

**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

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2019р.

**Дипломний проект**

освітній ступінь «бакалавр»

зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка

(код спеціальності)

на тему: «Техніко-економічне обґрунтування вибору способу поліпшення  
режиму за напругою районної електричної мережі»

Виконав: студент 3-го курсу, групи ЕС-зпб1  
(шифр групи)

Анчевський Євгеній Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

\_\_\_\_\_ (підпис)

Керівник проекту

к.т.н. Бесараб О.Б.

(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 – 2019 року

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

Факультет електроенерготехніки та автоматики  
Кафедра електричних мереж та систем

Освітній ступінь «Бакалавр»  
Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»  
Овітня програма – «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ В.В. Кирик  
(підпис) (ініціали, прізвище)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проект студенту**  
Анчевському Євгенію Олександровичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту «Техніко-економічне обґрунтування вибору способу поліпшення режиму за напругою районної електричної мережі»  
керівник проекту Бесараб Олександр Борисович, к.т.н., старший викладач  
затверджені наказом по університету від «15» квітня 2019 р.  
Строк подання студентом проекту «13» червня 2019 р.
2. Вихідні дані до проекту: ситуаційний план, номінальна напруга мережі,  $U_H=110$  кВ, активні навантаження споживачів  $P$ , коефіцієнт потужності навантаження споживачів на стороні СН  $\cos\varphi_{CH}=0,83$  та НН  $\cos\varphi_{HH}=0,85$ , кількість годин використання максимуму навантаження  $T_{max}=4950$ , коефіцієнт географічний район спорудження мережі Україна.
3. Зміст розрахунково-пояснювальної записки:
  - а) основна частина: проект районної електричної мережі напругою 110 кВ;
  - б) спеціальне питання: вибір оптимальних засобів і способів регулювання напруги в проектуваній електричній мережі.

4. Перелік графічного матеріалу:

Вибір оптимальної конфігурації РЕМ.

Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ.

Вибір засобів та способів регулювання напруги.

5. Консультанти розділів проекту

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

6. Дата видачі завдання « 25 » лютого 2019 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Синтез варіантів три контурних схем. Вибір найбільш доцільних.	05.04-20.04	
2	Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі.	20.04-30.04	
3	Розрахунок параметрів схеми заміщення вибраного варіанту, підготовка даних до ітераційного розрахунку.	30.04-05.05	
4	Ітераційний розрахунок опорних режимів.	05.05-10.05	
5	Розрахунок уставок РПН та ПБЗ .	10.05-15.05	
6	Вибір засобів та способів регулювання напруги	15.06-27.05	
7	Оформлення пояснювальної записки та плакатів	27.05-31.06	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Є.О. Анчевський

Керівник проекту

\_\_\_\_\_ (підпис)

О.Б. Бесараб

**Пояснювальна записка  
до дипломного проекту**

на тему: Техніко-економічне обґрунтування вибору способу поліпшення  
режиму за напругою районної електричної мережі

## ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	2	
2	A4	ДП 6101.141.001.ПЗ	Пояснювальна записка	61	
3	A1	ДП 6101.141.01.001.ТК	Вибір оптимальної конфігурації РЕМ	1	
4	A1	ДП 6101.141.02.001.ТК	Принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ	1	
5	A1	ДП 6101.141.03.001.ТК	Вибір засобів та способів регулювання напруги	1	

					ДП 6101.141.001 ПЗ		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
Розроб.		Анчевський Є.О.			<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
Перевір.		Бесараб О.Б.				5	61
Н. Контр.		Казанський С.В.			КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА гр. ЕС-зпб1		
Затв.		Кирик В.В.					
					Техніко-економічне обґрунтування вибору способу поліпшення режиму за напругою районної електричної мережі		

## РЕФЕРАТ

Дипломний проект складається з пояснювальної записки та графічної частини. Пояснювальна записка виконана на 61 сторінках формату А4 та включає в себе 20 рисунки, 32 таблиць, 6 джерел використаної літератури. Основною метою роботи є побудова оптимальної конфігурації мережі 110 кВ та розрахунок і дослідження режимів її роботи.

В даному дипломному проекті розглянуто питання вибору конфігурації електричної мережі та розрахунку режимів роботи електричної мережі . Дипломний проект складається з наступних розділів: проект електричної та вибір оптимальних засобів і способів регулювання напруги в проектуваній електричній мережі. В основній частині роботи був виконаний ітераційний розрахунок режимів роботи електричної мережі.

РЕЖИМ РОБОТИ, НАПРУГА, СТРУМ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ЛІНІЯ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ, ПІДСТАНЦІЯ, ОПР, ПРОВІДНІСТЬ, РАЙОНА ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ABSTRACT

The diploma project consists of an explanatory note and a graphic part. The explanatory note is made on 61 pages of A4 format and includes 20 drawings, 32 tables, 6 sources of used literature. The main task of the work is to construct an optimal 110 kV network configuration and to calculate and study the modes of its operation.

In this diploma project the issues of choosing the configuration of the electric network and calculation of operating modes of the electric network are considered. The disassembled project consists of the following sections: electrical design and the selection of optimal means and methods for adjusting the voltage in the projected electric network. In the main part of the work was performed iterative calculation of the modes of the electrochemical network.

MODE OF WORK, VOLTAGE, STRUM,, POWER TRANSFORMATOR, VOLTAGE REGULATION, ELECTRICITY LINE, PRESENTATION, TEST, CONTROL, DISTRICT ELECTRIC NETWORK.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ.....	9
ВСТУП.....	10
1. ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	11
1.1 Вибір варіантів конфігурації РЕМ.....	11
1.2 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів.....	15
1.3 Розрахунок параметрів силових трансформаторів. ....	16
1.4 Визначення струморозподілу за довжинами ділянок .....	20
1.5 Вибір оптимального перерізу проводів.....	22
1.6 Техніко-економічне зіставлення варіантів спорудження РЕМ .....	29
Висновок до розділу 1.....	30
2. РОЗРАХУНОК ОПОРНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ.....	31
2.1 Схема заміщення РЕМ та розрахунок режиму .....	31
2.2 Розрахунок регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ .....	33
2.3 Розрахунок після аварійного режиму роботи районної електричної мережі .....	40
2.4 Розрахунок регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ .....	42
Висновок до розділу 2.....	43
3. ВИБІР СПОСОБУ ПОЛІПШЕННЯ РЕЖИМУ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ .....	44
3.1 Застосування установки поперечної компенсації .....	44
3.2 Застосування установки повздовжньої компенсації .....	48
3.3 Посилення головних ділянок, які відходять від БП .....	52
3.4 Техніко-економічне порівняння варіантів регулювання напруги .....	55
Висновок до розділу 3.....	58
ВИСНОВКИ .....	59

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7



ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ... ..	60
ДОДАТОК А. Результати перевірки на плагіат .....	61

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

БП – балансуєчий пункт;  
ВН – висока напруга;  
ДП – дипломний проект;  
КЗ – коротке замикання;  
КЛ – кабельна лінія;  
ЛЕП – лінія електропередачі;  
НН – низька напруга;  
ПБЗ – переключення без збудження;  
ПЛ – повітряна лінія;  
ПС – підстанція;  
ПТЕ – правила технічної експлуатації;  
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;  
РЕМ – район електричних мереж;  
РПН – регулювання під навантаженням;  
РУ – розподільче устаткування;  
СН – середня напруга.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВСТУП

Електрична система складається з електростанцій, електричних мереж та споживачів електроенергії, які об'єднанні в безперервному процесі виробництва, передавання, розподілу та перетворення електричної енергії.

Районна електрична мережа в свою чергу складається з підстанцій, різних розподільчих пристроїв, кабельних та повітряних ліній, які призначені для роботи на певній території. Основним призначення електричних мереж є передача електроенергії від джерела до споживачів.

Будь-які електричні мережі повинні забезпечувати: нормовану якісної електричної енергії, безперебійність та надійність постачання енергії, економічність, можливість розвитку та модернізації без корінного переобладнання електричної мережі.

Надійність електропостачання залежить від характеру споживачів електроенергії. Згідно чинного законодавства споживачі електроенергії діляться на три категорії. В даному проекті прийнято, що до усіх понижуючих підстанцій підключені споживачі другої категорії. Електропостачання другої групи повинно здійснюватися з двох незалежних джерел. Перерва в електропостачанні допускається лише на час необхідний для включення черговим персоналом резервного живлення.

В цьому проекті виконаний проект районної електричної мережі номінальною напругою 110 кВ. Під час проектування основним завданням було забезпечення на електроприймачах споживачів електроенергії нормованої якості. Забезпечення необхідної надійності електропостачання та максимально можливої економічності електропередачі.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

# 1 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

## 1.1 Вибір варіантів конфігурації РЕМ

Конфігурація РЕМ залежить від взаємного розташування вузлових прийомних підстанцій та балансуєчого пункту, а також від категорії надійності електропостачання споживачів у пунктах мережі. Живлення електроприймачів у пунктах мережі можна здійснювати при різних варіантах з'єднання ліній електропередачі. Під час проектування системи електропостачання потрібно виконати вибір оптимальної конфігурації мережі. Для цього виконують зіставлення техніко-економічних характеристик рівноцінних варіантів побудови мережі.

Обрані варіанти схем РЕМ мають задовольняти вимоги до надійності електропостачання. А також схеми мають бути гнучкі, що легко адаптуються до різних режимів роботи мережі. Структура та параметри РЕМ повинні забезпечувати можливість її подальшого розвитку. Схема мережі має охоплювати максимально можливу територію району для живлення споживачів розташованих на цій території, а також забезпечувати економічно доцільні значення струмів короткого замикання.

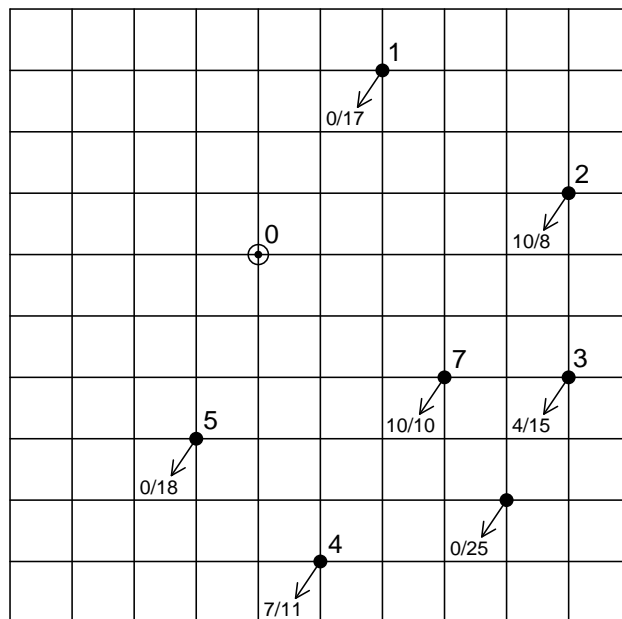


Рис. 1.1 – Ситуаційний план

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		
					11	

Виконаємо синтез п'яти варіантів конфігурації електричної мережі 110 кВ.

Варіант схеми №1 представлений на рис.1.2.

