

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних мереж та систем

«На правах рукопису»
УДК 621.311

«До захисту допущено»

В. о. завідувача кафедри
_____ Теймураз КАЦАДЗЕ
“ ___ ” _____ 2024 р.

МАГІСТЕРСЬКА ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття ступеня магістра

**за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Режимні параметри замкненої електричної мережі та впровадження
інноваційних електростанцій»**

Виконав:

студент II курсу, групи ЕС-321мп
Кльоз Вадим Олександрович _____

Науковий керівник:

професор кафедри електричних мереж та систем, д. т. н.
Кирик Валерій Валентинович _____

Консультант з розділу «Релейний захист»:

доцент кафедри автоматизації енергосистем, к.т.н.
Омельчук Анатолій Олександрович _____

Консультант з розділу «Стартап-проект»:

доцент кафедри економіки і підприємництва, к.т.н.
Красношапка Володимир Володимирович _____

Консультант з розділу «Проектування підстанції»:

ас. кафедри електричних мереж та систем
Моссаковський Вадим Ігорович _____

Рецензент:

доцент кафедри відновлювальних джерел енергії
Бардик Євгеній Іванович _____

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з
праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2024 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж та систем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В. о. завідувача кафедри

_____ Теймураз КАЦАДЗЕ

«___» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Кльозу Вадиму Олександровичу

1. Тема дисертації: «Режимні параметри замкненої електричної мережі та впровадження інноваційних електростанцій»,_науковий керівник дисертації Кирик Валерій Валентинович, д-р. техн. наук, професор, затверджені наказом по університету від «03» 11 2024 р. № 5136-с
2. Термін подання студентом дисертації: 11 січня 2024 р.
3. Об'єкт дослідження: електромережа напругою 110 кВ
4. Вихідні дані: ситуаційний план (див. додаток до завдання на дипломний проєкт).
5. Перелік завдань, які необхідно розробити:
 - 1) синтез п'яти варіантів схеми конфігурації електромережі;
 - 2) вибір проводів для ПЛ та силових трансформаторів для ПС;
 - 3) розрахунок режимів роботи електромережі;
 - 4) вибір обладнання для ПС 110/35/10 кВ;
 - 5) розрахунок направленої струмового захисту ПЛ-110 кВ;
 - 6) стартап-проєкт.
 - 7) дослідження питання впровадження інноваційних електростанцій
6. Орієнтовний перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:
 - 1) вибір оптимальної конфігурації схеми;
 - 2) принципова схема РЕМ і розрахунок режимів роботи РЕМ;

- 3) головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ;
- 4) план підстанції 110/35/10 кВ;
- 5) розрізи ПС 110/35/10 кВ;
- 6) направлений струмовий захист ПЛ-110;
- 7) вітряно-сонячна вежа.

7. Перелік публікацій:

1. Кльоз В.О., Кирик В.В. Інноваційні гібридні електричні станції на енергії сонця та вітру / Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенергетики та автоматики». - 2023

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Релейний захист	Омельчук А. О., доцент кафедри автоматизації енергосистем		
Стартап-проект	Красношапка В. В., доцент кафедри економіки і підприємництва		
Проектування підстанції	Моссаковський В. І., асистент кафедри електричних мереж та систем		

9. Дата видачі завдання _____ 2024 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Проектування електромережі 110 кВ	01.09.2023-21.09.2023	
2	Проект електричної частини підстанції 110/35/10 кВ	21.09.2023-14.10.2023	
3	Дистанційний захист ПЛ-110 кВ	14.10.2023-01.11.2023	
4	Розробка стартап-проекту	01.11.2023-21.11.2023	
5	Дослідження питання впровадження інноваційних електростанцій	21.11.2023-14.12.2023	
6	Оформлення технічних креслень	14.12.2023-21.12.2024	
7	Оформлення пояснювальної записки	21.12.2024-11.01.2024	

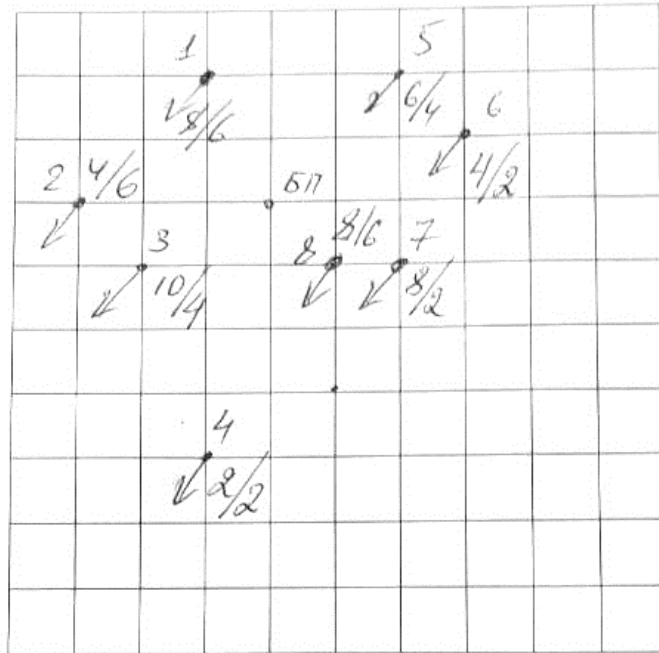
Студент _____

Вадим КЛЬОЗ

Науковий керівник _____

Валерій КИРИК

Додаток до завдання на дипломний проект
(за освітньо-професійною програмою магістерської підготовки)
районної електричної мережі напругою 110 кВ
Ситуаційний план
(масштаб 1 см : 10 км)



Вихідні дані до дипломного проекту:

- Номінальна напруга мережі $U_n = 110$ кВ.
- Балансуючий пункт у точці БП.
- Відстань між пунктами L (км) та активні потужності пунктів P (МВт) – за ситуаційним планом.
- $\cos \varphi_{сн} = 0,8$, $\cos \varphi_{нн} = 0,84$, $T_{max} = 4500$ [год/рік].
- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії.
- Географічний район спорудження мережі Жезайна.
- Коефіцієнт зниження активного навантаження пунктів у режимі мінімальних навантажень $\alpha =$ _____ (%). р-н I – II.
- $M_{гран} = 4500$ [МВт·км], $\alpha_m =$ _____

Примітки:

1. На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження:
числівник – навантаження на стороні С.Н.;
знаменник – навантаження на стороні Н.Н.
2. Для техніко-економічного порівняння варіантів виконати синтез п'яти-шести різних триконтурних схем мережі.

Завдання
видане

Дата 25.09.23

Підпис викладача В.О. Лавоз

РЕФЕРАТ

Дисертаційна робота викладена на 98 сторінках та складається із вступу, 5 розділів та загальних висновків. Робота включає в себе 26 рисунків, 51 таблицю, 11 джерел використаної літератури.

В дисертації розглянуто питання синтезу оптимальної конфігурації електричної мережі номінальною наругою 110 кВ та розрахунку її режимів роботи. Знайдено значення рівнів напруги в пунктах мережі, поточкорозподіл потужності по ділянкам та втрати потужності при максимальних навантаженнях та в післяаварійному режимі. Розроблено проєкт електричної частини підстанції 110/35/10 кВ. Розглянуто направлений струмовий захист ПЛ-110 кВ. Розроблено стартап-проєкт. Досліджено питання впровадження інноваційних електростанцій.

Актуальність теми. Стрімке поширення в світі електромобілів призводить до низки проблем. Однією з найактуальніших є проблема навантаження на існуючі електричні мережі. Попит на електроенергію різко зростає, часто випереджаючи можливості традиційних електричних мереж. Крім того, існуюча інфраструктура переважно працює на викопному паливі, що суперечить екологічним перевагам, що покликані запропонувати електромобілі.

Мета магістерської дисертації. Синтез конфігурації електричної мережі 110 кВ та дослідження питання впровадження інноваційних електростанцій.

Об'єктом дослідження є електромережа 110 кВ.

Предметом дослідження є режим роботи електромережі з інноваційними електростанціями.

Методи дослідження. Аналіз даних щодо впровадження інноваційних електростанцій та їх вплив на традиційні електричні системи.

Публікації за тематикою досліджень:

1. Кльоз В.О., Кирик В.В. Інноваційні гібридні електричні станції на енергії сонця та вітру / Міжнародний науково-технічний журнал «Сучасні проблеми електроенергетики та автоматики». - 2023

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РЕЖИМ РОБОТИ, ВІТРЯНО-СОНЯЧНА ВЕЖА

ABSTRACT

The dissertation is presented on 98 pages and consists of an introduction, 5 chapters and general conclusions. The work includes 26 figures, 51 tables, 11 sources of used literature.

The thesis deals with the synthesis of the optimal configuration of an electric network with a nominal voltage of 110 kV and the calculation of its operating modes. The values of voltage levels at network points, power flow distribution by sections, and power losses at maximum loads and in post-emergency mode were found. The design of the electrical part of the 110/35/10 kV substation was developed. The directional current protection of 110 kV OHL was considered. A startup project was developed. The issue of introducing innovative power plants was investigated.

Actuality of theme. The rapid spread of electric vehicles in the world leads to a number of problems. One of the most pressing is the problem of load on existing power grids. Demand for electricity is growing rapidly, often outstripping the capacity of traditional power grids. In addition, the existing infrastructure is predominantly fossil fuel-based, which contradicts the environmental benefits that electric vehicles are supposed to offer.

The purpose of the master's dissertation. Synthesis of the 110 kV power grid configuration and study of the issue of introducing innovative power plants

The object of the research is the 110 kV electrical network.

The subject of the study is mode of operation of the power grid with innovative power plants.

Research methods. Analyzing data on the implementation of innovative power plants and their impact on traditional power systems.

Publications on research topics:

1 Kliož V.O., Kyryk V.V. Innovative hybrid power stations on solar and wind energy / International scientific and technical journal “Modern problems of electrical engineering and automation”. - 2023

ELECTRICAL GRID, WIND AND SOLAR TOWER, OPERATION MODE

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	8
Вступ.....	9
1 Проект електричної мережі 110 кВ	10
1 Синтез варіантів конфігурації схеми мережі.....	10
1.2 Вибір кількості, типу та потужності трансформаторів.....	13
1.3 Розрахунок L-схеми електричної мережі.....	14
1.4 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ.....	18
1.5 Перевірка обраних перерізів.....	21
1.6 Параметри схеми заміщення мережі	27
1.7 Режим максимальних навантажень.....	30
1.8 Післяаварійний режим.....	36
Висновки по розділу 1.....	39
2 Проект електричної частини районної підстанції 110/35/10 кВ у вузлі 4 електричної мережі 110 кВ.....	41
2.1 Опис четвертого вузла електромережі.....	41
2.2 Вибір схем ВРП-110 кВ, ВРП-35 кВ та ЗРП-10 кВ.....	41
2.3 Розрахунок струмів КЗ	41
2.4 Вибір обладнання ВРП-110 кВ	49
2.5 Вибір обладнання ВРП-35 кВ	51
2.6 Вибір обладнання ЗРП-10 кВ	53
2.7 Вимірювальні трансформатори.....	55
2.8 Оперативний струм і освітлення.....	58
2.9 Блискавкозахист підстанції.....	59
2.10 Розрахунок заземлення підстанції.....	61
Висновки по розділу 2.....	63
3 Направлений мікропроцесорний захист замкненої електричної мережі	65
Вступ.....	65
3.1 Вибір уставок спрацювання направленої захисту	66
3.2 Мікропроцесорний пристрій REF615.....	68

	7
3.3 Опис інших захистів ПЛ-110.....	73
Висновки по розділу 3.....	74
4 Розробка стартап-проєкту	75
4.1 Опис ідеї проєкту.....	75
4.2 Технологічний аудит проєкту.....	76
4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проєкту.....	79
4.4 Фінансово-економічний аналіз та оцінка ризиків проєкту.....	80
4.5 Аналіз ринкових загроз та можливостей обраного варіанта.....	82
Висновки по розділу 4.....	84
5 Впровадження інноваційних електростанцій	85
5.1 Існуючі проблеми розвитку інфраструктури для електромобілів.....	85
5.2 Вітряно-сонячна вежа	86
Висновки по розділу 5.....	92
Загальні висновки.....	93
Список використаних джерел.....	95
Додаток А. Результати перевірки на плагіат.....	97

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АПВ	– автоматичне повторне включення
ВН	– висока напруга
ВРП	– відкритий розподільчий пристрій
ДЗ	- дистанційний захист
ЗРП	– закритий розподільчий пристрій
КЗ	– коротке замикання
ЛЕП	– лінія електропередавання
МСЗ	– максимальний струмовий захист
МССЗ	– максимальний спрямований струмовий захист
НН	– низька напруга
ПБЗ	– переключення без збудження
ПЛ	– повітряна лінія
ПС	– підстанція
РЕМ	– район електричних мереж
РПН	– регулювання під навантаженням
СВ	– секційний вимикач
СН	– середня напруга
ТВП	– трансформатор власних потреб
СЗНП	– струмовий захист нульової послідовності
ТН	– трансформатор напруги
ТС	– трансформатор струму

ВСТУП

Світ наближається до досягнення своєї амбітної мети - нульових викидів. В зв'язку з цим набуває актуальності перехід на відновлювані джерела енергії та електромобілі. Це часто вважається найефективнішим способом боротьби з викидами, спричиненими виробництвом та використанням викопного палива.

Популярність електромобілів продовжує зростати, також зростає занепокоєння щодо стану інфраструктури, яка підтримує зарядку електромобілів. Розрив між попитом та пропозицією, небажані витрати та неефективне перетворення - все це вимагає вирішення безлічі проблем.

Традиційні методи виробництва електроенергії є неефективними. Близько 60% енергії, що використовується для виробництва електроенергії, втрачається в процесі перетворення. Ця неефективність посилює навантаження на мережу та збільшує експлуатаційні витрати на зарядні станції для електромобілів. Ці витрати часто перекладаються на споживача, роблячи зарядку електромобілів дорогою.

Так само значною перешкодою є доступність. Встановлення традиційних зарядних станцій для електромобілів передбачає значні інвестиції в будівництво та підключення до електромережі. Цей фінансовий тягар може відлякувати потенційних операторів станцій, що призводить до зменшення кількості зарядних станцій і зниження їх доступності для власників електромобілів. Ситуація стає ще складнішою у віддалених або автономних місцях, де налагодження надійного електропостачання є логістично складним завданням.

Одним із запропонованих варіантів вирішення цих проблем є застосування інноваційних електростанцій, а саме вітряно-сонячної вежі.

Метою цієї роботи є синтез районної електромережі номінальною напругою 110 кВ, а також аналіз питання впровадження інноваційних електростанцій.

1 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

1.1 Синтез варіантів конфігурації схеми мережі

Ситуаційний план розміщення понижуючих підстанцій 110 кВ та живлячої підстанції 330 кВ (БП) зображено на рис. 1.1. Активні навантаження на вторинних шинах ПС зображені у вигляді дробу. Числівник – навантаження на стороні СН, а знаменник – на стороні НН.

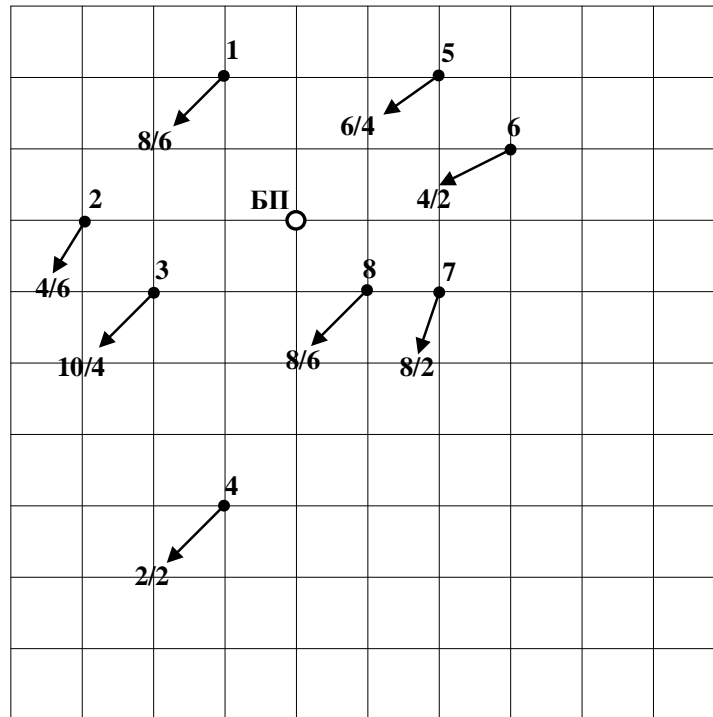


Рисунок 1.1 – Ситуаційний план

Для формування варіантів схеми мережі використаємо метод граничних моментів потужності. Граничний момент потужності для одного контуру приймаємо рівним 4500 МВт·км.

Сформуємо перший варіант триконтурної схеми мережі. Моменти потужності при прямому напрямку обходу першого контуру складуть:

$$M_3 = P_3 \cdot l_{0-3} = 14 \cdot 22 = 308 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_2 = P_2 \cdot (l_{0-3} + l_{2-3}) + M_3 = 10 \cdot (22 + 14) + 308 = 668 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_1 = P_1 \cdot (l_{0-3} + l_{2-3} + l_{1-2}) + M_2 = 14 \cdot (22 + 14 + 28) + 668 = 1564 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_5 = P_5 \cdot (l_{0-3} + l_{2-3} + l_{1-2} + l_{1-5}) + M_1 = 10 \cdot (22 + 14 + 28 + 30) + 1564 = 2504 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

Моменти потужності при зворотному напрямку обходу першого контуру складуть:

$$M_5 = P_5 \cdot l_{0-5} = 10 \cdot 28 = 280 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_1 = P_1 \cdot (l_{0-5} + l_{1-5}) + M_5 = 14 \cdot (28 + 30) + 280 = 1092 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_2 = P_2 \cdot (l_{0-5} + l_{1-5} + l_{1-2}) + M_1 = 10 \cdot (28 + 30 + 28) + 1092 = 1952 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$M_3 = P_3 \cdot (l_{0-5} + l_{1-5} + l_{1-2} + l_{2-3}) + M_2 = 14 \cdot (28 + 30 + 28 + 14) + 1952 = 3352 \text{ МВт} \cdot \text{км}.$$

Як бачимо граничний момент потужності не перевищено, ні при прямому, ні при зворотному напрямку обходу. Аналогічно формуються інші контури для першого варіанту мережі. На рис. 1.2 зображено перший варіант схеми мережі.

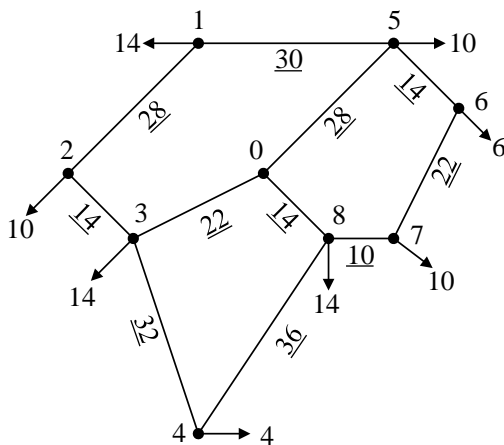


Рисунок 1.2 – Перший варіант схеми мережі

Аналогічно формуємо, ще чотири варіанти конфігурації мережі отримані схеми зображені на рис.1.3-1.4.

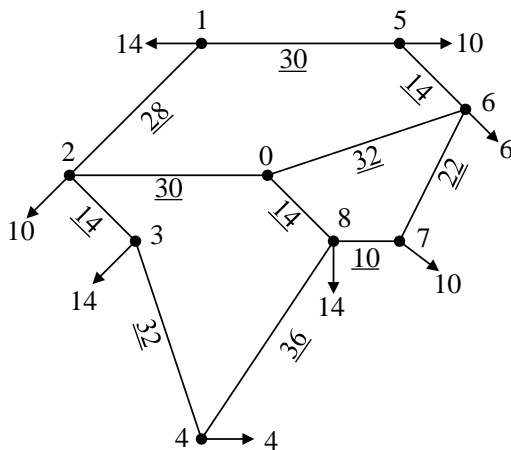


Рисунок 1.3 – Другий варіант схеми мережі

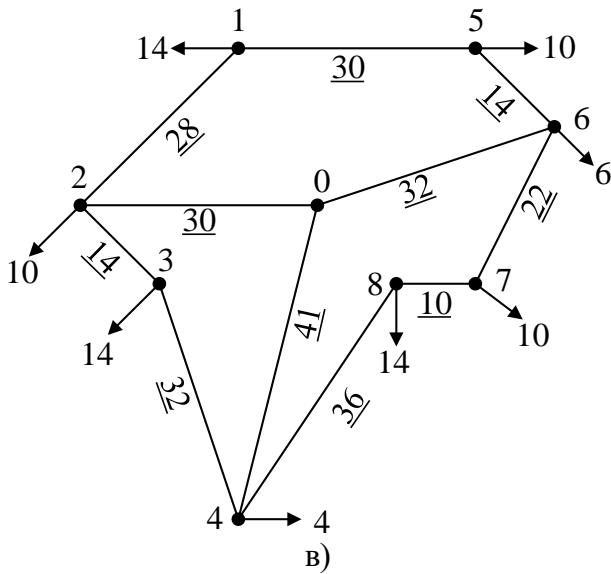
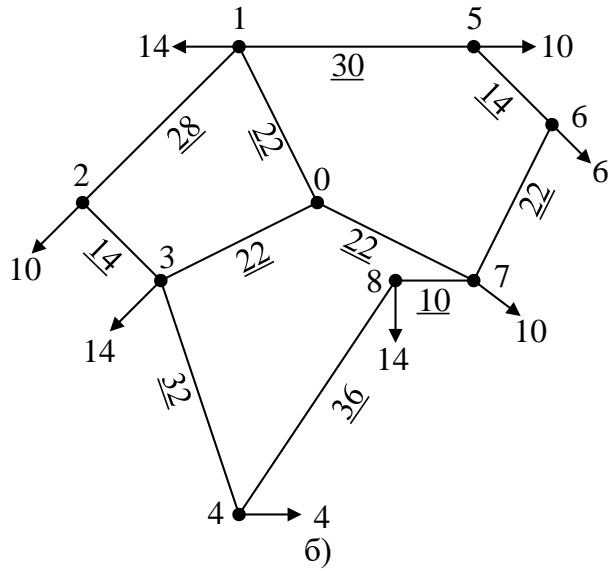
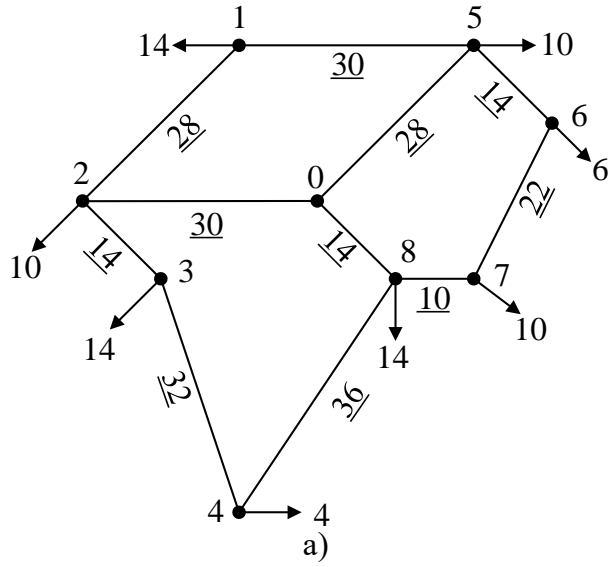


Рисунок 1.4 – Варіанти схеми мережі : а – третій варіант; б – четвертий варіант; в – п'ятий варіант;

В табл. 1.1 наведені результати розрахунку граничних моментів потужності для кожного варіанта схеми мережі 110 кВ.

Таблиця 1.1 – Порівняння варіантів схем спорудження мережі

Варіант схеми	Напрямок обходу контуру	Момент потужності, M , МВт·км			Загальна довжина ПЛ, l , км	Кількість вимикачів 110 кВ, шт
		I контур	II контур	III контур		
1	Прямий	2504	2208	1544	250	39
	Зворотній	3352	1312	1784		
2	Прямий	2604	1628	2504	262	39
	Зворотній	2756	712	2788		
3	Прямий	1992	2208	2504	258	39
	Зворотній	1952	1312	2788		
4	Прямий	1564	2104	2340	252	39
	Зворотній	1704	2296	2784		
5	Прямий	2604	2756	2056	289	39
	Зворотній	2756	2766	1220		

Як бачимо з даних табл. 1.1 в усіх варіантах мережі кількість вимикачів 110 кВ є однаковою. Тому згідно критерію мінімуму загальної довжини ПЛ для подальшого розгляду обираємо варіанти мережі 1, 3 та 4, які для зручності будемо називати схема 1, 2 та 3.

1.2 Вибір кількості, типу та потужності трансформаторів

Визначимо значення повного навантаження, що планується приєднати до вторинних шин ПС.

Розглянемо ПС 4. Значення реактивного навантаження на шинах СН та НН складе:

$$\varphi_{CH} = \arccos(\cos(\varphi_{CH})) = \arccos(0,8) = 38,67^\circ;$$

$$\varphi_{HH} = \arccos(\cos(\varphi_{HH})) = \arccos(0,84) = 32,86^\circ;$$

$$Q_{CH1} = -P_{CH1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{CH} = -2 \cdot \operatorname{tg}(38,67^\circ) = -1,5 \text{ МВАр};$$

$$Q_{HH1} = -P_{HH1} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{HH} = -2 \cdot \operatorname{tg}(32,86^\circ) = -1,29 \text{ МВАр}.$$

В результаті значення сумарного повного навантаження на вторинних шинах ПС 4 становить:

$$\dot{S}_{\max 4} = P_{CH4} + P_{HH4} + j(Q_{CH4} + Q_{HH4}) = 2 + 2 + j(-1,5 - 1,29) = 4 - j2,79 \text{ МВА}.$$

Визначимо значення модуля повного навантаження ПС 4:

$$S_{\max 4} = \sqrt{P_4^2 + Q_4^2} = \sqrt{4^2 + 2,79^2} = 4,88 \text{ МВА.}$$

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання на кожній ПС встановлюємо два силові трансформатори. Потужність трансформаторів обираємо враховуючи допустимі перевантаження, які згідно ПТЕ складають 40 %.

Таким чином розрахункова потужність силових трансформаторів на ПС 4 складе:

$$S_{T4} = 0,7 \cdot S_{\max 4} = 0,7 \cdot 4,88 = 3,42 \text{ МВА.}$$

Для встановлення на ПС 4 обираємо два силові трансформатори типу ТМТН-6300/110. Аналогічно обираємо трансформатори для решти ПС. В табл. 1.2 приведені отримані результати.

Таблиця 1.2 – Вибір силових трансформаторів на ПС

ПС	S_{\max} , МВА	S_{\max} , МВА	S_m , МВА	Кількість та тип трансформаторів
1	14-j9,88	17,13	11,99	2×ТДТН-16000/110
2	10-j6,88	12,14	8,5	2×ТДТН-10000/110
3	14-j10,08	17,25	12,08	2×ТДТН-16000/110
4	4-j2,79	4,88	3,42	2×ТМТН-6300/110
5	10-j7,08	12,26	8,58	2×ТДТН-10000/110
6	6-j4,29	7,38	5,16	2×ТМТН-6300/110
7	10-j7,29	12,38	8,66	2×ТДТН-10000/110
8	14-j9,88	17,13	11,99	2×ТДТН-16000/110

1.3 Розрахунок L-схеми електричної мережі

Для попереднього оцінювання поточкорозподілу в проектуваній мережі зробимо припущення, що мережі є електрично однорідної та визначимо поточкорозподіл за довжинами ділянок мережі.

Розглянемо перший варіант мережі. Умовно видалимо ділянки 1-2, 6-7 та 3-4 та за першим законом Кірхгофа знайдемо поточкорозподіл в розімкненій мережі:

$$\dot{S}_{5-1}^{poz} = \dot{S}_1 = 14 - j9,88 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{5-6}^{poz} = \dot{S}_6 = 6 - j4,29 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{0-5}^{poz} = \dot{S}_{5-1}^{poz} + \dot{S}_{5-6}^{poz} + \dot{S}_5 = 14 - j9,88 + 6 - j4,29 + 10 - j7,08 = 30 - j21,25 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{3-2}^{poz} = \dot{S}_2 = 10 - j6,88 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{0-3}^{poz} = \dot{S}_{3-2}^{poz} + \dot{S}_3 = 10 - j6,88 + 14 - j10,08 = 24 - j16,96 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{8-4}^{poz} = \dot{S}_4 = 4 - j2,79 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{8-7}^{poz} = \dot{S}_7 = 10 - j7,29 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-8}^{poz} = \dot{S}_{8-4}^{poz} + \dot{S}_{8-7}^{poz} + \dot{S}_8 = 4 - j2,79 + 10 - j7,29 + 14 - j9,88 = 28 - j19,96 \text{ МВА}.$$

На рис. 1.5 зображено поточкорозподіл в розімкненій схемі першого варіанту.

