

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ҐЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«РОЗРОБКА РАЙОННОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ З ВІДПАЙКОВОЮ
ПІДСТАНЦІЄЮ ТА АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЇЇ РОБОТИ»**

Виконав: студент IV курсу

групи Ен – 613 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

_____ Кречик С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник: _____ Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ Сиротюк С. В.
(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ЗАОЧНОЇ
ТА ПІСЛЯДИПЛОМНОЇ ОСВІТИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Кречіку Серафиму Володимировичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка районної електричної мережі з відпайковою підстанцією та аналіз режимів її роботи»

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 887 / к - с від 30.12.2024 р.

2. Строк подання студентом роботи 08.12.2025 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1 Вибір ескізу мережі на основі натуральних показників

2 Розробка електричної мережі та підстанції

3 Розрахунок та аналіз режимів роботи мережі

4 Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5 Техніко-економічні обчислення розроблюваної мережі

Висновки

Перелік джерел посилання

Додатки

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 30.12.2024 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Здійснення аналізу балансу потужності розроблюваної електричної мережі	30.12.2024 – 27.02.2025	
2	Здійснення розробки електричної мережі та підстанції	2.03.2025 – 2.05.2025	
3	Здійснення аналізу режимів роботи мережі та покращання їх координат	5.05.2025 – 11.07.2025	
4	Розробка логіко імітаційної моделі процесу виникнення травми при обслуговуванні лінії електропередачі	14.07.2025 – 17.10.2025	
5	Здійснення техніко-економічної оцінки	20.10.2025 – 7.11.2025	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	10.11.2025 – 28.11.2025	
7	Завершення роботи в цілому	1.12.2025 – 8.12.2025	

Студент

Кречик С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.311.1:2

Кречик С. В. Розробка районної електричної мережі з відпайковою підстанцією та аналіз режимів її роботи. Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій імені С. З. Гжицького, 2025 р. 59 с. текстової частини, 16 таблиць, 18 рисунків, 24 джерела.

У кваліфікаційній роботі розглянуто питання проєктування та аналізу режимів роботи районної електричної мережі класу напруги 220 кВ. Здійснено розрахунок балансів активної та реактивної потужності, визначено потребу в компенсуючих пристроях. Розроблено кілька варіантів топології мережі, здійснено техніко-економічне порівняння та обґрунтовано вибір оптимального варіанта. Змодельовано усталені та післяаварійні режими, побудовано еквівалентну схему заміщення і визначено положення РПН трансформаторів. Проаналізовано заходи з охорони праці та дій у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації ЛЕП. Виконано техніко-економічні розрахунки капіталовкладень і приведених витрат на будівництво електричної мережі.

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, ПОТІК ПОТУЖНОСТІ, КОМПЕНСУЮЧІ ПРИСТРОЇ, ПІДСТАНЦІЯ, ТРАНСФОРМАТОР, СХЕМА ЗАМІЩЕННЯ, РЕЖИМ РОБОТИ, ВТРАТИ НАПРУГИ, ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ АНАЛІЗ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ВИБІР ЕСКІЗУ МЕРЕЖІ НА ОСНОВІ НАТУРАЛЬНИХ ПОКАЗНИКІВ	9
1.1 Вихідні дані.....	9
1.2 Аналіз балансів активної та реактивної потужностей.....	10
1.3 Визначення сумарної потужності компенсуючих пристроїв та розрахункових навантажень підстанцій.....	12
2 РОЗРОБКА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА ПІДСТАНЦІЇ.....	14
2.1 Розробка варіантів конфігурацій схем мережі.....	14
2.2 Розрахунок поточкорозподілу та номінального класу напруги.....	16
2.3 Порівняльний аналіз ескізів схем електричної мережі.....	20
2.4 Розробка електричної підстанції.....	24
2.4.1 Вибір силових трансформаторів.....	24
2.4.2 Вибір схеми розподільчих пристроїв.....	26
3 РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	28
3.1 Укладання еквівалентної схеми заміщення електричної мережі....	28
3.2 Розрахунок ustalених режимів та аналіз отриманих результатів...	31
3.3 Вибір відгалужень РПН трансформаторів.....	33
3.4 Аналіз режимів роботи розроблюваної мережі.....	38
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.	41
4.1 Вплив стану нейтралі мережі та опору ізоляції на рівень безпеки..	41
4.2 Модель формування та виникнення виробничих небезпек під час обслуговування лінії електропередачі.....	44
4.3 Заходи безпеки у надзвичайних ситуаціях.....	47
4.3.1 Класифікація надзвичайних ситуацій за швидкістю поши- рення небезпеки.....	47
4.3.2 Евакуаційні заходи.....	47
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ОБЧИСЛЕННЯ РОЗРОБЛЮВАНОЇ МЕРЕЖІ..	49
5.1 Обчислення капіталовкладень для будівництва ЛЕП.....	49

5.2 Розрахунок приведених затрат на будівництво мережі.....	52
ВИСНОВКИ.....	53
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	54
ДОДАТКИ.....	56
Додаток А Вибір комутаційної та вимірювальної апаратури проекто- ваної підстанції.....	56
А.1 Вибір вимикачів.....	56
А.2 Вибір роз'єднувачів.....	57
А.3 Вибір струмоведучих частин.....	58
А.4 Вибір трансформаторів струму.....	58
А.5 Вибір трансформаторів напруги.....	59
А.6 Вибір трансформатора власних потреб.....	59

ВСТУП

Районні електричні мережі відіграють ключову роль у забезпеченні зв'язку між джерелами генерації та споживачами електричної енергії. Саме тому до районних електричних мереж висувається низка вимог, спрямованих на забезпечення стабільного функціонування як енергоблоків на електростанціях, так і електроприймачів споживачів [1].

Одним із визначальних показників ефективності функціонування районних електричних мереж є техніко-економічні характеристики та досягнення оптимального режиму її роботи. Детермінування комплексу заходів, потрібних для забезпечення такого режиму в умовах експлуатації наявної мережі, є надзвичайно складним завданням. Проте на етапі проєктування його реалізація значно спрощується завдяки можливості оперативного впровадження як технічних, так і організаційних рішень.

З огляду на тривалі строки експлуатації мереж, важливо впроваджувати сучасні підходи, спрямовані на підтримку високих показників надійності та ефективності. Одним із таких ефективних рішень є використання номінальної напруги 220 кВ, що дає змогу істотно підвищити передану потужність, зменшити втрати напруги та потужності тощо.

Розрахунок та аналіз функціонування проєктованої районної мережі дає змогу виявити проблемні ділянки мережі, усунення яких є необхідним для забезпечення її нормального режиму роботи [2].

Важливу функцію у структурі районних електричних мереж відіграють підстанції, які забезпечують безпосередній зв'язок між джерелами живлення та споживачами шляхом трансформації напруги. Аналогічно до самої мережі, до підстанцій також висуваються підвищені вимоги, а тому їх проєктування має здійснюватися з урахуванням забезпечення надійності навіть у випадку складних аварійних ситуацій.

Для ефективного розв'язання вказаних завдань необхідне застосування знань, здобутих у межах профільних навчальних дисциплін, а також викори-

стання науково-методичного досвіду, накопиченого у навчальній літературі. Не менш важливо, щоб усі проєктні рішення відповідали вимогам чинної нормативно-технічної документації та стандартів НЕК «Укренерго».

Метою кваліфікаційної роботи є розроблення та аналіз режимів роботи районної електричної мережі напругою 220 кВ з урахуванням технічних, економічних та експлуатаційних показників для забезпечення надійного електропостачання споживачів II категорії.

Завдання для досягнення мети:

- здійснити аналіз вихідних даних та сформулювати ескізні варіанти електричної мережі;
- здійснити розрахунок балансів активної та реактивної потужності;
- розробити топологічні схеми мережі та виконати розрахунок поточного розподілу потужності;
- здійснити порівняльний аналіз варіантів мережі за техніко-економічними критеріями:
- вибрати та обґрунтувати типи силових трансформаторів та розподільчих пристроїв підстанцій;
- проаналізувати післяаварійні режими та визначити потребу в додаткових заходах компенсації;
- оцінити рівень безпеки при експлуатації мережі та розробити заходи у надзвичайних ситуаціях;
- здійснити техніко-економічне обґрунтування проєктного рішення.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є районна електрична мережа класу високої напруги 220 кВ, що забезпечує електропостачання групи споживачів II категорії.

Предметом кваліфікаційної роботи є методи проєктування та аналізу режимів роботи електричної мережі, включаючи вибір її конфігурації, силового та компенсаційного обладнання, а також моделювання електричних режимів у нормальних і післяаварійних умовах.

1 ВИБІР ЕСКІЗУ МЕРЕЖІ НА ОСНОВІ НАТУРАЛЬНИХ ПОКАЗНИКІВ

1.1 Вихідні дані

На рис. 1.1 зображено структурну схему розміщення ключових елементів районної електричної мережі, яка розглядається у межах кваліфікаційної роботи. У таблиці 1.1 наведено початкові параметри для джерел електроживлення та споживачів цієї мережі.

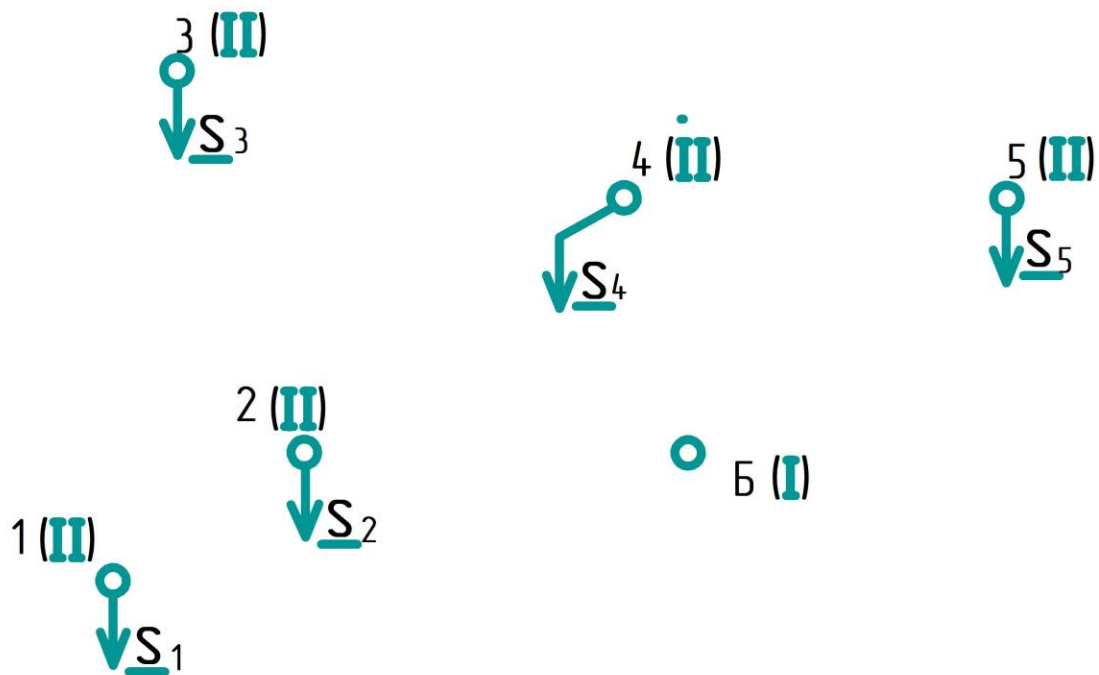


Рисунок 1.1 – Схема основних вузлів фрагмента електричної мережі

Таблиця 1.1 – Вихідні дані для розробки фрагмента електричної мережі

Назва	Значення					
	БВ	ПС1	ПС2	ПС3	ПС4	ПС5
P_{max} , МВт	–	80	110	70	100	60
$\cos \varphi$	–	0,85	0,85	0,8	0,93	0,93
x , см	9,5	5,0	6,5	5,5	9,0	12
y , см	13	12	13	16	15	15
Категорія ЕП	I	II	II	II	II	III

Мінімальне навантаження мережі становить 60 % від максимальної величини, зазначеної у таблиці. Тривалість функціонування при максимальному навантаженні складає $T_{max} = 6400$ годин. Ситуаційна схема районної електромережі наведена в таблиці 1.1, де масштаб прийнято як 1 см = 50 км. На шинах

підстанції ПС3, значення струмів короткого замикання становлять: для високої сторони – $I_{K1}^{(3)} = 1,956$ кА, а для низької – $I_{K2}^{(3)} = 23,345$ кА.

Виходячи із наданих початкових даних, слід здійснити аналіз балансу потужності для розроблюваної електричної мережі. На основі натуральних (фізичних) показників потрібно обґрунтувати вибір оптимального варіанта її структурної схеми, а також виконати техніко-економічне обґрунтування прийнятого рішення щодо конфігурації мережі [3].

1.2 Аналіз балансів активної та реактивної потужностей

Розрахунок балансу потужностей здійснюємо виключно для режиму максимального навантаження, при цьому передбачається, що усі споживачі мережі одночасно споживають свої пікові потужності. У такому режимі джерела електропостачання повинні забезпечити покриття загального навантаження усіх увімкнених споживачів [4]. На цьому етапі обчислимо загальну потужність усіх підстанцій:

$$P_{ПС} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5; \quad (1.1)$$

$$P_{ПС} = 80 + 110 + 70 + 100 + 60 = 420 \text{ МВт.}$$

Сукупні втрати активної потужності у трансформаторах та повітряних лініях електропередачі приймаються на рівні 7 % від загального значення активної потужності, що припадає на всі підстанції:

$$\Delta P_{T\Sigma} + \Delta P_{W\Sigma} = 0,07 \cdot P_{ПС}; \quad (1.2)$$

$$\Delta P_{T\Sigma} + \Delta P_{W\Sigma} = 0,07 \cdot 420 = 29,4 \text{ МВт.}$$

Необхідний резерв активної потужності приймається орієнтовно на рівні 10 % від загальної активної потужності підстанцій:

$$P_{РЕЗ} = 0,1 \cdot P_{ПС} = 0,1 \cdot 420 = 42; \quad (1.3)$$

Розрахуємо значення небалансу активної потужності мережі:

$$P_{НБ} = P_{СТ} - P_{ДЖ}, \quad (1.4)$$

$$P_{НБ} = 0 - (420 + 29,4 + 42) = -491,4 \text{ МВт.}$$

З аналізу видно, що розроблювана електрична мережа має дефіцит активної потужності, оскільки значення $P_{НБ} < 0$. Відповідно, нестача потужності в системі буде компенсуватись за рахунок балансуєної електростанції [5].

Баланс реактивної потужності для мережі буде становити:

$$Q_{ДЖ} = Q_{КУ} \geq Q_{ПС\Sigma} + \Delta Q_T + Q_{РЕЗ\Sigma}. \quad (1.5)$$

Значення реактивної потужності, яке надходить від станції потрібно обчислити за небалансом активної потужності у мережі та коефіцієнтом потужності $\cos \varphi_{ДЖ} = 0,9 - 0,95$, видача якої запланована від шин.

$$Q_{ДЖ} = P_{НБ} \cdot tg \left(\arccos(\cos \varphi_{ДЖ}) \right) = 491,4 \cdot tg(\arccos 0,93) = 194,2 \text{ МВАр}. \quad (1.6)$$

Обчислимо реактивну потужність підстанції № 1.

$$Q_1 = P_1 \cdot tg(\arccos(\cos \varphi_1)) = 80,8 \cdot tg(\arccos 0,85) = 49,6 \text{ МВАр}. \quad (1.7)$$

Розрахунок реактивної потужності для решти підстанцій виконується за аналогічним підходом, а саме: $Q_2 = 68,2 \text{ МВАр}$, $Q_3 = 52,5 \text{ МВАр}$, $Q_4 = 39,5 \text{ МВАр}$, $Q_5 = 23,7 \text{ МВАр}$.

Розрахуємо сумарну реактивну потужність підстанцій:

$$Q_{ПС} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5; \quad (1.8)$$

$$Q_{ПС} = 49,6 + 68,2 + 52,5 + 39,5 + 23,7 = 233,5 \text{ МВАр}.$$

Розраховуємо втрати реактивної потужності у трансформаторах, які орієнтовно становлять 10 % від повної потужності споживаного навантаження:

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 0,1 \cdot S_{ПС\Sigma}; \quad (1.9)$$

$$\Delta Q_{T\Sigma} = 0,1 \cdot 480,5 = 48,05 \text{ МВАр},$$

де $S_{ПС\Sigma}$ – модуль повного сумарного навантаження усіх підстанцій.

Резерв реактивної потужності приймаємо на рівні 10 % від сумарного реактивного навантаження, яке припадає на усі підстанції мережі:

$$\Delta Q_{РЕЗ\Sigma} = 0,1 \cdot Q_{ПС\Sigma}; \quad (1.10)$$

$$\Delta Q_{РЕЗ\Sigma} = 0,1 \cdot 233,5 = 23,35 \text{ МВАр}.$$

Розраховуємо сумарне реактивне навантаження розроблюваної електричної мережі за формулою:

$$Q_H = Q_{ПС} + \Delta Q_{ТΣ} + Q_{PEЗ}; \quad (1.11)$$

$$Q_H = 233,5 + 23,35 + 48,05 = 304,9 \text{ МВАр.}$$

У нашому випадку вважаємо, що усі лінії розроблюваної електричної мережі працюють у режимі натуральної потужності. Відтак, можна прийняти, що втрати реактивної потужності у лініях дорівнюють генерованій в лініях реактивній потужності.

