

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

**бакалавр**

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі  
Кременецького РЕМ**

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТс-41  
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

Попович Р.Р.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Нормоконтроль Мовчан Л.Т.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Коваль В.П.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент   
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Коваль В.П.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2026 р.

## ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр  
(назва освітнього ступеня)

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

студенту Попович Руслан Русланович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі  
Кременецького РЕМ

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

Затверджені наказом ректора від «31» грудня 2025 року № 4/7-1164

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2026 року

3. Вихідні дані до роботи Перелік ліній електропередач

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

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці

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

1. Презентація

2.

3.

4.

5.

6.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності, основи охорони праці	Гурик О.Я., к.т.н., доцент кафедри МТ		
Нормоконтроль	Мовчан Л.Т., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ		
2	Аналітичний розділ		
3	Проектно-конструкторський розділ		
4	Розрахунковий розділ		
5	Безпека життєдіяльності, основи охорони праці		
6	Загальні висновки		
7	Оформлення пояснювальної записки		
8	Оформлення графічної частини		

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Попович Р.Р. \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

Сисак І.М. \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТс–41. - Т. : ТНТУ, 2026.

Стор. 67; рис. 32; табл. 7; креслень -; джерел 31; додатків 0.

Робота бакалавра виконана згідно завдання на тему: «Забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі Кременецького РЕМ».

Мета роботи – підвищення надійності функціонування розподільчої мережі Кременецького РЕМ шляхом проектування нової трансформаторної підстанції, яка забезпечить покращення якості та безперервності електропостачання споживачів, зменшення навантаження на існуючі елементи мережі, скорочення втрат електричної енергії та підвищення ефективності роботи системи розподілу електричної енергії. Для досягнення поставленої мети передбачено аналіз існуючого стану мережі, визначення причин недостатньої надійності електропостачання, вибір оптимальних параметрів нової підстанції.

Проведено аналіз електричної мережі Кременецького РЕМ. Виконано аналіз існуючих повітряних ліній електропередач Кременецького РЕМ. Розраховано електричне навантаження проектованої підстанції «Хотовиця». Виконано вибір проводів для проектованої лінії електропередач. Розглянуто тринадцять варіантів розвитку електричної мережі Кременецького РЕМ. Здійснено розрахунок і вибір силових трансформаторів підстанції «Хотовиця». На основі результатів аналізу для подальшого проектування підстанції «Хотовиця» прийнято третій варіант розвитку електричної мережі Кременецького РЕМ. Для сторони високої напруги 35 кВ обрано типову схему електричних з'єднань 35-2. Для сторони низької напруги 10 кВ обрано схему 35-5. Виконано вибір основного електротехнічного обладнання підстанції «Хотовиця». Розроблено принципову схему підстанції «Хотовиця».

Ключові слова: розподільча мережа, надійність, район електричних мереж.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ .....	8
1.1 Вибір силових трансформаторів.....	8
1.2 Варіанти розвитку електричної мережі.....	10
1.3 Варіанти схем електричних з'єднань.....	11
1.4 Вибір обладнання трансформаторної підстанції.....	14
1.5. Постановка задач.....	15
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ .....	17
2.1 Аналіз електричної мережі Кременецького РЕМ.....	17
2.2 Розрахунок електричного навантаження на ПС «Хотовиця».....	25
2.3 Вибір проводів ЛЕП.....	26
2.4 Розвиток ЕМ Кременецького РЕМ. Варіанти розвитку.....	26
2.5 Розрахунок числа і вибір силових трансформаторів ТП «Хотовиця».....	33
2.6 Висновки до Розділу 2.....	36
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	38
3.1 Схема електричних з'єднань високої та низької сторони.....	38
3.2 Вибір обладнання ТП «Хотовиця».....	44
3.2.1 Трансформатор власних потреб ТМ-63/10.....	44
3.2.2 Трансформатор струму ТФЗМ-35А-У1.....	45
3.2.3 Трансформатор напруги ЗНОМП-35 У1.....	47
3.2.4 Вимикач вакуумний Siemens 3AF01.....	48
3.2.5 Роз'єднувач РНД-35/1000 У1.....	49
3.2.6 Запобіжник ПКТ-101-35-2-8-УЗ.....	51
3.3 ТП «Хотовиця». Принципової схема.....	52
3.4 Висновки до Розділу 3.....	54

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ .....	55
4.1 Вимоги електробезпеки при експлуатації та ремонті обладнання підстанцій і повітряних ліній електропередач.....	55
4.2 Захист персоналу від ураження електричним струмом, дії електричної дуги та крокової напруги.....	56
4.3 Заходи пожежної безпеки на території підстанції.....	58
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	61
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	63

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Актуальність теми полягає в необхідності забезпечення надійного та безперебійного електропостачання споживачів в умовах постійного зростання навантажень на розподільчі електричні мережі. Значна частина обладнання електричних мереж експлуатується протягом тривалого часу, що призводить до збільшення кількості аварійних відключень, погіршення показників якості електричної енергії та зниження загальної надійності електропостачання.

Для Кременецького РЕМ питання підвищення надійності функціонування розподільчої мережі є особливо важливим у зв'язку зі зростанням споживання електричної енергії побутовими, комерційними та промисловими споживачами, а також необхідністю забезпечення стійкої роботи енергетичної інфраструктури в сучасних умовах. Одним із найбільш ефективних шляхів вирішення цієї проблеми є проектування нової трансформаторної підстанції, що дозволить розвантажити існуючі мережі, зменшити втрати електроенергії, підвищити пропускну здатність системи та покращити якість електропостачання.

Реалізація такого проекту сприятиме підвищенню надійності електропостачання споживачів, зменшенню ризику виникнення аварійних ситуацій, створенню резерву потужності для подальшого розвитку району та забезпеченню ефективної роботи розподільчої мережі в довгостроковій перспективі.

