
4	97.72	137.28
5	95.39	134.95
6	96.82	136.38
7	98.63	138.19

1.6 Попередній розподіл потужності в L-схемі

1.6.1 Попередній розподіл потужності в варіанті № 1

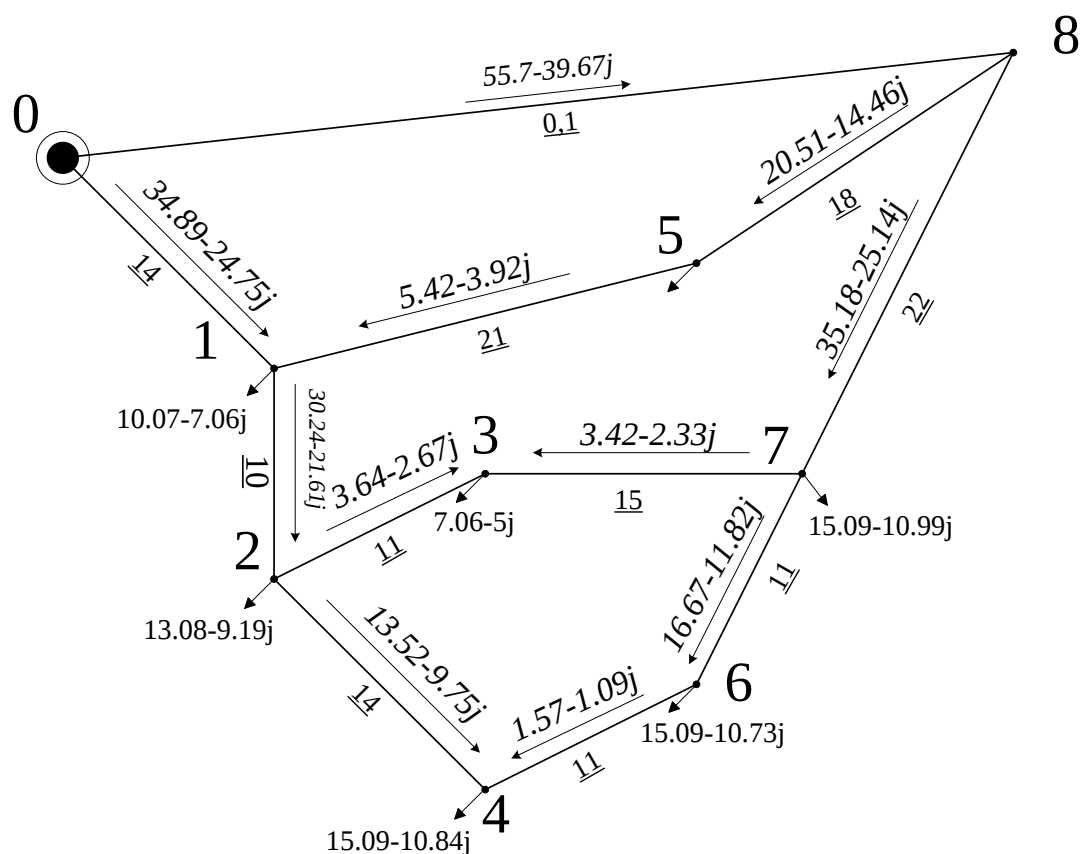


Рисунок 1.3 – Результати розрахунку потужності розподілу для варіанту № 1

1.6.2 Попередній розподіл потужності в варіанті № 2

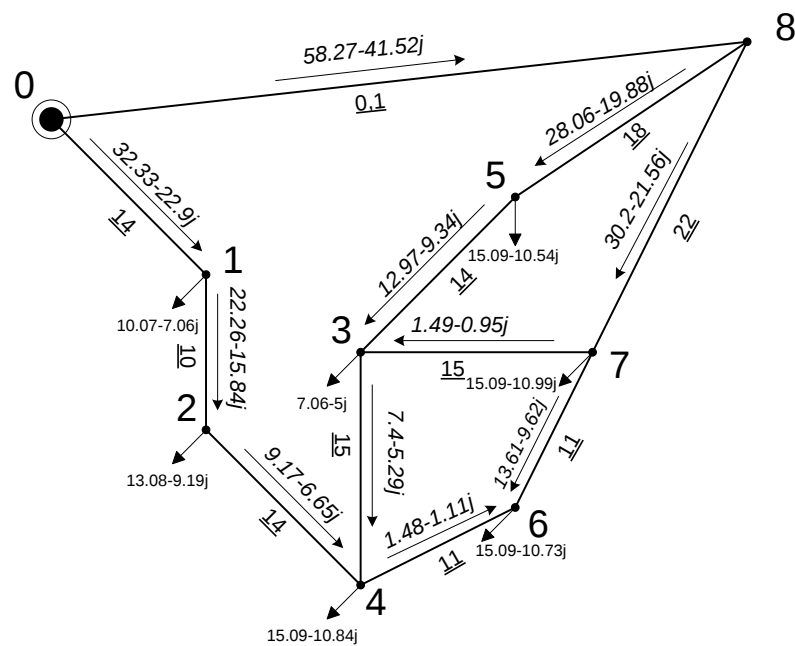


Рисунок 1.4 – Результати розрахунку потокорозподілу для варіанту № 2

1.6.3 Попередній розподіл потужності в варіанті № 3

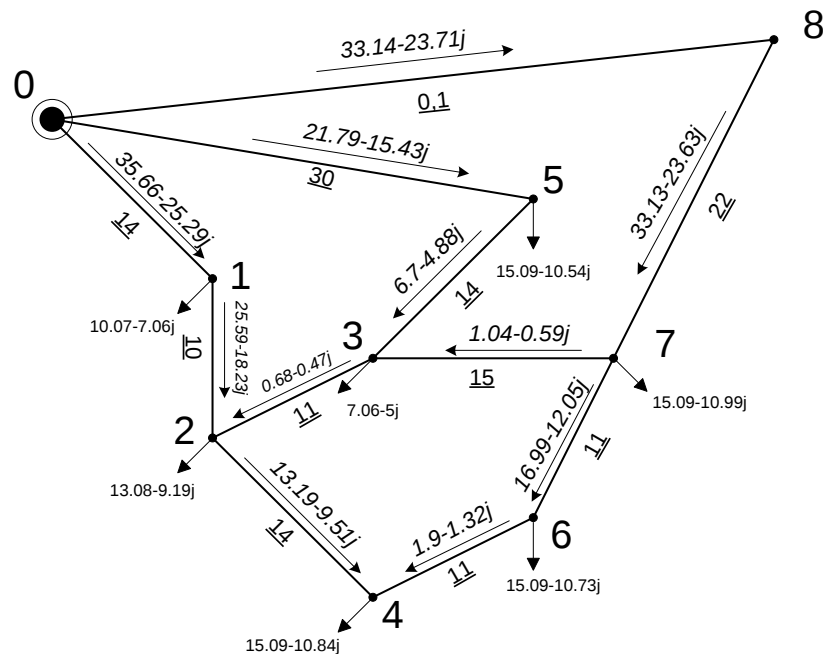


Рисунок 1.5 – Результати розрахунку потокорозподілу для варіанту № 3

Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат

ДП6203.141.001 ПЗ

Арк.

