

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі
110 кВ Тербовлянського РЕМ**

Виконав(ла): студент(ка) VI курсу, групи ЕЕМ-61
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Чміль С.С.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Сисак І. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О. О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Тарасенко М. Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2020

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

« 02 » вересня 2020 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту Чмілю Степану Станіславовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі 110 кВ
Теребовлянського РЕМ

Керівник роботи Сисак Іван Михайлович, к.т.н.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 01 » вересня 2020 року № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Перелік силових трансформаторів, які встановлені на ПС електричної
мережі Теребовлянського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго»

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

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

1. Дослідження Теребовлянського району 1 л. ф – А1

2. Варіанти розвитку Теребовлянського району 1 л. ф – А1

3. Аналіз усталених режимів Теребовлянського району 1 л. ф – А1

4. Схема приєднань ПС 1 л. ф – А1

5. Схема електрична принципова ПС 1 л. ф – А1

6. 1 л. ф – А1

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 2 вересня 2020 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	01.08.2020	
2	Аналітичний розділ	01.09.2020	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.10.2020	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.11.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.12.2020	
6	Висновки	01.12.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	10.12.2020	
8	Оформлення графічної частини	10.12.2020	

Студент

_____ (підпис)

Чміль С.С.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Сисак І.М.

_____ (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Чміль С.С. Забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕМ-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2020.

Стор. – 76; рис. – 29; табл. – 20; креслень - 6; джерел - 15; додатків - 2.

В даній кваліфікаційній роботі магістра здійснено аналіз мережі Тербовлянського району ВАТ “Тернопільобленерго”. Розраховано навантаження підстанції для максимального та мінімального режимів. Запропоновано сім можливих варіантів розвитку електричної мережі Тербовлянського РЕМ. Проведено вибір марки проводу, потужності та кількості силових трансформаторів. Розглянуто різні варіанти схем електричних з’єднань для високої та низької сторони підстанції. Здійснено вибір комутуючої апаратури, вимірювальної апаратури, трансформаторів власних потреб. Запропоновано принципову схему підстанції 110/35/10 кВ.

Ключові слова: вимикач, електрична енергія, роз’єднувач, підстанція, обмежувач перенапруг, трансформатор власних потреб, електрична частина, коротке замикання, шина, схема з’єднань.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1. АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Розподільчі мережі. Резервування.....	8
1.2 Надійність електропостачання споживачів. Категорійність. Вимоги до постачальних компаній.....	13
1.3 Висновки до розділу.....	17
2. РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....	18
2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ Тербовлянського району електромереж ВАТ “Тернопільобленерго”.....	18
2.2 Обчислення навантаження на підстанції «Раковець».....	27
2.3 Запропоновані варіанти розвитку електричної мережі Тербовлянського РЕМ.....	28
2.4 Вибір проводів повітряних ліній електропередач.....	36
2.5 Вибір силових трансформаторів ПС «Раковець».....	36
2.6 Визначення параметрів елементів. Формування схеми заміщення електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ.....	40
2.7 Висновки до розділу.....	45
3. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	46
3.1 Варіанти головної схеми електричних з'єднань.....	46
3.2 Розрахунок струмів короткого замикання.....	52
3.2.1 Розрахунок ударного струму.....	53
3.2.2 Розрахунок складових струму.....	53
3.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму.....	54
3.3 Вибір вимірювальної апаратури.....	55
3.3.1 Вибір трансформаторі струму.....	56
3.3.2 Вибір ТН.....	58
3.3.2.1. Вибір ТН на стороні 110 кВ.....	59

	5
3.3.2.2. Вибір ТН на стороні 35 кВ.....	59
3.3.2.3. Вибір ТН на 10 кВ.....	60
3.4 Вибір вимикачів, роз'єднувачів	60
3.5 Вибір обмежувачів перенапруг для 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ	62
3.6 Вибір ТВП.....	63
3.7 Вибір запобіжників	64
3.8 Побудова принципової схеми ПС «Раковець».....	65
3.9 Висновки до розділу	68
4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	69
4.1 Причини електротравм та умови ураження людини електричним струмом	69
4.2 Система засобів та заходів з безпечної експлуатації електроустановок	70
4.3 Дія електромагнітного випромінювання на людину	72
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	74
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	75
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Вибір потужності силових трансформаторів.....	2
Додаток Б. Порівняльний розрахунок трансформаторів.....	3

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасному світі централізоване електропостачання підприємств та населених пунктів забезпечується від енергетичних систем. Дані енергосистеми складаються з електростанцій, підстанцій, повітряних та кабельних лінії електропередач. “Постає завдання забезпечити оптимальний режим роботи енергосистеми в цілому” [2]. Дане завдання необхідно виконати враховуючи взаємозв’язок між окремими елементами енергосистеми.

Проектування розвитку електричних мереж включає в себе задачу розробки та обґрунтування економічних та технічних питань, що забезпечують необхідну якість та надійність електропостачання. На основі проектів відбувається подальша реконструкція або будівництво підстанцій, електростанцій, повітряних ЛЕП.

Проекти розвитку енергосистем та електричних мереж дають змогу в загальному розглядати весь технологічний процес від виробництва до споживання електроенергії.

Тому, забезпечення надійності функціонування розподільних мереж є актуальною задачею.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі 110 кВ Тербовлянського району електромереж

Необхідно розв’язати наступні завдання:

- проаналізувати електричну мережу 110 кВ Тербовлянського РЕМ та провести розрахунок найменшого та найбільшого навантажень ПС;
- запропонувати різні варіанти нового проектування мережі 110 кВ та обґрунтувати вибір типу підстанції;
- провести розрахунки для нової лінії електропередач та здійснити вибір потужності та числа трансформаторів підстанції;

– здійснити вибір схеми електричних з'єднань для розподільчих пристроїв 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ, а також здійснити вибір основного обладнання підстанції 110/35/10 кВ

Об'єкт дослідження – електричні мережі 110/35/10 кВ

Предмет дослідження – заходи забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ

Наукова новизна отриманих результатів -- отримало подальший розвиток впровадження заходів забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ

Практичне значення отриманих результатів – запропоноване рішення по встановленню двохтрансформаторної ПС 110/35/10 кВ дасть змогу оптимізувати розподіл електроенергії Тербовлянського району, а також забезпечити надійність системи електропостачання.

Апробація. Розглянуті результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на ІХ Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів “Актуальні задачі сучасних технологій” (25-26 листопада 2020 року), Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається з вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (15 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 76 сторінок, 20 таблиці, 29 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Розподільчі мережі. Резервування

Розподільчі електричні мережі – мережі, призначені для передачі та розподілу електричної енергії.

Найбільш розповсюдженими електричними мережами є: радіальні схеми (паралельне з'єднання споживачів), магістральні (послідовне з'єднання), змішані (радіально-магістральні або по іншому послідовно-паралельне з'єднання) та петлеві схеми (кільцеві) [3].

На рис. 1.1 показана радіальна електрична мережа (паралельне з'єднання).

Потрібно відмітити, що на схемі присутній споживач S2. Це є відповідальний споживач і його живлення здійснюється від двох різних секцій шин – I секції та II секції. При зникненні напруги на будь-якій з двох секцій, I чи II, через секційний вимикач інша секція автоматично буде отримувати живлення. Це є важлива відмінність споживача S2 від інших споживачів, що зображені на рис. 1.1.

Перевагою схеми є висока надійність електропостачання.

Недоліком схеми є висока вартість за рахунок великої кількості обладнання та прокладання окремих ліній електропередача до кожного з споживачів.

На рис. 1.2 зображено магістральну електричну схему (послідовне з'єднання).

На даній схемі також присутній відповідальний споживач S2. Так само як і у випадку з радіальною електричною схемою, при зникненні напруги на будь-якій з двох секцій, I чи II, через секційний вимикач інша секція автоматично буде отримувати живлення.

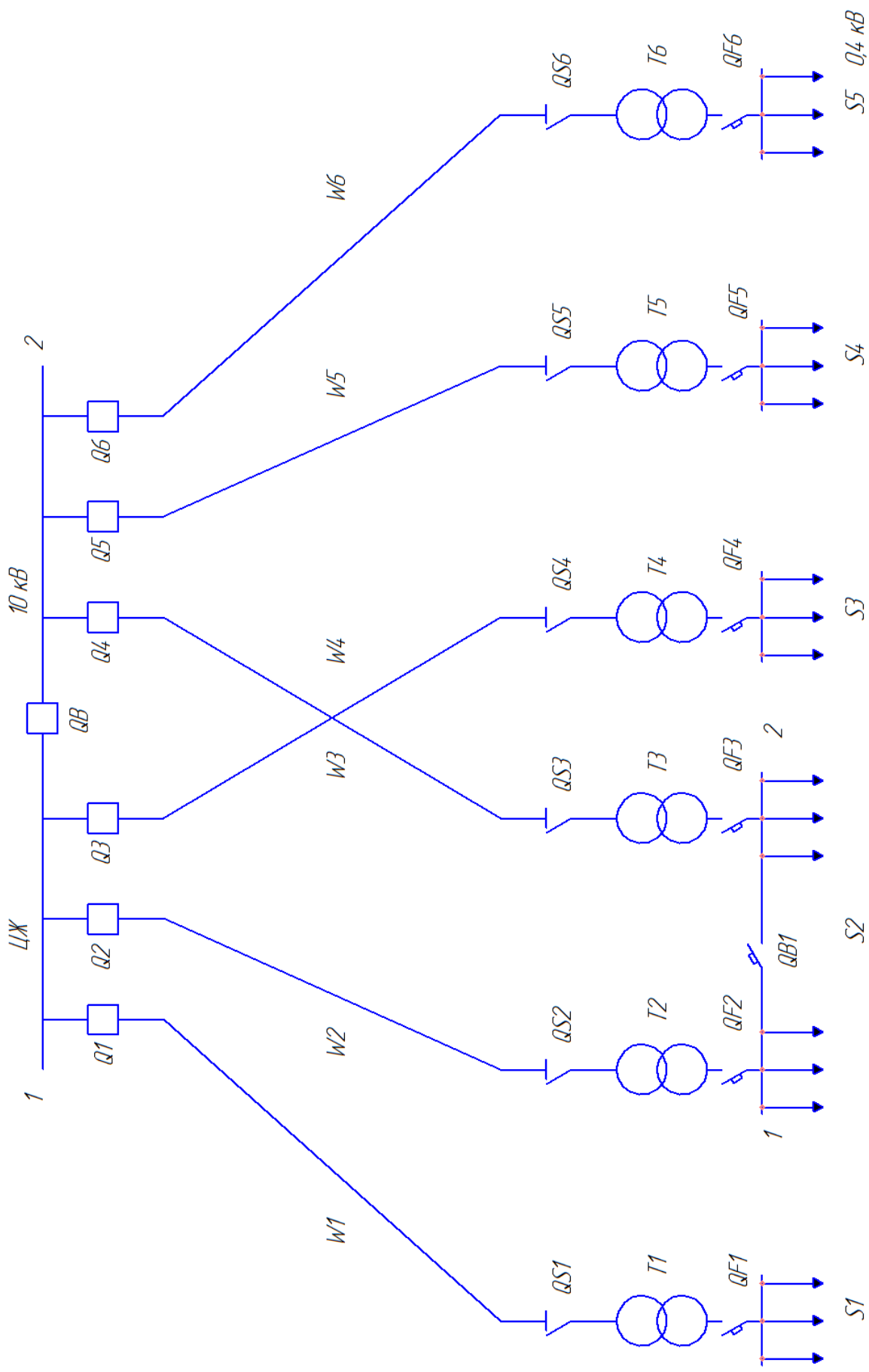


Рисунок 1.1 – Радіальна електрична мережа (паралельне з'єднання)

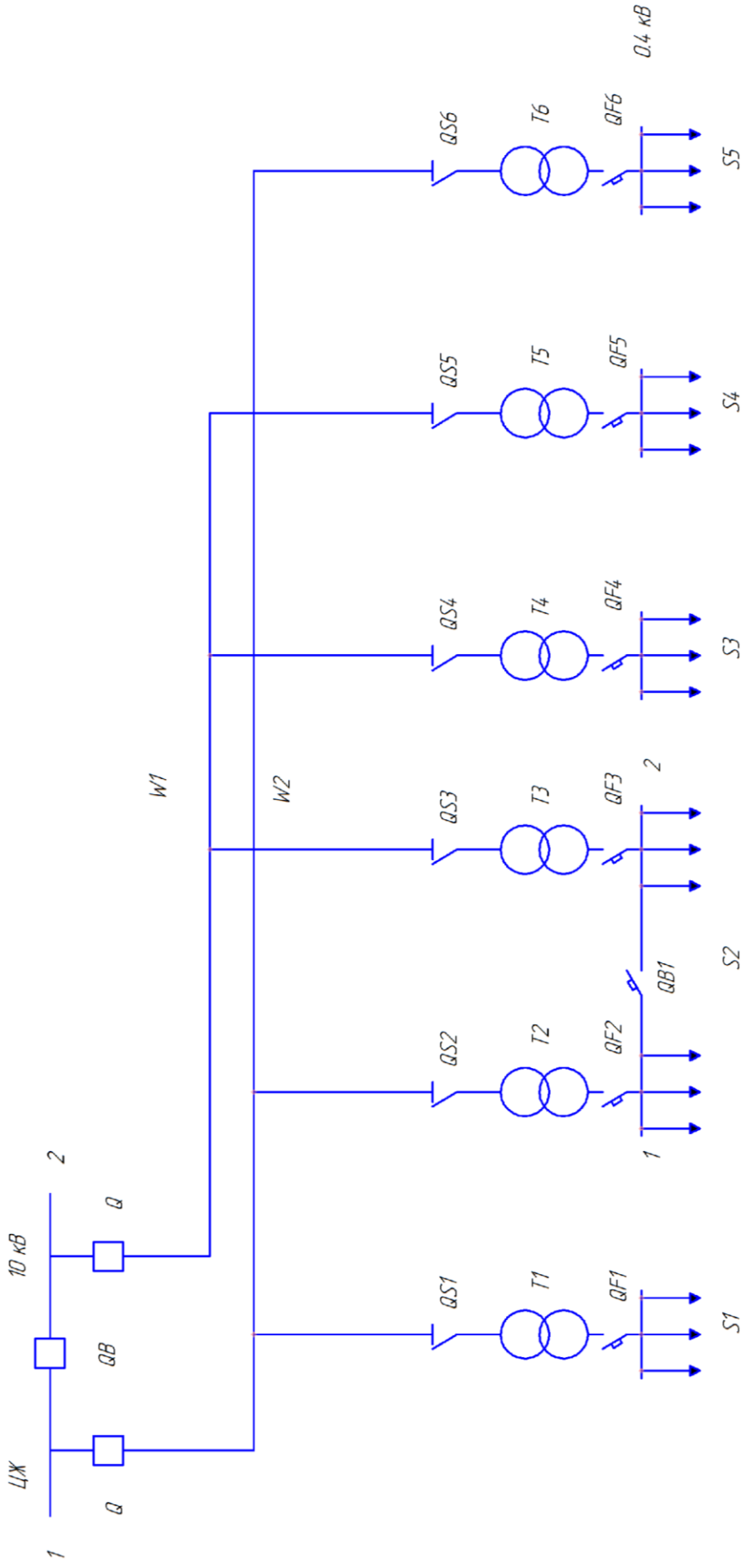


Рисунок 1.2 – Магістральна електрична мережа (послідовне з'єднання)

Перевагою даної схеми є мала вартість, оскільки використовується менше обладнання, в порівнянні з радіальною схемою. Також споживачі з'єднуються послідовно. Це дає змогу економити провід.

Недолік даної схеми полягає в відключення усіх споживачів, що з'єднані послідовно, наприклад, при обриві на початку лінії.

На рис. 1.3 показана петлева (кільцева) електрична мережа (послідовно-паралельне з'єднання). Також цю схему можна охарактеризувати як радіально-магістральну схему.

Ця схема являє собою з'єднання споживачів по колу, тобто в кільце. Кожен споживач, який підключений за такою схемою може отримати живлення з будь-якої секції шин – I або II.

Перевагою схеми є надійне живлення споживачів. Недоліком схеми є висока вартість, оскільки використовується велика кількість комутуючих апаратів.

На рис. 1.4 показана комбінована схема (радіально-магістральна).

На даній схемі електроспоживачі під'єднані до розподільчих пристроїв за радіальною схемою. Живлення самих розподільчих пристроїв здійснюється від магістральних шинопроводів.