Тому, забезпечення надійності функціонування розподільчої мережі Кременецького РЕМ є актуальною задачею.

**Мета роботи** – підвищення надійності функціонування розподільчої мережі Кременецького РЕМ шляхом проектування нової трансформаторної підстанції, яка забезпечить покращення якості та безперервності електропостачання споживачів, зменшення навантаження на існуючі елементи мережі, скорочення втрат електричної енергії та підвищення ефективності

роботи системи розподілу електричної енергії. Для досягнення поставленої мети передбачено аналіз існуючого стану мережі, визначення причин недостатньої надійності електропостачання, вибір оптимальних параметрів нової підстанції.

**Завдання:**

1. Провести аналіз існуючої електричної мережі Кременецького РЕМ, визначити її структуру, склад підстанцій та основні характеристики силового обладнання.
2. Дослідити конфігурацію та технічний стан повітряних ліній електропередач 35 кВ, що забезпечують електропостачання споживачів району.
3. Визначити електричні навантаження проектованої підстанції «Хотовиця», розрахувати активну, реактивну та повну потужності для характерних режимів роботи.
4. Виконати вибір проводів проектованої лінії електропередачі та перевірити їх відповідність умовам допустимого струмового навантаження.
5. Розробити та проаналізувати можливі варіанти розвитку електричної мережі Кременецького РЕМ з урахуванням розміщення нової підстанції.
6. Обґрунтувати вибір оптимального варіанта приєднання підстанції «Хотовиця».
7. Виконати розрахунок і вибір кількості та потужності силових трансформаторів підстанції з урахуванням режимів навантаження, надійності електропостачання та економічної ефективності.
8. Обрати схеми електричних з'єднань для сторін 35 кВ та 10 кВ відповідно до вимог нормативних документів і особливостей роботи підстанції.
9. Виконати вибір основного комутаційного, вимірювального та допоміжного обладнання підстанції.
10. Розробити принципову схему підстанції 35/10 кВ «Хотовиця» та перевірити її відповідність вимогам надійності, безпеки й експлуатаційної придатності.

# 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Вибір силових трансформаторів

Одним із найважливіших етапів проектування нової підстанції є вибір силових трансформаторів, які забезпечують перетворення електричної енергії між мережами різних класів напруги та визначають надійність електропостачання споживачів [4-6]. Правильний вибір потужності та кількості трансформаторів дозволяє забезпечити необхідну пропускну здатність підстанції, можливість подальшого розвитку мережі та економічно ефективний режим її роботи [3, 20].

Вибір силових трансформаторів здійснюється на підставі розрахункового навантаження підстанції, категорії надійності електропостачання споживачів, перспективи зростання електричних навантажень та вимог до резервування [7-9]. Для споживачів I та II категорій надійності, як правило, передбачають встановлення двох трансформаторів, що забезпечує можливість електропостачання при виході одного з них із роботи.

Номінальна потужність трансформатора повинна бути не меншою за максимальне розрахункове навантаження підстанції з урахуванням коефіцієнтів завантаження та перспективного приросту споживання електроенергії. При роботі двотрансформаторної підстанції потужність кожного трансформатора вибирається таким чином, щоб у післяаварійному режимі один трансформатор міг забезпечити живлення найбільш відповідальних споживачів.

Під час вибору враховуються такі основні параметри трансформатора:

1. номінальна потужність;
2. номінальні напруги високої та низької сторін;
3. схема та група з'єднання обмоток;
4. напруга короткого замикання;
5. втрати холостого ходу та короткого замикання;
6. спосіб охолодження;

7. можливість регулювання напруги під навантаженням або без збудження.

Для нових розподільчих підстанцій 110/35/10 кВ або 35/10 кВ доцільно застосовувати сучасні масляні силові трансформатори з природним масляним та повітряним охолодженням, які характеризуються високою надійністю, тривалим терміном служби та низькими експлуатаційними витратами.

Остаточний вибір силових трансформаторів виконується за результатами техніко-економічного порівняння можливих варіантів, перевірки на допустиме навантаження в нормальних та аварійних режимах роботи, а також оцінки втрат електричної енергії протягом розрахункового періоду експлуатації. Правильно вибрані трансформатори забезпечують надійну роботу підстанції, підвищують якість електропостачання споживачів та створюють резерв для подальшого розвитку електричної мережі.

Для розрахунку силових трансформаторів можна скористатися програмою, розробленою кафедрою електричної інженерії [1,2] (рис. 1.1)

Порівняльний розрахунок трансформаторів

Ця програма проводить порівняльний розрахунок трансформаторів

Укр / Eng

**Вихідні дані**

	Трансформатор 1	Трансформатор 2
Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі	0,6	0,4725
Коефіцієнт завантаження в аварійному режимі	0,42857142857142	0,675
Реактивна потужність холостого ходу, кВАр	10,08	7,2
Реактивна потужність короткого замикання, кВАр	34,65	18
Приведені втрати холостого ходу, кВт	1,2516	0,974
Приведені втрати короткого замикання, кВт	8,293	5,86
Приведені втрати електроенергії, кВт	4,23708	2,282281625
Приведені втрати в трансформаторах, кВт	4,23708	4,56456325
Втрати електроенергії за рік, кВт*год	37116,8208	39985,57407
Вартість втрат електроенергії за рік, грн	389726,6184	419848,527735
Капітальні затрати, грн	312000	458000
Річні експлуатаційні затрати, грн	31200	45800
Сумарні річні затрати, грн	420926,6184	465648,527735

Термін окупності, років 3,26461911333777

Економічна ефективність, грн 44721,9093350001

Довідка

Обчислити

**Вхідні дані**

Повна потужність навантаження, кВА 378

Час включення, год 8760

Коефіцієнт зміни витрат, кВт/кВАр 0,02

Вартість одного кіловата електроенергії, грн 10,5

Коефіцієнт експлуатаційних відрахувань 0,1

	Трансформатор 1	Трансформатор 2
Потужність трансформаторів, кВА	630	400
Кількість трансформаторів, шт	1	2
Перевантаження одного трансформатора на 40%	1,4	1,4
Втрати холостого ходу, кВт	1,05	0,83
Втрати короткого замикання, кВт	7,6	5,5
Струм холостого ходу, %	1,6	1,8
Напруга короткого замикання, %	5,5	4,5
Вартість одного трансформатора, грн	312000	229000

ЕЛЕКТРИЧНА ІНЖЕНЕРІЯ ЗАПОЧАТКОВАНА У 2018

**ТНТ**

Рисунок 1.1 – Програма для розрахунку силових трансформаторів.