19

1.6.4 Попередній розподіл потужності в варіанті № 4

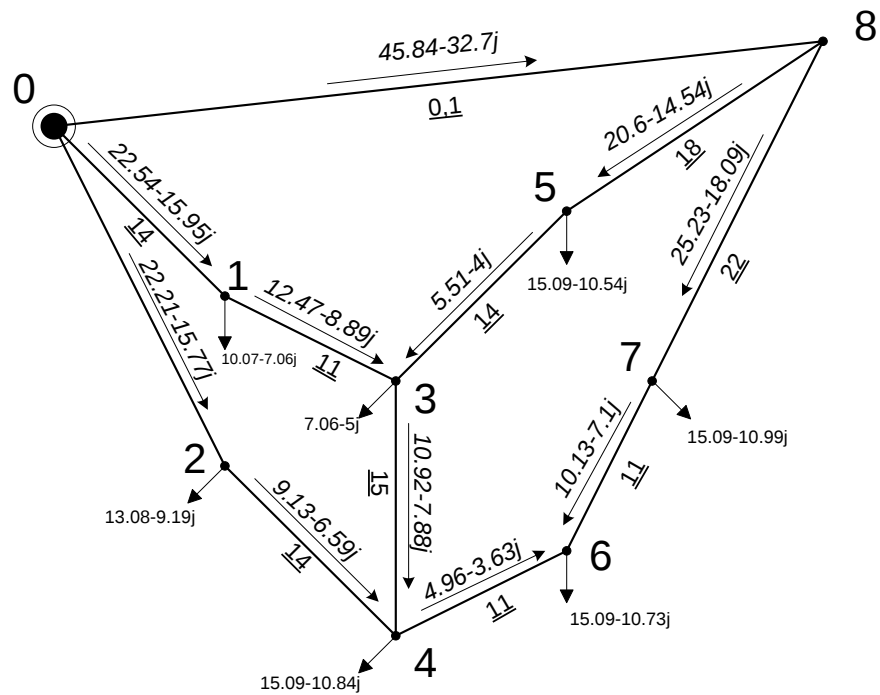


Рисунок 1.6 – Результати розрахунку поточкорозподілу для варіанту № 4

1.6.5 Попередній розподіл потужності в варіанті № 5

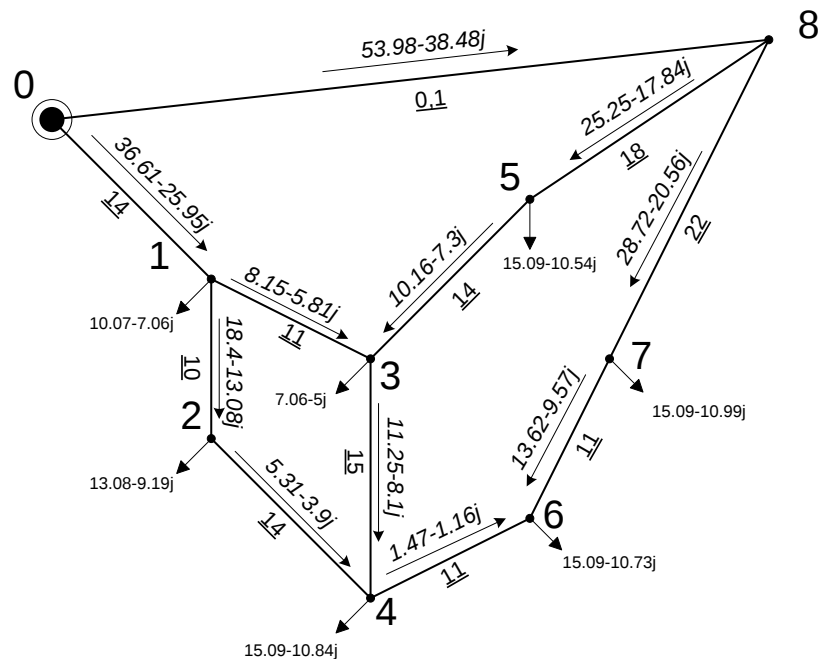


Рисунок 1.7 – Результати розрахунку поточкорозподілу для варіанту № 5

1.6.6 Попередній розподіл потужності в варіанті № 6

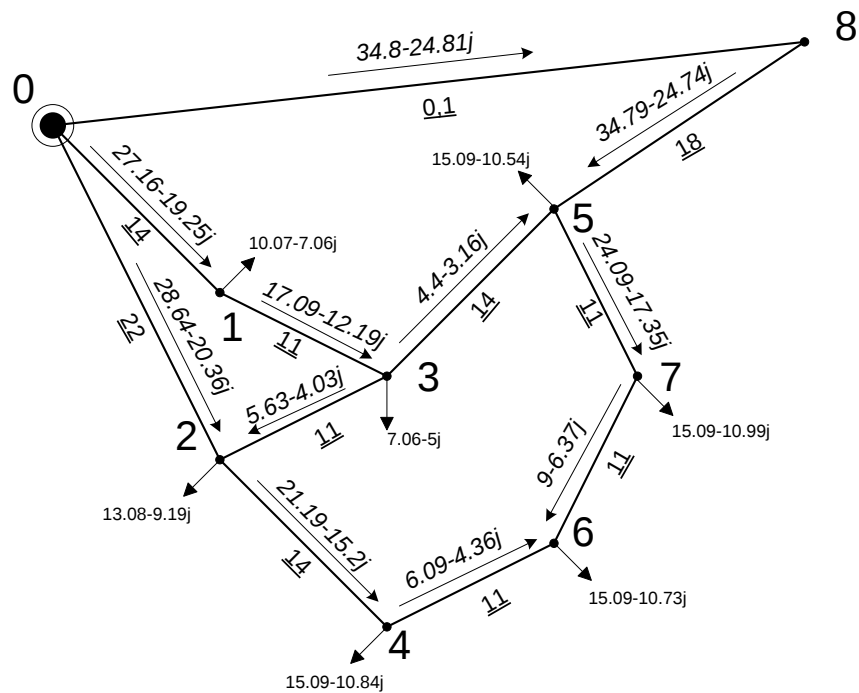


Рисунок 1.8 – Результати розрахунку поточкорозподілу для варіанту № 6

1.7 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів

1.7.1 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 1

Таблиця 1.10 – Струми і оптимальні перерізи за ділянками ПЛ

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
0-1	224,5	300,8
1-2	195,1	261,3
1-5	35,1	47,0
2-3	23,7	31,7
2-4	87,5	117,2
3-7	21,7	29,1
4-6	10,0	13,4
6-7	107,2	143,7
5-8	131,7	176,4
7-8	227,0	304,0

Таблиця 1.11 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	$I_{\text{пост}}$, тис.грн	$I_{\text{рем}}$, тис.грн	$З$, тис.грн
0-1	АС-240	1.708	258.340	24500	1355.5	294	40995
	2хАС-240	0.85	129.2	65000	696.6	1140	83366
1-2	АС-240	1.22	139.3	17500	733	210	26930
	2хАС-240	0.61	69.6	55000	379.9	1020	68999
1-5	АС-70	8.86	32.7	28875	189.1	347	34231
2-3	АС-70	4.64	7.8	15125	50.5	182	17445
2-4	АС-70	5.91	135.6	19250	717.6	231	28736
	АС-120	3.42	78.4	20650	420.2	248	27330
3-7	АС-70	6.33	9	20625	60.1	248	23701
4-6	АС-70	4.64	1.4	15125	17.2	182	17112
6-7	АС-120	2.68	92,6	16 225	491.2	195	23 084
	АС-240	1.34	46,3	19 250	250.5	231	24 065
5-8	АС-120	4.39	228,6	26 550	1 204.2	319	41 778
	АС-240	2.20	114,3	31 500	610.2	378	41 382
7-8	АС-240	2.68	414,8	38 500	2 175.8	462	64 878
	2хАС-240	1.34	207,4	55 000	1 117.5	1 380	109 975

Таблиця 1.12 – Обрані типи проводів і перерізи ПЛ

Ділянка	0-1	1-2	1-5	2-3	2-4	3-7	4-6	6-7	5-8	7-8
Тип проводу	АС-240	АС-240	АС-70	АС-70	АС-120	АС-70	АС-70	АС-120	АС-240	АС-240

					ДП6203.141.001 ПЗ					Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат						22

Таблиця 1.13 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		0-1	1-2	1-3	2-4	3-4	Допустимий тривалий струм, А		
Ділянка		Струм на ділянці, А							
поч	Кін								
0	1	-	244,18	283,79	275,32	320,58	610		
1	2	11,19	-	223,84	79,37	208	610		
1	3	75,78	185,66	-	138,7	54,18	265		
2	4	75,78	83,35	144,92	-	128,48	265		
3	4	74,48	172,6	8,09	115,39	-	390		
3	5	194,33	38,88	38,42	26,71	15,75	265		
4	6	99,94	21,58	48,03	26	36,32	265		
6	7	197,5	104,16	51,46	76,64	61,41	390		
5	8	288,58	126,51	129,99	114,4	81,55	610		
7	8	293,8	197,7	143,34	169,58	154,15	610		
Вузол							U _{min}	U _{max}	U _{dop}
1		106,15	116,37	115,74	115,97	115,4	95,97	135,53	126
2		106,12	109,93	114,58	115,51	114,28	95,22	134,78	
3		107,77	112,62	112,99	113,19	114,32	97,00	136,57	
4		106,99	110,88	113	112,05	112,85	97,72	137,28	
5		110,75	113,2	113,59	113,58	114,2	95,39	134,95	
6		108,14	111,01	112,53	111,87	112,49	96,82	136,38	
7		109,84	111,95	113	112,57	113,05	98,63	138,19	
8		113,64	114,64	331,9	114,86	115,11	95,97	135,53	

Таблиця 1.14 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		3-5	4-6	6-7	5-8	7-8	Допустимий тривалий струм, А
Ділянка		Струм на ділянці, А					
поч	Кін						
0	1	322,03	287,76	340,3	380,15	397,65	610
1	2	178,32	153,6	197,51	194,51	244,83	610
1	3	85,24	77	84,82	127	94,08	265
2	4	98,69	74,3	117,62	114,34	164,29	265
3	4	43,9	18,54	71,09	20,89	126,63	390
3	5	-	23,97	33,24	95,36	76,36	265
4	6	50,42	-	95,26	16,71	196,12	265
6	7	50,29	95,03	-	86,92	99,1	390

Продовження таблиці 1.14

Відключена ділянка		3-5	4-6	6-7	5-8	7-8	Допустимий тривалий струм, А		
Ділянка		Струм на ділянці, А							
поч	Кін								
5	8	92,09	79,43	122,21	-	167,69	610		
7	8	141,46	188,99	93,29	179,93	-	610		
Вузол							U _{min}	U _{max}	U _{dop}
1		115,34	115,72	115,11	113,57	114,43	95,97	135,53	126
2		114,34	114,85	113,97	112,05	113,01	95,22	134,78	
3		113,59	114,2	113,38	112,26	112,47	97	136,57	
4		113,23	114	112,63	110,56	111,12	97,72	137,28	
5		114,21	114,05	113,9	112,2	113,68	95,39	134,95	
6		112,73	111,79	111,54	112,98	108,88	96,82	136,38	
7		113,2	112,59	114,07	332,49	108,04	98,63	138,19	
8		115,15	114,99	115,25	115,39	115,47	95,97	135,53	

Таблиця 1.15 – Повний опір і провідність ділянок мережі

Ділянка	$\underline{Z}$, Ом	$\underline{Y}$, мкСм
0-1	1,71+5,64j	39,82j
1-2	1,22+4,03j	28,44j
1-5	8,86+9,3j	54,10j
2-3	4,64+4,87j	28,34j
2-4	3,42+5,95j	37,66j
3-7	6,33+6,65j	38,64j
4-6	4,64+4,87j	28,34j
6-7	2,68+4,68j	29,59j
5-8	2,20+7,25j	51,19j
7-8	2,68+8,87j	62,57j

1.7.2 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 2

Таблиця 1.16 – Струми і оптимальні перерізи за ділянками ПЛ

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
0-1	207,9	278,6
5-8	180,5	241,8
1-2	143,4	192,1
2-4	59,5	79,7
3-4	47,8	64,0
3-5	83,9	112,4
3-7	9,3	12,4
4-6	9,7	13,0
6-7	87,5	117,2
7-8	194,8	260,9

Таблиця 1.17 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	$I_{\text{пост}}$, тис.грн	$I_{\text{рем}}$, тис.грн	$З$, тис.грн
0-1	АС-240	1,71	221,6	24 500	1 164,3	294	39 083
	2хАС-240	0,85	110,8	35 000	601,0	1 140	82 410
5-8	АС-240	240	214,7	31 500	1 132,0	378	46 600
	2хАС-240	480	107,3	45 000	590,2	1 260	93 502
1-2	АС-120	2,44	150,5	14 750	791,2	177	24 432
	АС-240	1,22	75,2	17 500	400,1	210	23 601
3-4	АС-70	6,33	43,3	20 625	238,6	248	25 486
2-4	АС-70	5,91	19 250	62,7	338,5	231	24 945
	АС-120	3,42	20 650	36,3	201,0	248	25 138