Обчислимо потужність компенсуючих пристроїв, які забезпечують баланс реактивної потужності:

$$Q_{KV} = \Delta Q_{HΣ} - Q_{ДЖ}; \quad (1.12)$$

$$Q_{KV} \geq 304,9 - 194,2 = 110,7 \text{ МВАр.}$$

1.3 Визначення сумарної потужності компенсуючих пристроїв та розрахункових навантажень підстанцій

Значення коефіцієнта потужності енергетичної системи під час передачі електроенергії повітряними лініями напругою 110 – 220 кВ у режимі максимальної розрахункової видачі активної потужності приймається рівним $\cos \varphi_{EC} = 0,95$. З урахуванням цього розрахуємо потрібну реактивну потужність компенсуючих пристроїв для першої підстанції:

$$Q_{KV1}^{PO3P} = P_1 \cdot \left[\operatorname{tg} \left(\arccos(\cos \varphi_1) \right) - \operatorname{tg} \left(\arccos(\cos \varphi_{EC}) \right) \right]; \quad (1.11)$$

$$Q_{KV1}^{PO3P} = 80 \cdot \left[\operatorname{tg} \left(\arccos(0,85) \right) - \operatorname{tg} \left(\arccos(0,95) \right) \right] = 23,3 \text{ МВАр.}$$

Для решти підстанцій реактивна потужність компенсуючих пристроїв розраховується за аналогічною методикою, як і для першої. Отримані результати представлено у таблиці 1.2. Виходячи з розрахованих значень необхідної потужності компенсаційних установок, здійснюється підбір відповідних конденсаторних установок за каталогом [6]. З урахуванням можливості вста-

новлення на підстанціях двох трансформаторів із розщепленими обмотками, кількість компенсуючих пристроїв обирається кратною чотирьом. Результати вибору компенсаційних установок представлено у таблиці 1.3.

Таблиця 1.2 – Результати розрахунку необхідної потужності компенсуючих пристроїв

№ ПС	P , МВт	$\cos \varphi$	Q_{KV}^{PO3P} , МВАр
1	80	0,85	23,3
2	110	0,85	32
3	70	0,8	29,5
4	100	0,93	6,65
5	60	0,93	3,99

Таблиця 1.3 – Результати вибору компенсаційних установок

№ ПС	Q_{KV}^{PO3P} , МВАр	Тип конденсаторних установок	$U_{НОМ}^{KV}$, МВАр	Q_{KV} , МВАр	К-сть, шт	$Q_{KV \Sigma}^{PO3P}$, МВАр
1	23,3	УКРМ1-10,5-3150-450К	10,5	3,15	8	25,2
2	32	УКРМ1-10,5-4050-450К	10,5	4,05	8	32,4
3	29,5	УКРМ1-10,5-4050-450К	10,5	4,05	8	32,4
4	6,65	УКРМ1-10,5-1800-450К	10,5	1,8	4	7,2
5	3,99	УКРМ1-10,5-1000-200К	10,5	1,0	4	4,0

Визначимо розрахункову потужність першої підстанції з урахуванням установлених компенсуючих пристроїв:

$$S_{ПС1}^{PO3P} = P_1 + j(Q_1 - Q_{KV1}^{PO3P}) = 80 + j(49,6 - 25,2) = 80 + j24 = 83.64e^{j16.9^\circ} \text{ МВА}; (1.12)$$

Для інших підстанцій розрахункова потужність розраховується аналогічно, тому результати розрахунків зводимо до таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати розрахунків повної потужності

№ ПС	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр	Сумарна потужність КУ, МВАр	Розрахункова потужність
1	80	49,6	25,2	$80+j24.4$
2	110	68.2	32.4	$110+j35.8$
3	70	52.5	32.4	$70+j20.1$
4	100	39.5	7.2	$100+j32.3$
5	60	23.7	4	$60+j19.7$

2 РОЗРОБКА ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ ТА ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Розробка варіантів конфігурацій схем мережі

Кожен із розроблених варіантів має забезпечувати надійне електропостачання споживачів II категорії за схемою із резервуванням повітряних ліній та силових трансформаторів для підстанцій №1, №2, №3, №4 та №5 [7].

Під час побудови ескізних топологічних схем електричних з'єднань було дотримано таких основних принципів:

- уникнення зустрічних потоків потужності у розроблюваній мережі;
- застосування радіально-магістральної або комбінованої конфігурації мережі;
- прокладання повітряних ліній від джерел живлення до центрів споживання максимально короткими трасами.

Відповідно до зазначених вимог було сформовано чотири варіанти топології електричної мережі, які зображені на рисунках 2.1 – 2.4.

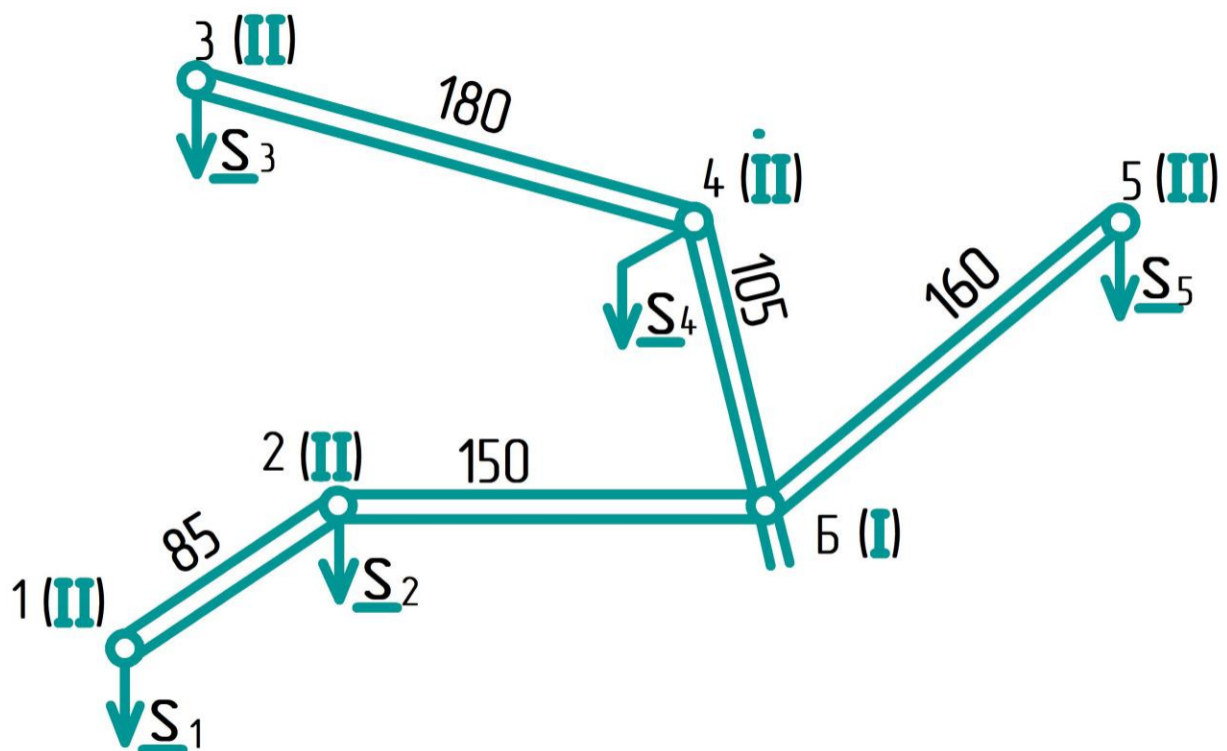


Рисунок 2.1 – Варіант топології схеми з'єднання електричної мережі № 1

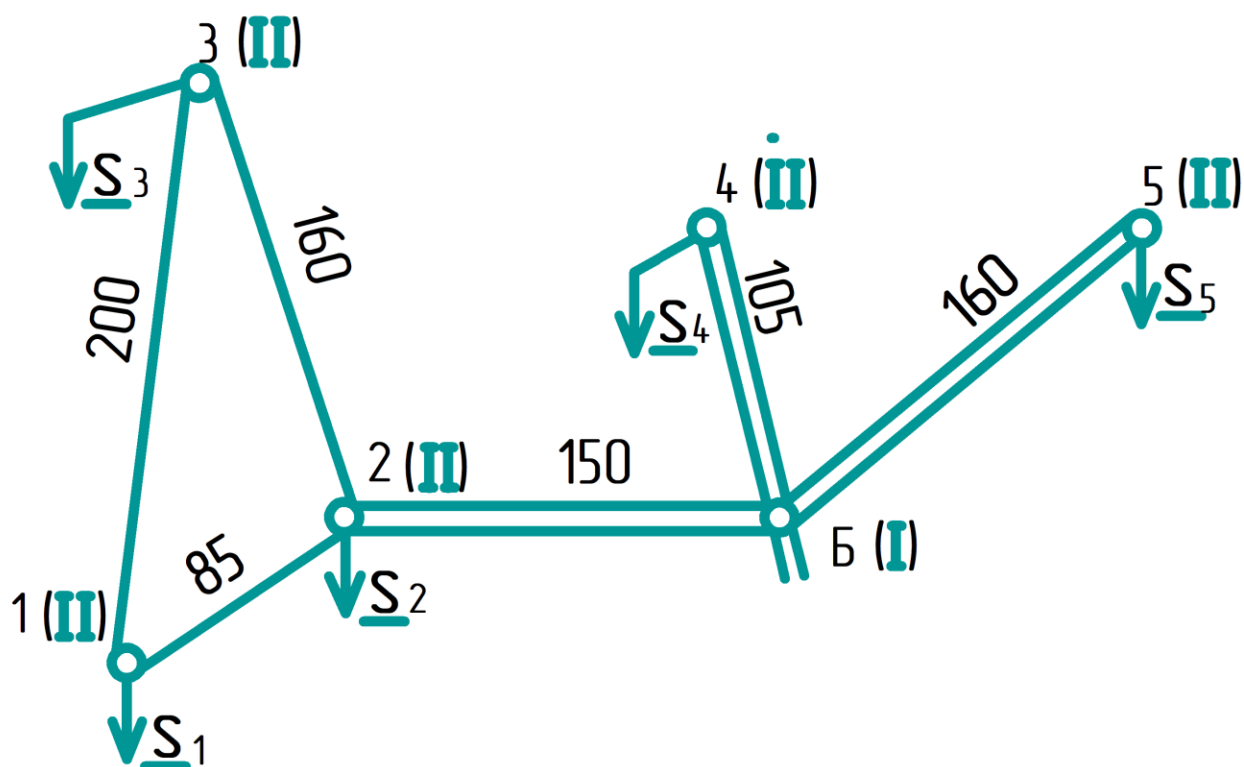


Рисунок 2.2 – Варіант топології схеми з'єднання електричної мережі № 2

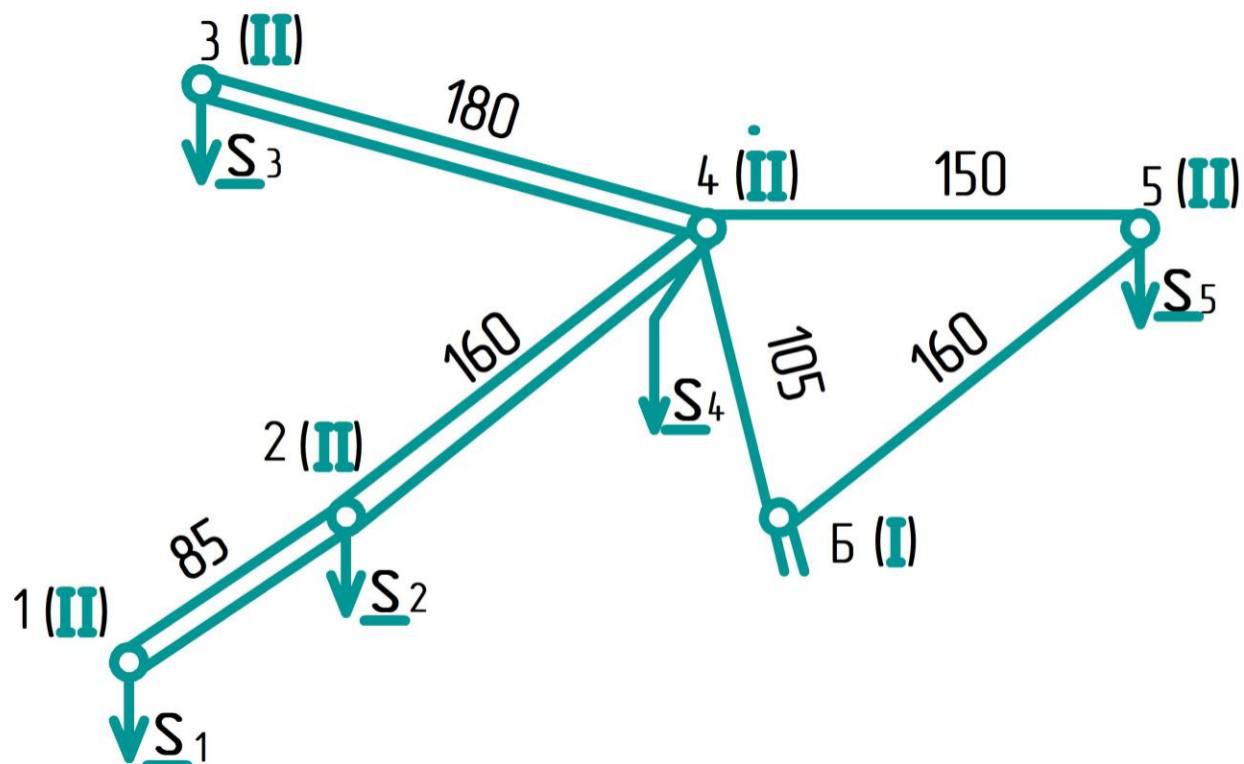


Рисунок 2.3 – Варіант топології схеми з'єднання електричної мережі № 3

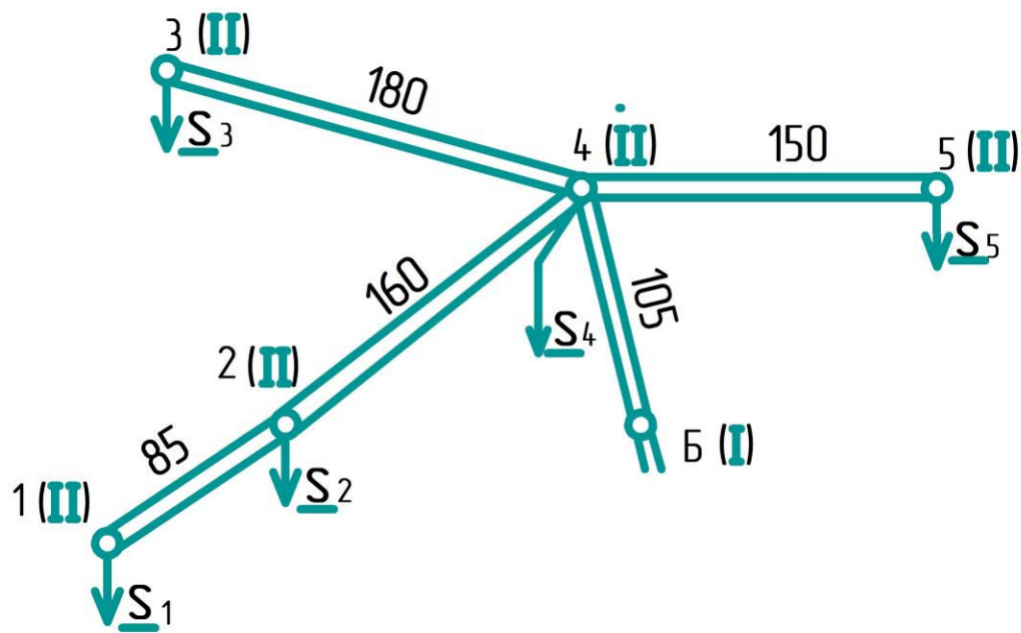


Рисунок 2.4 – Варіант топології схеми з'єднання електричної мережі № 4

2.2 Розрахунок поточкорозподілу та номінального класу напруги

Для коректного вибору номінальних напруг та перерізів проводів окремих ділянок електричної мережі необхідно попередньо виконати оцінку розподілу потоків потужності з урахуванням таких припущень [8]:

- навантаження у вузлах, розраховані після встановлення компенсуючих пристроїв, приймаються за розрахункові. При цьому втрати у трансформаторах підстанцій, а також ємнісна потужність ліній, приєднаних до вузлів, не враховуються;
- поточкорозподіл у мережі розраховується за умови постійної напруги у всіх вузлах, тобто без урахування втрат потужності, згідно з I законом Кірхгофа для потужностей;
- балансує станція здатна або генерувати будь-яку необхідну потужність для покриття потреб електричної мережі, або приймати надлишок потужності, що видається мережею;
- розрахунок поточкорозподілу для кожного з варіантів виконують в умовах максимальних навантажень на всіх підстанціях одночасно, а також для найбільш важкого післяаварійного режиму роботи.

Представимо розрахунок потокорозподілів та виберемо номінальну напругу для варіанту мережі №1.