## 1.2 Варіанти розвитку електричної мережі

Для забезпечення надійного та якісного електропостачання споживачів необхідно передбачити заходи щодо розвитку та модернізації розподільчої електричної мережі. Вибір напрямку розвитку мережі здійснюється з урахуванням прогнозованого зростання навантаження, технічного стану існуючого обладнання, вимог до надійності електропостачання та економічної доцільності реалізації відповідних заходів.

Першим варіантом розвитку є модернізація існуючих підстанцій без будівництва нових енергетичних об'єктів. Такий варіант передбачає заміну застарілих силових трансформаторів на більш потужні, реконструкцію розподільчих пристроїв, встановлення сучасних систем релейного захисту та автоматики, а також заміну зношених ділянок повітряних і кабельних ліній. Перевагою цього варіанту є відносно невеликі капітальні витрати, проте його можливості обмежуються технічними параметрами існуючих підстанцій та схем мережі.

Другий варіант передбачає будівництво нової трансформаторної підстанції та підключення її до існуючої мережі. У цьому випадку відбувається перерозподіл навантажень між підстанціями, зменшується завантаження наявного обладнання та покращуються режими роботи мережі. Крім того, скорочуються втрати електричної енергії завдяки зменшенню довжини ліній, що живлять віддалених споживачів. Такий варіант забезпечує значне підвищення надійності електропостачання та створює резерв потужності для подальшого розвитку району [9].

Третім варіантом є комплексна реконструкція мережі із застосуванням сучасних технологій автоматизації. До таких заходів належать впровадження систем диспетчерського керування, автоматичного секціонування мереж, дистанційного контролю параметрів роботи обладнання та автоматичного резервування живлення [16]. Реалізація цього варіанта дозволяє скоротити

тривалість аварійних відключень, підвищити оперативність керування мережею та зменшити експлуатаційні витрати.

Четвертим варіантом може бути розвиток мережі із залученням розподілених джерел генерації, зокрема сонячних електростанцій, систем накопичення енергії та інших відновлюваних джерел. Такий підхід сприяє підвищенню енергетичної незалежності окремих районів та покращує стійкість мережі до аварійних ситуацій.

Порівняльний аналіз наведених варіантів показує, що найбільш ефективним рішенням для підвищення надійності функціонування розподільчої мережі є проектування нової трансформаторної підстанції з одночасною модернізацією окремих елементів існуючої мережі. Такий варіант забезпечує необхідний резерв потужності, зменшує навантаження на наявне обладнання, покращує показники якості електроенергії та створює умови для подальшого розвитку системи електропостачання.

### **1.3 Варіанти схем електричних з'єднань**

Варіанти схем електричних з'єднань для підстанцій напругою 35 кВ і 10 кВ є одним із ключових етапів проектування розподільчих електричних мереж, оскільки саме схема визначає надійність електропостачання, рівень оперативної гнучкості, можливість проведення ремонтів без знеструмлення споживачів, а також техніко-економічні показники роботи підстанції. При виборі схем необхідно враховувати категорію споживачів, структуру навантаження, вимоги до резервування, перспективу розвитку електричної мережі та умови експлуатації в конкретному районі [11, 13].

Для сторони 35 кВ застосовуються кілька основних типів схем електричних з'єднань. Найпростішою є схема з однією системою шин і окремими вимикачами на кожне приєднання [10]. У такій схемі всі лінії та силові трансформатори підключаються до загальної системи шин, що забезпечує мінімальну кількість

обладнання та відносно низьку вартість будівництва підстанції. Основною перевагою даного варіанта є простота експлуатації та невисокі капітальні витрати. Однак суттєвим недоліком є низька надійність, оскільки при пошкодженні шин або необхідності їх ремонту відбувається знеструмлення значної частини або всієї підстанції.

Більш поширеним і раціональним варіантом для розподільчих підстанцій 35 кВ є секціонована система шин [10]. У цьому випадку одна система шин поділяється на дві секції, які можуть працювати як незалежно, так і бути з'єднаними між собою секційним вимикачем. Така схема дозволяє значно підвищити надійність електропостачання, оскільки аварія або ремонт на одній секції не призводить до повного знеструмлення підстанції. Крім того, секціонування дозволяє гнучко розподіляти навантаження між джерелами живлення, зменшувати струмові навантаження на обладнання та підвищувати ефективність роботи мережі.

Ще одним варіантом є схема з двома системами шин, яка забезпечує ще вищий рівень надійності та оперативної гнучкості [10]. У такій схемі кожне приєднання може бути підключене до будь-якої з двох шин через систему шинних вимикачів і роз'єднувачів. Це дозволяє виконувати ремонт будь-якої системи шин без переривання електропостачання споживачів, а також здійснювати оперативні перемикання для оптимізації режимів роботи мережі. Разом з тим, дана схема є більш складною та дорогою, потребує більшої кількості комутаційного обладнання, а також високої кваліфікації оперативного персоналу.