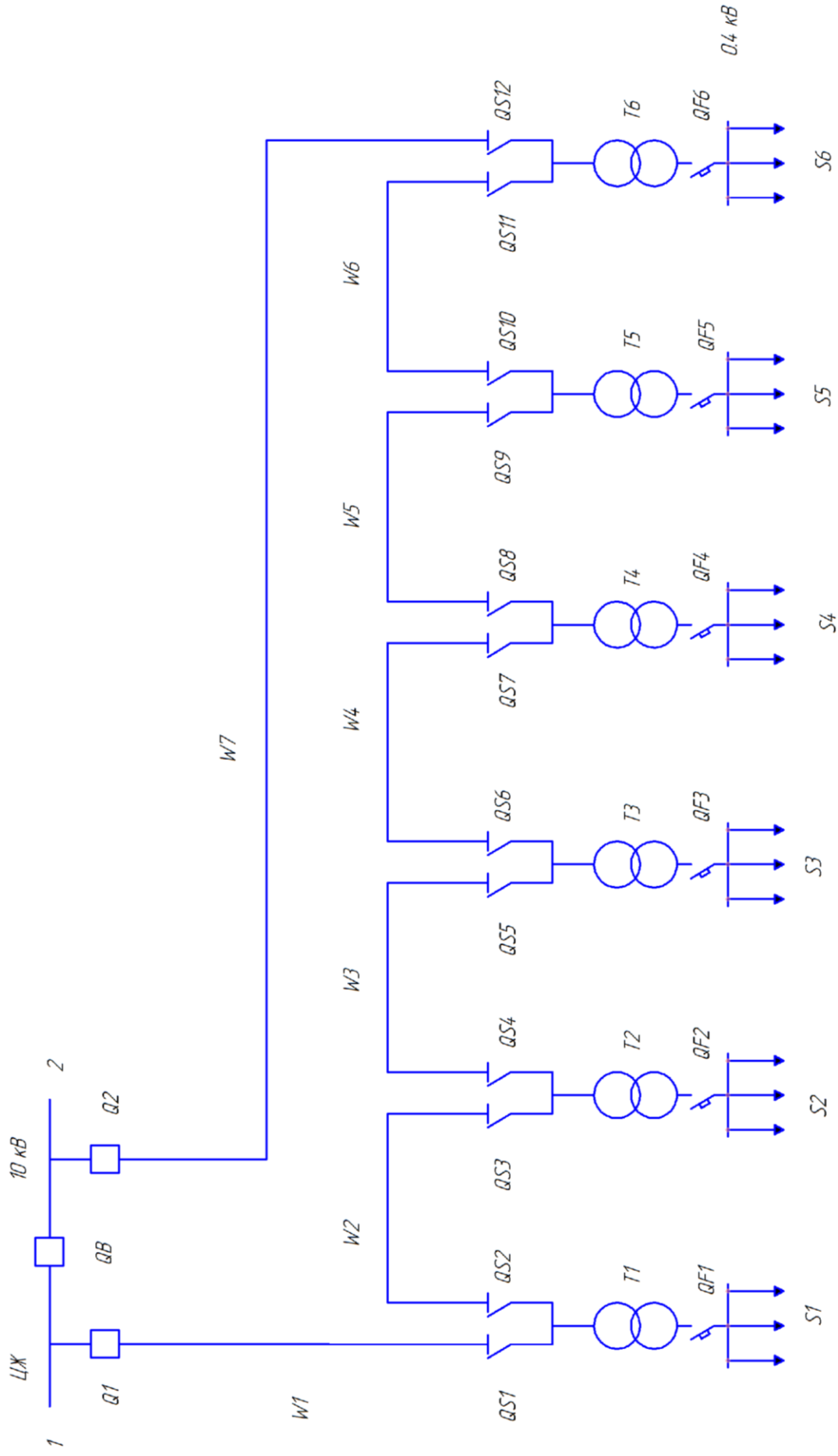


Рисунок 1.3 – Кільцева електрична мережа

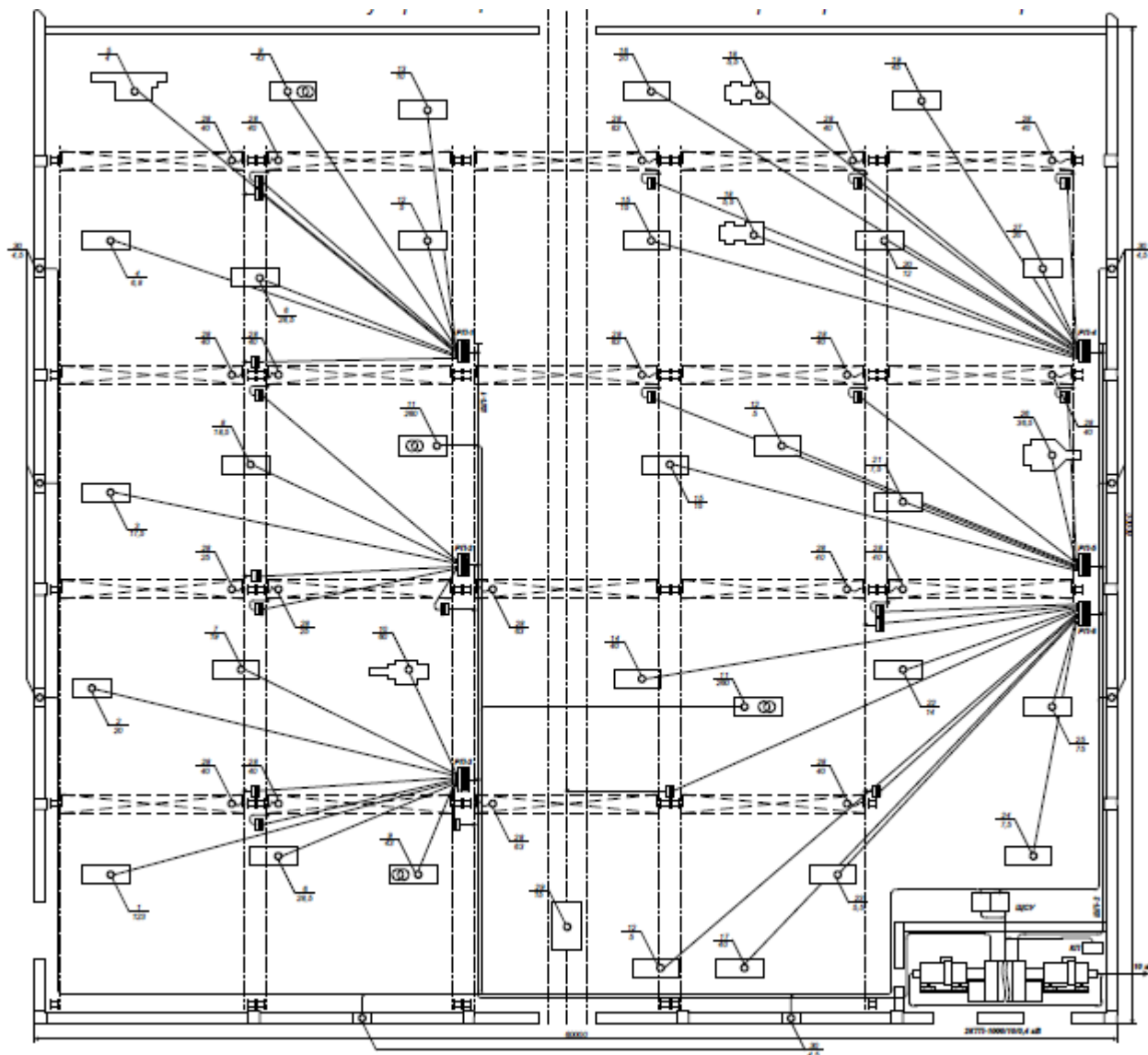


Рисунок 1.4 – Комбінована схема електропостачання (радіально-магістральна)

1.2 Надійність електропостачання споживачів. Категорійність. Вимоги до постачальних компаній.

Згідно ПУЕ [4] споживачів електроенергії можна розділити на 3 категорії по надійності електропостачання.

I категорія по надійності електропостачання [15].

Дана категорія характеризується наявністю двох взаємно резервованих джерел живлення.

Перерва в електропостачанні для такої категорії допускається на час спрацювання *АВР* (автоматичного включення резерву).

Перерва в електропостачанні для такої категорії може привести до наступного: пошкодження дорогого обладнання, небезпеки для життя людей, вибухів, пожеж, збитків.

Прикладом такої категорії є: установки хімічної промисловості, обладнання металургійного виробництва, сталеплавильні печі.

На рис. 1.5 показано приклад схеми підключення споживачів першої категорії [13].

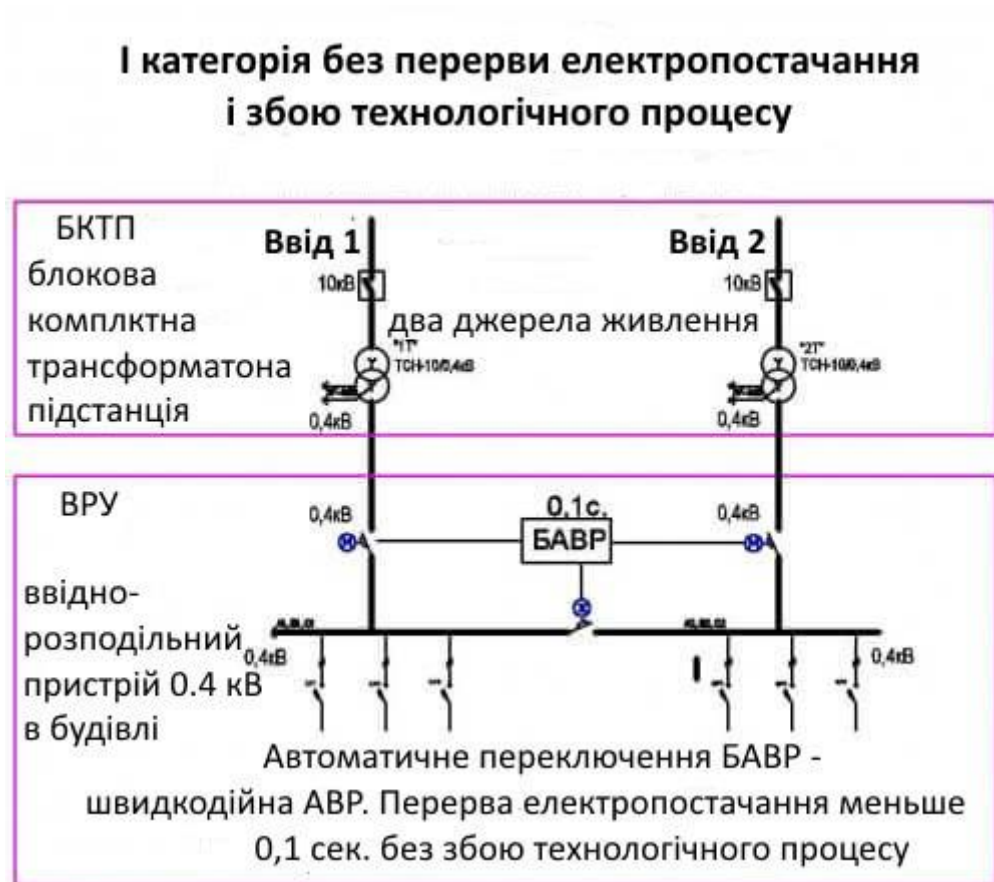


Рисунок 1.5 – Підключення споживачів I категорії

Потрібно також виділити особливу групу електроспоживачів серед I категорії по надійності електропостачання. Для таких споживачів передбачають автономні джерела живлення. Ці джерела живлення є невеликої потужності.

На рис. 1.6 показано приклад схеми підключення споживачів першої особливої категорії [13].

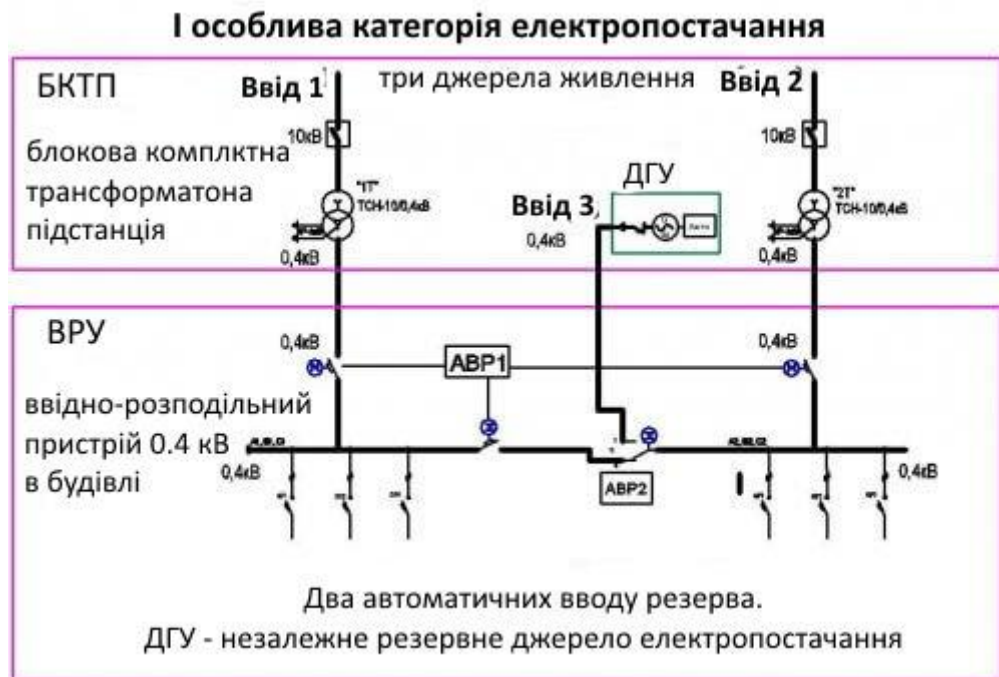


Рисунок 1.6 – Підключення споживачів I особливої категорії

II категорія по надійності електропостачання [15].

Дана категорія характеризується наявністю двох незалежних джерел живлення.

Перерва в електропостачанні для такої категорії допускається на час, що є необхідний для ввімкнення резервного джерела оперативною бригадою або черговим персоналом.

Перерва в електропостачанні для такої категорії може привести до наступного: простою робітників, недовипуску продукції, простою промислового транспорту.

Прикладом такої категорії є: технологічне обладнання масового виробництва.

На рис. 1.7 показано приклад схеми підключення споживачів другої категорії [13].

II категорія електропостачання

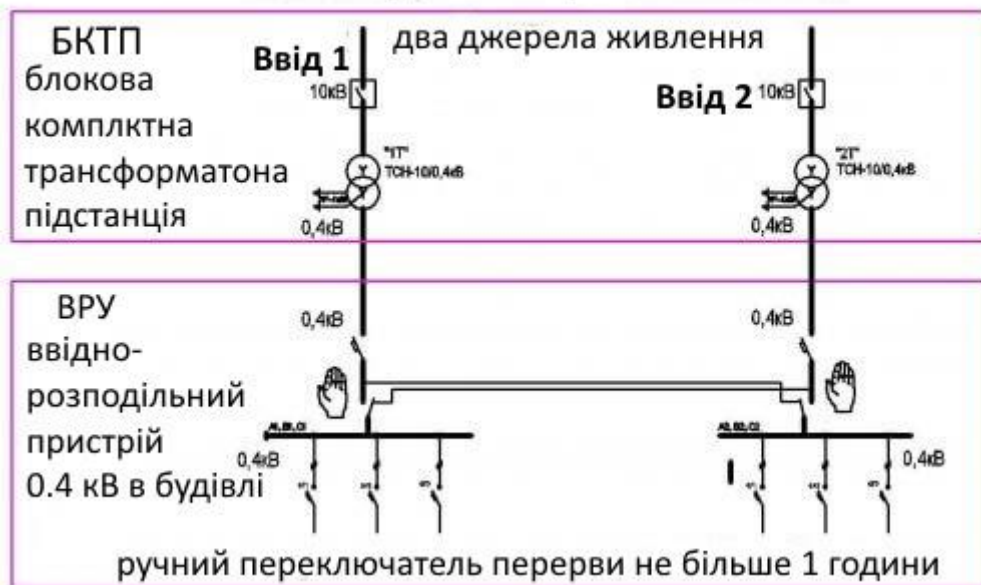


Рисунок 1.7 – Підключення споживачів II категорії

III категорія по надійності електропостачання [15].

Дана категорія характеризується наявністю одного джерела живлення.

Перерва в електропостачанні для такої категорії допускається на час необхідний для заміни або ремонту пошкодженого обладнання. Даний час не може перевищувати 1 добу.

Прикладом такої категорії є: електроприймачі допоміжних цехів, складів.

На рис. 1.8 показано приклад схеми підключення споживачів третьої категорії [13].

III категорія електропостачання

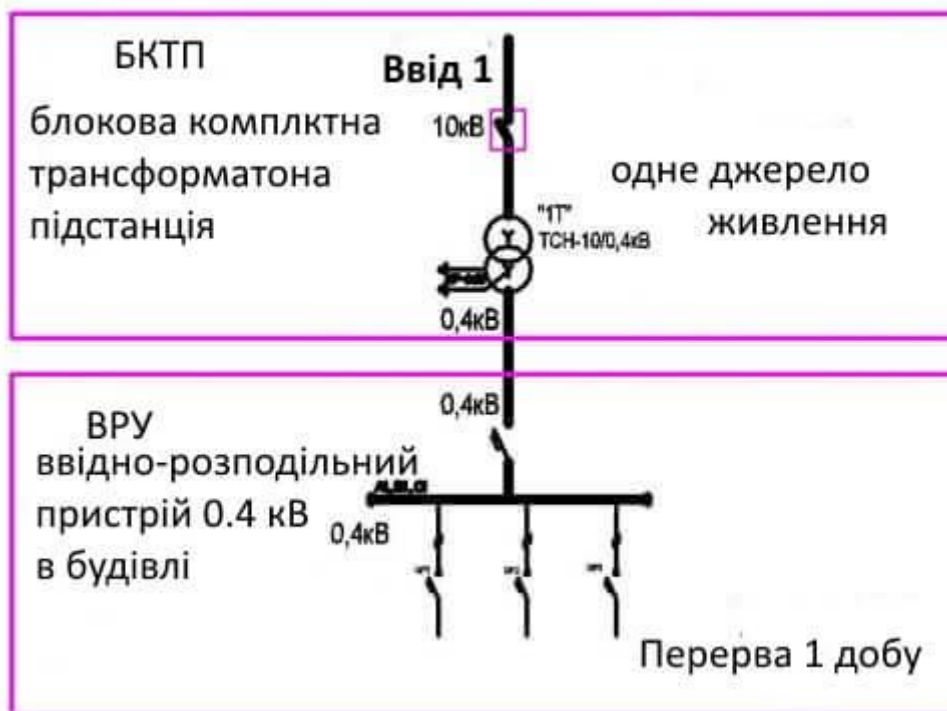


Рисунок 1.8 – Підключення споживачів III категорії

1.3 Висновки до розділу

1. Проаналізовано класифікацію розподільних електричних мереж з наведенням прикладів побудови схем.
2. Розглянуто детальну класифікацію споживачів згідно ПУЕ по надійності електропостачання.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ Тербовлянського району електромереж ВАТ «Тернопільобленерго»

Для проведення характеристики електричних мереж ВАТ «Тернопільобленерго» розглянемо карту електричних мереж (35-750 кВ) Тернопільської області, представлену на рис. 2.1.

Для проведення характеристики електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» розглянемо фрагмент карти електричних мереж (35-750 кВ) Тернопільської області, а саме Тербовлянський район електромереж, представлений на рис. 2.2.

На рис. 2.3 показано фрагмент електричної мережі 110 кВ Тербовлянського району ВАТ «Тернопільобленерго». Дана електрична мережа живить міста, села та підстанції: ТВЧ, Тербовля, Струсів, Дружба, Дарахів, Золотники, Буданів, Романівка, Волощина, Сороцьке. Живлення населених пунктів та підстанцій здійснюється від шин 110 кВ підстанції Тербовля. Даний фрагмент електричної мережі 110 кВ Тербовлянського району ВАТ «Тернопільобленерго» взято з схеми з'єднань мережі 35/110/330 кВ – однолінійної схеми нормального режиму ВАТ «Тернопільобленерго».

На рис. 2.4 зображено географічне розташування ПС електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

В табл. 2.1 наведено перелік силових трансформаторів, які встановлені на ПС електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

В табл. 2.2 наведено перелік існуючих повітряних ліній напругою 110 кВ та повітряних ліній напругою 35 кВ.