Розрахуємо потоки потужності електричної мережі (рис. 2.1) [9]:

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}_1^{PO3P} = 80 + j24,4 = 83,64e^{j16,9^\circ} \text{ МВА}; \quad (2.1)$$

$$\underline{S}_{B2} = \underline{S}_{21} + \underline{S}_2^{PO3P} = 80 + j24,4 + 110 + j35,8 = 190 + j60,2 = 199e^{j17,5^\circ} \text{ МВА}; \quad (2.2)$$

$$\underline{S}_{43} = \underline{S}_3^{PO3P} = 70 + j20,1 = 72,8e^{j16,02^\circ} \text{ МВА}; \quad (2.3)$$

$$\underline{S}_{B4} = \underline{S}_{43} + \underline{S}_4^{PO3P} = 70 + j20,1 + 100 + j32,3 = 177e^{j16,41^\circ} \text{ МВА}; \quad (2.4)$$

$$\underline{S}_{B5} = \underline{S}_5^{PO3P} = 60 + j19,7 = 63,15e^{j18,18^\circ} \text{ МВА}, \quad (2.5)$$

де $\underline{S}_1^{PO3P}, \underline{S}_2^{PO3P}, \underline{S}_3^{PO3P}, \underline{S}_4^{PO3P}, \underline{S}_5^{PO3P}$ – розрахункові потужності підстанцій.

Розрахуємо значення номінальної напруги мережі за допомогою формули Стілла:

$$U_{ij}^{PO3P} = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{P_{ij}}{n_{ij}} \cdot l_{ij}}, \quad (2.6)$$

$$U_{21} = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{P_{21}}{n_{21}} \cdot l_{21}} = 16 \cdot \sqrt[4]{\frac{80}{2} \cdot 85} = 122,2 \text{ кВ},$$

де l_{21} – довжина та кількість паралельних ліній на ділянці 1–2 за схемою на рисунку 2.1; P_{21} – активна потужність на цій ділянці.

Для інших ділянок номінальну напругу розраховуємо за аналогічною методикою, результати представлено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Розраховані номінальні напруги ділянок мережі

Ділянка ЛЕП	Потік активної потужності на ділянці, МВт	Довжина ділянки, км	Кість паралельних контурів, шт	Розрахункова напруга лінії, кВ	Номінальна напруга ЛЕП, кВ
Б – 2	190	150	2	174	220
Б – 4	170	105	2	155	220
Б – 5	60	160	2	133	220
1 – 2	80	85	2	122	220
3 – 4	70	180	2	122	220

Середній питомий (погонний) опір для повітряної лінії електропередачі з номінальною напругою 220 кВ становить $\underline{Z}_0 = 0,2 + j0,4 \text{ Ом/км}$. Розрахує-

мо повний опір гілки та втрати напруги на ділянці 1 – 2 у нормальному режимі роботи при максимальному навантаженні:

$$\underline{Z}_{21} = \frac{\underline{Z}_0 \cdot l_{21}}{n_{21}}; \quad (2.7)$$

$$\underline{Z}_{Б4} = \frac{(0,1 + j0,4) \cdot 85}{2} = 4,25 + j17 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо втрати напруги на цих ділянках за формулою [10]:

$$\Delta U_{21}^{HM} = \frac{P_{21}^{HM} \cdot R_{21} + Q_{21}^{HM} \cdot X_{21}}{U_{НОМ}}; \quad (2.8)$$

$$\Delta U_{21}^{HM} = \frac{80 \cdot 4,25 + 24,4 \cdot 17}{220} = 3,43 \text{ кВ.}$$

Аналогічним чином здійснюються розрахунки опорів гілок та втрат напруги у нормальному режимі роботи при максимальному навантаженні для інших ділянок мережі. Отримані результати представлено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Опори гілок та втрати напруги у нормальному максимальному режимі ділянок електричної мережі

Ділянка ЛЕП	Б – 2	Б – 4	Б – 5	1 – 2	3 – 4
$\underline{Z}$, Ом	$7,5 + j30$	$5.25 + j21$	$8 + j32$	$4.25 + j17$	$9 + j36$
ΔU^{HM} , кВ	14.7	9.06	5.05	3.43	6.15

Виконаємо розрахунок сумарних втрат напруги для найбільш електрично віддаленої точки 1 у нормальному режимі роботи при максимальному навантаженні:

$$\Delta U_{\Sigma}^{HM} = \Delta U_{Б2}^{HM} + \Delta U_{21}^{HM}; \quad (2.9)$$

$$\Delta U_{\Sigma}^{HM} = 14,7 + 3,43 = 18,13 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{\Sigma\%}^{HM} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{HM}}{U_{НОМ}} \cdot 100\%; \quad (2.10)$$

$$\Delta U_{\Sigma\%}^{HM} = \frac{18,13}{110} \cdot 100\% = 8,24\% .$$

Одержане значення 8,24 % не перевищує 15 %, що вважається допустимим. Розрахуємо сумарні втрати напруги до найбільш електрично віддале-

ної точки 1 у післяаварійному режимі, припускаючи обрив однієї із фаз найбільш завантаженої лінії Б – 2 ($n_{12} = 1$). У такому випадку опір та втрати напруги на цій лінії зростуть у двічі: $\underline{Z}_{Б2} = 15 + j60$ Ом, $\Delta U_{Б2}^{II/AB} = 29,4$ кВ, тоді маємо:

Отже, маємо сумарні втрати напруги:

$$\Delta U_{\Sigma}^{II/AB} = \Delta U_{Б2}^{II/AB} + \Delta U_{21}^{HM} = 29,4 + 3,43 = 32,8 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\Sigma\%}^{II/AB} = \frac{\Delta U_{\Sigma}^{II/AB}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{32,8}{220} \cdot 100 = 14,9 \text{ \%}.$$

Отримане значення 14,9 % не перевищує 20 %, які вважаються допустимим. Орієнтовні розрахунки потокорозподілу та детермінування сумарних втрат напруги до найбільш електрично віддаленої точки для другого, третього та четвертого варіантів мережі виконувалися за тією ж методикою, що і для першого варіанту. Результати цих розрахунків представлено у таблиці 1.4.

Для кожного із варіантів схем мережі здійснено вибір типу розподільчого пристрою для кожної підстанції. Побудова схем електричних з'єднань необхідна для визначення кількості вимикачів на стороні вищої напруги. Згідно з рекомендаціями [11], вибір типу відкритого розподільчого пристрою залежить від кількості приєднань на підстанціях. Ці типи наведено у таблиці 2.3. Наприклад, для тупикової першої підстанції у першому варіанті вибрано схему типу «Місток з вимикачами на перемичці та в контурах трансформаторів, а також з ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (далі – «Місток»).

У розрахунках прийнято, що на кожній підстанції, яка живить споживачів II категорії, встановлено два трансформатори, а кількість приєднаних повітряних ліній на кожній підстанції становить дві.

На рисунках 2.5 – 2.8 представлено розроблені схеми ВРП для чотирьох варіантів структурних схем мережі.

Таблиця 2.3 – Типи відкритих розподільчих пристроїв на підстанціях

№ варіанта	№ ПС	Тип ПС	К-сть приєднань	Схема ВРП	Маркування схеми
1	1	Тупикова	4	«Місток»	220 – 5АН
	2	Відгалужувальна	4	«Місток»	220 – 5АН

	3	Тупикова	4	«Місток»	220 – 5 АН
	4	Відгалужувальна	4	«Місток»	220 – 5 АН
2	1	Прохідна	4	«Місток»	220 – 5 АН
	2	Вузлова	6	«Дві робочі системи шин»	220 – 13
	3	Прохідна	4	«Місток»	220 – 5 АН
	4	Тупикова	4	«Місток»	220 – 5 АН
3	1	Тупикова	4	«Місток»	220 – 5 АН
	2	Відгалужувальна	6	«Місток»	220 – 5 АН
	3	Тупикова	4	«Місток»	220 – 5 АН
	4	Вузлова	11	«Дві робочі системи шин»	220 – 13
4	1	Тупикова	4	«Місток»	220 – 5 АН
	2	Відгалужувальна	8	«Дві робочі системи шин»	220 – 13
	3	Тупикова	4	«Місток»	220 – 5 АН
	4	Вузлова	14	«Дві робочі системи шин»	220 – 13
Для всіх варіантів	БВ	Вузлова	4-8	«Дві робочі і обхідна системи шин»	220 – 13Н

2.3 Порівняльний аналіз ескізів схем електричної мережі

Проведення аналізу натуральних показників дає змогу певною мірою оцінити економічну ефективність запропонованих варіантів електричної мережі та вибрати з них найдоцільніший для подальших техніко-економічних розрахунків.

Натуральні показники поділяють на технічні та економічні. До технічних показників належать втрати напруги у нормальному максимальному режимі та у післяаварійних режимах. Економічні показники включають загаль-

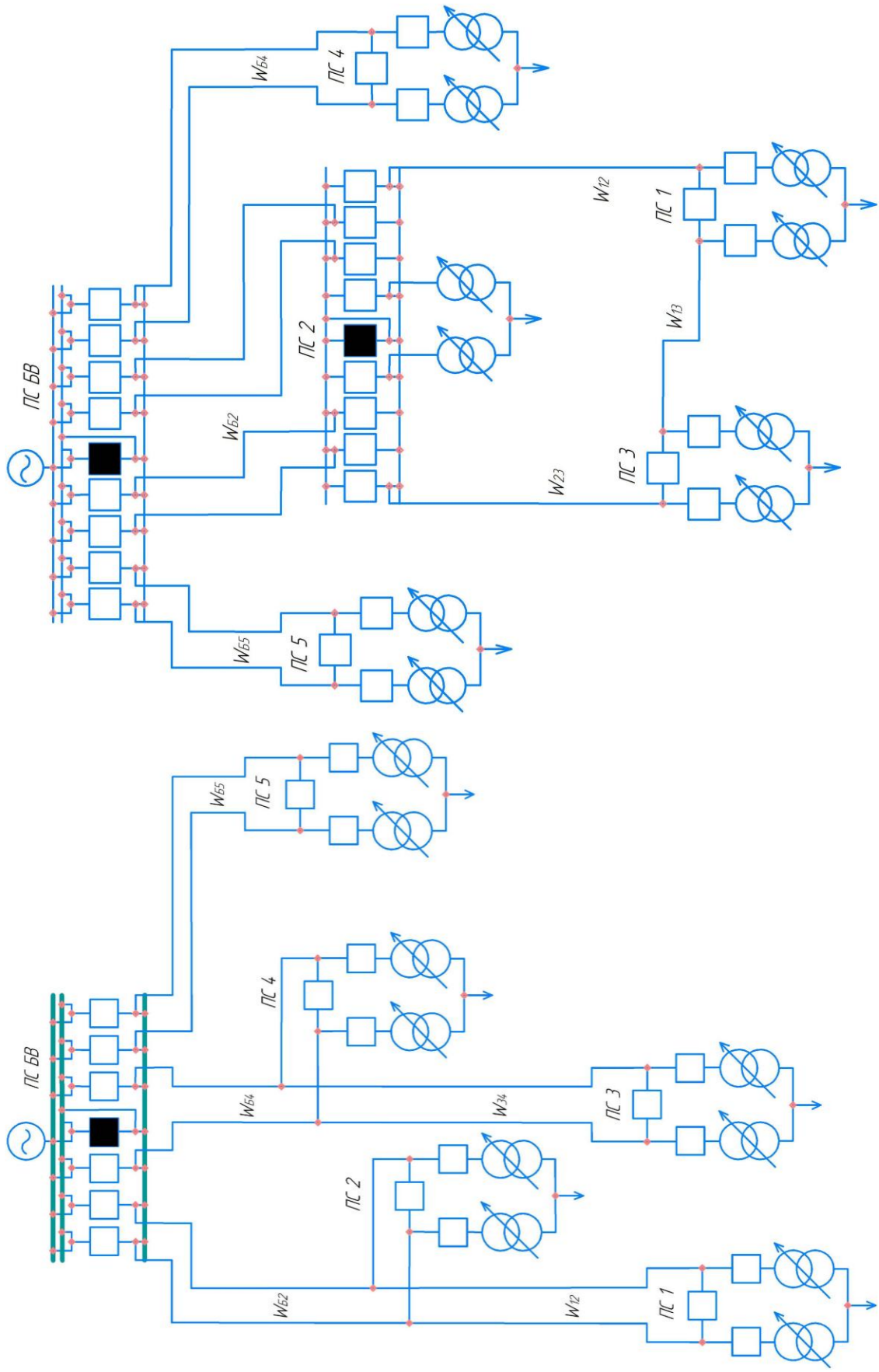


Рисунок 2.5 – Принципова схема електричних з'єднань ескізу №1

Рисунок 2.6 – Принципова схема електричних з'єднань ескізу №2

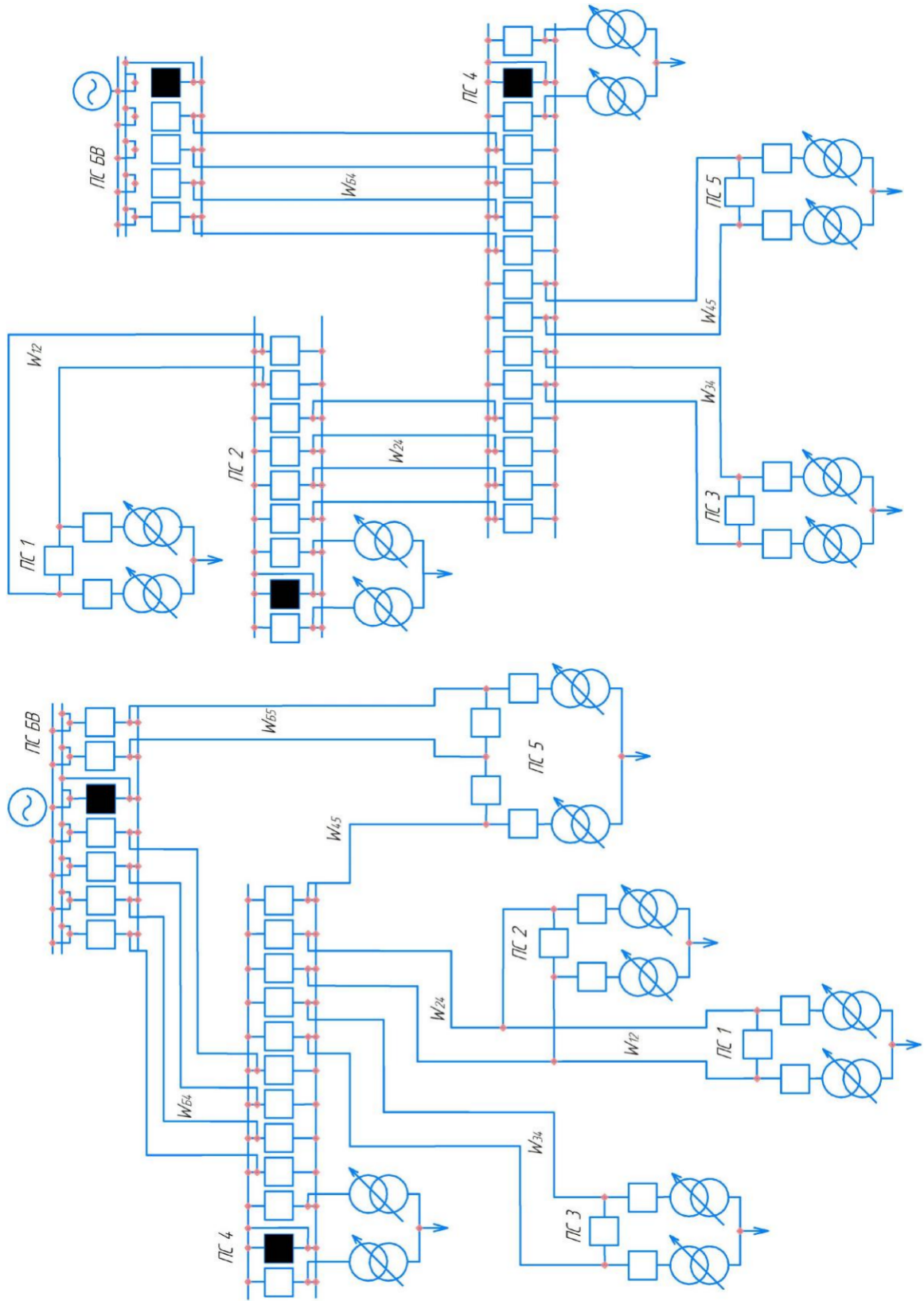


Рисунок 2.7 – Принципова схема електричних з'єднань ескізу №3

Рисунок 2.8 – Принципова схема електричних з'єднань ескізу №4

ну довжину трас та повітряних ліній електропередач, а також кількість силових вимикачів на стороні високої напруги.

Для кожного із варіантів ескізних схем сумарні довжини трас та ЛЕП визначені за рисунками 2.1 – 2.4 та зведені до таблиці 2.4.

Кількість вимикачів визначається відповідно до схем електричних з'єднань, представлених на рисунках 2.5 – 2.8. Для зручності порівняння, натуральні показники усіх варіантів електричної мережі також зведені до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Натуральні показники варіантів електричної мережі

№ варіанту	Економічні показники			Технічні показники		
	Довжина		К-сть вимикачів на ВН	Сумарні втрати напруги		
	Траса	ЛЕП		Н.М, %	Ділянка обриву	П.АВ
1	680	1088	22	8,23	Б – 2	14,9
2	860	1349	30	8,8	2 – 3	16,4
3	840	1422	32	12,2	2 – 4	19,3
4	680	1512	38	10,2	Б – 4	11,9

Реалізація варіанту № 3 є недоцільною як з технічної, так і з економічної точки зору. Значна кількість вимикачів зумовлює суттєві капітальні витрати, а втрати напруги у нормальному максимальному та післяаварійному режимах є високими й значно перевищують відповідні показники інших схем електричної системи. У зв'язку із цим варіант № 3 виключається із подальшого розгляду.