Для підстанцій 35 кВ також можуть застосовуватись мостові схеми, які особливо ефективні для прохідних підстанцій, через які здійснюється транзит потужності [10]. Мостова схема може бути поздовжньою або поперечною, залежно від конфігурації мережі. Її основною перевагою є можливість забезпечення резервування живлення при відносно меншій кількості вимикачів у порівнянні зі схемою двох систем шин. Недоліками є складніші умови роботи

релейного захисту та обмежена гнучкість при подальшому розвитку підстанції [12].

У деяких випадках застосовуються кільцеві схеми електричних з'єднань на рівні 35 кВ, коли підстанції з'єднуються між собою у замкнуте кільце [10]. Така схема дозволяє забезпечити двостороннє живлення кожної підстанції, що значно підвищує надійність електропостачання та скорочує час відновлення живлення при аварійних відключеннях. Однак кільцева схема потребує складнішої системи захисту та автоматизації, а також більш детального аналізу режимів роботи мережі.

Для сторони 10 кВ, яка безпосередньо живить розподільчі мережі споживачів, також існує декілька типових варіантів схем. Найбільш поширеною є секціонована система шин 10 кВ, де кожен силовий трансформатор живить окрему секцію шин [10]. Між секціями встановлюється секційний вимикач, який дозволяє об'єднувати секції в нормальних умовах роботи або розділяти їх у разі аварії. Така схема є базовою для більшості підстанцій 35/10 кВ, оскільки забезпечує достатній рівень надійності при помірній вартості.

Перевагами секціонованої схеми 10 кВ є простота експлуатації, можливість резервування живлення між секціями, а також зручність виконання ремонтних робіт без повного знеструмлення підстанції. Недоліком є обмежена пропускну здатність при великих навантаженнях та залежність секцій при перемичках.

Більш надійною є схема з подвійною системою шин 10 кВ, яка застосовується на відповідальних підстанціях або в умовах високої щільності навантаження [10]. Вона забезпечує можливість ремонту обладнання без відключення споживачів та підвищує гнучкість оперативних перемикань. Однак така схема є дорожчою та потребує складнішого релейного захисту і автоматики.

Широко застосовуються також кільцеві схеми мережі 10 кВ, які забезпечують живлення споживачів з двох напрямків [10]. При пошкодженні однієї ділянки мережі живлення може бути швидко відновлене з іншого боку кільця. Це значно підвищує надійність електропостачання, особливо для міських

та промислових споживачів. Разом з тим, кільцева схема потребує складної координації захистів та більш високого рівня автоматизації.

Окремо слід виділити схеми з автоматичним введенням резерву (АВР), які широко використовуються на стороні 10 кВ для підвищення надійності електропостачання відповідальних споживачів [10, 17]. АВР забезпечує автоматичне переключення на резервне джерело живлення при зникненні напруги на основному вводі, що дозволяє мінімізувати тривалість перерви електропостачання [17-19].

#### **1.4 Вибір обладнання трансформаторної підстанції**

Вибір обладнання трансформаторної підстанції виконується на основі розрахункових електричних навантажень, категорії надійності електропостачання споживачів, рівнів напруги та умов експлуатації [14]. Основним елементом підстанції є силовий трансформатор, який підбирається за повною розрахунковою потужністю з урахуванням коефіцієнтів попиту, одночасності та перспективного розвитку навантаження. Найчастіше застосовуються масляні трансформатори типу ТМ або ТМГ відповідної потужності та напруги, наприклад 35/10 кВ або 10/0,4 кВ. Для підвищення надійності електропостачання можуть встановлюватися два трансформатори з взаємним резервуванням [3].

Високовольтне обладнання підстанції включає комутаційні апарати, роз'єднувачі, заземлювачі, обмежувачі перенапруг, а також вимірювальні трансформатори струму і напруги [15]. Його вибір здійснюється за номінальною напругою мережі, максимальними струмами короткого замикання, комутаційною здатністю та вимогами до електродинамічної і термічної стійкості. У сучасних підстанціях часто застосовуються комплектні розподільчі пристрої (КРП) або елегазові установки, які забезпечують компактність, безпеку та високу надійність.

Низьковольтне обладнання підстанції підбирається відповідно до струмів навантаження та рівня коротких замикань. До нього належать автоматичні

вимикачі, рубильники, шинні системи, пристрої захисту та обліку електроенергії. Важливим є забезпечення селективності спрацювання захистів та можливості резервування живлення споживачів.

Обов'язковою складовою є система релейного захисту та автоматики, яка забезпечує відключення пошкоджених ділянок мережі, захист трансформаторів, а також реалізацію автоматичного повторного вмикання (АПВ) та автоматичного введення резерву (АВР). Сучасні підстанції оснащуються цифровими мікропроцесорними терміналами захисту, що підвищує швидкість і точність реагування.

Також передбачаються системи вимірювання та комерційного обліку електроенергії, які базуються на використанні вимірювальних трансформаторів та багатофункціональних електронних лічильників. Для контролю режимів роботи застосовуються системи дистанційного моніторингу та автоматизації.

До допоміжного обладнання належать системи власних потреб змінного та постійного струму, акумуляторні батареї, зарядні пристрої, системи заземлення, освітлення, вентиляції та блискавкозахисту. Усі ці елементи забезпечують надійну та безперебійну роботу підстанції в нормальних та аварійних режимах.

Вибір обладнання трансформаторної підстанції є комплексним завданням, що передбачає врахування технічних, економічних та експлуатаційних факторів, а також забезпечення високого рівня надійності та безпеки електропостачання.

## **1.5 Постановка завдань**

1. Провести аналіз існуючої електричної мережі Кременецького РЕМ, визначити її структуру, склад підстанцій та основні характеристики силового обладнання.

2. Дослідити конфігурацію та технічний стан повітряних ліній електропередач 35 кВ, що забезпечують електропостачання споживачів району.

3. Визначити електричні навантаження проектованої підстанції «Хотовиця», розрахувати активну, реактивну та повну потужності для характерних режимів роботи.