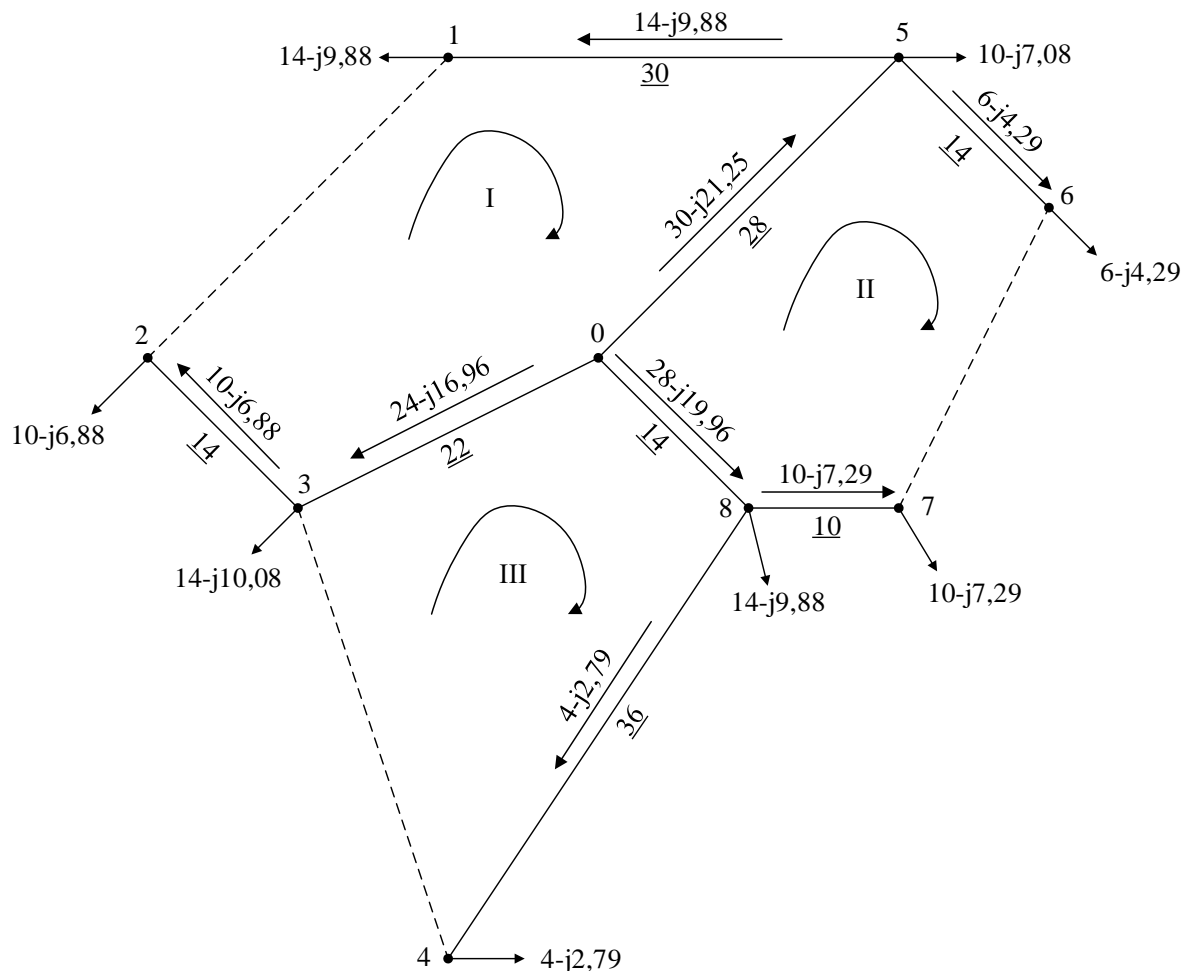


Рисунок 1.5 – Поточкорозподіл за довжинами ділянок в умовно розімкненій першій схемі мережі

Знайдемо значення власних і взаємних довжин контурів:

$$l_I = l_{0-3} + l_{2-3} + l_{1-2} + l_{1-5} + l_{0-5} = 22 + 14 + 28 + 30 + 28 = 122 \text{ км};$$

$$l_{II} = l_{0-5} + l_{5-6} + l_{6-7} + l_{7-8} + l_{0-8} = 28 + 14 + 22 + 10 + 14 = 88 \text{ км};$$

$$l_{III} = l_{0-8} + l_{4-8} + l_{3-4} + l_{0-3} = 14 + 36 + 32 + 22 = 104 \text{ км};$$

$$l_{I-II} = l_{0-5} = 28 \text{ км};$$

$$l_{I-III} = l_{0-3} = 22 \text{ км};$$

$$l_{II-III} = l_{0-8} = 14 \text{ км}.$$

Для першого варіанту схеми мережі система контурних рівнянь матиме наступний вигляд:

$$\begin{cases} l_{0-3} \cdot \dot{S}_{0-3}^{poz} + l_{2-3} \cdot \dot{S}_{3-2}^{poz} - l_{1-5} \cdot \dot{S}_{5-1}^{poz} - l_{0-5} \cdot \dot{S}_{0-5}^{poz} = -\dot{S}_I \cdot l_I + \dot{S}_{II} \cdot l_{I-II} + \dot{S}_{III} \cdot l_{I-III} \\ l_{0-5} \cdot \dot{S}_{0-5}^{poz} + l_{5-6} \cdot \dot{S}_{5-6}^{poz} - l_{8-7} \cdot \dot{S}_{7-8}^{poz} - l_{0-8} \cdot \dot{S}_{0-8}^{poz} = \dot{S}_I \cdot l_{I-II} - \dot{S}_{II} \cdot l_{II} + \dot{S}_{III} \cdot l_{II-III}, \\ l_{0-8} \cdot \dot{S}_{0-8}^{poz} + l_{8-4} \cdot \dot{S}_{4-8}^{poz} - l_{0-3} \cdot \dot{S}_{0-3}^{poz} = \dot{S}_I \cdot l_{I-II} + \dot{S}_{II} \cdot l_{II-III} - \dot{S}_{III} \cdot l_{III}. \end{cases}$$

В результаті розв'язку системи рівнянь зрівнювальні контурні потужності складуть:

$$\dot{S}_I = 4,09 - j2,93 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{II} = -3,56 + j2,47 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{III} = 0,31 - j0,22 \text{ МВА}.$$

Результуючий поточкорозподіл в замкненій першій схемі мережі складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-3} &= \dot{S}_{0-3}^{poz} + \dot{S}_I - \dot{S}_{III} = 24 - j16,96 + 4,09 - j2,93 - 0,31 + j0,22 = \\ &= 27,78 - j19,67 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-5} &= \dot{S}_{0-5}^{poz} + \dot{S}_{II} - \dot{S}_I = 30 - j21,25 - 3,56 + j2,47 - 4,09 + j2,93 = \\ &= 22,35 - j15,85 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-8} &= \dot{S}_{0-8}^{poz} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_{II} = 28 - j19,96 + 0,31 - j0,22 + 3,56 - j2,47 = \\ &= 31,87 - j22,65 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{3-2} = \dot{S}_{3-2}^{poz} + \dot{S}_I = 10 - j6,88 + 4,09 - j2,93 = 14,09 - j9,8 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{2-1} = \dot{S}_I = 4,09 - j2,93 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-1} = \dot{S}_{5-1}^{poz} - \dot{S}_I = 14 - j9,88 - 4,09 + j2,93 = 9,91 - j6,95 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-6} = \dot{S}_{5-6}^{poz} + \dot{S}_{II} = 6 - j4,29 - 3,56 + j2,47 = 2,44 - j1,82 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{7-6} = -\dot{S}_{II} = 3,56 - j2,47 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{8-7} = \dot{S}_{8-7}^{poz} - \dot{S}_{II} = 10 - j7,29 + 3,56 - j2,47 = 13,56 - j9,77 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{8-4} = \dot{S}_{8-4}^{poz} + \dot{S}_{III} = 4 - j2,79 + 0,31 - j0,22 = 4,31 - j3,01 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{4-3} = \dot{S}_{III} = 0,31 - j0,22 \text{ МВА}.$$

На рис. 1.6 зображено результуючий поточкорозподіл в замкненій схемі першого варіанту. На рис. 1.7-1.8 зображено аналогічно розраховані поточкорозподіли в другому та третьому варіанті схеми мережі.

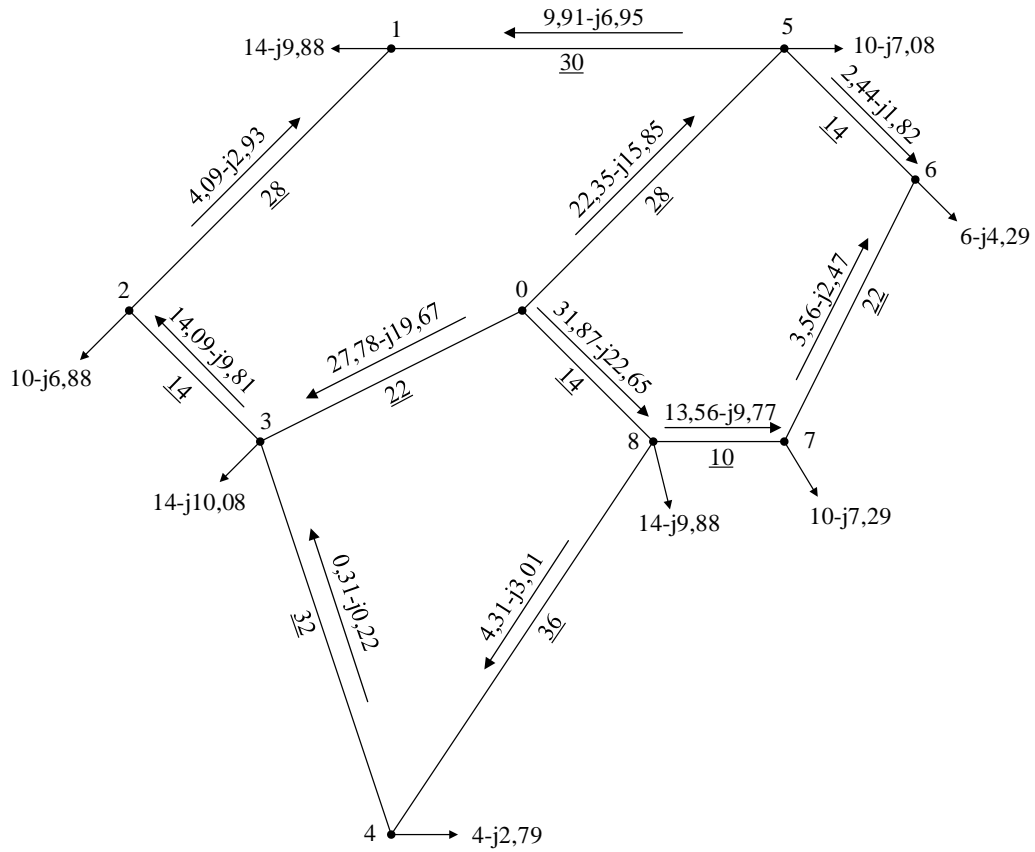


Рисунок 1.6 – Потокорозподіл за довжинами ділянок в першому варіанті схеми

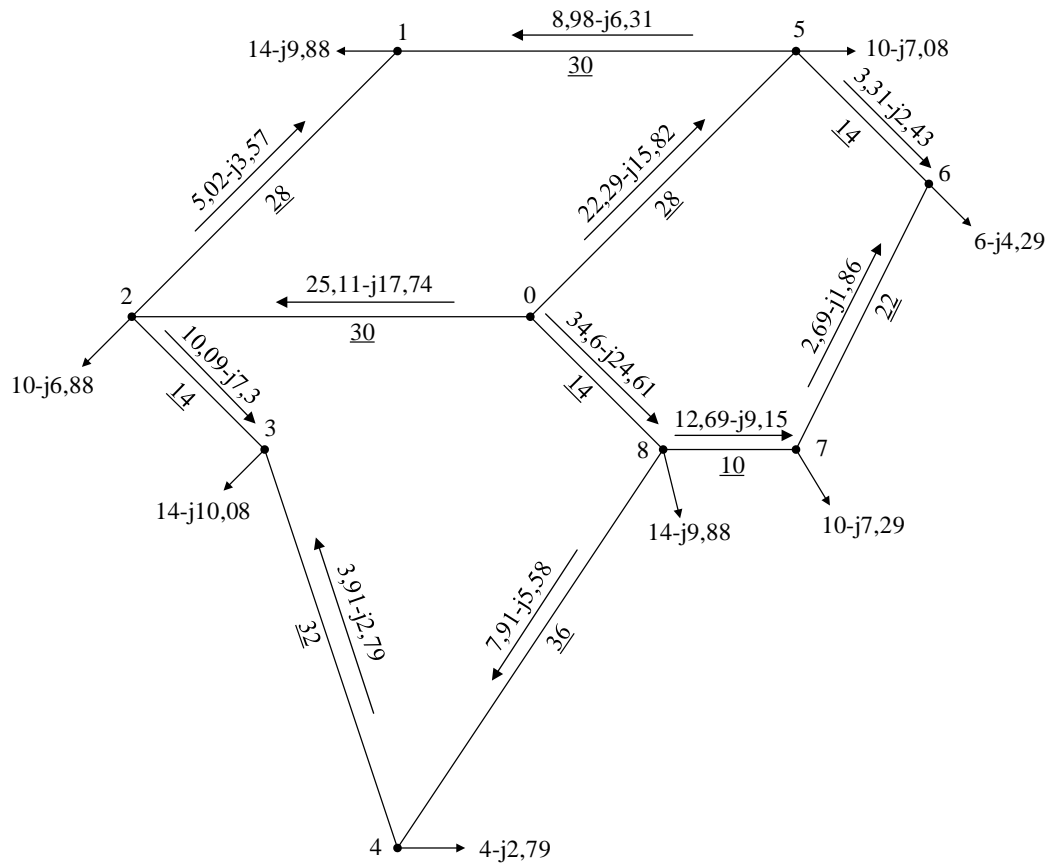


Рисунок 1.7 – Потокорозподіл за довжинами ділянок в другому варіанті схеми

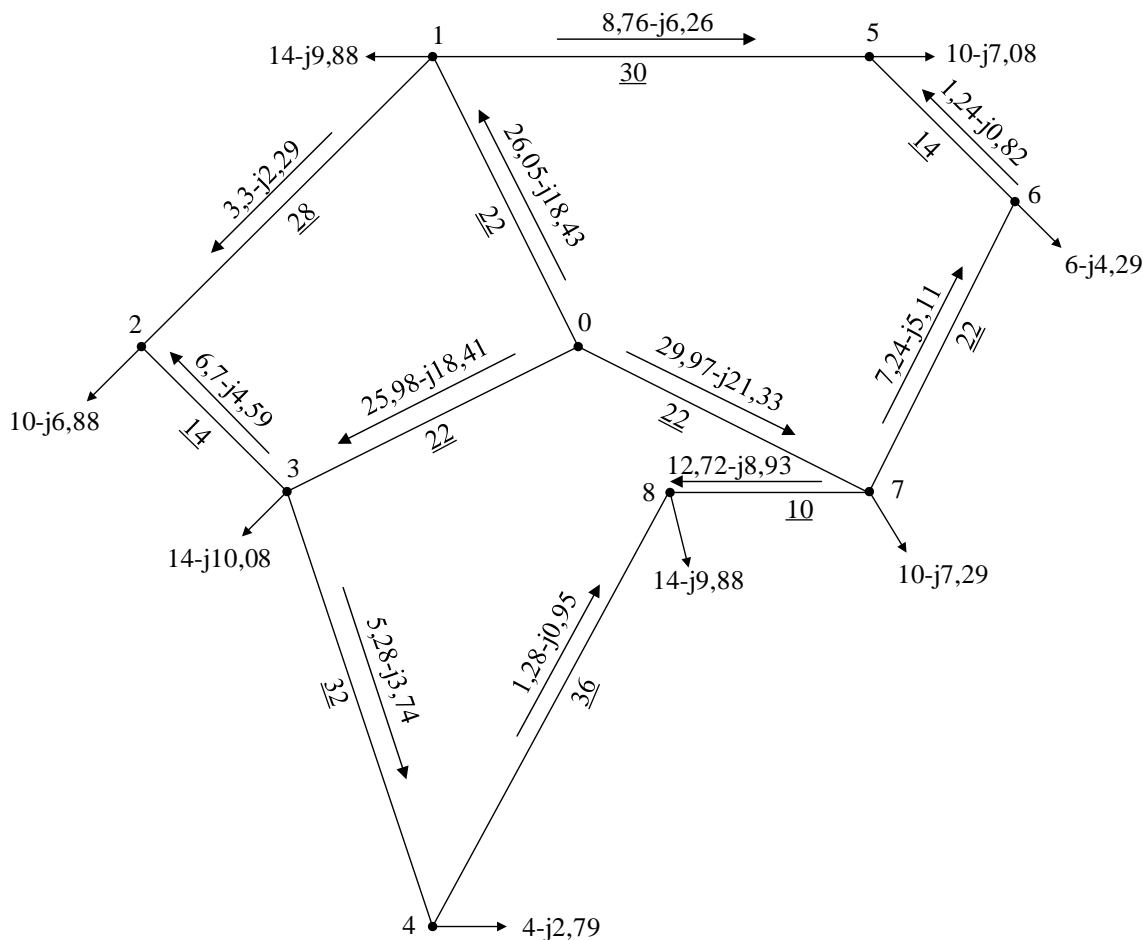


Рисунок 1.8 – Потокорозподіл за довжинами ділянок в третьому варіанті схеми

1.4 Вибір кількості ланцюгів та перерізу проводів ПЛ

За розрахованим потокорозподілом визначимо струмові навантаження ділянок мережі.

Розглянемо перший варіант схеми мережі. Струмове навантаження ділянки 0-3 складе:

$$I_{0-3} = \frac{\sqrt{P_{0-3}^2 + Q_{0-3}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{27,78^2 + (-19,67)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \cdot 10^3 = 178,66 \text{ А.}$$

Аналогічним чином знаходимо струмові навантаження усіх ділянок мережі для кожного варіанту схеми. Отримані результати приведені в табл. 1.3.

Вибір перерізу ділянок мережі здійсним згідно методу оптимального перерізу.

Розрахуємо час максимальних втрат мережі:

$$\tau = (0,124 + T_{\max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ год/рік.}$$

Згідно даних результатів торгів середньозважена ціна електроенергії складає 334 коп./кВт·год. Курс гривні до долара США приймаємо рівним 36,4 гривні за 1 доллар США.

Оптимальний переріз ділянки 0-3 першого варіанту схеми складе:

$$F_{\text{опт}0-3} = \frac{1}{n} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot I_{0-3}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{ВХ}} \cdot 10^{-5}}{k(0,01 \cdot H_e + E)}} = \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot 178,66^2 \cdot 28,5 \cdot 2886 \cdot 334 \cdot 10^{-5}}{1550 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 267,78 \text{ мм}^2.$$

Аналогічним чином знаходимо оптимальний переріз для усіх ділянок мережі для кожного варіанту схеми. Отримані результати приведені в табл. 1.3.

Як бачимо з даних табл. 1.3 розрахунковий оптимальний переріз не є рівним стандартному перерізу проводів. Тому необхідно здійснити порівняння значення сумарних дисконтованих витрат найближчого більшого та меншого стандартних перерізів.

Для ділянок розрахункове значення оптимального перерізу близьке до стандартного порівняння не виконуємо. Також для ділянок розрахунковий оптимальний переріз, яких є меншим за мінімально допустимий для ліній 110 кВ, приймаємо переріз 70 мм².

Розглянемо ділянку 2-3 першого варіанту схеми мережі. Стандартним більшим перерізом для цієї ділянки є переріз 240 мм², а стандартним меншим – 120 мм².

Для спорудження ділянки 2-3 перерізом 240 мм² капіталовкладення становлять:

$$K_{2-3(240)} = K_{0(240)} \cdot l_{2-3} = 2548 \cdot 14 = 35672 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо експлуатаційні витрати на лінію 2-3 перерізом 240 мм²:

$$B_{e2-3(240)} = \frac{K_{2-3(240)} \cdot H_e}{100\%} = \frac{35672 \cdot 1,2}{100} = 428,06 \text{ тис.грн/рік.}$$

Знайдемо активні втрати потужності в лінії 2-3 перерізом 240 мм²:

$$\Delta P_{2-3(240)} = \frac{(P_{2-3}^2 + Q_{2-3}^2) \cdot 10^3}{U_H^2} \cdot r_{(240)} \cdot l_{2-3} = \frac{(14,09^2 + (-9,81)^2) \cdot 10^3}{110^2} \cdot 0,118 \cdot 14 = 40,24 \text{ кВт.}$$

Втратами на корону в мережах номінальною напругою 110 кВ можна знехтувати.

Знайдемо значення змінних втрати активної енергії в лінії 2-3 перерізом 240 мм²:

Таблиця 1.4 – Оптимальні перерізи

Ділянка	Струм, А	Оптимальна переріз, мм ²	Стандартні перерізи найближчі до оптимального, мм ²	
			>F _{опт}	<F _{опт}
Перший варіант				
0-3	178,66	267,78	2×240	240
0-5	143,81	215,53	240	120
0-8	205,22	307,58	2×240	240
2-3	90,11	135,06	240	120
1-2	26,42	39,59	70	–
1-5	63,51	95,18	120	70
5-6	15,98	23,96	70	–
6-7	22,74	34,09	70	–
7-8	87,7	131,44	240	120
4-8	27,6	41,37	70	–
3-4	2	2,99	70	–
Другий варіант				
0-2	161,36	241,84	2×240	240
0-5	143,48	215,04	240	120
0-8	222,85	334,01	2×240	240
2-3	65,35	97,95	120	70
1-2	32,32	48,44	70	–
1-5	57,61	86,34	120	70
5-6	21,55	32,3	70	–
6-7	17,17	25,74	70	–
7-8	82,13	123,09	240	120
4-8	50,81	76,15	120	70
3-4	25,21	37,78	70	–
Третій варіант				
0-1	167,49	251,03	2×240	240
0-3	167,14	250,5	2×240	240
0-7	193,06	289,36	2×240	240
2-3	42,65	63,92	70	–
1-2	21,05	31,55	70	–
1-5	56,52	84,71	120	70
5-6	7,81	11,71	70	–
6-7	46,52	69,73	70	–
7-8	81,59	122,28	120	70
4-8	8,34	12,5	70	–
3-4	33,94	50,87	70	–

$$\Delta W_{зм2-3} = \Delta P_{2-3(240)} \cdot \tau = 40,24 \cdot 2886 = 116144,6 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік.}$$

Обчислимо витрати на компенсацію втрат активної енергії:

$$B_{втр2-3(240)} = Z'_e \cdot W_{зм2-3} \cdot 10^{-5} = 334 \cdot 116144,6 \cdot 10^{-5} = 414,14 \text{ тис.грн/рік.}$$

В результаті сумарні щорічні витрати становлять:

$$B_{2-3(240)} = B_{e2-3(240)} + B_{втр2-3(240)} = 414,14 + 428,06 = 842,2 \text{ тис.грн/рік.}$$

Таким чином значення функції дисконтованих затрат для лінії 2-3 перерізом 240 мм² становить:

$$Z_{2-3(240)} = K_{2-3(240)} + K_{пс} + \frac{B_{2-3(240)}}{E} = 35672 + \frac{842,2}{0,1} = 44094,03 \text{ тис.грн.}$$

Для перерізу 120 мм² розрахунок виконується по аналогічному алгоритму:

$$K_{2-3(120)} = K_{0(120)} \cdot l_{2-3} = 2147 \cdot 14 = 30066,4 \text{ тис. грн;}$$

$$B_{e2-3(120)} = \frac{K_{2-3(120)} \cdot H_e}{100\%} = \frac{30066,4 \cdot 1,2}{100} = 360,8 \text{ тис.грн/рік;}$$

$$\Delta P_{2-3(120)} = \frac{(P_{2-3}^2 + Q_{2-3}^2) \cdot 10^3}{U_H^2} \cdot r_{(120)} \cdot l_{2-3} = \frac{(14,09^2 + (-9,81)^2) \cdot 10^3}{110^2} \cdot 0,244 \cdot 14 = 83,21 \text{ кВт;}$$

$$\Delta W_{зм2-3} = \Delta P_{2-3(120)} \cdot \tau = 83,21 \cdot 2886 = 240163,5 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік;}$$

$$B_{втр2-3(120)} = Z'_e \cdot \Delta W_{зм2-3} \cdot 10^{-5} = 334 \cdot 240163,5 \cdot 10^{-5} = 828,36 \text{ тис.грн/рік;}$$

$$B_{2-3(120)} = B_{e2-3(120)} + B_{втр2-3(120)} = 828,36 + 360,8 = 1189,16 \text{ тис.грн/рік;}$$

$$Z_{2-3(120)} = K_{2-3(120)} + K_{пс} + \frac{B_{2-3(120)}}{E} = 30066,4 + \frac{1189,16}{0,1} = 41957,98 \text{ тис.грн.}$$

Оскільки значення функції дисконтованих затрат для перерізу 240 мм² лише на 5% більше за значення для перерізу 120 мм², то до використання обираємо переріз 240 мм², як більш перспективний.

В табл. 1.5 наведено результат вибору перерізу для усіх ділянок кожного варіанта схеми мережі. Курсивом позначено обрані перерізи.

1.5 Перевірка обраних перерізів

Обрані перерізи перевіримо на відповідність технічним вимогам. Перевірку здійснюємо для найбільш тяжких післяварійних режимів.

Розглянемо перший варіант схеми. Для цього варіанту, визначимо потокорозподіл потужності після відключення найбільш завантаженої ділянки 0-8. Потокорозподіл в цьому режим показано на рис. 1.9.

Обчислимо струмове навантаження лінії 0-3:

Таблиця 1.5 – Вибір перерізів ПЛ

ПЛ	Переріз, мм ²	К, тис. грн	В _е , тис. грн	В _{втр} , тис. грн	В, тис. грн	З, тис. грн
Перший варіант						
0-3	2×240	85904	1100,74	1280,61	2241,57	109717,49
	240	56056	672,67	2437,64	3110,31	87159,096
0-8	2×240	56784	751,3	1058,43	1669,95	74881,3
	240	35672	428,06	2038,22	2466,29	60334,86
2-3	240	35672	428,06	414,14	842,2	44094,03
	120	30066,4	360,8	828,36	1189,16	41957,98
1-5	120	64428	773,14	909,96	1683,1	81258,98
	70	60060	720,72	1532,81	2253,53	82595,25
7-8	240	25480	305,76	281,17	586,93	31349,27
	120	21476	257,71	561,4	819,11	29667,13
Другий варіант						
0-5	240	71344	856,13	2019,36	2875,49	100098,87
	120	60132,8	721,59	4119,64	4841,23	108545,12
0-8	2×240	56784	751,3	1238,79	1850,31	76684,87
	240	35672	428,06	2398,94	2826,99	63941,99
2-3	120	30066,4	360,8	448,15	808,94	38155,84
	70	28028	336,34	755,95	1092,29	38950,86
1-5	120	64428	773,14	758,7	1531,84	79746,38
	70	60060	720,72	1271,2	1991,92	79979,2
4-8	120	77313,6	927,76	723,16	1650,92	93822,79
	70	72072	864,86	1201,53	2066,39	92735,9
Третій варіант						
0-1	2×240	85904	1100,74	1135,39	2096,35	108265,21
	240	56056	672,67	2147,18	2819,85	84254,54
0-3	2×240	85904	1100,74	1130,99	2091,96	108221,34
	240	56056	672,67	2138,41	2811,08	84166,8
0-7	2×240	85904	1100,74	1481,55	2442,51	111726,81
	240	56056	672,67	2839,5	3512,17	91177,74
1-5	120	64428	773,14	732,35	1505,48	79482,81
	70	60060	720,72	1225,62	1946,34	79523,35

$$I_{0-3} = \frac{\sqrt{P_{0-3}^2 + Q_{0-3}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n} \cdot 10^3 = \frac{\sqrt{43,29^2 + (-30,69)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 278,53 \text{ А.}$$

Лінія 0-3 виконана перерізом 240 мм², для якого допустимий переріз складає 610 А. Очевидно, що 610 > 278,53, тому переріз ділянки 0-3 відповідає умові допустимості нагрівання.

Аналогічно виконується перевірка для усіх ліній мережі. Отримані результати приведені в табл. 1.6. Як бачимо з даних табл. 1.6 на всіх лініях струмове навантаження є меншим за допустиме.

Здійснимо перевірку на допустимість відхилення рівня напруги.

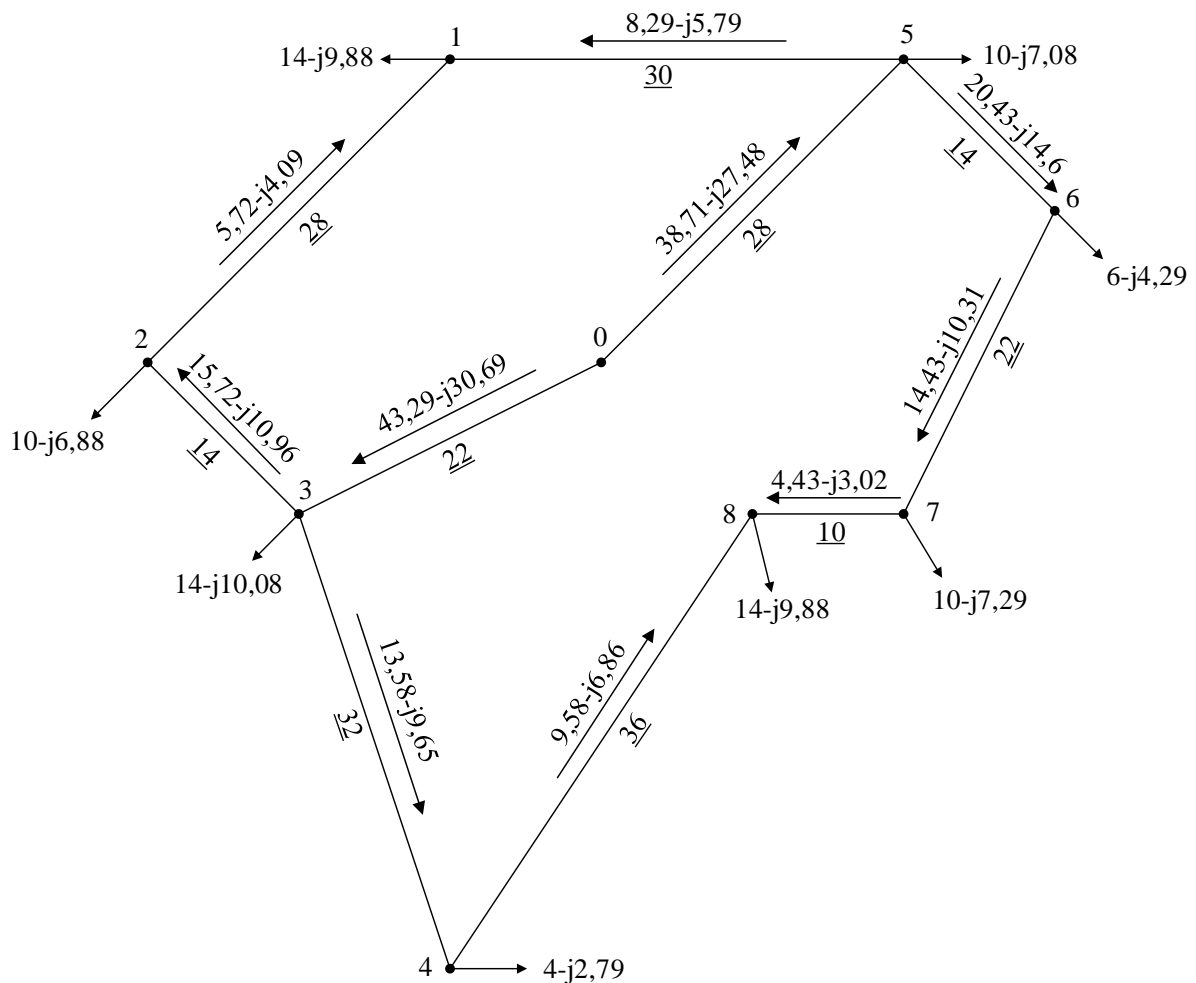


Рисунок 1.9 – Потокорозподіл в післяаварійному режимі першого варіанту схеми

Таблиця 1.6 – Результат перевірки за допустимим струмом перерізів для першого варіанту схеми

Лінія	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{дон}$, А
0-3	240/32	278,53	610
0-5	240/32	249,16	610
2-3	240/32	100,56	610
1-2	70/11	36,87	265
1-5	120/19	53,05	390
5-6	70/11	131,79	265
6-7	70/11	93,07	265
7-8	240/32	28,12	610
4-8	70/11	61,81	265
3-4	70/11	87,41	265

Перевірку на допустимість відхилення рівня напруги здійснимо для точки з найменшим значення рівня напруги в післяаварійному режимі. Для першого варіанту схеми – це точка 8.