Серед решти варіантів варіант № 1 є найоптимальнішим. Технічні показники варіантів № 1 та № 2 практично не відрізняються, однак варіант № 1 має меншу сумарну довжину трас, повітряних ліній і кількість силових вимикачів. Це спрощує експлуатацію мережі та зменшує капітальні витрати. Своєю чергою, варіант № 4 має гірші економічні показники порівняно з варіантом № 1 – більшу довжину ліній та більшу кількість вимикачів.

Відтак, для подальших техніко-економічних розрахунків обирається варіант схеми електричної мережі № 1. У цьому варіанті конфігурація мережі реалізується у вигляді розімкненої радіально-магістральної схеми живлення. Основними перевагами такої топології є [12]:

- спрощення релейного захисту, оскільки пошкоджену ділянку мережі можна легко виокремити;

- можливість підключення джерела живлення до різних шин;
- наочність схеми;
- менша довжина трас.

Однак, до недоліків цієї конфігурації належить те, що у разі подальшого розвитку розподільчої електромережі необхідне збільшення кількості контурів на головних ділянках, щоб забезпечити безперебійне електропостачання споживачів у випадку аварійного або планового відключення з допустимими втратами напруги у найбільш віддалених точках системи.

Крім того, пункти 2 та 4 приєднуються до мережі за допомогою відпайок від двоконтурних ліній, що також враховується при подальші розробці.

2.4 Розробка електричної підстанції

2.4.1 Вибір силових трансформаторів. Під час проектування розподільчих електричних систем потрібно для кожної підстанції визначити кількість та номінальну потужність силових трансформаторів.

Для забезпечення майже безперервного електропостачання споживачів II категорії доцільним вважається встановлення на підстанції щонайменше двох однакових трансформаторів. Такий підхід, як правило, є найбільш економічно обґрунтованим.

У разі відключення одного з трансформаторів (аварійного або планового), другий повинен бути здатним забезпечити живлення всіх споживачів, при цьому допускається перевантаження трансформатора до 40 % в умовах максимальної розрахункової потужності.

У цьому випадку номінальна потужність одного трансформатора визначається за наступною формулою:

$$S_{\text{НОМ}}^T \geq 0,7 \cdot S_{\text{ПСЗ}}^{\text{РОЗР}}, \quad S_{\text{ПСЗ}}^{\text{РОЗР}} = \sqrt{\left(P_{\text{ПСЗ}}^{\text{РОЗР}}\right)^2 + \left(Q_{\text{ПСЗ}}^{\text{РОЗР}}\right)^2}, \quad (2.11)$$

де $S_{ПСЗ}^{POЗP}$, $P_{ПСЗ}^{POЗP}$, $Q_{ПСЗ}^{POЗP}$ – розрахункові повна, активна та реактивна потужності підстанції, відповідно.

Розрахуємо необхідну потужність трансформаторів для першої підстанції. Оскільки вона забезпечує живлення споживачів II категорії, на ній необхідно встановити не менше двох силових трансформаторів.

Підставимо значення модуля повної розрахункової потужності на першій підстанції в умових нормального максимального навантаження у формулу (2.11), щоб розрахувати номінальну потужність одного трансформатора:

$$S_{НОМ}^T \geq 0,7 \cdot 83,64 = 58,4 \text{ МВА.}$$

Здійснюємо вибір найближчого стандартного значення потужності трансформатора, зокрема $S_{НОМ}^T = 63 \text{ МВА.}$

Розрахуємо коефіцієнти завантаження для нормального максимального та післяаварійного режимів [13]:

$$k_3^{HM} = \frac{S_{ПС1}^{POЗP}}{n_T \cdot S_{НОМ}^T} \cdot 100\%, \quad k_3^{П.АВ} = \frac{S_{ПС1}^{POЗP}}{(n_T - 1) \cdot S_{НОМ}^T} \cdot 100\%; \quad (2.12)$$

$$k_3^{HM} = \frac{83,64}{2 \cdot 63} \cdot 100\% = 66,3 \%, \quad k_3^{П.АВ} = \frac{83,64}{(2 - 1) \cdot 63} \cdot 100\% = 132,8 \%.$$

Розраховані значення коефіцієнтів менші за допустимі межі – 70 % (для роботи у нормальному режимі) та 140 % (для аварійного або планового режиму при роботі одного трансформатора), отже, вибір номінальної потужності трансформатора є правильним.

Для першої підстанції обрано трансформатор типу ТРДЦН-63000/220. Аналогічним чином здійснено підбір силових трансформаторів для підстанцій № 2, № 3, № 4 та № 5, які також забезпечують електропостачання споживачів II категорії. Результати вибору силових трансформаторів представлено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати вибору силових трансформаторів

№ ПС	Розрах. потуж. ПС, МВА	Ном. потуж. транс., МВА	Тип трансформатора	К-ть, шт	k_3^{HM}	$k_3^{П.АВ}$
1	83,6	63	ТРДЦН-63000/220	2	66,3	132,8

2	114,7	100	ТРДЦН-100000/220	2	56,7	114,6
3	71,8	63	ТРДЦН-63000/220	2	56,7	114,5
4	104,1	100	ТРДЦН-100000/220	2	51,5	104,1
5	62,2	63	ТРДЦН-63000/220	2	50,2	100,2

2.4.2 Вибір схеми розподільчих пристроїв. Для забезпечення електричною енергією місцевих споживачів та власних потреб на другій підстанції використовується розподільчий пристрій 10 кВ.

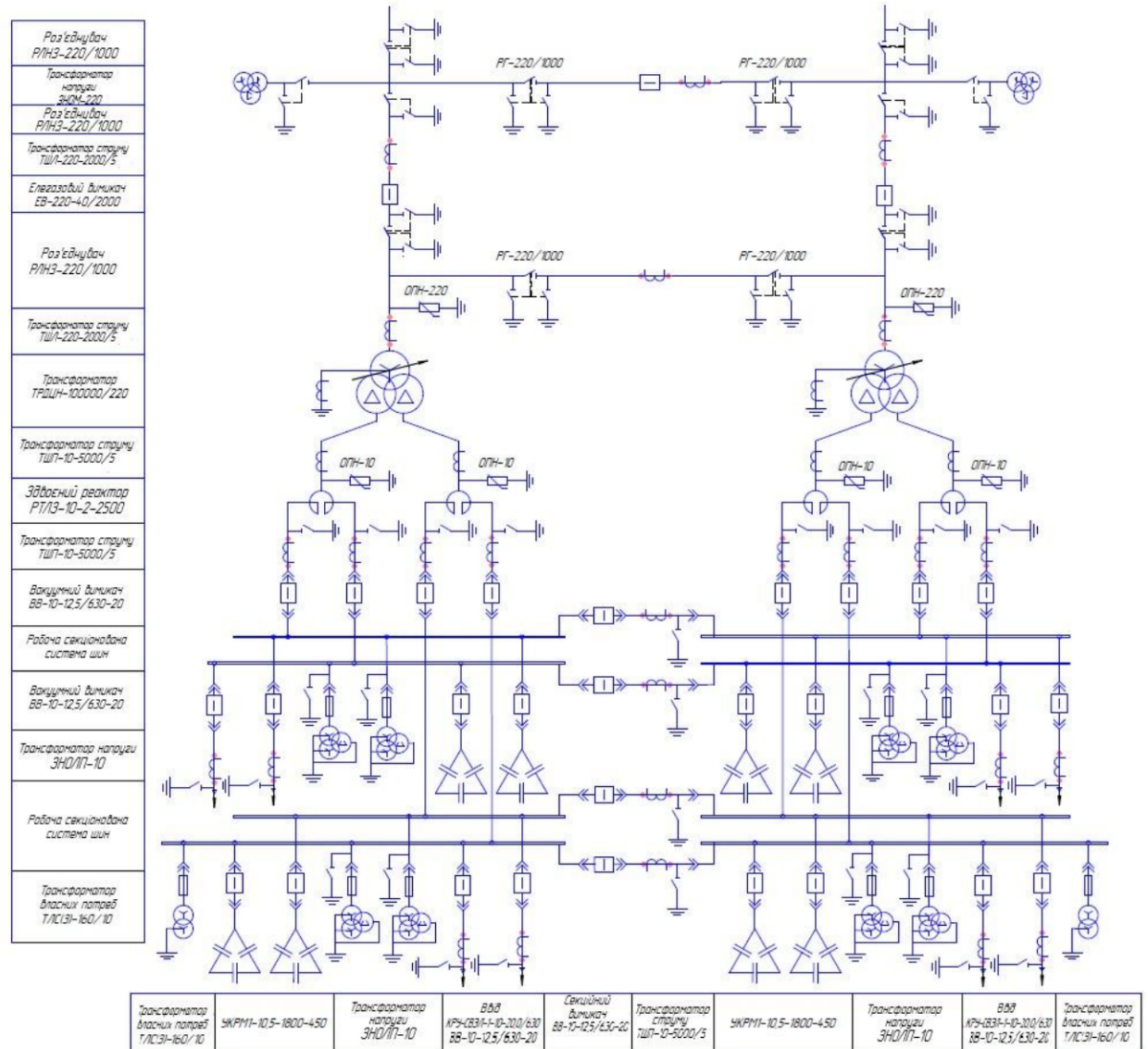


Рисунок 2.9 – Розроблена схема розподільчих пристроїв ПСЗ 110 кВ

Доцільним є застосування схеми «чотири системи шин, секціоновані вимикачами», яка зображена на рисунку 2.9. Така схема використовується у випадках, коли на підстанції встановлено два трансформатори з розділеними обмотками низької напруги та здвоєні реактори.

Оскільки секційні вимикачі є конструктивно та функціонально ідентичними до вимикачів у ввідних комірках, а також за відсутності спеціальних вимог до резервування на випадок відмови вимикача, додаткове секціонування шин на стороні НН двома окремими вимикачами не передбачається. Вибір схеми РП 220 кВ було здійснено вище, а сама схема представлена на рисунку 2.9.

Вибране комутаційне обладнання – вимикачі, роз'єднувачі, струмоведучі частини, вимірювальні трансформатори струму та напруги, а також трансформатори власних потреб представлено у Додатку А.

Відтак, у другому розділі було здійснено технічну розробку електричної мережі та підстанцій, зокрема:

- сформовано чотири варіанти топологічних схем із урахуванням принципів резервування та раціонального розміщення споживачів;
- здійснено розрахунок потокорозподілу потужностей у мережі та визначено номінальні класи напруги повітряних ліній;
- здійснено техніко-економічне порівняння ескізів схем і обрано найдоцільніший варіант з погляду втрат напруги, протяжності трас та кількості комутаційної апаратури;
- обґрунтовано вибір потужності силових трансформаторів та типів відкритих розподільчих пристроїв на всіх підстанціях мережі;
- розглянуто принципові електричні схеми для кожної конфігурації та представлено їхні позначення згідно з нормативною документацією.

Результати цього етапу створюють підґрунтя для подальшого моделювання роботи мережі. Наступний розділ присвячено укладанню еквівалентної схеми заміщення, розрахунку усталених режимів та оцінці надійності функціонування мережі в нормальних і післяаварійних умовах.

3 РОЗРАХУНОК ТА АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

3.1 Укладання еквівалентної схеми заміщення електричної мережі

Розрахункова схема заміщення формується шляхом об'єднання схем заміщення окремих елементів електричної мережі відповідно до принципової схеми електричних з'єднань, поданої на рисунку 3.1.

Визначимо параметри схеми заміщення повітряної лінії. Питомі (погонні) значення повного опору $\underline{Z}_0$ та ємнісної провідності $\underline{b}_0$ для вибраних проводів беремо зі спеціалізованого довідника [14]. Довжини ділянок повітряних ліній (наприклад Б – 2) позначається як $L_{Б-2}$, а кількість паралельних ліній на цій ділянці – $n_{Б-2}$, згідно з таблицею 3.1.

Представимо приклад розрахунку параметрів для ділянки Б – 2:

$$\underline{Z}_{Б-2}^{EKB} = \frac{\underline{Z}_0^{EKB} \cdot L_{Б-2}}{n_{Б-2}}, \quad \underline{Z}_{Б-2}^{EKB} = \frac{(0.121 + j0.435) \cdot 150}{2} = 9.075 + j32.62 \text{ Ом}; \quad (3.1)$$

$$\underline{B}_{Б-2}^{EKB} = b_0 \cdot L_{Б-2} \cdot n_{Б-2}, \quad \underline{B}_{Б-2}^{EKB} = 2.6 \cdot 150 \cdot 2 = 780 \text{ мкСм}. \quad (3.2)$$

Параметри для інших ділянок розраховуються аналогічним чином. Результати розрахунків наведено в таблиці 3.1.

Оскільки потрібно здійснити розрахунок як для нормального, так і для післяаварійного режимів, параметри ділянки Б – 2 визначено для обох випадків: при нормальному режимі $n_{Б-2} = 2$, а також при обриві однієї з двох паралельних ліній, коли $n_{Б-2} = 1$.

Розрахуємо еквівалентні параметри трансформаторів на підстанції 1, враховуючи, що секційний вимикач на стороні низької напруги увімкнений.

До параметрів трансформаторів належать активний опір R_T та індуктивний опір X_T . Кількість трансформаторів на підстанції 1 позначається як n_T і визначається за таблицею 3.2.

Розрахуємо еквівалентний комплексний опір трансформаторів на підстанції 1:

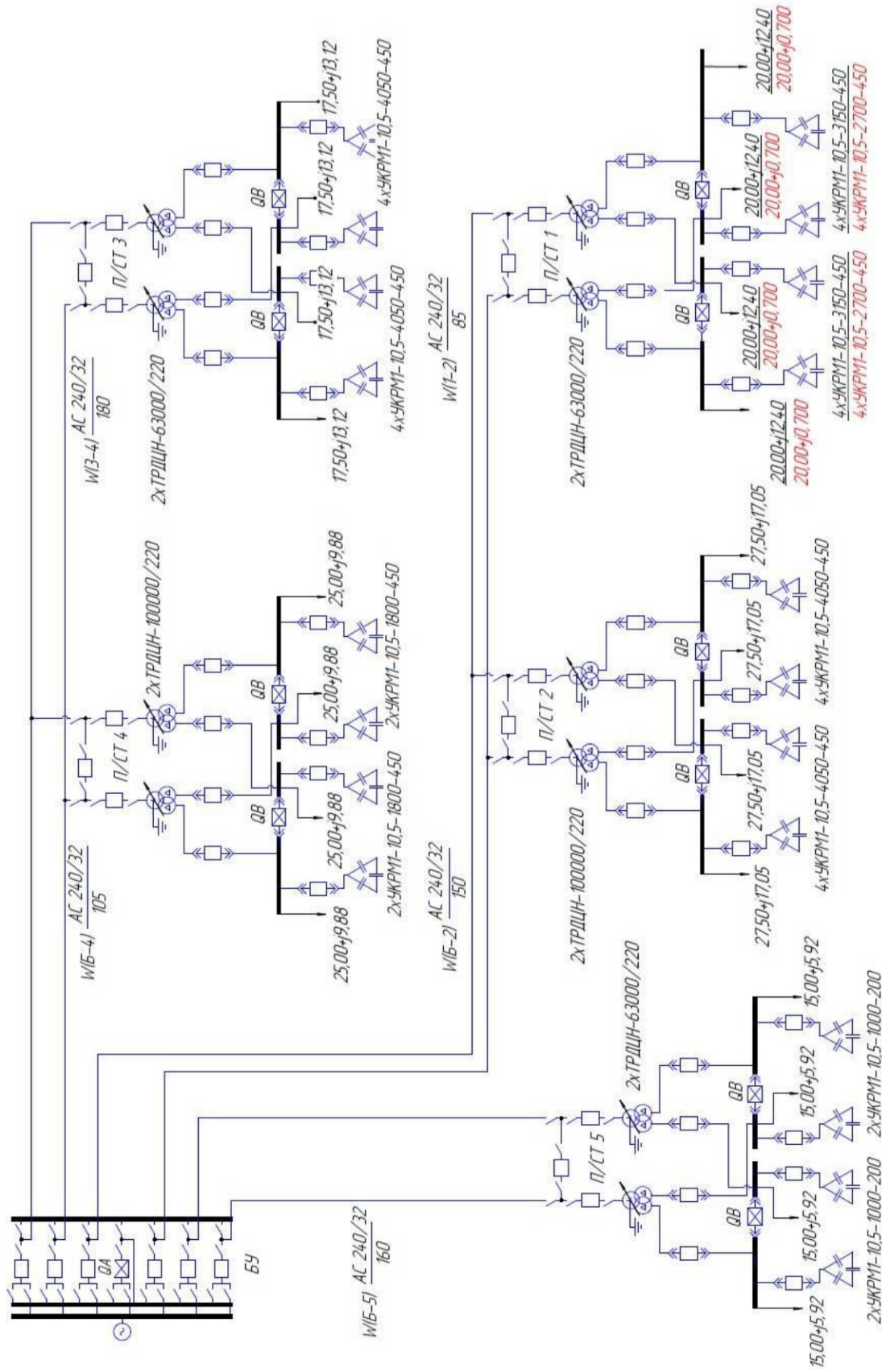


Рисунок 3.1 – Розроблена принципова схема електричної мережі

Таблиця 3.1 – Параметри еквівалентної схеми заміщення

ЛЕП	l , км	n_K , шт	Пе-з про-в, мм ²	Погонні параметри			Еквівалентні параметри		
				r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км	R^E , Ом	X^E , Ом	B_C^E , мкСм
Б – 2	150	2	240	0,121	0,435	2,6	9,075	32,6	780
Б – 2	150	1	240	0,121	0,435	2,6	18,15	62,2	390
Б – 4	105	2	240	0,121	0,435	2,6	6,35	22,8	546
Б – 5	160	2	240	0,121	0,435	2,6	9,68	34,8	832
1 – 2	85	2	240	0,121	0,435	2,6	5,14	18,4	442
3 – 4	180	2	240	0,121	0,435	2,6	10,89	39,1	936

$$Z_T^E = \frac{R_T + jX_T}{n_T}; \quad (3.3)$$

$$\underline{Z}_T^E = \frac{3,532 + j96,56}{2} = 1,766 + j48,28 \text{ Ом},$$

де R_T , X_T – активні та індуктивні опори одного трансформатора типу ТРДЦН-63000/220; n_T – кількість трансформаторів на підстанції 1.