4. Виконати вибір проводів проектованої лінії електропередачі та перевірити їх відповідність умовам допустимого струмового навантаження.

5. Розробити та проаналізувати можливі варіанти розвитку електричної мережі Кременецького РЕМ з урахуванням розміщення нової підстанції.

6. Обґрунтувати вибір оптимального варіанта приєднання підстанції «Хотовиця».

7. Виконати розрахунок і вибір кількості та потужності силових трансформаторів підстанції з урахуванням режимів навантаження, надійності електропостачання та економічної ефективності.

8. Обрати схеми електричних з'єднань для сторін 35 кВ та 10 кВ відповідно до вимог нормативних документів і особливостей роботи підстанції.

9. Виконати вибір основного комутаційного, вимірювального та допоміжного обладнання підстанції.

10. Розробити принципову схему підстанції 35/10 кВ «Хотовиця» та перевірити її відповідність вимогам надійності, безпеки й експлуатаційної придатності.

## 2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Аналіз електричної мережі Кременецького РЕМ

Проведемо характеристику ЕМ Кременецького РЕМ.

На рис. 2.1 показано фрагмент карти ЕМ (750-35 кВ) Тернопільської області, а саме - Кременецький РЕМ.

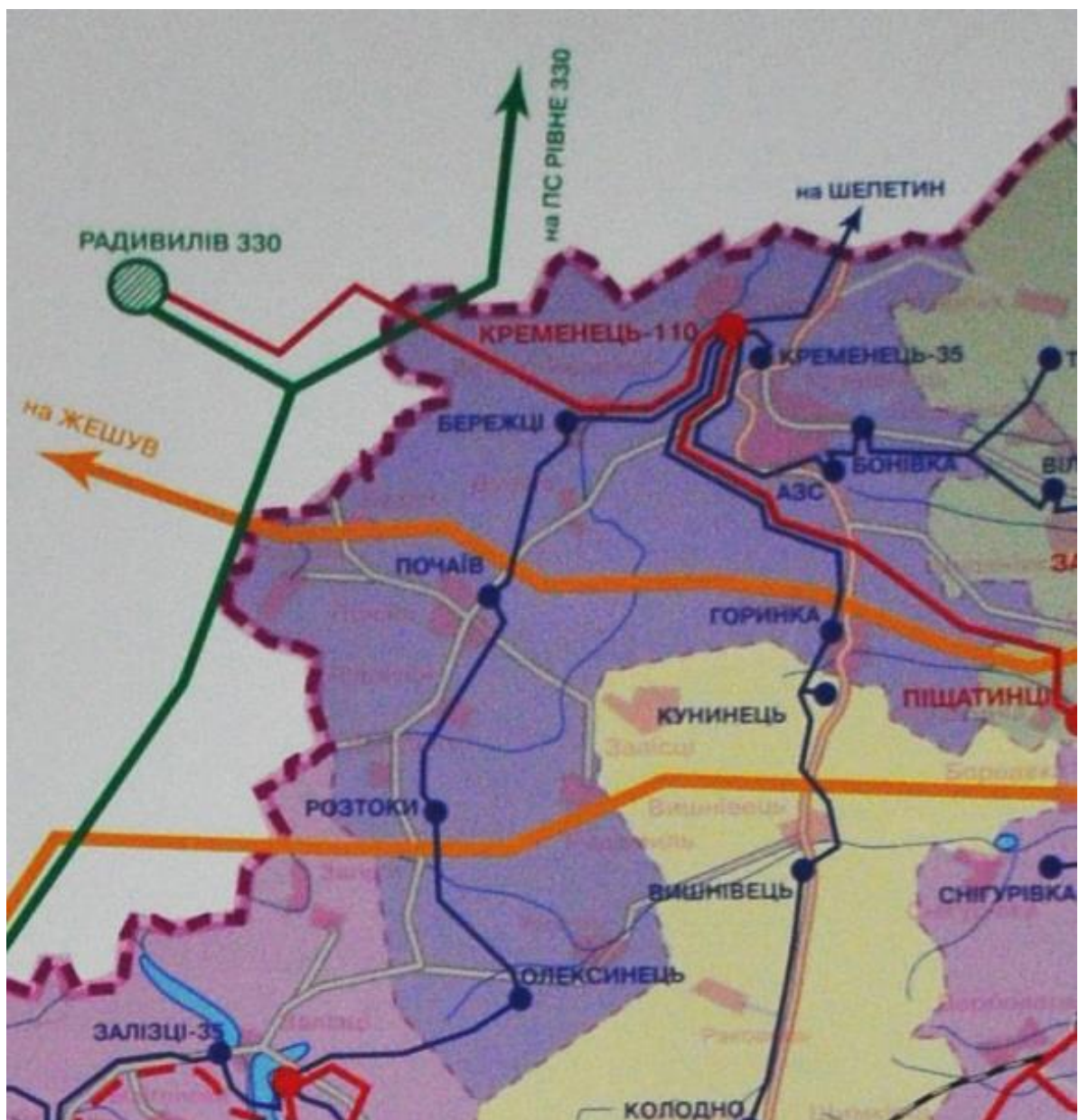


Рисунок 2.1 – Кременецький РЕМ

Для більш детальної інформації наведено інші карти Кременецького РЕМ.

На рисунку 2.2 показано фрагмент карти – Схема мереж 35-750 кВ Південно-Західного регіону.