На цьому етапі розрахунку питомий реактивний опір проводів приймаємо рівним 0,4 Ом/км.

Обчислимо значення рівня напруги у точці 8 мережі:

$$\begin{aligned} U_8 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-5} \cdot r_{0-5} - Q_{0-5} \cdot x_{0-5} + P_{5-6} \cdot r_{5-6} - Q_{5-6} \cdot x_{5-6} + P_{6-7} \cdot r_{6-7} - Q_{6-7} \cdot x_{6-7} + P_{7-8} \cdot r_{7-8} - Q_{7-8} \cdot x_{7-8})} = \\ &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (38,71 \cdot 3,3 + 27,48 \cdot 11,2 + 20,43 \cdot 5,91 + 14,6 \cdot 5,6 + 14,43 \cdot 9,28 + 10,31 \cdot 8,8 + \\ &= \sqrt{+4,43 \cdot 1,18 + 3,02 \cdot 4)} \\ &= 107,07 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

На ПС 8 встановлено два трансформатори типу ТДТН-16000/110. Обчислимо допустимий регульовальний діапазон цих трансформаторів.

Фіктивна величина напруги КЗ обмоток ВН та СН складе:

$$u_{\text{КВ}} = 0,5 \cdot (u_{\text{К(В-С)}} + u_{\text{К(В-Н)}} - u_{\text{К(С-Н)}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{\text{КН}} = 0,5 \cdot (u_{\text{К(В-Н)}} + u_{\text{К(С-Н)}} - u_{\text{К(В-С)}}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Обчислимо значення втрат напруги в обмотках трансформаторів:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{ТВ8}} &= \frac{P_8}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ТВ}}}{2 \cdot S_{\text{Н}}^2} - \frac{Q_8}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ}} \cdot u_{\text{КВ}}}{100 \cdot S_{\text{Н}}} = \frac{14}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{9,88}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 16} = \\ &= 3,97 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{ТН8}} = \frac{P_{\text{НН8}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ТВ}}}{2 \cdot S_{\text{Н}}^2} - \frac{Q_{\text{НН8}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ}} \cdot u_{\text{КН}}}{100 \cdot S_{\text{Н}}} = \frac{6}{2} \cdot \frac{100 \cdot 115 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 16^2} - \frac{3,88}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,25}{100 \cdot 16} = 0,94 \text{ кВ.}$$

Знаходимо мінімальне та максимально допустиме значення рівня напруги в пункті 8, за якого можливе забезпечення бажаного півня напруги на шинах НН:

$$U_{\text{max8}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} \cdot U_{\text{ТВ8}}}{U_{\text{ТН8}}} \cdot (1 + \omega_{\text{В}}) + \Delta U_{\text{ТВ8}} + \Delta U_{\text{ТН8}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 3,97 + 0,94 = 132,27 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{min8}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} \cdot U_{\text{ТВ8}}}{U_{\text{ТН8}}} \cdot (1 - \omega_{\text{В}}) + \Delta U_{\text{ТВ8}} + \Delta U_{\text{ТН8}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 3,97 + 0,94 = 97,1 \text{ кВ.}$$

Як бачимо в пункті 8 значення рівня напруги знаходиться в допустимих межах: 97,1 кВ < 107,07 кВ < 126 кВ.

$$U_{\text{max}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} \cdot U_{\text{ТВ}}}{U_{\text{ТН}}} \cdot (1 + \omega_{\text{В}}) + \Delta U_{\text{ТВ}} + \Delta U_{\text{ТН}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 + 0,16) + 4,45 + 1,73 = 133,54 \text{ кВ;}$$

$$U_{\text{min}} = \frac{U_{\text{НДЖ}} \cdot U_{\text{ТВ}}}{U_{\text{ТН}}} \cdot (1 - \omega_{\text{В}}) + \Delta U_{\text{ТВ}} + \Delta U_{\text{ТН}} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} (1 - 0,16) + 4,45 + 1,73 = 98,37 \text{ кВ.}$$

Таким чином, обрані перерізи першого варіанту мережі відповідають технічним вимогам.

Розглянемо другий варіант схеми. Для цього варіанту, визначимо поточкорозподіл потужності після відключення найбільш завантаженої ділянки 0-8. Поточкорозподіл в цьому режим показано на рис. 1.10.

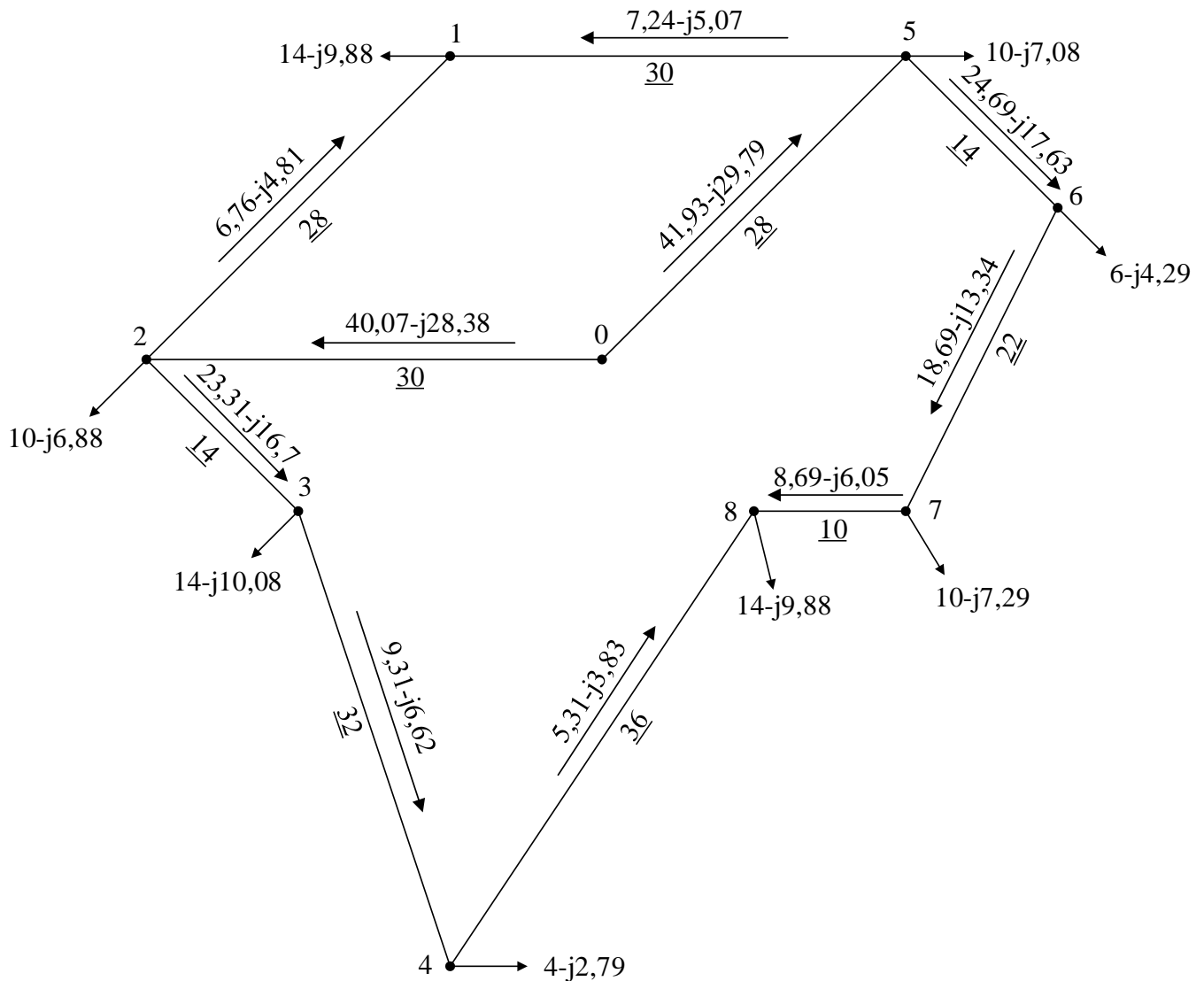


Рисунок 1.10 – Поточкорозподіл в післяаварійному режимі другого варіанту схеми

Аналогічно до першого варіанту схеми виконується перевірка для усіх ліній мережі за допустимим струмом. Отримані результати приведені в табл. 1.7. Як бачимо з даних табл. 1.7 на всіх лініях струмове навантаження є меншим за допустиме.

Мінімальне значення рівня напруги в післяаварійному режимі другого варіанту схеми буде в пункті 8 та складе 105,47 кВ.

. Таблиця 1.7 – Результат перевірки за допустимим струмом перерізів для другого варіанту схеми

Лінія	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{доп}$, А
0-2	240/32	257,73	610
0-5	240/32	269,95	610
2-3	120/19	150,52	390
1-2	70/11	43,53	265
1-5	120/19	46,4	390
5-6	70/11	159,24	265
6-7	70/11	120,52	265
7-8	120/19	55,57	390
4-8	120/19	34,36	390
3-4	70/11	59,96	265

Мінімально допустиме значення рівні напруги у вузі 8 складе 97,1 кВ, а максимально допустиме – 126 кВ. Очевидно, що $97,1 \text{ кВ} < 105,47 \text{ кВ} < 126 \text{ кВ}$, тому рівень напруги в пункті 8 знаходиться в допустимих межах.

Отже, обрані перерізи другого варіанту мережі відповідають технічним вимогам.

Розглянемо третій варіант схеми. Для цього варіанту, визначимо поточкорозподіл потужності після відключення найбільш завантаженої ділянки 0-7. Поточкорозподіл в цьому режим показано на рис. 1.11.

Аналогічно до першого варіанту схеми виконується перевірка для усіх ліній мережі за допустимим струмом. Отримані результати приведені в табл. 1.7. Як бачимо з даних табл. 1.8 на всіх лініях струмове навантаження є меншим за допустиме.

Таблиця 1.8 – Результат перевірки за допустимим струмом перерізів для другого варіанту схеми

Лінія	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{доп}$, А
0-1	240/32	267,44	610
0-3	240/32	260,25	610
2-3	70/11	46,23	265
1-2	70/11	17,47	265
1-5	120/19	160,05	390
5-6	70/11	95,73	265
6-7	70/11	57,01	265
7-8	120/19	81,59	390
4-8	70/11	97,87	265
3-4	70/11	123,47	265

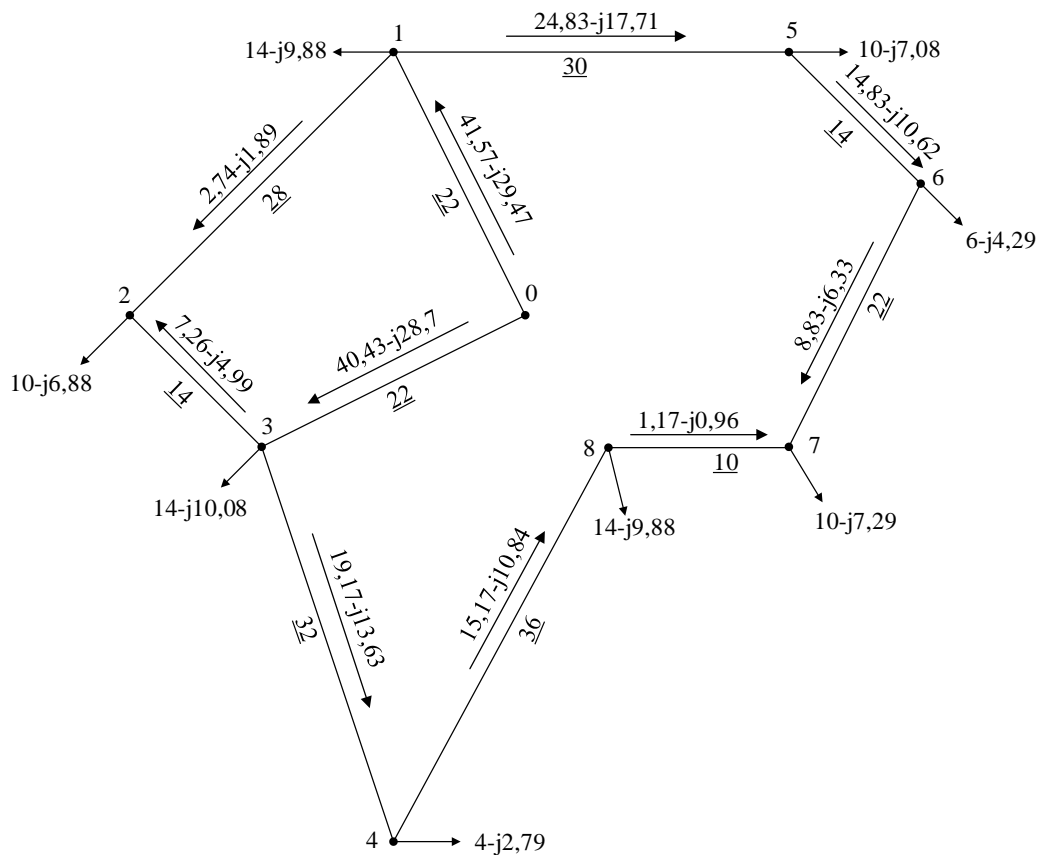


Рисунок 1.11 – Потокорозподіл в післяаварійному режимі третього варіанту схеми

Мінімальне значення рівня напруги в післяаварійному режимі другого варіанту схеми буде в пункті 7 та складе 105,51 кВ. Мінімально допустиме значення рівні напруги у вузі 7 складе 98,44 кВ, а максимально допустиме – 126 кВ. Очевидно, що $98,44 \text{ кВ} < 105,51 \text{ кВ} < 126 \text{ кВ}$, тому рівень напруги в пункті 7 знаходиться в допустимих межах.

Отже, обрані перерізи третього варіанту мережі відповідають технічним вимогам.

1.6 Параметри схеми заміщення мережі

Визначимо параметри схем заміщення силових трансформаторів.

Розглянемо силові трансформатори типу ТМТН-6300/110. Активний опір двох паралельно включених трансформаторів складе:

$$r_b = r_c = r_n = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{об}}^2 \cdot 10^3}{2 \cdot n \cdot S_{\text{н}}^2} = \frac{58 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 2 \cdot 6300^2} = 4,83 \text{ Ом.}$$

Фіктивні величини напруги КЗ обмоток складуть:

$$u_{KB} = 0,5 \cdot (u_{K(B-C)} + u_{K(B-H)} - u_{K(C-H)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{KC} = 0,5 \cdot (u_{K(B-C)} + u_{K(C-H)} - u_{K(B-H)}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) = -0,25\% = 0;$$

$$u_{KH} = 0,5 \cdot (u_{K(B-H)} + u_{K(C-H)} - u_{K(B-C)}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25\%.$$

Реактивний опір двох паралельно включених трансформаторів типу ТМТН-6300/110 складе:

$$x_{TB} = \frac{10 \cdot u_{K3} \cdot U_{OB}^2}{n \cdot S_H} = \frac{10 \cdot 10,75 \cdot 115^2}{2 \cdot 6300} = 112,83 \text{ Ом};$$

$$x_{TC} = \frac{10 \cdot u_{K3} \cdot U_{OB}^2}{n \cdot S_H} = \frac{10 \cdot 0 \cdot 115^2}{2 \cdot 6300} = 0;$$

$$x_{TH} = \frac{10 \cdot u_{K3} \cdot U_{OB}^2}{n \cdot S_H} = \frac{10 \cdot 6,25 \cdot 115^2}{2 \cdot 6300} = 65,6 \text{ Ом}.$$

Активний провідність двох паралельно включених трансформаторів типу ТМТН-6300/110 складе:

$$g_T = \frac{n \cdot \Delta P_{XX} \cdot 10^{-3}}{U_{OB}^2} = \frac{2 \cdot 14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,12 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Реактивна провідність двох паралельно включених трансформаторів типу ТМТН-6300/110 становить:

$$b_T = -\frac{n \cdot I_{XX} \cdot S_H \cdot 10^{-5}}{U_{TB}^2} = -\frac{2 \cdot 1,2 \cdot 6300 \cdot 10^{-5}}{115^2} = -1,14 \cdot 10^{-5} \text{ См}.$$

Аналогічним чином знаходимо параметри схеми заміщення всіх силових трансформаторів мережі. Результати наведені в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Параметри схем заміщення трансформаторів

Тип трансформатора	ПС	r , Ом	x_{TB} , Ом	x_{TC} , Ом	x_{TH} , Ом	g , 10^{-6} См	b , 10^{-6} См
2×ТМТН-6300/110	4, 6	4,83	112,83	0	65,6	2,12	-11,43
2×ТДТН-10000/110	2, 5, 7	2,51	71,08	0	41,33	2,57	-16,64
2×ТДТН-16000/110	1, 3, 8	1,29	44,43	0	25,83	3,48	-24,2

Визначимо параметри схем заміщення повітряних ліній електропередавання.

Розглянемо ПЛ 0-3. Переріз цієї лінії – 240 мм², довжина – 22 км.

Активний опір ПЛ 0-3 складе:

$$r_{0-3} = r_{0(240)} \cdot l_{0-3} = 0,118 \cdot 30 = 2,6 \text{ Ом.}$$

Обчислимо величину погонного індуктивного опору перерізів проводів 70 мм², 120 мм² та 240 мм²:

$$x_{0(70)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{70}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right) + 0,016 = 0,443 \text{ Ом/км;}$$

$$x_{0(120)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right) + 0,016 = 0,425 \text{ Ом/км;}$$

$$x_{0(240)} = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right) + 0,016 \cdot \mu = 0,145 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right) + 0,016 = 0,403 \text{ Ом/км.}$$

Реактивний опір ПЛ 0-3 складе:

$$x_{0-3} = x_{0(240)} \cdot l_{0-3} = 0,403 \cdot 22 = 8,86 \text{ Ом.}$$

Втратами на корону в мережах номінальною напругою 110 кВ можна знехтувати.

Обчислимо величину погонної ємнісної провідності перерізів проводів 70 мм², 120 мм² та 240 мм²:

$$b_{0(70)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{70}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{11,4}\right)} = 2,58 \cdot 10^{-6} \text{ См/км;}$$

$$b_{0(120)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{120}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{15,2}\right)} = 2,69 \cdot 10^{-6} \text{ См/км;}$$

$$b_{0(240)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{\text{cp}}}{d_{240}}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 5000}{21,6}\right)} = 2,84 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Реактивна ємнісна провідність ПЛ 0-3 складе:

$$b_{0-3} = b_{0(240)} \cdot l_{0-3} = 2,84 \cdot 10^{-6} \cdot 22 = 6,26 \cdot 10^{-5} \text{ См.}$$

Аналогічним чином знаходимо параметри схеми заміщення всіх ліній електропередавання мережі. Результати наведені в табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Параметри схем ліній електропередавання

ПЛ	Довжина, км	Переріз, мм ²	Опір, Ом		Ємнісна провідність, 10 ⁻⁶ См
			Активний	Індуктивний	
0-3	22	240	2,6	8,86	62,56
0-5	28	240	3,3	11,27	79,62
0-8	14	240	1,65	5,64	39,81
2-3	14	240	1,65	5,64	39,81
1-2	28	70	11,82	12,4	72,21
1-5	30	120	7,32	12,74	80,69
5-6	14	70	5,91	6,2	36,06
6-7	22	70	9,28	9,74	56,66
4-8	36	70	15,19	15,94	92,72
3-4	32	70	13,5	14,17	82,42
7-8	10	240	1,18	4,03	28,44

1.7 Режим максимальних навантажень

Обчислимо приведенні навантаження в пунктах мережі. Розглянемо ПС 4, на якій встановлені два трансформатори типу ТМТН-6300/110.

Обчислимо коефіцієнти завантаження обмоток трансформаторів на ПС 4:

$$\beta_{\text{ВН4}} = \frac{S_{\text{ВН4}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{Н4}}} = \frac{\sqrt{4^2 + (-2,79)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 0,39;$$

$$\beta_{\text{СН4}} = \frac{S_{\text{СН4}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{Н4}}} = \frac{\sqrt{2^2 + (-1,5)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 0,2;$$

$$\beta_{\text{НН4}} = \frac{S_{\text{НН4}} \cdot 10^3}{n \cdot S_{\text{Н4}}} = \frac{\sqrt{2^2 + (-1,29)^2} \cdot 10^3}{2 \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 0,19.$$

Обчислимо значення втрат потужності в трансформаторах на ПС 4:

$$\Delta P_{\text{тз4}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{к}}}{2} \cdot (\beta_{\text{ВН4}}^2 + \beta_{\text{СН4}}^2 + \beta_{\text{НН4}}^2) = \frac{2 \cdot 58}{2} \cdot (0,39^2 + 0,2^2 + 0,19^2) = 13,05 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\text{тз4}} = -n \cdot S_{\text{Н4}} \cdot (\beta_{\text{ВН4}}^2 \cdot u_{\text{кв4}} + \beta_{\text{СН4}}^2 \cdot u_{\text{кц4}} + \beta_{\text{НН4}}^2 \cdot u_{\text{кн4}}) \cdot 10^{-2} = -2 \cdot 6300 \cdot (0,39^2 \cdot 10,75 + 0,2^2 \cdot 0 + 0,19^2 \cdot 6,25) \cdot 10^{-2} = -231,14 \text{ кВАр}.$$

Отже, приведені навантаження ПС 4 становить:

$$\dot{S}_{\text{пр4}} = \dot{S}_{\text{зад4}} + \Delta \dot{S}_{\text{тз4}} \cdot 10^{-3} = 4 - j2,79 + (13,05 - j231,14) \cdot 10^{-3} = 4,01 - j3,02 \text{ МВА}.$$

Для решти ПС 110 кВ розрахунок приведених навантажень здійснюється аналогічно. Отримані результати наведені в табл. 1.10.

Обчислимо сумарні поперечні провідності пунктів мережі.

Сумарна поперечна провідність пункту 4 складе:

$$Y_4 = 0,5 \cdot (Y_{3-4} + Y_{4-8}) + Y_{-4} = 0,5 \cdot (j82,42 + j92,72) \cdot 10^{-6} + (2,12 - j11,43) \cdot 10^{-6} = (2,12 + j76,13) \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Для решти пунктів мережі сумарних поперечних провідностей здійснюється аналогічно. Отримані результати наведені в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Приведені навантаження ПС

ПС	Приведене навантаження, МВА	Еквівалентна провідність, См, 10^{-6}
1	14,04-j10,96	3,48+j52,21
2	10,04-j7,83	2,57+j39,33
3	14,05-j11,13	3,48+j68,2
4	4,01-j3,02	2,12+j76,13
5	10,04-j7,96	2,57+j81,55
6	6,03-j4,78	2,12+j34,93
7	10,05-j8,13	2,57+j25,91
8	14,04-j10,96	3,48+j56,29
0		j91

На рис. 1.12 зображено розрахункову схему мережі 110 кВ.

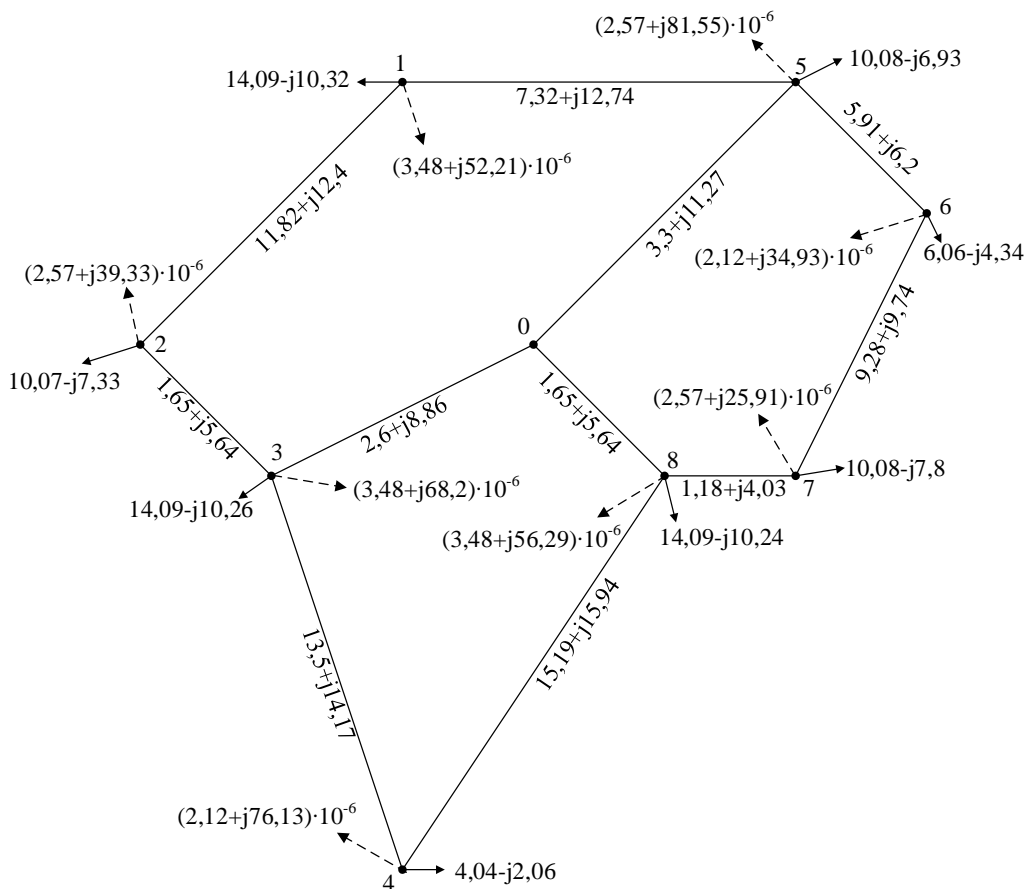


Рисунок 1.12 – Розрахункова схема мережі

Розрахунок параметрів мережі здійснюємо за допомогою програми Mathcad методом Зейделя. В табл. 1.12 приведені значення рівнів напруги у пунктах мережі.

Таблиця 1.12 – Ітераційне уточнення режиму напруги в режимі максимальних навантажень

Іт.	\dot{U}_1 , кВ	\dot{U}_2 , кВ	\dot{U}_3 , кВ	\dot{U}_4 , кВ	\dot{U}_5 , кВ	\dot{U}_6 , кВ	\dot{U}_7 , кВ	\dot{U}_8 , кВ
0	110	110	110	110	110	110	110	110
1	108,78-j0,38	109,3-j0,46	110,87-j0,6	110,06-j0,46	110,85-j0,68	110,17-j0,48	109,75-j0,28	111,49-j0,47
2	108,9-j1,05	109,99-j1,15	111,25-j1,05	110,95-j0,91	111-j1,04	110,07-j0,81	110,89-j0,85	112,18-j0,8
3	109,32-j1,53	110,38-j1,59	111,59-j1,3	111,47-j1,2	111,13-j1,31	110,69-j1,19	111,55-j1,2	112,58-j1,01
...
30	111,15-j2,36	111,92-j2,24	112,66-j1,69	112,62-j1,62	112,66-j1,74	112,42-j1,76	112,92-j1,63	113,42-j1,26
31	111,15-j2,36	111,92-j2,24	112,66-j1,69	112,62-j1,62	112,66-j1,74	112,42-j1,76	112,92-j1,63	113,42-j1,26

Визначимо значення поточкорозподілу потужності на початку та в кінці ділянок мережі:

$$\dot{S}_{0-3}^{\text{п}} = \frac{U_0 - \dot{U}_3}{z_{0-3}} \cdot U_0 = \frac{115 - (112,66 - j1,69)}{2,6 + j8,86} \cdot 115 = 28,18 - j21,18 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{0-3}^{\text{к}} = \frac{U_0 - \dot{U}_3}{z_{0-3}} \cdot U_3^* = \frac{115 - (112,6 - j1,69)}{2,6 + j8,86} \cdot (112,6 + j1,69) = 28,18 - j21,18 \text{ МВА}.$$

Аналогічним чином розрахований поточкорозподіл потужності для всіх ділянок мережі приведений в табл. 1.13.