Продовження таблиці 1.17

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	$I_{пост}$, тис.грн	$I_{рем}$, тис.грн	$З$, тис.грн
3-7	АС-70	6.33	1,6	20 625	22,0	248	23 320
4-6	АС-70	4.64	1,3	15125	16,7	182	17 107
6-7	АС-70	4,64	106,6	15 125	563,9	182	22 579
	АС-120	2,68	61,6	16 225	330,2	195	21 474
7-8	АС-240	2,68	305,4	38 500	1 607,3	462	59 193
	2хАС-240	1,34	152,7	55 000	833,3	1 380	107 133
3-5	АС-70	5,91	124,8	19 250	661,1	231	28 171
	АС-120	3,42	72,1	20 650	387,5	248	27 003

Таблиця 1.18 – Обрані типи проводів і перерізи ПЛ

Ділянка	0-1	5-8	1-2	2-4	3-4	3-5	3-7	4-6	6-7	7-8
Тип проводу	АС-240	АС-240	АС-240	АС-70	АС-70	АС-120	АС-70	АС-70	АС-120	АС-240

Таблиця 1.19 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		0-1	5-8	1-2	2-4	3-4	Допустимий тривалий струм, А
Ділянка		Струм на ділянці, А					
поч	Кін						
0	1	-	322,09	59,51	138,03	274,86	610
5	8	266,97	-	235,35	196,73	137,09	610
1	2	67,64	261,89	-	78,64	214,95	610
2	4	154,68	182,53	85,42	-	136,21	265
3	4	156,62	59,63	119,16	73,36	-	265
3	5	172,83	96,3	141,8	103,88	45,25	390
3	7	27,67	80,45	20,8	12,39	5,33	265
4	6	97,43	32,27	64,14	23,72	46,29	265
6	7	195,14	69,97	160,72	118,67	57,93	390
7	8	318,23	242,98	276,19	224,85	145,03	610

					ДП6203.141.001 ПЗ	Арк.
						26
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		

Продовження таблиці 1.19

Вузол						U _{min}	U _{max}	U _{dop}
1	104,08	115,35	117,85	117,05	115,83	95,97	135,53	126
2	104,47	113,97	107,06	116,6	114,7	95,22	134,78	
3	109,11	110,53	110,12	111,34	113	97,00	136,57	
4	106,71	111,42	108,3	110,22	112,82	97,72	137,28	
5	110,92	109,5	111,6	112,42	113,5	95,39	134,95	
6	107,84	111,15	109,04	110,49	112,41	96,82	136,38	
7	109,52	111,79	110,43	111,52	112,95	98,63	138,19	
8	113,61	115,06	113,97	114,39	114,93	95,97	135,53	

Таблиця 1.20 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		3-5	3-7	4-6	6-7	7-8	Допустимий тривалий струм, А		
Ділянка		Струм на ділянці, А							
поч	Кін								
0	1	289,79	275,25	260,41	290,53	334,24	610		
5	8	92,23	136,38	132,11	141,97	230,83	610		
1	2	229,82	215,42	200,67	230,42	273,87	610		
2	4	150,95	136,96	122,41	151,18	194,08	265		
3	4	19,42	9,73	36,18	42,64	15,17	265		
3	5	-	44,98	40,69	50,78	138,73	390		
3	7	25,85	-	28,45	31,7	88,3	265		
4	6	40,9	45,56	-	95,59	105,2	265		
6	7	59,12	53,56	94,99	-	10,12	390		
7	8	176,56	145,75	164,38	124,55	-	610		
Вузол							U _{min}	U _{max}	U _{dop}
1		115,69	115,86	116,01	115,61	115,16	95,97	135,53	126
2		114,49	114,76	114,98	114,38	113,68	95,22	134,78	
3		112,15	112,94	112,98	112,91	111,08	97,00	136,57	
4		112,4	112,88	113,31	112,25	110,93	97,72	137,28	
5		114,03	113,45	113,44	113,49	112,64	95,39	134,95	
6		112,01	112,43	111,84	111,15	109,74	96,82	136,38	
7		112,56	112,93	112,64	113,41	109,69	98,63	138,19	
8		114,98	114,91	114,85	115,02	115,15	95,97	135,53	

Таблиця 1.21 – Повний опір і провідність ділянок мережі

Ділянка	$\underline{Z}$, Ом	$\underline{Y}$, мкСм
0-1	1,71+5.64j	39,82j
5-8	2,20+7.25j	51,19j
1-2	1,22+4.03j	28,44j
2-4	5,91+6.2j	36,06j
3-4	6,33+6.65j	38,64j
3-5	3,42+5.95j	37,66j
3-7	6,33+6.65j	38,64j
4-6	4,64+4.87j	28,34j
6-7	2,68+4.68j	29,59j
7-8	2,68+8.87j	62,57j

1.7.3 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 3

Таблиця 1.22 – Струми і оптимальні перерізи за ділянками ПЛ

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
0-1	229,5	307,4
1-2	164,9	220,9
0-5	140,1	187,7
2-3	4,4	5,8
2-4	85,4	114,4
3-5	43,5	58,3
4-6	12,2	16,3
6-7	109,3	146,5
3-7	6,3	8,4
7-8	213,6	286,1

Таблиця 1.23 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	$I_{пост}$, тис.грн	$I_{рем}$, тис.грн	$З$, тис.грн
0-1	АС-240	1,71	269,8	24 500	1 415,1	294	41 591
	2хАС-240	0,85	134,9	35 000	726,4	1 140	83 664
1-2	АС-120	2,44	199,1	14 750	1 043,8	177	26 958
	АС-240	1,22	99,5	17 500	526,4	210	24 864
0-5	АС-120	7,32	431,3	44 250	2 269,0	531	72 250
	АС-240	3,66	215,7	52 500	1 147,9	630	70 279
2-3	АС-70	4,64	0,3	15125	11,2	182	17 052
2-4	АС-70	5,91	129,1	19 250	683,9	231	28 399
	АС-120	3,42	74,7	20 650	400,7	248	27 135
3-5	АС-70	5,91	33,6	19250	187,2	231	23 432
4-6	АС-70	4.64	2,1	15125	20,6	182	17 146
6-7	АС-120	2,68	96,3	16 225	510,4	195	23 276
	АС-240	1,34	48,1	19 250	260,1	231	24 161
3-7	АС-70	6,33	0,7	20 625	17,3	248	23 273
7-8	АС-240	2.68	367,3	38 500	1 929,2	462	62 412
	2хАС-240	1.34	183,7	55 000	994,2	1 380	108 742

Таблиця 1.24 – Обрані типи проводів і перерізи ПЛ

Ділянка	0-1	1-2	0-5	2-3	2-4	3-5	4-6	6-7	3-7	7-8
Тип проводу	АС-240	АС-240	АС-240	АС-70	АС-120	АС-70	АС-70	АС-120	АС-70	АС-240

Таблиця 1.25 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		0-1	1-2	0-5	2-3	2-4	Допустимий тривалий струм, А		
Ділянка		Струм на ділянці, А							
поч	Кін								
0	1	-	59,78	356,09	253,12	220,47	610		
1	2	64,98	-	295,55	192,94	160,65	610		
0	5	284,91	253,12	-	159,04	155,65	610		
2	3	169,19	124,84	106,06	-	82,19	265		
2	4	23,46	42,82	109,92	113,56	-	390		
3	5	193,68	162,29	95,29	69,22	66,06	265		
4	6	77,73	55,27	15,85	20,44	96,86	265		
6	7	173,78	150,54	79,01	73,45	191,91	390		
3	7	23,59	13,55	33,35	27,69	106,91	265		
7	8	289,14	251,89	204,83	140,35	183,15	610		
Вузол							U _{min}	U _{max}	U _{dop}
1		108,35	117,34	114,88	115,56	116,03	95,97	135,53	126
2		108,72	110,12	113,26	114,48	115,19	95,22	134,78	
3		110,61	111,51	112,08	114,06	114,3	97,00	136,57	
4		108,55	109,71	112,09	113,28	110,04	97,72	137,28	
5		113,32	113,78	110,69	115,02	115,21	95,39	134,95	
6		109,46	110,36	111,93	113,06	111,15	96,82	136,38	
7		110,97	111,66	112,61	113,69	112,77	98,63	138,19	
8		114,84	115,03	115,29	115,58	115,32	95,97	135,53	

Таблиця 1.26 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		3-5	4-6	6-7	3-7	7-8	Допустимий тривалий струм, А
Ділянка		Струм на ділянці, А					
поч	Кін						
0	1	298,8	254,67	292,87	253,8	353,37	610
1	2	238,48	194,49	232,51	193,63	292,58	610
0	5	89,96	153,94	153,75	142,52	210,29	610
2	3	50,89	22,25	38,42	12,64	47,38	265
2	4	108,78	93,79	190,91	124,87	165,14	390
3	5	-	64,27	63,92	52,94	119,12	265
4	6	15,19	-	96,12	32,66	69,87	265
6	7	78,87	94,17	-	63,49	28,16	390
3	7	10,34	45,37	16,9	-	123,6	265
7	8	164,3	144	109,08	156,23	-	610

Продовження таблиці 1.26

Вузол						$U_{\min}$	$U_{\max}$	$U_{\text{доп}}$
1	115,28	115,57	115,05	115,58	114,25	95,97	135,53	126
2	113,97	114,48	113,69	114,49	112,54	95,22	134,78	
3	113,42	114,24	114,11	114,58	112	97,00	136,57	
4	112,82	113,47	111,63	113,21	110,72	97,72	137,28	
5	116,09	115,13	114,99	115,31	113,69	95,39	134,95	
6	112,65	112,82	110,54	112,88	109,91	96,82	136,38	
7	113,33	113,61	114,37	113,45	110,1	98,63	138,19	
8	115,48	115,55	115,77	115,51	116,25	95,97	135,53	