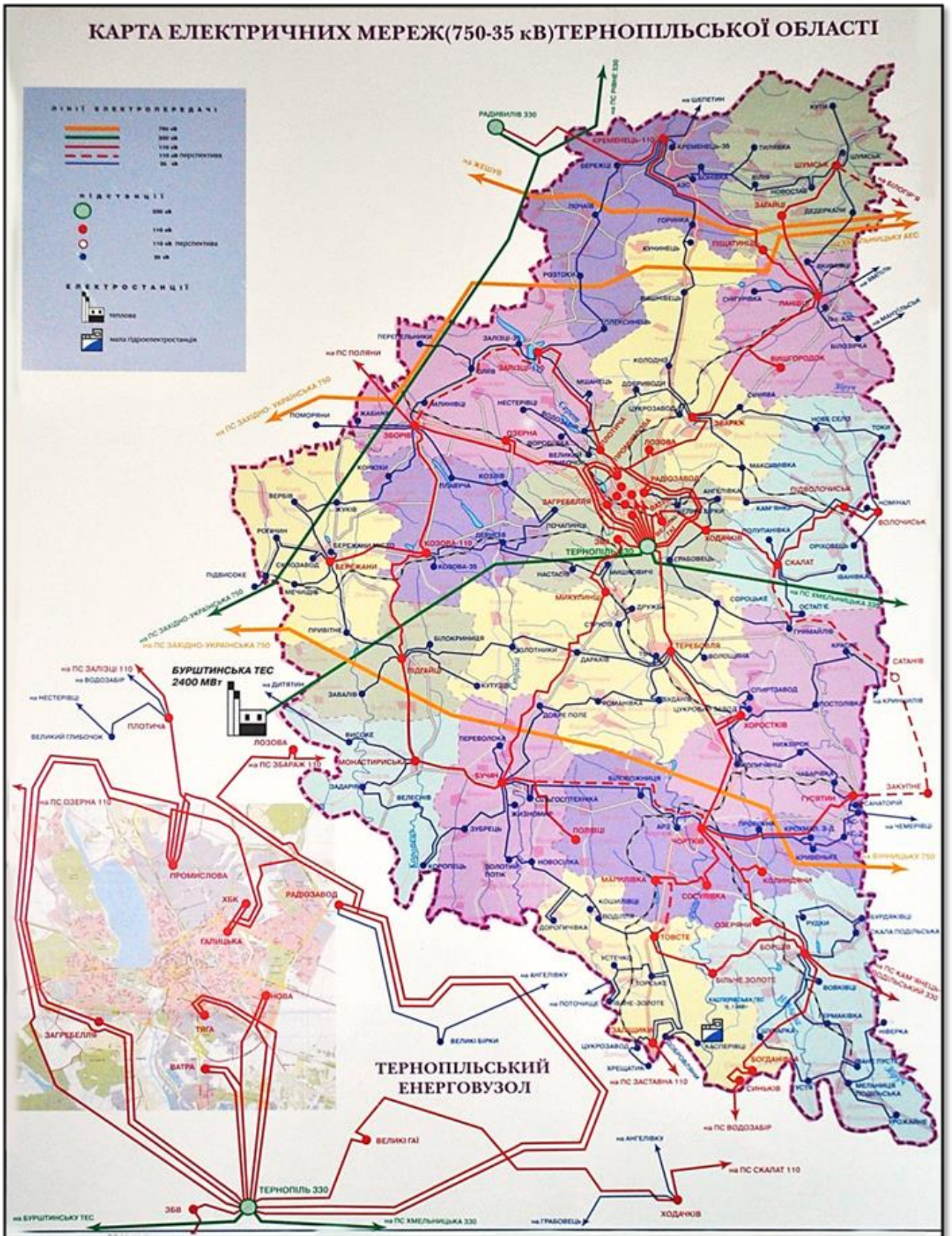


Рисунок 2.1 - Карта електричних мереж (35-750 кВ) Тернопільської області



Рисунок 2.2 – Фрагмент карти електричних мереж (35-750 кВ) Тербовлянського району електромереж Тернопільської області

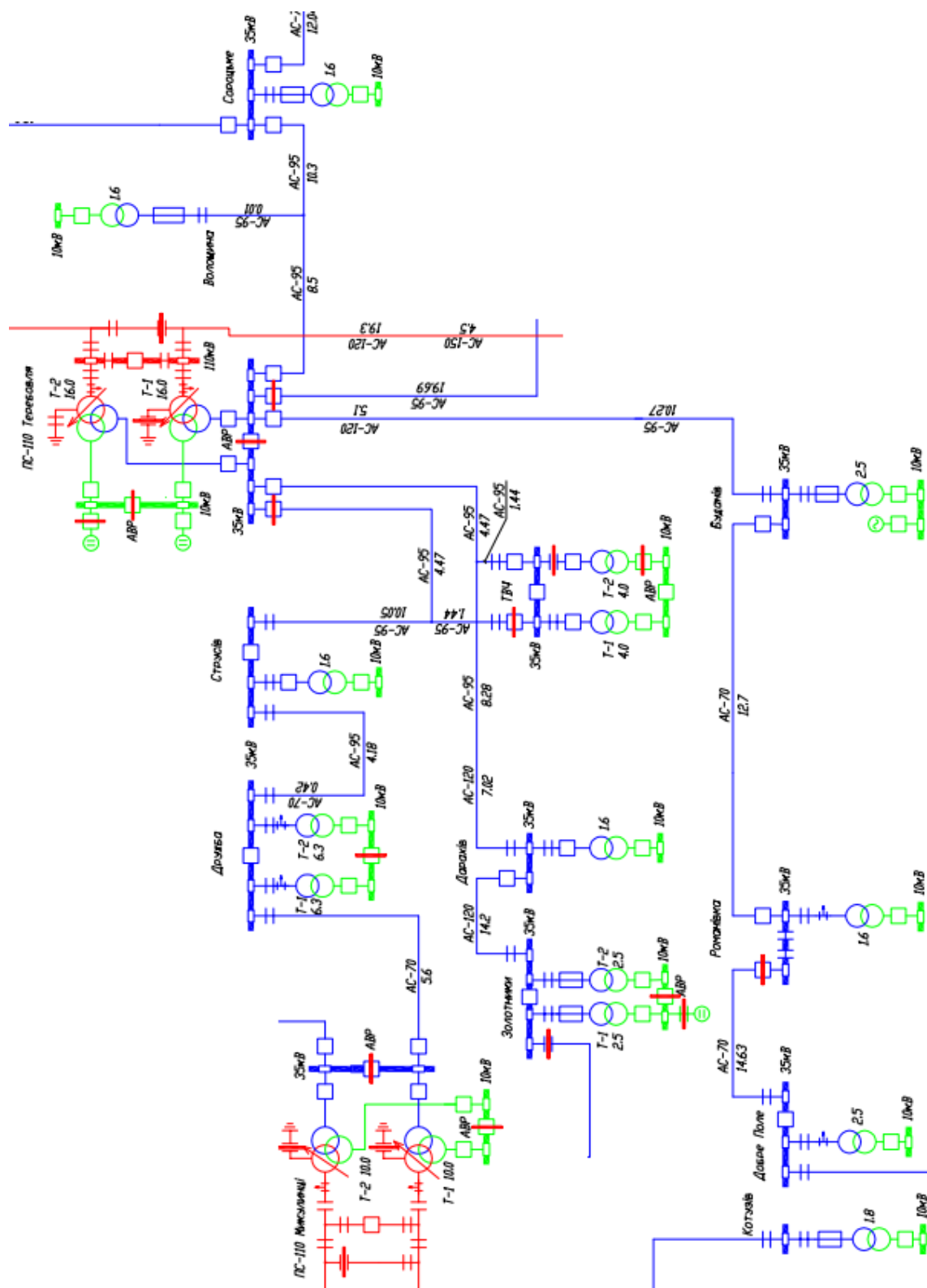


Рисунок 2.3 – Фрагмент електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго»

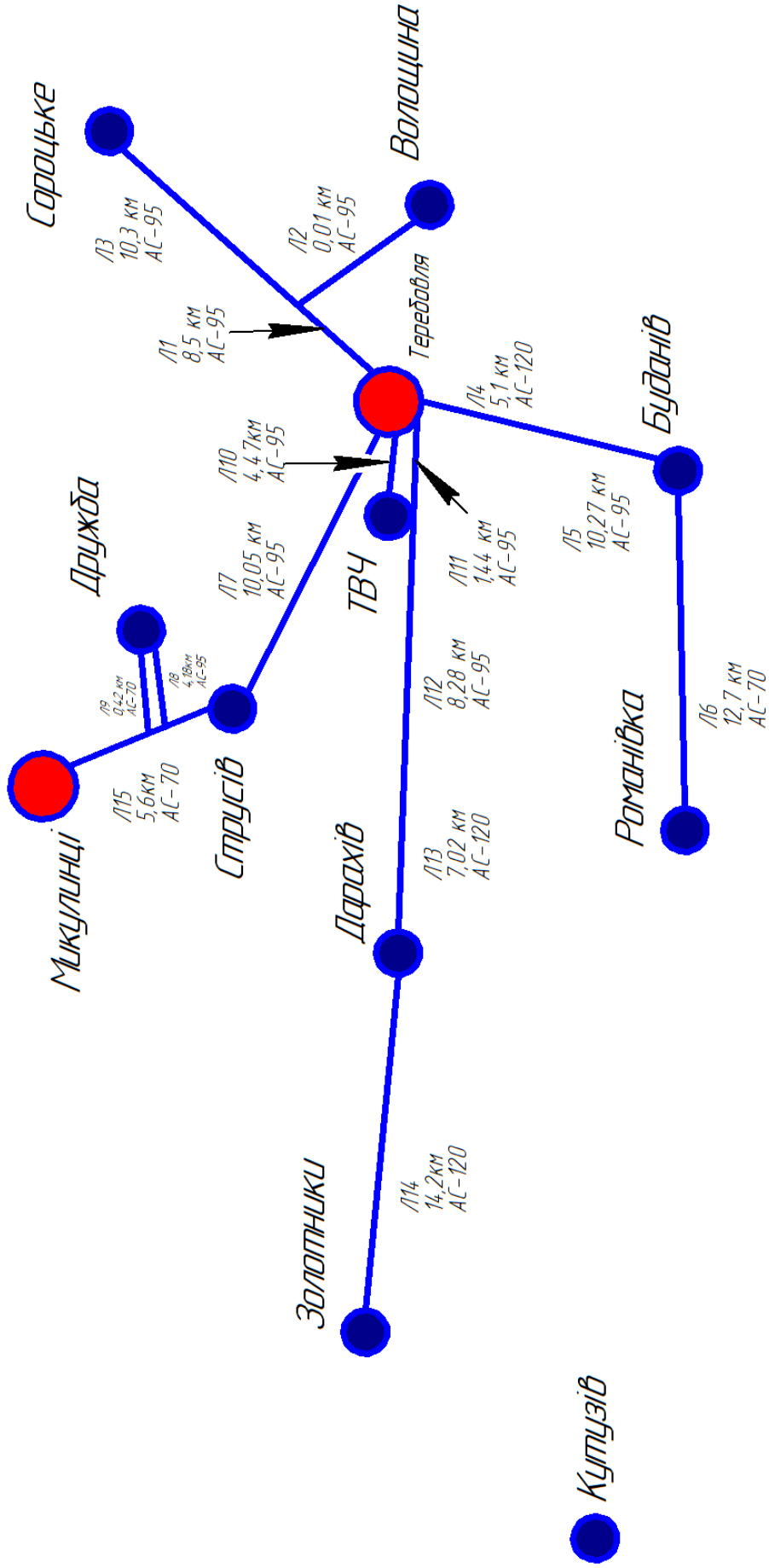


Рисунок 2.4 – Географічне розташування підстанцій електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ ВАТ «Тернопільенерго»

Таблиця 2.1 – Силві трансформатори, які встановлені на підстанціях електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

Назва підстанції	Потужність силових трансформаторів, напруга на високій стороні	Номінальна потужність силових трансформаторів, МВА	Номінальна напруга, кВ		
			Висока напруга	Середня напруга	Низька напруга
Струсів	1600/35	1,6	35	-	10
Дружба	6300/35	6,3	35	-	10
	6300/35	6,3	35	-	10
Золотники	2500/35	2,5	35	-	10
	2500/35	2,5	35	-	10
ТВЧ	4000/35	4	35	-	10
	4000/35	4	35	-	10
Дарахів	1600/35	1,6	35	-	10
Тербовля	16000/110	16	110	35	10
	16000/110	16	110	35	10
Спиртзавод	2500/35	2,5	35	-	10
	1000/35	1	35	-	10
Буданів	2500/35	2,5	35	-	10
Романівка	1600/35	1,6	35	-	10
Волощина	1600/35	1,6	35	-	10
Сороцьке	1600/35	1,6	35	-	10
Кутузів	1800/35	1,8	35	-	10
Микулинці	10000/110	10	110	35	10
	10000/110	10	110	35	10

Таблиця 2.2 - Перелік повітряних ліній електропередач електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго»

Початок	Кінець	Марка проводу, січення	Довжина проводу, км
Теребовля	ТВЧ	АС-95	4,47
		АС-95	4,47
		АС-95	1,44
		АС-95	1,44
Теребовля	Струсів	АС-95	10,05
		АС-95	4,47
Струсів	Дружба	АС-95	4,18
		АС-70	0,42
Дарахів	Золотники	АС-120	14,2
Теребовля	Дарахів	АС-120	7,02
		АС-95	8,28
		АС-95	4,47
Теребовля	Буданів	АС-120	5,1
		АС-95	10,27
Буданів	Романівка	АС-70	12,7
Теребовля	Сороцьке	АС-95	10,3
		АС-95	8,5
Теребовля	Волощина	АС-95	8,5
		АС-95	0,01
Дружба	Струсів	АС-95	4,18
		АС-70	0,42
Микулинці	Дружба	АС-70	5,6

На рис. 2.5 показано карту населених пунктів Тербовлянського району Тернопільської області.

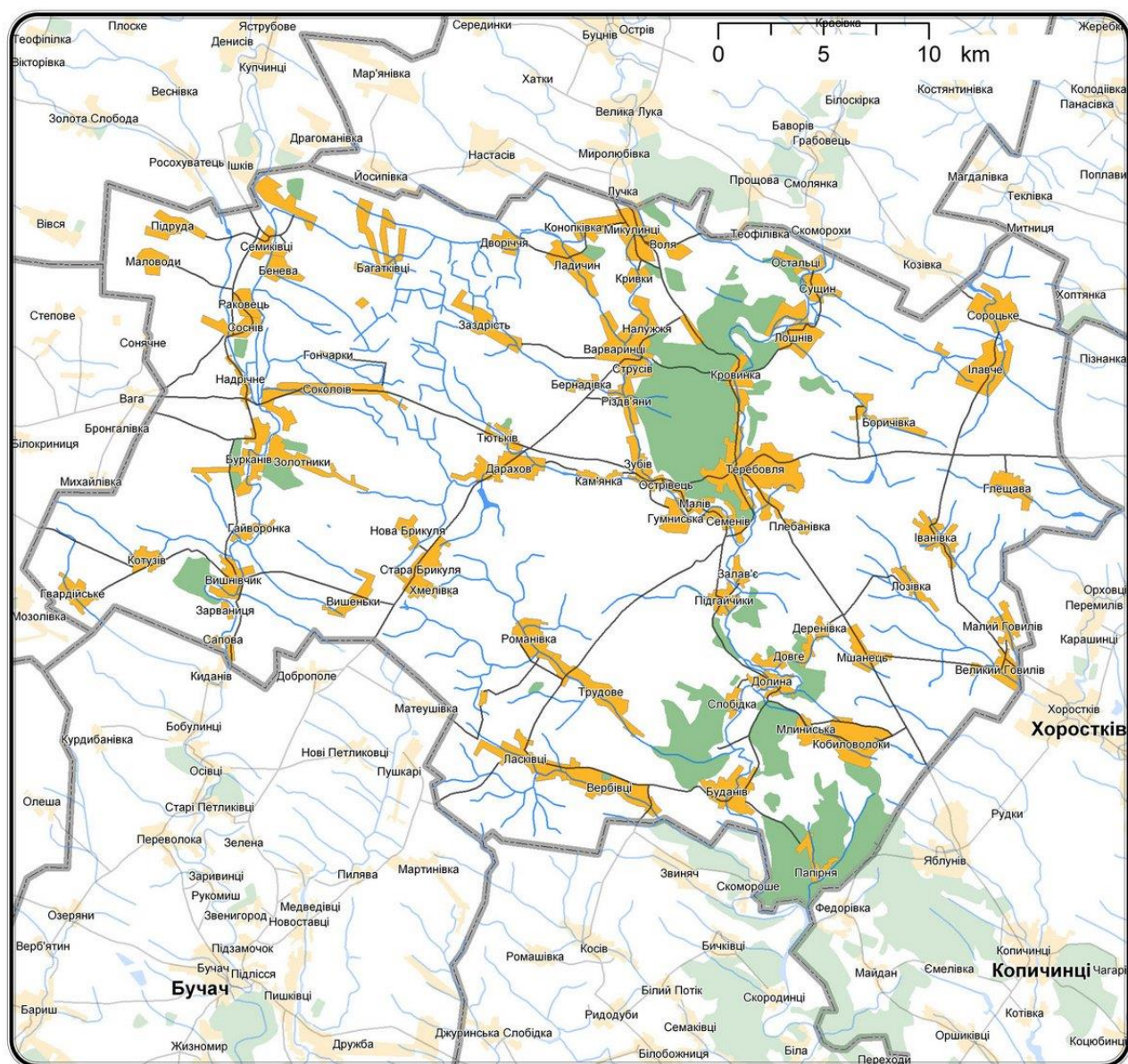


Рисунок 2.5 – Карта населених пунктів Тербовлянського району Тернопільської області

В даній кваліфікаційній роботі здійснюється розробка системи електропостачання ПС 110/35/10 кВ «Раковець». Це дасть змогу оптимізувати режими роботи електричної мережі Теробовлянського району електромереж, що в свою чергу забезпечить якість електричної енергії для споживачів.

Загальне навантаження ПС «Раковець» буде становити $P_{ПС} = 5,5 \text{ MВт}$. Коефіцієнт мінімального навантаження становить $k_{min} = 0,55$. Коефіцієнт навантаження на шинах 10 кВ ПС – $\cos\varphi = 0,85$. Час використання максимуму навантаження $T_{max} = 5780 \text{ год}$.

ПС «Раковець» згідно забезпечення надійності електропостачання споживачів буде заживляти споживачів II та III категорій на напрузі 10 кВ. В табл. 2.3 наведено склад споживачів по категоріям надійності електропостачання (II та III категорії).

Таблиця 2.3 - Склад споживачів по категоріям надійності електропостачання (II та III категорії)

Категорії споживачів	Процентний склад, %	Потужність, МВт
I	-	-
II	30	1,65
III	70	3,85

Середньорічна тривалість гроз на території району становить 80 годин за рік. Електрична мережа відноситься до II класу по ожеледі та III класу по швидкості напору вітру. Середньорічна температура на території району становить 7°C .

2.2 Обчислення навантаження на підстанції «Раковець»

Загальне навантаження ПС «Раковець» буде становити $P_{ПС} = 5,5 \text{ МВт}$.

Коефіцієнт навантаження на шини 35 кВ та 10 кВ ПС – $\cos\varphi = 0,85$.

Для максимуму навантажень:

$$P_{\max} = \frac{n}{100} \cdot P_{ПС};$$

$$P_{\max 35} = \frac{70}{100} \cdot 5,5 = 3,85 \text{ МВт};$$

$$P_{\max 10} = \frac{30}{100} \cdot 5,5 = 1,65 \text{ МВт},$$

де n – навантаження, %.

Знаходимо на основі активних складових та коефіцієнтів потужностей реактивні складові навантажень для шин ПС:

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

де $\operatorname{tg}\varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності, знаходиться на основі коефіцієнта потужності $\cos\varphi$.

$$Q_{\max 35} = 3,85 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 2,386 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\max 10} = 1,65 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 1,023 \text{ МВАр}.$$

Коефіцієнт мінімального навантаження становить $k_{\min} = 0,55$.

В режимі найменшого споживання обчислення навантаження на шини підстанції:

$$P_{\min} = P_{\max} \cdot k_{\min};$$

$$Q_{\min} = P_{\min} \cdot \operatorname{tg}\varphi;$$

$$P_{\min 35} = 3,85 \cdot 0,55 = 2,12 \text{ МВт};$$

$$P_{\min 10} = 1,65 \cdot 0,55 = 0,907 \text{ МВт}.$$

$$Q_{\min 35} = 2,12 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 1,314 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\min 10} = 0,907 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 0,562 \text{ МВАр}.$$

В табл. 2.4 наведено значення активного та реактивного навантаження на шинах підстанції «Раковець» для режимів найменшого та найбільшого навантаження.

Таблиця 2.4 - Значення активного та реактивного навантаження на шинах підстанції «Раковець» для режимів найменшого та найбільшого навантаження

Загальне навантаження, <i>МВт</i>	Навантаження шин, %	Номинальна напруга низької сторони, <i>кВ</i>	Максимум навантаження		Мінімум навантаження	
			Активна складова	Реактивна складова	Активна складова	Реактивна складова
			$P_{max}, МВт$	$Q_{max}, МВАр$	$P_{min}, МВт$	$Q_{min}, МВАр$
5,5	70	35	3,85	2,386	2,12	1,314
	30	10	1,65	1,023	0,907	0,562

2.3 Запропоновані варіанти розвитку електричної мережі Тербовлянського РЕМ

Згідно проведеної характеристики Тербовлянського району електромереж запропоновано сім варіантів розвитку електричної мережі даного району.

Варіант 1 (В1)

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.6. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л–16 довжиною 18,6 км проводом АС–120 з ПС «Микулинці» до ПС «Раковець», одноколова лінія Л–17 довжиною 17,5 км проводом АС–120 з ПС «Козова-110» до ПС «Раковець» та одноколова лінія Л–18 довжиною 18,33 км проводом АС–120 з ПС «Підгайці» до ПС «Раковець». ПС "Раковець" в даному випадку буде вузловою.