Таблиця 1.13 – Поточкорозподіл потужності в режимі максимальних навантажень

ПЛ	Поточкорозподіл потужності, МВА	
	На початку	Наприкінці
0-3	18,44-j22,05	28,18-j21,18
0-5	22,76-j17,21	22,56-j16,52
0-8	32,27-j22,7	32,08-j22,04
3-2	14,25-j10,48	14,21-j10,34
2-1	4,13-j3	9,98-j7,34
5-1	10,07-j7,5	9,98-j7,34
5-6	2,41-j2,1	2,41-j2,09
7-6	3,66-j2,27	3,65-j2,25
8-7	13,77-j10,16	13,75-j10,07
8-4	4,22-j1,64	4,19-j1,62
4-3	0,15+j0,44	0,15+j0,44

На рис. 1.13 зображено режимні параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях.

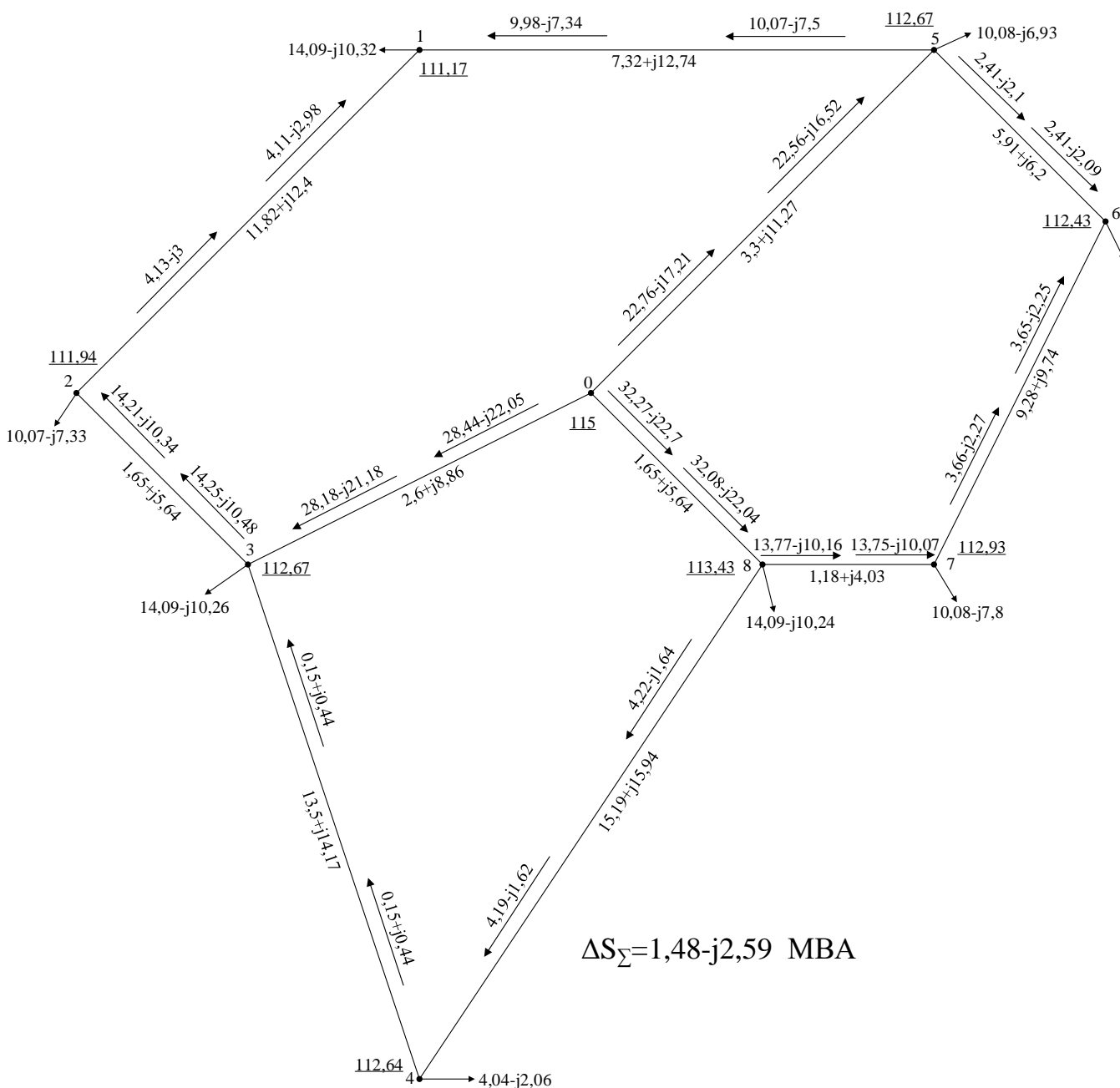


Рисунок 1.13 – Режим максимальних навантажень

Перевіримо виконання другого закону Кірхгофа:

$$i_{0-3}^{(31)} \cdot Z_{0-3} + i_{3-2}^{(31)} \cdot Z_{2-3} + i_{2-1}^{(31)} \cdot Z_{1-2} - i_{5-1}^{(31)} \cdot Z_{1-5} - i_{0-5}^{(31)} \cdot Z_{0-5} = (0,247 - j0,192) \times \\ \times (2,6 + j8,86) + (0,125 - j0,095) \cdot (1,65 + j5,64) + (0,036 - j0,028) \cdot (11,82 + j12,4) - \\ - (0,088 - j0,068) \cdot (7,32 + j12,74) - (0,198 - j0,15) \cdot (3,3 + j11,27) = 0;$$

$$i_{0-5}^{(31)} \cdot Z_{0-5} + i_{5-6}^{(31)} \cdot Z_{5-6} - i_{7-6}^{(31)} \cdot Z_{6-7} - i_{8-7}^{(31)} \cdot Z_{7-8} - i_{0-8}^{(31)} \cdot Z_{0-8} = (0,198 - j0,15) \times \\ \times (3,3 + j11,27) + (0,021 - j0,019) \cdot (5,91 + j6,2) - (0,032 - j0,021) \cdot (9,28 + j9,74) - \\ - (0,12 - j0,091) \cdot (1,18 + j4,03) - (0,281 - j0,197) \cdot (1,65 + j5,64) = 0;$$

$$i_{0-8}^{(31)} \cdot Z_{0-8} + i_{8-4}^{(31)} \cdot Z_{4-8} + i_{4-3}^{(31)} \cdot Z_{3-4} - i_{0-3}^{(31)} \cdot Z_{0-3} = (0,281 - j0,197) \cdot (1,65 + j5,64) + \\ + (0,037 - j0,015) \cdot (15,19 + j15,94) + (0,001 + j0,004) \cdot (13,5 + j14,17) - \\ - (0,247 - j0,192) \cdot (2,6 + j8,86) - (0,281 - j0,197) \cdot (1,65 + j5,64) = 0;$$

Як бачимо другий закон Кірхгофа виконується в усіх контурах мережі, а отже розрахунок виконано вірно.

Результат перевірки перерізів за допустимим струмом в режимі максимальних навантажень приведено в табл. 1.14. Як бачимо з даних табл. 1.14 на всіх лініях струмове навантаження є меншим за допустиме.

Таблиця 1.14 – Результат перевірки за допустимим струмом перерізів в режимі максимальних навантажень

Лінія	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{дон}$, А
0-3	240/32	180,66	610
0-5	240/32	143,27	610
0-8	240/32	198,11	610
2-3	240/32	90,62	610
1-2	70/11	26,35	265
1-5	120/19	64,33	390
5-6	70/11	16,37	265
6-7	70/11	22,03	265
7-8	240/32	87,12	610
4-8	70/11	23,04	265
3-4	70/11	2,39	265

Втрати потужності в режимі максимальних навантажень складуть:

$$\dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}_{0-3}^{\text{II}} + \dot{S}_{0-5}^{\text{II}} + \dot{S}_{0-8}^{\text{II}} + Y_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 + \dot{S}_8) = (28,44 - j22,05) + \\ + (22,76 - j17,21) + (32,28 - j22,77) + 115^2 \cdot j91 \cdot 10^{-6} - ((14 - j9,88) + (10 - j6,88) + \\ + (14 - j10,08) + (4 - j2,79) + (10 - j7,08) + (6 - j4,29) + (10 - j7,29) + (14 - j9,88)) = \\ = 1,48 - j2,59 \text{ МВА.}$$

Здійснимо вибір відгалужень РПН та ПБЗ для режиму максимальних навантажень.

Значення бажаного рівня напруги на шинах НН ПС приймаємо рівним 10,5 кВ, а на шинах СН – 38,5 кВ.

Розглянемо ПС 4. Обчислимо втрати напруги в обмотках трансформаторів типу ТМТН-6300/110:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{TB}4} &= \frac{(P_{\text{B}4} + g_{\text{T}4} \cdot U_4^2) \cdot r_{\text{T}4}}{U_4} - \frac{(Q_{\text{B}4} + b_{\text{T}4} \cdot U_4^2) \cdot x_{\text{T}4}}{U_4} = \\ &= \frac{(4 + 13,05 \cdot 10^{-3} + 2,12 \cdot 10^{-6} \cdot 112,64^2) \cdot 4,83}{112,64} - \\ &= \frac{(-2,79 - 231,14 \cdot 10^{-3} - 11,43 \cdot 10^{-6} \cdot 112,64^2) \cdot 112,83}{112,64} = 3,35 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\Delta U_{\text{TC}4} = \frac{P_{\text{CH}4} \cdot r_{\text{T}4} - Q_{\text{CH}4} \cdot x_{\text{T}4}}{U_4 - \Delta U_{\text{TB}4}} = \frac{8 \cdot 4,83 + 1,5 \cdot 0}{112,64 - 3,35} = 0,09 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{TH}4} = \frac{P_{\text{HH}4} \cdot r_{\text{T}4} - Q_{\text{HH}4} \cdot x_{\text{TH}4}}{U_4 - \Delta U_{\text{TB}4}} = \frac{2 \cdot 4,83 + 1,29 \cdot 65,6}{112,64 - 3,35} = 0,74 \text{ кВ}.$$

Обчислимо значення величин $U_{\text{пн}}$ та $U_{\text{пс}}$:

$$U_{\text{пс}4} = U_4 - \Delta U_{\text{TB}4} - \Delta U_{\text{TC}4} = 112,64 - 3,35 - 0,09 = 109,2 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{пн}4} = U_4 - \Delta U_{\text{TB}4} - \Delta U_{\text{TH}4} = 112,64 - 3,35 - 0,86 = 108,43 \text{ кВ}.$$

Для трансформаторів на ПС 4 бажана відносна кількість регулювальних витків РПН складе:

$$\omega_{\text{ВЖ}4} = \frac{U_{\text{пн}4} \cdot U_{\text{TH}4}}{U_{\text{TB}4} \cdot U_{\text{HDЖ}4}} - 1 = \frac{108,43 \cdot 11}{115 \cdot 10,5} - 1 = -0,012.$$

Для трансформаторів на ПС 4 ступінь регулювання РПН складе:

$$N_{\text{B}4} = \frac{\omega_{\text{ВЖ}4}}{\omega_{\text{B}0}} = \frac{-0,012}{0,0178} = -0,69 \rightarrow N_{\text{B}4}^{\text{CT}} = -1.$$

Обчислимо стандартну відносну кількість регулювальних витків РПН трансформаторів на ПС 4:

$$\omega_{\text{B}4}^{\text{CT}} = N_{\text{B}4}^{\text{CT}} \cdot \omega_{\text{B}0} = -1 \cdot 0,0178 = -0,0178.$$

Обчислимо фактичне значення рівня напруги на шинах НН ПС 4:

$$U_{\text{HD}4} = \frac{U_{\text{пн}4} \cdot U_{\text{TH}4}}{U_{\text{TB}4} \cdot (1 + \omega_{\text{B}4}^{\text{CT}})} = \frac{108,43 \cdot 11}{115 \cdot (1 - 0,0178)} = 10,56 \text{ кВ}.$$

Для трансформаторів на ПС 4 бажана відносна кількість регулювальних витків ПБЗ складе:

$$\omega_{\text{СЖ}4} = \frac{U_{\text{СЖ}4} \cdot U_{\text{TB}4} \cdot (1 + \omega_{\text{B}4}^{\text{CT}})}{U_{\text{пс}4} \cdot U_{\text{TC}4}} - 1 = \frac{38,5 \cdot 115 \cdot (1 - 0,0178)}{109,2 \cdot 38,5} - 1 = 0,034.$$

Для трансформаторів на ПС 4 ступінь регулювання ПБЗ складе:

$$N_{c4} = \frac{\omega_{сж4}}{\omega_{c0}} = \frac{0,034}{0,025} = 1,37 \rightarrow N_{c4}^{ст} = 1.$$

Обчислимо стандартну відносну кількість регулювальних витків ПБЗ трансформаторів на ПС 4:

$$\omega_{c4}^{ст} = N_{c4}^{ст} \cdot \omega_{c0} = 1 \cdot 0,025 = 0,025.$$

Обчислимо фактичне значення рівня напруги на шинах СН ПС 4:

$$U_{сд4} = \frac{U_{пс4} \cdot U_{тс4} \cdot (1 + \omega_{c4}^{ст})}{U_{тв4} \cdot (1 + \omega_{в4}^{ст})} = \frac{109,2 \cdot 38,5 \cdot (1 + 0,025)}{115 \cdot (1 - 0,0178)} = 38,15 \text{ кВ}.$$

Для решти ПС проектованої мережі 110 кВ вибір регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ здійснюється аналогічно. В табл. 1.15 наведені отриманні результати.

Таблиця 1.15 – Положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ в режимі максимальних навантажень

ПС	$U_{вн}$, кВ	$N_{в}^{ст}$	$U_{нд}$, кВ	$N_{с}^{ст}$	$U_{сд}$, кВ
1	111,17	-2	10,46	2	38,79
2	111,94	-2	10,41	2	38,83
3	112,67	-1	10,45	2	38,61
4	112,64	-1	10,56	1	38,15
5	112,67	-2	10,53	1	38,13
6	112,43	-2	10,55	1	38,09
7	112,93	-1	10,41	2	38,39
8	113,43	-1	10,5	2	38,92

1.8 Післяаврійний режим

В якості післяаварійного розглянемо режим роботи після відключення найбільш завантаженої одноколлової ПЛ 0-8. Цією лінією протікає потужність 39,46 МВА.

Значення рівня напруги на шинах 110 кВ живлячої ПС 330 кВ приймаємо аналогічним до режиму максимальних навантажень. Значення навантаження в пунктах мережі, також приймаємо аналогічними до режиму максимальних навантажень.

Так як конфігурація мережі змінюється, то перерахуємо сумарні поперечні провідності пунктів о та 8:

$$Y_0 = 0,5 \cdot (Y_{0-3} + Y_{0-5}) = 0,5 \cdot (j62,56 + j79,62) \cdot 10^{-6} = j71,09 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\begin{aligned} Y_8 &= 0,5 \cdot (Y_{4-8} + Y_{7-8}) + Y_{T8} = 0,5 \cdot (j92,72 + j28,44) \cdot 10^{-6} + (3,48 - j24,2) \cdot 10^{-6} = \\ &= (3,48 + j36,38) \cdot 10^{-6} \text{ См.} \end{aligned}$$

Розрахунок параметрів мережі в післяаварійному режимі здійснюємо аналогічно до режиму максимальних навантажень. В табл. 1.16 приведені значення рівнів напруги у пунктах мережі.

Таблиця 1.16 – Ітераційне уточнення режиму напруги в післяаварійному режимі

Іт.	\dot{U}_1 , кВ	\dot{U}_2 , кВ	\dot{U}_3 , кВ	\dot{U}_4 , кВ	\dot{U}_5 , кВ	\dot{U}_6 , кВ	\dot{U}_7 , кВ	\dot{U}_8 , кВ
0	110	110	110	110	110	110	110	110
1	108,78-j0,38	109,3-j0,46	110,87-j0,6	110,06-j0,46	110,85-j0,68	110,17-j0,48	109,75-j0,28	109,33-j0,6
2	108,9-j1,05	109,99-j1,15	111,25-j1,05	110,94-j0,97	111-j1,04	110,17-j0,81	109,2-j0,76	108,84-j1,05
3	109,32-j1,53	110,38-j1,59	111,45-j1,37	109,81-j1,36	111,13-j1,31	110,03-j1,16	108,79-j1,16	108,46-j1,43
...
75	109,42-j3,51	110,055-j3,32	111,4-j2,7	108,48-j3,27	110,7-j3,02	108,62-j3,27	106,27-j3,52	106,07-j3,65
76	109,42-j3,51	110,055-j3,32	111,4-j2,7	108,48-j3,27	110,7-j3,02	108,62-j3,27	106,27-j3,52	106,07-j3,65

В табл. 1.17 наведено аналогічним чином до режиму максимальних навантажень розрахований поточкорозподіл потужності.

Таблиця 1.17 – Поточкорозподіл потужності в післяаварійному режимі

ПЛ	Поточкорозподіл потужності, МВА	
	На початку	Наприкінці
0-3	44,93-j33,62	44,31-j31,51
0-5	40,24-j32,12	39,58-j29,86
3-2	16,16-j11,77	16,1-j11,58
2-1	6,03-j4,24	5,98-j4,18
5-1	8,17-j6,26	8,11-j6,15
5-6	21,33-j16,63	20,98-j16,26
6-7	14,92-j11,89	14,63-j11,59
7-8	4,56-j3,75	4,55-j3,74
4-8	9,71-j7,01	9,53-j6,81
3-4	14,07-j9,46	13,75-j9,13

Перевіримо виконання другого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned} i_{0-3}^{(76)} \cdot Z_{0-3} + i_{3-2}^{(76)} \cdot Z_{2-3} + i_{2-1}^{(76)} \cdot Z_{1-2} - i_{5-1}^{(76)} \cdot Z_{1-5} - i_{0-5}^{(76)} \cdot Z_{0-5} &= (0,391 - j0,292) \times \\ \times (2,6 + j8,86) + (0,142 - j0,109) \cdot (1,65 + j5,64) + (0,053 - j0,04) \cdot (11,82 + j12,4) - \\ - (0,072 - j0,059) \cdot (7,32 + j12,74) - (0,35 - j0,279) \cdot (3,3 + j11,27) &= 0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} i_{0-5}^{(76)} \cdot Z_{0-5} + i_{5-6}^{(76)} \cdot Z_{5-6} + i_{6-7}^{(76)} \cdot Z_{6-7} + i_{7-8}^{(76)} \cdot Z_{7-8} - i_{4-8}^{(76)} \cdot Z_{4-8} - i_{3-4}^{(76)} \cdot Z_{3-4} - i_{0-3}^{(76)} \cdot Z_{0-3} &= \\ = (0,35 - j0,279) \cdot (3,3 + j11,27) + (0,188 - j0,155) \cdot (5,91 + j6,2) + (0,134 - j0,114) \times \\ \times (9,28 + j9,74) + (0,42 - j0,037) \cdot (1,18 + j4,03) - (0,088 - j0,67) \cdot (15,19 + j15,94) - \\ - (0,124 - j0,088) \cdot (13,5 + j14,17) - (0,391 - j0,292) \cdot (2,6 + j8,86) &= 0. \end{aligned}$$

Як бачимо другий закон Кірхгофа виконується в усіх контурах мережі, а отже розрахунок виконано вірно.

На рис. 1.14 зображено режимні параметри роботи мережі при максимальних навантаженнях.

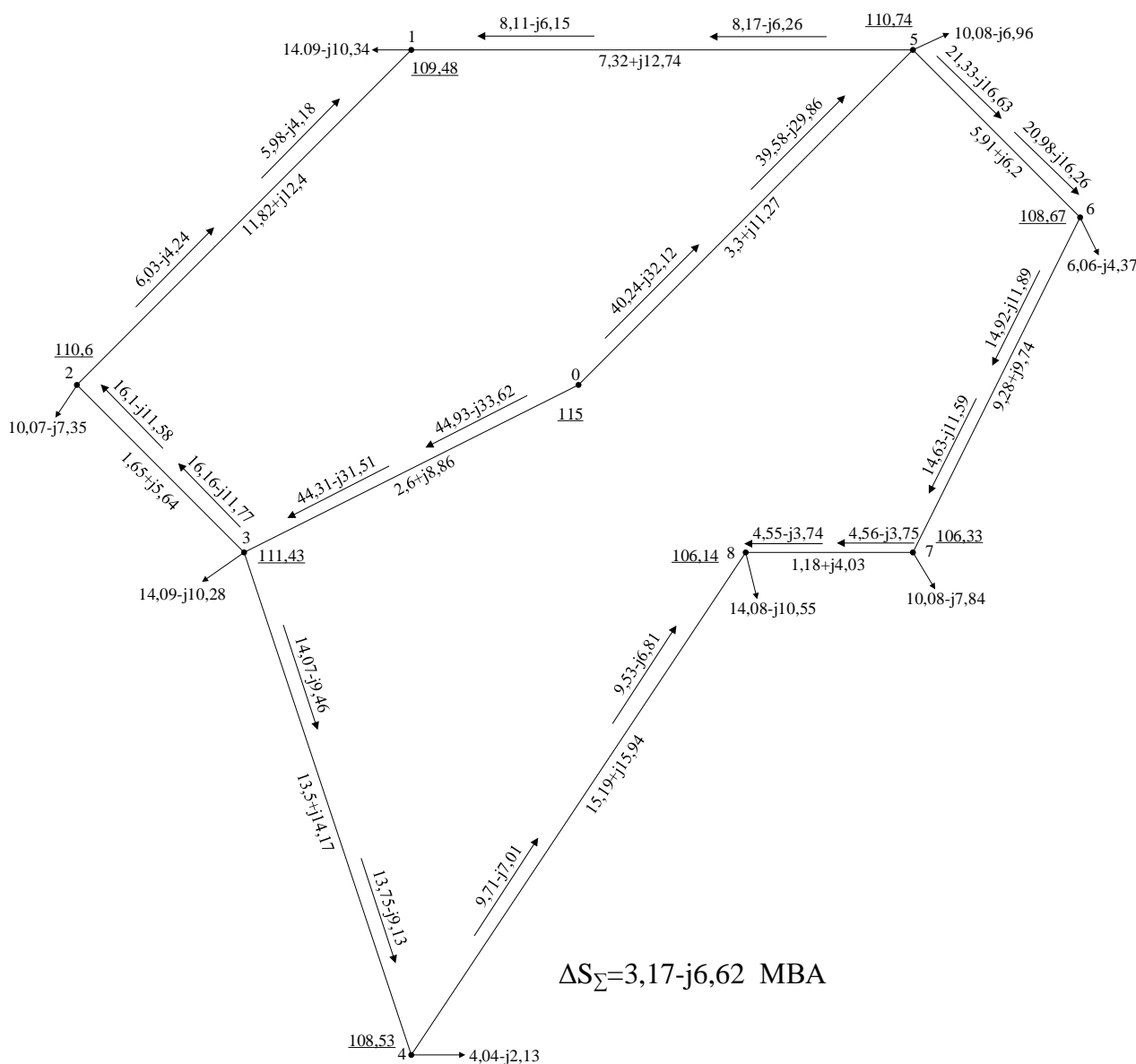


Рисунок 1.14 – Післяаварійний режим

Втрати потужності в післяаварійному режимі складуть:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\Sigma} &= \dot{S}_{0-3}^{\text{II}} + \dot{S}_{0-5}^{\text{II}} + \underline{Y}_0 \cdot U_0^2 - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_5 + \dot{S}_6 + \dot{S}_7 + \dot{S}_8) = (44,93 - j33,62) + \\ &+ (40,24 - j32,12) + 115^2 \cdot j71,09 \cdot 10^{-6} - ((14 - j9,88) + (10 - j6,88) + \\ &+ (14 - j10,08) + (4 - j2,79) + (10 - j7,08) + (6 - j4,29) + (10 - j7,29) + (14 - j9,88)) = \\ &= 3,17 - j6,62 \text{ MVA}. \end{aligned}$$

Результат перевірки перерізів за допустимим струмом післяаварійному режимі приведено в табл. 1.18. Як бачимо з даних табл. 1.18 на всіх лініях струмове навантаження є меншим за допустиме.

Таблиця 1.18 – Результат перевірки за допустимим струмом перерізів в післяаварійному режимі

Лінія	Переріз, мм ²	I_i , А	$I_{доп}$, А
0-3	240/32	281,71	610
0-5	240/32	258,47	610
2-3	240/32	103,55	610
1-2	70/11	38,47	265
1-5	120/19	53,68	390
5-6	70/11	141,02	265
6-7	70/11	101,37	265
7-8	240/32	32,05	610
4-8	70/11	63,72	265
3-4	70/11	87,83	265

В табл. 1.19 наведено результат вибору регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ для післяаварійного режиму.

Таблиця 1.19 – Положення регулювальних відгалуджень РПН та ПБЗ в післяаварійному режимі

ПС	$U_{вн}$, кВ	$N_B^{ст}$	$U_{нд}$, кВ	$N_C^{ст}$	$U_{сд}$, кВ
1	109,48	-3	10,48	2	38,86
2	110,6	-3	10,46	1	38,1
3	111,43	-2	10,52	2	38,85
4	108,53	-3	10,53	1	38,05
5	110,74	-3	10,53	1	38,1
6	108,67	-4	10,54	1	38,09
7	106,33	-5	10,49	2	38,71
8	106,14	-5	10,52	1	38,11

Висновки по розділу 1

1) Аналіз п'яти варіантів конфігурації схеми електричної мережі номінальною напругою 110 кВ дозволив обрати три найбільш доречні варіанти, а саме варіант №1, №2 та №3. Критеріями порівняння є мінімум кількості вимикачів 110 кВ та сумарної довжини ліній електропередавання. Для реалізації кожного варіанта необхідно 39 вимикачів. В першому варіанті схеми необхідно побудувати 250 км одноколових ПЛ,

у другому варіанті схеми – 258 км одноколових ПЛ, а у третьому варіанті схеми – 252 км одноколових ПЛ.

2) Обрано переріз проводів для ліній електропередавання та силові трансформатори для восьми підстанцій 110 кВ.

3) Для першого варіанту схеми мережі здійснено розрахунок режимних параметрів при максимальних навантаженнях і в післяаварійному режимі. Втрати потужності при максимальних навантаженнях склали $1,48-j2,58$ МВА, а в післяаварійному режимі – $3,17-j6,62$ МВА. Найменше значення рівня напруги в післяаварійному режимі буде у пункті 8 та складе 106,14 кВ. Струмові навантаження на всіх лініях в обох режимах не перевищують допустимі значення.

4) Для того, щоб забезпечити на стороні НН підстанцій бажаного рівня напруги на рівні 10,5 кВ, а на стороні СН – 38,5 кВ обрано положення регулювальних відгалужень РПН та ПБЗ при максимальних навантаженнях та в післяаварійному режимі.

2 ПРОЕКТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ РАЙОННОЇ ПІДСТАНЦІ 110/35/10 кВ У ВУЗЛІ 4 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ 110 кВ

2.1 Опис четвертого вузла електромережі

Проектована понижуюча підстанція 110/35/10 кВ розташована в четвертому вузлі районної електромережі 110 кВ. До вузла 4 приєднано дві ПЛ, а саме 3-4 та 4-8. ПЛ 3-4 виконана проводом марки АС-70/11 довжиною 32 км, а ПЛ 4-8 – проводом марки АС-70/11 довжиною 36 км.

ПС 110 кВ, що проектується є прохідною. Вона обладнана двома силовими трансформаторами типу ТМГН-6300/110. До сторони 35 кВ приєднано 2 лінії із загальною потужністю 2,5 МВА, а до сторони 10 кВ приєднано 4 лінії із загальною потужністю 2,38 МВА.

2.2 Вибір схем ВРП-110 кВ, ВРП-35 кВ та ЗРП-10 кВ

ВРП-110 кВ проектованої ПС виконується за нормативною схемою 110-3 - місток з вимикачами зі сторони лінії та ремонтною перемичкою на стороні лінії.

ВРП-35 кВ виконується за нормативною схемою 35-5, а ЗРП-10 кВ – 10-5. Ці схеми є аналогічними та передбачають встановлення однієї робочої секціонованої вимикачем системи шин. В нормальному режимі на ПС з цими схемами шини секційні вимикачі (СВ) перебувають у відключеному стані. Це необхідно зменшення струмів КЗ, вартості комплектів релейного захисту, а також полегшується здійснення контролю за режимними параметрами.

2.3 Розрахунок струмів КЗ

На рис. 2.1 наведено схему заміщення прямої послідовності районної електричної мережі 110 кВ, до складу якої входить проектована ПС.

В якості базисних приймаємо наступні умови:

$$U_6 = 115 \text{ кВ}; \quad S_6 = 1000 \text{ МВА.}$$

Значення базисного струму складе:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

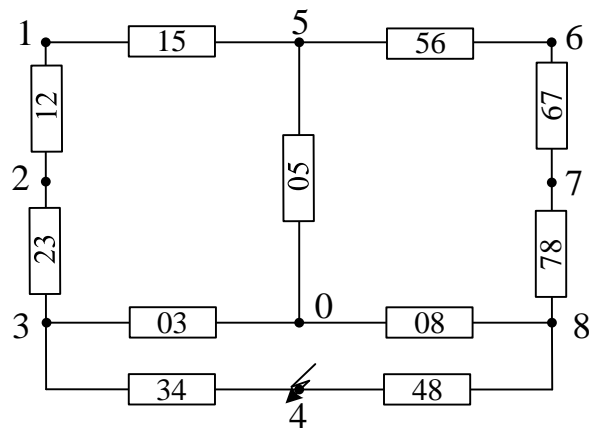


Рисунок 2.1 – Схема заміщення прямої послідовності

Обчислимо опір прямої послідовності ПЛ 0-3 у відносних одиницях:

$$x_{0-3(1)} = x_{03} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 8,86 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,67 \text{ в.о.}$$

Аналогічним чином обчислюємо опір прямої послідовності у відносних одиницях усіх ПЛ мережі. В табл. 2.1 наведено отримані результати.

Таблиця 2.1 – Опори прямої послідовності ПЛ

ПЛ	x , Ом	$x_{(1)}$, в.о.
0-3	8,86	0,67
0-5	11,27	0,85
0-8	5,64	0,43
2-3	5,64	0,43
1-2	12,4	0,94
1-5	12,74	0,96
5-6	6,2	0,47
6-7	9,74	0,74
4-8	15,94	1,21
3-4	14,17	1,07
7-8	4,03	0,3

Вихідну схему, що зображена на рис. 2.1 еквівалентуємо відносно точки КЗ. На рис. 2.2 зображено отриману найпростішу схему відносно точки КЗ.