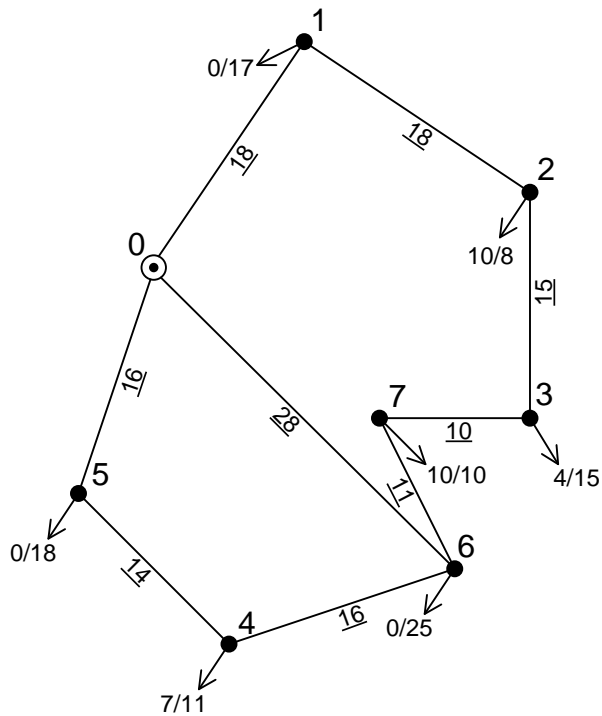


Рис. 1.2 – Варіант конфігурації РЕМ №1

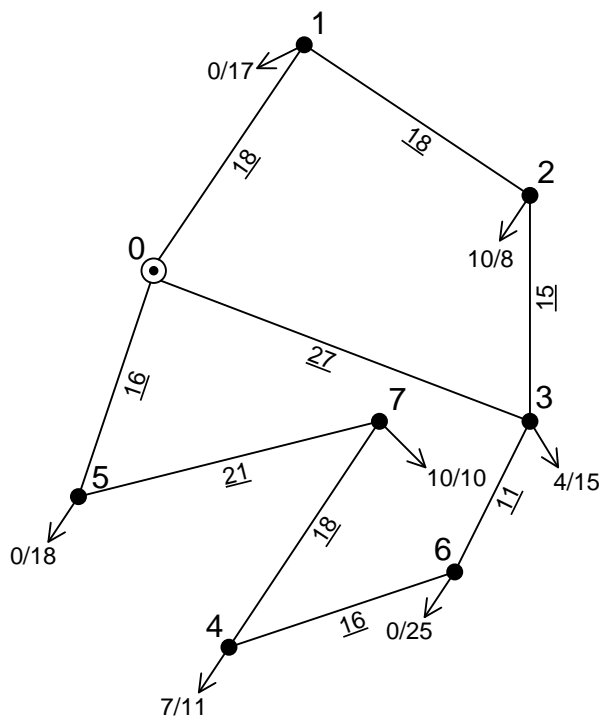


Рис. 1.3 – Варіант конфігурації РЕМ №2

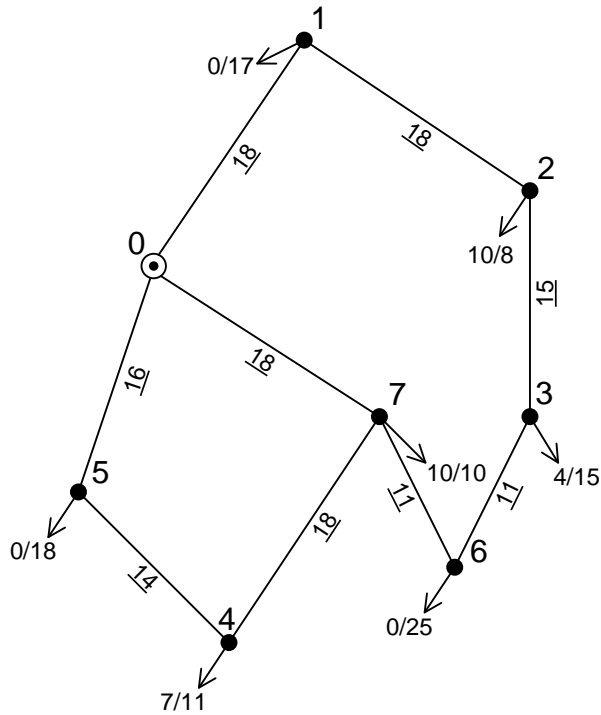


Рис. 1.4 – Варіант конфігурації РЕМ №3

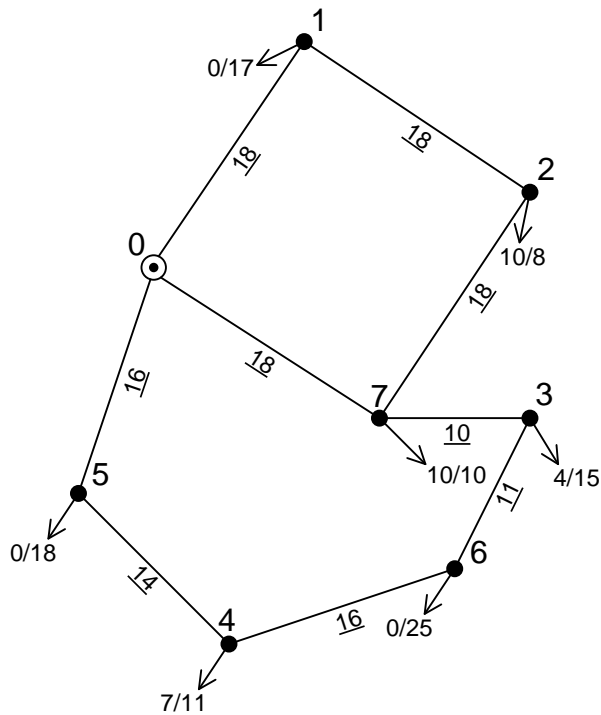


Рис. 1.5 – Варіант конфігурації РЕМ №4

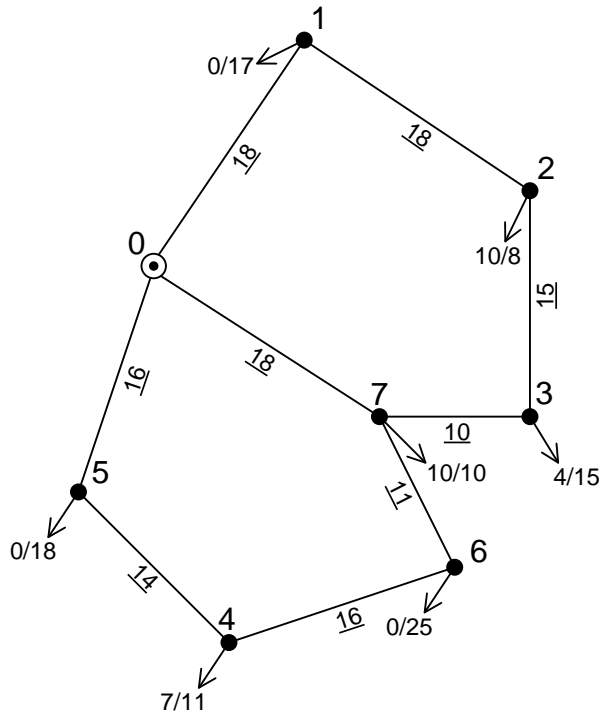


Рис. 1.6 – Варіант конфігурації РЕМ №5

Таблиця 1.1 – Порівняння варіантів схем спорудження мережі за довжиною

№ варіанта схеми	Сумарна довжина ПЛ, км
1	146
2	160
3	139
4	139
5	136

Техніко-економічне порівняння виконаємо для третього та п'ятого варіантів. Оскільки вони мають найменші сумарні довжини ділянок. Так як усі варіанти конфігурацій мають по два розподільних пункти за схемою 110-6 та по шість пунктів за схемою 110-3 сумарна вартість РП 110 кВ різних конфігурацій буде однаковою.

## 1.2 Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів

Для визначення потужності силових трансформаторів знаходимо модулі повної потужності понижуючих ПС в режимі максимальних навантажень:

$$S_{\max} = (P_{\text{нн}} + P_{\text{сн}})^2 + (Q_{\text{нн}} + Q_{\text{сн}})^2,$$

де  $P_{\text{нн}}$ ,  $P_{\text{сн}}$ ,  $Q_{\text{нн}}$ ,  $Q_{\text{сн}}$  – реактивні та активні потужності на шинах середньої та низької напруги пунктів мережі, МВт, МВАр.

Значення реактивних потужностей визначаємо за співвідношеннями:

$$Q_{\text{нн}} = P_{\text{нн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{нн}}$$

$$Q_{\text{сн}} = P_{\text{сн}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{сн}}$$

Враховуючи категорію надійності електропостачання споживачів, в кожному пункті мережі встановлюємо два трансформатори однакової потужності. Потужність кожного трансформатора встановленого в пунктах мережі обирають таким чином, щоб при аварійному відключенні одного з трансформаторів, інший трансформатор, що залишився в роботі, міг забезпечити передачу заданої потужності не порушуючи ПТЕ, щодо перевантаження трансформаторів. ПТЕ допускає перевантаження трансформаторів на 40 % не більше 6 годин на добу, протягом 5 діб.

Звідси, маємо:

$$S_{\text{T}} = 0.7 \cdot S_{\max}.$$

Згідно знайденого значення потужності виконують вибір стандартного трансформатора.

Для кожної підстанції виконаємо вибір типу та потужності трансформаторів, результати розрахунків зведемо до табл. 1.2.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		15



Таблиця 1.2 – Вибір трансформаторів у пунктах мережі

Номер пункта	$P_{СН}$ , МВт	$P_{НН}$ , МВт	$S_{СН}$ , МВА	$S_{НН}$ , МВА	$Q_{СН}$ , МВАр	$Q_{НН}$ , МВАр	$S$ , МВА	Розрахункова номінальна потужність трансформатора $S_T$ , МВА
1	-	17	-	19,54	-	-9,63	19,54	13,68
2	10	8	12,05	9,20	-6,72	-4,53	21,23	14,86
3	4	15	4,82	17,24	-2,69	-8,50	22,05	15,43
4	7	11	8,43	12,64	-4,70	-6,23	21,06	14,74
5	-	18	-	20,69	-	-10,20	20,69	14,48
6	-	25	-	28,74	-	-14,17	28,74	20,11
7	10	10	12,05	11,49	-6,72	-5,67	23,53	16,47

Зведемо паспортні данні обраних трансформаторів до табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Паспортні дані обраних трансформаторів

Номер пукта	Кількість обмоток	Тип трансформатора	$S_n$ , МВА	Напруга ВН, кВ	Напруга СН, кВ	Напруга НН, кВ	Напруга у досліді КЗ, %				Втрати КЗ, кВт	Втрати ХХ, кВт	Струм ХХ, %
							В-С	В-Н	С-Н	$U_{КЗ}$			
1	2	2хТДН-16000/110	16	115	-	11	-	-	-	10,5	85	19	0,7
2	3	2хТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	-	100	23	1
3	3	2хТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	-	100	23	1
4	3	2хТДТН-16000/110	16	115	38,5	11	10,5	17	6	-	100	23	1
5	2	2хТДН-16000/110	16	115	-	11	-	-	-	10,5	85	19	0,7
6	2	2хТРДН-25000/110	25	115	-	10,5	-	-	-	10,5	120	27	0,7
7	3	2хТДТН-25000/110	25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	-	140	31	0,7

### 1.3 Розрахунок параметрів силових трансформаторів

Для три обмоткових силових трансформаторів втрати напруг у досліді короткого замикання, у паспортних даних, подаються для пар обмоток. Для

					ДП6101.141.001 ПЗ				Арк.
									16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

подальших розрахунків нам знадобляться фіктивні значення втрат напруги у дослідях КЗ для кожної обмотки три обмоткового трансформатора. Виконаємо розрахунки за наступними співвідношеннями:

$$U_{кн\%} = 0.5(U_{к(в-н)\%} + U_{к(с-н)\%} - U_{к(в-с)\%});$$

$$U_{кв\%} = 0.5(U_{к(в-с)\%} + U_{к(с-н)\%} - U_{к(в-н)\%});$$

$$U_{кв\%} = 0.5(U_{к(в-с)\%} + U_{к(в-н)\%} - U_{к(с-н)\%}).$$

При розрахунках для однієї з обмоток СН або НН фіктивне значення напруги КЗ має дуже маленьке або від'ємне значення, у такому випадку значення фіктивної величини приймаємо рівним нулю.

Результати розрахунків зведемо до табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати розрахунків напруг КЗ

Номер пункта	Фіктивні значення напруг КЗ		
	В	С	Н
1	-	-	-
2	10,75	0	6,25
3	10,75	0	6,25
4	10,75	0	6,25
5	-	-	-
6	-	-	-
7	10,75	0	6,75

Виконаємо розрахунок втрат напруги в обмотках силових трансформаторів, за умови роботи лише одного із двох силових трансформаторів на кожній підстанції, за наступними співвідношеннями:

- для двообмоткових трансформаторів:

$$\Delta U_T = \frac{U_{ТВ}}{n \cdot S_H} \left( P_i \frac{\Delta P_{КЗ} \times 10^{-3}}{S_H} - Q_i \frac{U_{КЗ} \%}{100} \right);$$

- для три обмоткових трансформаторів:

$$\Delta U_{ТВ} = \frac{P_B}{n} \cdot \frac{\Delta P_{КЗ} U_{ТВ} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_H^2} - \frac{Q_B}{n} \cdot \frac{U_{ТВ} U_{КВ} \%}{100 \cdot S_H};$$

$$\Delta U_{ТС} = \frac{P_C}{n} \cdot \frac{\Delta P_{КЗ} U_{ТВ} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_H^2} - \frac{Q_C}{n} \cdot \frac{U_{ТВ} U_{КС} \%}{100 \cdot S_H};$$

$$\Delta U_{\text{ТН}} = \frac{P_{\text{Н}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{ТВ}} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{Н}}^2} - \frac{Q_{\text{Н}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ}} U_{\text{кН}} \%}{100 \cdot S_{\text{Н}}}$$

Діапазон допустимих рівнів напруги на шинах ВН підстанції, при яких РПН здатні забезпечувати бажані рівні напруги на шинах НН визначимо за співвідношенням:

$$U_{\text{S}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} U_{\text{ТВ}}}{U_{\text{ТН}}} \cdot (1 + \omega_{\text{В}}) + \Delta U_{\text{ТВ}} + \Delta U_{\text{ТН}}$$

Результати розрахунків зведемо до табл. 1.5

Таблиця 1.5 – Результати розрахунку напруг трансформаторів

Номер пункта	Втрати напруги в обмотці при роботі 1 Тр, кВ				Допустима напруга на стороні ВН	
	В	С	Н	ТР	Мін	Макс
1	-	-	-	7,92	100,11	135,28
2	9,10	0,22	2,22	-	103,50	138,67
3	9,07	0,09	4,16	-	105,41	140,59
4	8,86	0,16	3,05	-	104,09	139,26
5	-	-	-	8,39	100,57	135,74
6	-	-	-	7,40	103,97	140,82
7	6,38	0,13	1,89	-	100,46	135,63

Розрахуємо втрати в силових трансформаторах, за умови роботи обох силових трансформаторів на кожній підстанції, попередньо визначивши коефіцієнти завантаження обмоток за співвідношенням:

$$\Delta \beta_i = \frac{S_i \times 10^3}{n \cdot S_{\text{Н}}}$$

Розрахуємо втрати в силових трансформаторах за наступними співвідношеннями:

$$\Delta P_{\text{TZ}} = n \cdot \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}};$$

$$\Delta Q_{\text{TZ}} = -n \cdot \beta^2 \cdot U_{\text{кз}} \% \times 10^{-2};$$

$$\Delta P_{\text{Tу}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}};$$

$$\Delta Q_{\text{Tу}} = -n \cdot S_{\text{Н}} \cdot I_{\text{хх}} \% \times 10^{-2}.$$

Результати розрахунків зведемо до табл. 1.6

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.6 – Результати розрахунків втрат потужностей на силових трансформаторах

Номер пункта	Завантаження обмоток на 2 трансформатора			Втрати на 2 трансформатора			
	ВН	СН	НН	dP <sub>xx</sub>	dQ <sub>xx</sub>	dP <sub>kz</sub>	dQ <sub>kz</sub>
1	0,61	-	0,61	0,038	-0,224	0,063	-1,253
2	0,66	0,38	0,29	0,046	-0,320	0,066	-1,679
3	0,69	0,15	0,54	0,046	-0,320	0,079	-2,214
4	0,66	0,26	0,40	0,046	-0,320	0,066	-1,803
5	0,65	-	0,65	0,038	-0,224	0,071	-1,405
6	0,57	-	0,57	0,054	-0,350	0,079	-1,734
7	0,47	0,24	0,23	0,062	-0,350	0,047	-1,368

Для наближених розрахунків обрахуємо приведені значення навантажень підстанції за наступними співвідношеннями:

$$S_{\text{ПР}} = S_{\text{Зад}} + \Delta S_{\text{TZ}} + \Delta S_{\text{TГ}}.$$

Для точних розрахунків режимів втрати у поперечних елементах будемо відображати поперечними провідностями, а розрахункове навантаження визначатиме як задане та втрати у повздовжніх елементах схеми заміщення трансформаторів.

$$\dot{S}_p = \dot{S}_{\text{зад}} + \Delta \dot{S}_{\text{TZ}};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_{\text{xx}} \times 10^{-3}}{U_{\text{об}}^2};$$

$$b_T = -\frac{I_{\text{xx}}\% \cdot S_{\text{H}} \times 10^{-5}}{U_{\text{об}}^2} = -\frac{\Delta Q_{\text{xx}} \times 10^{-3}}{U_{\text{об}}^2}.$$

Результати розрахунків зведемо до табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Приведені та розрахункові параметри блоків трансформаторів

Номер пункта	Приведене навантаження		Розрахункові параметри ТР			
			Розрахункове навантаження		Провідності	
	P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр	G, мкСм	B, мкСм
1	17,101	-11,111	17,063	-10,887	2,87	-16,9376
2	18,112	-13,253	18,066	-12,933	3,48	-24,1966
3	19,125	-13,723	19,079	-13,403	3,48	-24,1966
4	18,112	-13,061	18,066	-12,741	3,48	-24,1966
5	18,109	-11,830	18,071	-11,606	2,87	-16,9376
6	25,133	-16,252	25,079	-15,902	4,08	-26,465

### Продовження таблиці 1.7

1	2	3	4	5	6	7
7	20,109	-14,106	20,047	-13,756	4,69	-26,465

### 1.4 Визначення струморозподілу за довжинами ділянок

Для визначення струморозподілу за довжинами ділянок умовно припускаємо, що електрична мережі є електрично однорідною. Тобто виконана проводами однієї марки та перерізу, з однаковим розташуванням проводів на опорах.

Виконаємо лінеарезацію, представимо навантаження пунктів у струмовій формі. За співвідношенням:

$$I_i = \frac{\sqrt{P_{\text{пр}}^2 + Q_{\text{пр}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n_{\text{л}}} \times 10^3 .$$

Визначимо струмові навантаження пунктів, результати зведемо до табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Струмові навантаження вузлів

Номер вузла	Активна складова струму $I_a$ , А	Реактивна складова струму $I_r$ , А
1	89,759	-58,319
2	95,066	-69,560
3	100,379	-72,026
4	95,063	-68,550
5	95,048	-62,090
6	131,915	-85,302
7	105,542	-74,035

Виконаємо розрахунок струморозподілу методом контурних рівнянь. Для варіанту схеми №3.

Результат розрахунку струморозподілу схеми №3 представлений на рис. 1.7.

Аналогічно визначаємо поточкорозподіл для варіанта схеми №5, який представлений на рис.1.8.