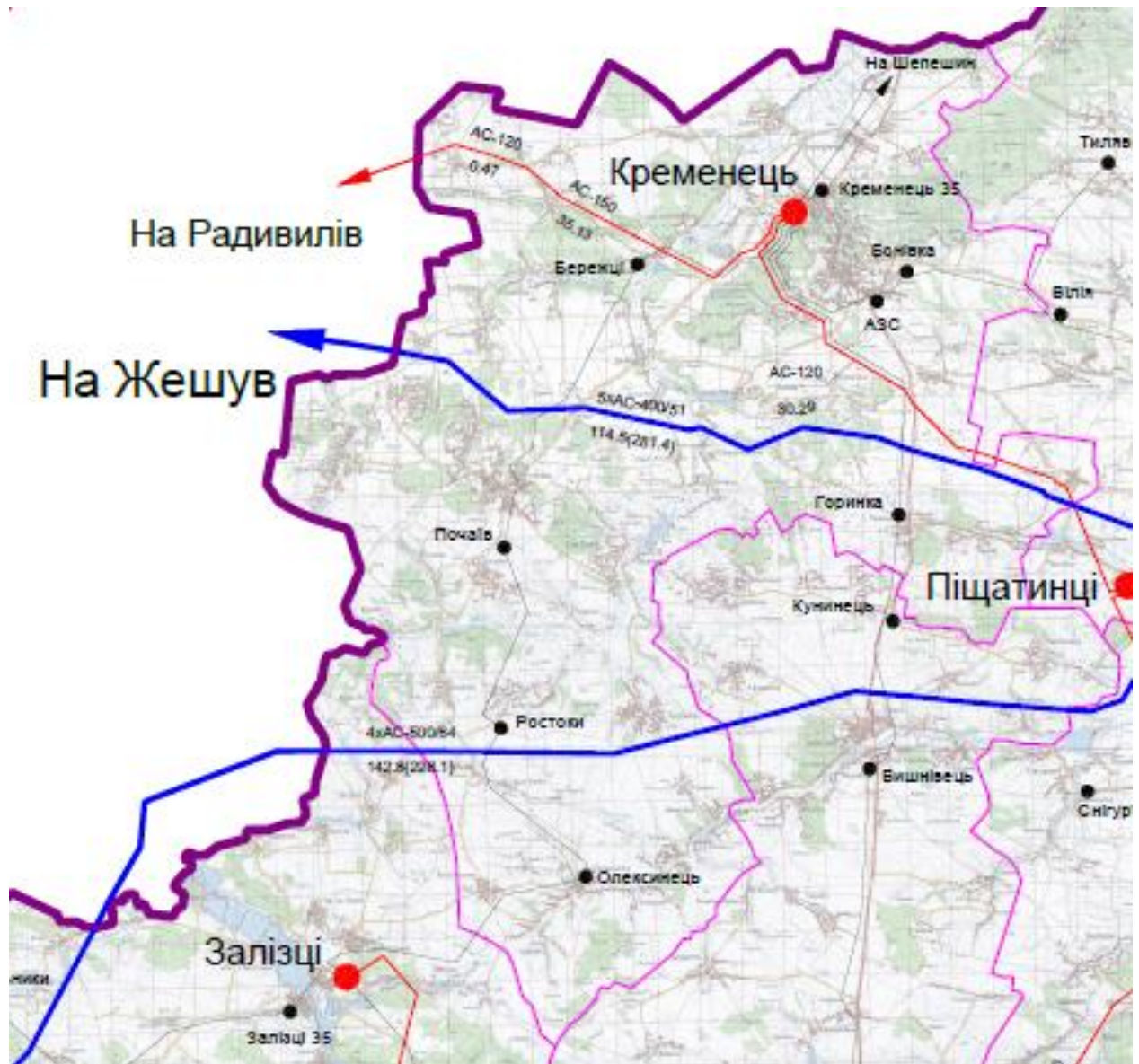


Рисунок 2.2 - Фрагмент карти – Схема мереж 35-750 кВ Південно-Західного регіону.

Також представимо фрагмент карти – Схема магістральних електричних мереж ОЕС України (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 - Фрагмент карти – Схема магістральних електричних мереж ОЕС України

Фрагмент карти Схема нормального режиму ЕМ 20 кВ та вище АТ «Тернопільобленерго» показано на рис. 2.4.

Потрібно виділити наступні підстанції: Кременець-110, Кременець-35, Бонівка, АЗС, Горянка, Бережці, Почаїв, Розтоки, Олексинець.

Тобто в Кременецькому районі наявні одна підстанція 110 кВ та вісім підстанцій 35 кВ.



Географічне розташування ТП 110 кВ Кременецького РЕМ зображено на рис. 2.5.