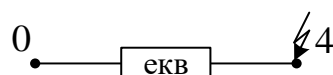


Рисунок 2.2 – Результат еквівалентування схеми прямої послідовності

Еквівалентний опір прямої послідовності у відносних одиницях відносно точки КЗ у вузлі 4 склав:

$$X_{E1} = 0,84 \text{ в.о.}$$

Для обчислення значення двофазного та однофазного КЗ необхідно визначити опір зворотної та нульової послідовності. Для ПЛ та трансформаторів опір зворотної послідовності рівний опору прямої послідовності.

Обчислимо значення опону нульової послідовності ПЛ 0-3:

$$x_{0-3(0)} = x_{0-3(1)} \cdot 2 = 0,67 \cdot 2 = 1,34 \text{ в.о.}$$

В табл. 2.2 приведено аналогічно обчислені опори нульової послідовності всіх ПЛ мережі.

Таблиця 2.2 – Опори нульової послідовності ПЛ

ПЛ	$x(0)$, в.о.
0-3	1,34
0-5	1,7
0-8	0,85
2-3	0,85
1-2	1,87
1-5	1,93
5-6	0,94
6-7	1,47
4-8	0,61
3-4	2,14
7-8	2,41

Обчислимо опір блоку із двох силових трансформаторів типу ТМТН-6300/110 у відносних одиницях, що встановлені на ПС 4:

$$x_{T4} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{(B-H)} \% \cdot S_6}{100 \cdot S_H} = \frac{1}{2} \cdot \frac{17 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 13,49 \text{ в.о.}$$

В табл. 2.3 приведено аналогічним чином обчисленні опори нульової послідовності у відносних одиницях всіх трансформаторів електромережі.

Таблиця 2.3 – Опори трансформаторів

ПС	Число та тип трансформаторів	x_T , в.о.
1, 3, 8	2×ТДТН – 16000/110	5,31
2, 5, 7	2×ТДТН – 10000/110	8,5
4, 6	2×ТМТН – 6300/110	13,49

Здійснюємо еквівалентування схеми нульової послідовності. На рис. 2.3 зображено вихідну та кінцеву схеми:

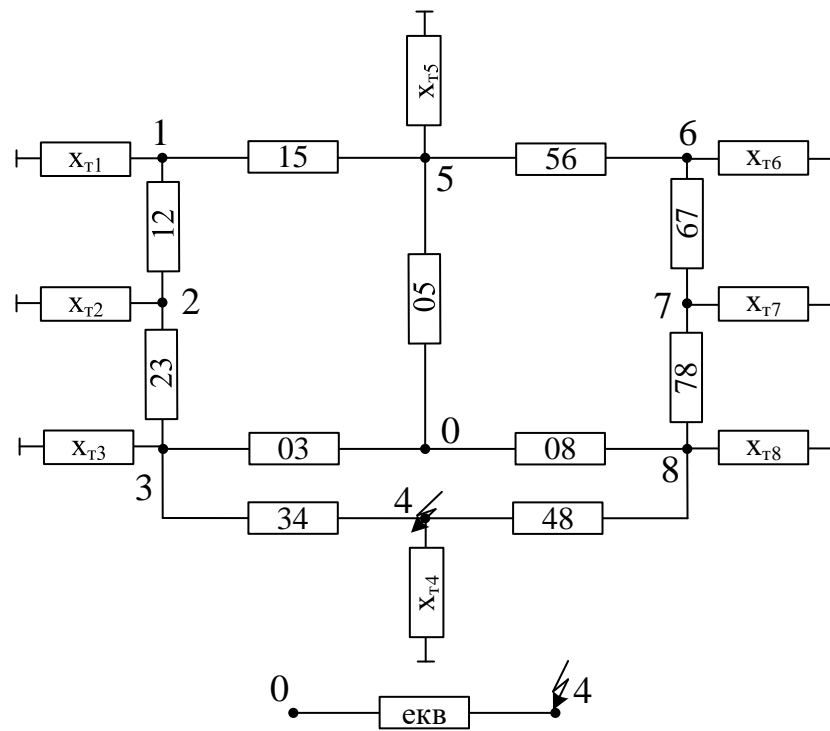


Рисунок 2.3 – Вихідна і кінцева схеми нульової послідовності мережі

Еквівалентний опір нульової послідовності у відносних одиницях відносно точки КЗ у вузлі 4 склав:

$$X_{E0} = 1,12 \text{ в.о.}$$

Структурну схему ПС у вузлі 4 із зазначеними місцями КЗ, що розглядаються зображено на рис.2.4.

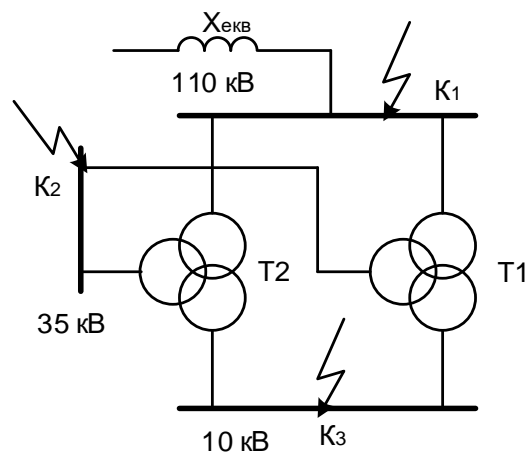


Рисунок 2.4 – Структурна схема ПС у вузлі 4

Розглянемо КЗ на стороні 110 кВ (точка K_1).

Трифазне КЗ. Коефіцієнт пропорційності має значення $m^{(3)}=1$.

Обчислимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{II0}^{(3)} = m^{(3)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1}} = 1 \cdot \frac{5,02}{0,84} = 6,01 \text{ кА.}$$

Ударний коефіцієнт приймаємо рівним $K_y=1,69$. Тоді ударний струм КЗ складе:

$$i_{y0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,69 \cdot 6,01 = 14,36 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(3)} = I_{II0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 6,01 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,69 - 1)^2} = 8,39 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ. Коефіцієнт пропорційності має значення $m^{(2)}=\sqrt{3}$.

Обчислимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{II0}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1} + X_{E2}} = \sqrt{3} \cdot \frac{5,02}{0,84 + 0,84} = 5,2 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{y0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,69 \cdot 5,2 = 12,44 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{II0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 5,2 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,69 - 1)^2} = 7,27 \text{ кА.}$$

Однофазне КЗ. Коефіцієнт пропорційності має значення $m^{(1)}=3$.

Обчислимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{II0}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{I_B}{X_{E1} + X_{E2} + X_{E0}} = 3 \cdot \frac{5,02}{0,84 + 0,84 + 1,12} = 5,39 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{y0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,69 \cdot 5,39 = 12,89 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(1)} = I_{II0}^{(1)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 5,39 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,69 - 1)^2} = 7,54 \text{ кА.}$$

Розглянемо КЗ на стороні 35 кВ (точка К₂). На ПС у вузлі 4 встановлені два трансформатори типу ТМТН-6300/110, номінальною потужністю 6,3 МВА. Рівні напруг становлять 115, 38,5 та 11 кВ. Втрати потужності – $\Delta P_{к.з. BH-CH}=58$ кВт, $\Delta P_{x.x.}=14$ кВт. Струм $I_{x.x.}=1,2\%$. Напруги КЗ $u_{к.з. BH-CH}=10,5\%$, $u_{к.з. BH-НН}=1\%$, $u_{к.з. CH-НН}=6\%$.

Обчислимо опір прямої та зворотної послідовності трансформатора типу ТМТН-6300/110 в базисних одиницях:

$$X_{*T} = \frac{u_{к BH-CH}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 16,67 \text{ в.о.}$$

Трифазне КЗ. СВ-35 відключено. Обчислимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{II0}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{(X_{E1} + X_{*T}) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \frac{1 \cdot 5,02}{(0,53 + 16,67) \cdot \left(\frac{37}{115}\right)} = 0,89 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 0,89 = 2,32 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(3)} = I_{II0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 0,89 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 1,38 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ. СВ-35 відключено. Обчислимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{II0}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_B}{((X_{E1} + X_{*T}) + (X_{E2} + X_{*T})) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{((0,84 + 16,67) + (0,84 + 16,67)) \cdot \left(\frac{37}{115}\right)} = 0,77 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 0,77 = 2,01 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{II0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 0,77 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 1,2 \text{ кА.}$$

Трифазне КЗ. СВ-35 включено. Обчислимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{II0}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2}\right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1}\right)} = \frac{1 \cdot 5,02}{\left(0,84 + \frac{16,67}{2}\right) \cdot \left(\frac{37}{115}\right)} = 1,7 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 1,7 = 4,43 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(3)} = I_{II0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,7 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 2,64 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ. СВ-35 включено. Обчислимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{II0}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_B}{\left(\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2} \right) + \left(X_{E2} + \frac{X_{*T}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_2}{U_1} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{\left(\left(0,84 + \frac{16,67}{2} \right) + \left(0,84 + \frac{16,67}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{37}{115} \right)} = 1,47 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{y0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 1,47 = 3,84 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{II0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,47 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 2,29 \text{ кА.}$$

Розглянемо КЗ на стороні 10 кВ (точка К₃).

Обчислимо опір прямої та зворотної послідовності трансформатора типу ТМТН-6300/110 в базисних одиницях:

$$X_{*T} = \frac{u_{кВН-НН}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T} = \frac{17}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 26,98 \text{ в.о.}$$

Трифазне КЗ. СВ-10 відключено. Обчислимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{II0}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{(X_{E1} + X_{*T}) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)} = \frac{1 \cdot 5,02}{(0,84 + 26,98) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)} = 1,98 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{y0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 1,98 = 5,14 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(3)} = I_{II0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,98 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 3,07 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ. СВ-10 відключено. Обчислимо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{II0}^{(2)} = \frac{m^{(2)} \cdot I_B}{\left((X_{E1} + X_{*T}) + (X_{E2} + X_{*T}) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{\left((0,84 + 26,98) + (0,84 + 26,98) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)} = 1,71 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 1,71 = 4,45 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{II0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 1,71 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 2,66 \text{ кА.}$$

Трифазне КЗ. СВ-10 включено. Обчислимо значення періодичної складової струму КЗ:

$$I_{II0}^{(3)} = \frac{m^{(3)} \cdot I_B}{\left(X_1 + \frac{X_{*T}}{2} \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)} = \frac{1 \cdot 5,02}{\left(0,84 + \frac{26,98}{2} \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)} = 3,84 \text{ кА.}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{y\delta}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 3,84 = 9,99 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(3)} = I_{II0}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 3,84 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 5,96 \text{ кА.}$$

Двофазне КЗ. СВ-10 включено. Обчислимо значення періодичної складової струму КЗ:

$$\begin{aligned} I_{II0}^{(2)} &= \frac{m^{(2)} \cdot I_B}{\left(\left(X_{E1} + \frac{X_{*T}}{2} \right) + \left(X_{E2} + \frac{X_{*T}}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{U_3}{U_1} \right)} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 5,02}{\left(\left(0,84 + \frac{26,98}{2} \right) + \left(0,84 + \frac{26,98}{2} \right) \right) \cdot \left(\frac{10,5}{115} \right)} = 3,32 \text{ кА.} \end{aligned}$$

Ударний струм КЗ складе:

$$i_{y\delta}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{II0}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot 3,32 = 8,65 \text{ кА.}$$

Обчислимо повний струм КЗ:

$$I_{II}^{(2)} = I_{II0}^{(2)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} = 3,32 \sqrt{1 + 2 \cdot (1,84 - 1)^2} = 5,16 \text{ кА.}$$

В табл. 2.4 приведено результат обчислення струмів КЗ на ПС у вузлі 4 електричної мережі.

Таблиця 2.4 – Результат розрахунку струмів КЗ

Місце та умова КЗ		Вид КЗ	I_{n0} , кА	i_{vd} , кА	$I_{п}$, кА
ВРП-110, точка К ₁		трифазне	6,01	14,36	8,39
		двофазне	5,2	12,44	7,27
		однофазне	5,39	12,89	7,54
ВРП-35, точка К ₂	СВ-35 відкл.	трифазне	0,89	2,32	1,38
		двофазне	0,77	2,01	1,2
	СВ-35 вкл.	трифазне	1,7	4,43	2,64
		двофазне	1,47	3,84	2,29
ЗРП-10, точка К ₃	СВ-10 відкл.	трифазне	1,98	5,14	3,07
		двофазне	1,71	4,45	2,66
	СВ-10 вкл.	трифазне	3,84	9,99	5,96
		двофазне	3,32	8,65	5,16

2.4 Вибір обладнання ВРП-110 кВ

Обчислимо максимальне значення робочого струму:

$$I_{BH} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{4,88 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 20 \text{ А.}$$

До встановлення вибираємо вимикач типу ВГТ-110, роз'єднувач типу

Обираємо вимикач типу В-110, роз'єднувач типу РНДЗ-110/2000 У1 та трансформатори струму ТФЗМ 110 Б-І У1. Паспортні дані цих апаратів наведено в табл. 2.5-2.7.

Таблиця 2.5 – Паспортні дані вимикача ВГТ-110-40/2000

$U_{ном}$, кВ	U_{max} , кВ	$I_{ном}$, А	$I_{відкл.}$, кА	I_m , кА	$i_{дин.}$, кА	$t_{відкл.}$, мс
110	126	2000	40	40 (3 с)	102	38

Таблиця 2.6 – Паспортні дані роз'єднувача РНДЗ-110/2000 У1

$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	I_m , кА	$i_{дин.}$, кА
110	2000	40 (3 с)	1000

Таблиця 2.7 – Паспортні дані ТС ТФЗМ-110Б-І У1

$U_{ном}$, кВ	$I_{пер.}$, А	$I_{вт.}$, А	$S_{вт.}$, ВА	I_m , кА	$i_{дин.}$, кА
110	100	5	30 (cos(φ)=0,8)	4 (3 с)	20

Здійснимо перевірку апаратів на стороні 110 кВ на відповідність технічним вимогам:

- номінальна напруга і робочий струм:

$$U_{уст} \leq U_{ном.обл.}; I_{роб.} \leq I_{ном.}; \quad (2.1)$$

$$U_{ном.в} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.р} = 110 \text{ кВ}; U_{ном.тс} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{ном.в} = U_{ном.р} = U_{ном.тс} = U_{уст} - \text{умова виконується};$$

$$I_{роб.в} = I_{роб.р} = 20 \text{ А}; I_{ном.в} = 2000 \text{ А}; I_{ном.р} = 2000 \text{ А};$$

$$I_{ном.в} > I_{роб.в}; I_{ном.р} > I_{роб.р} - \text{умова виконується.}$$

- електродинамічна стійкість:

$$i_{уд} \leq i_{дин}; \quad (2.2)$$

$$i_{дин.в} = 102 \text{ кА}; i_{уд} = 14,36 \text{ кА}; i_{дин.в} > i_{уд} - \text{умова виконується};$$

$$i_{дин.р} = 100 \text{ кА}; i_{дин.р} > i_{уд} - \text{умова виконується};$$

$$i_{дин.тс} = 20 \text{ кА}; i_{дин.тс} > i_{уд} - \text{умова виконується.}$$

- термічна стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T; \quad (2.3)$$

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t_{рза} + t_{вл} + T_a) = 9,44^2 \cdot (0,3 + 0,038 + 0,02) = 31,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.в} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{к.в} > B_k - \text{умова виконується};$$

$$B_{к.р} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{к.р} > B_k - \text{умова виконується};$$

$$B_{к.тс} = 4^2 \cdot 3 = 48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{к.тс} > B_k - \text{умова виконується};$$

- комутаційна здатність:

$$I_{\Pi} < I_{відкл}; I_{\Pi} = 6,01 \text{ кА}; I_{відкл.в} = 40 \text{ кА}; I_{відкл} > I_{\Pi} - \text{умова виконується.}$$

Таким чином, усі обрані електричні апарати для сторони 110 кВ відповідають всім технічним вимогам. Отже, для ВРП-110 вибираємо три групи обладнання: ВГТ-110-40/2000 - РНДЗ-110/2000 У1 - ТФЗМ-110Б-І У1.

Для заземлювача нейтралі вибираємо ЗОН-110-І Т1 та трансформатор струму ТОЛ-35-ІІ-ІІ. Паспортні дані цих апаратів наведено в табл. 2.8-2.9.

Таблиця 2.8 – Технічні параметри заземлювача ЗОН-110-I T1

$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{ном}, \text{А}$	$I_m, \text{кА}$	$i_{дин}, \text{кА}$
110	400	6,3 (1 с)	16

Таблиця 2.9 – Технічні параметри ТС ТОЛ-35-III-II

$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{пер}, \text{А}$	$I_m, \text{кА}$	$i_{дин}, \text{кА}$
35	400 А	24 (3 с)	102

Здійснимо перевірку апаратів, які будуть встановлені до нейтралі силового трансформатора (перевірка виконується для струму однофазного КЗ):

- електродинамічна стійкість:

$$i_{дин.з} = 16 \text{ кА}; i_{уд} = 12,89 \text{ кА}; i_{дин.з} > i_{уд} - \text{умова виконується};$$

$$i_{дин.тс} = 102 \text{ кА}; i_{дин} > i_{уд} - \text{умова виконується}.$$

- термічна стійкість:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (t_{рза} + t_{вл} + T_a) = 5,39^2 \cdot (0,3 + 0,038 + 0,02) = 10,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.з} = 6,3^2 \cdot 1 = 15,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{к.з} > B_k - \text{умова виконується};$$

$$B_{к.тс} = 24^2 \cdot 3 = 1728 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; B_{к.тс} > B_k - \text{умова виконується};$$

Таким чином, усі обрані електричні апарати для нейтралі силового трансформатора відповідають всім технічним вимогам.

2.5 Вибір обладнання ВРП-35 кВ

Обчислимо значення максимального робочого струму:

$$I_{CH} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{2,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 40 \text{ А}.$$

Обчислимо значення робочого струму для збірних шин 35 кВ:

$$I_{роб.ш} = \frac{S_{CH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{2,5 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 20 \text{ А}.$$

Обчислимо значення робочого струму для одного лінійного приєднання:

$$I_{роб.пр} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH} \cdot n_{пр}} = \frac{2,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 2} = 20 \text{ А}.$$

Для сторони 35 кВ вибір апаратів виконуємо для трьох груп, а саме для силового трансформатора, для секційного вимикача, а також лінійного приєднання.

Паспортні дані вибраних апаратів для приєднання силового трансформатора до шин 35 кВ приведено в табл. 2.10-2.12.

Таблиця 2.10 – Технічні параметри вимикача ВР-35НТ-25/1600

$U_{ном},$ кВ	$U_{max},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{відкл},$ кА	$I_{т},$ кА	$i_{дин},$ кА	$t_{відкл},$ мс
35	40,5	1600	25	25 (3 с)	64	80

Таблиця 2.11 – Технічні параметри роз'єднувача РНДЗ-35/1000 УХЛ1

$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$I_{т},$ кА	$i_{дин},$ кА
35	1000	25 (3 с)	63

Таблиця 2.12 – Технічні параметри ТС ТОЛ-35-III-II

$U_{ном},$ кВ	$I_{пер},$ А	$I_{вт},$ А	$S_{вт},$ ВА	$I_{т},$ кА	$i_{дин},$ кА
35	100	5	20 ($\cos(\varphi)=0,8$)	5,9 (3 с)	26

В табл. 2.13 приведено результат перевірки апаратів для приєднання трансформатора до шин 35 кВ на відповідність технічним вимогам.

Таблиця 2.13 – Перевірка обладнання 35 кВ для приєднання трансформатора

Розрахункові дані	ВР-35НТ-25/1600	РНДЗ-35/1000	ТОЛ-35Б-III-II
$U_{уст}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
$I_{max}=40$ А	$I_{ном}=1600$ А	$I_{ном}=1000$ А	$I_{ном}=100$ А
$i_{уд}=4,43$ кА	$i_{дин}=60$ кА	$i_{дин}=63$ кА	$i_{дин}=26$ кА
$I_{П}=1,7$ кА	$I_{відкл}=25$ кА	-	-
$B_{к}=12,36$ кА·с ²	$B_{к}=1875$ кА·с ²	$B_{к}=1875$ кА·с ²	$B_{к}=104$ кА·с ²

Аналіз даних табл. 2.13, показує, що всі апарати для приєднання трансформатора до шин 35 кВ відповідають необхідним технічним вимогам. Таким чином, для підключення трансформатора до шин 35 кВ застосовуємо наступну групу «ВР-35НТ-25/1600 - РНДЗ-35/1000 - ТОЛ-35-III-II».

Для приєднання секціонування використаємо аналогічні до приєднання силового трансформатора електричні апарати.

В табл. 2.14 приведено результат перевірки апаратів для секціонування.

Таблиця 2.14 – Перевірка обладнання для приєднання СВ-35

Розрахункові дані	ВР-35НС-20/1600	РНДЗ-35/1000	ТОЛ-35Б-III-II
$U_{уст}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
$I_{max}=20$ А	$I_{ном}=1600$ А	$I_{ном}=1000$ А	$I_{ном}=100$ А
$i_{уд}=4,43$ кА	$i_{дин}=60$ кА	$i_{дин}=63$ кА	$i_{дин}=26$ кА
$I_{II}=1,7$ кА	$I_{відкл}=25$ кА	-	-
$B_{к}=12,36$ кА·с ²	$B_{к}=1875$ кА·с ²	$B_{к}=1875$ кА·с ²	$B_{к}=104$ кА·с ²

Аналіз даних табл. 2.14, показує, що всі апарати для приєднання секціонування шин 35 кВ відповідають необхідним технічним вимогам. Таким чином, для підключення СВ-35 кВ застосовуємо наступну групу «ВР-35НТ-25/1600 - РНДЗ-35/1000 - ТОЛ-35-III-II».

Для приєднання секціонування використаємо аналогічні до приєднання силового трансформатора електричні апарати. В табл. 2.15 приведено результат перевірки апаратів для секціонування.

Таблиця 2.15 – Перевірка обладнання для приєднання ліній 35 кВ

Розрахункові дані	ВР-35НС-20/1600	РНДЗ-35/1000	ТОЛ-35Б-III-II
$U_{уст}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ	$U_{ном}=35$ кВ
$I_{max}=20$ А	$I_{ном}=1600$ А	$I_{ном}=1000$ А	$I_{ном}=100$ А
$i_{уд}=4,43$ кА	$i_{дин}=60$ кА	$i_{дин}=63$ кА	$i_{дин}=26$ кА
$I_{II}=1,7$ кА	$I_{відкл}=25$ кА	-	-
$B_{к}=12,36$ кА·с ²	$B_{к}=1875$ кА·с ²	$B_{к}=1875$ кА·с ²	$B_{к}=104$ кА·с ²

Аналіз даних табл. 2.15, показує, що всі апарати для приєднання ліній 35 кВ відповідають необхідним технічним вимогам. Таким чином, для підключення ліній до шин 35 кВ застосовуємо наступну групу «ВР-35НТ-25/1600 - РНДЗ-35/1000 - ТОЛ-35-III-II».

2.6 Вибір обладнання ЗРП-10 кВ

ЗРП-10 проектованої ПС виконується за допомогою типових комірок КРП, які постачаються із вбудованими вимикачами, роз'єднувачами, вимірювальним обладнанням та ін. Це обладнання не вимагає додаткових перевірок.

Здійсимо вибір комірок КРП для сторони 10 кВ.

Обчислимо робочий струм одного приєднання:

$$I_{роб.пр} = 1,1 \cdot \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot n_{пр}} = 1,1 \cdot \frac{2,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 4} = 36 \text{ А.}$$

Обчислимо робочий струм шин 10 кВ:

$$I_{роб.ш} = 1,1 \cdot \frac{S_{HH}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{HH}} = 1,1 \cdot \frac{2,38 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 72 \text{ А}$$

Обчислимо найбільший робочий струм:

$$I_{HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{2,38 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 131 \text{ А.}$$

Для приєднання ліній 10 кВ, приєднання СВ-10 та приєднання силового трансформатора до шин 10 кВ вибираємо однакові комірки КРП із технічними параметрами, що наведені в табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Технічні параметри КРП-10 кВ

$U_{ном}$, кВ	U_{max} , кВ	$I_{ном.пр}$, А	$I_{ном.ш}$, А	$I_{відкл}$, кА	$I_{т}$, кА	$I_{дин}$, А
10	12	630	1000	20	20 (3 с)	51

В табл. 2.17 приведено результат перевірки обраних комірок КРП-10.

Таблиця 2.17 – Перевірка комірок КРП-10

Розрахункові дані	КРП-10
$U_{уст}=10$ кВ	$U_{ном}=10$ кВ
$I_{max}=131$ А	$I_{ном}=630$ А
$i_{vd}=9,99$ кА	$i_{дин}=51$ кА
$I_{II}=3,84$ кА	$I_{відкл}=20$ кА
$B_k=23,83$ кА·с ²	$B_k=1200$ кА·с ²

Аналіз даних табл. 2.17, показує, що обрані комірки КРП-10 відповідають усім технічним вимогам.

Вибір жорстких шин для сторони 10 кВ.

Для монтажу шин 10 кВ використаємо алюмінієві шини із 1 листом в пакеті розміром 50×5 мм, для яких допустимий струм складає 665 А.

При температурі 25°С робоча температура шин складає:

$$\theta_1 = \theta_0 + (\theta_{дон} - \theta_{0 ном}) \cdot \left(\frac{I_{роб.ш}}{I_{ном.ш}} \right)^2 = 25 + (70 - 25) \cdot \left(\frac{72}{665} \right)^2 = 25,53 \text{ °С.}$$

За температури 25,53 °С згідно даних графіку нагріву однорідних провідників при протіканні струмів КЗ величина $A_1=0,24 \cdot 10^{-4} \text{ А}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$. Визначимо значення для другої точки, що показує температуру в результаті протікання струмів КЗ:

$$A_2 = A_1 + \frac{B_{\kappa}}{S^2} = 0,22 \cdot 10^4 + \frac{23,83 \cdot 10^3}{(5 \cdot 5)^2} = 0,25 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}.$$

Розрахунковій точці $A_2= 0,25 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \cdot \text{с}/\text{мм}^4$ згідно графіку нагріву однорідних провідників при протіканні струму КЗ відповідає температура $\theta_2=29,3 \text{ }^\circ\text{С}$, що є меншою за допустиму, яка складає 200°С.

Власні коливання шинної конструкції мають бути меншим за 30 Гц або більшою за 200 Гц. Здійснимо перевірку обраної конструкції.

Обчислимо момент інерції перерізу:

$$J = \frac{a \cdot b^3}{12} = \frac{0,05 \cdot 0,005^3}{12} = 5,21 \cdot 10^{-10} \text{ м}^4;$$

Обчислимо момент опору перерізу:

$$W = \frac{a \cdot b^2}{6} = \frac{0,05 \cdot 0,005^2}{6} = 2,08 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3;$$

Відстань між опорними ізоляторами приймаємо рівною 0,3 м.

Обчислимо частоту коливань:

$$f = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_z}{\rho \cdot S}} = \frac{4,73^2}{2 \cdot \pi \cdot 0,3^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 5,21 \cdot 10^{-10}}{2698 \cdot 3,6 \cdot 10^{-4}}} = 289,72 \text{ Гц}.$$

Так як, 289,72 Гц > 200 Гц, то вибрана шинна конструкція відповідає умові щодо допустимості частоти власних коливань.

Відстань між шинами сусідніх фаз приймаємо рівною 0,2 м.

Обчислимо найбільше динамічне зусилля при КЗ на шинах 10 кВ:

$$F_q^{(3)} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^{(3)2}}{a} = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{9986^2}{0,2} = 99,73 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Для закріплення шин до конструкцій КРП використаємо опорні ізолятори типу ІО(Р)-10-3,75. Перевіримо ці ізолятори на допустимість динамічного зусилля:

$$99,73 \leq 0,6 \cdot H = 2250 \text{ Н}.$$

Таким ізолятори ІО(Р)-10-3,75 відповідають технічним вимогам.

Обчислимо напругу в матеріалі шин:

$$\sigma = \frac{F_q \cdot l^2}{12 \cdot 2 \cdot W} = \frac{1246 \cdot 0,3^2}{12 \cdot 2 \cdot 2,08 \cdot 10^{-7}} = 1,8 \cdot 10^6 \text{ Па} = 1,8 \text{ МПа.}$$

Оскільки $1,8 \text{ МПа} < 127,19 \text{ МПа}$, то напруга в матеріалі шин має допустиме значення.

2.7 Вимірювальні трансформатори

На стороні 110 кВ підстанції ТС розміщуються в кожній фазі усіх лінійних приєднань, приєднань силових трансформаторів, секційного приєднання та приєднання ремонтної перемички.

В табл. 2.18 приведено розрахунок навантаження, що буде приєднане до вторинних кіл ТС 110 кВ.

Таблиця 2.18 – Розрахунок навантаження, що приєднане до ТС 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Приєднання трансформатора 110 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ремонтна перемичка				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання ліній 110 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ватварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	СЕ303-U	0,1	0,1	0,1
Разом на лінійне приєднання		7,6	7,6	2,6

Обчислимо навантаження на контакти та провідники:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прилад}} = 30 - 7,6 = 22,4 \text{ ВА.}$$

Обчислимо опір провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2Н}^2} - R_{\text{конт.}} = \frac{22,4}{5^2} - 0,1 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Обчислимо довжину мідного провідника перерізом $1,5 \text{ мм}^2$:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Cu}}}{\rho_{\text{Cu}}} = \frac{0,8 \cdot 1,5}{0,0171} = 69 \text{ м.}$$

Таким чином, вибрані ТС типу ТФЗМ-110Б-І У1 відповідають умові щодо допустимості вторинного навантаження.

Для встановлення на стороні 110 кВ обираємо ТН типу НКФ-110-ІІ У1, допустиме вторинне навантаження яких складає 100 ВА, а клас точності – 0,2.