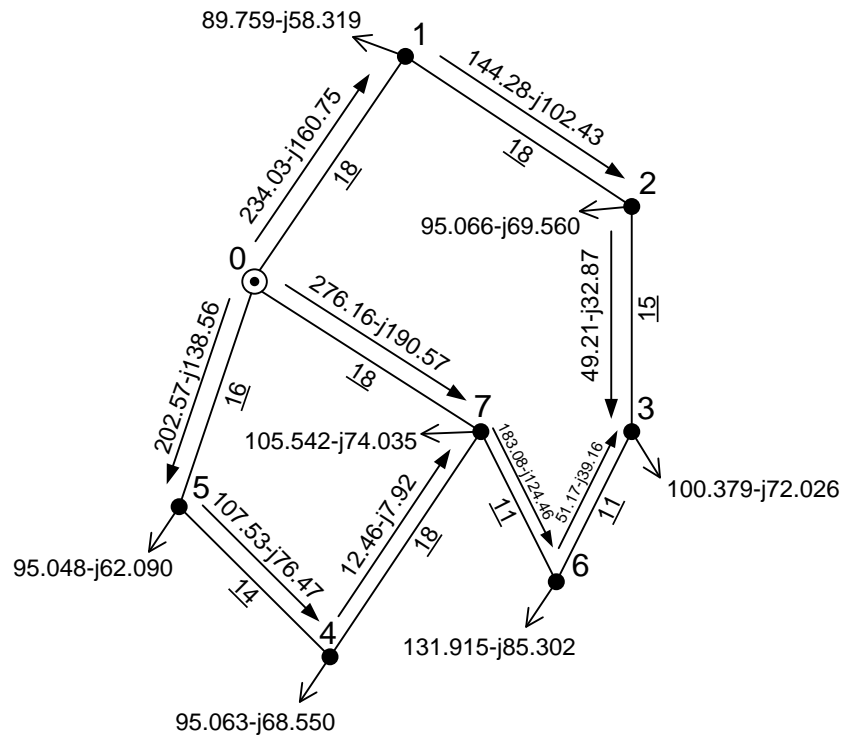


Рис. 1.7 – Струморозподіл схеми першого варіанта

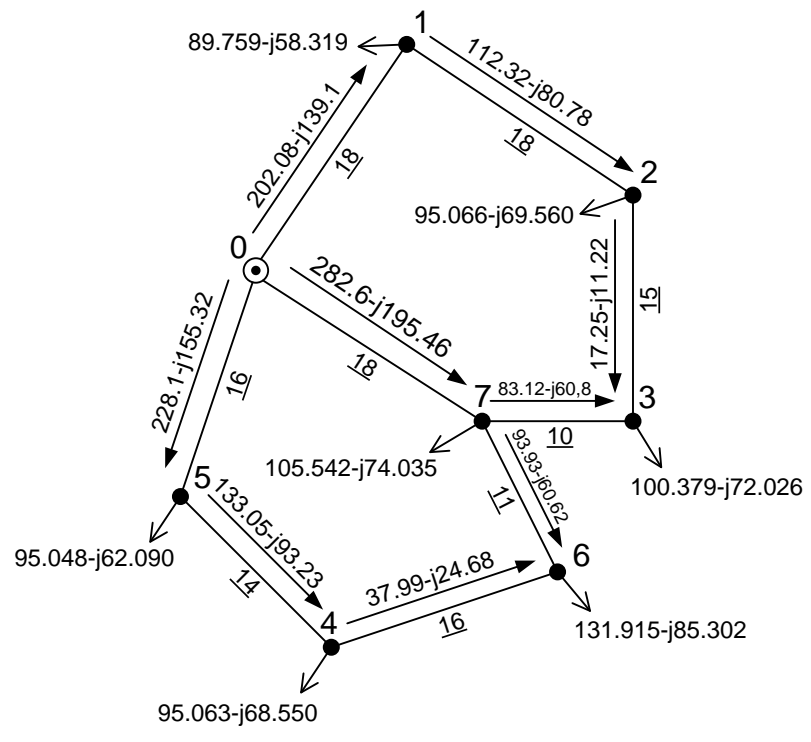


Рис. 1.8 – Струморозподіл схеми п'ятого варіанта

## 1.5 Вибір оптимального перерізу проводів

Вибір перерізу проводів ПЛ та КЛ виконують за допомогою мінімуму функції сумарних дисконтованих затрат. Перерізи повітряних ліній 110 кВ обирають згідно методу знаходження оптимального перерізу. Оптимальні значення перерізу знаходять, за формулою:

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{вх}} \cdot 10^{-5}}{k_{\text{пит}} \cdot (0.01 \cdot H_e + E)}}$$

де  $I_i$  – значення сила струм в лінії, що проектується в режимі максимальних навантажень, А;

$n$  – число паралельних кіл на опорі повітряної лінії;

$\tau$  – час максимальних втрат, год / рік ;

$\rho$  – питомий опір матеріалу проводів, Ом · мм<sup>2</sup> / км ;

$C_{\text{вх}}$  – тариф на електроенергію на вході в мережу, коп / кВт · год ;

$H_e$  – нормативне значення затрат на експлуатацію повітряних ліній, %.

Значення сили струму знаходять згідно формули:

$$I_j = \frac{\sqrt{P_j^2 + Q_j^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{\text{л}}} \cdot 10^3 ;$$

де  $P_j, Q_j$  – активна та реактивна потужності, що проходять  $j$ -ю ділянкою ПЛ;

$U_n$  – номінальна напруга електричної мережі.

Струми, що протікають ділянками для першого та п'ятого варіанту спорудження мережі зведемо до табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Значення струмів ділянок мережі

Назва ділянки	Струм, А	
	Варіант 3	Варіант 5
0-1	283,92	245,33
1-2	176,94	138,35
2-3	59,18	20,58

Продовження таблиці 1.9

1	2	3
3-6	64,43	-
3-7	-	102,99
6-7	221,38	111,79
6-4	-	45,3
7-4	14,77	-
4-5	131,95	162,46
0-5	245,43	275,96
0-7	335,53	343,61

Час максимальних втрат даної РЕМ складає:

$$\tau_{\max} = (0.124 + T \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0.124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2886,21 \text{ (год/рік).}$$

Значення складових формули для знаходження оптимального перерізу:

- тариф на вході до мережі:  $C_{\text{ex}} = 168$  коп./кВт·год (згідно даних сайту

ДП «Енергоринок»);

- норма дисконту:  $E=0,1$  1/рік;

- нормоване значення затрат на експлуатацію ПЛ:  $H_e=1,2\%$ ;

Питоме значення затрат для побудови ПЛ:  $k_{\text{нормзм}}=2250$  грн/мм<sup>2</sup>км.

В даному випадку для визначення квазіоптимального перерізу потрібно виконати порівняння значення сумарних дисконтованих затрат для найближчих більшого та найближчого меншого стандартного перерізу відносно оптимального.

Функція сумарних дисконтованих визначається за виразом:

$$Z_{\text{ЛЕП}} = K_{\text{ПЛ}} + K_{\text{ПС}} + \frac{I_{\text{ПЛ}} + I_{\text{ПС}}}{E},$$

де  $K_{\text{ПЛ}}$  – капіталовкладення у спорудження ЛЕП, тис. грн.;

$K_{\text{ПЛ}}$  – капіталовкладення для встановлення додаткових комірок з вимикачем на підстанції, тис. грн.;

$I_{\text{ПС}}$  – щорічні затрати на додаткові комірки без амортизації, тис.грн/рік;

$I_{\text{ПЛ}}$  – щорічні затрати на ПЛ без амортизації, тис.грн/рік.

В якості квазіоптимального обираємо стандартний переріз з меншим значенням функцій сумарних дисконтованих затрат. Для випадку коли оптимальний переріз менше 70 мм<sup>2</sup> порівняння не виконуємо, а приймаємо переріз 70мм<sup>2</sup>.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Сумарні щорічні витрати знаходимо за формулою:

$$I_{пл} = I_{втр} + I_e,$$

де  $I_{втр}$  – затрати для компенсації втрат енергії, тис. грн./рік.

$I_e$  – затрати на ремонт та експлуатаційне обслуговування, тис. грн./рік;

Витрати на компенсацію втрат енергії знаходять за співвідношенням:

$$\Delta I_{втр} = (Z''_e \cdot \Delta A_{зм} + Z'_e \cdot \Delta A_{пост}) \times 10^{-5},$$

де  $\Delta A_{зм}$ ,  $\Delta A_{пост}$  – змінні та постійні втрат активної електроенергії;

$Z''_e$  та  $Z'_e$  – значення затрат на компенсацію, змінних і постійних втрат активної електроенергії, коп./кВт·год.

Знаходимо величини питомих витрат:

$$Z'_e = k_{xx} \cdot C_{вх} = 0.8 \cdot 168 = 134.4 \text{ коп./кВт}\cdot\text{год};$$

$$Z''_e = C_{вх} = 168 \text{ коп./кВт}\cdot\text{год}.$$

Результати визначення квазіоптимального перерізу проводів всіх ділянок мережі для варіантів схеми №3 та схеми №5 приведені в табл. 1.10-1.14.

Таблиця 1.10 – Результати техніко-економічного порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ для ділянок схеми електричної мережі для варіанта схеми №3

Ділянка	Виконання	$K_{пл}$ , тис. грн	$I_e$ , тис. грн./рік	$I_{втр}$ , тис. грн./рік	$K_{пс}$ , тис. грн.	$I_{пс}$ , тис. грн./рік	$Z_{дс}$ , тис. грн.
0-1	<b>240</b>	<b>31500</b>	<b>378,0</b>	<b>2592,0</b>	-	-	<b>61199,9</b>
	2x240	45000	1260,0	1321,4	30000	720	100814,2
1-2	120	26550	318,6	2017,2	-	-	49907,5
	<b>240</b>	<b>31500</b>	<b>378,0</b>	<b>1017,1</b>	-	-	<b>45450,5</b>
2-3	<b>70</b>	<b>20625</b>	<b>247,5</b>	<b>336,6</b>	-	-	<b>26466,2</b>
	120	22125	265,5	200,6	-	-	26785,9
3-6	<b>70</b>	<b>15125</b>	<b>181,5</b>	<b>290,7</b>	-	-	<b>19846,7</b>
	120	16225	194,7	172,4	-	-	19896,4
6-7	<b>240</b>	<b>19250</b>	<b>231,0</b>	<b>967,1</b>	-	-	<b>31230,9</b>
	2x240	27500	1050,0	499,1	30000	720	72990,8
7-4	<b>70</b>	<b>24750</b>	<b>297,0</b>	<b>41,1</b>	-	-	<b>28130,6</b>
4-5	120	20650	247,8	878,3	-	-	31911,4
	<b>240</b>	<b>24500</b>	<b>294,0</b>	<b>445,8</b>	-	-	<b>31897,6</b>

					ДП6101.141.001 ПЗ			Арк.
								24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

Продовження таблиці 1.10

1	2	3	4	5	6	7	8
0-5	<b>240</b>	<b>28000</b>	<b>336,0</b>	<b>1725,5</b>	-	-	<b>48614,5</b>
	2x240	40000	1200,0	885,3	30000	720	90853,3
0-7	<b>240</b>	<b>31500</b>	<b>378,0</b>	<b>3613,2</b>	-	-	<b>71412,3</b>
	2x240	45000	828,0	1832,0	12000	288	83600,5

Таблиця 1.11 – Вибір перерізів для ділянок мережі варіанту № 3

Ділянка	Обраний переріз	Марка проводу					Допустимий струм $I_{\text{доп}}$
			R	X	G	B, мкСм	
0-1	240	АС-240	2,20	7,25	0	51,19	610
1-2	240	АС-240	2,20	7,25	0	51,19	610
2-3	70	АС-70	6,33	6,65	0	38,64	265
3-6	70	АС-70	4,64	4,87	0	28,34	265
6-7	240	АС-240	1,34	4,43	0	31,28	610
7-4	70	АС-70	7,60	7,97	0	46,37	265
4-5	240	АС-240	1,71	5,64	0	39,82	610
0-5	240	АС-240	1,95	6,45	0	45,50	610
0-7	240	АС-240	2,20	7,25	0	51,19	610

Обрані перерізи необхідно перевірити за допустимими струмами на ділянках та рівнями напруг у пунктах схеми у найважчому післяаварійному режимі роботи (відключення найбільш завантаженої ділянки). Виконаємо розрахунок струморозподілу за умови відключення ділянки 0-7. Результати представлено на рис. 1.9

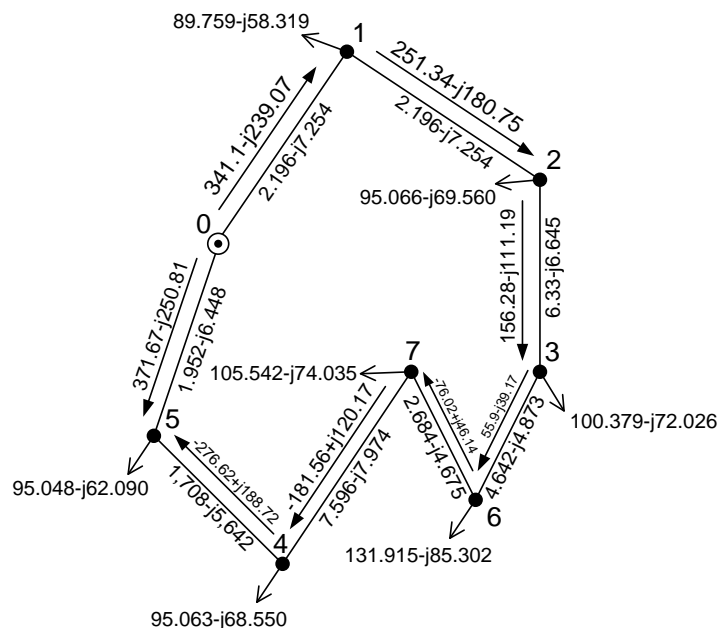


Рис. 1.9 – Післяаварійний струморозподіл схеми першого варіанта

Виконаємо перевірку за допустимими струмами у формі таблиці, результати зведемо до табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Перевірка допустимості струмів

Ділянка	Струм на ділянці, А	Модуль струму на ділянці, А	Допустимий струм, А
0-1	341.1-j239.07	417,7	610
1-2	251.34-j180.75	310,73	610
2-3	156.28-j111.19	192,95	265
3-6	55.9-j39.17	69,45	265
6-7	-76.02+j46.14	87,64	610
7-4	-181.56+j120.17	216,52	265
4-5	-276.62+j188.72	333,69	610
0-5	371.67-j250.81	447,19	610

Виконаємо розрахунок рівнів напруг у пунктах схеми за співвідношенням:

$$U_s = \sqrt{U_{\text{БП}}^2 - 2 \cdot \sum_{i=\text{БП}}^s (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)}$$

Результати розрахунків зведемо до табл. 1.13, до неї також внесемо допустимі значення напруг.

Таблиця 1.13 – Результати перевірки перерізів ПЛ за допустимими рівнями напруг у пунктах.