Таблиця 1.27 – Повний опір і провідність ділянок мережі

Ділянка	Z , Ом	Y , мкСм
0-1	1,71+5,64j	39,82j
1-2	1,22+4,03j	28,44j
0-5	3,66+12,09j	85,32j
2-3	4,64+4,87j	28,34j
2-4	3,42+5,95j	37,66j
3-5	5,91+6,20j	36,06j
4-6	4,64+4,87j	28,34j
6-7	2,68+4,68j	29,59j
3-7	6,33+6,65j	38,64j
7-8	2,68+8,87j	62,57j

1.7.4 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 4

Таблиця 1.28 – Струми і оптимальні перерізи за ділянками ПЛ

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
0-1	144,9	194,1
0-2	143,0	191,6
1-3	80,4	107,7

Продовження таблиці 1.28

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
2-4	59,1	79,2
3-4	70,7	94,7
3-5	35,8	47,9
4-6	32,3	43,2
6-7	64,9	87,0
5-8	132,4	177,3
7-8	162,9	218,3

Таблиця 1.29 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	$I_{пост}$, тис.грн	$I_{рем}$, тис.грн	$З$, тис.грн
0-1	АС-120	3,42	215,2	20 650	1 131,3	248	34 441
	АС-240	1,71	107,6	24 500	571,9	294	33 159
0-2	АС-120	5,37	329,3	32 450	1 731,5	389	53 659
	АС-240	2,68	164,6	38 500	875,6	462	51 876
1-3	АС-70	4,64	89,9	15 125	477,3	182	21 713
	АС-120	2,68	52,0	16 225	280,1	195	20 973
2-4	АС-70	5,91	61,9	19 250	334,2	231	24 902
	АС-120	3,42	35,8	20 650	198,6	248	25 114
3-4	АС-70	6,33	94,9	20 625	506,8	248	28 168
	АС-120	3,66	54,9	22 125	298,7	266	27 767
3-5	АС-70	5,91	22,7	19250	130,4	231	22 864
4-6	АС-70	4.64	58,7	15 125	85,3	182	17 793
6-7	АС-70	4,64	33,9	16 225	315,1	182	20 091
	АС-120	2,68	48,1	19 250	186,3	195	20 035
5-8	АС-120	4,39	230,9	26 550	1 216,2	319	41 898

					ДП6203.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		32

Продовження таблиці 1.29

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	$I_{\text{пост}}$, тис.грн	$I_{\text{рем}}$, тис.грн	$З$, тис.грн
	АС-240	2,20	115,4	31 500	616,2	378	41 442
7-8	АС-120	5,37	427,5	32 450	2 241,8	389	58 762
	АС-240	2,68	213,7	38 500	1 130,8	462	54 428

Таблиця 1.30 – Обрані типи проводів і перерізи ПЛ

Ділянка	0-1	0-2	1-3	2-4	3-4	3-5	4-6	6-7	5-8	7-8
Тип проводу	АС-240	АС-240	АС-120	АС-70	АС-120	АС-70	АС-70	АС-120	АС-240	АС-240

Таблиця 1.31 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		0-1	0-2	1-3	2-4	3-4	Допустимий тривалий струм, А		
Ділянка		Струм на ділянці, А							
поч	Кін								
0	1	-	289,6	59,74	248,95	161,6	610		
0	2	256,01	-	231,24	77,85	213,9	610		
1	3	63,03	229,69	-	189,23	102,23	390		
2	4	178,17	82,68	153,58	-	135,8	265		
3	4	43,04	186,24	11,88	132,09	-	390		
3	5	64,28	11,7	35,35	17,83	60,8	265		
4	6	45,06	16,49	53,31	39,98	44,49	265		
6	7	57,52	86,57	47,42	57,34	54,77	390		
5	8	156,21	91,75	126,61	77,45	34,13	610		
7	8	149,11	180	138,54	149,95	146,53	610		
Вузол							U _{min}	U _{max}	U _{dop}
1		111,65	115,72	117,41	115,96	116,52	95,97	135,53	126
2		115,06	110,64	115,26	116,82	115,18	95,22	134,78	
3		112,18	113,9	113,11	114,47	115,73	97,00	136,57	
4		112,6	111,84	113,15	113,03	113,27	97,72	137,28	
5		113,13	113,93	113,63	114,3	114,91	95,39	134,95	
6		112,19	111,77	112,63	112,63	112,84	96,82	136,38	
7		112,72	112,55	113,07	113,15	113,34	98,63	138,19	
8		114,78	114,95	114,98	115,16	115,34	95,97	135,53	

Таблиця 1.32 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		3-5	4-6	6-7	5-8	7-8	Допустимий тривалий струм, А		
Ділянка		Струм на ділянці, А							
поч	Кін								
0	1	183,07	183,73	204,01	233,38	226,55	610		
0	2	170,53	145,83	183,63	185	224,18	610		
1	3	123,36	124,2	144,16	173,31	166,45	390		
2	4	92,92	68,37	105,55	107,04	145,56	265		
3	4	81,41	25,74	81,56	38,26	141,49	390		
3	5	-	61,98	26,72	93,4	19,77	265		
4	6	83,87	-	94,18	54,52	193,41	265		
6	7	24,6	94,87	-	44,22	97,73	390		
5	8	91,97	38,84	71,39	-	108,04	610		
7	8	107,17	188,67	93,1	135,15	-	610		
Вузол							U _{min}	U _{max}	U _{dop}
1		116,33	116,42	116,07	115,73	115,67	95,97	135,53	126
2		115,74	116,07	115,42	115,38	114,7	95,22	134,78	
3		115,33	115,44	114,89	114,3	114,28	97,00	136,57	
4		114,45	115,12	113,92	113,88	112,61	97,72	137,28	
5		114,36	114,67	114,64	112,94	114,55	95,39	134,95	
6		113,57	111,98	112,84	113,32	110,4	96,82	136,38	
7		113,76	112,78	114,29	113,74	109,57	98,63	138,19	
8		115,3	115,17	115,47	115,58	115,74	95,97	135,53	

Таблиця 1.33 – Повний опір і провідність ділянок мережі

Ділянка	$\underline{Z}$, Ом	$\underline{Y}$, мкСм
0-1	1,71+5,64j	39,82j
0-2	2,68+8,87j	62,57j
1-3	2,68+4,68j	29,59j
2-4	5,91+6,2j	36,06j
3-4	3,66+6,38j	40,35j
3-5	5,91+6,2j	36,06j
4-6	4,64+4,87j	28,34j
6-7	2,68+4,68j	29,59j

Продовження таблиці 1.33

Ділянка	$\underline{Z}$, Ом	$\underline{Y}$, мкСм
5-8	2,20+7,25j	51,19j
7-8	2,68+8,87j	62,57j

1.7.5 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 5

Таблиця 1.34 – Струми і оптимальні перерізи за ділянками ПЛ

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
0-1	235,5	315,5
1-2	118,5	158,7
1-3	52,5	70,3
2-4	34,6	46,3
3-4	72,8	97,5
3-5	65,7	88,0
4-6	9,8	13,2
6-7	87,4	117,1
5-8	162,3	217,4
7-8	185,4	248,3

Таблиця 1.35 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	$I_{\text{пост}}$, тис.грн	$I_{\text{рем}}$, тис.грн	$З$, тис.грн
0-1	АС–240	1.708	284,3	24 500	1 490,3	294	42 343
	2хАС–240	0.85	142,1	35 000	764,0	1 140	84 040
1-2	АС–120	2,44	102,8	14 750	543,1	177	21 951
	АС–240	1,22	51,4	17 500	276,0	210	22 360
1-3	АС–70	4,64	38,4	15 125	209,4	182	19 034
	АС–120	2,68	22,2	16 225	125,3	195	19 425

Продовження таблиці 1.35

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	$I_{пост}$, тис.грн	$I_{рем}$, тис.грн	$З$, тис.грн
2-4	АС-70	5,91	21,2	19250	122,7	231	22 787
3-4	АС-70	6,33	100,5	20 625	535,9	248	28 459
	АС-120	3,66	58,1	22 125	315,6	266	27 936
3-5	АС-70	5,91	76,4	19 250	409,9	231	25 659
	АС-120	3,42	44,2	20 650	242,3	248	25 551
4-6	АС-70	4,64	1,3	15125	16,9	182	17 109
6-7	АС-70	4,64	106,3	15 125	562,7	182	22 567
	АС-120	2,68	61,5	16 225	329,5	195	21 467
5-8	АС-120	4,39	347,0	26 550	1 819,9	319	47 935
	АС-240	2,20	173,5	31 500	918,0	378	44 460
7-8	АС-240	2,68	276,7	38 500	1 458,2	462	57 702
	2хАС-240	1,34	138,4	55 000	758,7	1 380	106 387

Таблиця 1.36 – Обрані типи проводів і перерізи ПЛ

Ділянка	0-1	1-2	1-3	2-4	3-4	3-5	4-6	6-7	5-8	7-8
Тип проводу	АС-240	АС-120	АС-70	АС-70	АС-120	АС-120	АС-70	АС-120	АС-240	АС-240

Таблиця 1.37 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		0-1	1-2	1-3	2-4	3-4	Допустимий тривалий струм, А
Ділянка		Струм на ділянці, А					
поч	Кін						
0	1	-	282,76	271,3	305,25	325,27	610
1	2	36,4	-	211,65	79,74	195,6	390
1	3	101,61	223,32	-	167,11	70,15	265
2	4	48,73	82,92	13,37	-	116,21	265
3	4	60,43	183,09	47,62	123,49	-	390

Продовження таблиці 1.37

Відключена ділянка		0-1	1-2	1-3	2-4	3-4	Допустимий тривалий струм, А		
Ділянка		Струм на ділянці, А							
поч	Кін								
3	5	206,08	21,91	43,66	16,42	28,75	390		
4	6	86,13	18,48	57,32	32,41	27,09	265		
6	7	183,39	91,47	138,64	67,4	75,63	390		
5	8	300,56	98,55	149,28	93,53	64,95	610		
7	8	279,49	184,76	149,28	160,13	168,25	610		
Вузол							U _{min}	U _{max}	U _{dop}
1		107,17	115,93	115,96	115,63	115,38	95,97	135,53	126
2		106,9	110,32	114,48	115,02	113,95	95,22	134,78	
3		108,33	113,52	112,8	113,84	114,61	97,00	136,57	
4		107,61	111,53	112,69	112,51	112,33	97,72	137,28	
5		110,54	113,68	113,35	113,93	114,38	95,39	134,95	
6		108,59	111,51	112,28	112,23	112,14	96,82	136,38	
7		110,12	112,34	112,81	112,84	112,83	98,63	138,19	
8		113,64	114,83	114,86	115	115,11	95,97	135,53	