В табл. 2.19 приведено розрахунок навантаження, що приєднане до трансформаторів напруги 110 кВ.

Таблиця 2.19 – Розрахунок навантаження, що приєднане до ТН 110 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Частотомір	СС3021	-	-	5
Вольтметр	Н 3093	-	-	5
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ватварметр	СК3021	10	10	-
Лічильник	СЕ303-У	18	18	18
Загальне навантаження		30,5	30,5	30,5

Аналіз даних табл. 2.19 показує, що максимальне навантаження на вторинну обмотку ТН становить 30,5 ВА і є меншим за допустимі 100 ВА. Таким чином, ТН типу НКФ-110-ІІ У1 відповідає умові щодо допустимості вторинного навантаження.

На стороні 35 кВ підстанції ТС розташовуються в кожній фазі усіх лінійних приєднань, приєднань трансформаторів, а також секційного вимикача.

В табл. 2.20 приведено розрахунок навантаження, що буде приєднане до вторинних кіл ТС 35 кВ.

Таблиця 2.20 – Розрахунок навантаження, що приєднане до ТС 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Приєднання лінії 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Лічильник	СЕ303-У	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання лінії:		2,6	2,6	2,6
Секційний вимикач				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Приєднання трансформатора 35 кВ				
Амперметр	СА3021	2,5	2,5	2,5
Ватварметр	СК3021	5	5	0
Лічильник	СЕ303-У	0,1	0,1	0,1
Всього на приєднання силового трансформатора:		7,6	7,6	2,6

Обчислимо навантаження на контакти та провідники:

$$S_{\text{пров}} = S_{\text{ВТ}} - S_{\text{прилад}} = 20 - 7,6 = 12,4 \text{ ВА.}$$

Обчислимо опір провідників:

$$R_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пров}}}{I_{2H}^2} - R_{\text{конт.}} = \frac{12,4}{5^2} - 0,1 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Обчислимо довжину мідного провідника перерізом 2,5 мм²:

$$l_{\text{пров}} = \frac{R_{\text{пров}} \cdot S_{\text{Cu}}}{\rho_{\text{Cu}}} = \frac{0,4 \cdot 2,5}{0,0171} = 58,5 \text{ м.}$$

Таким чином, вибрані ТС типу ТОЛ-35-III-II відповідають умові щодо допустимості вторинного навантаження.

Для встановлення на стороні 35 кВ обираємо ТН типу DNT-36, допустиме вторинне навантаження яких складає 100 ВА.

В табл. 2.21 приведено розрахунок навантаження, що приєднане до трансформаторів напруги 35 кВ.

Таблиця 2.21 – Розрахунок навантаження ТН 35 кВ

Прилад	Тип	Навантаження, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Вольтметр	СВ3021	2,5	2,5	2,5
Ваттварметр	СК3021	5	5	-
Лічильник	СЕ303-U	9	9	9
Ваттварметр	СК3021	-	15	15
Лічильник	СЕ303-U	27	27	27
Сумарне навантаження:		43,5	58,5	53,5

Аналіз даних табл. 2.22 показує, що максимальне навантаження на вторинну обмотку ТН становить 58,5 ВА і є меншим за допустимі 100 ВА. Таким чином, ТН типу DNT-36 відповідає умові щодо допустимості вторинного навантаження.

2.8 Оперативний струм і освітлення

На проектованій підстанції, як оперативний застосовується постійний струм, джерелом якого є акумуляторна батарея (АБ) типу СК.

Від АБ живлення отримують такі категорії споживачів:

- навантаження, яке підключене постійно (пристрої релейного захисту та автоматики, сигналізації, управління, блокування, а також аварійного освітлення);
- навантаження, яке тимчасово виникає в результаті аварійного відключення змінного струму (аварійне освітлення);
- навантаження, яке короткочасно виникає тривалістю не більше 5 с (струм для відключення та включення приводів вимикачів, струм навантаження апаратів управління ін.).

В якості підзарядного пристрою обираємо ВАЗП-380/260-40/80, який має напругу 380/260 В та струм 40/80 А. Потужність під час режиму зарядки та живлення пристроїв складає 23 кВА, коефіцієнт потужності – 0,86.

Освітлення на ПС є природним та штучним. В якості штучного освітлення застосовуються розміщені на щоглах та залізобетонних порталах прожектори марки EVRO LIGHT EV-250-0. Освітлення внутрішніх приміщень ЗРП та ГЦК здійснюється світлодіодними світильниками.

Напруга робочого освітлення складає 220 В, а ремонтного – 12 В. В аварійне освітлення має включатися автоматично після зникнення робочого.

2.9 Блискавкозахист підстанції

Проектовану ПС 110 кВ обладнуємо 7 блискавковідводам, що розміщені на порталах. Кількість грозових годин в рік приймаємо рівним 75 год.

Довжина проектованої ПС становить 117,6 м, а ширина – 74,3 м. На території ПС розміщуються елегазові вимикачі висотою 5,2 м, портали висотою 11,4 м та силові трансформатори висотою 6,5 м.

Оскільки ПС обладнана більше ніж двома блискавковідводами, зону захисту розраховуємо та будуємо попарно для окремо взятих стрижневих блискавковідводів.

Розглянемо блискавковідводи №1, №2 та №3.

Обчислимо максимальної відстані між блискавковідводами становить:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{26^2 + 40^2} = 47,71 \text{ м.}$$

Розрахуємо величину перевищення висоти блискавковідводу над об'єктом, який буде захищатися:

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{47,71}{8} = 5,96 \text{ м.}$$

Обчислимо загальну висоту блискавковідводу:

$$h = h_x + h_a = 11,4 + 5,92 = 17,36 \text{ м}$$

Стандартну повну висоту блискавковідводу приймаємо рівною 18 м.

Обчислимо висоту конусу одного блискавковідводу:

$$h_0 = 0,92 \cdot h = 0,92 \cdot 18 = 16,56 \text{ м.}$$

Обчислимо радіус зони захисту на рівні землі:

$$r_0 = 1,5 \cdot h = 1,5 \cdot 18 = 27 \text{ м.}$$

Обчислимо радіус зони захисту на висоті 11,4 м::

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) = 1,5 \cdot \left(18 - \frac{11,4}{0,92} \right) = 8,4 \text{ м.}$$

Обчислимо висоту середньої частини зони захисту для мінімальної відстані між попарно взятими блискавковідводами:

$$h_{\min l_1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h) = 16,56 - 0,14 \cdot (26 - 18) = 15,44 \text{ м.}$$

Для максимальної відстані маємо:

$$h_{\min l_2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h) = 16,556 - 0,14 \cdot (40 - 18) = 13,48 \text{ м.}$$

Обчислимо радіуси на висоті 11,4 м:

$$r_{l_1} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_1} - h_x}{h_{\min l_1}} = 27 \cdot \frac{15,44 - 11,4}{15,44} = 7,06 \text{ м;}$$

$$r_{l_2} = r_0 \cdot \frac{h_{\min l_2} - h_x}{h_{\min l_2}} = 27 \cdot \frac{13,48 - 11,4}{13,48} = 4,17 \text{ м.}$$

Обчислимо очікувану річну кількість уражень ПС блискавкою:

$$\begin{aligned} N &= 0,06 \cdot n \cdot (a + 10 \cdot \max \{h_x\}) \cdot (b + 10 \cdot \max \{h_x\}) \cdot 10^{-6} = \\ &= 0,06 \cdot 75 \cdot (117,6 + 10 \cdot 11,4) \cdot (74,3 + 10 \cdot 11,4) \cdot 10^{-6} = 0,2. \end{aligned}$$

Обчислимо очікувану кількість відключень ПС через ураження блискавкою:

$$\gamma = N \cdot \Psi_i \cdot \Psi_g = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7 = 9,34 \cdot 10^{-5}.$$

Показник блискавкостійкості :

$$m = \frac{1}{\gamma} = \frac{1}{9,34 \cdot 10^{-5}} = 10705 \text{ років.}$$

2.10 Розрахунок заземлення підстанції

Згідно діючих вимог ПУЕ опір захисного заземлення електроустановок із номінальною напругою більше 1 кВ має складати не більше 0,5 Ом.

Для України приймаємо четверту кліматичну зону. Сезонні поправочні коефіцієнти складають $\Psi_B=1,3$ та $\Psi_T=1,5$.

Тип ґрунту, в який планується монтаж заземлення є суспесь. Обчислимо питомий опір ґрунту із врахуванням поправочних кліматичних коефіцієнтів:

$$\rho_B = 150 \cdot \psi_B = 150 \cdot 1,3 = 195 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_T = 150 \cdot \psi_T = 150 \cdot 1,5 = 225 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Як вертикальний заземлювач використовуємо сталеві стрижні із довжиною 2,5 м і діаметром 16 мм.

Обчислимо відстань від поверхні ґрунту до середини вертикального заземлювача:

$$t_B = 0,7 + \frac{2,5}{2} = 1,95 \text{ м}.$$

Обчислимо опір одиничного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_B &= 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_B} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot l_B}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot t_B + l_B}{4t_B - l_B} \right) \right) = \\ &= 0,366 \cdot \frac{195}{2} \cdot \left(\lg \left(\frac{2 \cdot 2,5}{0,016} \right) + \frac{1}{2} \cdot \lg \left(\frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) \right) = 75,34 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Обчислимо мінімально необхідну кількість вертикальних заземлювачів:

$$n' = \frac{R_B}{R_3} = \frac{75,34}{0,5} = 150,68 \rightarrow n' = 151.$$

Так як вертикальні та горизонтальні електроди при розміщенні будуть утворювати прямокутну конструкцію, що зображена на рис. 2.5, то для установки приймаємо 108 вертикальних заземлювачів. Відношення розподілення між висотою та шириною вертикальних заземлювачів становить 3:4.

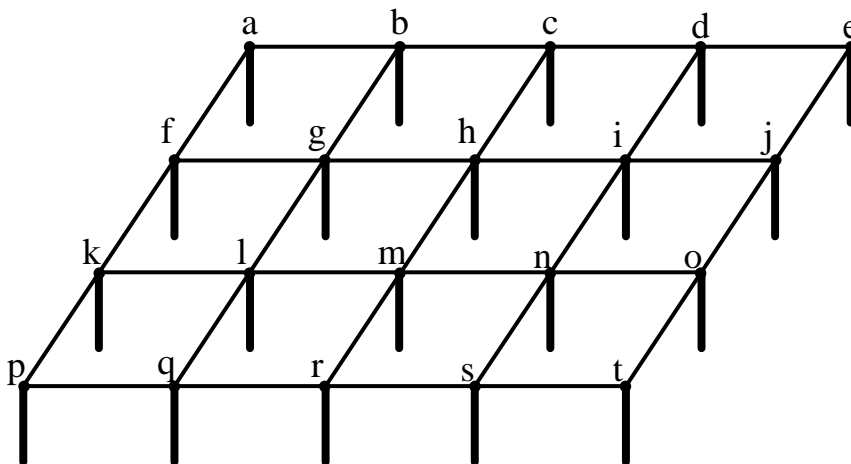


Рисунок 2.5 – Конструкція заземлюючого пристрою

Відстань між вертикальними заземлювачами приймаємо рівною $a=2 \cdot l_{\text{в}}=5$ м.

Коефіцієнти використання вертикальних та горизонтальних заземлювачів становлять $\eta_{\text{в}}=0,52$, $\eta_{\text{г}}=0,24$.

Як горизонтальним заземлювачем використовуємо сталеву смугу розміром 4×40 мм.

Для встановлення обираємо два види смуг. Одна буде з'єднувати між собою 9 вертикальних заземлювачів, а друга – 12 вертикальних заземлювачів. Кількість смуг першого виду становить 12, а другого – 9.

Обчислимо довжину горизонтальних смуг:

$$l_{\text{г1}} = 1,05 \cdot a \cdot (n - 1) = 1,05 \cdot 5 \cdot (9 - 1) = 42 \text{ м};$$

$$l_{\text{г2}} = 1,05 \cdot a \cdot (n - 1) = 1,05 \cdot 5 \cdot (12 - 1) = 57,8 \text{ м}.$$

Обчислимо опір розтікання від кожної смуги:

$$R_{\text{г1}} = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_{\text{г}}} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_{\text{г}}^2}{t \cdot b} = 0,366 \cdot \frac{225}{42} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 42^2}{0,8 \cdot 0,04} \right) = 9,89 \text{ Ом};$$

$$R_{\Gamma 2} = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_{\Gamma}} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{t \cdot b} = 0,366 \cdot \frac{225}{57,8} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 57,8^2}{0,8 \cdot 0,04} \right) = 7,58 \text{ Ом.}$$

Визначимо розрахунковий опір горизонтальних електродів:

$$R_{\Gamma 1 \text{ поз}} = \frac{R_{\Gamma 1}}{n_1 \cdot \eta} = \frac{9,89}{12 \cdot 0,24} = 3,43 \text{ Ом;}$$

$$R_{\Gamma 2 \text{ поз}} = \frac{R_{\Gamma 2}}{n_1 \cdot \eta} = \frac{7,58}{9 \cdot 0,24} = 3,51 \text{ Ом.}$$

Еквівалентний опір складе:

$$\begin{aligned} R &= \frac{R_{B \text{ поз}} \cdot R_{\Gamma 1 \text{ поз}} \cdot R_{\Gamma 2 \text{ поз}}}{R_{B \text{ поз}} \cdot R_{\Gamma 1 \text{ поз}} + R_{B \text{ поз}} \cdot R_{\Gamma 2 \text{ поз}} + R_{\Gamma 1 \text{ поз}} \cdot R_{\Gamma 2 \text{ поз}}} = \\ &= \frac{0,39 \cdot 3,43 \cdot 3,51}{0,39 \cdot 3,43 + 0,39 \cdot 3,51 + 3,43 \cdot 3,51} = 0,32 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Розрахунковий опір захисного заземлення становить 0,32 Ом, що є меншим за допустимі 0,5 Ом. Таки чином, захисне заземлення відповідає вимогам ПУЕ.

Висновки по розділу 2

1) Для ПС 110/35/10 обрано схеми головних з'єднань. Для ВРП-110 кВ вибрано схему 110-3, для ВРП-35 кВ – 35-5, а для ЗРП-10 кВ – 10-5.

2) Обчислено струми КЗ на стороні 110, 35 та 10 кВ. Максимальні значення у всіх випадках є для трифазного КЗ та складають: сторона 110 кВ – 6,01 кА, сторона 35 кВ – 4,43 кА та сторона 10 кВ – 9,99 кА.

3) Обрано електричні апарати для монтажу на ПС. Всі апарати перевірено на динамічну та термічну стійкість. Вимірювальні трансформатори додатково перевірено на допустимість вторинного навантаження. Як джерело постійного оперативного струму обрано акумуляторну батарею, а джерелом змінного струму трансформатори власних потреб та трансформатори струму.

4) Блискавкозахист підстанції здійснено за допомогою 7 блискавковідводів висотою 18 м, які розміщені на порталах. Ці блискавковідводи захищають вимикачі висотою 5,2 м, портали висотою 11,4 м та силові трансформатори висотою 6,5 м

5) Обчислено параметри захисного заземлення ПС. Обрано до встановлення 108 вертикальних заземлювачів висотою 2 м та діаметром 16 мм. Як горизонтальний

заземлювач обрано сталеву смугу розміром 4×40 мм. Результуючий опір захисного заземлення склав $0,32$ Ом.

3 НАПРАВЛЕНИЙ МІКРОПРОЦЕСОРНИЙ ЗАХИСТ ЗАМКНЕНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Вступ

Пристрої релейного захисту та автоматики призначенні для безперервного контролю та захисту обладнання електроенергетичних систем. Основним завданням, яких є реагування на будь-які несправності та ненормальні режими роботи електроенергетичної системи. Пошкодження ділянка системи має бути відключена дією релейного захисту або має бути проінформовано оперативний персонал про пошкодження або ненормальний режим роботи.

Основним вимогами до пристроїв РЗА є селективність (здатність відключати лише пошкоджену ділянку), надійність, швидкодія, чутливість, економічність, а також простота.

Лінії електропередавання є одним із основних складників енергетичної системи, призначення якого передача та розподіл електричної енергії.

В процесі експлуатації ПЛ можливі різні пошкодження, а саме накиди різних предметів на проводи, грозові перекриття ізоляторів, зближення двох фаз під час вітру, обрив грозозахисного троса, падіння проводу на землю, помилки оперативного персоналу та ін.

Розподілення КЗ по видам залежить від виду ізоляції та конструктивного виконання елементів мережі. Однофазні КЗ складають орієнтовно 65 %, двофазні на землю – 20 %, двофазні без землі – 10 %, трифазні – 5%.

Основними захистами ЛЕП 110 кВ є диференційні захисти (ДФЗ, ДЗЛ), а резервними: дистанційний захист (ДЗ), струмовий захист нульової послідовності (СЗНП), максимальний струмовий захист (МСЗ) та струмова відсічка (СВ).

Струмові захисти в залежності від конфігурації мережі можуть виконуватися ненаправленими та направленими.

Направлені струмові захисти (СНЗ) діють лише при визначеному напрямку потужності КЗ. Ці захисти застосовуються в електричних мережах із двостороннім живленням.

3.1 Вибір уставок спрацювання направленої захисту

Для схеми мережі, що зображена на рис. 3.1 здійснимо вибір уставок спрацювання направленої МСЗ та СВ.

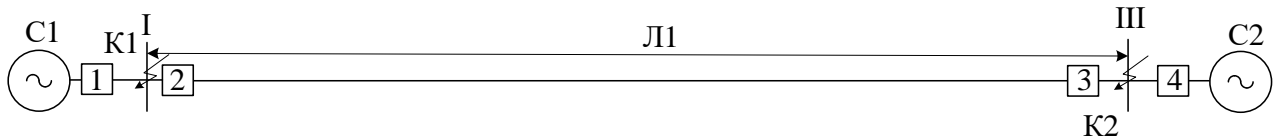


Рисунок 3.1 – Схема електромережі

Повітряна лінія Л1 виконана проводом марки АС-240/32, для якого максимально допустимий робочий струм із врахуванням допустимого перевантаження складає 732 А.

Виберемо струм спрацювання МССЗ.

Струм спрацювання МССЗ вибираємо згідно наступних умов:

1) Відведення від перехідного струму в ПЛ після відключення зовнішнього КЗ "своїм" захистом:

$$I_{с.з}^{III} = \frac{k_{від} \cdot k_{с.зан.} \cdot I_{роб.мах}}{k_{пов}} = \frac{1,1 \cdot 2 \cdot 732}{0,95} = 1695 \text{ А.}$$

2) Узгодження зі струмами спрацювання МСЗ суміжних елементів:

$$I_{с.з}^{III} = k_{від} \cdot \frac{I_{с.з(N-1)}^{III}}{k_p} = 1,2 \cdot \frac{1695}{1} = 2034 \text{ А.}$$

3) Відведення від струму непошкоджених фаз:

$$I_{с.з}^{III} = k_{від} \cdot I_{нт\ max} = 1,2 \cdot 820 = 984 \text{ А.}$$

Вибираємо більше значення:

$$I_{с.з}^{III} = 2034 \text{ А.}$$

Виберемо струм спрацювання спрямованої відсічки.

Струм спрацювання ССВ обирають згідно умови відведення від максимального струму в місці встановлення захисту за трифазного КЗ на шинах протилежної підстанції:

- для захисту 2:

$$I_{c.32}^I = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{к.з.макс} K2}^I = 1,1 \cdot 4900 = 5400 \text{ A};$$

- для захисту 3:

$$I_{c.33}^I = k_{\text{від}} \cdot I_{\text{к.з.макс} K1}^I = 1,1 \cdot 3270 = 3600 \text{ A};$$

За наявності двох джерел живлення в лінії може протікати значний струм, зумовлений хитаннями генераторів або виходом генераторів із синхронізму. Такі процеси можуть виникати в енергетичній системі після відключення зовнішніх КЗ або при порушенні динамічної стійкості в енергосистемі. Зрівнювальний струм може перевищувати струм трифазного КЗ і від нього обов'язково потрібно відводити ССВ;

$$I_{c.3(a.p.)}^I = k_{\text{від}} \cdot \frac{|\dot{E}_I - \dot{E}_{II}|}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}} = 2500 \text{ A}.$$

Оскільки $I_{c.32}^I$ та $I_{c.33}^I$ більші за $I_{c.3(a.p.)}^I$, то струм спрацювання СВ захисту 2 складає 5400 А, а струм спрацювання захисту 3 – 3600 А.

На рис. 3.2 зображено схему роботи направленої струмової відсічки без витримки часу.

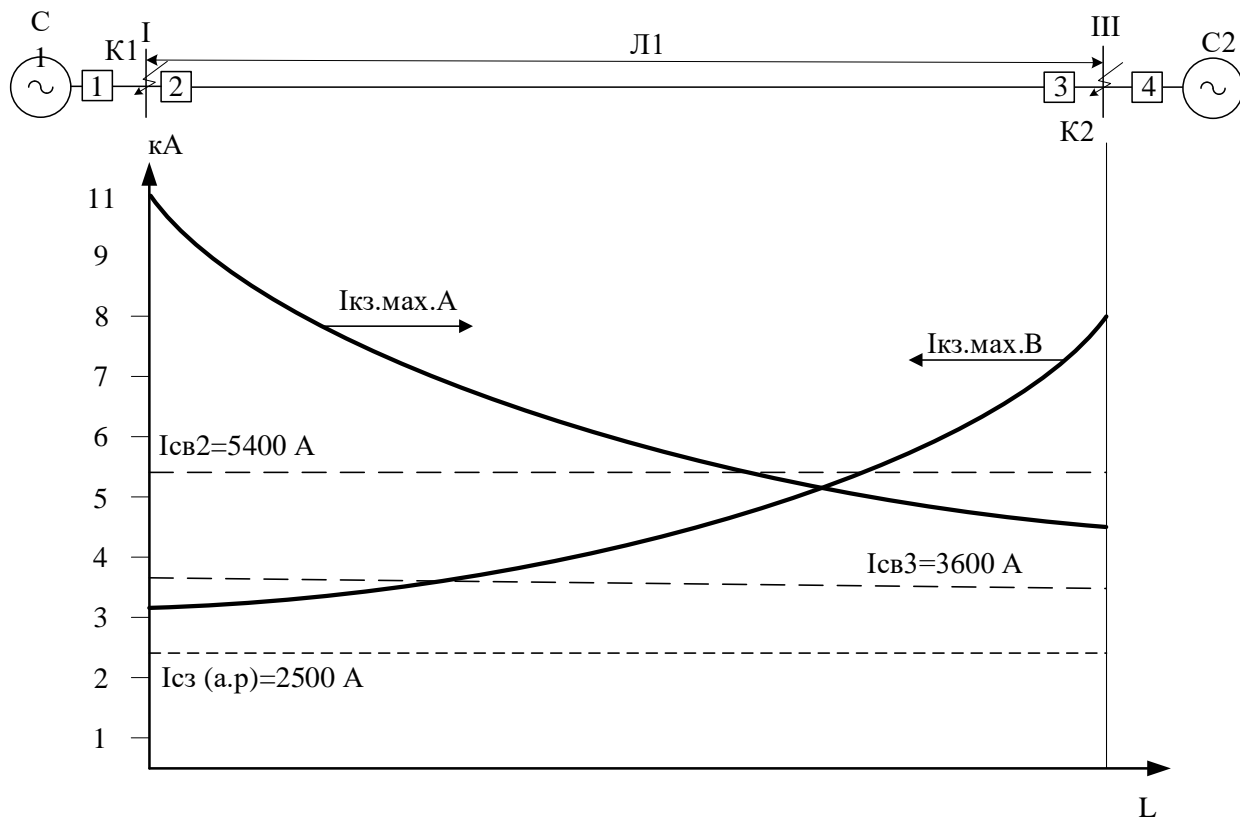


Рисунок 3.2 – Робота струмової відсічки без витримки часу

3.2 Мікропроцесорний пристрій REF615

Направлений МСЗ від міжфазних КЗ призначений для захисту приєднань із двостороннім живленням при двофазних та трифазних КЗ. Захист реагує на величину струму та напрямку потужності під час КЗ. Для того, щоб визначити напрямок потужності крім струму потрібна напруга.

Тому підключення реле напрямку потужності здійснюється до струму та напруги приєднання. З'єднання фаз підведених струму та напруги, тобто схема включення, має бути таким, щоб реле могло вірно визначити знак потужності КЗ для усіх можливих випадків та видів КЗ, а також щоб до реле підводилась найбільша можлива потужність.

Найчастіше застосовується 90-градусна схема включення (рис. 3.3). До реле підводяться такі пари струмів та напруг: I_a та U_{bc} , I_b та U_{ca} , I_c та U_{ab} .

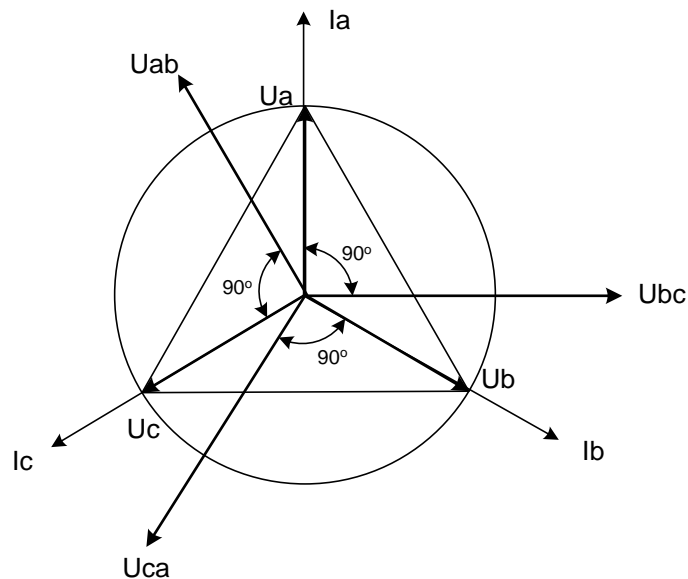


Рисунок 3.3 – Векторна діаграма струмів і напруг, при 90-градусній схемі включення

Дослідження показали, що 90-градусна схема є найефективнішою при застосуванні кутів максимальної чутливості від -30° до -60° . При цьому:

- знак фіктивної потужності під час усіх видах КЗ в зоні дії реле додатній, а поза зоною – від'ємний;

- значення фіктивної потужності в діапазоні можливих змін кута між струмом та напругою є значною та достатньою для спрацювання реле;

- напруга на вводі реле при симетричних КЗ має найбільш можливе значення, чим забезпечується мінімальна величина мертвої зони.

REF615 – багатофункціональний інтелектуальний електронний пристрій (ІЕП) захисту, керування і автоматики приєднань для електричних мереж середнього класу напруги (6,3 ÷ 110 кВ). Цей пристрій призначений для захисту, керування, вимірів, а також контролю підстанцій промислових енергооб'єктів та енергетичних систем, в тому числі для радіальних, кільцевих і замкнених розподільчих електромереж. Пристрій входить до сімейства Relion компанії АВВ, та є частиною 615-ї серії пристроїв захисту і керування. За допомогою пристрою виконуються основні та резервні захисти повітряних і кабельних ліній розподільних електромереж. В залежності від конфігурації він адаптується до роботи в мережах із різним режимом роботи нейтралі – із глухозаземленою, заземленою через активний опір, ізолюваною чи компенсованою нейтраллю.

Функціями захисту пристрою REF615 конфігурації F є направлений максимальний струмовий захист та направлений захист від замикань на землю на основі виміру фазної напруги, із захистами мінімальної та максимальної напруги.

Стандартна конфігурація сигналів може бути змінена за допомогою графічної матриці сигналів або додаткових функцій програми РСМ600. Крім цього, програмний додаток РСМ600 підтримує можливість створення багаторівневих логічних функцій, які застосовують різні логічні елементи, в тому числі таймери та тригери (гнучка логіка). В результаті комбінування функцій захисту із логічними функціональними блоками, конфігурація ІЕП може бути адаптована до різних конкретним вимог.

Пристрій REF615 має наведені нижче функції.

Функції керування: реле забезпечує здійснення керування одним вимикачем, із окремими кнопками для включення та відключення. Крім цього, додатковий графічний рідкокристалічний дисплей може відображати однолінійну схему із індикацією положення відповідного вимикача. За допомогою матриці сигналів РСМ600 схеми блокування команд керування, що можуть бути необхідні,

налаштовуються в залежності від технічного завдання. ІЕП в залежності від стандартної конфігурації може мати функцію для контролю синхронізму, яка гарантує, що напруга, фазний кут і частота з різних сторін відключеного вимикача відповідає умові щодо безпечної взаємодії двох мереж.

Функції вимірювання: ІЕП здійснює вимірювання фазних струмів, симетричних складових струмів та струмів нульової послідовності. При реалізації направленої захисту від замикань на землю, він також вимірює напругу нульової послідовності. Додатково пристрій в залежності від стандартної конфігурації забезпечує вимірювання частоти. Крім цього, пристрій може виконати розрахунок максимального теплового перевантаження об'єкту та значення фазного небалансу по відношенню струмів зворотної та прямої послідовності. Також пристрій здійснює трифазне вимірювання потужності та енергії, в тому числі коефіцієнту потужності.

Осцилографування: в пристрою є осцилограф аварійних подій, що дозволяє здійснювати запис до 40 аналогових і 64 дискретних сигналів. Аналогові канали можна встановлювати на запис, як форми сигналу, так і зміни струмів та напруги.

Журнал реєстрації подій: зберігання послідовності подій здійснюється в енергонезалежній пам'яті із можливістю зберігання до 512 подій з відповідними мітками часу. Збереження даних в енергонезалежній пам'яті здійснюється і при тимчасовій втраті оперативного живлення. Здійснення доступу до інформації можливий локально, через інтерфейс користувача на передній панелі, а також дистанційно – через інтерфейс зв'язку. Дистанційний доступ також можливий через інтерфейс користувача на базі WEB-оглядача.