Номер пункту	Напруга, кВ	Модуль напруги, кВ	Допустима напруга за ГОСТ 721-77, кВ	Допустима напруга на стороні ВН	
				Мін	Макс
1	116.7-j3.38	116,71	126	100,11	135,28
2	113.47-j5.85	113,49		103,5	138,67
3	110.48-j6.43	110,49		105,41	140,59
4	114.28-j5.45	114,28		104,09	139,26
5	116.94-j3.3	116,94		100,57	135,74
6	109.95-j6.67	109,7		103,97	140,82
7	110.68-j6.27	110,24		100,46	135,63

Як бачимо, обрані перерізи відповідають необхідним вимогам.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.14 – Результати техніко-економічного порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ для ділянок схеми електричної мережі для варіанта схеми №5

Ділянка	Виконання	$K_{пл}$ , тис. грн	$I_e$ , тис. грн./рік	$I_{втр}$ , тис. грн./рік	$K_{пс}$ , тис. грн.	$I_{пс}$ , тис. грн./рік	$Z_{дс}$ , тис. грн.
0-1	<b>240</b>	<b>31500</b>	<b>378,0</b>	<b>1939,6</b>	-	-	<b>54675,7</b>
	2x240	45000	1260,0	995,2	30000	720	97552,1
1-2	120	26550	318,6	1239,8	-	-	42134,2
	<b>240</b>	<b>31500</b>	<b>378,0</b>	<b>628,4</b>	-	-	<b>41,563,9</b>
2-3	<b>70</b>	<b>20625</b>	<b>247,5</b>	<b>53,1</b>	-	-	<b>23631,3</b>
3-7	<b>120</b>	<b>14750</b>	<b>177,0</b>	<b>385,9</b>	-	-	<b>20379,0</b>
	240	17500	210,0	197,7	-	-	21576,6
7-6	<b>120</b>	<b>16225</b>	<b>194,7</b>	<b>498,3</b>	-	-	<b>23154,8</b>
	240	19250	231,0	254,3	-	-	24103,2
6-4	<b>70</b>	<b>22000</b>	<b>264,0</b>	<b>216,6</b>	-	-	<b>26806,2</b>
4-5	120	20650	247,8	1324,7	-	-	36374,9
	<b>240</b>	<b>24500</b>	<b>294,0</b>	<b>668,9</b>	-	-	<b>34129,4</b>
0-5	<b>240</b>	<b>28000</b>	<b>336,0</b>	<b>2177,4</b>	-	-	<b>53134,4</b>
	2x240	40000	1200,0	1111,3	30000	720	93113,3
0-7	<b>240</b>	<b>31500</b>	<b>378,0</b>	<b>3788,5</b>	-	-	<b>73165,3</b>
	2x240	45000	828,0	1919,7	12000	288	84476,9

За техніко-економічним порівнянням варіантів вибору перерізів ПЛ маємо наступні результати, які зведемо до таблиці 1.15.

Таблиця 1.15 – Вибір перерізів для ділянок мережі варіанту № 5

Ділянка	Обраний переріз	Марка проводу	R	X	G	B, мкСм	Допустимий струм $I_{доп}$
0-1	240	АС-240	2,20	7,25	0	51,19	610
1-2	240	АС-240	2,20	7,25	0	51,19	610
2-3	70	АС-70	6,33	6,65	0	38,64	265
3-7	120	АС-120	2,44	4,25	0	26,90	390
7-6	120	АС-120	2,68	4,68	0	29,59	390
6-4	70	АС-70	6,75	7,09	0	41,22	265
4-5	240	АС-240	1,71	5,64	0	39,82	610
0-5	240	АС-240	1,95	6,45	0	45,50	610
0-7	240	АС-240	2,20	7,25	0	51,19	610

Обрані перерізи необхідно перевірити за допустимими струмами на ділянках та рівнями напруг у пунктах схеми у найважчому післяаварійному режимі роботи (відключення найбільш завантаженої ділянки). Виконаємо розрахунок струморозподілу за умови відключення ділянки 0-7. Результати

представлено на Рис. 1.10

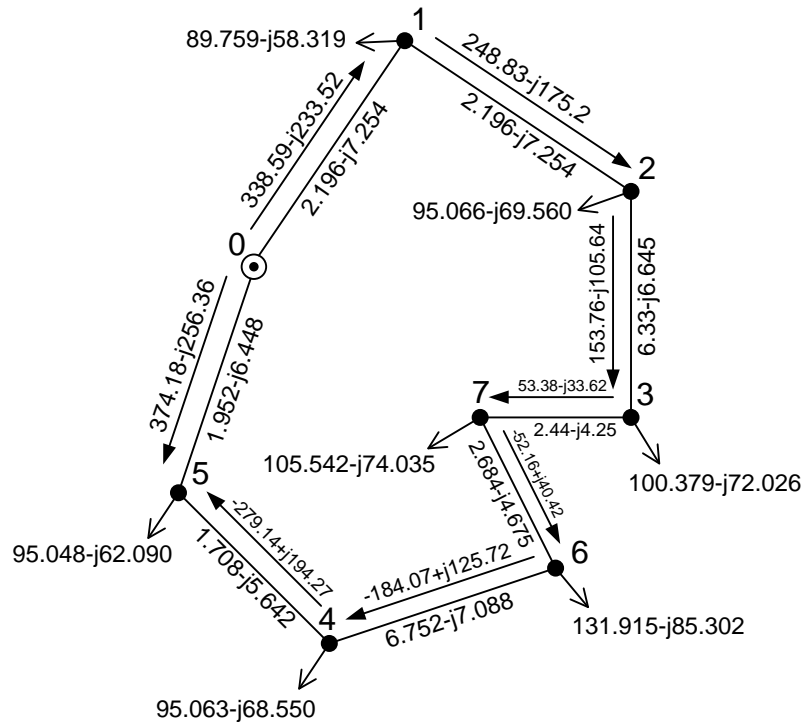


Рис. 1.10 – Післяаварійний струморозподіл схеми другого варіанта

Виконаємо перевірку за допустимими струмами у формі таблиці, результати зведемо до табл. 1.16.

Таблиця 1.16 – Перевірка допустимості струмів

Ділянка	Струм на ділянці, А	Модуль струму на ділянці, А	Допустимий струм, А
0-1	338.59-j233.52	411,31	610
1-2	248.83-j175.2	304,32	610
2-3	153.76-j105.64	186,56	265
3-7	53.38-j33.62	63,09	390
7-6	-52.16+j40.42	65,99	390
6-4	-184.07+j125.72	222,91	265
4-5	-279.14+j194.27	340,09	610
0-5	374.18-j256.36	453,58	610

Виконаємо розрахунок рівнів напруг у пунктах схеми:

$$U_s = \sqrt{U_{\text{БП}}^2 - 2 \cdot \sum_{i=\text{БП}}^s (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)}$$

Результати розрахунків зведемо до табл. 1.17, до неї також внесемо допустимі значення напруг.

Таблиця 1.17 – Результати перевірки перерізів ПЛ за допустимими рівнями напруг у пунктах.

Номер пункту	Напруга, кВ	Модуль напруги, кВ	Допустима напруга за ГОСТ 721-77, кВ	Допустима напруга на стороні ВН	
				Мін	Макс
1	116.72-j3.35	116,77	126	100,11	135,28
2	113.52-j5.79	113,67		103,5	138,67
3	110.57-j6.36	110,75		105,41	140,59
4	114.24-j5.49	114,37		104,09	139,26
5	116.92-j3.33	116,97		100,57	135,74
6	110.6-j6.33	110,78		103,97	140,82
7	110.06-j6.59	110,26		100,46	135,63

Як бачимо, обрані перерізи відповідають необхідним вимогам.

### 1.6 Техніко-економічне зіставлення варіантів спорудження РЕМ

Дані про підстанції для варіантів схеми електричної мережі представлені в табл. 1.12.

Таблиця 1.18 – Капіталовкладення в підстанції першого варіанту схеми

Вузол	Кількість обмоток трансформатора	Потужність трансформаторів, кВА	Кількість приєднаних ліній 110 кВ	Схема РП	Вартість РП, тис. грн
0	-	-	3	110-6	42000
1	2	16	2	110-3	64500
2	3	16	2	110-3	73500
3	3	16	2	110-3	73500
4	3	16	2	110-3	73500
5	2	16	2	110-3	64500
6	2	25	2	110-3	77000
7	3	25	3	110-6	103500
Всього	-	-	-	-	572000

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 1.19 – Капіталовкладення в підстанції другого варіанту схеми

Вузол	Кількість обмоток трансформатора	Потужність трансформаторів, кВА	Кількість приєднаних ліній 110 кВ	Схема РП	Вартість РП, тис. грн
0	-	-	3	110-6	42000
1	2	16	2	110-3	64500
2	3	16	2	110-3	73500
3	3	16	2	110-3	73500
4	3	16	2	110-3	73500
5	2	16	2	110-3	64500
6	2	25	2	110-3	77000
7	3	25	3	110-6	103500
Всього	-	-	-	-	572000

Порівняємо сумарні дисконтовані затрати для обох варіантів схеми мережі.

Таблиця 1.20 – Порівняння сумарних дисконтованих затрат обох варіантів

Номер варіанту	Сумарні дисконтовані затрати на ЛЕП, тис. грн	Капіталовкладення в ПС, тис.грн	Витрати на ремонт та обслуговування ПС, тис. грн	Сумарні дисконтовані затрати варіанту, тис. грн
1	364 249,23	572000	13728	1 073 529,23
2	<b>350 639,84</b>	<b>572000</b>	<b>13728</b>	<b>1 059 919,84</b>

За даними техніко-економічних розрахунків приймаємо до спорудження другий варіант конфігурації схеми електричної мережі.

### Висновок до розділу 1

Синтезовано 5 варіантів конфігурації РЕМ, з яких було обрано два варіанти за критерієм мінімальної сумарній довжині ділянок. Здійснено вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів для кожного пункту мережі, а також розраховані їх параметри. Визначено струморозподіл за довжинами ділянок для двох варіантів схеми. Обрані проводи для ділянок схеми за результатами техніко-економічних розрахунків. Оргрунтованого вибір одного з варіантів схеми. Встановлено, що спроектована мережа забезпечує нормативні рівні напруг на шинах споживачів як у нормальному так і у післяаварійних режимах.

										Арк.
										30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП6101.141.001 ПЗ					

## 2 РОЗРАХУНОК ОПОРНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ

### 2.1 Схема заміщення РЕМ та розрахунок режиму

Лінії електропередавання будемо відображати симетричними п-подібними схемами заміщення. Повздовжні параметри схеми заміщення ліній будемо використовувати із табл. 1.15.

Для силових трансформаторів будемо використовувати розрахункові параметри із табл. 1.7.

Розрахункові провідності пунктів обраховуються як сума поперечних провідностей схем заміщення силових трансформаторів пунктів та половин поперечних провідностей ЛЕП, які приєднанні до данного пункту. Результати розрахунків покажемо на розрахунковій схемі заміщення районної електричної мережі.

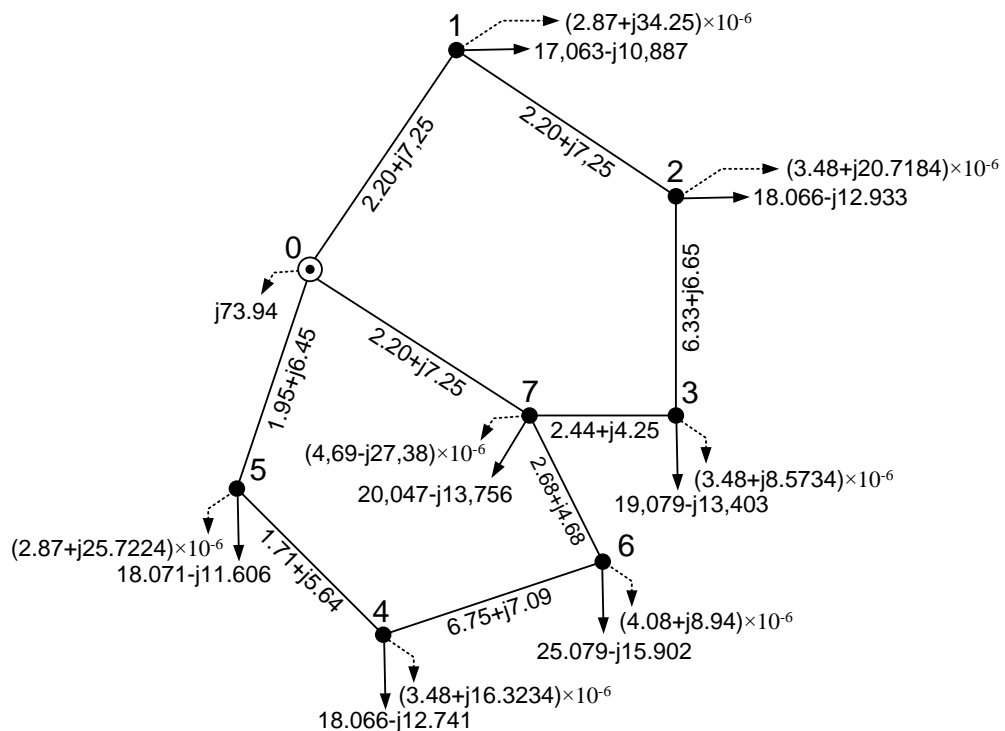


Рис. 2.1 – Розрахункова схема заміщення районної електричної мережі

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		31



Розрахунок режиму проводитимемо ітераційним методом. На кожній ітерації будемо уточнювати струмові навантаження пунктів за поточним значенням рівнів напруг. За початкові наближення рівнів напруг приймаємо номінальне значення 110кВ. Розрахунок проведемо за вузловою моделлю із розв'язанням на кожній ітерації системи лінійних рівнянь. Результати розрахунку режиму подано у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень

	Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 3	Ітерація 4	Ітерація 5
U <sub>0</sub> , кВ	115	115	115	115	115
P <sub>0</sub> , МВт	141,94	137,65	137,8	137,79	137,79
Q <sub>0</sub> , МВАр	-92,6	-94,86	-94,73	-94,74	-94,73
U <sub>1</sub> , кВ	112,56	112,55	112,55	112,55	112,55
U <sub>2</sub> , кВ	111,17	111,13	111,13	111,13	111,13
U <sub>3</sub> , кВ	110,83	110,79	110,79	110,79	110,79
U <sub>4</sub> , кВ	111,38	111,35	111,35	111,35	111,35
U <sub>5</sub> , кВ	112,61	112,59	112,59	112,59	112,59
U <sub>6</sub> , кВ	110,67	110,63	110,63	110,63	110,63
U <sub>7</sub> , кВ	111,59	111,55	111,56	111,56	111,56
I <sub>0-1</sub> , А	242,64	239,07	239,14	239,13	239,13
I <sub>1-2</sub> , А	137,53	136,45	136,5	136,5	136,5
I <sub>2-3</sub> , А	21,5	21,65	21,66	21,66	21,66
I <sub>3-7</sub> , А	100,75	99,69	99,72	99,72	99,72
I <sub>7-6</sub> , А	111,96	110,93	110,97	110,97	110,97
I <sub>6-4</sub> , А	43,87	43,95	43,97	43,97	43,97
I <sub>4-5</sub> , А	159,37	158,02	158,07	158,07	158,07
I <sub>0-5</sub> , А	271,36	267,35	267,42	267,42	267,42
I <sub>0-7</sub> , А	339,57	335,65	335,77	335,76	335,76
ΔP, МВт	6,47	2,18	2,33	2,32	2,32
ΔQ, МВАр	-1,37	-3,63	-3,5	-3,51	-3,51
δΔS, %	100	114,67	4,7	0,2	0,01
U <sub>0</sub> , кВ	115	115	115	115	115
U <sub>1</sub> , кВ	112.54-j2.03	112.53-j1.94	112.53-j1.94	112.53-j1.94	112.53-j1.94
U <sub>2</sub> , кВ	111.12-j3.14	111.09-j3	111.09-j3.01	111.09-j3.01	111.09-j3.01
U <sub>3</sub> , кВ	110.78-j3.2	110.75-j3.05	110.75-j3.06	110.75-j3.06	110.75-j3.06
U <sub>4</sub> , кВ	111.34-j3.09	111.31-j2.96	111.31-j2.96	111.31-j2.96	111.31-j2.96
U <sub>5</sub> , кВ	112.59-j2.05	112.58-j1.96	112.58-j1.97	112.58-j1.97	112.58-j1.97
U <sub>6</sub> , кВ	110.62-j3.31	110.59-j3.15	110.59-j3.16	110.59-j3.16	110.59-j3.16
U <sub>7</sub> , кВ	111.56-j2.83	111.52-j2.7	111.52-j2.71	111.52-j2.71	111.52-j2.71
S <sub>0-1</sub> , А	40.07-j26.1	38.83-j26.68	38.87-j26.64	38.87-j26.64	38.87-j26.64
S <sub>1-2</sub> , А	22.12-j14.85	21.49-j15.39	21.52-j15.36	21.52-j15.36	21.52-j15.36
S <sub>2-3</sub> , А	3.4-j2.35	3.34-j2.48	3.34-j2.48	3.34-j2.48	3.34-j2.48
S <sub>3-7</sub> , А	-16.28+j10.56	-15.8+j10.9	-15.82+j10.89	-15.82+j10.89	-15.82+j10.89
S <sub>7-6</sub> , А	18.38-j11.26	17.86-j11.69	17.88-j11.67	17.88-j11.67	17.88-j11.67
S <sub>6-4</sub> , А	-7.44+j3.98	-7.31+j4.24	-7.32+j4.23	-7.32+j4.23	-7.32+j4.23
S <sub>4-5</sub> , А	-26.21+j16.4	-25.48+j17.02	-25.51+j16.99	-25.51+j17	-25.51+j17