Таблиця 1.38 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		3-5	4-6	6-7	5-8	7-8	Допустимий тривалий струм, А
Ділянка		Струм на ділянці, А					
поч	Кін						
0	1	324,67	300,61	351,18	384,86	406,5	610
1	2	148,52	129,89	168,17	154,17	209,33	390
1	3	116,44	111,85	123,45	170,62	137,01	265
2	4	69,18	50,57	88,25	74,08	128,73	265
3	4	74,12	42,31	100,68	35,47	162,59	390
3	5	-	33,25	27,61	94,37	70,41	390
4	6	53,03	-	95,38	21,11	196,42	265
6	7	49,18	94,99	-	81,84	99,25	390
5	8	92,09	68,05	113,05	-	160,74	610
7	8	139,71	188,91	93,27	174,58	-	610

Продовження таблиці 1.37

Вузол						$U_{\min}$	$U_{\max}$	$U_{\text{доп}}$
1	115,32	115,59	115,03	114,66	114,4	95,97	135,53	126
2	114,23	114,61	113,76	113,49	112,82	95,22	134,78	
3	114,03	114,38	113,67	112,75	112,87	97,00	136,57	
4	113,26	113,88	112,49	112,43	110,96	97,72	137,28	
5	114,21	114,21	113,98	111,74	113,69	95,39	134,95	
6	112,75	111,84	111,4	112,32	108,72	96,82	136,38	
7	113,21	112,64	114,09	113,06	107,87	98,63	138,19	
8	115,15	115,04	115,27	115,4	117,56	95,97	135,53	

Таблиця 1.39 – Повний опір і провідність ділянок мережі

Ділянка	Z , Ом	Y , мкСм
0-1	1,71+5,64j	39,82j
1-2	2,44+4,25j	26,90j
1-3	4,64+4,87j	28,34j
2-4	5,91+6,20j	36,06j
3-4	3,66+6,38j	40,35j
3-5	3,42+5,95j	37,66j
4-6	4,64+4,87j	28,34j
6-7	2,68+4,68j	29,59j
5-8	2,20+7,25j	51,19j
7-8	2,68+8,87j	62,57j

1.7.6 Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів для варіанту № 6

Таблиця 1.40 – Струми і оптимальні перерізи за ділянками ПЛ

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
0-1	174,7	234,1
0-2	184,4	247,1
1-3	110,2	147,6

Продовження таблиці 1.40

Ділянка	Струм, А	Переріз, мм ²
2-3	36,3	48,7
2-4	136,9	183,3
3-5	28,4	38,1
4-6	39,3	52,7
6-7	57,9	77,5
5-8	224,1	300,2
7-5	155,9	208,8

Таблиця 1.41 – Техніко-економічне порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	$I_{пост}$, тис.грн	$I_{рем}$, тис.грн	$З$, тис.грн
0-1	АС-120	3,42	312,8	20 650	1 638,7	248	39 515
	АС-240	1,71	156,4	24 500	825,6	294	35 696
0-2	АС-240	2,68	273,9	38 500	1 443,4	462	57 554
	2хАС-240	1,34	136,9	55 000	751,3	1 380	106 313
1-3	АС-120	2,68	97,7	16 225	517,8	195	23 350
	АС-240	1,34	48,9	19 250	263,8	231	24 198
2-3	АС-70	4,64	18,4	15 125	105,4	182	17 994
2-4	АС-120	3,42	191,9	20 650	1 010,3	248	33 231
	АС-240	1,71	96,0	24 500	511,4	294	32 554
3-5	АС-70	5,91	14,3	19 250	86,9	231	22 429
4-6	АС-70	4,64	21,6	15125	121,9	182	18 159
6-7	АС-70	4,64	46,6	15 125	252,2	182	19 462
	АС-120	2,68	27,0	16 225	150,0	195	19 672
5-8	АС-240	2,20	330,7	31 500	1 735,3	378	52 633
	2хАС-240	1,10	165,4	45 000	891,9	1 260	96 519

Ділянка	Переріз і тип проводу	r , Ом	ΔP , кВт	K , тис.грн	$I_{пост}$, тис.грн	$I_{рем}$, тис.грн	$З$, тис.грн
7-5	АС-120	2,68	195,6	16 225	1 026,5	195	28 437
	АС-240	1,34	97,8	19 250	518,2	231	26 742

Таблиця 1.42 – Обрані типи проводів і перерізи ПЛ

Ділянка	0-1	0-2	1-3	2-3	2-4	3-5	4-6	6-7	5-8	7-5
Тип проводу	АС-240	АС-240	АС-120	АС-70	АС-240	АС-70	АС-70	АС-70	АС-240	АС-240

Таблиця 1.43 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		0-1	0-2	1-3	2-3	2-4	Допустимий тривалий струм, А			
Ділянка		Струм на ділянці, А								
поч	Кін									
0	1	-	332,7	59,85	188,86	203,74	610			
0	2	335,7	-	298,7	229,32	157,21	610			
1	3	62,81	272,48	-	129,41	144,22	390			
2	3	97,5	183,63	62,19	-	80,16	265			
2	4	160,06	101,89	159,05	150,77	-	610			
3	5	15,73	48,4	21,67	87,81	182,92	265			
4	6	65,95	10,3	65,28	57,55	99,19	265			
6	7	28,81	90,73	29,08	36,16	196,53	265			
5	8	225,37	234,46	198,01	136,9	210,22	610			
7	5	123,88	186,26	123,81	130,2	292,62	610			
Вузол							U _{min}	U _{max}	U _{dop}	
1		112,05	115,26	117,2	116,2	116,27	95,97	135,53	126	
2		113,64	111,01	114,06	114,67	115,99	95,22	134,78		
3		112,58	113,08	113,39	115,2	115,15	97,00	136,57		
4		112,37	110,25	112,79	113,45	107,42	97,72	137,28		
5		112,75	112,47	113,17	114,02	112,66	95,39	134,95		
6		111,63	110,21	112,05	112,79	108,56	96,82	136,38		
7		111,96	111,26	112,38	113,2	110,8	98,63	138,19		
8		115,18	115,09	115,31	115,57	115,13	95,97	135,13		

					ДП6203.141.001 ПЗ					Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат						40

Таблиця 1.44 – Струми на ділянках в післяаварійному режимі

Відключена ділянка		3-5	4-6	6-7	5-8	7-5	Допустимий тривалий струм, А		
Ділянка		Струм на ділянці, А							
поч	Кін								
0	1	161,98	199,58	197,72	273,44	198,01	610		
0	2	205,54	191,6	229,89	290,47	273,09	610		
1	3	102,65	140,05	138,11	213,02	138,27	390		
2	3	61,23	22,31	36,72	8,45	97,76	265		
2	4	187,34	92,84	188,41	203,35	290,86	610		
3	5	-	120,73	60,26	179,08	4,11	265		
4	6	94,78	-	94,88	108,91	195,92	265		
6	7	14,02	95,57	-	17	99,13	265		
5	8	187,32	166,37	127,51	-	92,53	610		
7	5	95,82	190,4	94,26	84,63	-	610		
Вузол							U _{min}	U _{max}	U _{dop}
1		116,49	116,2	116,08	115,03	115,92	95,97	135,53	126
2		115,06	115,33	114,6	113,38	113,76	95,22	134,78	
3		115,7	115,11	115,01	113,28	114,84	97,00	136,57	
4		113,65	114,58	113,08	111,68	111,41	97,72	137,28	
5		113,32	113,48	114,2	110,72	114,87	95,39	134,95	
6		112,62	111,18	112	110,41	109,17	96,82	136,38	
7		112,65	112,27	113,6	110,24	108,03	98,63	138,19	
8		115,36	115,39	115,62	116,25	115,84	95,97	135,13	

Таблиця 1.45 – Повний опір і провідність ділянок мережі

Ділянка	$\underline{Z}$, Ом	$\underline{Y}$, мкСм
0-1	1,71+5,64j	39,82j
0-2	2,68+8,87j	62,57j
1-3	2,68+4,68j	29,59j
2-3	4,64+4,87j	28,34j
2-4	1,71+5,64j	39,82j
3-5	5,91+6,2j	36,06j
4-6	4,64+4,87j	28,34j
6-7	4,64+4,87j	28,34j
5-8	2,20+7,25j	51,19j
7-5	1,34+4,43j	31,28j

1.8 Вибір схем підстанцій і капіталовкладення в РП 110 кВ

В відповідності з рекомендаціями методичних вказівок, вибираємо для прохідних підстанцій схему 110-3 місток з вимикачами в ланцюгах лінії і ремонтною перемичкою з боку лінії, або схему 110-4 місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів. Для вузлових підстанцій, де кількість під'єднаних ліній 3 і 4, будемо використовувати схему 110-6 з однією секціоновано системою шин і з обхідною системою шин.