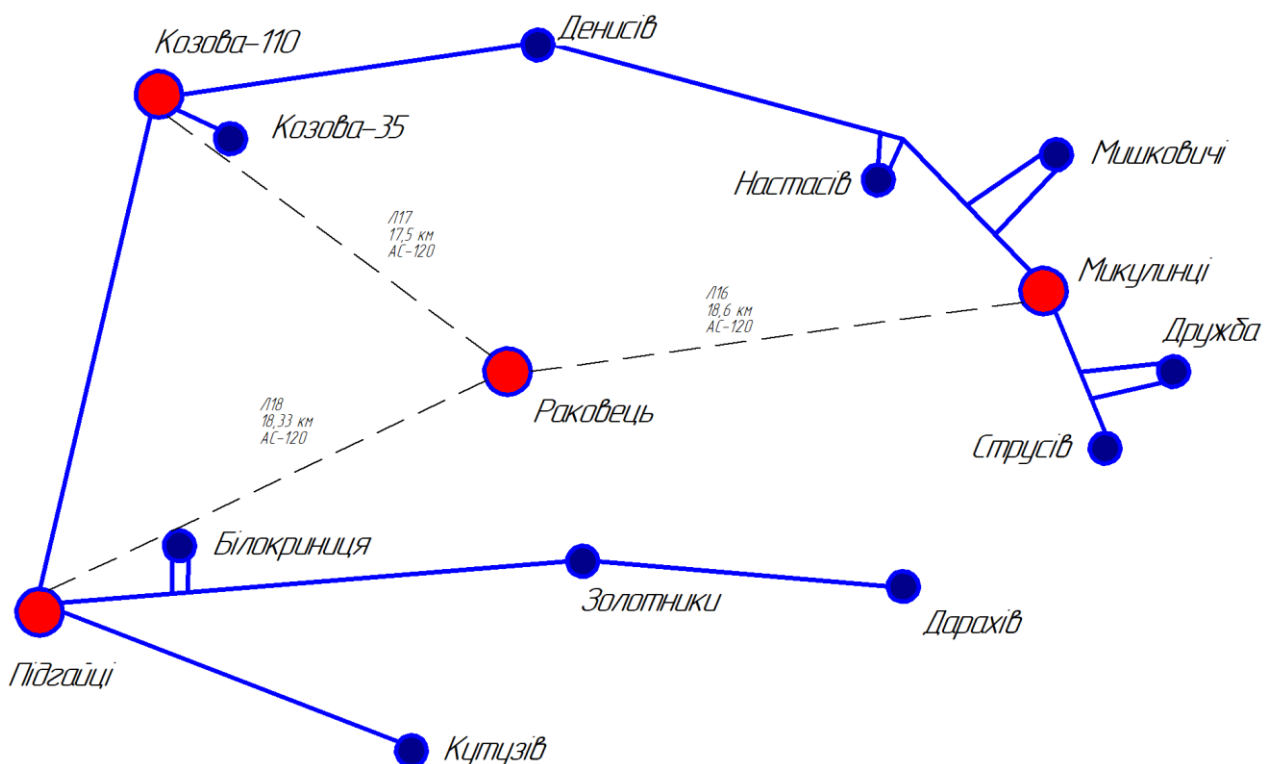


Рисунок 2.6 – Тербовлянський РЕМ. 1 варіант розвитку мережі

В2.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.7. У цьому запропонованому варіанті будується двоколова лінія Л – 16 довжиною 18,6 км проводом АС – 120 з ПС «Микулинці» до ПС «Раковець». ПС "Раковець" в даному випадку буде тупіковою.

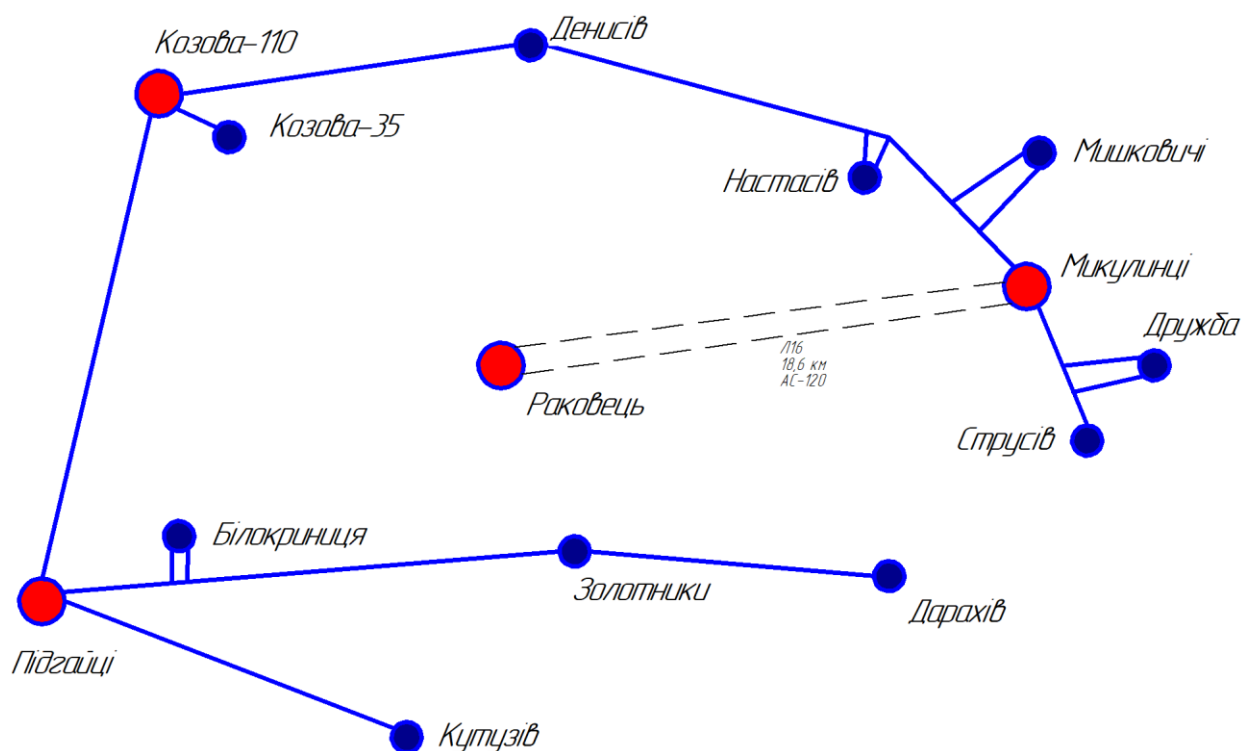


Рисунок 2.7 – Тербовлянський РЕМ. 2 варіант розвитку мережі

ВЗ.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.8. У цьому запропонованому варіанті будується двоколова лінія Л – 16 довжиною 18,33 км проводом АС – 120 з ПС «Підгайці» до ПС «Раковець». ПС "Раковець" в даному випадку буде тупіковою.

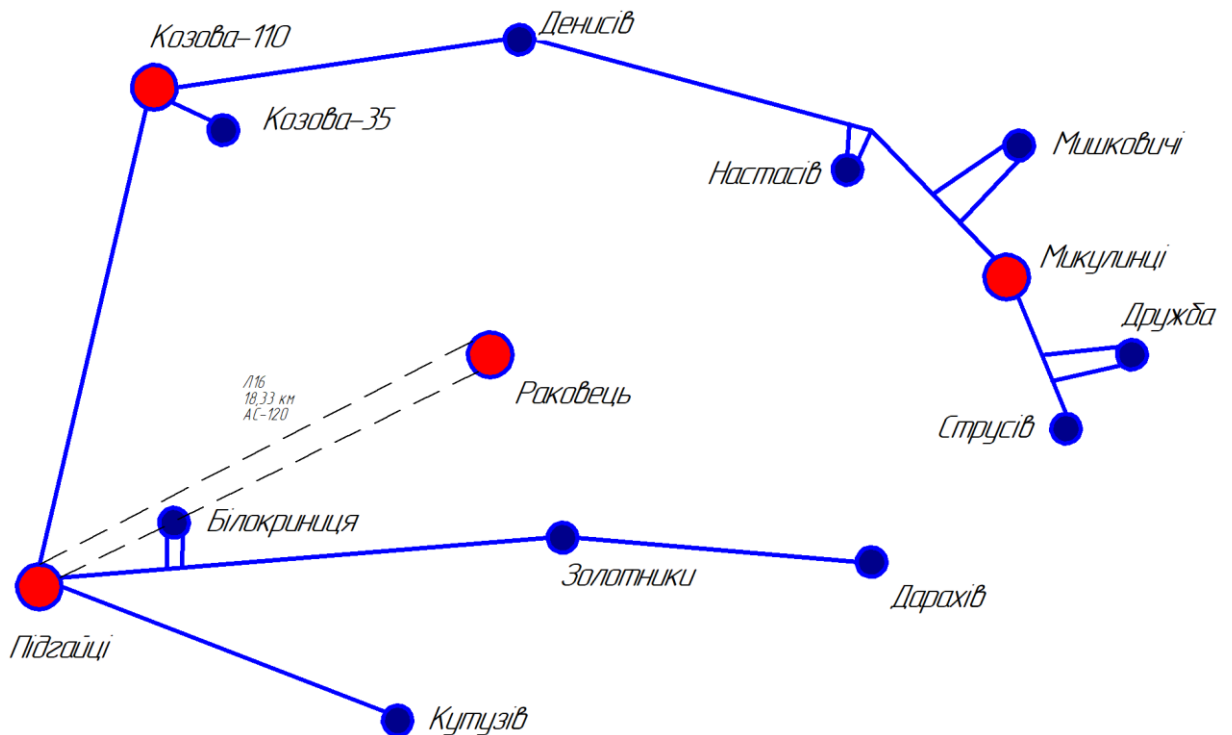


Рисунок 2.8 – Тербовлянський РЕМ. 3 варіант розвитку мережі

В4.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту приведена на рис. 2.9. У цьому запропонованому варіанті будується двоколова лінія Л – 16 довжиною 17,5 км проводом АС – 120 з ПС «Козова-110» до ПС «Раковець». ПС "Раковець" в даному випадку буде тупіковою.

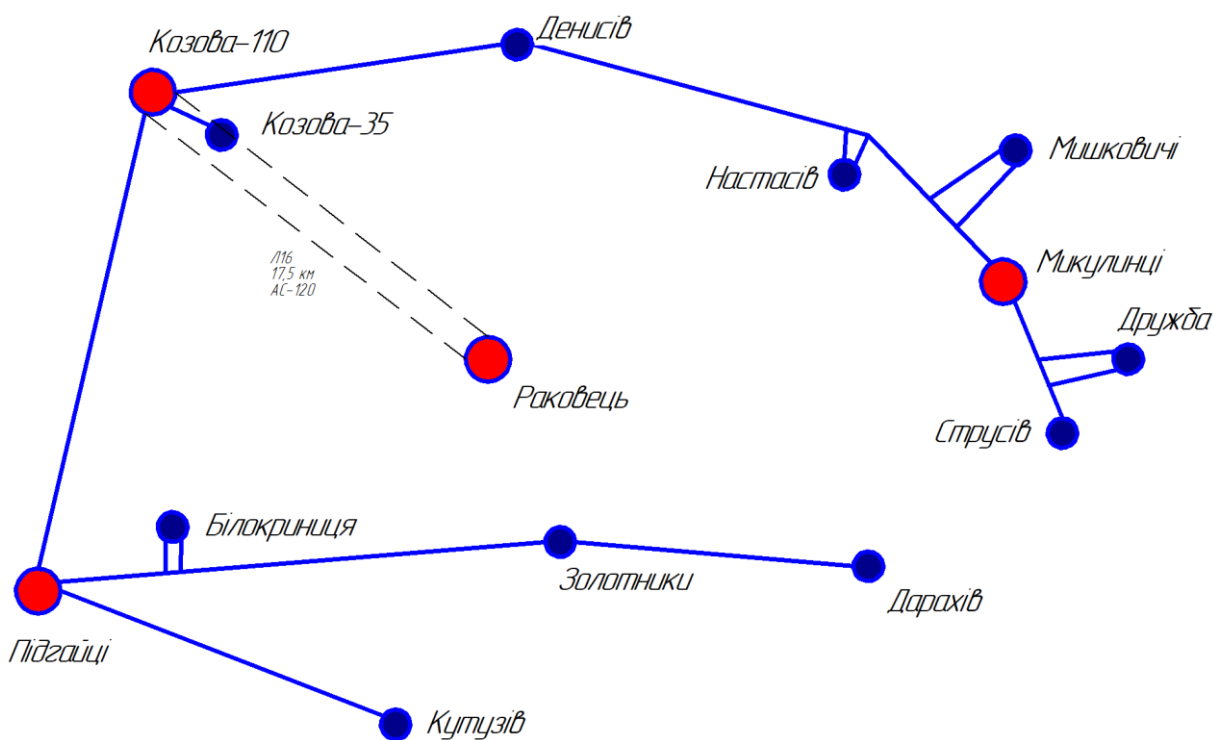


Рисунок 2.9 – Тербовлянський РЕМ. 4 варіант розвитку мережі

В5.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.10. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л–17 довжиною 17,5 км проводом АС–120 з ПС «Козова-110» до ПС «Раковець» та одноколова лінія Л–16 довжиною 18,6 км проводом АС–120 з ПС «Микулинці» до ПС «Раковець». ПС "Раковець" в даному випадку буде прохідною.

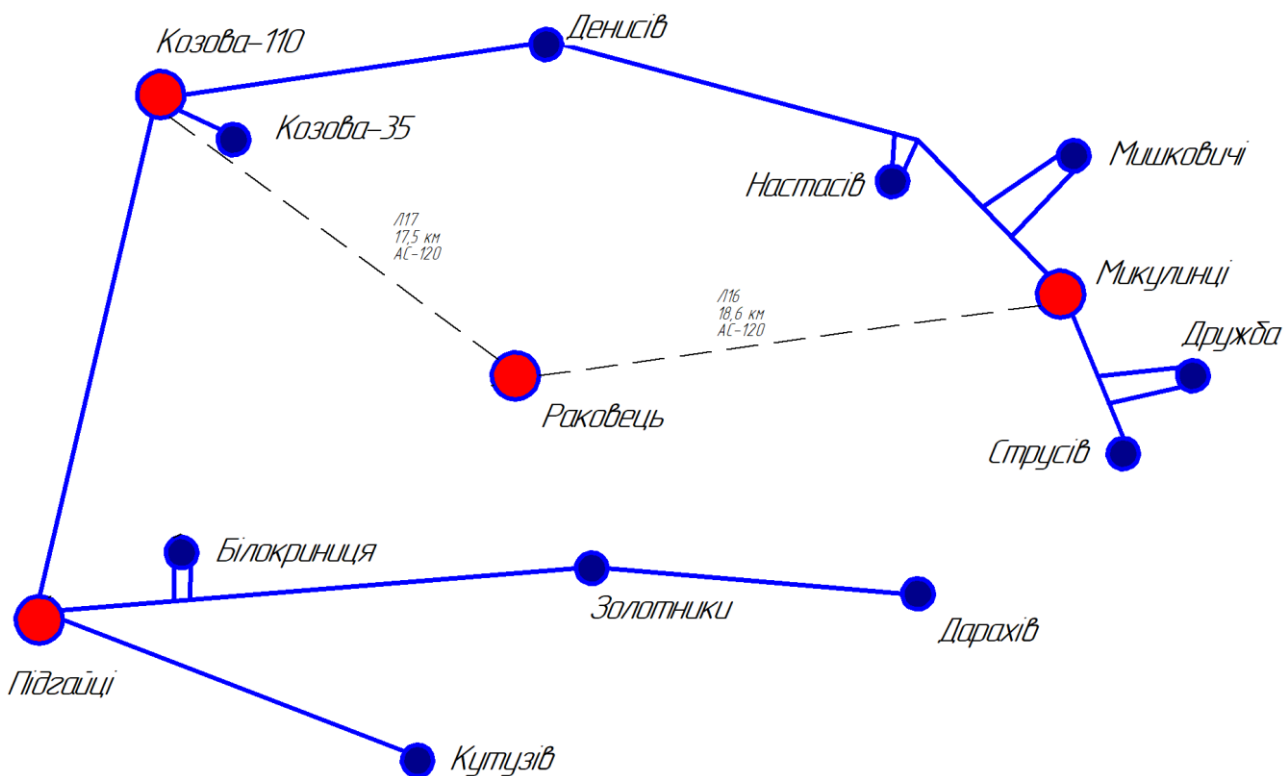


Рисунок 2.10 – Тербовлянський РЕМ. 5 варіант розвитку мережі

В6.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.11. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л–18 довжиною 18,33 км проводом АС–120 з ПС «Підгайці» до ПС «Раковець» та одноколова лінія Л–16 довжиною 18,6 км проводом АС–120 з ПС «Микулинці» до ПС «Раковець». ПС "Раковець" в даному випадку буде прохідною.

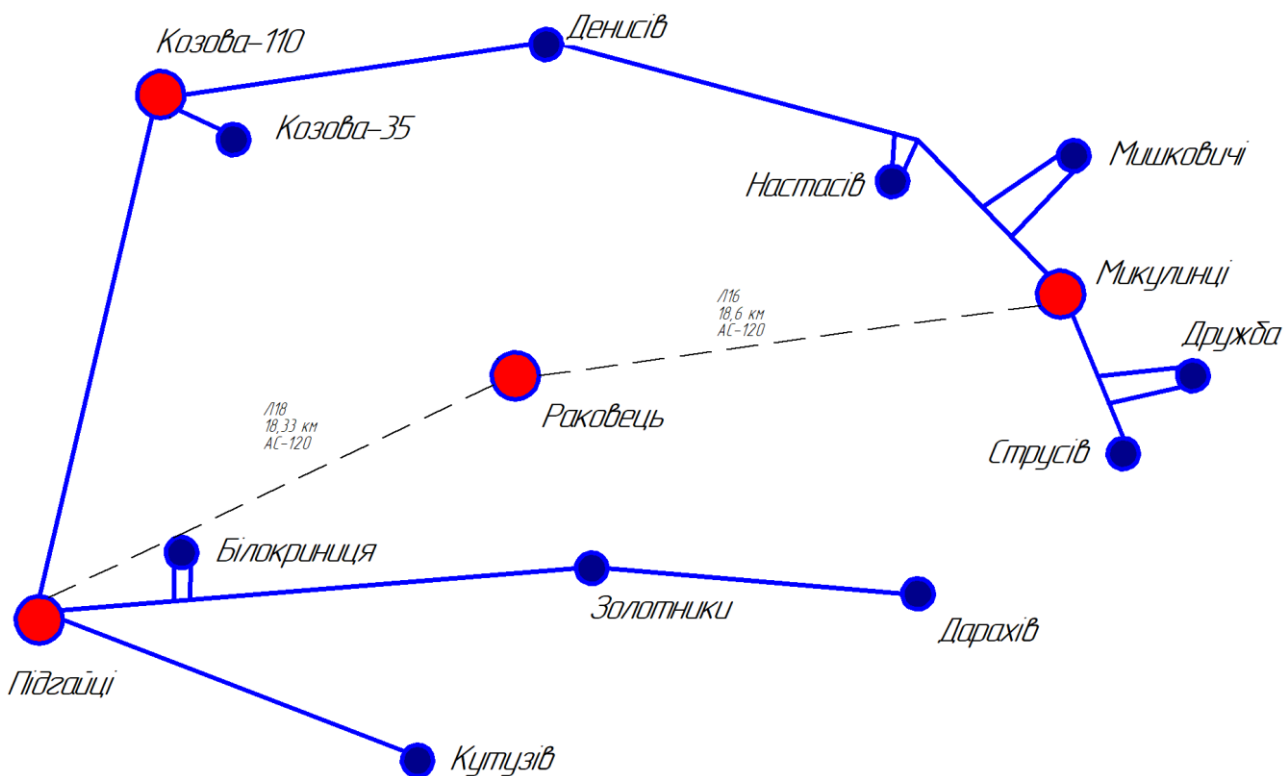


Рисунок 2.11 – Тербовлянський РЕМ. 6 варіант розвитку мережі

В7.

Схема електричної мережі для цього запропонованого варіанту показана на рис. 2.12. У цьому запропонованому варіанті будується одноколова лінія Л–17 довжиною 17,5 км проводом АС–120 з ПС «Козова-110» до ПС «Раковець» та одноколова лінія Л–18 довжиною 18,33 км проводом АС–120 з ПС «Підгайці» до ПС «Раковець». ПС "Раковець" в даному випадку буде прохідною.