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6
$S_{0-5}, A$	45.23-j28.55	43.85-j29.22	43.9-j29.18	43.89-j29.18	43.89-j29.18
$S_{0-7}, A$	55.86-j36.32	54.2-j37.4	54.26-j37.35	54.26-j37.35	54.26-j37.35
$I_{0-1}, A$	202.13-j134.24	195.89-j137.05	196.1-j136.87	196.09-j136.88	196.09-j136.88
$I_{1-2}, A$	112.39-j79.27	109.17-j81.86	109.32-j81.75	109.31-j81.75	109.31-j81.75
$I_{2-3}, A$	17.34-j12.71	17.01-j13.39	17.04-j13.37	17.04-j13.37	17.04-j13.37
$I_{3-7}, A$	-83.02+j57.09	-80.56+j58.72	-80.66+j58.64	-80.65+j58.65	-80.65+j58.65
$I_{7-6}, A$	93.81-j61.1	91.17-j63.19	91.28-j63.1	91.28-j63.1	91.28-j63.1
$I_{6-4}, A$	-38.08+j21.8	-37.4+j23.07	-37.46+j23.02	-37.46+j23.02	-37.46+j23.02
$I_{4-5}, A$	-133.12+j87.63	-129.43+j90.64	-129.6+j90.51	-129.59+j90.51	-129.59+j90.51
$I_{0-5}, A$	228.15-j146.91	221.2-j150.16	221.43-j149.96	221.42-j149.96	221.42-j149.96
$I_{0-7}, A$	282.35-j188.65	273.95-j193.94	274.28-j193.67	274.26-j193.68	274.26-j193.68

Результати розрахунку режиму покажемо на схемі.

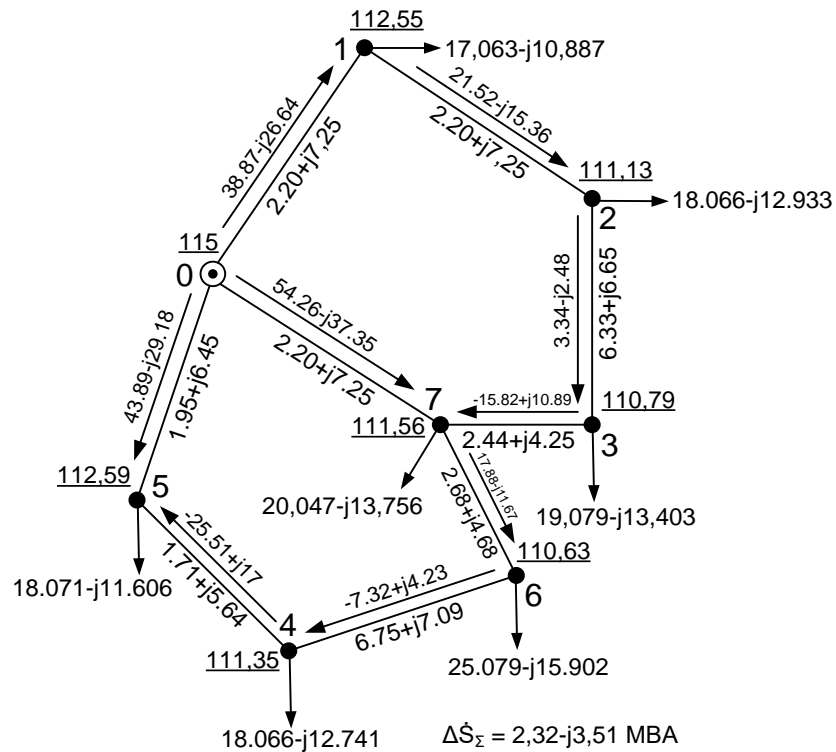


Рис. 2.2 – Потокорозподіл потужностей у режимі максимальних навантажень

## 2.2 Розрахунок регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ

Двохобмоткові силові трансформатори, які випускають на даний момент, доволі часто обладнують відгалуженнями РПН в обмотці ВН з можливістю як

ручного, так і автоматичного регулювання напруги. Триобмоткові силові трансформатори обладнують додатково відгалуженнями ПБЗ в обмотці СН. В обмотках НН силових трансформаторів регулювальних відгалужень не передбачають.

$$\omega_{вж} = \frac{U_{нн} U_{тн}}{U_{тв} U_{ндж}} - 1,$$

Головною метою регулювання напруги двох- і триобмоткових силових трансформаторів являється вибір положення відгалужень РПН за умовами забезпечення бажаних рівнів напруги  $U_{ндж}$ , кВ, на вторинних шинах понижуючих підстанцій. Окрім того, за допомогою триобмоткових силових трансформаторів можна вирішити допоміжне завдання регулювання напруги, яке полягає у виборі оптимального положення відгалужень ПБЗ для якісного електропостачання споживачів електричної мережі з номінальною напругою 35 кВ.

За умовами зустрічного регулювання напруги значення  $U_{ндж}$  для післяаварійного режиму і режиму максимальних навантажень приймають таким, що дорівнює 10,5 кВ.

Для двохобмоткових силових трансформаторів бажане значення відносної кількості регулювальних витків РПН для режиму максимальних навантажень  $\omega_{вж}$  буде:

$$\omega_{вж} = \frac{U_{нн} U_{тн}}{U_{тв} U_{ндж}} - 1,$$

де  $U_{нн}$ — рівень напруги на шинах НН, приведений до вищої напруги підстанції для максимального режиму роботи мережі, кВ;

$U_{тв}$ — номінальна напруга обмотки ВН трансформатора, кВ;

$U_{тн}$ — номінальна напруга обмотки НН трансформатора, кВ.

Величина приведенного рівня напруги  $U_{нн}$  на шинах НН двохобмоткового трансформатора та розрахунковий рівень напруги  $U_s$ , кВ, на шинах ВН підстанції пов'язані між собою співвідношенням:

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{\text{шн}} = U_s - \Delta U_T = U_s - \frac{P_{\text{от } s} \cdot r_{\text{от } s} - Q_{\text{от } s} \cdot x_{\text{от } s}}{U_s},$$

де  $\Delta U_T$  — втрати напруги в обмотках блоку двохобмоткових трансформаторів, приведені до сторони ВН, кВ;

$P_{\text{от } s}$ ,  $Q_{\text{от } s}$  — відповідно потоки активної потужності, МВт, і реактивної потужності, МВАр, що протікають обмотками блоку двохобмоткових трансформаторів підстанції s-го пункту;

$r_{\text{от } s}$ ,  $x_{\text{от } s}$  — відповідно еквівалентні активний і реактивний опори обмоток блоку двохобмоткових трансформаторів підстанції s-го пункту, Ом.

Зазначимо, що при розрахунку значення  $U_{\text{шн}}$  враховують тільки поздовжню складову падіння напруги, що вносить невелику погрішність до розрахунку.

За отриманою розрахунковою відносною кількістю регулювальних витків РПН  $\omega_{\text{вж}}$  можна визначити розрахунковий ступінь регулювання РПН  $N_{\text{в}}$  для максимального режиму роботи електричної мережі:

$$N_{\text{в}} = \frac{\omega_{\text{вж}}}{\omega_{\text{в0}}},$$

де  $\omega_{\text{в0}}$  — відносна кількість регулювальних витків РПН, що припадає на один ступінь регулювання.

Розрахунковий ступінь регулювання РПН округляють до найближчого цілого числа  $i$ , таким способом, визначають стандартний ступінь регулювання  $N_{\text{в}}^{\text{ст}}$ , якому відповідає стандартна відносна кількість регулювальних витків РПН  $\omega_{\text{в}}^{\text{ст}}$ , яка дорівнює:

$$\omega_{\text{в}}^{\text{ст}} = N_{\text{в}}^{\text{ст}} \cdot \omega_{\text{в0}}.$$

Також визначають фактичне значення рівня напруги на шинах НН підстанції  $U_{\text{нд}}$ , кВ, в режимі максимальної навантаження мережі:

$$U_{\text{нд}} = \frac{U_{\text{шн}} U_{\text{тн}}}{U_{\text{тв}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}^{\text{ст}})}.$$

						ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
							35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			



За отриманою розрахунковою відносною кількістю регулювальних витків ПБЗ  $\omega_{сж}$  визначають розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ  $N_c$  для максимального режиму роботи електричної мережі:

$$N_c = \frac{\omega_{сж}}{\omega_{с0}},$$

де  $\omega_{с0}$  — відносна кількість регулювальних витків ПБЗ, що припадає на один ступінь регулювання. Розрахунковий ступінь регулювання ПБЗ округляють до найближчого цілого числа  $i$ , таким чином, визначають стандартний ступінь регулювання ПБЗ  $N_c^{ст}$ , якому відповідає стандартна відносна кількість регулювальних витків ПБЗ  $\omega_c^{ст}$ , що дорівнює:

$$\omega_c^{ст} = N_c^{ст} \cdot \omega_{с0}.$$

Потім визначають фактичне значення рівня напруги на шинах СН блоку триобмоткових силових трансформаторів  $U_{сд}$ , кВ, у режимі максимального навантаження мережі:

$$U_{сд} = \frac{U_{пс} U_{тс} \cdot (1 + \omega_c^{ст})}{U_{тв} \cdot (1 + \omega_v^{ст})}.$$

Абсолютно аналогічно виконують вибір положень регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ силових двох- і триобмоткових трансформаторів для досліджуваного післяаварійного режиму роботи мережі.

Завершальним етапом вирішення завдання з вибору регулювальних відгалужень є виконання перевірки допустимості використання обраних стандартних регулювальних ступенів РПН силових трансформаторів  $N_v^{ст}$  за умовами перезбудження живильної обмотки.

Відомо, що одним з основних параметрів режиму роботи силового трансформатора є величина магнітної індукції В, Тл, у його магнітопроводі. Магнітопроводи сучасних силових трансформаторів виготовляють з холоднокатаних електротехнічних сталей з відносно високим значенням індукції насичення, а діапазон робочих значень магнітної індукції обирають

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

поблизу закінчення лінійної ділянки кривої намагнічування відповідних сталей. Подібний підхід хоч і призводить до деякого збільшення втрат холостого ходу в магнітопроводі трансформатора, але дозволяє істотно знизити його габарити та загальну масу.

Використання при роботі силового трансформатора високих значень магнітної індукції істотно підвищує небезпеку виходу режиму роботи магнітопроводу за межі робочої ділянки кривої намагнічування і входження до зони насичення, тобто збільшує ймовірність його перезбудження, що супроводжується різким збільшенням значення струму, який протікає в магнітопроводі, та призводить до загального перегріву трансформатора.

З метою запобігання подібних ситуацій у всьому діапазоні робочих режимів силового трансформатора забезпечують постійне значення величини магнітної індукції у магнітопроводі. Зазначена сталість магнітної індукції може бути досягнута шляхом підтримання постійного значення ЕРС одного витка живильної обмотки силового трансформатора, що, у свою чергу, досягається за рахунок використання РПН. Незважаючи на наявність у конструкції силового трансформатора подібного регулювального пристрою, у ряді режимів роботи електричної мережі можуть бути створені умови, що приводять до його перезбудження. Особливо це стосується режиму максимальних навантажень електричної мережі та пов'язаної з ним групи післяаварійних режимів. Тому для згаданих вище режимів необхідно виконувати перевірку допустимості використання стандартного регулювального ступеня  $N_B^{CT}$  за умовами перезбудження живильної обмотки для всіх трансформаторів електричної мережі. Зазначена перевірка зводиться до наступного: рівень напруги, що підводиться до конкретного регулювального відгалуження, не повинен більш ніж на 5 % перевищувати номінальну напругу цього відгалуження. Дану вимогу можна записати у такий спосіб:

$$U_s - \Delta U_{TB} \leq 1,05 \cdot U_{TB} \cdot (1 + N_B^{CT} \cdot \omega_{B0}),$$

звідки можна отримати:

						ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
							38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

$$N_B^{CT} \geq \left( \frac{U_s - \Delta U_{TB}}{1,05 \cdot U_{TB}} - 1 \right) \cdot (\omega_{B0})^{-1}.$$

Виконання вище зазначеної нерівності необхідно забезпечити для трансформаторів усіх підстанцій схеми електричної мережі. На підстанції, де зазначена нерівність не виконується, її виконання досягають шляхом збільшення номеру стандартного регульовального ступеня РПН трансформаторів блоку. Проте зазначена процедура призводить до неможливості забезпечення бажаних рівнів напруги  $U_{ндж}$ , кВ, на вторинних шинах цієї понижуючої підстанції.

Результати розрахунків представимо у вигляді табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Втрати напруги в обмотках силових трансформаторів, за умови роботи в пунктах схеми мережі обох силових трансформаторів

Номера вузлів	Напруга ВН, кВ	Втрати напруги в обмотках, кВ			
		ВН	СН	НН	Тр
1	112,55	-	-	-	3,96
2	111,13	4,55	0,11	1,11	-
3	110,79	4,54	0,04	2,08	-
4	111,35	4,43	0,08	1,52	-
5	112,59	-	-	-	4,19
6	110,63	-	-	-	3,70
7	111,56	3,19	0,06	0,94	-

Таблиця 2.3 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБЗ

Номера вузлів	РПН						ПБЗ					
	$U_{pn}$ , кВ	$\omega_B$	$N_B$	$N_B^{CT}$	$N_{perez}$	$U_n$ , кВ	$U_{ps}$ , кВ	$\omega_C$	$N_C$	$N_C^{CT}$	$U_c$ , кВ	
1	108,59	-0,01	-0,61	-1	-5,66	10,58	-	-	-	-	-	
2	105,47	-0,04	-2,20	-2	-6,59	10,46	106,47	0,04	1,67	2	38,81	
3	104,18	-0,05	-2,86	-3	-6,74	10,53	106,21	0,02	1,00	1	38,50	
4	105,40	-0,04	-2,24	-2	-6,43	10,45	106,84	0,04	1,52	2	38,94	
5	108,40	-0,01	-0,70	-1	-5,75	10,56	-	-	-	-	-	
6	106,93	-0,07	-3,94	-4	-6,43	10,51	-	-	-	-	-	
7	107,42	-0,02	-1,20	-1	-5,76	10,46	108,30	0,04	1,72	2	38,76	



## 2.3 Розрахунок після аварійного режиму роботи районної електричної мережі

В даному розділі будемо розглядати тільки другу групу післяаварійних режимів роботи, відключення найбільш завантаженої ділянки в режимі максимальних навантажень мережі. Розглядатимемо режим відключення найбільш завантаженої лінії 0-7. Розрахункові параметри пунктів 0 та 7 мають бути скореговані на величину поперечної провідності лінії 0-7.