Вибір схем РП 110 кВ та техніко-економічне порівняння вартості підстанцій наведемо в табл. 1.46

Таблиця 1.46 – Техніко-економічне порівняння вартості підстанцій

Пункт №	Кількість і тип трансформаторів	Варіант №1		Варіант №2	
		Схема розподільчого пристрою 110 кВ	Вартість підстанції K_{nc} , тис. грн	Схема розподільчого пристрою 110 кВ	Вартість підстанції K_{nc} , тис. грн
1	2хТДН-10000/110	110-3	18000	110-3	18000
2	2хТДТН-16000/110	110-6	83500	110-3	59500
3	2хТМН-6300/110	110-6	97500	110-3	73500
4	2хТДТН-16000/110	110-3	55500	110-6	79500
5	2хТДН-16000/110	110-3	73500	110-6	97500
6	2хТДТН-16000/110	110-3	64500	110-3	64500
7	2хТДТН-16000/110	110-6	73500	110-3	73500
$K_{\Sigma nc}$, тис. грн		750820		750820	
$З_c$, тис. грн		317490,5		308227,35	
$K_{\Sigma cx}$, тис. грн		1068310,5		1059047,35	

Таблиця 1.47 – Техніко-економічне порівняння вартості підстанцій

Пункт №	Кількість і тип трансформаторів	Варіант №3		Варіант №4	
		Схема розподільчого пристрою 110 кВ	Вартість підстанції K_{nc} , тис. грн	Схема розподільчого пристрою 110 кВ	Вартість підстанції K_{nc} , тис. грн
1	2хТДН-10000/110	110-6	42000	110-6	42000
2	2хТДТН-16000/110	110-3	59500	110-3	59500
3	2хТМН-6300/110	110-6	97500	110-3	73500
4	2хТДТН-16000/110	110-6	79500	110-6	79500
5	2хТДН-16000/110	110-3	73500	110-6	97500
6	2хТДТН-16000/110	110-3	64500	110-3	64500
7	2хТДТН-16000/110	110-3	73500	110-3	73500

Продовження таблиці 1.47

$K_{\Sigma nc}$, тис. грн	750820	750820
Z_c , тис. грн	330744,52	315602,67
$K_{\Sigma cx}$, тис. грн	1081564,52	1066422,67

Таблиця 1.48 – Техніко-економічне порівняння вартості підстанцій

Пункт №	Кількість і тип трансформаторів	Варіант №5		Варіант №6	
		Схема розподільчого пристрою 110 кВ	Вартість підстанції K_{nc} , тис. грн	Схема розподільчого пристрою 110 кВ	Вартість підстанції K_{nc} , тис. грн
1	2хТДН-10000/110	110-3	18000	110-6	42000
2	2хТДТН-16000/110	110-6	83500	110-3	59500
3	2хТМН-6300/110	110-3	73500	110-6	97500
4	2хТДТН-16000/110	110-6	79500	110-6	79500
5	2хТДН-16000/110	110-6	97500	110-3	73500
6	2хТДТН-16000/110	110-3	64500	110-6	88500
7	2хТДТН-16000/110	110-3	73500	110-3	73500
$K_{\Sigma nc}$, тис. грн		750820		750820	
Z_c , тис. грн		300736,64		306867,29	
$K_{\Sigma cx}$, тис. грн		1051556,64		1057687,29	

Таблиця 1.49 – Дисконтовані затрати

Варіант №	Функція сумарних дисконтованих затрат, Z_c , тис. грн.
1	317 490,50
2	308 227,35
3	330 744,52
4	315 602,67
5	300 736,67
6	306 867,29

1.9 Електричний розрахунок режиму максимальних навантажень

По результатам розрахунків найбільш економічно вигідним є варіант №5, то ж надалі будемо розглядати цю схему. Проведемо ітераційний розрахунок для режиму максимальних навантажень. Додамо два вузла 8 та 9, щоб показати на розрахунковій схемі ділянки з автотрансформаторами, які з'єднують мережу 330 та 110 кВ.

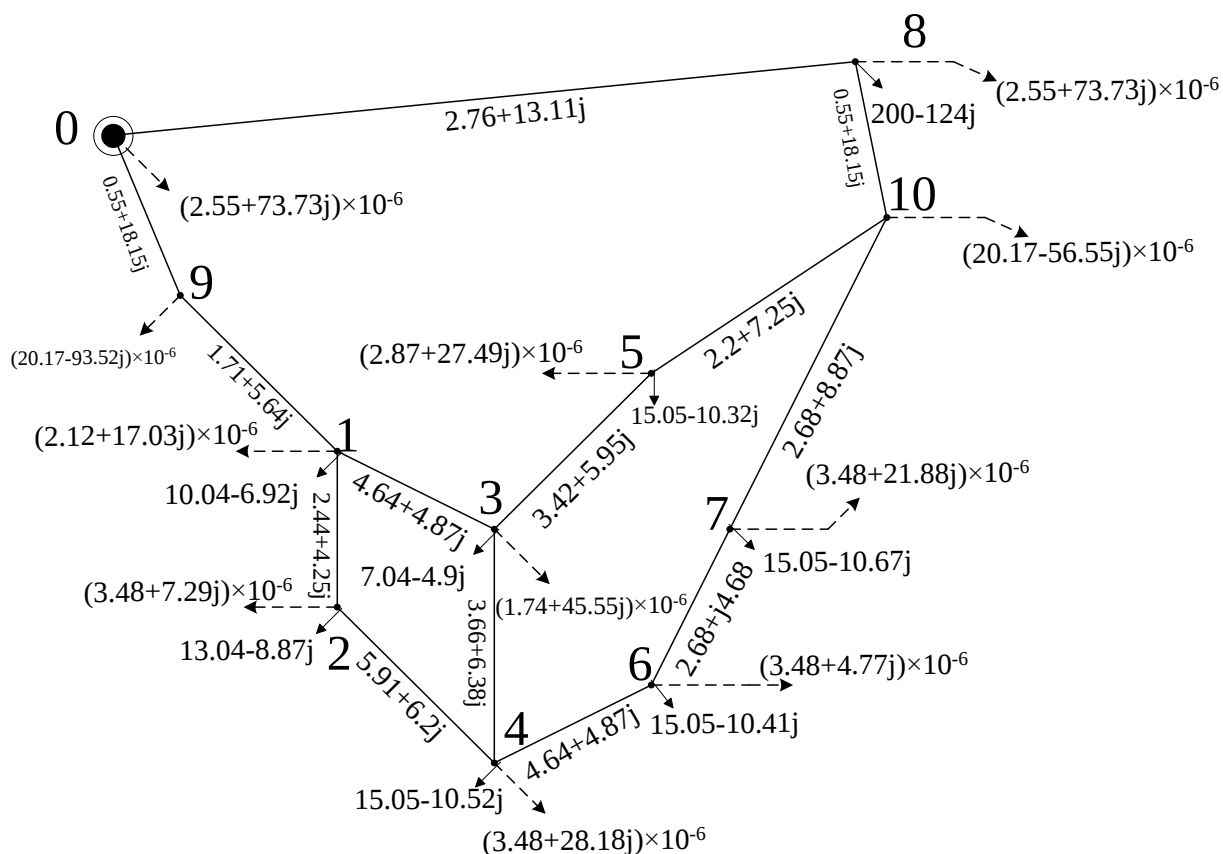


Рисунок 1.9 – Розрахункова схема режиму максимальних навантажень

Таблиця 1.50 – Розрахунок напруги

Ітерація №	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_4 , кВ	U_5 , кВ	U_6 , кВ	U_7 , кВ	U_8 , кВ	U_9 , кВ	U_{10} , кВ
1	115,4	114,3	114,11	113,32	114,16	112,81	113,27	332,26	117,81	115,18
2	115,38	114,28	114,1	113,3	114,13	112,78	113,23	332,14	117,8	115,13
3	115,39	114,28	114,1	113,31	114,14	112,79	113,23	332,14	117,8	115,13
4	115,39	114,28	114,1	113,31	114,14	112,79	113,23	332,14	117,8	115,13
5	115,39	114,28	114,1	113,31	114,14	112,79	113,23	332,14	117,8	115,13
6	115,39	114,28	114,1	113,31	114,14	112,79	113,23	332,14	117,8	115,13

Таблиця 1.51 – Розрахунок струмів

Ділянка	9-1	1-2	1-3	2-4	3-4	3-5	4-6	6-7	5-10	7-10	8-10	0-9
Ітерація, №	Струм на ділянці, А											
1	336,71	153,44	120,97	71,08	74,25	12,09	51,28	49,72	93,76	144,28	84,11	118,74
2	326,94	149,2	118,47	69,94	72,32	12,67	51,01	47,71	89,27	139,37	80,9	115,47
3	327,04	149,24	118,51	69,97	72,34	12,6	51,04	47,69	89,27	139,39	80,9	115,5
4	327,02	149,23	118,51	69,97	72,34	12,61	51,04	47,68	89,26	139,38	80,9	115,5
5	327,02	149,23	118,51	69,97	72,34	12,61	51,04	47,68	89,26	139,38	80,9	115,5
6	327,02	149,23	118,51	69,97	72,34	12,61	51,04	47,68	89,26	139,38	80,9	115,5

Таблиця 1.52 – Розрахунок потужностей

Ділянка		Ітерація, №					
		1	2	3	4	5	6
9-1	S, МВА	60.23-31.57j	57.42-32.57j	57.51-32.46j	57.5-32.47j	57.5-32.47j	57.5-32.47j
1-2		26.82-14.58j	25.53-15.13j	25.57-15.07j	25.57-15.07j	25.57-15.07j	25.57-15.07j
1-3		22.17-9.31j	21.38-9.85j	21.41-9.81j	21.41-9.81j	21.41-9.81j	21.41-9.81j
2-4		12.77-5.76j	12.34-6.14j	12.36-6.11j	12.36-6.11j	12.36-6.11j	12.36-6.11j
3-4		13-6.7j	12.37-7.07j	12.39-7.03j	12.39-7.03j	12.39-7.03j	12.39-7.03j
3-5		1.56+1.81j	1.84+1.7j	1.83+1.69j	1.83+1.69j	1.83+1.69j	1.83+1.69j
4-6		9.73-2.49j	9.56-2.9j	9.57-2.88j	9.57-2.88j	9.57-2.88j	9.57-2.88j
6-7		6.21-7.49j	5.53-7.53j	5.55-7.5j	5.55-7.51j	5.55-7.51j	5.55-7.51j
5-10		14.49-11.69j	13.25-11.77j	13.28-11.73j	13.28-11.73j	13.28-11.73j	13.28-11.73j
7-10		22.28-17.84j	20.68-18.22j	20.73-18.17j	20.73-18.17j	20.73-18.17j	20.73-18.17j
0-9		60.82-j34.51	58-35.5j	58.08-35.39j	58.08-35.4j	58.08-35.4j	58.08-35.4j
8-10		37.18-31j	34.31-31.45j	34.4-31.35j	34.39-31.35j	34.39-31.35j	34.39-31.35j