Моніторинг вимикача: вбудовані функції здійснюють контроль параметрів і стану вимикача. Зокрема, може бути здійснений контроль часу заводу пружини вимикача, тиск елегазу, час включення та відключення, час неактивного стану вимикача. Ці оперативні дані можуть використовуватися для планування профілактичного технічного обслуговування вимикача.

Контроль кіл відключення: функція контролю кіл відключення безперервно контролює готовність та працездатність кіл відключення. Контроль розриву кола

здійснюється у включеному та у відключеному положенні вимикача. Крім цього, може здійснюватися контроль за оперативним струмом керування вимикачем.

Контроль кіл змінної напруги та струмових кіл: в залежності від конфігурації, пристрій може мати функцію контролю кіл змінної напруги і струмових кіл. Виявлення пошкодження здійснюється за допомогою алгоритму на основі контролю струму та напруги зворотної послідовності або алгоритму на основі контролю швидкості зміни напруги та струму. Під час виявлення пошкодження здійснюється активація аварійного сигналу і блокуються захисти по напрузі.

Функція контролю струмових кіл здійснює розрахунок суми фазних струмів, отриманих від фазних ТС та порівнює їх із вимірним струмом нульової послідовності від ТС нульової послідовності. Під час виявлення пошкодження, функція активує аварійну сигналізацію, а також блокує струмові захисти.

Самодіагностика: вбудована система самодіагностики пристрою здійснює безперервний контроль стану апаратної частини, а також роботи програмного забезпечення ІЕП. Під час виявлення внутрішнього пошкодження видається сигнал. При наявності помилок, що відносяться до серйозних, здійснюється блокування роботи захистів, для недопущення хибної роботи.

Зв'язок: ІЕП підтримує досить широкий список протоколів зв'язку ІЕС 61850, ІЕС 60870-5-103, Modbus та DNP3. Ці протоколи дозволяють отримувати експлуатаційні дані та здійснювати керування. Протоколом зв'язку ІЕС 61850, надається така можливість, наприклад, як горизонтальний зв'язок між інтелектуальними електронними пристроями.

Додатковими функціями REF є:

- дуговий захист;
- Modbus TCP/IP or RTU/ASCII;
- ІЕС 60870-5-103;
- DNP3 TCP/IP or serial;
- RTD/mA вимірювання та багатоцільовий захист;
- IEEE 1588 v2 синхронізація часу.

В табл. 3.1 приведені аналогові входи REF615. В табл. 3.2 приведені характеристики направленої МСЗ пристрою REF615.

Таблиця 3.1 – Аналогові входи REF615

Опис		Значення	
Номинальна частота		50/60 Гц	
Струмові входи	Номинальний струм, $I_{ном}$	0,2/1 А	1/5 А
	Термічна стійкість: - тривало - на протязі 1 с	4 А 100 А	20 А 500 А
	Динамічна стійкість за струмом: - значення півперіод	250 А	1250 А
	Вхідний повний опір	< 100 Ом	< 20 МОм
	Номинальна напруга	60...210 В змінного струму	
	Стійкість по напрузі: - тривало - на протязі 10 с	$2 \times U_{ном}$ (240 В змінного струму) $2 \times U_{ном}$ (360 В змінного струму)	
	Навантаження при номінальній напрузі	< 0,05 ВА	

Таблиця 3.2 – Характеристики направленої МСЗ

Характеристика		Значення		
Похибка спрацювання	DPHLPDOC	В залежності від частоти вимірюваного струму/напруги: $f_n \pm 2$ Гц		
		Струм: $\pm 1,5\%$ уставки або $\pm 0,002 \times I_{ном}$ Напруга: $\pm 1,5\%$ уставки або $\pm 0,002 \times U_{ном}$ Фазовий кут $\pm 2^\circ$		
Час пуску	$I_{fault}=2,0$ уставка Пускове значення	Мін.	Типов.	Макс.
		37 мс	40 мс	42 мс
Час повернення		< 40 мс		
Коефіцієнт повернення		Типовий: 0,96		
Час затримки		< 35 мс		
Похибка часу спрацювання в режимі роботи із незалежною витримкою часу		$\pm 1,0\%$ уставки або ± 20 мс		
Похибка часу спрацювання в режимі роботи із оберненозалежною витримкою часу		$\pm 1,0\%$ теоретичного значення або ± 20 мс		

3.3 Опис інших захистів ПЛ-110

Дистанційні захисти - це складні спрямовані або ненаправлені захисти із відносною селективністю, виконані з використанням мінімальних реле опору, що реагують на опір лінії до місця КЗ, який пропорційний відстані, тобто дистанції. Дистанційні захисти реагують на міжфазні КЗ.

Мікропроцесорний дистанційний захист працює при всіх видах пошкодження, вимірюючи при міжфазних КЗ різницю фазних струмів і лінійну напругу. За однофазного КЗ реле вимірює фазний струм і фазну напругу.

Диференційний захист. Для забезпечення швидкодіючого захисту по всій довжині лінії широко застосовуються диференціальні захисти. Зона дії дифзахисту розташована між трансформаторами струму, що входять у схему дифзахисту. Звичайний принцип: з'єднання трансформаторів струму проводами з увімкненням одного реле на суму струмів не підходить, оскільки довжина лінії, а отже, і відстань між трансформаторами струму дуже велика. Тому застосування проводів, розрахованих на повний вторинний струм КЗ, не підходить як з міркувань високої вартості, так і великого опору проводів, що призводить до великої похибки трансформаторів струму. Якщо використовується одне реле дифзахисту, то необхідно організувати вимкнення протилежного кінця, а це знову довгий кабель для передавання імпульсу вимкнення.

Для того, щоб уникнути зазначених недоліків, застосовуються два або більше пристроїв із кожного кінця лінії, пов'язаних між собою каналом зв'язку. Каналом зв'язку не передається безпосередньо струм КЗ, а інформація про величину та фазу струму КЗ або тільки про фазу струму з протилежного боку лінії. Для зв'язку між кінцями може застосовуватись дротовий, оптоволоконний, мультиплексорний або високочастотний канал зв'язку. Для кожного з таких каналів розроблено спеціальні види захисту. А саме диференційний захист із дротовим каналом зв'язку (ДЗЛ), мікропроцесорний диференційний захист лінії з оптоволоконним каналом зв'язку та диференціально-фазовий високочастотний захист (ДФЗ).

Струмовий захист нульової послідовності (СЗНП). Для захисту ліній від КЗ на землю (однофазних та двофазних) використовують захист, який реагує на струм та потужність нульової послідовності. Необхідність спеціального захисту від КЗ на

землю зумовлена тим, що цей вид ушкоджень є переважним, а захист, що вмикається на струм і напругу нульової послідовності, здійснюється простіше й має низку переваг порівняно з струмовим захистом, що реагує на повні струми фаз. Захисти нульової послідовності виконуються у вигляді струмових максимальних захистів і відсічок як простих, так і спрямованих.

Автоматичне повторне включення (АПВ). Значна частина КЗ, що виникають в електроустановках, мають короткочасний характер та при досить швидкому відключенні пошкоджень релейним захистом самоусуваються. Для зменшення часу перерви електропостачання споживачів та прискорення повторного включення електроустановки застосовуються спеціальні пристрої автоматичного повторного вмикання.

АПВ є обов'язковим до застосування на всіх повітряних лініях напругою вище 1 кВ. досвід експлуатації показує, що найбільш ефективним є застосування АПВ на лініях із одностороннім живленням. оскільки, в 60-80% випадків аварійних відключень АПВ забезпечує безперебійність електропостачання, тобто повторне включення виявляється успішним.

Висновки по розділу 3

1) Для резервного захисту ПЛ-110 кВ необхідно вибрати пристрій REF615. Як резервний обрано направлений максимальний струмовий захист.

2) Здійснено розрахунок уставок спрацювання направленої струмової захисту. Уставка спрацювання направленої МСЗ склала 2034 А, а направленої струмової відсічки 5400 А.

4 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

4.1 Опис ідеї проекту

Наразі розвиток економік призводить до зростання навантаження на енергетичні системи. Тому вкрай необхідним є постійний розвиток та модернізація цих систем. Інвестиції в енергетичні об'єкти є доволі великими, а тому необхідно обґрунтовувати можливість їх повернення.

В цьому розділі уявно розглянемо випадок оголошення тендеру на спорудження розподільчої електричної мережі номінальною напругою 110 кВ, в якому приймають участь три учасники.

В табл. 4.1 приведено ідею стартап-проекту, можливі напрямки застосування та вигоди, які можуть отримати споживачі.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для споживача
Розроблення ТЕО для проекту нового спорудження розподільчої електромережі 110 кВ для перемоги в тендері на розробку робочого проекту та спорудження електромережі	Розподіл та передача електроенергії	Досконалість проекту
		Енергоефективність
		Висока якість електроенергії
		Висока надійність електропостачання

Подані учасниками конкурентні варіанти реалізації схеми розподільчої мережі 110 кВ повинні відповідати таким вимогам:

- відповідати діючим стандартам щодо якості електроенергії та надійності електропостачання;
- мають забезпечувати можливість подальшого розвитку електричних мереж; без докорінного переобладнання;
- задовольняти технічні вимоги діючих нормативно-правових документів (ПУЕ, ПТЕ, Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж, Кодексу системи розподілу та ін.);
- забезпечувати максимально можливі значення показників щодо економічної ефективності.

4.2 Технологічний аудит проекту

В табл. 4.2 приведено інформацію щодо залучення технологій та їх наявність для реалізації ідей стартап-проекту.

Таблиця 4.2 – Технологічна здійсненність проекту

Ідея проекту	Технологія	Наявність	Доступність
Розроблення та реалізація робочого проекту спорудження розподільчої електромереж 110 кВ	Розрахунок режимних параметрів роботи електромережі: РТС Mathcad	Наявна	Доступна
	Силові трансформатори: ТМТН-6300/110 ТДТН-10000/110 ТДТН-16000/110	Наявна	Доступна
	Марки проводів: АС-70/11 АС-120/19 АС-240/32	Наявна	Доступна
	Типи залізобетонних опор: П110-3В У110-3 ПП110-2/40	Наявна	Доступні
	Вимикачі: ВР2-10 ВР35-35 ВГТ-110	Наявна	Доступні

На рис. 4.1 та 4.2 наведені запропоновані учасниками для умовного тендеру варіанти конфігурації схеми розподільчої електромережі 110 кВ.

Перший варіант.

Схема електричної мережі є триконтурною. Живлення мережі здійснюється від ПС 330/110 кВ трьома одноколовими ПЛ 0-3, 0-5 та 0-7. ПС 3, 5 та 7 є вузловими, схема РУ ВН яких виконано за нормованою схемою 110-6. Решта ПС мережі 110 кВ є прохідними із схемою РУ ВН 110-3. Всі ПЛ електричної мережі є одноланцюговими. Довжина та переріз проводів всіх ПЛ наведені на рис. 4.1, а.

Розрахунок режимних параметрів роботи мережі показав, що потужність, яка передається ділянками мережі є значно меншою за допустиму. Тому в майбутньому можливий розвиток мережі щодо приєднання нових споживачів. ПЛ 1-2, 3-4 та 5-6 є дуже слабко навантаженими, тому їх спорудження можна відкласти. В післяаварійному режимі мережа відповідає усім вимогам.

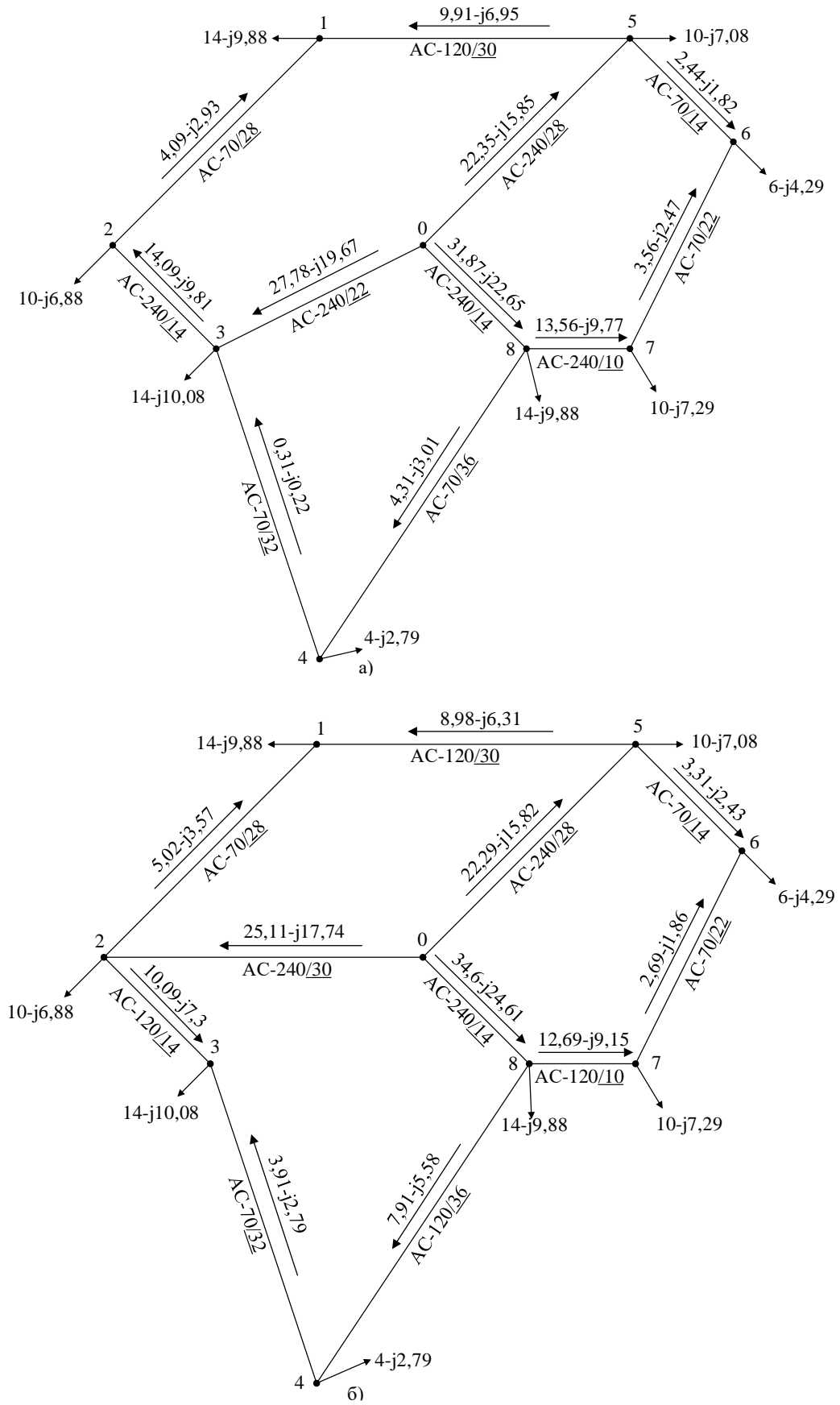


Рисунок 4.1 –Варіанти конфігурації схеми електромережі:

а – перший (мій варіант); б – другий варіант

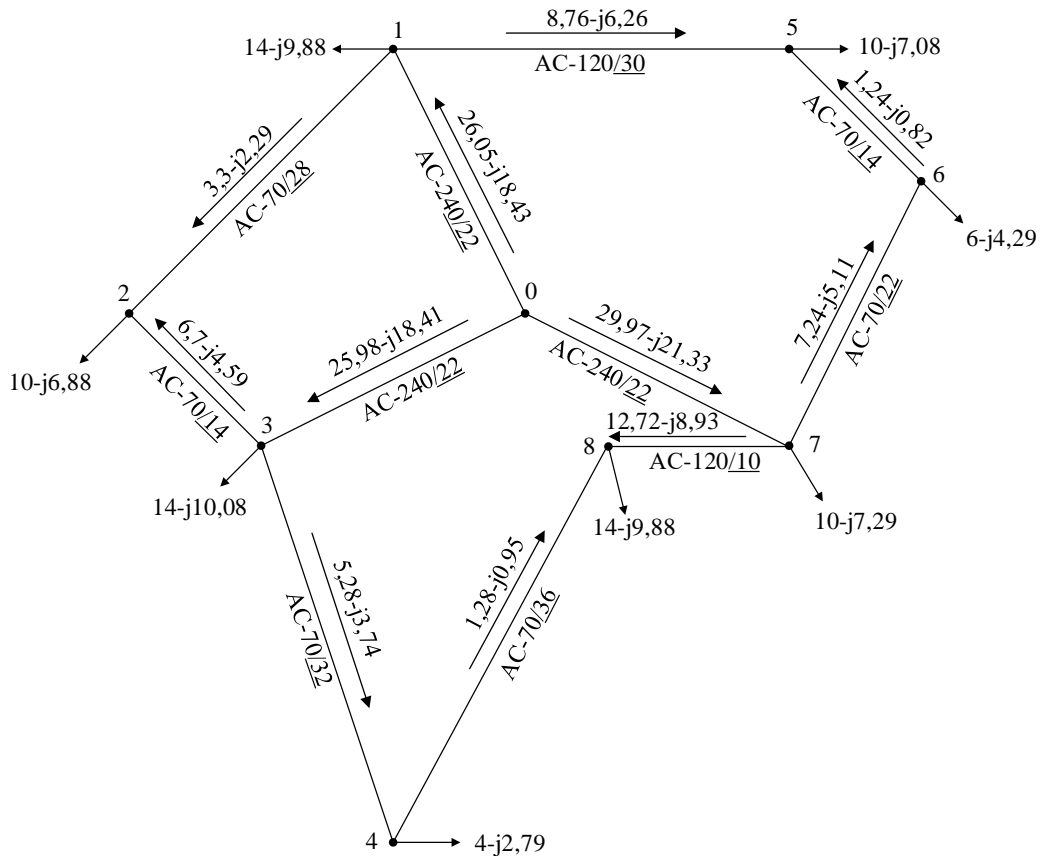


Рисунок 4.2 – Третій варіант конфігурації схеми електромережі

Другий варіант.

Для мережі обрано триконтурну схему. Живлення електромережі здійснюється від ПС 330/110 кВ трьома одноколовими ПЛ 0-2, 0-5 та 0-8. ПС 2, 5 та 8 є вузловими, схема РУ ВН яких виконано за нормованою схемою 110-6. Решта ПС мережі 110 кВ є прохідними із схемою РУ ВН 110-3. Всі ПЛ електричної мережі є одноланцюговими. Довжина та переріз проводів всіх ПЛ наведені на рис. 4.1, б.

Розрахунок режимних параметрів роботи мережі показав, що потужність, яка передається ділянками мережі є значно меншою за допустиму. Тому в майбутньому можливий розвиток мережі щодо приєднання нових споживачів. ПЛ 7-8 та 3-4 є слабо навантаженими, тому їх будівництво можна відкласти. В післяаварійному режимі роботи мережа відповідає усім вимогам.

Третій варіант.

Схема мережі аналогічно до попередніх варіантів є триконтурною. Живлення електромережі здійснюється від ПС 330/110 кВ трьома одноколовими ПЛ 0-1, 0-3 та 0-7. ПС 1, 3 та 7 є вузловими, схема РУ ВН яких виконано за нормованою схемою

110-6. Решта ПС мережі 110 кВ є прохідними із схемою РУ ВН 110-3. Всі ПЛ електричної мережі є одноланцюговими. Довжина та переріз проводів всіх ПЛ наведені на рис. 4.2.

Розрахунок режимних параметрів роботи мережі показав, що потужність, яка передається ділянками мережі є значно меншою за допустиму. Тому в майбутньому можливий розвиток мережі щодо приєднання нових споживачів. ПЛ 5-6, 4-8 та 1-2 є слабо навантаженими, тому їх будівництво можна відкласти. В післяаварійному режимі роботи мережа відповідає усім вимогам.

В табл. 4.3 наведено аналіз характеристик запропонованих варіантів схеми електричної мережі 110 кВ.

Таблиця 4.3 – Слабкі, нейтральні та сильні характеристики

№ п/п	Техніко-економічні показники	Варіант електромережі			W (слабка сторона)	N (нейтральна сторона)	S (сильна сторона)
		1	2	3			
1	Загальна довжина ліній, км	250	258	252	II	III	I
2	ПС із схемою РУ ВН 110-6/ кількість вимикачів	3/21	3/21	3/21	–	I, II, III	–
3	ПС із схемою РУ ВН 110-3/ кількість вимикачів	5/15	5/15	5/15	–	I, II, III	–
4	Загальна кількість вимикачів	39	39	39	–	I, II, III	–
5	Втрати активної потужності в ПЛ, МВт	0,9	1,24	1	II	III	I

4.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Основною особливістю проектування електроенергетичних об'єктів є наявність інформації щодо обсягів, попиту та динаміку ринку. Цю інформацію перед проектуванням учасникам тендеру надає замовник, і вона є однаковою для всіх учасників тендеру.

У всіх конкурентних варіантах повернення залучених коштів здійснюється за рахунок надбавки до тарифу на розподіл електроенергії, а також за рахунок платежів споживачами за нове підключення електроустановок до мережі.

4.4 Фінансово-економічний аналіз і оцінка ризиків проекту

В табл. 4.4 та 4.5 наведено результат розрахунку капіталовкладень у ПЛІ та ПС для запропонованих варіантів схеми мережі. В цінах обладнання враховано курс гривні до долара США на рівні 36,4 грн за 1 долар США.

Таблиця 4.4 – Капіталовкладення в ПЛІ

ПЛІ	Довжина, км	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		Переріз, мм ²	Вартість, млн. грн	Переріз, мм ²	Вартість, млн. грн	Переріз, мм ²	Вартість, млн. грн
0-3	22	240	56,1	–	-	240	56,1
0-5	28	240	71,3	240	71,3	–	–
0-8	14	240	35,7	240	35,7	–	–
2-3	14	240	35,7	120	30,1	70	28
1-2	28	70	56,1	120	56,1	70	56,1
1-5	30	120	64,4	120	64,4	120	64,4
5-6	14	70	28	70	28	70	28
6-7	22	70	44	70	44	70	44
7-8	10	240	25,5	120	21,5	120	21,5
4-8	36	70	72,1	120	77,3	70	72,1
3-4	32	70	64,1	70	64,1	70	64,1
0-2	29	–	–	30	76,4	240	–
0-1	22	–	–	–	–	240	56,1
0-7	22	–	–	–	–	240	56,1
Разом	–	–	552,9	–	568,9	–	546,4

Таблиця 4.5 – Капіталовкладення в ПС

ПС	Трансформатори (МВА)	Варіант 1		Варіант 2		Варіант 3	
		Схема ВРУ-110	Вартість, млн. грн	Схема ВРУ-110	Вартість, млн. грн	Схема ВРУ-110	Вартість, млн. грн
1	2×16	110-3	115,9	110-3	115,9	110-6	134,8
2	2×10	110-3	94,4	110-6	121,1	110-3	94,4
3	2×16	110-6	134,8	110-3	115,9	110-6	134,8
4	2×6,3	110-3	87,6	110-3	87,6	110-3	87,6
5	2×10	110-6	121,3	110-6	121,3	110-3	94,4
6	2×6,3	110-3	87,6	110-3	87,6	110-3	87,6
7	2×10	110-6	94,4	110-3	94,4	110-6	124,3
8	2×16	110-3	134,8	110-6	134,8	110-3	115,9
0			17,5		17,5		17,5
Разом			888,4		896,5		888,4

Сумарні капіталовкладення в мережу становлять:

$$K_{1\Sigma} = K_{1\text{пл}} + K_{1\text{пс}} = 552,3 + 888,4 = 1441,3 \text{ млн. грн};$$

$$K_{2\Sigma} = K_{2\text{пл}} + K_{2\text{пс}} = 568,9 + 896,5 = 1465,4 \text{ млн. грн};$$

$$K_{3\Sigma} = K_{3\text{пл}} + K_{3\text{пс}} = 546,4 + 888,4 = 1434,7 \text{ млн. грн.}$$

В усіх запропонованих варіантах схеми постійні та змінні активні втрати електроенергії в силових трансформаторах будуть однакові та складуть:

$$\Delta A_{\text{пост}} = \Delta P_{\text{ты}} \cdot T_{\text{вкл}} = 0,29 \cdot 8760 = 2592,9 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{\text{зм}} = \Delta P_{\text{из}} \cdot \tau = 0,31 \cdot 2886 = 902,34 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати активної енергії в лініях електропередавання в запропонованих схемах складуть:

$$\Delta A_{1\text{зм}} = \Delta P_{1\Sigma} \cdot \tau = 0,9 \cdot 2886 = 2588,6 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{2\text{зм}} = \Delta P_{2\Sigma} \cdot \tau = 1,04 \cdot 2866 = 3001,4 \text{ МВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{3\text{зм}} = \Delta P_{3\Sigma} \cdot \tau = 1 \cdot 2886 = 2898,7 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

В табл. 4.6 наведено результат розрахунку щорічних витрат на технічне обслуговування, амортизацію та відшкодування втрат активної енергії для запропонованих варіантів схеми мережі. Ціна за електроенергію в розрахунках прийнята на рівні 3,34 грн за кВт·год.

Таблиця 4.6 – Щорічні витрати

Витрати, млн. грн	Варіант		
	1	2	3
Ремонт і технічне обслуговування:			
ПЛ – 1.2% від $K_{\text{пл}}$	6,6	6,8	6,6
ПС – 2.4% від $K_{\text{пс}}$	21,3	21,5	21,3
Сумарні експлуатаційні:	27,9	28,3	27,9
Амортизація:			
ПЛ – 2.0% від $K_{\text{пл}}$	11,1	11,4	10,9
ПС – 3.6% від $K_{\text{пс}}$	31,9	32,3	31,9
Сумарні відрахування на амортизацію:	43	43,7	42,9
Компенсація втрат електроенергії:			
В повітряних лініях	8,6	10	9,7
В трансформаторах (змінні)	3	3	3
В трансформаторах (постійні)	6,5	6,5	6,5
Сумарні витрати на компенсацію втрат електроенергії:	18,1	19,5	19,2
Сумарні витрати	89,2	91,5	89,9

В табл. 4.7 наведено результат розрахунку для трьох запропонованих варіантів схеми основні економічні показники.

Таблиця 4.7 – Економічні показники

Показники	Варіант		
	1	2	3
Норма дисконту, %	10		
Тариф на передачу і розподіл, коп	46		
Число годин використання максимуму навантаження, год	4500		
Найбільше навантаження, P_{\max} , МВт	82		
Дохід, млн. грн	169,74		
Балансовий прибуток, млн. грн	123,6	121,9	122,7
Податки, млн. грн	19,8	19,5	19,6
Чистий прибуток, млн. грн	103,8	102,4	103
Інтегральний ефект, млн. грн	27590,3	-5227,14	24792,7
Рентабельність, %	10	10	10
Строк окупності, років	9,8	10,04	9,83
Сумарні дисконтовані затрати, млн. грн	1902,4	1944,2	1905,4

Як бачимо з даних табл. 4.7 сумарні дисконтовані затрати для першого та третього варіанту схеми є майже однаковими. Порівняно меншим значенням характеризується перший варіант. Також в першому варіанті схеми найменше значення втрат активної енергії, а тому він є найбільш оптимальним до виконання.

4.5 Аналіз ринкових загроз та можливостей обраного варіанта

Здійснимо аналіз характеру зміни значення інтегрального ефекту при зміні вартості втрат активної енергії. Ціна на вході в мереж змінюється від 3 до 6 грн. Графік цієї залежності приведено на рис. 4.3.

Як бачимо з рис. 4.3 найбільш економічно вигідним є перший варіант схеми. Найгірші показники має третій варіант схеми.

В табл. 4.8 приведено SWOT-аналіз стартап-проекту спорудження розподільчої електричної мережі номінальною напругою 110 кВ.