Розрахуємо еквівалентну провідність трансформаторів на підстанції 1 за формулою [15]:

$$\underline{Y}_T^E = \frac{(\Delta P_{HX}^T + j\Delta Q_{HX}^T) \cdot 10^{-3}}{U_{BH}^2} \cdot n_T; \quad (3.4)$$

$$\underline{Y}_T^E = \frac{(70 + j315) \cdot 10^{-3}}{230^2} \cdot 2 = 2,646 - j11,91 \text{ мкСм},$$

де ΔP_{HX}^T – активні втрати неробочого ходу одного трансформатора ТРДЦН-63000/220 на підстанції 1; U_{BH} – номінальна напруга обмотки вищої напруги трансформатора; ΔQ_{HX}^T – реактивні втрати неробочого ходу одного трансформатора ТРДЦН-63000/220 на підстанції 1:

$$\Delta Q_{HX}^T = \frac{I_{HX}^T}{100} \cdot S_{HOM}^T \cdot 10^{-3}; \quad (3.5)$$

$$\Delta Q_{HX}^T = \frac{0,5}{100} \cdot 63 \cdot 10^{-3} = 315 \text{ кВАр},$$

де I_{HX}^T – струм неробочого ходу одного трансформатора ТРДЦН-63000/220;
 $S_{НОМ}^T$ – номінальна потужність трансформатора.

Таблиця 3.2 – Параметри силових трансформаторів

ПС	n_T , шт	Паспортні дані					Тип РПН	Розрахункові дані	
		$S_{НОМ}$, МВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	ΔP_{HX} , кВт	ΔQ_{HX} , кВТ		$\underline{Z}^E$, Ом	$\underline{Y}^E$, мкСм
1	2	63	230	11	70	315	$\pm 12 \times 1,0$	$1,76 + j48.2$	$2.64 + j11.9$
2	2	100	230	11	102	650	$\pm 12 \times 1,0$	$0.89 + j33.06$	$3.85 - j24.5$
3	2	63	230	11	70	315	$\pm 12 \times 1,0$	$1.76 + j48.2$	$2.64 + j11.9$
4	2	100	230	11	102	650	$\pm 12 \times 1,0$	$0.89 + j33.0$	$3.85 - j24.5$
5	2	63	230	11	70	315	$\pm 12 \times 1,0$	$1.76 + j48.2$	$2.64 + j11.9$

Аналогічним чином розраховуються параметри трансформаторів на інших підстанціях. Результати розрахунків представлено у таблиці 3.2.

3.2 Розрахунок усталених режимів та аналіз отриманих результатів

Розрахунок усталених режимів ми здійснювали використовуючи програмний комплекс *MatLab/Simulink*.

Для здійснення розрахунку потрібно задати такі вихідні дані: схема заміщення електричної мережі із відповідними параметрами; навантаження у вузлах (на підстанціях); номінальна напруга мережі, яка становить 220 кВ; напруга у балансувальному (опорному) вузлі – 242 кВ.

Схема заміщення електричної мережі та результати розрахунків електричних режимів представлено на рисунку 3.2.

На основі здійснених розрахунків варто зазначити, що у режимі мінімальних електричних навантажень напруги у всіх вузлах не перевищують максимально допустимого робочого рівня для мережі 220 кВ, тобто 252 кВ.

Розрахуємо максимально допустимі струми на окремих ділянках мережі (для прикладу представимо для ділянки Б – 2) [16]:

$$I_{ДОП}^{Б2} = I_{ДОП}^{АС240/32} \cdot n_{Б2}, \quad (3.6)$$

$$I_{ДОП}^{Б2} = 605 \cdot 2 = 1210 \text{ А.}$$

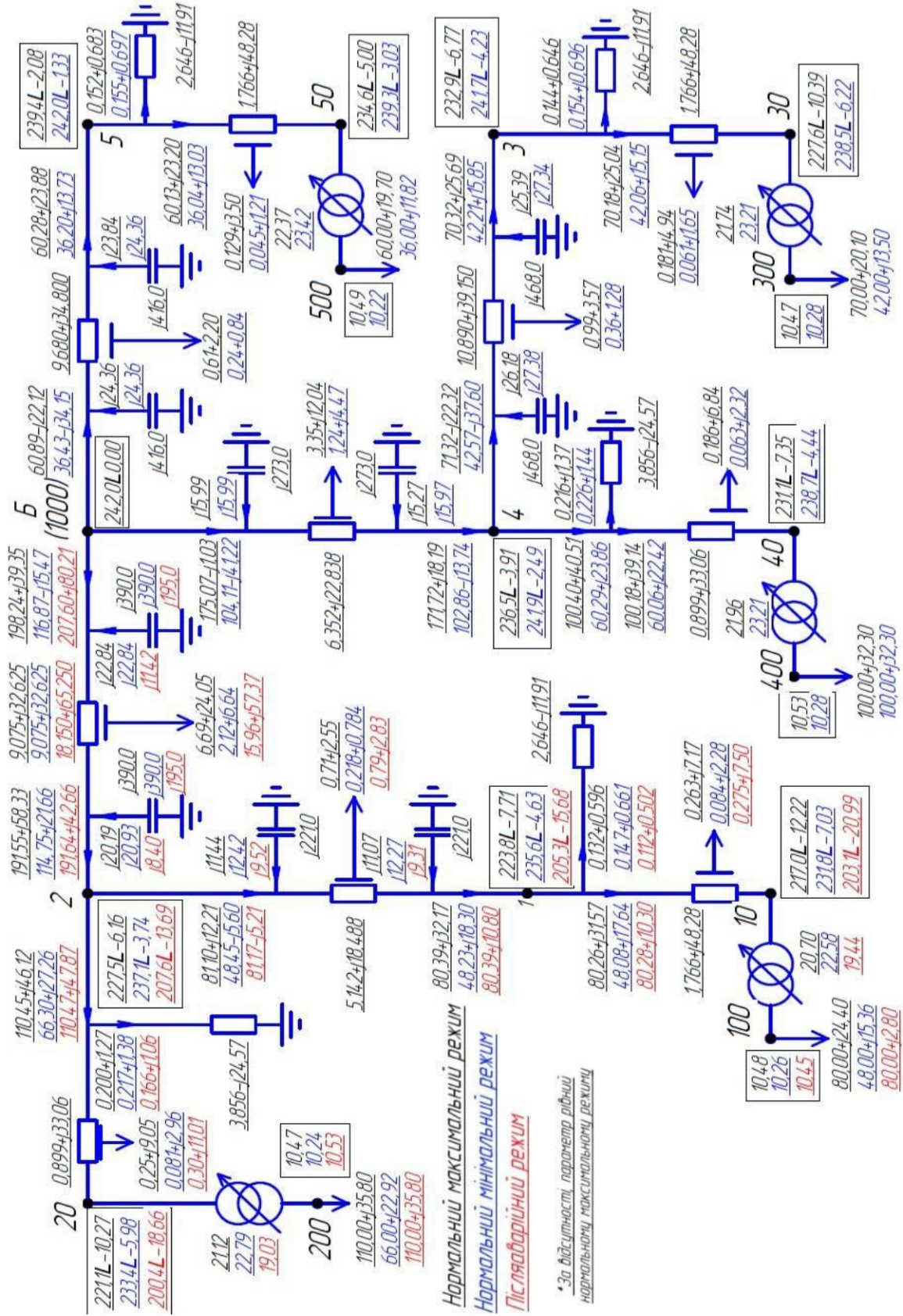


Рисунок 3.2 – Схема заміщення мережі із результатами розрахунків

Аналогічним чином розраховуємо максимально допустимі струми за умовою нагрівання для інших ділянок мережі та порівнюємо їх із фактичними значеннями струмів, отриманими у результаті розрахунку найбільш навантаженого післяаварійного режиму. Результати порівняння представлено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Порівняння струмів на ділянках мережі з максимальними допустимими значеннями

Ділянка мережі	Струм післяаварійного режиму, А	Розрахунковий струм, А
Б – 2	542	1210
Б – 4	420	1210
Б – 5	146	1210
1 – 2	226	1210
3 – 4	175	1210

Відтак, бачимо що величина струмів не перевищує допустиму за умовами нагріву для проводів.

3.3 Вибір відгалужень РПН трансформаторів

Потрібно забезпечити допустимі рівні напруг у всіх точках живильної та розподільчої мережі районної електричної мережі.

Режим напруги у живильних районних мережах детермінується економічністю та стійкістю електричної мережі, тоді як режим напруги у розподільчій мережі – умовами роботи електроспоживачів.

Допустимий діапазон зміни напруги на вводі районної підстанції залежить від регульовального діапазону пристроїв, установлених для регулювання напруги. Мінімальні розрахункові значення напруги на шинах підстанцій класу напруги 110 – 750 кВ мають забезпечувати можливість підтримання потрібного рівня напруги у прилеглих розподільчих мережах напругою 6 – 35 кВ, з урахуванням використання РПН (регулювання під навантаженням) понижувальних трансформаторів 110 кВ. Це означає, що:

- у нормальному режимі при максимумі навантаження – напруга не повинна бути нижчою за 1,05 від номінальної;

- у нормальному режимі при мінімумі навантаження – напруга не повинна перевищувати номінального значення;
- у післяаварійному режимі при максимумі навантаження – напруга повинна бути не нижче номінального значення.

Якщо напруга не виходить за межі регульовального діапазону, то бажаний рівень напруги на шинах низької напруги районних підстанцій, які є центрами живлення розподільчої мережі, зазвичай забезпечується відповідно до принципу зустрічного (або погодженого) регулювання напруги. За цим принципом рівень напруги у центрах живлення змінюється відповідно до змін навантаження у розподільчій мережі, при зростанні добових навантажень напругу у центрі живлення слід підвищувати, а при зменшенні – знижувати.

Рекомендується підтримувати напругу на шинах центру живлення:

- для режиму максимального навантаження [10]

$$U_{M.HOM} + \Delta E' = (1,05 - 1,1) U_{M.HOM}; \quad (3.7)$$

- для режиму мінімального навантаження

$$U_{M.HOM} + \Delta E'' = (1,0 - 1,025) U_{M.HOM}. \quad (3.8)$$

Надбавка напруги ΔE призначена для компенсації втрат напруги у розподільчій мережі з метою забезпечення допустимих відхилень напруги у споживачів електричної енергії.

Значні надбавки ΔE слід передбачати для потужних трансформаторів, які живлять розгалужені розподільчі мережі із підвищеними втратами напруги.

Для регулювання напруги можуть застосовуватися:

- трансформатори із регулюванням під навантаженням;
- синхронні компенсатори;
- конденсаторні установки, приєднані до шин центрів живлення.

Якщо за допомогою трансформаторів з РПН не вдається досягнути бажаних рівнів напруги, слід застосовувати додатково конденсаторні установки або синхронні компенсатори.

Оскільки склад електричних споживачів та їх віддаленість від центрів живлення заздалегідь невідомі, для гарантованого забезпечення якості елект-

ричної енергії доцільно приймати бажані значення напруги на шинах НН підстанцій у межах визначених діапазонів:

- для режиму максимального навантаження:

$$U_{HH}^{Б\Delta\mathcal{K}} = 1,05 \cdot U_{НОМ}^{СПОЖ}; \quad (3.9)$$

$$U_{HH}^{Б\Delta\mathcal{K}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

- для режиму мінімального навантаження:

$$U_{HH}^{Б\Delta\mathcal{K}} = 1,025 \cdot U_{НОМ}^{СПОЖ}; \quad (3.10)$$

$$U_{HH}^{Б\Delta\mathcal{K}} = 1,025 \cdot 10 = 10,25 \text{ кВ.}$$

Всі трансформатори, які ми вибрали мають вбудований РПН $\pm 12 \times 1,0$ %. Розрахуємо діапазони регулювання РПН для режиму максимального навантаження [8]:

$$U_{HH}^{\min} = \frac{U_{НОМ}^{BH} - n_{відг}^{cm} \cdot V_{відг}}{U_{НОМ}^{HH}} \cdot U_{HH}^{Б\Delta\mathcal{K}}; \quad (3.11)$$

$$U_{HH}^{\min} = \frac{230 - 12 \cdot 2,3}{11} \cdot 10,5 = 193,2 \text{ кВ.}$$

$$U_{HH}^{\max} = \frac{U_{НОМ}^{BH} - n_{відг}^{cm} \cdot V_{відг}}{U_{НОМ}^{HH}} \cdot U_{HH}^{Б\Delta\mathcal{K}}; \quad (3.11)$$

$$U_{HH}^{\max} = \frac{230 - 12 \cdot 2,3}{11} \cdot 10,5 = 245,9 \text{ кВ,}$$

де $V_{відг}$ – напруга одного відгалуження РПН, розраховується за формулою:

$$V_{ВДГ} = \frac{\Delta k_T}{100} \cdot U_{НОМ}^{BH}; \quad (3.12)$$

$$V_{ВДГ} = \frac{1,0}{100} \cdot 230 = 2,3 \text{ кВ.}$$

Розрахуємо діапазони регулювання РПН для режиму мінімального навантаження за формулою:

$$U_{HH}^{\min} = \frac{U_{НОМ}^{BH} - n_{відг}^{cm} \cdot V_{відг}}{U_{НОМ}^{HH}} \cdot U_{HH}^{Б\Delta\mathcal{K}}; \quad (3.13)$$

$$U_{HH}^{\min} = \frac{230 - 12 \cdot 2,3}{11} \cdot 10,25 = 188,6 \text{ кВ.}$$

$$U_{HH}^{\max} = \frac{U_{HOM}^{BH} + n_{відз}^{cm} \cdot V_{відз}}{U_{HOM}^{HH}} \cdot U_{HH}^{БАЗ}; \quad (3.14)$$

$$U_{HH}^{\max} = \frac{230 + 12 \cdot 2,3}{11} \cdot 10,25 = 240 \text{ кВ.}$$

Оскільки напруга у післяаварійному режимі становить $V_{10}^{(4)} = 184,8 \text{ кВ}$ і вона менша за $U_{HH}^{\min} = 193,3 \text{ кВ}$, що є меншою за мінімально допустиме значення напруги на шині НН, то на підстанції 1 потрібно встановити додаткові конденсаторні установки. Розрахуємо їх потужність:

$$Q_{КУ ПС1}^{\text{доп.роз}} = \frac{|V_{10}^{(4)} - U_{HH}^{\min}| \cdot U_{HH}^{\min}}{X_{\Sigma Б-10}}; \quad (3.15)$$

$$Q_{КУ ПС1}^{\text{доп.роз}} = \frac{|182,6 - 193,2| \cdot 193,2}{99,3} = 20,6 \text{ МВАр.}$$

де $X_{\Sigma Б-10}$ – сумарний індуктивний опір від балансуєчого вузла Б до підстанції 1 (вузол 10).

Для підстанції 1 обираємо додаткові конденсаторні установки типу УКРМ1-10,5-2700-450К із реактивною потужністю $Q_1^{\text{доп}} = 2,7 \text{ МВАр}$, які будуть включатися у післяаварійному режимі. Визначимо необхідну кількість додаткових КУ, округливши отримане значення до найближчого числа, кратного 4:

$$n_1^{\text{доп}} = \frac{Q_{КУ ПС1}^{\text{доп.роз}}}{Q_1^{\text{доп}}}; \quad (3.16)$$

$$n_1^{\text{доп}} = \frac{20,6}{2,7} = 7,63 \approx 8 \text{ МВАр.}$$

Визначимо розрахункові навантаження на підстанції 1 з урахуванням встановлених додаткових КУ [9]:

$$S_1^{\text{роз}} = P_1^{\text{роз}} + j(Q_1^{\text{доп}} - n_1^{\text{доп}} \cdot Q_{КУ ПС1}^{\text{доп}}); \quad (3.17)$$

$$S_1^{\text{роз}} = 80 + j(24,4 - 8 \cdot 2,7) = 80 + j2,8 \text{ ВА,}$$

Отримані значення наносяться на схему заміщення під штриховою лінією, і на їх основі виконується розрахунок післяаварійного режиму. Результати розрахунку та відповідний файл вхідних даних наведено на рис. 3.2.

Визначимо необхідне відгалуження РПН трансформатора у режимі максимальних навантажень на підстанції 1.