Таблиця 1.53 – Розрахунок втрат потужностей

	Ітерація, №					
	1	2	3	4	5	6
$\Delta P, \text{МВт}$	14,4	4,31	4,68	4,66	4,66	4,66
$\Delta Q, \text{МВАр}$	8,49	3,06	3,4	3,4	3,4	3,4

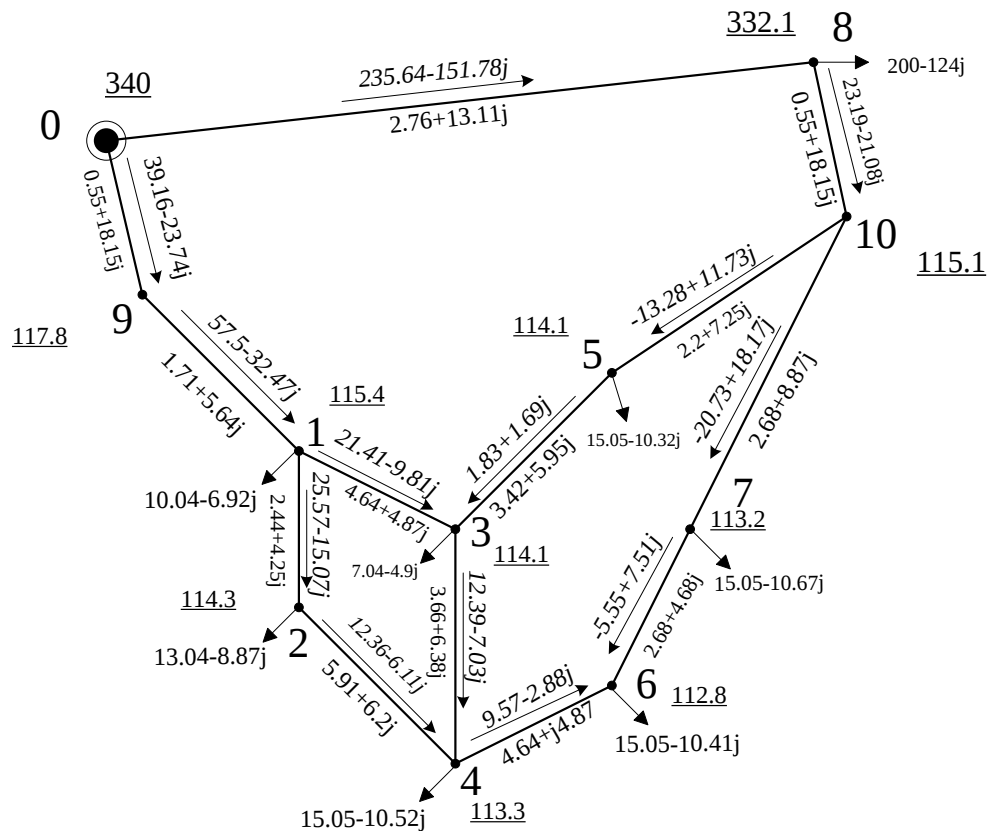


Рисунок 1.10 – Потокорозподіл потужностей у режимі максимальних навантажень

1.10 Електричний розрахунок післяаварійного режиму

Продовжуємо розглядати варіант №5. Проведемо ітераційний розрахунок для післяаварійного режиму.

Розрахунок для даного режиму передбачає виключення найбільш навантаженої ділянки електричного кола. Самою навантаженою ділянкою є 0-1, то ж виключаємо її. Результати розрахунків наведено у таблиці:

Таблиця 1.54 – Розрахунок напруги

Ітерація №	U_1 , кВ	U_2 , кВ	U_3 , кВ	U_4 , кВ	U_5 , кВ	U_6 , кВ	U_7 , кВ	U_8 , кВ	U_9 , кВ	U_{10} , кВ
1	107,94	107,69	109,04	108,36	111,1	109,29	110,72	330,53	118,46	113,97
2	107,2	106,93	108,35	107,64	110,55	108,61	110,13	330,04	118,46	113,64
3	107,18	106,91	108,33	107,62	110,54	108,59	110,13	330,04	118,46	113,64
4	107,17	106,9	108,33	107,61	110,54	108,59	110,12	330,03	118,46	113,64
5	107,17	106,9	108,33	107,61	110,54	108,59	110,12	330,03	118,46	113,64
6	107,17	106,9	108,33	107,61	110,54	108,59	110,12	330,03	118,46	113,64
7	107,17	106,9	108,33	107,61	110,54	108,59	110,12	330,03	118,46	113,64

Таблиця 1.55 – Розрахунок струмів

Ділянка	1-2	1-3	2-4	3-4	3-5	4-6	6-7	5-10	7-10	8-10
Ітерація, №	Струм на ділянці, А									
1	35,52	99,03	47,21	59,25	201,61	83,64	179,65	296,56	275,84	200,54
2	36,14	100,88	48,37	60,02	204,64	85,48	182,13	298,62	277,7	201,97
3	36,4	101,58	48,72	60,42	206,04	86,1	183,35	300,5	279,44	203,23
4	36,4	101,6	48,73	60,43	206,07	86,12	183,38	300,54	279,47	203,25
5	36,4	101,61	48,73	60,43	206,08	86,13	183,39	300,56	279,49	203,27

Продовження таблиці 1.55

Ділянка	1-2	1-3	2-4	3-4	3-5	4-6	6-7	5-10	7-10	8-10
Ітерація, №	Струм на ділянці, А									
6	36,4	101,61	48,73	60,43	206,08	86,13	183,39	300,56	279,49	203,27
7	36,4	101,61	48,73	60,43	206,08	86,13	183,39	300,56	279,49	203,27

Таблиця 1.56 – Розрахунок потужностей

Ділянка		Ітерація, №						
		1	2	3	4	5	6	7
1-2	S, МВ А	5.94-2.96j	5.69-3.54	5.76-3.52	5.76-3.52j	5.76-3.52j	5.76-3.52j	5.76-3.52j
1-3		-16.41+8.77j	-15.72+10.36j	-15.91+10.32j	-15.9+10.3	-15.9+10.34j	-15.9+10.34j	-15.9+10.34j
2-4		-7.58+4.53j	-7.26+5.3j	-7.35+5.28j	-7.35+5.29j	-7.35+5.29j	-7.35+5.29j	-7.35+5.29j
3-4		9.34-6.11j	8.8-6.97j	8.91-6.95j	8.9-6.96j	8.9-6.96j	8.9-6.96j	8.9-6.96j
3-5		-33.37+19.08j	-31.82+22.19j	-32.18+22.13j	-32.16+22.16j	-32.17+22.16j	-32.17+22.16j	-32.17+22.16j
4-6		-13.99+7.26j	-13.47+8.65j	-13.63+8.61j	-13.62+8.63j	-13.62+8.63j	-13.62+8.63j	-13.62+8.63j
6-7		-29.95+16.57j	-28.59+19.31j	-28.91+19.2	-28.9+19.27j	-28.9+19.27j	-28.9+19.27j	-28.9+19.27j
5-10		-49.77+29.39j	-47.3+33.52j	-47.79+33.46j	-47.77+33.5j	-47.77+33.5j	-47.77+33.	-47.77+33.5j
7-10		-46.31+27.13j	-44+30.98j	-44.46+30.91j	-44.44+30.95j	-44.44+30.95j	-44.44+30.95j	-44.44+30.95j
8-10		97.03-61.38j	92.23-69.45j	93.19-69.37j	93.14-69.45j	93.15-69.45j	93.15-69.45j	93.15-69.45j

Таблиця 1.57 – Розрахунок втрат потужностей

	Ітерація, №						
	1	2	3	4	5	6	7
ΔP , МВт	14,4	5,36	6,8	6,74	6,75	6,75	6,75
ΔQ , МВАр	7,98	-6,36	-6,26	-6,38	-6,38	-6,38	-6,38

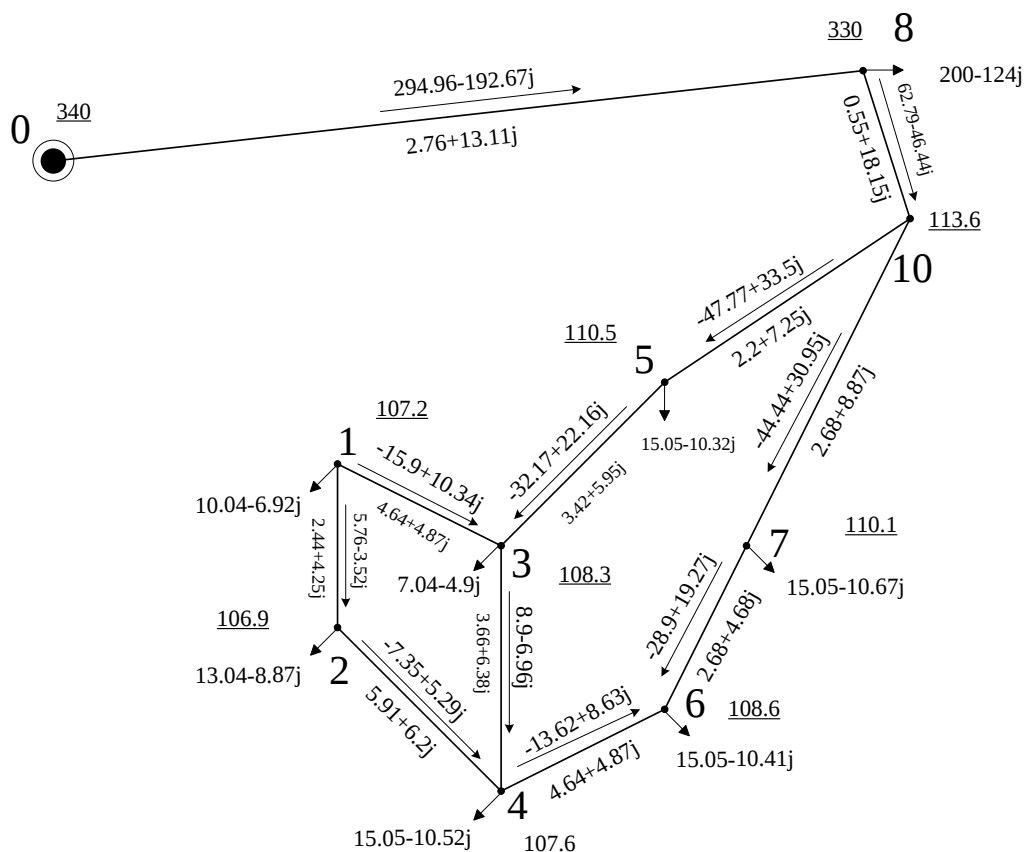


Рисунок 1.11 – Потокорозподіл потужностей у післяаварійному режимі

Висновки за розділом

Отже було розроблено 6 варіантів конфігурацій схем РЕМ. Розраховано кількість та потужність трансформаторів у вузлах, зроблено техніко-економічне порівняння варіантів спорудження мережі. Для кожної ділянки обрано переріз і тип проводу, наведено струми, та порівняно с допустимими значеннями. Значення не перевищують допустимі.