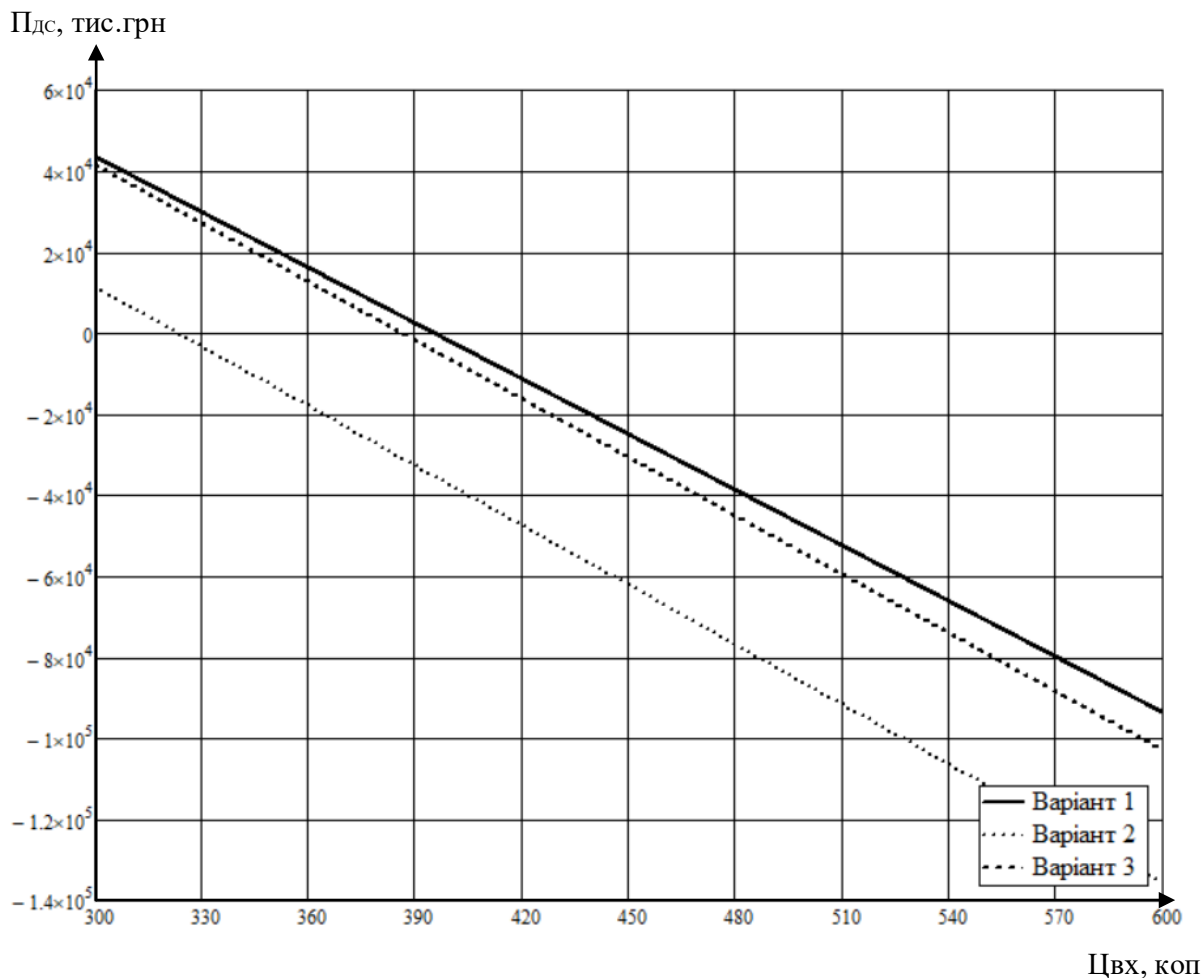


Рисунок 4.3 – Графік залежності інтегрального ефекту від вартості втрат електроенергії

Таблиця 4.8 – SWOT-аналіз

<p>Сильні сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> - порівняно із іншими варіантами найменші дисконтовані затрати; - найменше значення вартості електроенергії, при якому проект є економічно вигідним; - найменші втрати активної енергії 	<p>Слабкі сторони:</p> <ul style="list-style-type: none"> - порівняно з рештою варіантів відсутні
<p>Можливості:</p> <ul style="list-style-type: none"> - запроектована електромережі має пропускну здатність набагато більшу ніж необхідно наразі, що дозволяє в майбутньому без докорінних змін підключати нових споживачів 	<p>Загрози:</p> <ul style="list-style-type: none"> - встановлення урядом держави меншого за ринковий тарифу на передачу і розподіл електроенергії - фактична приєднана потужність буде меншою за прогнозовану; - ріст тарифу на купівлю електроенергії, що спричинить значно більші витрати

Висновки по розділу 4

1) Установлено для трьох запропонованих учасниками уявного тендеру варіантів конфігурації схеми електричної мережі, серед яких мій варіант під №1, технічні та економічні показники. Сумарні дисконтовані затрати для першого (мого) варіанту склали 1902,4 млн.грн, для другого варіанту – 1944,2 млн.грн, а для третього варіанту – 1905,4 млн.грн.

2) Строк окупності першого (мого) варіанту схеми склав 9,8 років, для другого варіанту схеми – 10,04 років, а для третього варіанту схеми – 9,83 років. Інтегральний ефект для першого (мого) варіанту схеми склав – 27590,3 млн.грн/рік, для другого варіанту схеми склав – 5227,14 млн.грн/рік, а для третього варіанту схеми – 24792,7 млн.грн./рік.

3) Значення втрати активної потужності в ЛЕП для першого варіанту схеми склали 0,9 МВт, для другого – 1,04 МВт, а для третього – 1 МВт.

4) Аналіз чутливості інтегрального ефекту до зміни вартості втрат електроенергії, показав, що найбільш вигідним є перший (мій) варіант схеми.

5 ВПРОВАДЖЕННЯ ІННОВАЦІЙНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

5.1 Існуючі проблеми розвитку інфраструктури для електромобілів

Стрімке поширення електромобілів призводить до низки проблем, що виходять за рамки самих транспортних засобів. Однією з найактуальніших є проблема навантаження на існуючі електричні мережі.

Оскільки все більше людей заряджають електромобілі, попит на електричну енергію різко зростає, часто випереджаючи можливості традиційних електричних мереж, що особливо проблематично для години пік, що може привести до потенційних відключень. Крім того, існуюча інфраструктура переважно працює на викопному паливі, що суперечить екологічним перевагам, що покликані запропонувати електромобілі.

Інший виклик полягає в неефективності традиційних методів виробництва електричної енергії. За оцінками Міністерства енергетики США, близько 60% енергії, яка використовується для виробництва електричної енергії, втрачається в процесі перетворення. Ця неефективність посилює навантаження на мережу та збільшує експлуатаційні витрати на зарядні станції для електромобілів. Ці витрати часто перекладаються на споживача, роблячи зарядку електромобілів дорогою та потенційно сповільнюючи темпи переходу на електромобілі.

Тому в останні роки в світі спостерігається тенденція відмови від традиційних джерел енергії та перехід на відновлювальні джерела.

Так само значними перешкодами є вартість та доступність. Встановлення традиційних зарядних станцій для електромобілів передбачає значні інвестиції в будівництво та підключення до електромережі. Цей фінансовий тягар може відлякувати потенційних операторів станцій, що призводить до зменшення кількості зарядних станцій та зниження їх доступності для власників електромобілів. Ситуація стає ще складнішою у віддалених або автономних місцях, де налагодження надійного електропостачання є логістично складним завданням.

До 2025 року кількість громадських зарядних станцій в Європі має збільшитися в чотири рази (рис. 5.1).

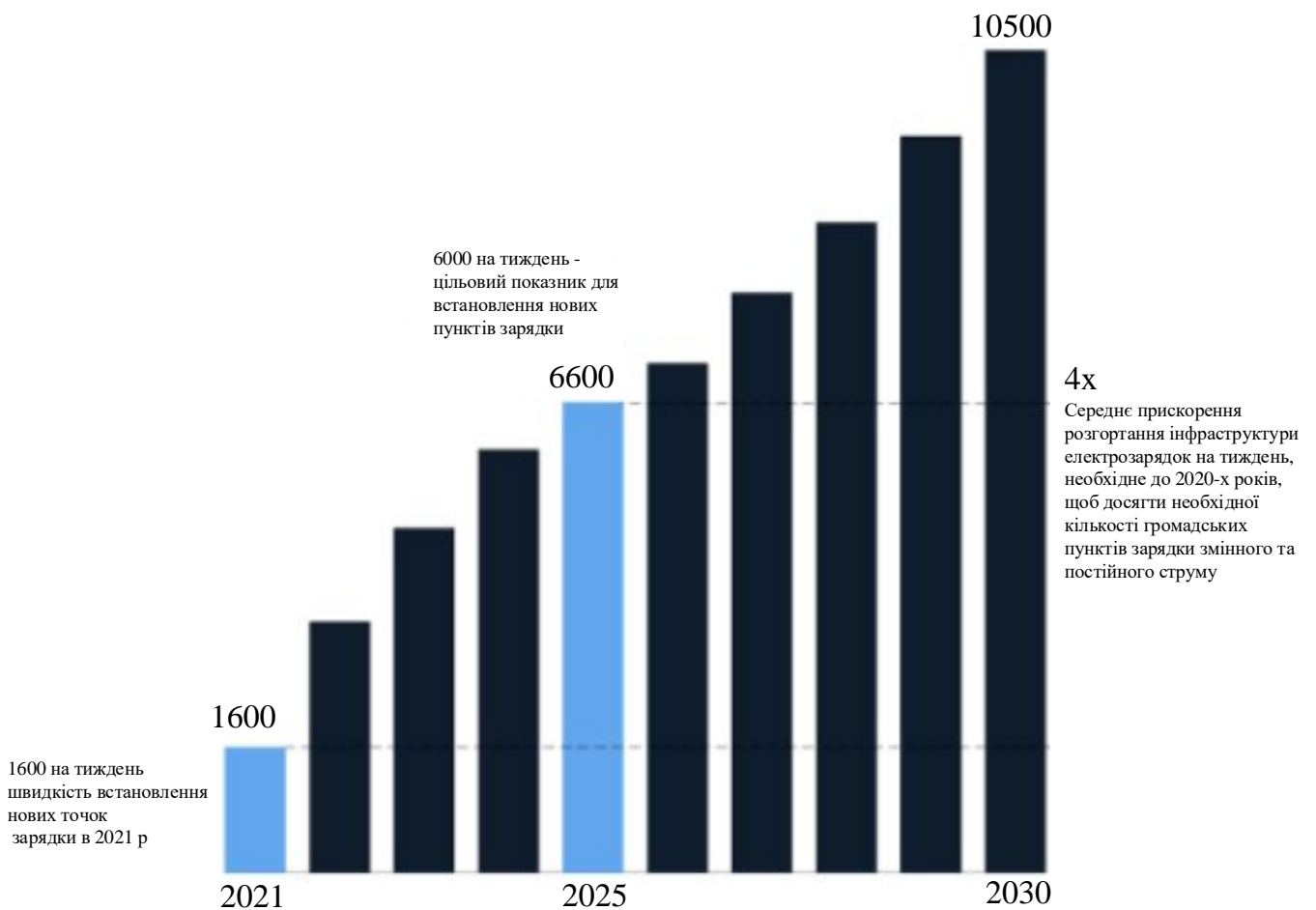


Рисунок 5.1 – Кількість установок громадський зарядних пунктів для електромобілів на тиждень в Європі

5.2 Вітряно-сонячна вежа

За своєю суттю, вітряно-сонячна вежа – це надшвидкий зарядний пристрій для електромобілів, що працює повністю на відновлюваній енергії, а саме на вертикальній вітровій турбіні та сонячних панелях. Ця автономна система безпосередньо вирішує проблему навантаження на мережу, працюючи незалежно від традиційних електромереж, тим самим зменшуючи навантаження на цю вже перевантажену інфраструктуру.

Зменшена модель Wind and Solar Tower була представлена на північноамериканському міжнародному автосалоні в Детройті. Розробником якої є нью-йоркський інженер і винахідник Джим Бардіа. Ідея винаходу виникла із мрії Бардіа про забезпечення чистою і надійною електроенергією фермерів глобального

Півдня або в будь-якого іншого автономного регіону світу. Наразі в світі 775 мільйонів людей досі не мають доступу до надійних джерел електронергії.

Безпосередній процес розроблення вежі Wind & Solar Tower почався в 2007 році. Аналізуючи відновлювані джерела енергії для ферми свого друга, Джим Бардіа, винахідник вежі, з'ясував, що місцеві вітроенергетичні потужності ніколи не стануть комерційно вигідними без залучення новітніх технологій. Він відчув можливості для вдосконалення та підвищення ефективності традиційної конструкції.

Основною філософією при розробці дизайну Wind & Solar Tower є міцність, зменшення тертя, надмірності та простота збірки та обслуговування.

Влучно названа і розумно спроектована вітряно-сонячна вежа поєднує в собі переваги вітрових турбін і сонячних панелей, створюючи одну відносно компактну систему, яка видає велику потужність. Цей генератор складається з вертикальної турбіни, яка обертається незалежно від напрямку вітру, а також самоочищувальної сонячної панелі, розташованої зверху. На відміну від звичайних турбін, ця може виробляти електроенергію при швидкості вітру 8 км/год проти 42 км/год, і здатна витримувати пориви до 121 км/год.

Пориви вітру є звичайним явищем, але стабільний вітер набагато складніше отримати, тому наявність коробки передач як частини цієї системи забезпечує набагато більшу гнучкість. При більшій швидкості вітру трансмісія може перемикатися на вищу передачу, щоб утримувати швидкість турбіни під контролем, виробляючи при цьому більше електроенергії за рахунок швидшого обертання генератора. Коли вітер слабшає, коробка передач може перемикатися на нижче передавальне число, дозволяючи турбіні обертатися легше.

Wind and Solar Tower поєднує в собі вертикально-осьову вітрову турбіну, яка перевернута на 90 градусів на відміну від звичних вітряків з горизонтальною віссю та сонячні панелі, які прикріплені до крила турбіни. Цей тип орієнтації забезпечує постійне спрямування турбіни за напрямком вітру, на відміну від вітряків, які необхідно повертати під час зміни напрямку вітру. Горизонтальні машини на відміну від вертикальної не можуть застосовувати пориви вітру, що призводить до помітних втрат кінетичної енергії.

Запатентована "levitation hub" була запозичена у потягів на магнітній подушці, інтегруючи постійні магніти, щоб практично усунути статичні і динамічні навантаження. Блок крила плаває та обертається з майже відсутнім тертям. Коли сила вітру зменшується, супутній ефект маховика здатен довше підтримувати обертання турбіни. В конструкції вежі передбачено повітряний проміжок, і вся вага тисне на верхівку вежі, ніби гігантський упорний підшипник на вершині.

Сонячні панелі інтегровані із радіальними вентиляторами для здійснення охолодження нижньої частини електричних елементів. Їх нахилена поверхня може відводити ранкову росу, щоб запобігти потраплянню бруду та різко зменшити необхідність в поточному технічному обслуговуванні. Функція самоочищення підвищує електричну продуктивність вежі на 38 відсотків.

Турбінний агрегат з'єднується із приводним валом через послідовну трансмісію, з вісьмома степенями, та приводить в дію генератор із заявленим ККД 92,3 %. Ця трансмісія із цифровим управлінням допомагає вежі виробляти електричну енергію при швидкості вітру до 8 кілометрів на годину, а також продовжує працювати при швидкості вітру до 121 км/год.

Вежа має запатентовану модульну архітектуру, що збирається подібно до конструктора Lego. Ця модульність також дає змогу розміщувати ключові елементи всередині вежі в легко замінних модулях "plug-and-play". Цей аспект конструкції вежі виключає клопітке технічне обслуговування в польових умовах, оскільки пошкоджений модуль можна просто демонтувати та повернути на завод для ремонту чи заміни.

На рис. 3.2 приведено запатентовану схему вітряно-сонячної вежі.

Висота Wind and Solar Tower має складати орієнтовно 24 метри, із 10-метровим ротором. Масштабована система може вмістити до 1 МВт акумуляторних батарей для зберігання електричної енергії, в ідеалі використовуючи батареї електромобілів, що були перероблені для повторного використання. Можливий варіант з діаметром 15 м або навіть удвічі більший. Перша виробнича модель, як очікується, буде орієнтовно 18 м заввишки та 13 м в діаметрі, що достатньо для розміщення близько 140 м² сонячних панелей на даху.

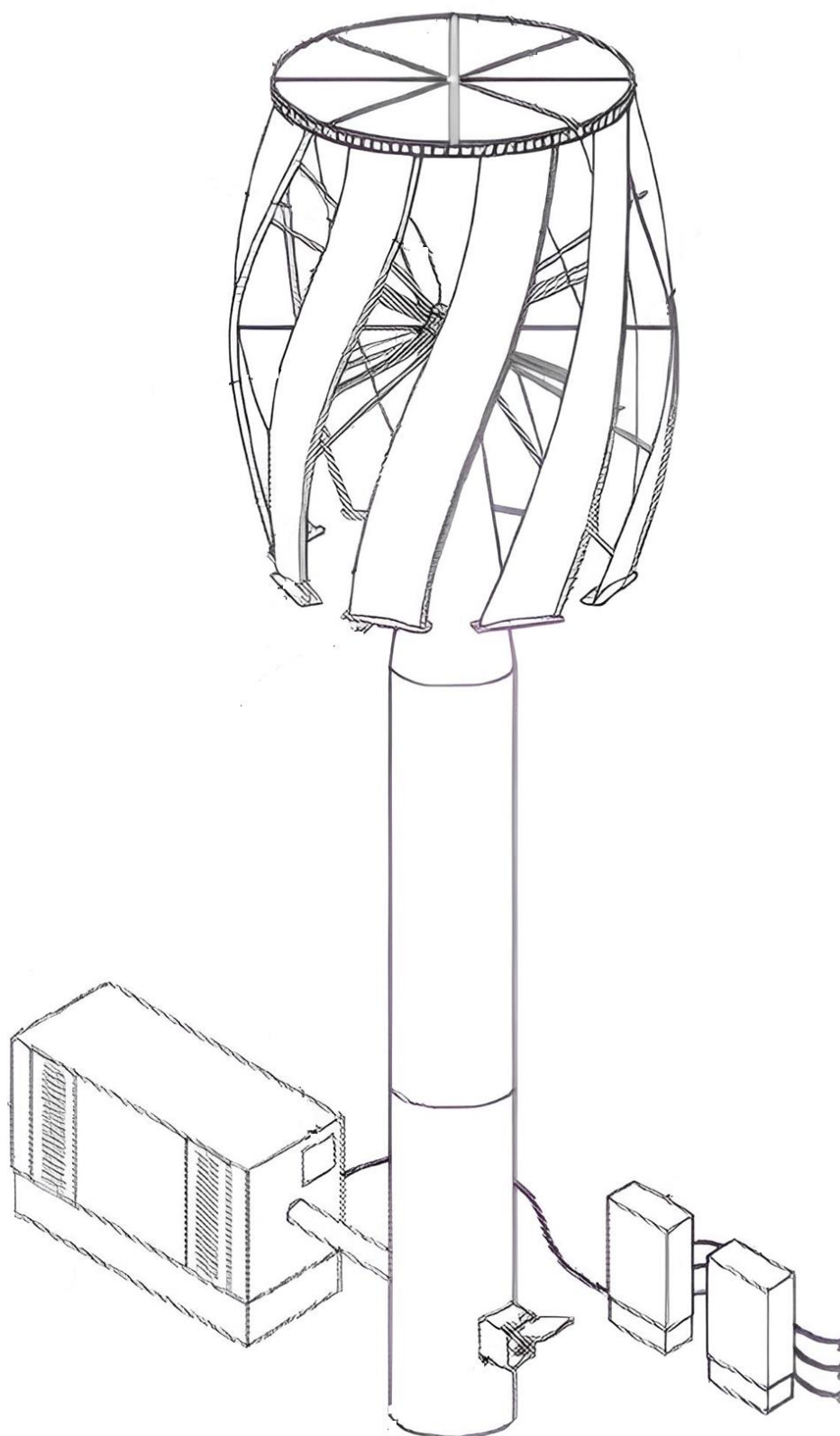


Рисунок 3.2 – Схема Wind & Solar Tower (Вітряно-сонячна вежа)

Вітер та сонячне світло разом можуть генерувати до 70 кВт безперервної електричної енергії, або орієнтовно 234 000 кВт·год на рік. Цього має бути достатньо, щоб дозволити електромобілям проїхати 1,3 мільйона кілометрів при типовому споживанні в близько 5,6 кілометрів на 1 кВт·год. Ця конструкція схожа на маленьку гібридну електростанцію із двома великими зарядними пристроями.

Wind and Solar Tower може заряджати до шести транспортних засобів одночасно та виробляти достатньо електричної енергії для заряджання понад 9 400 електромобілів на рік (при заряді 20 кВт) і все це із чистої та відновлюваної енергії.

Wind and Solar Tower може видавати заряд до 380 кВт, що є більшим, ніж навіть у найнадійнішій 800-вольтовій архітектурі, яку наразі можуть прийняти електромобілі, без приєднання до електричної мережі та без уїдливих запитань щодо вугілля чи інших джерел генерації на викопному паливі. Наразі практично кожен Вт доданої в електричну мережу відновлюваної потужності вимагає резервного живлення від викопного палива на випадок відсутності вітру або сонця. Вежі можуть зменшити цю потребу, та зробити це більш чисто і ефективно. Зі слів Бардіа є ще декілька аргументів щодо користі від прямої, не підключеної до мережі, зарядки:

- понад 60 відсотків електричної енергії в мережі наразі виробляється із вугілля, нафти та природного газу;

- електростанції є неефективними. За даними Міністерства енергетики США, понад 60 відсотків електричної енергії, яка застосовується для виробництва електроенергії, втрачається під час перетворення;

- сучасна швидка зарядка постійним струмом вимагає доволі великої кількості енергії за короткий проміжок часу. Потужність, яка необхідна для однієї зарядки Level-3, 480 В є еквівалентною навантаженню на мережу від 50 будинків на протязі часу зарядки.

В інших місцях, таких як міські і торгові центри чи коридори автомагістралей, вежі також можуть приєднуватися до електричної мережі для здійснення продажу додаткової електричної енергії. Така схема принесе ще одну ключову перевагу: завдяки повільному, але стабільному виробництву електроенергії, вежа могла б приєднуватися до мережі із однофазною напругою 240 В, що є доступною будь-де та

будь-коли, замість того, щоб платити за модернізацію та монтаж дорогого трифазного живлення 380 В.

Задовольняючи широкий спектр потреб клієнтів, вітрова та сонячна вежа є масштабованою, її можна пристосувати до конкретних місць. Ці вежі можуть бути встановлені на існуючих заправках, в університетах, в центрі міста або, зрештою, менші версії можуть бути запропоновані навіть для домашнього використання.

В одній з можливих версій Бардіа бачить вежу та навіс із шістьма зарядними кабінками та штекерами, орієнтовною ціною близько 80 000 доларів США за одну кабінку. І якщо наразі операторам станцій, як правило, потрібно платити за будівництво та дорогу електричної енергії з мережі, в тому числі жорсткі комунальні платежі за цілодобовий доступ до електричної енергії, яка швидко заряджає електромобілі, то власник вежі може платити тільки за станцію.

Wind and Solar Tower здатна виробляти електричну енергію всього за 4 центи США за 1 кВт·год, що дозволяє власникам пропонувати порівняно низькі ціни або навіть безкоштовну зарядку для залучення придорожніх клієнтів. Оскільки, скажімо, Electrify America стягує із водіїв до 48 центів за 1 кВт·год за зарядку Level-3, то різниця між 4 та 48 центами США може стати вигідним бізнес-кейсом та зробити зарядку електромобіля більш легкою справою.

Вітряно-сонячна вежа не є панацеєю від усіх проблем із зарядкою електромобілів у світі, але це величезний крок у правильному напрямку. Коли електромобіль заряджається від мережі, то він забруднює атмосферу, не так сильно, як легковий автомобіль або вантажівка з ДВЗ, але здебільшого це лише на 60% краще, ніж двигун внутрішнього згоряння. Відновлювана енергія є ключовим фактором для того, щоб зробити революцію електромобілів екологічно чистою, і вітряно-сонячна вежа може зіграти у цьому велику роль.

Оскільки кількість електромобілів продовжує зростати, проблеми, пов'язані із допоміжною інфраструктурою, стають все більш очевидними. На шляху до широкого розповсюдження електромобілів є чимало перешкод - від перенапруги в електромережах та неефективності використання енергії до надмірних витрат і обмеженої доступності. Однак інноваційні рішення, такі як вітряно-сонячна вежа

Джима Бардіа, дають змогу зазирнути у більш стійке та ефективне майбутнє інфраструктури зарядних станцій для електромобілів. З такими рішеннями майбутнє електромобілів виглядає багатообіцяючим і набагато більш стійким.

Висновки по розділу 5

1) Аналіз інноваційної електроустановки що працює на відновлювальних джерелах енергії Wind and Solar Tower, показав що вона може забезпечити зарядку електромобілів без підключення до вже існуючих мереж централізованого електропостачання, що дозволить розвантажити існуючу електричну мережу.

2) Wind and Solar Tower працює на відновлювальних джерелах енергії, в результаті чого зменшиться шкода для навколишнього середовища.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В дисертаційній роботі розглянуто та вирішено актуальне питання синтезу електромережі номінальною напругою 110 кВ та досліджено питання впровадження інноваційних електростанцій.

Підсумком виконання цієї дисертаційної роботи є такі результати:

1) Аналіз п'яти варіантів конфігурації схеми електричної мережі номінальною напругою 110 кВ дозволив обрати три найбільш доречні варіанти, а саме варіант №1, №2 та №3. Критеріями порівняння є мінімум кількості вимикачів 110 кВ та сумарної довжини ліній електропередавання. Для реалізації кожного варіанта необхідно 39 вимикачів. В першому варіанті схеми необхідно побудувати 250 км одноколових ПЛ, у другому варіанті схеми – 258 км одноколових ПЛ, а у третьому варіанті схеми – 252 км одноколових ПЛ. Згідно розрахунків обрано перерізи проводів для ліній електропередавання та силові трансформатори для восьми підстанцій 110 кВ. Для обраного варіанту схеми мережі здійснено розрахунок режимних параметрів при максимальних навантаженнях та в післяаварійному режимі. Втрати потужності при максимальних навантаженнях склали 1,48–2,58 МВА, а в післяаварійному режимі – 3,17–6,62 МВА. Найменше значення рівня напруги в післяаварійному режимі буде у пункті 8 та складе 106,14 кВ. Струмові навантаження на всіх лініях в обох режимах не перевищують допустимі значення. Для забезпечення на стороні НН підстанцій бажаного рівня напруги на рівні 10,5 кВ, а на стороні СН – 38,5 кВ обрано положення регульовальних відгалужень РПН та ПБЗ при максимальних навантаженнях та в післяаварійному режимі.

2) Для ПС 110/35/10 обрано схеми головних з'єднань. Для ВРП-110 кВ вибрано схему 110-3, для ВРП-35 кВ – 35-5, а для ЗРП-10 кВ – 10-5. Обчислено струми КЗ на стороні 110, 35 та 10 кВ. Максимальні значення у всіх випадках є для трифазного КЗ та складають: сторона 110 кВ – 6,01 кА, сторона 35 кВ – 4,43 кА та сторона 10 кВ – 9,99 кА. Обрано електричні апарати для монтажу на ПС. Всі апарати перевірено на динамічну та термічну стійкість. Вимірювальні трансформатори додатково перевірено на допустимість вторинного навантаження. Як джерело постійного

оперативного струму обрано акумуляторну батарею, а джерелом змінного струму трансформатори власних потреб та трансформатори струму. Блискавкозахист підстанції здійснено за допомогою 7 блискавковідводів висотою 18 м, які розміщені на порталах. Ці блискавковідводи захищають вимикачі висотою 5,2 м, портали висотою 11,4 м та силові трансформатори висотою 6,5 м. Обчислено параметри захисного заземлення ПС. Обрано до встановлення 108 вертикальних заземлювачів висотою 2 м та діаметром 16 мм. Як горизонтальний заземлювач обрано сталеву смугу розміром 4×40 мм. Результуючий опір захисного заземлення склав 0,32 Ом.

3) Для резервного захисту ПЛ-110 кВ обрано пристрій REF615. Як резервний обрано направлений максимальний струмовий захист. Здійснено розрахунок уставок спрацювання направленої струмової захисту. Уставка спрацювання направленої МСЗ склала 2034 А, а направленої струмової відсічки 5400 А.

4) Установлено для трьох запропонованих варіантів конфігурації схеми електричної мережі технічні та економічні показники. Сумарні дисконтовані затрати для першого варіанту склали 1902,4 млн.грн, для другого варіанту – 1944,2 млн.грн, а для третього варіанту – 1905,4 млн.грн. Строк окупності першого варіанту схеми склав 9,8 років, для другого варіанту схеми – 10,04 років, а для третього варіанту схеми – 9,83 років. Інтегральний ефект для першого варіанту схеми склав – 27590,3 млн.грн/рік, для другого варіанту схеми склав – 5227,14 млн.грн/рік, а для третього варіанту схеми – 24792,7 млн.грн./рік. Значення втрати активної потужності в ЛЕП для першого варіанту схеми склали 0,9 МВт, для другого – 1,04 МВт, а для третього – 1 МВт. Аналіз чутливості інтегрального ефекту до зміни вартості втрат електроенергії, показав, що найбільш вигідним є перший (мій) варіант схеми.

5) Аналіз інноваційної електроустановки що працює на відновлювальних джерелах енергії Wind and Solar Tower, показав що вона може забезпечити зарядку електромобілів без підключення до вже існуючих мереж централізованого електропостачання, що дозволить розвантажити існуючу електричну мережу. Wind and Solar Tower працює на відновлювальних джерелах енергії, в результаті чого зменшиться шкода для навколишнього середовища.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кирик В. В. Электричні системи та мережі та системи. Режимы роботи розімкнених мереж [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології” / Уклад. В.В.Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.-130с.
2. Кирик В. В. Электричні мережі та системи. Режимы работы розімкнених мереж. = Electrical power networks and systems. Operation modes of open networks: навч. Посіб./ В.В. Кирик, Т.Б. Маслова. – Київ : НТУУ «КПІ», 2015. – 256с. – ISBN 978-966-622-737-2
3. Кирик В. В. Электричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.– ISBN 978-966-990-031-9
4. Электричні мережі та системи [Електронний ресурс]: Розрахунково-графічна робота для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електричні системи і мережі» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: В. В. Кирик– Електронні текстові дані (1 файл: 0,395 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 23 с.
5. Электричні мережі та системи [Електронний ресурс]: Лабораторний практикум для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електричні системи і мережі» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: В. В. Кирик, В. А. Халіков, В. І. Моссаковський – Електронні текстові дані (1 файл: 3,368 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 31с.
6. Электричні мережі та системи [Електронний ресурс]: Збірник тестових завдання до МКР для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електричні системи і мережі» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: В.В. Кирик. – Електронні текстові дані (1 файл: 0,432 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 40 с.
7. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
8. Наклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Моск-ва: Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

9. Дмитерко О.О. Релейний захист електричних мереж розрахунок параметрів спрацювання захистів за струмом електричних мереж 6-35 кВ: Збірник задач і вправ. Начальний посібник. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022.

10. Районні електричні мережі: Метод. Вказівки до викон. дипломного проекту освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напрямку підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський. – К.: НТУУ «КПІ», 2007.- 100 с

11. About the WST. Електронний ресурс. Режим доступу:
<https://windandsolartower.com/about/>

ДОДАТОК А
РЕЗУЛЬТАТИ ПЕРЕВІРКИ ДИСЕРТАЦІЇ НА ПЛАГІАТ



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

ID перевірки:
1016048908

Дата перевірки:
08.01.2024 15:31:30 EET

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
08.01.2024 16:34:23 EET

ID користувача:
100006981

Назва документа: Кльоз Вадим Олександрович

Кількість сторінок: 103 Кількість слів: 20917 Кількість символів: 131419 Розмір файлу: 3.52 MB ID файлу: 1015748835

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

25.9%
Схожість

Найбільша схожість: 10.5% з джерелом з Бібліотеки (ID файлу: 1013066190)

14.9% Джерела з Інтернету

347

Сторінка 105

23.4% Джерела з Бібліотеки

436

Сторінка 115

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнене

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнене

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи

259

Підозріле форматування

27
сторінок