Розрахунок післяаварійного режиму також можливо реалізувати ітераційним методом. У цьому розрахунку використовують вихідні дані, які включають всі значення приведених навантажень опорів, пунктів та еквівалентних провідностей схеми заміщення, а також рівень напруги в пункті, опорному за напругою (БП).

Під час розрахунку післяаварійного режиму, який обумовлений відключенням одноланцюгової ЛЕП потрібно відкоригувати розрахункові провідності кінцевих пунктів мережі, до яких була приєднана відключена лінія.

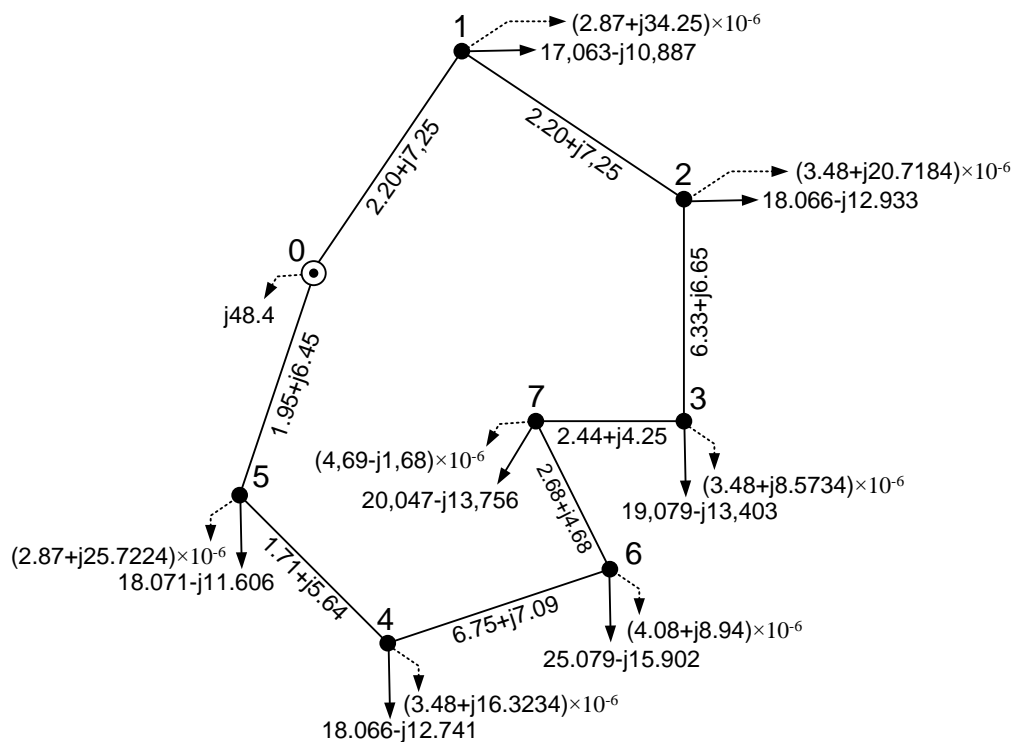


Рис. 2.3 – Розрахункова схема заміщення післяаварійного режиму

						ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
							40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			





## Висновок до розділу 2

Побудована розрахункова схема заміщення районної електричної мережі, на основі якої розраховано режим максимальних навантажень та післяаварійний режим роботи рацонної електричної мережі. Розраховані регулювальні відгалуження РПН та ПБЗ. Встановлено, що умови недопустимості перезбудження силових трансформаторів виконуються.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

### 3 ВИБІР СПОСОБУ ПОЛПШЕННЯ РЕЖИМУ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

Задачею даного розділу є вибір, за техніко-економічними показниками, способу підвищення напруги у вузлі номер 6 на 0,5 кВ. Для цього розглянемо три наступні способи:

- застосування установки поперечної компенсації;
- застосування установки повздовжньої компенсації;
- посилення головних ділянок схеми.

#### 3.1 Застосування установки поперечної компенсації

В проектованій РЕМ можуть застосовуватися установки поперечної компенсації різних типів. А саме синхронні компенсатори, або батареї статичних конденсаторів. На ПС 35...220 кВ, як правило встановлюють батареї статичних конденсаторів.

Критерієм вибору потужності компенсуючої установки поперечної компенсації для встановлення в контрольному пункті мережі, є бажане значення рівня напруги на шинах ВН понижуючої підстанції. За бажаний приймаємо фактичний рівень напруги отриманий при розрахунках в підрозділі 2.1.

Розрахунок потужності компенсуючої установки виконують за виразом:

$$Q_{\text{БСК}} = \frac{\Delta U \cdot (U_f + \Delta U)}{x_{\Sigma}}$$

де  $\Delta U$  - бажане значення напруги на шинах ВН  $f$ -ї точки потокорозподілу потужності, кВ;

$U_f$  - фактичне значення рівня напруги у  $f$ -й точці мережі, кВ;

$x_{\Sigma}$  - еквівалентний опір траси ПЛ від балансуєчого пункту до  $f$ -ї точки електричної мережі.

За розрахунковим значенням потужності, підбирають стандартну батарею

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



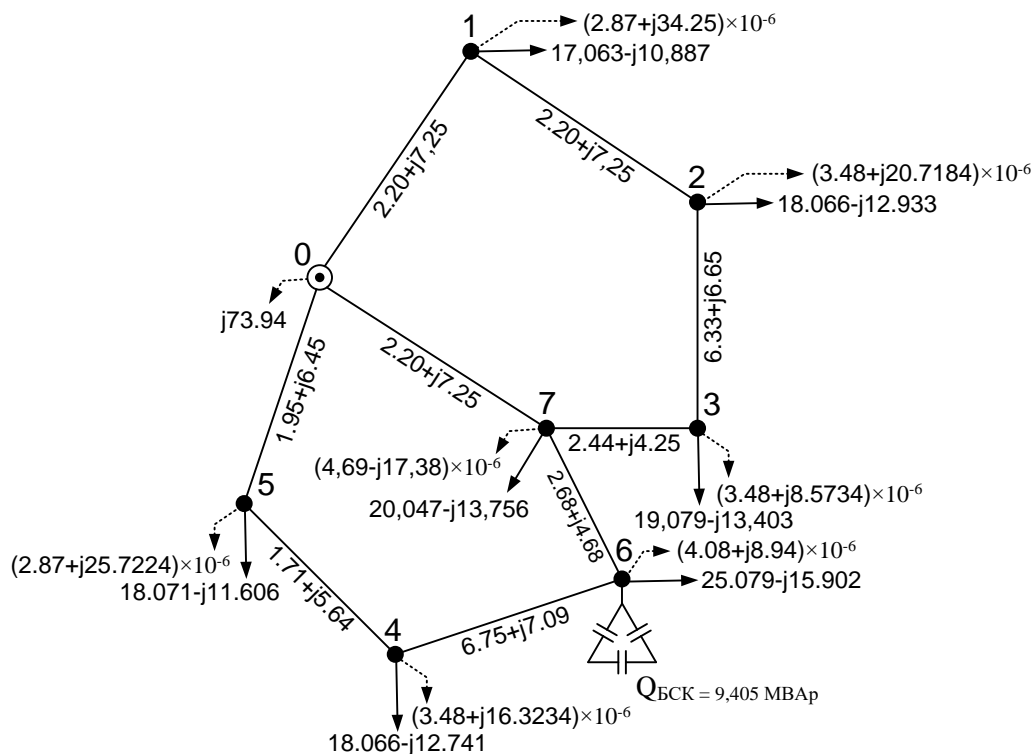


Рис. 3.1 – Розрахункова схема заміщення РЕМ з урахуванням БСК в пункті 6

Розрахунок режиму роботи провидитимо аналогічно до пункту 2.1.

Результати подано нижче у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень з урахуванням БСК

	Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 3	Ітерація 4	Ітерація 5
$U_0$ , кВ	115	115	115	115	115
$P_0$ , МВт	141,94	137,51	137,64	137,64	137,64
$Q_0$ , МВАр	-82,77	-85	-84,87	-84,87	-84,87
$U_1$ , кВ	112,65	112,64	112,64	112,64	112,64
$U_2$ , кВ	111,34	111,31	111,31	111,31	111,31
$U_3$ , кВ	111,1	111,06	111,06	111,06	111,06
$U_4$ , кВ	111,74	111,71	111,71	111,71	111,71
$U_5$ , кВ	112,8	112,79	112,79	112,79	112,79
$U_6$ , кВ	111,26	111,21	111,21	111,21	111,21
$U_7$ , кВ	111,91	111,87	111,88	111,88	111,88
$I_{0-1}$ , А	238,28	234,34	234,39	234,39	234,39
$I_{1-2}$ , А	133,06	131,67	131,71	131,71	131,71
$I_{2-3}$ , А	17,56	17,51	17,53	17,53	17,53
$I_{3-7}$ , А	105,39	104,15	104,18	104,17	104,17
$I_{7-6}$ , А	98,89	97,48	97,51	97,51	97,51
$I_{6-4}$ , А	37,56	37,39	37,42	37,42	37,42

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6
$I_{4-5}, A$	150,01	148,2	148,25	148,25	148,25
$I_{0-5}, A$	261,88	257,3	257,36	257,35	257,35
$I_{0-7}, A$	327,43	322,7	322,81	322,8	322,8
$\Delta P, MW$	6,47	2,03	2,17	2,16	2,16
$\Delta Q, MVar$	-0,95	-3,18	-3,04	-3,04	-3,04
$\delta\Delta S, \%$	100	131,74	5,19	0,21	0,01
$U_0, kV$	115	115	115	115	115
$U_1, kV$	112.63-j2.04	112.62-j1.95	112.62-j1.96	112.62-j1.96	112.62-j1.96
$U_2, kV$	111.3-j3.17	111.27-j3.03	111.27-j3.03	111.27-j3.03	111.27-j3.03
$U_3, kV$	111.05-j3.3	111.01-j3.14	111.02-j3.15	111.02-j3.15	111.02-j3.15
$U_4, kV$	111.7-j3.18	111.67-j3.05	111.67-j3.05	111.67-j3.05	111.67-j3.05
$U_5, kV$	112.78-j2.1	112.77-j2.01	112.77-j2.01	112.77-j2.01	112.77-j2.01
$U_6, kV$	111.2-j3.58	111.16-j3.42	111.16-j3.43	111.16-j3.43	111.16-j3.43
$U_7, kV$	111.87-j2.95	111.84-j2.82	111.84-j2.82	111.84-j2.82	111.84-j2.82
$S_{0-1}, A$	39.91-j24.77	38.63-j25.33	38.67-j25.3	38.67-j25.3	38.67-j25.3
$S_{1-2}, A$	21.96-j13.56	21.3-j14.08	21.33-j14.06	21.33-j14.06	21.33-j14.06
$S_{2-3}, A$	3.22-j1.05	3.15-j1.19	3.16-j1.19	3.16-j1.19	3.16-j1.19
$S_{3-7}, A$	-16.53+j11.88	-15.99+j12.2	-16.01+j12.18	-16.01+j12.18	-16.01+j12.18
$S_{7-6}, A$	18.45-j5	18.02-j5.49	18.03-j5.46	18.03-j5.46	18.03-j5.46
$S_{6-4}, A$	-7.22+j0.73	-7.15+j1.02	-7.15+j1.01	-7.15+j1.01	-7.15+j1.01
$S_{4-5}, A$	-26.04+j13.15	-25.31+j13.78	-25.33+j13.75	-25.33+j13.75	-25.33+j13.75
$S_{0-5}, A$	45.08-j25.24	43.65-j25.89	43.69-j25.85	43.69-j25.85	43.69-j25.85
$S_{0-7}, A$	56.22-j31.29	54.51-j32.38	54.56-j32.32	54.56-j32.33	54.56-j32.33

Результати розрахунку режиму покажемо на схемі.

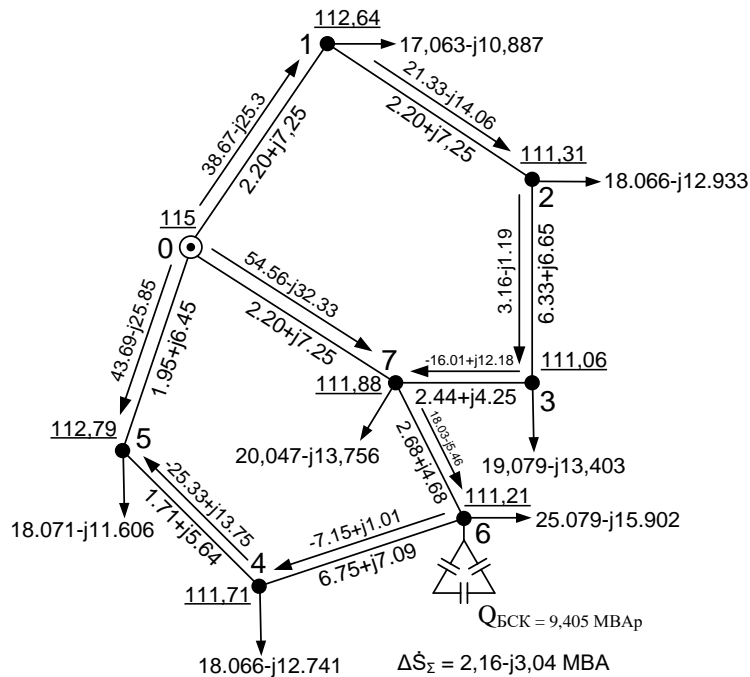


Рис. 3.2 – Потокорозподіл потужності режиму максимальних навантажень з урахуванням БСК в пункті 6



Розрахунки регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ проведемо аналогічно до пункту 2.2, результати розрахунків представимо у вигляді таблиці.

Таблиця 3.2 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБВ для режиму максимальних навантажень з урахуванням БСК

Номера вузлів	РПН						ПБВ					
	$U_{pn}, \text{кВ}$	$\omega_B$	$N_B$	$N_B^{CT}$	$N_{perez}$	$U_n, \text{кВ}$	$U_{ps}, \text{кВ}$	$\omega_C$	$N_C$	$N_C^{CT}$	$U_c, \text{кВ}$	
1	108,68	-0,010	-0,56	-1	-5,6	10,58	-	-	-	-	-	
2	105,65	-0,038	-2,11	-2	-6,5	10,48	106,65	0,040	1,60	2	38,87	
3	104,45	-0,049	-2,73	-3	-6,6	10,55	106,48	0,022	0,89	1	38,60	
4	105,76	-0,037	-2,05	-2	-6,3	10,49	107,20	0,035	1,38	1	38,15	
5	108,60	-0,011	-0,60	-1	-5,7	10,58	-	-	-	-	-	
6	107,51	-0,065	-3,66	-4	-6,2	10,57	-	-	-	-	-	
7	107,74	-0,018	-1,04	-1	-5,6	10,49	108,62	0,040	1,59	2	38,88	

### 3.2 Застосування установки поздовжньої компенсації.

Установка поздовжньої компенсації встановлюється у розріз регулювальної ЛЕП, яка пов'язана з найбільш віддаленою від балансуєчого пункту точкою мережі, яка одночасно є точкою поточкорозподілу.

Критерієм для вибору компенсуючого ємнісного опору установки поздовжньої компенсації, служить бажаний рівень напруги на шинах ВН  $f$ -ї підстанції. За необхідне значення рівня напруги на шинах високої напруги  $f$ -ї підстанції приймаємо значення рівня напруги, отриманого в підрозділі 2.1.

Компенсуючий опір УПК визначають за формулою:

$$x_{упк} = \frac{\Delta U \cdot (U_f + \Delta U)}{Q_f}$$

де  $Q_f$  - реактивна потужність, що протікає через УПК, МВАр.