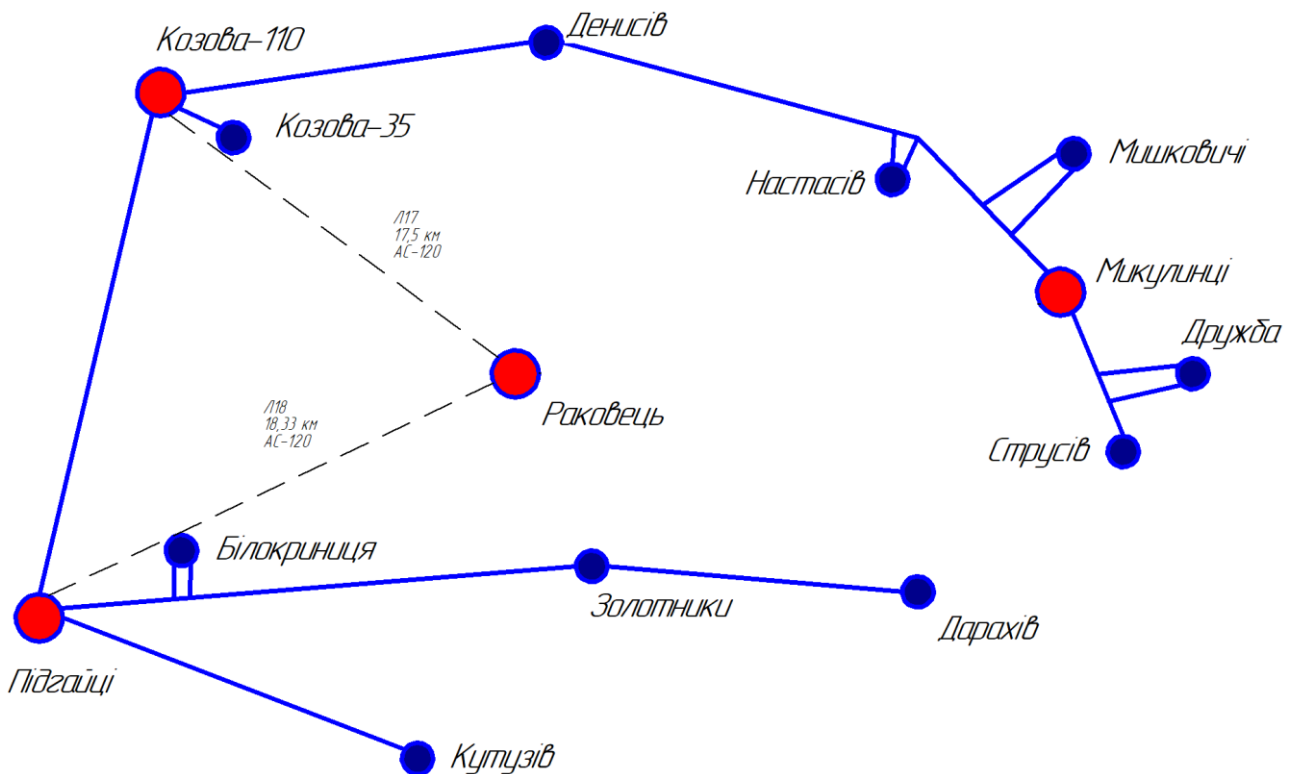


Рисунок 2.12 – Тербовлянський РЕМ. 7 варіант розвитку мережі

В результаті розглянутих семи варіантів було вибрано перший варіант. Цей вибір обґрунтовано тим, що побудова підстанції “Раковець” вузлового типу підвищить надійність системи електропостачання району.

2.4 Вибір проводів повітряних ліній електропередач

Оскільки усі існуючі повітряні лінії електропередач мережі Тербовлянського РЕМ виконані проводами марки АС-120, АС-70 і АС-95, нові повітряні лінії електропередач 110кВ проектуємо маркою проводу АС-120.

Погонні параметри проводу згідно [2]:

$$r_0 = 0,249 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,427 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,66 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/км}.$$

З умов нагрівання допустимий струм проводу - 380 А. Температура навколишнього приймається рівною +25°С.

Максимальний струм відповідає навантаженню підстанції «Раковець».

$$I = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4529}{\sqrt{3} \cdot 110} = 24 \text{ А}.$$

Провід АС-120 згідно максимального струму навантаження проходить.

2.5 Вибір силових трансформаторів ПС «Раковець»

Оскільки споживачі даної підстанції відносяться до II та III категорії по надійності електропостачання, дана ПС «Раковець» згідно вимог буде споруджуватися двотрансформаторною.

Методика вибору силових трансформаторів приведена в Додатку А.

В Додатку Б наведено розрахунок, який здійснено в математичному пакеті PTC MathCAD 15 M050.

При аварійних режимах можливе перевантаження одного трансформатора на 40% (коефіцієнт 1,4) при максимальному навантаженні. Тому потужність

трансформатора вибирається, враховуючи коефіцієнт перевантаження:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4} = \frac{\sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}}{1,4} = \frac{\sqrt{3,85^2 + 2,386^2}}{1,4} = 3,235 \text{ МВА.}$$

Значення втрат КЗ, втрат ХХ, напруги КЗ, струму ХХ вибираємо з табл. 7.3 [2]. Вартість трансформаторів вибираємо з [10]:

В першому варіанті розглядаємо два трансформатори потужністю 4000 кВА.

Варіант 1 (В1):

$$\begin{aligned} S_m &= 4000 \text{ кВА} \\ ТМ &- 4000 / 110 \\ \Delta P_{кз} &= 31,3 \text{ кВт} \\ \Delta P_{xx} &= 7,3 \text{ кВт} \\ I_{xx} &= 1,2 \% \\ U_{к.з} &= 10,5 \% \\ Ц &= 3700 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

В другому варіанті приймаємо два трансформатори по 6300 кВА.

Варіант 2 (В2):

$$\begin{aligned} S_m &= 6300 \text{ кВА} \\ ТМ &- 6300 / 110 \\ \Delta P_{кз} &= 44 \text{ кВт} \\ \Delta P_{xx} &= 10 \text{ кВт} \\ I_{xx} &= 1,0 \% \\ U_{к.з} &= 10,5 \% \\ Ц &= 4400 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

З [6] ст. 86 вибираємо коефіцієнт зміни втрат:

$$K_{зм.втр} = 0,02 \text{ кВт / кВАр.}$$

Приведені втрати електричної енергії:

В1:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{xx} &= 4000 \cdot \frac{1,2}{100} = 48 \text{ кВАр}; \\ \Delta Q_{кз} &= 4000 \cdot \frac{10,5}{100} = 420 \text{ кВАр}; \\ \Delta P'_{xx} &= 7,3 + 0,02 \cdot 48 = 8,26 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\Delta P'_{кз} = 31,3 + 0,02 \cdot 420 = 39,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_1 = 8,26 + 0,808^2 \cdot 39,7 = 34,195 \text{ кВт}.$$

В2:

$$\Delta Q_{xx} = 6300 \cdot \frac{1,0}{100} = 63 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{кз} = 6300 \cdot \frac{10,5}{100} = 661,5 \text{ кВАр};$$

$$\Delta P'_{xx} = 10 + 0,02 \cdot 63 = 11,26 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{кз} = 44 + 0,02 \cdot 661,5 = 57,23 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_1 = 11,26 + 0,513^2 \cdot 57,23 = 26,331 \text{ кВт}.$$

Приведені втрати для обох трансформаторів:

В1:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 34,195 = 68,389 \text{ кВт}$$

В2:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 26,331 = 52,663 \text{ кВт}$$

Час включення силового трансформатора:

$$t_{вкл} = 365 \cdot 24 = 8760 \text{ год}.$$

Втрати електроенергії протягом року будуть становити:

$$\Delta E = \Delta P'_{1,2} \cdot t_{вкл}.$$

В1:

$$\Delta E = 68,389 \cdot 8760 = 599091,881 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

В2:

$$\Delta E = 52,663 \cdot 8760 = 461326,408 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Вартість 1 кВт електроенергії для промислового підприємства [7]:

$$c = 2,7515 \text{ грн}.$$

Вартість втрат електроенергії протягом року:

$$C_e = \Delta E \cdot c.$$

В1:

$$C_e = 599091,881 \cdot 2,7515 = 1648401,311 \text{ тис. грн};$$

В2:

$$C_e = 461326,408 \cdot 2,7515 = 1269339,611 \text{ тис. грн.}$$

Капітальні затрати по двох варіантах складають:

В1:

$$K_1 = 2 \cdot 3700 = 7400 \text{ тис.грн};$$

В2:

$$K_2 = 2 \cdot 4400 = 8800 \text{ тис.грн.}$$

Річні експлуатаційні затрати визначаються по формулі:

$$C_a = \phi \cdot K,$$

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на силовий трансформатор, приймають рівним:

$$\phi = 0,1.$$

В1:

$$C_a = 0,1 \cdot 7400 = 740 \text{ тис.грн.}$$

В2:

$$C_a = 0,1 \cdot 8800 = 880 \text{ тис.грн.}$$

Сумарні річні затрати будуть становити:

$$C = C_e + C_a$$

В1:

$$C_1 = 1648,4 + 740,0 = 2388,4 \text{ тис. грн};$$

В2:

$$C_2 = 1269,3 + 880,0 = 2149,3 \text{ тис. грн.}$$

Термін окупності становить:

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \left| \frac{8800 - 7400}{2388,4 - 2149,3} \right| = 5,856 \text{ року.}$$

Отже, проведені розрахунки показали, що кращим варіантом для вибору є силовий трансформатор ТМ 6300/110. Потрібно також врахувати, що

встановлення потужнішого силового трансформатора в майбутньому дасть змогу збільшити навантаження.

Проведемо розрахунок економічної ефективності при встановленні силового трансформатора $TM-6300/110$, а не силових трансформаторів $TM-4000/110$ буде складати:

$$E = C_1 - C_2 = |2388,4 - 2149,3| = 239,1 \text{ тис. грн.}$$

Вибираємо два силових трансформатори типу $TM-6300/110/35/10$ з каталожними даними [2]:

$$S_{nom} = 6300 \text{ MVA};$$

$$U_{nomBH} / U_{nomCH} / U_{nomHH} = 110 / 35 / 10 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{xx} = 10 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 44 \text{ кВт};$$

$$u_k = 10,5\% ;$$

$$I_{xx} = 1,0\% .$$

Даний силовий трансформатор має пристрій *регулювання напруги під навантаженням* $\pm 9 \times 1,5\%$ в нейтралі обмотки ВН.

2.6 Визначення параметрів елементів. Формування схеми заміщення електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ

Схема електричної мережі Тербовлянського РЕМ формується із схем заміщення силових трансформаторів та повітряних ліній електропередач.

Схема заміщення двохобмоткового силового трансформатора показана на рис. 2.13 [3].

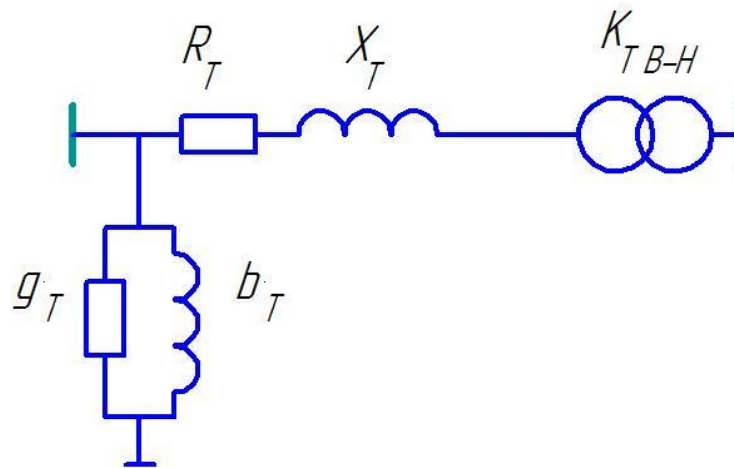


Рисунок 2.13. Схема заміщення двообмоткового силового трансформатора

Параметри елементів схеми заміщення двообмоткового силового трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{S_T^2};$$

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_T};$$

$$b_T = \frac{I_X}{100} \cdot \frac{S_T}{U_{ном}^2};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_X}{U_{ном}^2};$$

$$k_{TB-H} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}},$$

де ΔP_K – втрати в міді, κBm ;

r_T - активний опір обмотки силового трансформатора;

$U_{ном}$ – номінальна напруга обмотки силового трансформатора,

$U_{ном} = 115 \kappa B$

S_T – номінальна потужність силового трансформатора, $MB \cdot A$;

x_T - реактивний опір обмотки силового трансформатора, Om ;

u_k - напруги короткого замикання обвитки;

b_T – реактивна провідність силового трансформатора, Cm ;

I_{xx} – струм холостого ходу силового трансформатора, % від $I_{ном}$;

g_T – активна провідність силового трансформатора, C_m ;

ΔP_{xx} – втрати холостого ходу силового трансформатора, $кВт$.

Трьохобмоткові силові трансформатори представляють трипроменевою схемою заміщення [3], показаною на рис. 2.14.

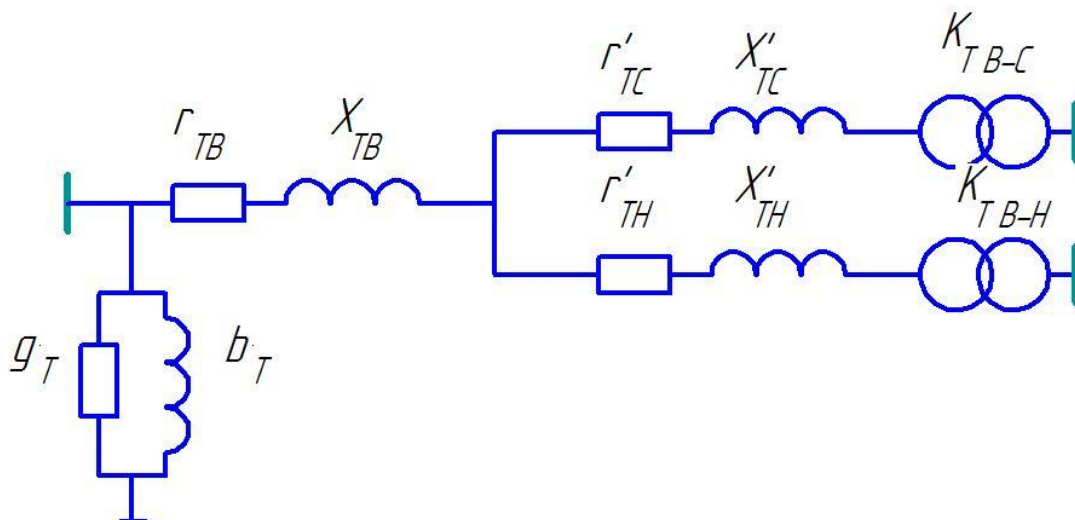


Рисунок 2.14. Схема заміщення трьохобмоткового трансформатора

За наступними формулами визначаються параметри елементів СЗ трьохобмоткового силового трансформатора:

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2} ;$$

$$x_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} ;$$

$$b_T = \frac{I_x}{100} \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2} ;$$

$$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}^2} .$$

Повітряні лінії електропередач 110 (35)кВ представляють П-подібною схемою заміщення [3]. Її зображення показано на рис. 2.15.

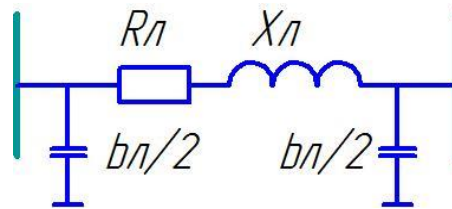


Рисунок 2.15. П-подібна схема заміщення повітряної лінії електропередач 110 (35) кВ

Зобразимо схему заміщення електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» (рис. 2.16).

Живлення здійснюється від ПС «Тербовля».

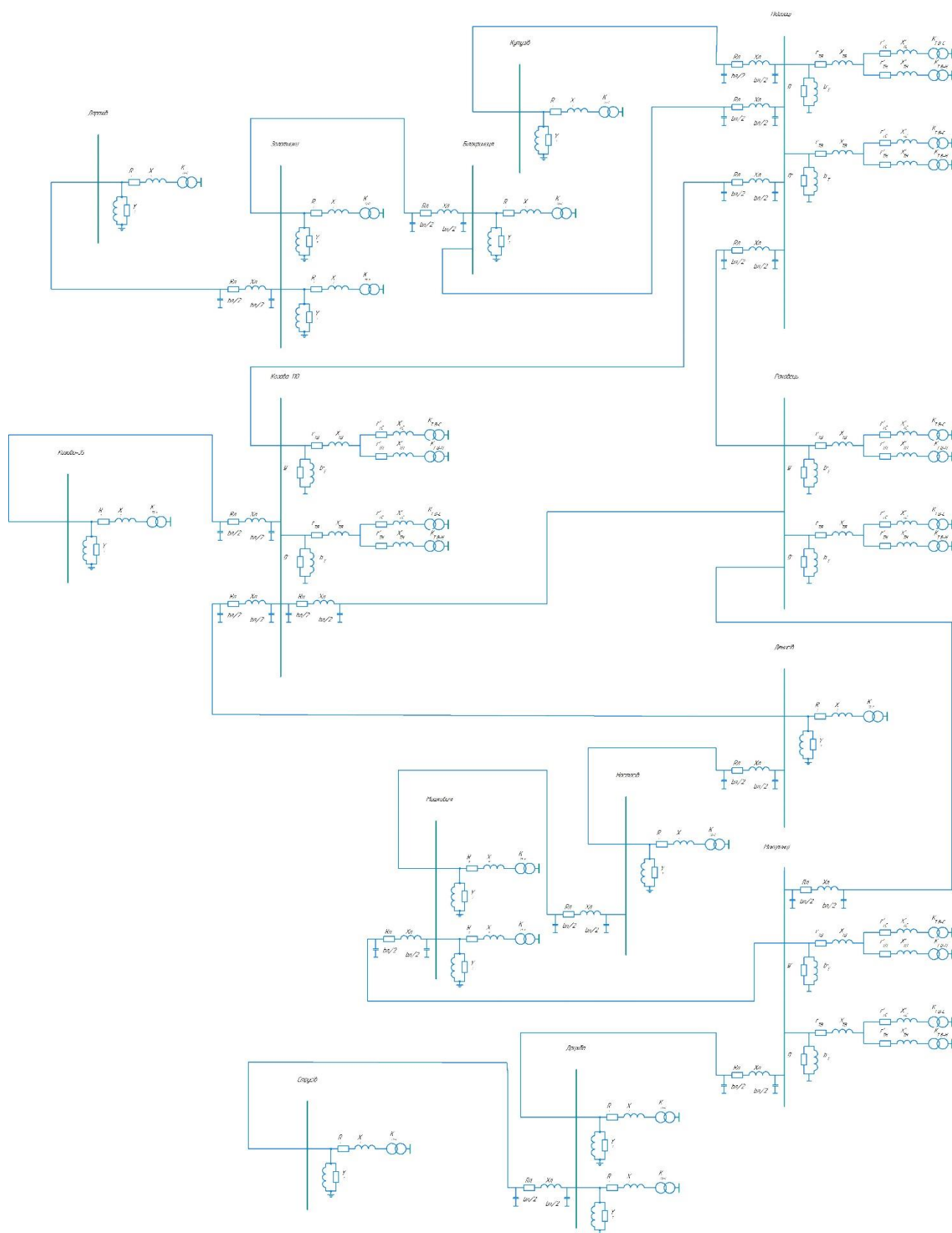


Рисунок 2.16 – Схема заміщення електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ

2.7 Висновки до розділу

1. Проаналізовано електричну мережу 110 кВ Тербовлянського району електромереж ВАТ «Тернопільобленерго», що дало змогу здійснити подальший розвиток мереж 110 кВ.
2. Здійснено обчислення активного та реактивного навантаження на шинах підстанції «Раковець» для найменшого та найбільшого режимів роботи мережі.
3. Запропоновані сім можливих варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ та обґрунтовано вибір підстанції «Раковець» вузлового типу, що підвищить надійність системи електропостачання району.
4. Показано схему заміщення для аналізу усталених режимів роботи електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ, що дасть змогу передбачити перевантаження силових трансформаторів та повітряних ліній електропередач.
5. Обґрунтовано побудову повітряної лінії електропередач з використанням проводу АС–120 та встановлення двохтрансформаторної підстанції, потужність якої становить 12,6 МВА.