Розрахуємо напругу відгалуження трансформатора РПН:

$$U_{ВДГ}^{розр} = \frac{V_{10}^{(4)} \cdot U_{НОМ}^{НН}}{U_{НН}^{баз}}; \quad (3.18)$$

$$U_{ВДГ}^{розр} = \frac{217 \cdot 11}{10,5} = 227,3 \text{ кВ.}$$

Розрахуємо кількість відгалужень РПН за формулою:

$$n_{ВДГ}^{розр} = \frac{U_{НОМ}^{ВН} - U_{ВДГ}^{розр}}{V_{ВДГ}}; \quad (3.19)$$

$$n_{ВДГ}^{розр} = \frac{230 - 227,3}{2,3} = 1,17 \text{ шт.}$$

Стандартну кількість відгалужень приймаємо шляхом округлення до найближчого цілого значення $n_{ВДГ}^{розр} = 1$ шт. Стандартне значення напруги відгалуження становлять:

$$U_{ВДГ} = U_{НОМ}^{ВН} - n_{ВДГ} \cdot V_{ВДГ}; \quad (3.20)$$

$$U_{ВДГ} = 230 - 1 \cdot 2,3 = 227,7 \text{ кВ.}$$

Розрахуємо дійсний коефіцієнт трансформації за формулою:

$$k_{ТР}^{дійсн} = \frac{U_{ВДГ}}{U_{НОМ}^{НН}}; \quad (3.21)$$

$$k_{ТР}^{дійсн} = \frac{227,7}{11} = 20,7.$$

Розраховуємо дійсне значення напруги на шинах НН підстанції за формулою [17]:

$$U_{100}^{дійсн} = \frac{V_{10}^{(4)}}{k_{ТР}^{дійсн}}; \quad (3.21)$$

$$U_{100}^{дійсн} = \frac{217}{20,7} = 10,48 \text{ кВ.}$$

Розрахуємо відхилення напруги, яке не має перевищувати половини ступеня регулювання (0,5 %) за формулою:

$$\delta U_{\text{відх}} = \frac{|U_{100}^{\text{дійсн}} - U_{\text{НН}}^{\text{БАЗ}}| \cdot 100}{U_{\text{НН}}^{\text{БАЗ}}}; \quad (3.22)$$

$$\delta U_{\text{відх}} = \frac{|10,48 - 10,5| \cdot 100}{10,5} = 0,162$$

Для решти режимів та всіх підстанцій розрахунки здійснюються аналогічно. Результати зведено в таблицю 3.4. У післяаварійному режимі на підстанціях №3, №4 та №5 рівні напруги збігаються з рівнями у режимі максимального навантаження.

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків РПН

№ПС	$V_i^{(3)}$ або $V_i^{(4)}$, кВ	$\delta U_{\text{відх}}$, %	$n_{\text{ВІДГ}}^{\text{розр}}$, шт	$k_{\text{ТР}}^{\text{дійсн}}$	$U^{\text{БАЗ}}$, кВ	$U^{\text{дійсн}}$, кВ
Максимальний режим навантаження						
1	217	0,163	-1	20,7	10,5	10,484
2	221,2	0,287	1	21,119	10,51	10,471
3	227,7	0,317	4	21,746	10,54	10,46
4	231,12	0,249	5	21,956	10,51	10,527
5	234,2	0,134	7	22,374	10,51	10,487
Мінімальний режим навантаження						
1	231,9	0,147	8	22,583	10,26	10,266
2	233,5	0,0879	9	22,792	10,26	10,242
3	238,6	0,255	11	23,208	10,26	10,277
4	238,8	0,342	11	23,208	10,26	10,286
5	239,4	0,303	12	23,419	10,26	10,218
Післяаварійний режим з урахуванням додаткових КУ						
1	203,2	0,496	-7	19,441	10,51	10,449
2	200,5	0,306	-9	19,028	10,51	10,533

Для повного відображення картини, потрібно здійснити аналіз режимів роботи розроблюваної мережі.

3.4 Аналіз режимів роботи розроблюваної мережі

Здійснимо аналіз режимів роботи мережі на основі отриманих даних під час комп'ютерного розрахунку у програмному комплексі *Math-Lab/Simulink*. Графічне відображення рівнів напруги у вузлах розроблюваної мережі представлено на рисунку 3.3.

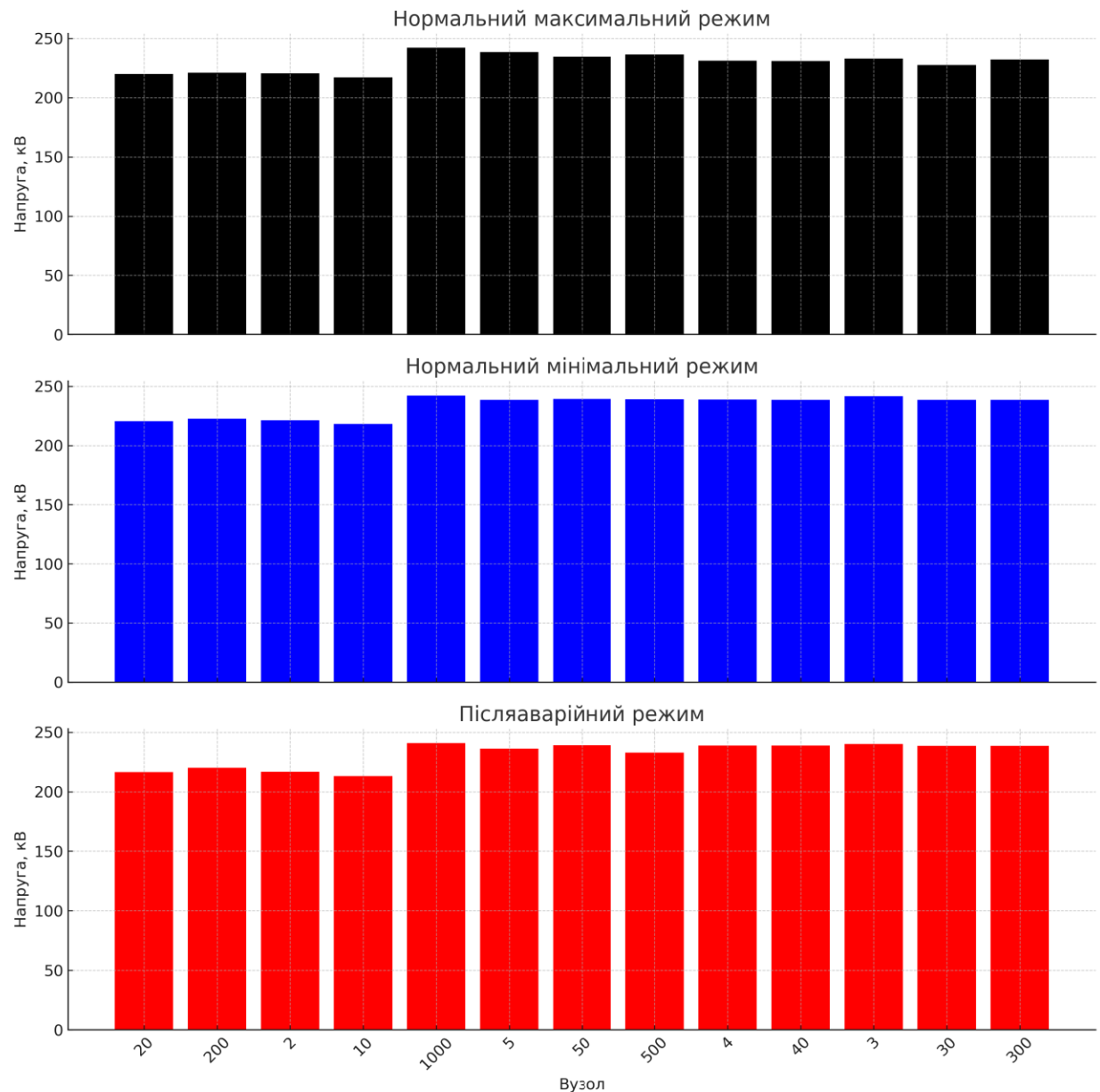


Рисунок 3.3 – Графічне відображення рівнів напруг розроблюваної мережі

Аналіз нормального максимального режиму, представлений на верхній діаграмі рисунка 3.3, свідчить про значне перевищення допустимих меж напруги у кількох вузлах системи. Хоча більшість вузлів перебуває у прийнятному діапазоні 209 – 231 кВ, сім із них демонструють напругу вище норми, що становить потенційну проблему. Зокрема, вузол №1000 фіксує напругу у 242 кВ, що є перевищенням на 11 %, вказуючи на значний надлишок напруги. Інші вузли, такі як №5 (238,4 кВ), №50 (234,6 кВ), №500 (236,5 кВ), а також №4, №40, №3, №30, №300, також мають показники, які перевищують встановлену верхню межу у 231 кВ. Ця ситуація вказує на можливі перенап-

руги на обладнанні, що може мати негативні наслідки, особливо для електроприладів та інфраструктури з боку споживачів.

У нормальному мінімальному режимі, відображеному на середній діаграмі рисунка 3.3, спостерігається відносно стабільна ситуація, де усі напруги формально перебувають у загальних межах норми (від 218,1 до 242,2 кВ). Однак, при детальнішому розгляді виявляється, що не усі вузли відповідають більш жорстким допустимим 5 % відхиленням, що є критичним для стабільної роботи мережі. Зокрема, вузли №1000, №5, №50, №500, №4 та №3 все ще демонструють напруги, які перевищують 231 кВ. Ця розбіжність, попри загальне перебування у широких межах, вказує на проблему, яка вимагає втручання. Для корекції цих відхилень та забезпечення оптимальної роботи системи, необхідна регуляція трансформаторів або зниження генерації для приведення всіх вузлів до бажаних операційних параметрів.

Нижня діаграма представлена на рисунку 3.3 репрезентує післяаварійний режим, який характеризується поєднанням проблем із низькою та високою напругою у різних частинах мережі. Виявлені вузли із низькою напругою включають 10 із показником 213,1 кВ, що, хоч і нижче допустимої межі у 209 кВ, все ж ще перебуває в межах 5 % відхилення. Також зниження напруги спостерігається у вузлах №2 (216,7 кВ), №20 (216,6 кВ) та №200 (220,2 кВ).

Одночасно, проблема перевищення напруги зберігається у вузлі №1000, який знову демонструє понаднормове значення у 240,8 кВ. Крім того, вузли правої частини мережі, такі як №30, №300, №3 та №4, знову наближені до або трохи перевищують позначку 231 кВ.

Підсумовуючи, основними проблемами цього режиму є значне перевищення напруги у вузлі №1000, що свідчить про системну проблему або недостатню компенсацію після аварії. Небезпечне зниження напруги у вузлах №10, №2 та №20, що наближає їх до аварійної межі та створює ризик подальших порушень у роботі системи.

Ці проблеми вимагають негайної уваги та коригувальних дій для стабілізації мережі.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Вплив стану нейтралі мережі та опору ізоляції на рівень безпеки

Проаналізуємо струм замикання у контурі тіла людини за випадкового дотику до струмоведучих частин в електроустановках напругою до 1000 В.

За двофазного дотику безпосередньо до струмоведучих частин (рис. 4.1) незалежно від того чи заземлена нейтраль джерела живлення, лю-

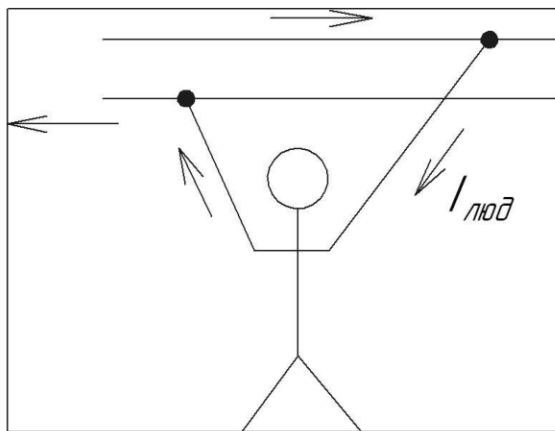


Рисунок 4.1 – Схема проходження струму через тіло людини при двофазному дотику

дина опиниться під лінійною напругою, що небезпечно, так як струм ураження при цьому досягає сотень міліампер.

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\text{Л}}}{R_{\text{люд}}} = \frac{380}{1000} = 0,38 \text{ А} = 380 \text{ мА}, \quad (4.1)$$

а опір ізоляції не обмежує цей струм. Проте ці випадки порівняно рідкісні.

Однофазний дотик – найбільш поширений випадок. При цьому величина струму, який проходить у контурі тіла людини, залежить (за рівних умов) від

того, заземлена нейтраль джерела живлення чи ні.

У випадку, якщо нейтраль заземлена, то при замиканні фази на землю струм замикання підтікає до джерел живлення через заземлену нейтраль. У випадку дотику людини до оголеного фазного проводу, він виявиться під фазною напругою. Струм, який тече через тіло рівний [18]:

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\text{Ф}}}{R_{\text{люд}} + R_{\text{П}} + R_0} \approx \frac{U_{\text{Ф}}}{R_{\text{люд}}}, \quad (4.2)$$

де $R_{\text{П}}$ – опір частини підлоги, площа якої рівна площі людини; R_0 – опір заземлення нейтралі.

Якщо людина стоїть на струмопровідній підлозі $R_{\text{п}} = 0$, а опір заземлення нейтралі малий ($R = 4 \text{ Ом}$) є порівнянний із опором тіла людини ($R_{\text{люд}} = 1000 \text{ Ом}$), то майже вся фазна напруга буде прикладена до її тіла. Струм, що протікає через тіло людини, буде не менш небезпечним, ніж при двофазному дотику [19].

$$I_{\text{люд}} = \frac{220}{1000} = 0,22 \text{ А} = 220 \text{ мА}.$$

Цей струм є також смертельно небезпечним; опір ізоляції двох інших фаз не обмежує струм ураження.

В мережі із ізольованою нейтралью у разі дотику людини до голого проводу однієї з фаз (рис. 4.2) опір ізоляції двох інших фаз робить вирішальний вплив на струм ураження. Цей опір є комплексним, який має активну та ємнісну складові. Активний опір $R_{\text{із}}$ залежить від наявності у ізоляції так званих «шляхів утічки струму», що виникають у результаті того, що ізоляція старіє та псується, у її структурі виникають провідні частинки (рис 4.3 а), погіршуються діелектричні властивості. Ємнісний опір $1/j\omega C$ залежить від ємності дроту C відносно землі, що, у свою чергу, визначається геометричними розмірами та діелектричною постійною матеріалу ізоляції, її станом. Електрична заступна схема ізоляції складається з двох гілок (рис. 4.3 б).

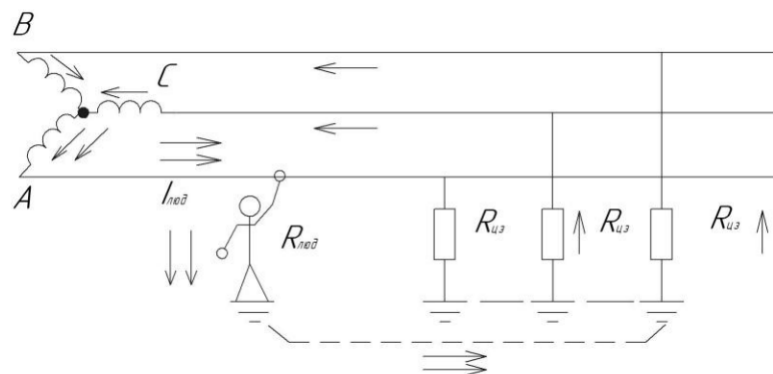


Рисунок 4.2 – Схема протікання струму при дотику людини до фази А в мережі з ізольованою нейтралью

Припустимо, що опір ізоляції відносно землі усіх трьох фаз рівні між собою. За нормальної роботи на напрузі фаз щодо землі (щодо точки О) рівні фазним напругам ОА, ОВ, ОС (рис. 4.3, а).

Як тільки виникло замикання на землю фази A чи до неї випадково торкнулася людина (див. рис. 4.2), симетрія порушується. Нейтраль джерела живлення виявляється під напругою відносно землі, рівним вектору OO' (діаграма рис. 4.4 б). Напруга фази A відносно землі зменшиться до величини, рівної вектору $O'A$. Під цією напругою опиниться потерпілий. Струм протікатиме по контуру (див. рис. 4.2): фаза A – тіло людини – земля – провідність фаз C та B . Значення цього струму визначається по формулі [20]:

$$I_{\text{люд}} = \frac{3U_{\phi}}{3R_{\text{люд}} + z_{i3}}, \quad (4.3)$$

де U_{ϕ} – фазна напруга; $U_{\phi} = U_{\text{Л}} / \sqrt{3} = 382 / \sqrt{3} = 220 \text{ В}$; $R_{\text{люд}}$ – опір тіла лю-

дини; $z_{i3} = \frac{1}{1/R_{i3} + j\omega C}$ – повний опір ізоляції відносно землі однієї фази.

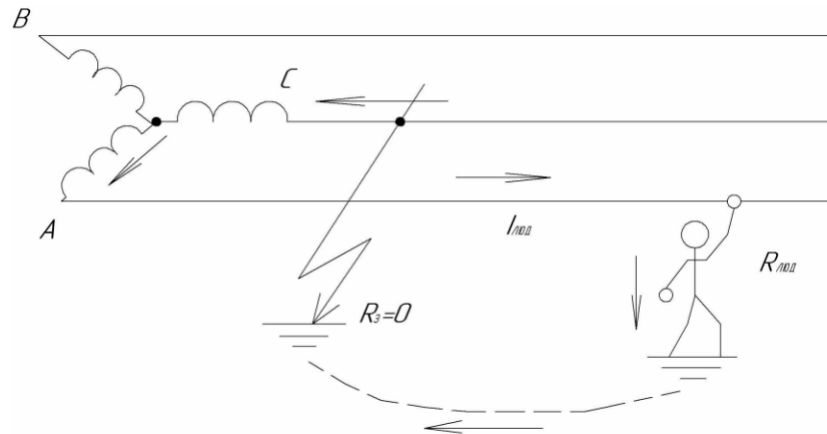


Рисунок 4.3 – Схема проходження струму при доторканні до фази A у той час, коли фаза C виявилася замкненою на землю: $R_0 = 0$ – опір у місці замикання фази C , умовно приймається рівним нулю.