З розглянутих варіантів схем для подальшого розгляду обрано варіант №5, оскільки в нього сама найнижча функція дисконтованих затрат. Для нього було проведено електричний розрахунок режиму максимальних навантажень, та післяаварійного режиму. З розрахунків видно що напруга в вузлах та струми на ділянках знаходяться в межах допустимих значень.

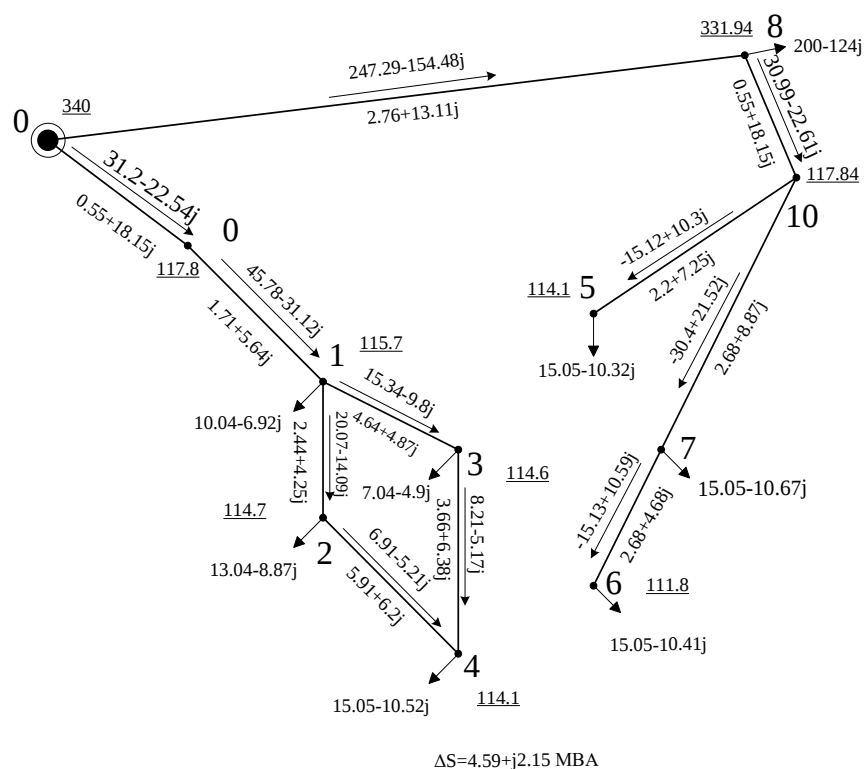


Рисунок 2.3 – Виключення ділянок 3-5, 4-6

Таблиця 2.2 – Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій

Пункт №	Виключення ділянок 3-5, 4-6					
	U_{nn} , кВ	U_{nc} , кВ	$U_{нд}$, кВ	U_{cd} , кВ	N_v	N_c
1	111,57	-	10,49	-	1	-
2	111,01	111,35	10,43	38,46	1	2
3	110,03	-	10,52	-	0	-
4	109,12	110,24	10,44	38,75	0	2
5	110,28	-	10,55	-	0	-
6	107,31	107,95	10,45	38,63	-1	2
7	107,21	108,82	10,44	38,94	-1	2

Як бачимо, втрати потужності збільшились відносно природнього потекорозподілу, але не занадто.

2.2 Зміна коефіцієнтів трансформації

Розглянемо інший спосіб зменшення втрат потужностей, а саме зміна коефіцієнту трансформації.

Змінимо коефіцієнт трансформації на автотрансформаторі якій є ділянкою 8-10, та приведемо схеми потокорозподілу потужностей.

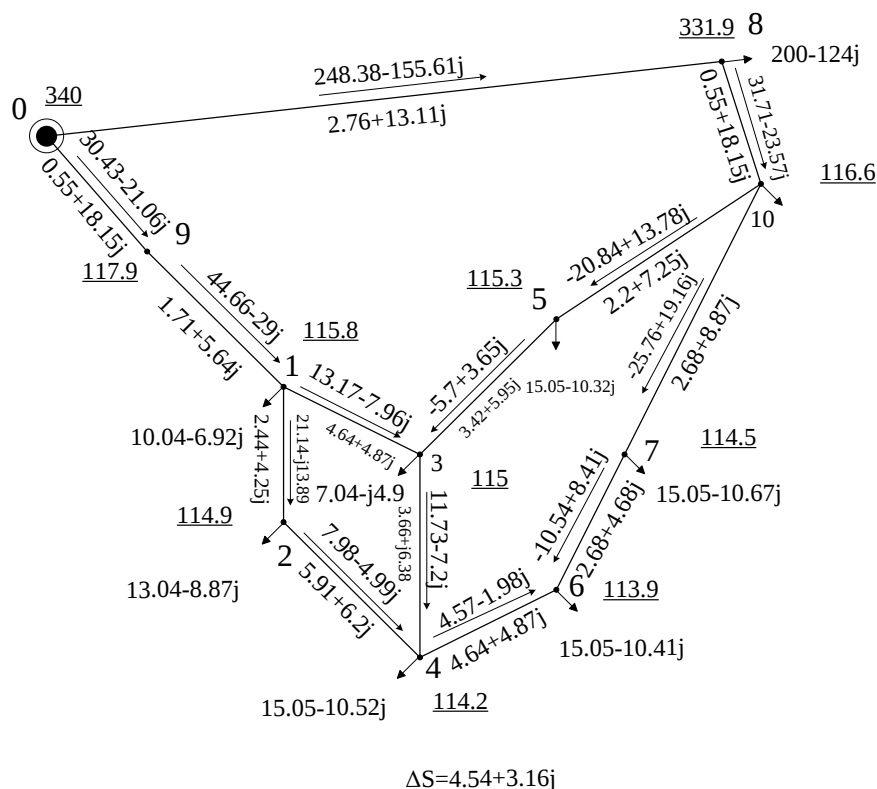


Рисунок 2.4 –Потокорозподіл при зміні коефіцієнтів трансформації

Таблиця 2.3 – Вибір регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ на силових трансформаторах вузлових підстанцій

Пункт №	Зміна коефіцієнту трансформації					
	U_{nn} , кВ	U_{nc} , кВ	$U_{нд}$, кВ	U_{cd} , кВ	N_e	N_c
1	111,74	-	10,50	-	1	-
2	111,16	111,50	10,45	38,51	1	2
3	110,36	-	10,56	-	0	-

Продовження таблиці 1.61

Пункт №	Зміна коефіцієнту трансформації					
	U_{nn} , кВ	U_{nc} , кВ	U_{nd} , кВ	U_{cd} , кВ	N_e	N_c
4	109,22	110,34	10,45	38,79	0	2
5	111,53	-	10,48	-	1	-
6	109,40	110,04	10,46	38,68	0	2
7	109,10	110,71	10,44	38,92	0	2

Як бачимо, втрати зменшились, отже цей спосіб є ефективніший ніж розмикання контурів.

Висновки за розділом

Отже було розраховано поточкорозподіл та втрати потужності для кожного методу оптимізації мережі. Розглянуто 2 варіанта: зміна коефіцієнтів трансформації на автотрансформаторах, та 2 варіанта відключення ділянок з найменшим завантаженням. Схеми порівняно з економічним поточкорозподілом, та зроблено висновок, що найбільш схожим до нього по кількості втрат потужності буде метод зміни коефіцієнтів трансформації.

ВИСНОВКИ

В процесі виконання даної частини курсового проекту було розроблено 6 конфігурацій схем районної електричної мережі. Основним критерієм для вибору одного найбільш доцільного варіанту спорудження РЕМ були найменші затрати. Обрання варіанту схеми електричної мережі, техніко-економічного порівняння варіантів спорудження, вибір схем підстанцій та розрахунок капіталовкладень в РП допомогло зупинитися на виборі оптимального плану побудови РЕМ. Для нього розраховані параметри схеми заміщення, визначений поточкорозподіл та проведені розрахунки для режимів – післяаварійного та максимальних навантажень. Важливою частиною роботи був вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових трансформаторів на вузлових підстанціях.

Додатково було розглянуто питання оптимізації РЕМ. Мережа підключена до лінії 330 кВ, то вона є неоднорідною і потребує оптимізації. Було розглянуто схему з економічним поточкорозподілом та порівняно з двома методами зменшення втрат потужності, шляхом розмикання контурів та регулюванням коефіцієнту трансформації.

					ДП6203.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		55

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Районні електричні мережі: Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців з напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, 2009. – 100 с.
2. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы). Учебное пособие для вузов. М., «Высш. Школа», 1975. – 280 с.
3. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем: Навч. посібник / В.М. Сулейманов. – К.: НМК ВО, 1992. – 216с.
4. Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г. И., Перхач В.С. Электрические системы и сети. – К.: «Вища школа», 1986. – 584 с.
5. Электрические сети и системы / В.Н. Сулейманов, Т.Л. Кацадзе Учеб. К.: НТУУ «КПІ», 2007. – 100 с.
6. Важов В. Ф., Лавринович В.А., Лопаткин С.А. Техника высоких напряжений – Томск: ТПУ, 2006. 119 с.

					ДП6203.141.001 ПЗ	Арк.
Зм	Арк	№ докум.	Підп.	Дат		56