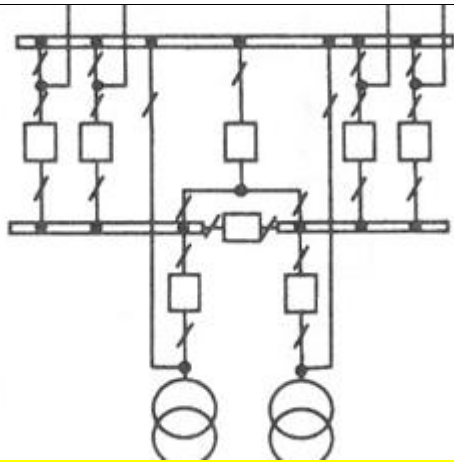
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Варіанти головної схеми електричних з'єднань

Вибір схеми здійснюємо використовуючи рекомендовані схеми розподільчих пристроїв для уніфікованих підстанцій 35–330кВ [2, 15].

Згідно рекомендованих схем розподільчих пристроїв для уніфікованих підстанцій 35–330кВ можна використати один варіант. В табл. 3.1 показано перелік та сферу застосування схем 110 кВ, які можна використати для нашого випадку.

Таблиця 3.1 - Перелік та сфера застосування схем 110 кВ для ВН [2, 15]

Шифр схеми		110-6
Назва схеми		“Одна робоча, секціонована вимикачем та обхідна системи шин”
Умовне зображення схеми		
Сфера застосування	Напруга, кВ	110-220
	Сторона	ВН
	Кількість ліній	3-6

Продовження таблиці 3.1

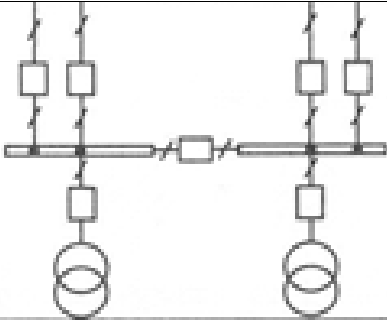
Додаткові умови	<p>1. Для вузлових ПС 110-220 кВ.</p> <p>2. Якщо кількість нерезервованих ліній не більша від одної на будь-якій секції</p>
-----------------	---

В попередньому розділі кваліфікаційної роботи магістра було запропоновано перший варіант як найбільш доцільний. Побудова підстанції «Раковець» вузлового типу підвищить надійність системи електропостачання Тербовлянського району.

До високої сторони ПС підходять три одноколові ЛЕП. Для того, щоб підключити ці одноколові ЛЕП до шин ВН ПС використовуємо схему електричних з'єднань – «Одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин» [2, 15]. Схему використовують для вузлових підстанцій.

В таблиці 3.2 показано можливий варіант схеми підключення для низької та середньої сторони підстанції.

Таблиця 3.2 - Перелік та сфера застосування схем 35 кВ для НН [2, 15].

Шифр схеми	35-5	
Назва схеми	«Одна секціонована вимикачем система шин»	
Умовне зображення схеми		
Сфера застосування	Напруга, кВ	35
	Сторона	ВН, СН, НН
	Кількість ліній	3 і більше

Продовження таблиці 3.2

Додаткові умови	1. Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ і середньої напруги та низької напруги на підстанціях 110–220 кВ 2. Допускається на початку розвитку схеми вмикання ліній
-----------------	---

Отже, для сторони 35 кВ та 10 кВ підстанції «Раковець» потрібно використати наступну схему: «Одна секціонована вимикачем система шин». Як вже було сказано раніше, дана схема електричних з'єднань використовується на першому етапі розвитку схеми середньої та низької напруги підстанції «Раковець».

На рис. 3.1 показано схему приєднань 110 кВ.

В даній схемі позначено:

- W1-W3 – повітряні лінії електропередач;
- Q1-Q7 – вимикачі на високій стороні;
- QS1-QS22 – роз'єднувачі;
- T1-T2 – силові трансформатори;
- Q8-Q9 – вимикачі на низькій стороні;
- Q10 – автоматичне включення резерву.

Дана схема «Одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин», зображена на рис. 3.1, застосовують на високій стороні РП 110–220 кВ на вузлових ПС. Кількість ліній живлення має бути від 3 до 6. Схема дає можливість здійснювати опробування та ревізію будь-якого вимикача без перерви роботи приєднань та обмежень споживачів у електропостачанні. Обхідна система шин в нормальному режимі роботи схеми без напруги.

Алгоритм роботи даної схеми наступний (схема зображена на рис. 3.1).

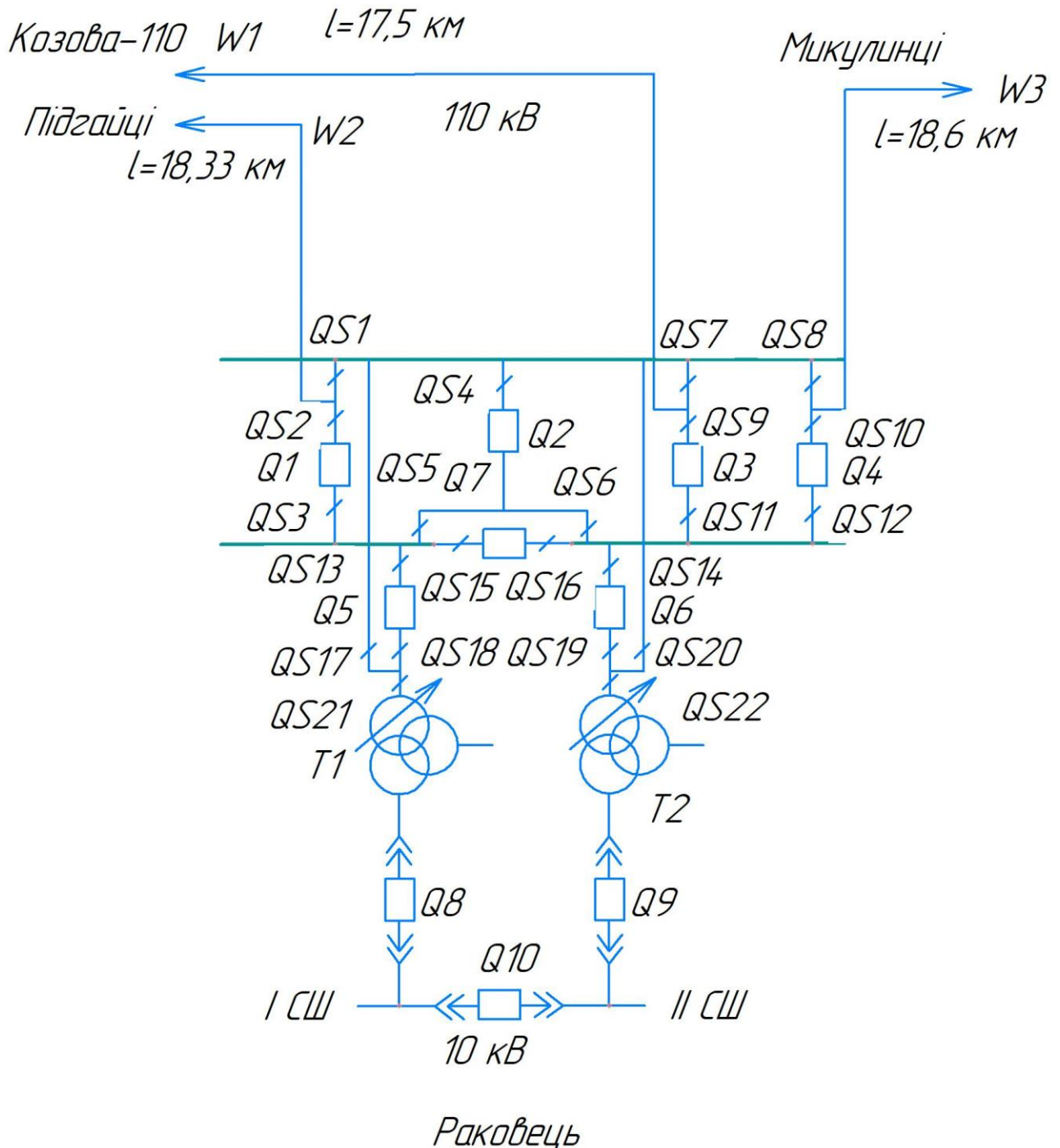


Рисунок 3.1. Схема приєднань 110 кВ на ПС «Раковець»

Обхідний вимикач може бути під'єднаний до будь-якої секції розподільчого пристрою через розвилку роз'єднувачів (рис. 3.1). Даний вимикач може замінити інший вимикач розподільчого пристрою, якщо його потрібно вивести в ремонт чи на ревізію. Проте, під час ремонту однієї із секції

потрібно вимикати всі лінії живлення W , які є приєднаними до даної секції та відповідно один силовий трансформатор ($T1$ чи $T2$). Це є недоліком даної схеми. Отже, ці схеми дозволяється використовувати тільки у випадках парної кількості ліній живлення чи ліній живлення, що є резервами інших підстанцій. Також ці схеми можна використовувати при наявності радіальних ліній, проте не більше 1 на секцію шин.

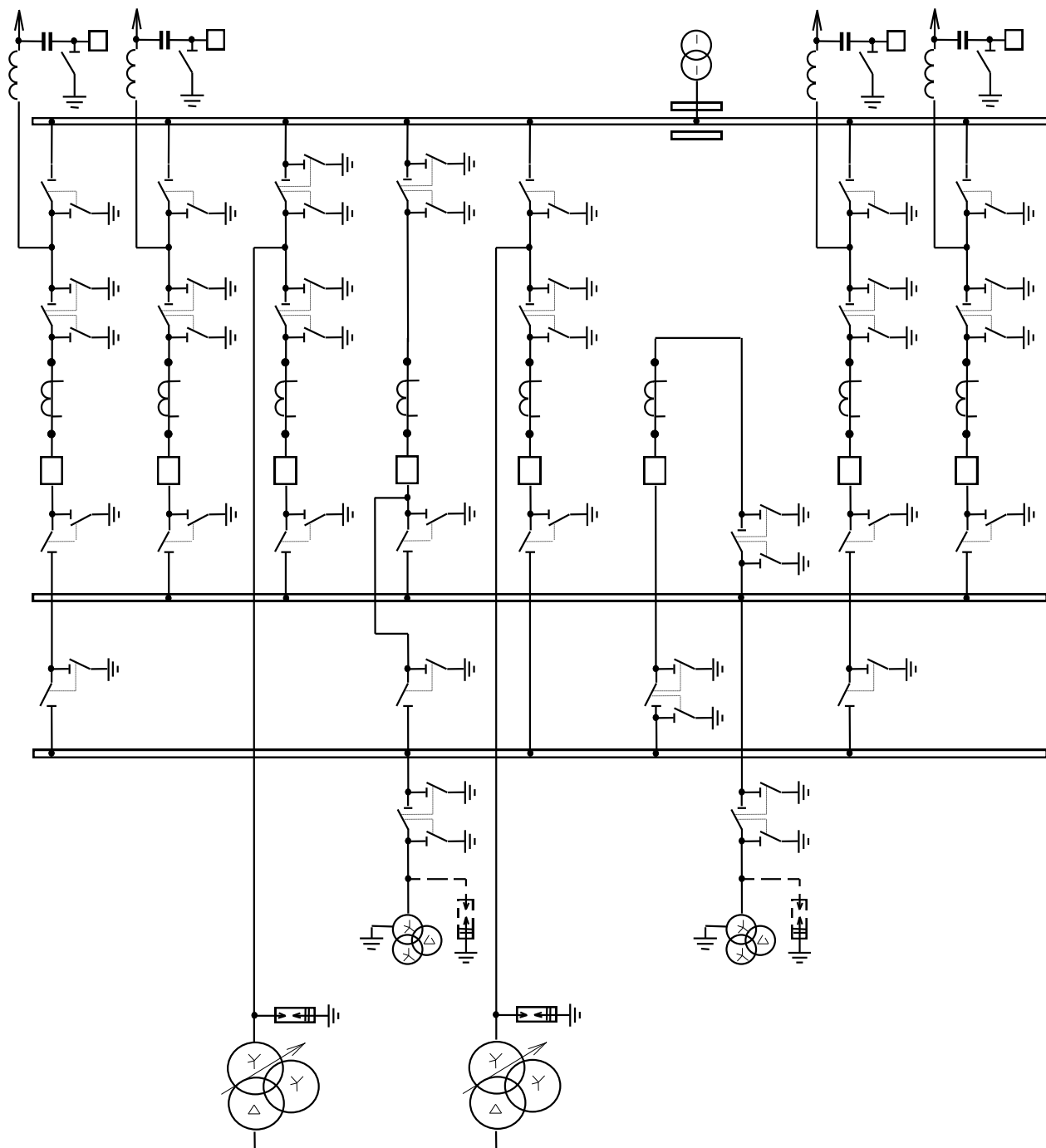


Рисунок 3.2. Схема «Одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин».

Схема низької сторони “Одна секціонована вимикачем система шин”, використовується при встановленні трансформаторів, в яких нерозщеплені обмотки низької напруги 6–10 кВ.

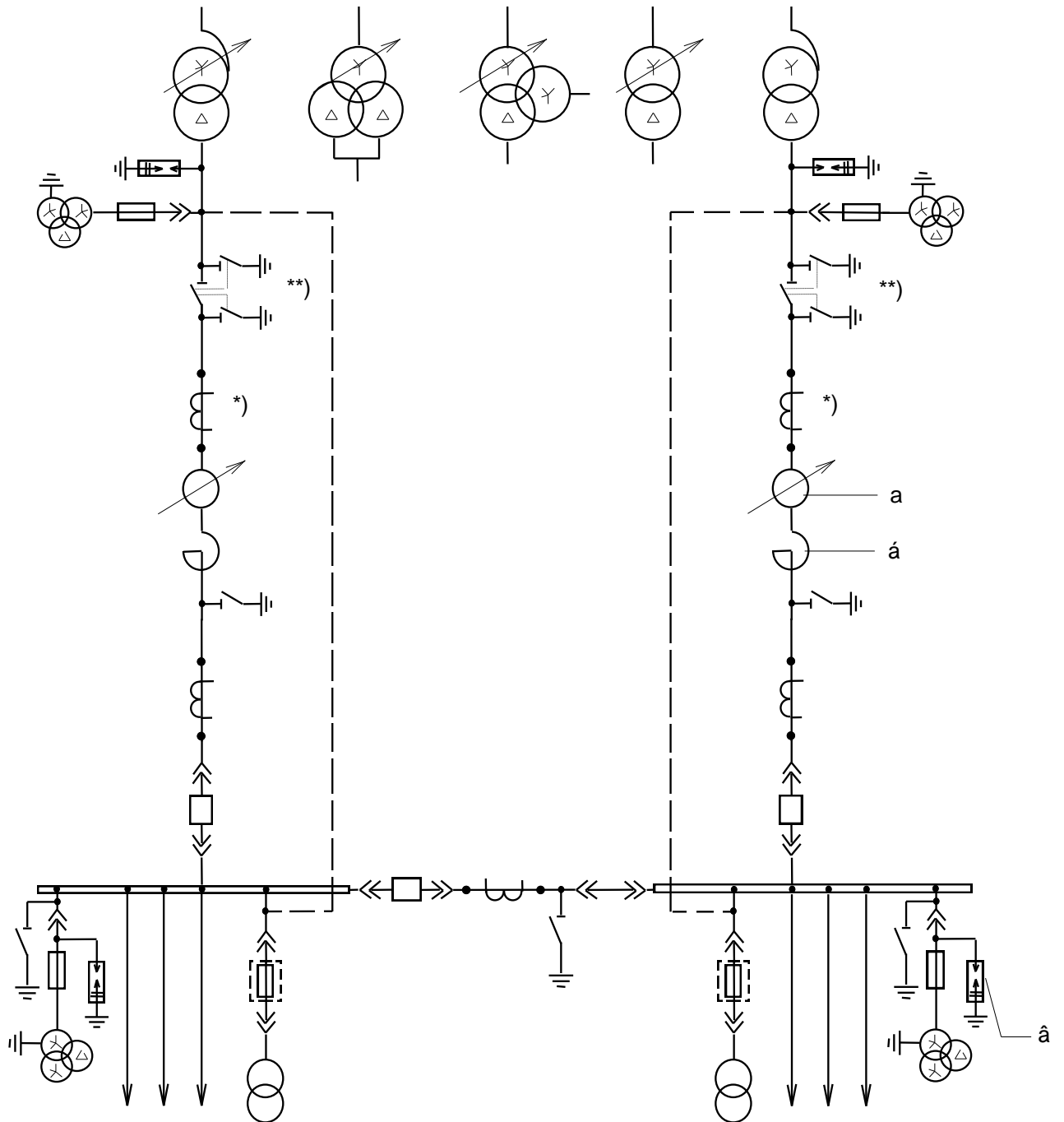


Рисунок 3.3. Схема низької сторони “Одна секціонована вимикачем система шин”

Особливості роботи даної схеми наступні:

- ТС, які помічені *), будуть встановлюють лише за необхідності;
- трансформатори власних потреб підстанції приєднують до виводів силових трансформаторів (пунктирна лінія) в випадку випрямленого та змінного струму;
- Роз'єднувачі, позначені на даному рисунку як **), будуть встановлюватися лише за наявності лінійно-регулювальних трансформаторів.

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Струми короткого замикання є основою для правильного вибору обладнання ПС 110/35/10кВ «Раковець». Отже, необхідно в подальшому здійснити вибір трансформаторів струму, трансформаторів напруги, роз'єднувачів, обмежувачів перенапруг, вимикачів. Тому потрібно обчислити три- і однофазні струми короткого замикання на підстанції 110/35/10кВ «Раковець».

Схему для здійснення розрахунку наведено на рис. 3.4. В дану схему внесені тільки елементи даної електричної мережі, що здійснюють якийсь вплив на шукані струми.

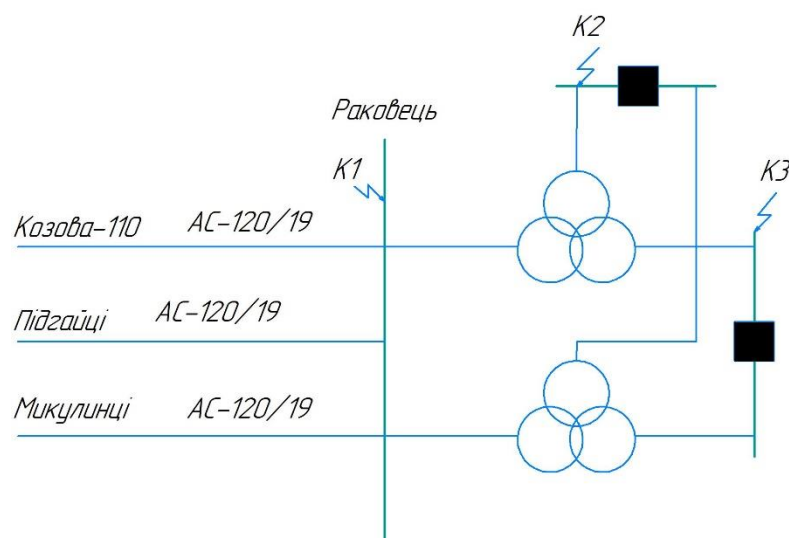


Рисунок 3.4. Схема для розрахунку електричної мережі

3.2.1 Розрахунок ударного струму

Стала часу затухання на підстанції 110/35/10кВ «Раковець» визначається за формулою.

$$T_a = \frac{x}{\omega \cdot R} (с),$$

В дану формулу входить:

R – еквівалентний активний опір, Ом;

ω – кутова частота обертання, становить 314 рад / с;

f – промислова частота мережі, становить 50 Гц;

x – реактивний опір, Ом.

$$T_{aBH} = \frac{14,565}{314 \cdot 4,474} = 0,01036 с,$$

$$T_{aBH} = \frac{16,788}{314 \cdot 2,767} = 0,01931 с,$$

$$T_{aBH} = \frac{2,122}{314 \cdot 0,259} = 0,02608 с.$$

Визначаємо ударний струм за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot III_{n0} \cdot (1 + e^{-0,01/T_a}) кА.$$

В даній формулі I_{n0} – значення складової струму короткого замикання, кА.

$$i_{yBH} = \sqrt{2} \cdot 4,12 \cdot (1 + e^{-0,01/0,01036}) = 5,69 кА,$$

$$i_{yCH} = \sqrt{2} \cdot 1,28 \cdot (1 + e^{-0,01/0,01931}) = 2,043 кА,$$

$$i_{yCH} = \sqrt{2} \cdot 2,92 \cdot (1 + e^{-0,01/0,02608}) = 4,91 кА.$$

3.2.2 Розрахунок складових струму

Для початку необхідно визначити розрахунковий час. Встановлюємо елегазові вимикачі на високій стороні підстанції і вакуумні вимикачі – на середній і низькій сторонах. Відповідно до [8] та [9] час відключення струмів елегазових вимикачів на 110 кВ становить 0,02 с, а для вакуумних вимикачів

на 35 кВ і 10 кВ – відповідно становить 0,03 с .