В електропроводках відносно невеликої довжини ємність проводів щодо землі мала $C \rightarrow 0$. У цьому випадку $z_{i3} = R_{i3}$.

$$I_{\text{люд}} = \frac{3U_{\phi}}{3R_{\text{люд}} + R_{i3}}. \quad (4.4)$$

З рівняння (4.4) випливає, що із збільшенням опору ізоляції зменшується струм ураження людини, яка доторкнулася оголеного проводу фази. Наприклад, якщо опір ізоляції $R_{i3} = 3000 \text{ Ом}$, то

$$I_{\text{люд}} = \frac{3 \cdot 220}{3 \cdot 1000 + 3000} = 0,11 \text{ А} = 110 \text{ мА}.$$

Струм такої величини дуже небезпечний. За більшого опору ізоляції мережі, наприклад, коли $R_{із} = 300000$ Ом, рівень небезпеки значно зменшується

$$I_{люд} = \frac{3 \cdot 220}{3 \cdot 1000 + 300000} = 0,002 \text{ А} = 2 \text{ мА}.$$

У Правилах улаштування електроустановок нормується опір ізоляції відносно землі на одній ділянці фазного проводу між вимикаючими апаратами. Воно повинно бути не менше 500000 Ом на фазу.

Струм, який проходить через тіло людини:

$$I_{люд} = \frac{U_{AC}}{R_{люд}} = \frac{U_L}{R_{люд}}. \quad (4.5)$$

де U_L – лінійна напруга; $R_{люд}$ – опір тіла людини.

Наприклад, при $U_L = 380$ В та $R_{люд} = 1000$ Ом

$$I_{люд} = \frac{380}{1000} = 0,38 \text{ А} = 380 \text{ мА}.$$

Цей струм є смертельно небезпечний. Відтак Правила улаштування електроустановок забороняють тривалу роботу за наявності замикання на землю [21].

4.2 Модель формування та виникнення виробничих небезпек під час обслуговування лінії електропередачі

Пошук правдивого показника рівня небезпеки для якогось конкретизованого об'єкта передбачено методикою визначення рівня небезпеки експлуатаційних місць, виробничих процесів, машин та окремих виробництв. Цим показником вибрано імовірність виникнення травми, аварії чи катастрофи у залежності від досліджуваного явища [18].

Після обрахування імовірності всіх подій, розміщених у ромбах, та основних подій, розпочинаючи з нижньої лівої гілки «дерева», їх позначають номерами усіх непередбачуваних події, що увійшли у модель.

Для проведення обрахунку імовірності травми використаємо логіко-імітаційну модель процесу її формування (рис. 4.4) і програмний комплекс *MathCad 15* в якому будемо здійснювати всі розрахунки.

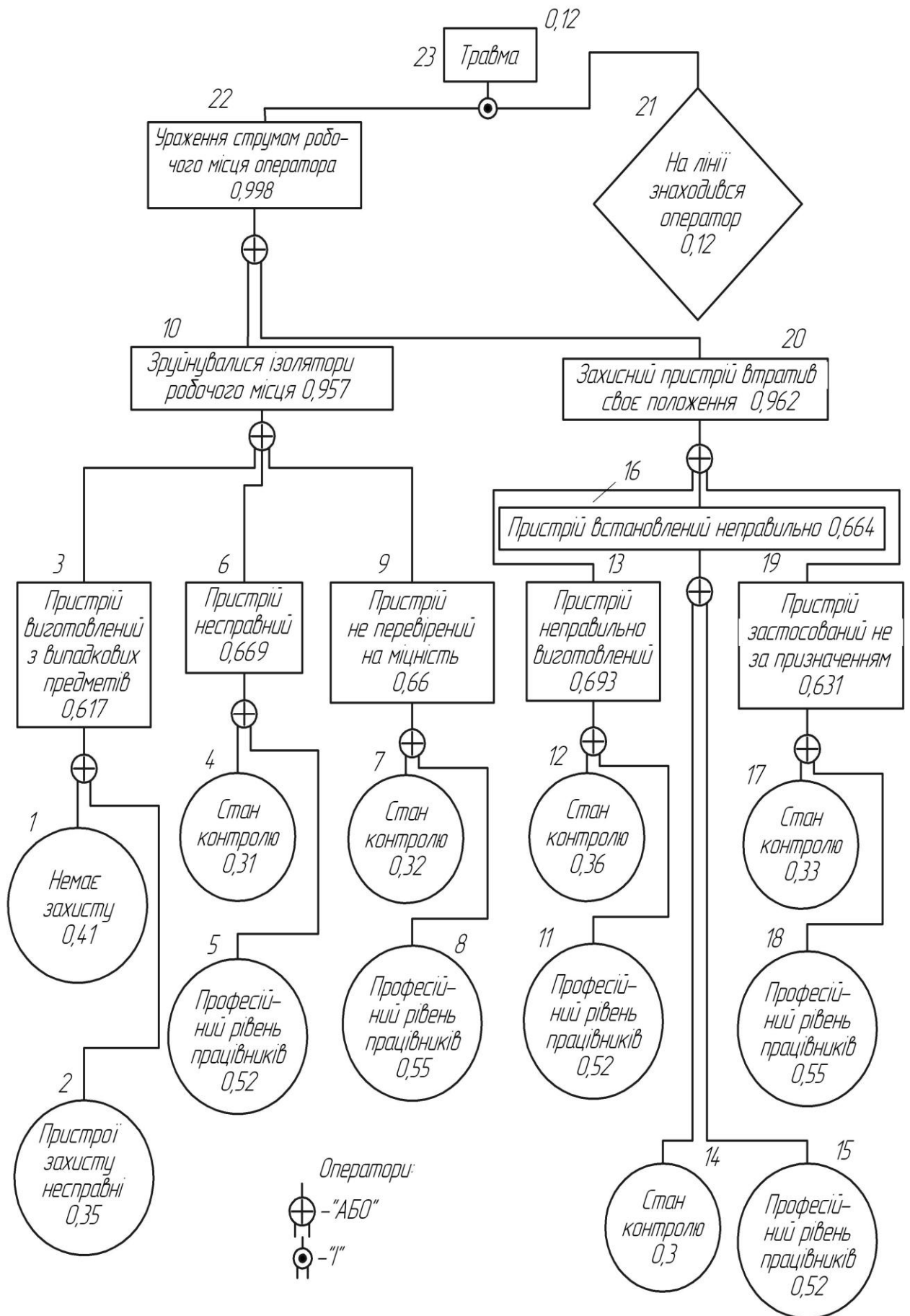


Рисунок 4.4 – Логіко-імітаційна модель процесу виникнення травми

На робочому місці оператора при обслуговуванні лінії електропередачі за присутності недоліків з охорони праці, що представлені в основних подіях на 100 таких місць, можна очікувати 12 травм. Терміново усунувши зазначені недоліки (підвищивши професійний рівень монтажників, покращивши контроль і використавши потрібну кількість пристроїв захисту за усіма вимогами при обслуговуванні лінії електропередачі

$$\begin{aligned} \text{Вихідні дані: } P1 &:= 0.41 & P2 &:= 0.35 & P4 &:= 0.31 & P5 &:= 0.52 \\ P7 &:= 0.32 & P8 &:= 0.5 & P12 &:= 0.36 & P11 &:= 0.52 & P14 &:= 0.3 \\ P15 &:= 0.52 & P17 &:= 0.33 & P18 &:= 0.52 \end{aligned}$$

Ймовірність події 3

$$P3 := P1 + P2 - P1 \cdot P2 = 0.617$$

Слід зауважити, що обчислення ймовірностей випадкових подій проводяться відповідно до положень булевої алгебри.

Аналогічно обчислюємо ймовірність інших подій залежно від їх номера:

$$P6 := P4 + P5 - P4 \cdot P5 = 0.669$$

$$P9 := P7 + P8 - P7 \cdot P8 = 0.66$$

$$P10 := P3 + P6 + P9 - P3 \cdot P6 - P3 \cdot P9 - P6 \cdot P9 + P3 \cdot P6 \cdot P9 = 0.957$$

$$P13 := P11 + P12 - P11 \cdot P12 = 0.693$$

$$P16 := P14 + P15 - P14 \cdot P15 = 0.664$$

$$P19 := P17 + P18 - P17 \cdot P16 = 0.631$$

$$P20 := P13 + P16 + P19 - P13 \cdot P16 - P13 \cdot P19 - P16 \cdot P19 + P13 \cdot P16 \cdot P19$$

$$P20 = 0.962$$

$$P21 := 0.12$$

$$P22 := P10 + P20 - P10 \cdot P20 = 0.998$$

$$P23 := P22 \cdot P21 = 0.12$$

Рисунок 4.5 – Розрахунок імовірностей в *MathCad 15*

безпеки), побачимо, шляхом ще одного розрахунку, що показник небезпеки почне наближатися до 0, а рівень безпеки – до 1.

Необхідно пам'ятати, що на робочому місці можуть бути й інші не-

справності і недоліки, які призведуть до травми через інші обставини. Складовими обставинами іншої травми можуть бути наступні недоліки: малоефективний контроль або надзвичайно низький професійний рівень умінь та навичок працюючих з охорони праці. Відтак необхідно розробити відповідну модель і зробити потрібні розрахунки. Показник імовірності виникнення аварії або травми найкраще та об'єктивніше характеризує показник небезпеки на конкретному об'єкті, тому існуючі умови для вдосконалення системи керування безпекою праці в окремих підрозділах або підприємствах. Значення імовірності можуть бути використані під час розробки заходів впливу на працюючий персонал, що часто допускає небезпечні дії, та стимулюючих заходів до тих працівників, на індивідуальних робочих місцях яких низька імовірність появи аварії чи травми.

4.3 Заходи безпеки у надзвичайних ситуаціях

4.3.1 Класифікація надзвичайних ситуацій за швидкістю поширення небезпеки. Вибухові, які можуть виникнути на великих енергетичних об'єктах, атомних електростанціях, хімічно небезпечних об'єктах, газопроводах, дія яких визначається хвилинами та навіть секундами.

Плавного типу – надзвичайні ситуації тривалого періоду, які можуть продовжуватися декілька десятиліть (виверження вулканів, посуха, екологічні небезпечні явища, епідемії) [23].

4.3.2 Евакуаційні заходи. Евакуація та розосередження із населених пунктів і міст, розташованих в зонах можливих сильних руйнувань, катастрофічного затоплення, а також із зон катастроф та аварій, що трапилися на виробництві.

Під розосередженням розуміється вивід пішим та вивіз транспортом порядком службовців і робітників організацій та підприємств, які продовжують роботу в умовах надзвичайних ситуацій, із міст та прилягаючих до них

населених пунктів, які знаходяться у зонах можливих сильних руйнувань, із розміщенням їх для відпочинку і проживання у заміській зоні.

Службовці і робітники позмінно виїжджають в місто на свої підприємства, а після закінчення роботи повертаються у заміську зону на відпочинок. В заміській зоні розташовуються за виробничим принципом.

Під евакуацією розуміється вивіз та вивід службовців і робітників об'єктів, діяльність яких переноситься у заміську зону чи призупиняється на час надзвичайних ситуацій, а також всього непрацездатного населення із категорійних міст та інших населених пунктів, що знаходяться у зонах можливих сильних руйнувань та катастрофічного затоплення. Евакуація і розосередження організується та проводиться у період виникнення погрози нападу та починається по Постанові Кабінету Міністрів України [22].

Евакуація поділяється на три види:

- завчасна;
- загальна;
- прискорена.

Завчасна евакуація здійснюється протягом 3 – 5 діб із застосуванням міського транспорту для виявлення погрози нападу супротивника.

Загальна евакуація закінчується через 16 годин після оголошення евакуації та здійснюється комбінованим способом, тобто із використанням всіх видів транспорту та пішим порядком.

Прискорена евакуація здійснюється за рішенням місцевих органів влади. У випадку отримання інформації про можливе завдання ядерного удару по населеному пункту протягом 5 – 6 годин.

Для керування, організації та проведення розосередження й евакуації створюються: евакуаційні комісії (районні, міські, об'єктові); евакоприймальні комісії в сільській місцевості.

У свою чергу, евакоприймальні комісії та евакокомісії створюють: збірні евакуаційні пункти (районні, міські, об'єктові); проміжні пункти евакуації; приймальні евакуаційні пункти сільських районів [22].

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ОБЧИСЛЕННЯ РОЗРОБЛЮВАНОЇ МЕРЕЖІ

5.1 Розрахунок капіталовкладень для будівництва ЛЕП

Розрахунок техніко-економічних показників мережі дає змогу оцінити рівень капітальних витрат на будівництво та подальшу експлуатацію електричної мережі, а також надати уявлення про ефективність її функціонування з економічної точки зору. Для розрахунку капіталовкладень у спорудження окремих ділянок повітряних ліній потрібно знати довжину траси та питомі витрати на будівництво одного кілометра повітряної лінії.

Припустимо, що питомі витрати на будівництво повітряної лінії напругою 220 кВ з двоконтурними залізобетонними опорами, укомплектованої проводами типу АС240/32, для району із середнім рівнем ожеледиці становлять [23]:

$$K_{w12} = k_0 \cdot l_{12}, \quad (5.1)$$

$$K_{w12} = 12,2 \cdot 85 = 1037 \text{ тис. грн.},$$

де $k_0 = 12,2$ тис. грн/км – вартість спорудження ЛЕП.

Для решти ділянок виконано аналогічні розрахунки, а результати представлено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Розрахунок капіталовкладень для будівництва ЛЕП

Параметр	Марка проводу	Кількість контурів, шт	Питома вартість, тис.грн/км	Довжина ділянки, км	Загальна вартість, тис. грн
$K_{wБ2}$	АС240/32	2	12,2	150	1836
$K_{wБ4}$	АС240/32	2	12,2	105	1285
$K_{wБ5}$	АС240/32	1	12,2	160	1958
K_{w12}	АС240/32	1	12,2	85	1040
K_{w34}	АС240/32	1	12,2	180	2203
Загалом					8323

Сумарні капіталовкладення розраховуються за формулою:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{KV} + K_{ВРП} + K_{ПОСТ}, \quad (5.2)$$

де $K_{ТР}$ – капіталовкладення у трансформатори; K_{KV} – капіталовкладення у

компенсуючі пристрої; $K_{ВРП}$ – капіталовкладення у спорудження ВРП; $K_{ПОСТ}$ – постійна частина витрат на спорудження підстанції.

Розрахуємо капіталовкладення для першої підстанції [24]:

$$K_{T1} = K_0^{TP} \cdot n_{TP1}; \quad (5.3)$$

$$K_{T3} = 156,6 \cdot 2 = 313,2 \text{ тис. грн};$$

$$K_{КУ3} = K_0^{БСК} \cdot Q_{КУ1}^{НАЯВ}; \quad (5.4)$$

$$K_{КУ1} = 5,0 \cdot 3,15 \cdot 8 = 126 \text{ тис. грн.}$$

де K_0^{TP} – вартість одного ТРДЦН-63000/220; n_{TP1} – кількість трансформаторів на першій підстанції; $K_0^{БСК}$ – вартість установки одного МВАр; $Q_{КУ1}^{НАЯВ}$ – потужність основних КУ; $K_{ВРП1} = 280$ тис. грн. вартість схеми «місток» з номінальною напругою 220 кВ. $K_{ПОСТ} = 350$ тис. грн для схеми «місток» з номінальною напругою 220 кВ. Для всіх інших підстанцій капіталовкладення, які визначаються таким же чином, записані у таблицю 5.2.

Таблиця 5.2 – Результати обчислень капіталовкладень

№ПС	Затрати				Загалом
	K_T , тис. грн	$K_{КУ}$, тис. грн	$K_{ВРП}$, тис. грн	$K_{ПОСТ}$, тис. грн	
1	313	126	280	350	1069
2	538	162	280	350	1330
3	313	162	280	350	1105
4	538	36	280	350	1204
5	313	20	280	350	963
БВ	–	–	574	460	1034
Всього	2015	506	1974	2210	6705

Для того, щоб перерахувати на ціни 2025 року із норм ДБН використаємо значення дефлятора $\delta = 196,6$.