Після включення до мережі компенсуючого опору, виконують розрахунок поточкорозподілу потужностей Z-схеми мережі в режимі максимальних навантажень. Після чого знаходять рівень напруги у контрольному пункті та порівнюють його з бажаним рівнем напруги.

$$x_{упк} = \frac{\Delta U \cdot (U_f + \Delta U)}{Q_{76}} = \frac{0,5 \cdot (110,63 + 0,5)}{-11,67} = 4,76 \text{ Ом}$$

												Арк.
												48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата								

Встановлювати УПК будемо на ділянці 6-7.

Для поздовжньої компенсації застосовують конденсатори з комбінованим діелектриком та синтетичним діелектричним просоченням типу КЭКП, які виготовлені з використанням комбінованого діелектрика, який просочений екологічно безпечною діелектричною рідиною.

УПК встановлюють безпосередньо на стороні 110 кВ вхідних підстанцій. УПК складають з певної кількості послідовно та паралельно включених ланцюгів, які містять групи одиничних конденсаторів. Кількість паралельних ланцюгів визначають за струмом навантаження лінії, який проходить через конденсаторну батарею, а число послідовно включених конденсаторів у ланцюзі – за величиною падіння напруги на конденсаторній батареї.

Для установки вибираємо конденсатори типу КЭКП-0,66-80 УХЛ1

Розрахуємо потужність лінії:

$$S_{л} = \sqrt{17,88^2 + 11,67^2} = 21,351$$

Визначимо кількість паралельно включених конденсаторів:

$$n_{\text{пар}} = \frac{S_{л} \cdot U_0}{\sqrt{3} \cdot U_{н} \cdot Q_0} = \frac{21,351 \cdot 0,66}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 80} = 0,94 \rightarrow 1 \text{ шт.}$$

Розрахунковий компенсуючий опір УПУ становитиме:

$$x_0 = \frac{U_0^2}{Q_0} = \frac{0,66^2}{80 \cdot 10^{-3}} = 5,44 \text{ Ом.}$$

Визначимо кількість послідовно включених конденсаторів до ланцюга УПК:

$$n_{\text{пс}} = \frac{x_{\text{упк}}}{x_0 \cdot n_{\text{пар}}} = \frac{4,76}{5,44 \cdot 0,94} = 0,93 \rightarrow 1 \text{ шт.}$$

Знаходимо розрахунковий компенсуючий опір УПК:

$$x_{\text{упк}}^p = n_{\text{пар}} \cdot n_{\text{пс}} \cdot x_0 = 5,44 \text{ Ом.}$$

В зв'язку з встановленням УПК на ділянці 7-6 зміниться розрахункова провідність пункту 6, а також з'явиться розрахункова провідність пункту 6'. Результати розрахунку покажемо на рисунку.

										Арк.
										49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

ДП6101.141.001 ПЗ

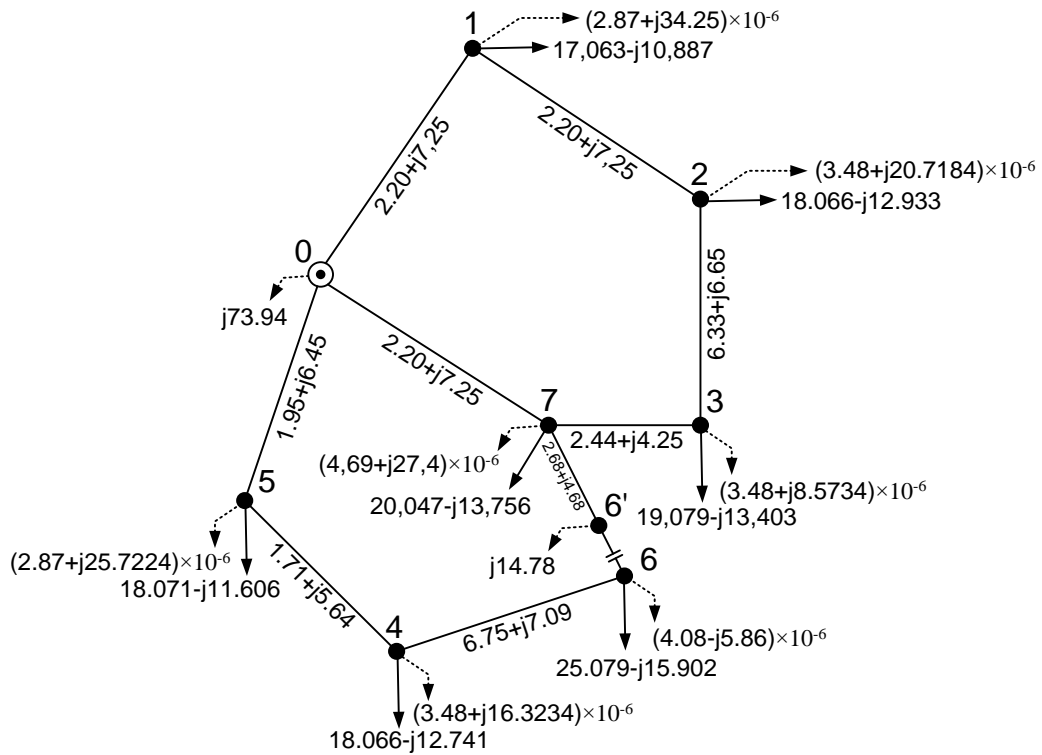


Рис. 3.3 – Розрахункова схема заміщення РЕМ з урахуванням УПК на ділянці 7-6.

Розрахунок режиму роботи провидитимо аналогічно до пункту 2.1.

Результати подано нижче у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень з урахуванням УПК

	Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 3	Ітерація 4	Ітерація 5
$U_0$ , кВ	115	115	115	115	115
$P_0$ , МВт	141,94	137,67	137,81	137,8	137,8
$Q_0$ , МВАр	-92,6	-94,61	-94,49	-94,49	-94,49
$U_1$ , кВ	112,55	112,54	112,54	112,54	112,54
$U_2$ , кВ	111,15	111,11	111,11	111,11	111,11
$U_3$ , кВ	110,77	110,73	110,74	110,74	110,74
$U_4$ , кВ	111,52	111,5	111,5	111,5	111,5
$U_5$ , кВ	112,68	112,68	112,68	112,68	112,68
$U_6$ , кВ	111,06	111,04	111,04	111,04	111,04
$U_7$ , кВ	111,52	111,48	111,49	111,49	111,49
$U_{6'}$ , кВ	110,5	110,47	110,47	110,47	110,47
$I_{0-1}$ , А	246,1	242,4	242,46	242,46	242,46
$I_{1-2}$ , А	140,92	139,68	139,73	139,73	139,73
$I_{2-3}$ , А	24,99	24,96	24,97	24,97	24,97

Продовження таблиці 3.3

1	2	3	4	5	6
$I_{3-7}, A$	97,41	96,59	96,62	96,62	96,62
$I_{7-6}, A$	130,79	129,02	129,03	129,03	129,03
$I_{6-4}, A$	26,93	27,31	27,32	27,32	27,32
$I_{4-5}, A$	141,54	140,3	140,33	140,33	140,33
$I_{0-5}, A$	253,2	249,2	249,23	249,23	249,23
$I_{0-7}, A$	354,45	350,03	350,12	350,11	350,11
$I_{6'-6}, A$	131,23	129,46	129,47	129,47	129,47
$\Delta P, MВт$	6,47	2,2	2,33	2,33	2,33
$\Delta Q, MВАр$	-1,37	-3,39	-3,26	-3,26	-3,26
$\delta\Delta S, \%$	100	116,93	4,62	0,19	0,01
$U_0, кВ$	115	115	115	115	115
$U_1, кВ$	112.53-j2.09	112.52-j2	112.52-j2	112.52-j2	112.52-j2
$U_2, кВ$	111.1-j3.26	111.07-j3.11	111.07-j3.12	111.07-j3.12	111.07-j3.12
$U_3, кВ$	110.72-j3.37	110.69-j3.22	110.69-j3.23	110.69-j3.23	110.69-j3.23
$U_4, кВ$	111.49-j2.65	111.47-j2.53	111.48-j2.53	111.48-j2.53	111.48-j2.53
$U_5, кВ$	112.67-j1.81	112.67-j1.73	112.67-j1.74	112.67-j1.74	112.67-j1.74
$U_6, кВ$	111.03-j2.6	111.01-j2.47	111.02-j2.47	111.02-j2.47	111.02-j2.47
$U_7, кВ$	111.48-j3.04	111.45-j2.91	111.45-j2.92	111.45-j2.92	111.45-j2.92
$U_{6'}, кВ$	110.44-j3.69	110.41-j3.53	110.41-j3.54	110.41-j3.54	110.41-j3.54
$S_{0-1}, A$	40.96-j25.97	39.69-j26.57	39.73-j26.53	39.73-j26.53	39.73-j26.53
$S_{1-2}, A$	23-j14.71	22.35-j15.25	22.37-j15.23	22.37-j15.23	22.37-j15.23
$S_{2-3}, A$	4.26-j2.21	4.19-j2.34	4.19-j2.33	4.19-j2.33	4.19-j2.33
$S_{3-7}, A$	-15.43+j10.65	-14.95+j11.05	-14.97+j11.03	-14.97+j11.03	-14.97+j11.03
$S_{7-6}, A$	22.53-j11.18	21.97-j11.5	21.99-j11.48	21.99-j11.48	21.99-j11.48
$S_{6-4}, A$	-3.29+j4.02	-3.21+j4.17	-3.22+j4.17	-3.22+j4.17	-3.22+j4.17
$S_{4-5}, A$	-22+j16.47	-21.36+j16.9	-21.39+j16.88	-21.38+j16.88	-21.38+j16.88
$S_{0-5}, A$	40.97-j28.53	39.69-j28.96	39.73-j28.93	39.72-j28.93	39.72-j28.93
$S_{0-7}, A$	59.22-j36.43	57.51-j37.49	57.57-j37.43	57.57-j37.43	57.57-j37.43
$S_{6'-6}, A$	22.46-j11.38	21.91-j11.7	21.92-j11.68	21.92-j11.68	21.92-j11.68

Результати розрахунку режиму покажемо на схемі.

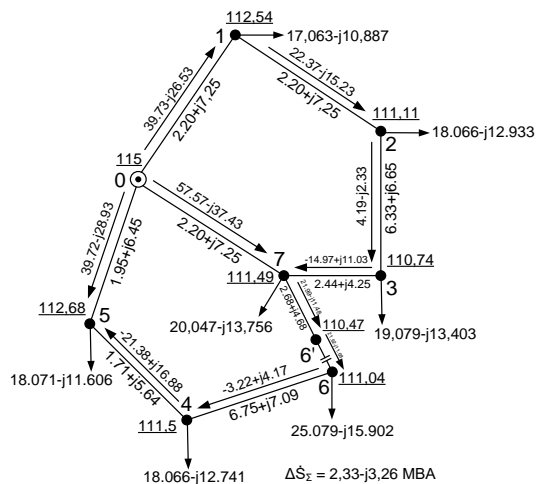


Рис. 3.4 – Потокорозподіл потужності режиму максимальних навантажень з урахуванням УПК на ділянці 7-6.

Розрахунки регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ проведемо аналогічно до пункту 2.2, результати розрахунків представимо у вигляді таблиці.

Таблиця 3.4 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБВ для режиму максимальних навантажень з урахуванням УПК

Номера вузлів	РПН						ПБВ				
	U <sub>pn</sub> , кВ	ω <sub>B</sub>	N <sub>B</sub>	N <sub>B</sub> <sup>CT</sup>	N <sub>перез</sub>	U <sub>пн</sub> , кВ	U <sub>ps</sub> , кВ	ω <sub>C</sub>	N <sub>C</sub>	N <sub>C</sub> <sup>CT</sup>	U <sub>c</sub> , кВ
1	108,58	-0,011	-0,61	-1	-5,7	10,57	-	-	-	-	-
2	105,45	-0,039	-2,21	-2	-6,6	10,46	106,45	0,042	1,68	2	38,80
3	104,13	-0,051	-2,89	-3	-6,8	10,52	106,16	0,025	1,02	1	38,48
4	105,55	-0,038	-2,16	-2	-6,4	10,47	106,99	0,037	1,46	1	38,07
5	108,49	-0,012	-0,66	-1	-5,7	10,57	-	-	-	-	-
6	107,34	-0,067	-3,74	-4	-6,2	10,55	-	-	-	-	-
7	107,35	-0,022	-1,24	-1	-5,8	10,45	108,23	0,044	1,74	2	38,74

### 3.3 Посилення головних ділянок, які відходять від БП

Одним із способів регулювання напруги є посилення головних ділянок схеми для забезпечення бажаного рівня напруги у контрольних пунктах електричної мережі. Для посилення ділянки збільшують переріз проводів, яким вона виконано, поки не буде досягнута максимальна допустима степінь за перерізом для лінії даного класу напруги. Якщо бажаний рівень напруги досягти не вдалося переводять ділянку ЛЕП в дволанцюгове виконання.

Спочатку виконують підсилення найбільш завантаженої ділянки РЕМ. Якщо головні ділянки мають приблизно однакове навантаження, то підсилюють ділянку, яка має більший опір.

В проєктованій електричній мережі будемо посилювати ділянку 0-7, яка є найбільш завантаженою в режимі максимальних навантажень. Переведемо ділянку 0-7 у дволанцюгове виконання перерізом 2x240 мм<sup>2</sup>.

Активний опір ділянки становитиме:

$$z_{07'} = \frac{z_{07}}{2} = \frac{2,20 - j7,25}{2} = 1,1 - j3,625 \text{ Ом}$$

Також, у зв'язку з дволанцюговим виконанням ділянки 0-7 зміниться розрахункова провідність пункта 0 та пункта 7. Розрахункову схему покажемо на рисунку.

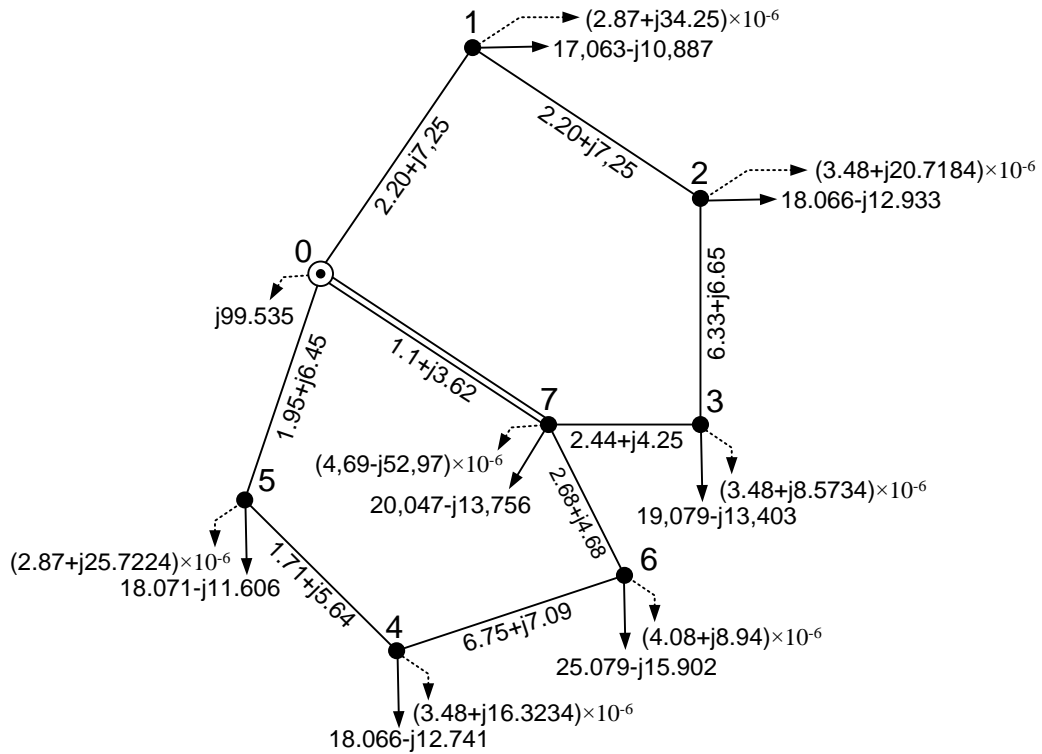


Рис. 3.5 – Розрахункова схема заміщення РЕМ при виконання ділянки 0-7 проводом  $2\times\text{АС-240 мм}^2$

Розрахунок режиму роботи провидитимо аналогічно до пункту 2.1. Результати подано нижче у табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунку режиму максимальних навантажень при виконання ділянки 0-7 проводом  $2\times\text{АС-240 мм}^2$ .