Знайдемо аперіодичну складову струму:

$$i_a(r) = \sqrt{2} \cdot 1_{\text{ПО}} \cdot e^{(-r/T_a)} \text{кА},$$

В даній формулі:

$$\tau = t_{\text{вимк}} + t_3 - \text{найменший час, с};$$

$$t_3 = 0,01 - \text{мінімальний час дії захисту, с};$$

$$t_{\text{вимк}} - \text{час відключення струмів, с}.$$

Час для підстанції «Раковець»:

$$\tau_{\text{ВН}} = 0,02 + 0,01 = 0,03 \text{ с},$$

$$\tau_{\text{СН}} = 0,03 + 0,01 = 0,03 \text{ с},$$

$$\tau_{\text{НН}} = 0,03 + 0,01 = 0,03 \text{ с}.$$

Аперіодична складова для підстанції «Раковець»:

$$i_{a(\tau)\text{ВН}} = \sqrt{2} * 4,12 * e^{-0,03/0,01036} = 0,228 \text{кА}.$$

$$i_{a(\tau)\text{СН}} = \sqrt{2} * 1,28 * e^{-0,04/0,01931} = 0,161 \text{кА}.$$

$$i_{a(\tau)\text{НН}} = \sqrt{2} * 2,92 * e^{-0,04/0,02608} = 0,63 \text{кА}.$$

3.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму

Тепловий імпульс струму визначається за формулою:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{КЗ}} + T_a),$$

В даній формулі:

$$\tau = t_{\text{вимк.вим}} + t_3 - \text{час протікання струму};$$

$$t_{\text{вимк.вим}} - \text{час вимкнення вимикача}.$$

Відповідно до [8] $t_{\text{вимк.вим}}$ для вимикачів високої сторони становить 0,04с та відповідно до [9] – для вимикачів низької сторони становить 0,06с .

$$B_{K(\text{ВН})} = 4,12^2 \cdot (0,04 + 0,1 + 0,01036) = 0,619;$$

$$B_{K(\text{СН})} = 1,28^2 \cdot (0,06 + 0,1 + 0,01931) = 0,23;$$

$$B_{K(\text{НН})} = 2,92^2 \cdot (0,06 + 0,1 + 0,02608) = 0,543.$$

В табл. 3.3 показано зведену інформацію по розрахунку струмів короткого замикання.

Таблиця 3.3 – Зведена інформація по розрахунку струмів короткого замикання

Місце КЗ	$I_{\text{по}}, \text{кА}$	$i_a(\tau), \text{кА}$	$i_{\text{уд}}, \text{кА}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2\text{с}$
К1	4,1	0,228	5,6	0,619
К2	1,2	0,161	2,043	0,23
К3	2,9	0,630	4,9	0,543

3.3 Вибір вимірювальної апаратури

Відповідно до [12] на підстанції «Раковець» необхідно встановити: амперметри, лічильники реактивної енергії, ватметр, лічильники активної енергії, вольтметр, варметр.

Дані заносимо в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Вибір вимірювальної апаратури на підстанції «Раковець»

Назва приладу	Марка приладу	Клас точності	Навантаження обмоток, ВА	
			Струму	Напруги
Амперметр	Э-350	1,5	0,5	-
Вольтметр	Э-350	1,5	-	2
Ватметр	Д-335	1,5	0,5	1,5
<u>Варметр</u>	Д-335	1,5	0,5	1,5
Лічильник активної енергії	СА4У-ІІ672М	2	8	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР4У-ІІ673М	2	8	2,5

3.3.1 Вибір трансформаторі струму

Для сторони 110 кВ встановлюємо ТФЗМ110Б–1У1, для сторони 35 кВ – ТФЗМ – 35АУ1, а для сторони 10 кВ – ТПВ–10/1000.

Дані вимірювальних трансформаторі для всіх сторін представлено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Дані вимірювальних трансформаторів для 110 кВ , 35 кВ і 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
ТС на стороні ВН	
$\underline{U}_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{max} = 390 \text{ А}$	$\underline{I}_{ном} = 400 \text{ А}$
$\underline{i}_{уд} = 2,337 \text{ кА}$	$\underline{i}_{дин} = 126 \text{ кА}$
$\underline{B}_к = 0,385 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_r = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{ кА}^2\text{с}$
ТС на стороні СН	
$\underline{U}_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{max} = 128 \text{ А}$	$\underline{I}_{ном} = 200 \text{ А}$
$\underline{i}_{уд} = 2,043 \text{ кА}$	$\underline{i}_{дин} = 100 \text{ кА}$
$\underline{B}_к = 0,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_r = 31.5^2 \cdot 3 = 2976.7 \text{ кА}^2\text{с}$
ТС на стороні НН	
$\underline{U}_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{max} = 187 \text{ А}$	$\underline{I}_{ном} = 200 \text{ А}$
$\underline{i}_{уд} = 4,91 \text{ кА}$	–
$\underline{B}_к = 0,543 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_r = 37.8^2 \cdot 3 = 4286.52 \text{ кА}^2\text{с}$

Навантаження трансформаторів для високої, середньої та низької сторін підстанції «Раковець» представлено в табл. 3.6 і табл. 3.7.

Таблиця 3.6 - Навантаження трансформатора струму на стороні 110 кВ

Прилади	Тип	Навантаження фази, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Всього		1	0,5	1

Таблиця 3.7 - Навантаження трансформатора струму на середній 35кВ і низькій стороні 10 кВ

Прилади	Тип	Навантаження фази, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА4У- И672М	8	-	8
Лічильник реактивної енергії	СР4У- И673М	8	-	8
Всього		17,5	0,5	17,5

Методика вибору контрольних кабелів показана в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Методика вибору контрольних кабелів

Формула розрахунку	Сторона трансформатора	
	ВН	СН і НН
Загальний опір приладів		
$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{ном}}^2}$ $I_T^2 \cdot t_r = 37.8^2 \cdot 3 = 4286.52 \text{кА}^2\text{с}$ $I_T^2 \cdot t_r = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{кА}^2\text{с}$ $I_T^2 \cdot t_r = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{кА}^2\text{с}$	$r_{\text{прил}} = \frac{1}{5^2} = 0.04 \text{Ом.}$	$Z_{\text{пр}} = \frac{17.5}{5^2} = 0.68 \text{Ом.}$
Опір з'єднувальних проводів		
$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_k$	$r_{\text{пров}} = 1.2 - 0.04 - 0.1 = 1.06 \text{Ом.}$	$r_{\text{пров}} = 1.6 - 0.68 - 0.1 = 0.82 \text{Ом.}$
Визначаємо переріз проводів		
$S = \frac{P \cdot I_{\text{пр}}}{r_{\text{прил}}}$	$S = \frac{0.0283 \cdot 75}{1.06} = 2.002$	$S = \frac{0.0283 \cdot 40}{0.82} = 1.38$
Вибір контрольного кабелю		
	АКВРГ з перерізом жил 4 мм ²	АКВРГ з перерізом жил 4 мм ²

3.3.2 Вибір ТН

На стороні 110 кВ навантаження трансформатора напруги представлено в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 - Навантаження трансформатора напруги на стороні 110 кВ

Назва приладу	Сумарне навантаження, ВА	
	ВН	СН і НН
Вольтметр	2x2	2x2
Ватметр	1,5	6x1,5
Варметр	-	5x1,5
Лічильник активної енергії	-	7x2,5
Лічильник реактивної енергії	-	6x2,5
Сумарне навантаження	5,5	53

3.3.2.1. Вибір ТН на стороні 110 кВ

Встановлюємо трансформатор напруги типу $HK\Phi - 110 - 83U1$
 $\frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1$ кВ.

Здійснимо перевіряємо:

$$S_{2ном} = 400 \cdot 3 \text{ ВА} \geq S_{2s} \text{ ВА.}$$

де $S_{2ном} = 400$ – навантаження, ВА;

$S_{2s} = 5,5$ – потужність приладів, ВА.

Вибраний трансформатор напруги працюватиме в такому класі точності.

3.3.2.2. Вибір ТН на стороні 35 кВ

Встановлюємо трансформатор напруги $НАМИ - 35U2$ $\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1$ кВ.

Здійснимо перевірку:

$$S_{2ном} = 3 \cdot 75 \text{ ВА} \geq 53 \text{ ВА.}$$

де $S_{2ном} = 3 \cdot 75$ ВА;

$S_{2s} = 53$ ВА.

Вибраний трансформатор напруги працюватиме в такому класі точності.

3.3.2.3. Вибір ТН на 10 кВ

Встановлюємо трансформатор напруги *НАМИ – 10У2* $\frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1$ кВ.

Здійснимо перевірку:

$$S_{2ном} = 3 \cdot 75 \text{ ВА} \geq 53 \text{ ВА}.$$

де $S_{2ном} = 3 \cdot 75 \text{ ВА}$;

$$S_{2s} = 53 \text{ ВА}.$$

Вибраний трансформатор напруги працюватиме в такому класі точності.

3.4 Вибір вимикачів, роз'єднувачів

Вибір вимикачів, роз'єднувачів 110 кВ.

На 110 кВ встановлюємо елегазові вимикачі типу *LTV123D1* і роз'єднувачі типу *РНД3.2 – 110 / 1000У1* і *РНД3.1 – 110 / 1000У1*.

Вибір вимикачів, роз'єднувачів 35 кВ.

На 35 кВ встановлюємо вакуумні вимикачі типу *ВР35НС – 20 / 1600 – У1* та роз'єднувачі типу *РНД3.2 – 35 / 1000У1* і *РНД3.1 – 35 / 1000У1*.

Вибір вимикачів, роз'єднувачів 10 кВ.

На 10 кВ встановлюємо вакуумні вимикачі типу *ВВ / TEL – 10 – 20 / 1000 – У2 – 41* та роз'єднувачі типу *РВЗ – 10 / 1000ІУ3*.

Дані заносимо в табл. 3.10, табл. 3.11 та табл. 3.12.

Таблиця 3.10 – Дані по вибору вимикачів та роз'єднувачів на 110кВ

Розрахункові дані	Довідникові дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	ЛТВ123D1	РНДЗ.2-110/1000 У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{макс. \text{ лінії}} = 390 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пл} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ вклд}} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_{ар} = 0,228 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном \text{ вклд}} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,53 \cdot 31,5 = 23,61 \text{ кА}$	-
$I_{по} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{лин} = 85 \text{ кА}$	-
$i_{у} = 5,69 \text{ кА}$	$i_{лин} = 108 \text{ кА}$	$i_{лин} = 80 \text{ кА}$
$B_{к} = 0,619 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 3.11 - Дані по вибору вимикачів та роз'єднувачів на 35кВ

Розрахункові дані	Довідникові дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	ВР35НС-20/1600-У1	РНДЗ.1(2)-35/1000 У1
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
$I_{макс. \text{ лінії}} = 210 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пл} = 1,28 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ вклд}} = 20 \text{ кА}$	$I_{терм} = 25 \text{ кА}$
$i_{ар} = 0,161 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном \text{ вклд}} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,43 \cdot 20 = 12,162 \text{ кА}$	
$I_{по} = 1,28 \text{ кА}$	$I_{лин} = 52 \text{ кА}$	-
$i_{у} = 2,043 \text{ кА}$	$i_{лин} = 52 \text{ кА}$	$i_{лин} = 63 \text{ кА}$
$B_{к} = 0,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 3.12 - Дані по вибору вимикачів та роз'єднувачів на 10кВ

Розрахункові дані	Довідникові дані
	Вимикач
	ВВ/TEL-10-20/1000-У2-41
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{макс} = 187 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пр} = 2,92 \text{ кА}$	$I_{ном\ вкл} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 0,63 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном\ вкл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,43 \cdot 20 = 12,162 \text{ кА}$
$I_{по} = 2,92 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{у} = 4,91 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 0,543 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

3.5 Вибір обмежувачів перенапруг для 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ

Встановлюємо на 110 кВ і 35 кВ обмежувач перенапруг «ЗОО.Фенікс – 88», в нейтраль трансформатора – «ЭК – КФЗ», на 10 кВ – «Таврида Електрик».

Записуємо вибрані дані в табл. 3.12

Таблиця 3.12 – Дані по підстанції «Раковець»

Розміщення	Тип	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	$U_{пр}$ кВ	$W_{опн}$ кДж
Сторона ВН	ОПН-110/88	110	10	88	275
Сторона СН	ОПН-35/40,5-10/650(П)	54	10	40,5	7,4
Сторона НН	ОПН-КР/ТЕЛ-10/11,5-УХ2	10	10	11,5	41,4
В нейтралі трансформаторів	ОПН-35/40,5-10/650(П)	54	10	40,5	7,4

3.6 Вибір ТВП

В табл. 3.13 наведено споживачі власних потреб ПС 110/35/10кВ «Раковець».

Таблиця 3.13 – Споживачі власних потреб ПС 110/35/10кВ «Раковець»

Споживачі власних потреб ПС	Встановлена потужність		$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	Навантаження	
	Кількість x кВт	Всього кВт			$P_{\text{акт}}$ кВт	$Q_{\text{реакт}}$ кВАр
Охолодження трансформатора ТДТН –10000/110	2 x 2,5	5	0,85	0,62	5	3,1
Підігрів вимикача LTV 123D1	3 x 1,8	5,4	1	0	5,4	-
Опалення і освітлення ОПУ	-	40	1	0	40	-
Опалення освітлення і вентиляція закритого розподільчого пристрою 10 кВ	-	7	1	0	7	-
Освітлення відкритого розподільчого пристрою 35 кВ	-	2	1	0	2	-
Освітлення відкритого розподільчого пристрою 110 кВ	-	2	1	0	2	-
Підзарядний агрегат	2	23	1	0	46	-
Всього:					107,4	3,1

Повна потужність з врахуванням коефіцієнту попиту [9] становить:

$$k_{\text{нон}} = 0,8;$$

$$S_{\text{розр}} = k_{\text{нон}} \cdot \sqrt{P_{\text{вст}}^2 + Q_{\text{вст}}^2} = 0,8 \cdot \sqrt{107,4^2 + 3,1^2} = 84,36 \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Потужність одного трансформатора:

$$S_{\text{розр.ТР}} = 0,7 \cdot S_{\text{розр.}} = 0,7 \cdot 84,36 = 59,05 \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Відповідно до [5] вибираємо 2 трансформатори типу ТМ – 63/10. В табл. 3.14 представлено паспортні дані трансформаторів для власних потреб підстанції 110/35/10кВ «Раковець».

Таблиця 3.14 – Паспортні дані трансформаторів для власних потреб підстанції 110/35/10кВ «Раковець»

Тип	$S_{\text{ном.}}$ кВА	Напруги обмоток, кВ		Втрати, Вт		$u_{\text{к.}}$ %	$i_{\text{к.}}$ %
		ВН	НН	$P_{\text{к}}$	$P_{\text{х}}$		
ТМ-63/10	63	10	0,4	1280	220	4,5	2,8

По одному трансформатору встановлюємо на кожну секцію 35кВ і 10кВ .

3.7 Вибір запобіжників

За допомогою запобіжників відбувається захист трансформаторів напруги на 10 кВ і 35кВ .

$$I_{\text{номТН-35}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35000} = 0,016 \text{А}.$$

$$I_{\text{номТН-10}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0,058 \text{А}.$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга шин, відповідно для 10 кВ і 35кВ , В ;

$S_{\text{ном.}}$ – номінальна потужність трансформатора, В · А .

Вибираємо запобіжник наступної марки *ПКТ-101-10-2-31,5У3*. В табл. 3.15 показані дані по вибору запобіжників.

Таблиця 3.15 - Вибір запобіжників для сторони 10 кВ та 35 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ101-35-2-8 У3
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.тн}} = 0,016 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 2 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 1,31 \text{ кА}$	$I_{\text{внм}} = 8 \text{ кА}$
Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ-101-10-2-31,5У3
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.тн}} = 0,058 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 2 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 2,98 \text{ кА}$	$I_{\text{внм}} = 31,5 \text{ кА}$

3.8 Побудова принципової схеми ПС «Раковець»

На рис. 3.5 представлено принципову схему ПС 110/35/10 кВ «Раковець».

В табл. 3.16 представлено зведену відомість вибраного обладнання ПС 110/35/10 кВ «Раковець».