Капіталовкладення у будівництво ліній електропередач на 2025 рік з урахуванням територіального коефіцієнта міста Львів рівного 1,4 в.о.:

$$K_{W\Sigma}^{2025} = 1,4 \cdot K_{W\Sigma}^{ДБН} \cdot \delta \cdot 10^{-3}; \quad (5.5)$$

$$K_{W\Sigma}^{2025} = 1,4 \cdot 20808 \cdot 196,6 \cdot 10^{-3} = 5727,1 \text{ млн.грн.}$$

Капіталовкладення у будівництво підстанцій з урахуванням територіального коефіцієнта міста Львів рівного 1,12 в.о.:

$$K_{ПС\Sigma}^{2025} = 1,12 \cdot K_{ПС\Sigma}^{ДБН} \cdot \delta \cdot 10^{-3}; \quad (5.6)$$

$$K_{ПС\Sigma}^{2025} = 1,12 \cdot 6705 \cdot 196,6 \cdot 10^{-3} = 1476,5 \text{ млн. грн.}$$

Тоді сумарні капіталовкладення в електричну мережу становитимуть:

$$K_{ЕМ\Sigma}^{2025} = K_{ПС\Sigma}^{2025} + K_{W\Sigma}^{2025}; \quad (5.7)$$

$$K_{ЕМ\Sigma}^{2025} = 1476,5 + 5727,1 = 7203,6 \text{ млн. грн.}$$

Розрахуємо щорічні витрати на амортизацію та обслуговування мережі. Норми амортизаційних відрахувань та витрати на обслуговування приймаємо за довідником. Для ліній електропередач:

$$B_{W\Sigma}^{2025} = 0,028 \cdot K_{W\Sigma}^{2025}; \quad (5.8)$$

$$B_{W\Sigma}^{2025} = 0,028 \cdot 5727,1 = 160,4 \text{ тис. грн./рік.}$$

Для підстанцій:

$$B_{ПС\Sigma}^{2025} = 0,094 \cdot K_{ПС\Sigma}^{2025}; \quad (5.9)$$

$$B_{ПС\Sigma}^{2025} = 0,094 \cdot 1476,5 = 124,0 \text{ тис. грн./рік.}$$

Розраховуємо втрати електричної енергії методом найбільших втрат. Розрахуємо час найбільших втрат [23]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot T_{\text{річ}}; \quad \tau = \left(0,124 + \frac{6400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 5113,2 \text{ год,} \quad (5.10)$$

де $T_{\text{річ}}$ – кількість годин в році; $T_{\max}$ – тривалість використання максимальної потужності.

Втрати неробочого ходу візьмемо із розрахунку нормального максимального режиму роботи мережі.

Розрахуємо річні втрати електричної енергії неробочого ходу:

$$\Delta A_{НАВ} = (\Delta P_{НАВ}^{ЛЕП} + \Delta P_{НАВ}^{TP}) \cdot \tau; \quad \Delta A_{НАВ} = (12,35 + 1,02) \cdot 5113,2 = 68,36 \cdot 10^3 \text{ МВт год,} \quad (5.11)$$

де $\Delta P_{НАВ}^{ЛЕП}, \Delta P_{НАВ}^{TP}$ – навантажувальні втрати потужності у лініях та трансформаторах з розрахунку нормального максимального режиму.

Розрахуємо річні втрати електричної енергії в електроустановках:

$$\Delta A_{PIЧ} = (\Delta A_{HX} + \Delta A_{НАВ}); \quad \Delta A_{PIЧ} = 7358 + 68,36 \cdot 10^3 = 75,721 \cdot 10^3 \text{ МВтгод.} \quad (5.12)$$

5.2 Розрахунок приведених затрат на будівництво мережі

Розраховуємо вартість однієї МВт год втрат електричної енергії, враховуючи, що для України 6,2 грн/МВт год, враховуючи що $\tau = 5113,2$ год, та $\beta'' = 6,0$ грн/МВт год. Розрахуємо відрахування, які спричинені втратами електричної енергії у розроблюваній електричній мережі:

$$B_{\Delta A} = \beta' \cdot \Delta A_{HX} + \beta'' \cdot \Delta A_{HAB}; \quad (5.13)$$

$$B_{\Delta A} = 6,2 \cdot 7358 + 6,0 \cdot 68,36 = 455,8 \text{ тис. грн.}$$

Розраховуємо витрати на 2025 рік, які спричинені втратами електричної енергії у проектованій електричній мережі:

$$B_{\Delta A}^{2025} = \delta \cdot B_{\Delta A} \cdot 10^{-3}; \quad (5.14)$$

$$B_{\Delta A}^{2025} = 196,6 \cdot 455,8 \cdot 10^{-3} = 89,61 \text{ млн. грн./рік.}$$

Розраховуємо сумарні витрати розроблюваної мережі на рік:

$$B_{EM}^{2025} = K_{W\Sigma}^{2025} + K_{ПС\Sigma}^{2025} + K_{\Delta A}^{2025}; \quad (5.15)$$

$$K_{EM}^{2025} = 160,4 + 124 + 89,6 = 374 \text{ млн. грн./рік.}$$

Розрахуємо приведені витрати на спорудження електричної мережі:

$$З_{ПР} = E_H \cdot K_{\Sigma} + B_{\Sigma}; \quad (5.17)$$

$$З_{ПР} = 0,125 \cdot 7203 + 374 = 1274,5 \text{ млн. грн./рік.}$$

Результати розрахунків економічних показників розроблюваної електричної мережі представлено у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Техніко-економічні показники електричної мережі

Капіталовкладення			Відрахування				Приведені затрати
ЛЕП	ПС	Загалом	ЛЕП	ПС	Відшкодування втрат в ЕМ	Загалом	
5727,1	1476,5	7203,6	160,4	124	89,61	374	1274,5

Аналізуючи техніко-економічні розрахунки бачити, що приведені затрати на будівництво становлять 1274,5 млн. грн.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі було здійснено проектування та техніко-економічний аналіз районної електричної мережі класу напруги 220 кВ, яка забезпечує електропостачання споживачів II категорії. Розраховано режими роботи мережі, виконано вибір електротехнічного обладнання, а також обґрунтовано оптимальну конфігурацію мережі на основі технічних і економічних показників.

1. Здійснено аналіз вихідних даних, розраховано баланси активної та реактивної потужності, визначено потребу в компенсуючих пристроях та вибрано їх технічні характеристики, що забезпечило енергетичний баланс проєктованої мережі.

2. Сформовано чотири варіанти конфігурацій електричної мережі, виконано їх техніко-економічне порівняння, обґрунтовано вибір варіанту з оптимальними показниками, а також підібрано типи трансформаторів та розподільчих пристроїв для підстанцій.

3. Побудовано еквівалентну схему заміщення мережі, виконано розрахунки усталених режимів, визначено післяаварійні струми та напруги, обґрунтовано вибір відгалужень РПН та необхідність додаткових компенсуючих пристроїв для забезпечення допустимих режимів роботи мережі.

4. Проаналізовано вплив стану ізоляції та заземлення нейтралі на рівень електробезпеки, розроблено заходи захисту персоналу при обслуговуванні ЛЕП, а також подано рекомендації щодо дій у надзвичайних ситуаціях.

5. Здійснено техніко-економічну оцінку проєктних рішень, зокрема розраховано капіталовкладення на будівництво мережі та приведені витрати, що підтверджує доцільність обраного варіанту з економічної точки зору.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Бардик Є. І. Експлуатація та режими роботи електростанцій. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 73 с.
2. Лушкін В. А., Абраменко І. Г., Барбашов І. В., Черкашина В. В., Шутенко О. В. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навчальний посібник. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2013. 193 с.
3. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
4. Кирик В.В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
5. Гаряжа В. М., Карюк А. О. Електрична частина станцій та підстанцій: конспект лекцій. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. 149 с.
6. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
7. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
8. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
9. Денисюк С. П., Радиш І. П., Кабацій В. М., Дерев'янко Д. Г. Основи електротехніки та електропостачання. Київ: Кондор, 2012. 216 с.
10. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
11. ДСТУ EN 61970. Інтеграція прикладних програм в електроенергетичних системах. Інтерфейси прикладного програмного забезпечення (API) [Текст] EN 61970:2002 / Нац. стандарт України. Введено вперше. Київ: Мінекономрозвитку України, 2017.
12. Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.

13. Правила улаштування електроустановок. Харків: Видавництво «Форт», 2017. 716 с
14. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: В-во НУ»ЛП», 2009. 488 с.
15. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електропостачання. Львів: Львівська політехніка, 2005. 324 с.
16. Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П. Г. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. Кіровоград: КНТУ, 2015. 287 с.
17. Орлович А. Ю., Плешков П. Г., Козловський О. А. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання: навч. посіб. Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. 272 с.
18. Тимочко В.О., Городецький І. М., Березовецький А. П. та ін. Безпека життєдіяльності та охорона праці: навч. посібн. Львів: Сполом, 2022. 376 с.
19. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В.О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія): навч. посібн. / за ред. І.П.Пістуна. Ч. І. Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
20. Бондаренко В. О., Ганус О. І. , Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці: навчальний посібник. Харків: Вид-во «Підручник НТУ «ХП», 2014. 286 с.
21. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Основи безпечної експлуатації електроустановок: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2021. 149 с.
22. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
23. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
24. Бандурка О. М., Ковальов Є. В., Садиков М. А., Маковоз О. С. Економіка підприємства. Харків: ХНУВС. 2017. 192 с.

ДОДАТКИ

Додаток А Вибір комутаційної та вимірювальної апаратури розроблюваної підстанції

А.1 Вибір вимикачів. Виберемо вимикач на стороні найвищої напруги. Враховуючи відповідні вимоги, вибираємо для встановлення на ВРП 220 кВ елегазові вимикачі марки ЕВ-220-40/2000.

Таблиця А1 – Характеристика вимикача ЕВ-220-40/2000

Номінальна напруга $U_{НОМ}$, кВ	Номінальний тривалий струм $I_{НОМ}$, А	Номінальний струм відмикання $I_{ВІД.НОМ}$, кА	Струм електродинамічної стійкості $i_{дин}$, кА	Струм термічної стійкості $I_{ТЕРМ}$, кА	Час трічної стійкості $t_{ТЕРМ}$, с	Власний час відмикання $t_{В.В}$, с	Відносний вmfст аперіодичної складової β_H , %
220	2000	40	40	40	3,0	0,035	45

Здійснюємо перевірку необхідних умов для цього вимикача

Таблиця А2 – Результати перевірки вибору вимикача 220 кВ

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{МЕР.НОМ} \leq U_{НОМ}$	$U_{УСТ} = 220$ кВ	$U_{НОМ} = 220$ кВ
$I_{РОБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	$I_{НОМ} = 351$ А	$I_{РОБ.МАКС} = 2000$ А
$I_{нт} \leq I_{ВІД.НОМ}$	$I_{ВІД.НОМ} = 1,956$ кА	$I_{нт} = 40$ кА
$i_{ат} \leq i_{АМ}$	$i_{АМ} = 0,764$ кА	$i_{ат} = 25,4$ кА
$I_{n.0} \leq I_{УВІМ}$	$I_{УВІМ} = 4,84$ кА	$I_{n.0} = 101$ кА
$i_{уд} \leq i_{пр.наск}$	$i_{пр.наск} = 4,84$ кА	$i_{уд} = 102$ кА

Вибраний вимикача задовольняє умовам перевірки.

На напругу 10 кВ часто встановлюють шафи КРП. Каркас із захисним кожухом, у якому укомплектовані електричні апарати та провідники первинних контурів, а також прилади для вимірювання, управління та захисту з усіма з'єднаннями. У комірках РП 10 кВ встановимо шафи типу КРУ-СВЕЛ-10-20. Ці комірки комплектуються вимикачами на різні номінальні струми.

Номінальні струми та стійкість до дії струмів КЗ електроустаткування, що входить до складу шаф КРП узгоджено з параметрами вимикачів. Тому, умови

вибору вимикачів у КРП є одночасно й умовами вибору комірок КРП. Вибираємо для встановлення у КРП 10 кВ вакуумний вимикач ВВ-10-12,5-630-20.

Таблиця А3 – Характеристика вимикача ВВ-10-12,5-630-20

Номинальна напруга $U_{НОМ}$, кВ	Номинальний тривалий струм $I_{НОМ}$, А	Номинальний струм відмикання $I_{ВІД.НОМ}$, кА	Струм електродинамічної стійкості $i_{дин}$, кА	Струм термічної стійкості $I_{ТЕРМ}$, кА	Час трічної стійкості $t_{ТЕРМ}$, с	Власний час відмикання $t_{В.В}$, с	Відносний вміст аперіодичної складової β_H , %
10	2000	20	51	20	3,0	0,035	30

Здійснюємо перевірку необхідних умов для цього вимикача

Таблиця А4 – Результати перевірки вибору вимикача 10 кВ

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{МЕР.НОМ} \leq U_{НОМ}$	$U_{УСТ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{РОБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	$I_{НОМ} = 1837$ А	$I_{РОБ.МАКС} = 2000$ А
$I_{нт} \leq I_{ВІД.НОМ}$	$I_{ВІД.НОМ} = 15,1$ кА	$I_{нт} = 20$ кА
$i_{ат} \leq i_{АМ}$	$i_{АМ} = 17,6$ кА	$i_{ат} = 11,3$ кА
$I_{n.0} \leq I_{УВІМ}$	$I_{УВІМ} = 15,7$ кА	$I_{n.0} = 20$ кА
$i_{уд} \leq i_{пр.наск}$	$i_{пр.наск} = 41,9$ кА	$i_{уд} = 51$ кА

А.2 Вибір роз'єднувачів. Для сторони вищої напруги 220 кВ підходить роз'єднувач з двома опорно-поворотними ізоляторами та заземлювачем РЛНЗ-220/1000, параметри якого представлені у таблиці А5.

Таблиця А5 – Характеристика роз'єднувача РЛНЗ-220/1000

Номинальна напруга	Номинальний тривалий струм	Струм електродинамічної стійкості	Струм термічної стійкості	Час трічної стійкості
220	1000	31,5	31,5	3,0

Здійснюємо перевірку необхідних умов для цього роз'єднувача

Таблиця А6 – Результати перевірки вибору роз'єднувача РЛНЗ-220/1000

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{МЕР.НОМ} \leq U_{НОМ}$	220 кВ	220 кВ
$I_{РОБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	351 А	1000 А
$I_K^{(3)} \leq I_{дин}$	1,956 кА	31,5 кА
$i_{уд} \leq i_{пр.наск}$	4,84 кА	80 кА

Вибраний роз'єднувач відповідає всім умовам перевірки.

На стороні нижчої напруги 10 кВ відповідно до вимог вибираємо для встановлення в ЗРП 10 кВ роз'єднувачі штепсельного типу, що входять до складу шафи КРУ-10-20,0/1250.

У роз'єднувачах цього типу видимий розрив створюється конструкцією шафи КРУ, тобто, за допомогою висувного елемента. Перевірка роз'єднувача виконується аналогічно до перевірки вимикача на РП 10 кВ. Тільки з розрахунку виключаємо умову перевірки на відмикальну здатність. Відтак, роз'єднувачі, вбудовані у шафу КРУ-10-20,0/1250 задовольняють усім вимогам.

А.3 Вибір струмоведучих частин. Гнучкі шини на РП 220 кВ виконуються проводом марки АС. Вибираємо переріз за умовами допустимого тривалого струму і приймаємо провід АС 240/32.

ПУЕ обумовлюються мінімальні перерізи за умовами корони (на 220 кВ перетин струмовідних частин має бути не нижче 240 мм², Вибираємо провід АС 240/32 на АС-70/11, який має $I_{дон} = 605$ А.

Таблиця А7 – Перевірка вибраної ошиновки на ВРП 220 кВ

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$I_{РОБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	351 А	605 А

У розподільних пристроях 10 кВ ошиновування та збірні шини виконуються твердими алюмінієвими шинами. При струмах до 3000 А застосовуються одно- та двосмугові шини. Вибираємо переріз шини з умови найбільшого тривало допустимого струму $I_{дон} = 1837$ А. Бачимо, що і в першому і другому випадку виконуються умови.

А.4 Вибір трансформаторів струму. У вводах вимикачів на високій напрузі 220 кВ встановлено вбудовані трансформатори струму. У вибраних комірках встановлюються трансформатори струму ТШЛ-220-40/2000.

Таблиця А8 – Перевірка вибраного трансформатора струму

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$	220 кВ	220 кВ
$I_{РОБ.МАКС} \leq I_{НОМ}$	351 А	2000 А

Таблиця А9 – Перевірка вибраного трансформатора струму ТШП-10-5000

Умова	Каталожні дані	Розрахункові дані
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{роб.макс} \leq I_{ном}$	3674 А	5000 А

А.5 Вибір трансформаторів напруги. Для встановлення на стороні ВН 220 кВ можна прийняти трансформатор напруги ЗНОМ-220. Перевірка по вторинному навантаженню та втраті напруги у проводах вторинних контурів не здійснюється, тому що не відомий склад контрольно-вимірювальних приладів. Клас точності вибирають відповідно до класу точності приладів, що підключаються. Вимоги до конструкції та схеми з'єднання обмоток не обумовлено, тому перевірку не проводимо.

А.6 Вибір трансформатора власних потреб. У системі власних потреб встановлюють, як правило, 2 трансформатори власних потреб (ТВП). Потужність ТВП вибирається за навантаженням власних потреб підстанції з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності. Потужність споживачів власних потреб невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220, яка отримує живлення від понижувальних трансформаторів.

Потужність споживачів власних потреб для підстанції 220 кВ у нашому випадку становить 200 кВА. Обчислимо потужність необхідного трансформатора:

$$S_{роз} = k_{\Pi} \cdot \frac{P_{ВП}}{\cos \varphi} = 0.8 \cdot \frac{200}{0.8} = 200 \text{ кВА}, \quad (\text{А.1})$$

де k_{Π} – коефіцієнт попиту.

Розраховуємо потужність трансформаторів власних потреб, за умови, що їх буде встановлено два:

$$S_{ТР} = \frac{S_{роз}}{k_{\Pi}} = \frac{200}{1.4} = 143 \text{ кВА}, \quad (\text{А.2})$$

З каталогу вибираємо трансформатор ТСЗ(З)-160/10. Цей трансформатор задовільняє усі вимоги, які ставляться до трансформаторів власних потреб електричних підстанцій.