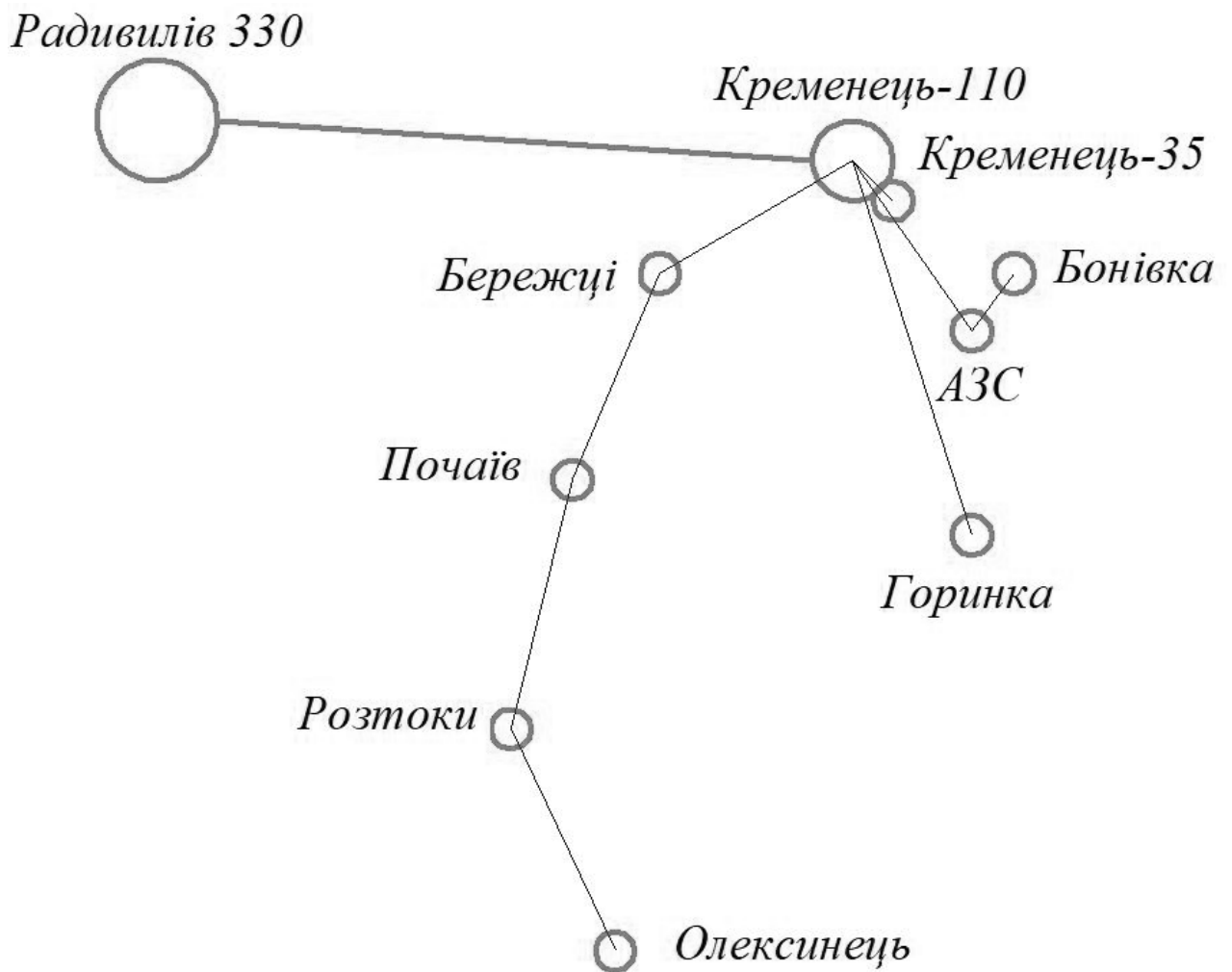


Рисунок 2.5 – Кременецький РЕМ. Географічне розташування ТП 110 кВ.

Перелік силових трансформаторів ТП Кременецького РЕМ зображено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Перелік силових трансформаторів ТП Кременецького РЕМ

Назва ПС	$S_H/U_{BH}$ , кВА/кВ	$S_H$ , МВА	$U_H$ , кВ		
			$U_{BH}$ , кВ	$U_{CH}$ , кВ	$U_{HH}$ , кВ
Кременець-110	16000/110	16	110	35	10
	16000/110	16	110	35	10
Кременець-35	6300/35	6,3	35	-	10
	3200/35	3,2	35	-	10
Бонівка	4000/35	4,0	35	-	10
АЗС	630/35	0,63	35	-	10
	1600/35	1,6	35	-	10
Горинка	2500/35	2,5	35	-	10
Бережці	2500/35	2,5	35	-	10
Почаїв	6300/35	6,3	35	-	10
	4000/35	4,0	35	-	10
Розтоки	2500/35	2,5	35	-	10
Олексинець	2500/35	2,5	35	-	10

З представленої таблиці бачимо, що в районі є чотири двотрансформаторні підстанції. Це важливо для надійності роботи Кременецького РЕМ. Проте також присутні п'ять однострансформаторні підстанції, що дещо знижує надійність роботи РЕМ.

Також бачимо, що одна підстанція є напругою 110 кВ. На підстанції Кременець-110 розташовані два трьохобмоткові трансформатори напругою 110/35/10 кВ.

Перелік ПЛ між ПС Кременецького РЕМ зображено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 - Перелік ПЛ між ПС Кременецького РЕМ

№ ПЛ	Початок ПЛ	Кінець ПЛ	Марка проводу, січення	Довжина проводу, км
1.	Кременець-110	Кременець-35	АС-95	4,1
2.	Кременець-110	АЗС	АС-95	12,9
3.	АЗС	Бонівка	АС-95	2,25
4.	Кременець-110	Горинка	АС-95	6,0
			АС-70	16,3
5.	Кременець-110	Бережці	АС-70	10,22
6.	Бережці	Почаїв	АС-95	13,01
7.	Почаїв	Розтоки	АС-95	12,89
8.	Розтоки	Олексинець	АС-95	9,6

З наведеної таблиці бачимо, що ЛЕП в Кременецькому районі виконані проводами АС-70 та АС-95.

На рис. 2.6 показано фрагмент топографічної карти Тернопільської області.