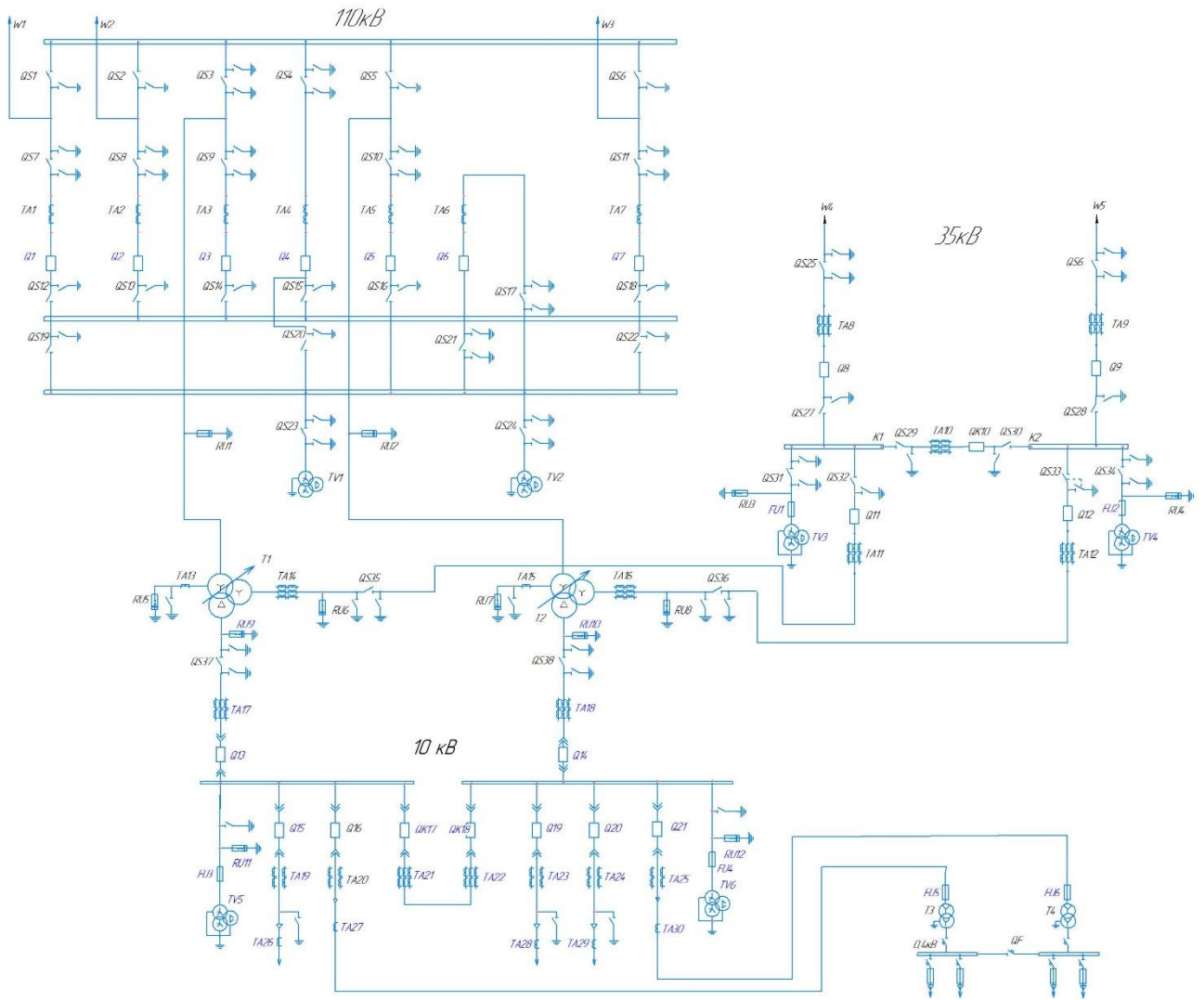


Рисунок 3.5 – Принципова схема ПС 110/35/10 кВ «Раковець»

Таблиця 3.16 – Зведена відомість вибраного обладнання ПС 110/35/10 кВ
«Раковець»

<i>Поз.</i>	<i>Найменування</i>	<i>К-сть</i>	<i>Примітки</i>
<i>T1, T2</i>	<i>Трансформатор силовий</i> <i>ТДТН-10000/110</i>	<i>2</i>	
<i>T3, T4</i>	<i>Трансформатор власних потреб</i> <i>ТМ-63/10</i>	<i>2</i>	
<i>ТА1-ТА7</i>	<i>Трансформатор струму</i> <i>ТФЗМ-110 Б-1 У1</i>	<i>2</i>	
<i>ТА8-ТА16</i>	<i>Трансформатор струму</i> <i>ТФЗМ-35АУ1</i>	<i>9</i>	
<i>ТА17-ТА30</i>	<i>Трансформатор струму</i> <i>ТПР-10/1000</i>	<i>9</i>	
<i>ТВ1, ТВ2</i>	<i>Трансформатор напруги</i> <i>НКФ-110-83 У1</i>	<i>2</i>	
<i>ТВ3, ТВ4</i>	<i>Трансформатор напруги</i> <i>НАММ-35 У2</i>	<i>2</i>	
<i>ТВ5, ТВ6</i>	<i>Трансформатор напруги</i> <i>НАММ-10 У2</i>	<i>2</i>	
<i>Q1-Q7</i>	<i>Вимикач елегазовий</i> <i>LTB123D1</i>	<i>2</i>	
<i>Q38-Q12</i>	<i>Вимикач вакуумний</i> <i>ВР35НС-20/16000-У1</i>	<i>5</i>	
<i>Q13-Q21</i>	<i>Вимикач вакуумний</i> <i>ВВ/TEL-10-20/1000-Е2-41</i>	<i>9</i>	
<i>QS1-QS24</i>	<i>Роз'єднувач РНД31(2)-110/1000 У1</i>	<i>8</i>	
<i>QS25-QS36</i>	<i>Роз'єднувач РНД31(2)-35/1000 У1</i>	<i>12</i>	
<i>QS37, QS38</i>	<i>Роз'єднувач РВ3-10/1000 1У3</i>	<i>2</i>	
<i>RU1, RU2</i>	<i>Обмежувач перенапруги ОПН-110/88</i>	<i>2</i>	
<i>RU3...RU8</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i> <i>ОПН-35/40,5-10/650(III)</i>	<i>6</i>	
<i>RU9...RU12</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i> <i>ОПН-КР/TEL-10/115-УХ2</i>	<i>4</i>	
<i>FU1, FU2</i>	<i>Запобіжник ПКТ-101-35-2-8 У3</i>	<i>2</i>	
<i>FU3...FU6</i>	<i>Запобіжник ПКТ-101-10-2-31,5 У3</i>	<i>2</i>	

3.9 Висновки до розділу

1. Здійснено вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції для *РП–110кВ*, *РП–35кВ* і *РП–10 кВ*.

2. На основі проведених розрахунків струмів коротких замикань здійснено вибір основного обладнання для розподільчих пристроїв *110 кВ*, *35кВ* і *10 кВ*, а саме: вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів напруги, трансформаторів струму, обмежувачів перенапруги, трансформаторів власних потреб, запобіжників.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Причини електротравм та умови ураження людини електричним струмом

Чинна класифікація причин електротравматизму не відрізняється від загальноприйнятої класифікації причин нещасних випадків. Найбільш поширеними серед груп причин електротравматизму є організаційні та технічні.

Серед технічних причин слід виділити такі, як недосконалість конструкції електроустановки і засобів захисту, допущені недоліки при виготовленні, монтажу і ремонті електроустановки, невідповідність будови електроустановок і захисних засобів умовам їх застосування тощо.

Організаційні причини електротравматизму в першу чергу пов'язані з недостатньою кваліфікацією працівників, порушеннями правил безпеки, відсутністю нагляду та контролю за виконанням робіт в електроустановках, несвоєчасним опосвідчення технічного стану електроустановок, відсутністю чи невідповідністю вимогам безпеки засобів захисту, експлуатацією несправних електроустановок тощо.

Серед безпосередніх причин попадання людей під напругу слід виділити такі:

- поява напруги на корпусі електроустановки або на електрично зв'язаних з ним металоконструкціях (далі – корпусі) у результаті пошкодження ізоляції;
- поява напруги на ізольованих струмопровідних частинах електроустановок у результаті пошкодження ізоляції;
- доступність неізольованих струмопровідних частин електроустановок, які знаходяться під напругою, що призводить до випадкового дотику до них;
- потрапляння в зону розтікання струму в землі;

- виникнення електричної дуги між струмопровідними частинами і тілом людини.

Струм через тіло людини проходить, якщо вона торкається одночасно двох точок, між якими існує напруга, і при цьому виникає замкнене коло. Величина цього струму залежить від схеми включення, тобто від того, яких частин електроустановки торкається людина, а також від параметрів електричної мережі. Серед різноманітних схем включення людини в електричне коло слід виділити такі:

- одночасний дотик до двох полюсів мережі постійного струму або до фази та нуля однофазної мережі чи двох фаз трифазної мережі змінного струму;
- дотик до одного з полюсів чи однієї з фаз мережі змінного струму, при якому коло струму замикається через людину та землю;
- дотик до корпусу електроустановки, який у результаті пошкодження ізоляції знаходиться під напругою, за умови, що коло струму замикається через людину та землю;
- одночасний дотик до двох точок на поверхні землі, які в результаті замикань на землю знаходяться під напругою.

Практично при всіх схемах (крім першої) складовим елементом кола струму через тіло людини є земля. Тому при аналізі небезпеки враження струмом у різних електричних мережах необхідно зрозуміти сутність явищ, які виникають при замиканні мережі на землю та розтіканні струму в землі.

4.2 Система засобів та заходів з безпечної експлуатації електроустановок

При розробці системи засобів та заходів з безпечної експлуатації електроустановок у першу чергу враховується:

- особливості виробничого середовища;
- доступність електрообладнання;
- величина напруги мережі живлення, В;

- величина струму замкнення на землю, A ;
- конструктивні особливості мережі живлення – кількість фаз і режим нейтралі;
- величина опору і стан ізоляції провідників відносно землі;
- протяжність і розгалуженість мережі живлення.

Усі засоби і заходи електробезпеки прийнято поділяти на три групи: технічні, організаційні та електрозахисні.

Технічних засоби і заходи з електробезпеки реалізуються в конструкції електроустановок при їх розробці, виготовленні і монтажі відповідно до чинних нормативів. За своїми функціями технічні засоби і заходи електробезпеки поділяються на дві групи:

- технічні заходи та засоби електробезпеки, що використовуються за нормального режиму роботи електроустановок;
- технічні заходи та засоби електробезпеки, що використовуються за аварійних режимів роботи електроустановок.

До основних технічних засобів і заходів першої групи відносяться:

- захист від випадкового доторкання до струмопровідних частин;
- блокувальні пристрої;
- засоби орієнтації та сигналізації;
- захисне розділення електричних мереж;
- застосування малої напруги;
- компенсація ємнісних струмів замикання на землю;
- вирівнювання потенціалів.

Залежно від призначення, умов експлуатації та конструкції в електроустановках можуть застосовуватись одночасно декілька з перелічених технічних засобів і заходів.

Технічні заходи електробезпеки, що використовуються за аварійних режимів роботи електроустановок включають:

- захисне заземлення;
- занулення;

- захисне відключення.

Електрозахисні засоби – це технічні вироби, що не є конструктивними елементами електроустановок і застосовуються під час виконання робіт в електроустановках з метою запобігання електротравм.

Організаційні заходи і засоби щодо попередження електротравм регламентуються НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів». Вони включають професійний відбір, професійну підготовку, навчання і перевірку знань працівників з питань електробезпеки, організацію безпечного виконання та нагляду за роботами в електроустановках, обмеження доступу в електроустановки, огляд, профілактичні, протиаварійні, приймально-здавальні випробування електроустановок, опосвідчення діючих електроустановок тощо.

4.3 Дія електромагнітного випромінювання на людину

Електромагнітні поля та випромінювання можуть негативно впливати на людину. Характер цього впливу залежить від діапазону частот, інтенсивності та тривалості дії випромінювання, розміру поверхні тіла, що опромінюється, та індивідуальних особливостей організму. Розрізняють термічну (теплову) дію та функціональні й морфологічні зміни.

Первинним проявом дії електромагнітної енергії є нагрів, який може призвести до змін і навіть до пошкодження тканин і органів тіла людини. Підвищення температури може бути загальним або мати локальний характер. Нагрів особливо небезпечний для органів зі слабкою терморегуляцією та для тих, у складі яких багато води (мозок, очі, нирки, органи кишкового та сечостатевого тракту, сім'яні залози). Коливання надвисоких частот можуть викликати також помутніння кришталіка ока.

За тривалої дії електромагнітного випромінювання на людину можуть з'являтися функціональні зміни у вигляді головного болю, порушення сну, підвищеної стомливості, дратівливості, пітливості, випадення волосся, болях у

ділянці серця, зниження статевої потенції та ін. Функціональні порушення, викликані біологічною дією електромагнітного випромінювання, здатні в організмі людини накопичуватися, але в той же час є зворотними, якщо виключити дію випромінювання на людину та покращити умови праці.

У тканинах периферичної та центральної нервової системи та серцево-судинній системі спостерігаються морфологічні зміни, що проявляються у порушенні регуляторних функцій та нервових зв'язків в організмі або зміні структури самих клітин, зниженні кров'яного тиску (гіпотонія), уповільненні ритму скорочення серця (брадикардія) тощо. Спостерігаються також зміни у будові та зовнішньому вигляді тканин і органів тіла людини (опіки, омертвляння, крововиливи, зміни структури клітин тощо).

Незважаючи на значну кількість проведених досліджень, питання механізму впливу цього випромінювання на біологічні системи залишається ще відкритим. Точно встановленою можна вважати тільки теплову дію, а механізм і особливості впливу нетеплових форм біологічної дії ще до кінця нез'ясовані.

Нетеплова дія може бути обумовлена специфічним впливом випромінювань радіочастотного діапазону на деякі біохімічні явища: біоелектричну активність, вібрацію субмікроскопічних структур, енергетичне порушення на молекулярному рівні.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі розглянуто забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ.

Одержано наступні результати:

1. Проаналізовано електричну мережу 110 кВ Тербовлянського району електромереж ВАТ «Тернопільобленерго», що дало змогу здійснити подальший розвиток мереж 110 кВ.

2. Здійснено обчислення активного та реактивного навантаження на шинах підстанції «Раковець» для найменшого та найбільшого режимів роботи мережі.

3. Запропоновані сім можливих варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ та обґрунтовано вибір підстанції «Раковець» вузлового типу, що підвищить надійність функціонування цілого району.

4. Показано схему заміщення для аналізу усталених режимів роботи електричної мережі 110 кВ Тербовлянського РЕМ, що дасть змогу передбачити перевантаження силових трансформаторів та повітряних ліній електропередач.

5. Обґрунтовано побудову повітряної лінії електропередач з використанням проводу АС-120 та встановлення двохтрансформаторної підстанції, потужність якої становить 12,6 МВА.

6. Здійснено вибір головної схеми електричних з'єднань підстанції для РП-110кВ, РП-35кВ і РП-10кВ.

7. На основі проведених розрахунків струмів коротких замикань здійснено вибір основного обладнання для розподільчих пристроїв 110 кВ, 35 кВ і 10 кВ, а саме: вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів напруги, трансформаторів струму, обмежувачів перенапруги, трансформаторів власних потреб, запобіжників.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Номенклатурний каталог продукції ВАТ «Запорізький трансформаторний завод». - 40 с.
2. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
3. Решетник В.Я. Електричні системи і мережі: Навчальний посібник – Тернопіль: Видавництво ТНТУ, 2010. - 191 с.
4. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України, - К., 2017.
5. «ABB Измерительные трансформаторы» - Справочник покупателя. Издание 4.1, 2006-02.
6. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М.: "Высшая школа" 1990. – 366 с. Издание четвертое, переработанное и дополненное.
7. <https://www.toe.com.ua/index.php/component/content/article?id=2>
8. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособие для вузов. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 608 с.
9. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. 3-е изд., перераб. и доп. Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
10. <http://www.pkfenergo.ru/catalog/10506-transformator?page=2>
11. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: Навч. посіб. – К.: Знання, 2007. – 292 с. – (Вища освіта ХХІ століття).
12. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з ВН 6-750 кВ. Інститут "Укренергомережпроект". Міністерство енергетики і електрифікації України. Київ. 1994 р.

13. <https://samelectryk.in.ua/електропостачання/електричні-сітки/891-які-бувають-категорії-надійності-електропостачання-по-пуе.html>

14. Сисак І.М. Електричні системи та мережі [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 1747): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2011. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>

15. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: Підручник. 2-ге вид., перероб. І доп. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 436 с.

ДОДАТКИ

Вибір потужності силових трансформаторів

Активні втрати виникають із-за споживання трансформаторами реактивної потужності і називаються приведеними.

Ці втрати визначаються по формулі:

$$\Delta P_{sh.tr} = \Delta P_{sh.xx} + K_{zav}^2 \cdot \Delta P_{sh.kz},$$

де $\Delta P_{sh.xx} = \Delta P_{xx} + K_{zav.vtr} \cdot \Delta Q_{xx}$ - приведені втрати ХХ трансформатора, включають втрати в самому трансформаторі, і втрати, які створює трансформатор в елементах всієї системи електропостачання;

$$\Delta P_{sh.kz} = \Delta P_{kz} + K_{zav.vtr} \cdot \Delta Q_{kz} - \text{приведені втрати короткого замикання};$$

ΔP_{xx} - втрати потужності ХХ трансформатора (в розрахунках їх приймають рівними втратам в сталі трансформатора);

ΔP_{kz} - втрати потужності короткого замикання (приблизно їх приймають рівним втратам в міді обмоток трансформатора);

$K_{zav.vtr}$ - коефіцієнт зміни втрат

$$K_{zav.vtr} = 0,02 \text{ кВт} / \text{кВАр};$$

K_{zav} - коефіцієнт, який показує на скільки завантажений трансформатор;

$$\Delta Q_{xx} = S_{nom} \cdot \frac{I_{xx}}{100} - \text{реактивна потужність ХХ трансформатора};$$

$$\Delta Q_{kz} = S_{nom} \cdot \frac{U_{kz}}{100} - \text{реактивна потужність короткого замикання. Дана}$$

потужність споживається трансформатором при його номінальному навантаженні;

I_{xx} - струм ХХ трансформатора, %;

U_{kz} - напруга короткого замикання, %.

Деляток Б

Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-4000 і ТМ-6300
Потужність трансформаторів

$$S_p := 6466 \text{ кВА}$$

Вибірємо два трансформатори, оскільки споживачі належать до другої і третьої категорії. Так як, трансформатори можуть працювати як в перевантаженому (на 40%), так і в недовантаженому режимі, будемо розраховувати два варіанти:

Перший варіант:

ТМ – 4000

Потужність трансформаторів:

Перший варіант:

$$S_{tr1} := 4000 \text{ кВА}$$

Другий варіант:

ТМ – 6300

Другий варіант:

$$S_{tr2} := 6300 \text{ кВА}$$

Визначимо коефіцієнт завантаження в нормальному і аварійному режимах:
Перший варіант:

$$K_{zav.tr1.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr1}} = 0.808$$

Перевантаження одного трансформатора можна проводити на 40%:

$$K_{zav.tr1.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr1}} = 1.155$$

Другий варіант:

$$K_{zav.tr2.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr2}} = 0.513$$

$$K_{zav.tr2.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr2}} = 0.733$$

Значення втрат холостого ходу, втрат короткого замикання, струму холостого ходу, напруги короткого замикання виберемо з табл. 7.3 [2]. Вартість трансформаторів виберемо із [10].

Перший варіант:

$$\Delta P_{xx.tr1} := 7.3 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr1} := 31.3 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr1} := 1.2 \%$$

$$U_{kz.tr1} := 10.5 \% \quad C_{tr1} := 3700000 \text{ грн}$$

Другий варіант:

$$\Delta P_{xx.tr2} := 10 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr2} := 44 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr2} := 1 \%$$

$$U_{kz.tr2} := 10.5 \% \quad C_{tr2} := 4400000 \text{ грн}$$

Час включення:

$$t_{vkl} := 365 \cdot 24 = 8760 \text{ год}$$

Коефіцієнт зміни втрат вибираємо з [6] ст. 86:

$$K_{zm.vtr} := 0.02 \frac{\text{кВт}}{\text{кВАр}}$$

Визначаємо приведені втрати електроенергії:
Перший варіант:

$$\Delta Q_{xx.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{I_{xx.tr1}}{100} = 48 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{U_{kz.tr1}}{100} = 420 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1} := \Delta P_{xx.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1} = 8.26 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1} := \Delta P_{kz.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1} = 39.7 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 34.195 \text{ кВт}$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

$$\Delta P_{1,2.sh.tr1} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr1} = 68.389 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1,2.sh.tr1} \cdot t_{vkl} = 599091.881 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства (для промислових і прив'язаних до них споживачів з приєднаною потужністю 750 кВА і більше 2-го класу до 35 кВ [7]):

$$m := 2.7515 \text{ грн}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 1648401.311 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$\Delta Q_{xx.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{I_{xx.tr2}}{100} = 63 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{U_{kz.tr2}}{100} = 661.5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr2} := \Delta P_{xx.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr2} = 11.26 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr2} := \Delta P_{kz.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr2} = 57.23 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 26.331 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{1,2.sh.tr2} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr2} = 52.663 \text{ кВт}$$

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1,2.sh.tr2} \cdot t_{vkl} = 461326.408 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 1269339.611 \text{ грн}$$

Капітальні заходи становлять:

По першому варіанті:

$$K_{z.tr1} := 2 \cdot C_{tr1} = 7400000 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$K_{z.tr2} := 2 \cdot C_{tr2} = 8800000 \text{ грн}$$

Річні експлуатаційні заходи:

$$C_a = \phi \cdot K_{z.tr}$$

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор

$$\phi := 0.1$$

По першому варіанті:

$$C_{a1} := \phi \cdot K_{z.tr1} = 740000 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_{a2} := \phi \cdot K_{z.tr2} = 880000 \text{ грн}$$

Сумарні річні заходи:

По першому варіанті:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 2388401.311 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 2149339.611 \text{ грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ok} := \left| \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} \right| = 5.856 \text{ роки}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТМН – 6300, оскільки має менші сумарні заходи.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТМН-6300, а не масляного трансформатора ТМН-4000 буде становити:

$$E := C_1 - C_2 = 239061.701 \text{ грн}$$