	Ітерація 1	Ітерація 2	Ітерація 3	Ітерація 4	Ітерація 5
$U_0$ , кВ	115	115	115	115	115
$P_0$ , МВт	141,94	137,29	137,35	137,35	137,35
$Q_0$ , МВАр	-91,94	-92,6	-92,47	-92,47	-92,47
$U_1$ , кВ	112,87	112,89	112,89	112,89	112,89
$U_2$ , кВ	111,78	111,8	111,8	111,8	111,8
$U_3$ , кВ	111,97	111,98	111,99	111,99	111,99
$U_4$ , кВ	111,91	111,92	111,92	111,92	111,92
$U_5$ , кВ	112,89	112,9	112,9	112,9	112,9
$U_6$ , кВ	111,78	111,79	111,79	111,79	111,79

Продовження таблиці 3.5

1	2	3	4	5	6
$U_7$ , кВ	112,98	112,99	112,99	112,99	112,99
$I_{0-1}$ , А	207,45	203,06	203,04	203,04	203,04
$I_{1-2}$ , А	102,59	100,98	100,97	100,97	100,97
$I_{2-3}$ , А	14,95	14,68	14,68	14,68	14,68
$I_{3-7}$ , А	136,03	133,62	133,6	133,6	133,6
$I_{7-6}$ , А	149,05	146,56	146,55	146,55	146,55
$I_{6-4}$ , А	7,49	7,47	7,47	7,47	7,47
$I_{4-5}$ , А	122,55	120,57	120,56	120,55	120,55
$I_{0-5}$ , А	234,41	229,49	229,47	229,46	229,46
$I_{0-7}$ , А	411,01	402,72	402,68	402,67	402,67
$\Delta P$ , МВт	6,47	1,82	1,88	1,88	1,88
$\Delta Q$ , МВАр	-0,71	-1,37	-1,24	-1,24	-1,24
$\delta \Delta S$ , %	100	206,58	6,32	0,2	0,01
$U_0$ , кВ	115	115	115	115	115
$U_1$ , кВ	112.86-j1.69	112.88-j1.61	112.88-j1.61	112.88-j1.61	112.88-j1.61
$U_2$ , кВ	111.75-j2.45	111.77-j2.34	111.77-j2.35	111.77-j2.35	111.77-j2.35
$U_3$ , кВ	111.95-j2.31	111.96-j2.21	111.97-j2.21	111.97-j2.21	111.97-j2.21
$U_4$ , кВ	111.88-j2.48	111.89-j2.37	111.89-j2.37	111.89-j2.37	111.89-j2.37
$U_5$ , кВ	112.88-j1.72	112.89-j1.65	112.89-j1.65	112.89-j1.65	112.89-j1.65
$U_6$ , кВ	111.75-j2.45	111.77-j2.34	111.77-j2.35	111.77-j2.34	111.77-j2.34
$U_7$ , кВ	112.97-j1.77	112.98-j1.7	112.98-j1.7	112.98-j1.7	112.98-j1.7
$S_{0-1}$ , А	33.74-j23.18	32.6-j23.3	32.62-j23.27	32.62-j23.27	32.62-j23.27
$S_{1-2}$ , А	15.86-j12.12	15.34-j12.28	15.35-j12.26	15.35-j12.26	15.35-j12.26
$S_{2-3}$ , А	-2.86+j0.48	-2.8+j0.53	-2.8+j0.52	-2.8+j0.52	-2.8+j0.52
$S_{3-7}$ , А	-22.67+j13.73	-21.98+j13.96	-21.99+j13.94	-21.99+j13.94	-21.99+j13.94
$S_{7-6}$ , А	25.17-j14.44	24.42-j14.75	24.43-j14.73	24.43-j14.73	24.43-j14.73
$S_{6-4}$ , А	-0.81+j1.21	-0.78+j1.22	-0.78+j1.22	-0.78+j1.22	-0.78+j1.22
$S_{4-5}$ , А	-19.55+j13.68	-18.92+j13.9	-18.93+j13.88	-18.93+j13.88	-18.93+j13.88
$S_{0-5}$ , А	38.5-j25.65	37.21-j25.82	37.23-j25.79	37.23-j25.79	37.23-j25.79
$S_{0-7}$ , А	69.12-j42.51	66.92-j42.95	66.95-j42.89	66.94-j42.89	66.94-j42.89

Результати розрахунку режиму покажемо на схемі.

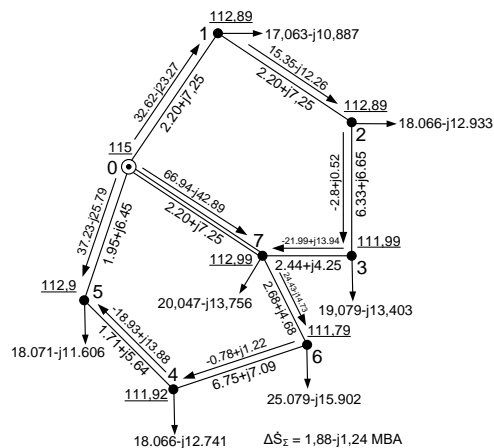


Рис. 3.6 – Потокорозподіл потужності режиму максимальних навантажень при виконання ділянки 0-7 проводом 2хАС-240 мм<sup>2</sup>

Рівень напруги в режимі максимальних навантажень, при виконанні ділянки 0-7 проводом перерізом  $2 \times \text{АС-240} \text{ мм}^2$  в пункті 6 становить 111.79 кВ, а при виконанні ділянки 0-7 проводом АС-240/32 – 110.63 кВ. Так як рівень напруги в пункті 6 збільшився на 1,16 кВ, бажаного значення досягнуто.

Розрахунки регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ проведемо аналогічно до пункту 2.2, результати розрахунків представимо у вигляді таблиці.

Таблиця 3.6 – Результати вибору відгалужень РПН та ПБВ для режиму максимальних навантажень при виконання ділянки 0-7 проводом  $2 \times \text{АС-240} \text{ мм}^2$

Номера вузлів	РПН						ПБВ					
	$U_{pn}$ , кВ	$\omega_B$	$N_B$	$N_B^{ct}$	$N_{perez}$	$U_n$ , кВ	$U_{ps}$ , кВ	$\omega_C$	$N_C$	$N_C^{ct}$	$U_c$ , кВ	
1	108,93	-0,008	-0,43	0	-5,5	10,42	-	-	-	-	-	
2	106,14	-0,033	-1,86	-2	-6,3	10,53	107,14	0,035	1,41	1	38,12	
3	105,38	-0,040	-2,25	-2	-6,2	10,45	107,41	0,033	1,30	1	38,22	
4	105,97	-0,035	-1,95	-2	-6,2	10,51	107,41	0,033	1,30	1	38,22	
5	108,71	-0,010	-0,55	-1	-5,6	10,59	-	-	-	-	-	
6	108,09	-0,060	-3,37	-3	-5,9	10,43	-	-	-	-	-	
7	108,85	-0,008	-0,47	0	-5,1	10,41	109,73	0,048	1,92	2	38,57	

### 3.4 Техніко-економічне порівняння варіантів регулювання напруги

Варіант 1. Встановлення УППК

Капіталовкладення в утановку БСК:

$$K_{бск} = B \cdot n_{пс} \cdot n_{пар} \cdot 2,82 = 394,8 \text{ тис. грн}$$

Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти:

$$I_p = 394,8 \cdot 0,024 = 9,4752 \text{ тис. грн}$$

Витрати на покриття втрат електроенергії:

$$I_{втр} = (2,16 - 2,32) \cdot 2886 \cdot 168 \cdot 10^{-2} = -775 \text{ тис. грн}$$

Сумарні щорічні витрати:

$$I = I_p + I_{втр} = 9,4752 + (-775) = -765,5248 \text{ тис. грн}$$

Сумарні дисконтовані витрати:

$$Z = K + \frac{I}{E} = 394,8 + \frac{-765,5248}{0,1} = 7260,448$$

											Арк.
											55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	ДП6101.141.001 ПЗ						





$$И = И_p + И_{втр} = 12183,624 + (-2133) = 10050,624 \text{ тис. грн}$$

Сумарні дисконтовані витрати:

$$З = К + \frac{И}{Е} = 27300 + \frac{10050,624}{0,1} = 127806,24 \text{ тис. грн}$$

Зіставлення економічних показників для варіантів регулювання напруги приведені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Економічні показники варіантів регулювання напруги

Показник	БСК	УПК	Підсилення головної ділянки
Сумарні капіталовкладення, тис.грн	394,8	12,25	27300
Щорічні експлуатаційні витрати на компенсацію втрат електричної енергії, тис.грн	-775	48	-2133
Щорічні експлуатаційні витрати на обслуговування та поточний ремонт, тис. грн	9,4752	0,294	12183,624
Сумарні дисконтовані витрати, тис. грн	7260,448	495,19	127806,24

Сумарні дисконтовані затрати на встановлення УПК значно менші ніж в інших варіантах. Тому рекомендовано до встановлення пристрій повздовжньої компенсації.

### Висновок до розділу 3

Виконано дослідження способів регулювання напруги в проектованій електричній мережі за допомогою підсилення головних ділянок, застосування установок поперечної та поздовжньої компенсації. Вибрано конструктивне виконання установок поперечної і поздовжньої компенсації. За результатами техніко-економічних розрахунків обґрунтовано вибір оптимального варіанту регулювання напруги.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ВИСНОВКИ

Дана робота присвячена проектуванню районної електричної мережі 110 кВ. В роботі отримані наступні результати:

1. Обґрунтовано вибір конфігурації районної мережі та перерізів проводів на її ділянках;
2. Доведено, що спроектована мережа дозволяє забезпечити нормативні показники якості електричної енергії у нормальному та після аварійному режимах;
3. Встановлено, що обрані регулювальні відгалуження забезпечують бажані рівні напруги на шинах середньої та низької напруги підстанцій та не призводять до перезбудження живильної обмотки;
4. Вибрано оптимальний спосіб поліпшення режиму напруги спроектованої мережі.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні вказівки до виконання дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр» з тематики районних електричних мереж для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців з напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський - К: ІВЦ «Видавництво Політехніка», 2007. - 100 с.

2. Електричні мережі та системи. Районні електричні мережі [Текст]: Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни для студентів та студентів-іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009.–96 с.

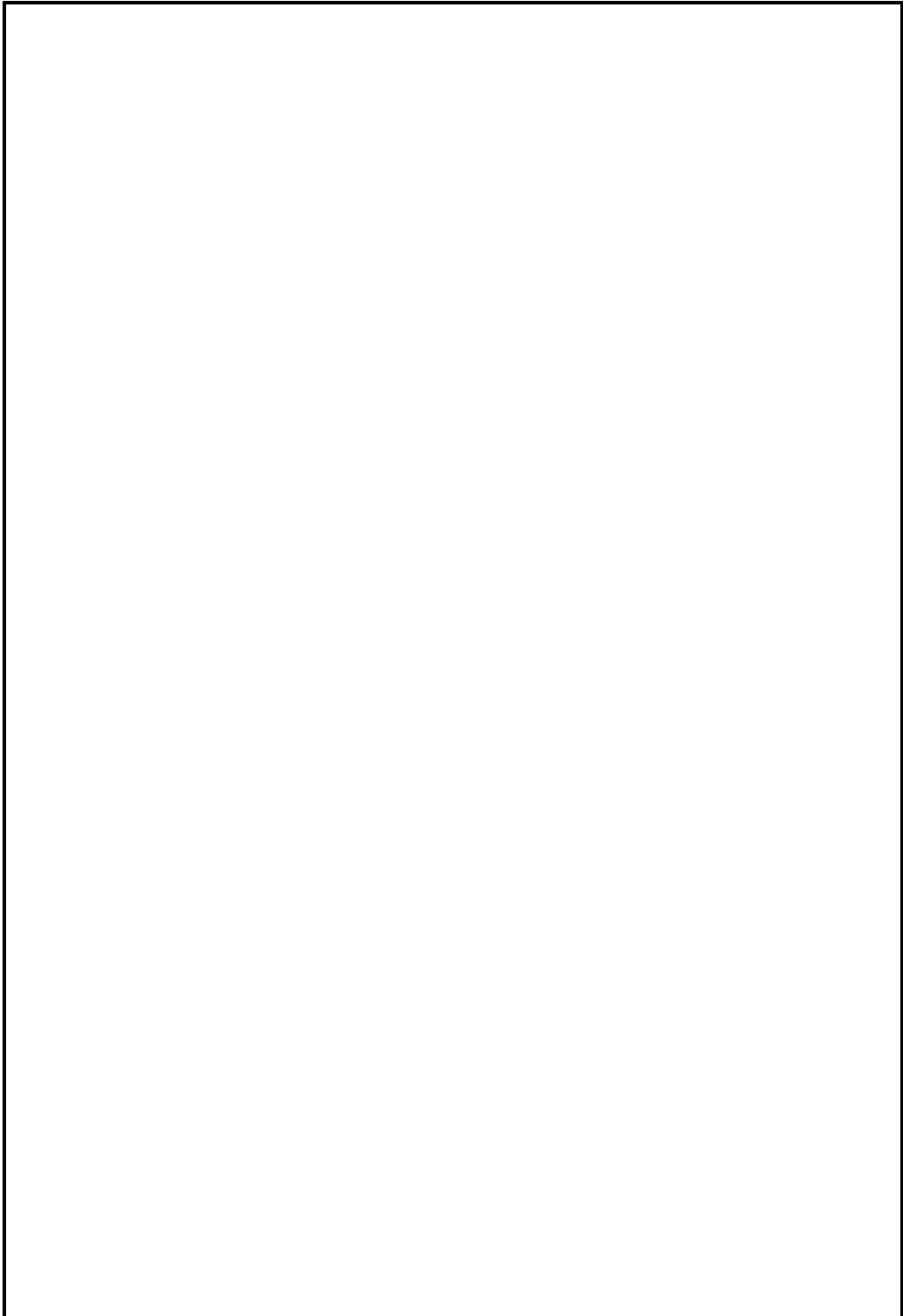
3. Електричні мережі та системи. Районні електричні мережі [Текст]: Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни для студентів та студентів-іноземців напрямку підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська. – К.: НТУУ «КПІ», 2009.–92 с.

4. Рокотян С.С. Справочник по проектированию электрических систем/ С.С. Рокотян, И.М. Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 352 с.

5. Правила устройств электроустановок. [Текст]./ –Х.: «Индустрия», 2007. – 416 с.

6. Режимы работы электрических систем и сетей[Тект]./ Под ред. В. А. Венникова. - М.: Высш. шк. - Т. 6. - 1975. – 344.

					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



					ДП6101.141.001 ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		