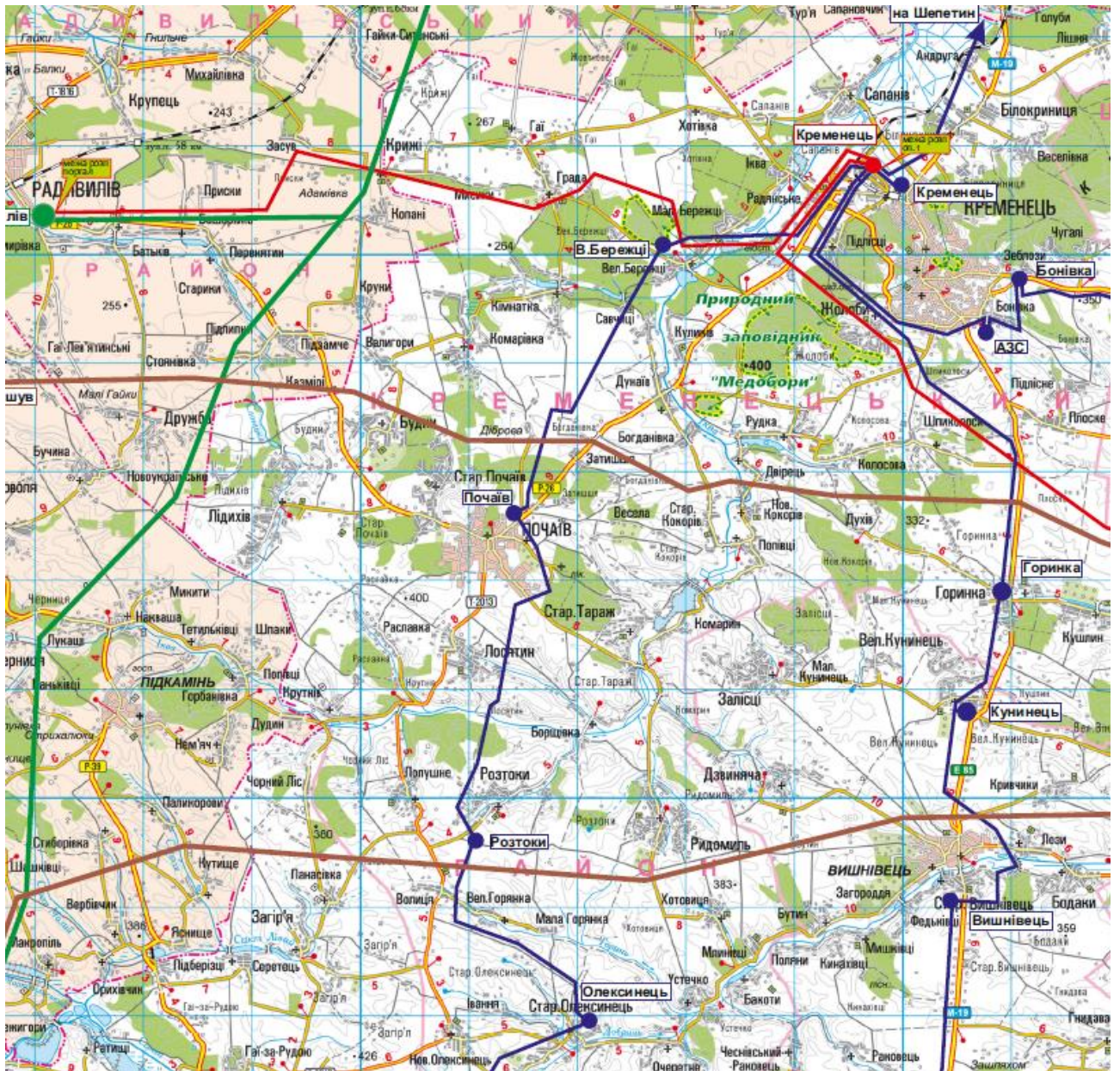


Рисунок 2.6 – Фрагмент топографічної карти Тернопільської області.

Проводимо розрахунок СЕП ТП 35/10 кВ «Хотовиця».

Сумарне навантаження ТП «Хотовиця» становить  $P_{\Sigma} = 6 \text{ MВт}$ .  
 Максимальне навантаження складає  $T_{\max} = 5780 \text{ год}$ . Коефіцієнт навантаження становить  $\cos\varphi = 0.85$ . Коефіцієнт мінімального навантаження становить  $k_{\min} = 0,55$ .

ТП «Хотовиця» подаватиме напругу споживачам I, II і III категорій за надійності ЕП на напрузі 10 кВ. Склад споживачів відповідно до надійності ЕП наведено у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Склад споживачів відповідно до надійності ЕП

Категорії	%	P, МВт
I-ша	10	0,6
II-га	30	1,8
III-тя	60	3,6
Разом	100	6,0

## 2.2 Розрахунок електричного навантаження на ПС «Хотовиця».

Реактивні складові навантажень шин 10 кВ ТП «Хотовиця»:

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

$$Q_{\max} = 6 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 3,718 \text{ МВАр} .$$

Для найменшого споживання:

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

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

$$P_{\min} = 6 \cdot 0,55 = 3,3 \text{ МВт}$$

$$Q_{\max} = 3,3 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 2,045 \text{ МВАр} .$$

Значення навантаження на шинах 10 кВ ТП «Хотовиця» відображено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Значення навантаження на шинах 10 кВ ТП «Хотовиця».

Навантаження, <i>МВт</i>	$U_{\text{ном.НН}}, \text{кВ}$	Максимальний		Мінімальний	
		$P_{\max}, \text{МВт}$	$Q_{\max}, \text{МВАр}$	$P_{\min}, \text{МВт}$	$Q_{\min}, \text{МВАр}$
6,0	10.0	6,0	3,718	3,3	2,045

### 2.3 Вибір проводів ЛЕП

Існуючі ПЛІ Кременецького РЕМ прокладені проводами марки АС–95 та АС–70. Тому проєктовані ПЛІ 35 кВ будуватимемо однією з цих марок.

Згідно з [11] погонні параметри проводу складають:

$$r_0 = 0,249 \text{ Ом/км};$$

$$x_0 = 0,427 \text{ Ом/км};$$

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

Допустимий струм проводу становить 380 А.

Знаходимо струм максимального режиму:

$$I = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6,79 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 112,006 \text{ А}.$$

Провід АС–95 проходить згідно з максимальним струмом навантаження.

### 2.4 Розвиток ЕМ Кременецького РЕМ. Варіанти розвитку.

Запропоновано 13 варіанти розвитку ЕМ 35 кВ.

Тупикові підстанції: варіант 1-4.

Прохідні підстанції: варіант 5-10.

Вузлові підстанції: варіант 11-13.

### 1 варіант.

На рисунку 2.7 показано 1 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ. Тупикова підстанція.

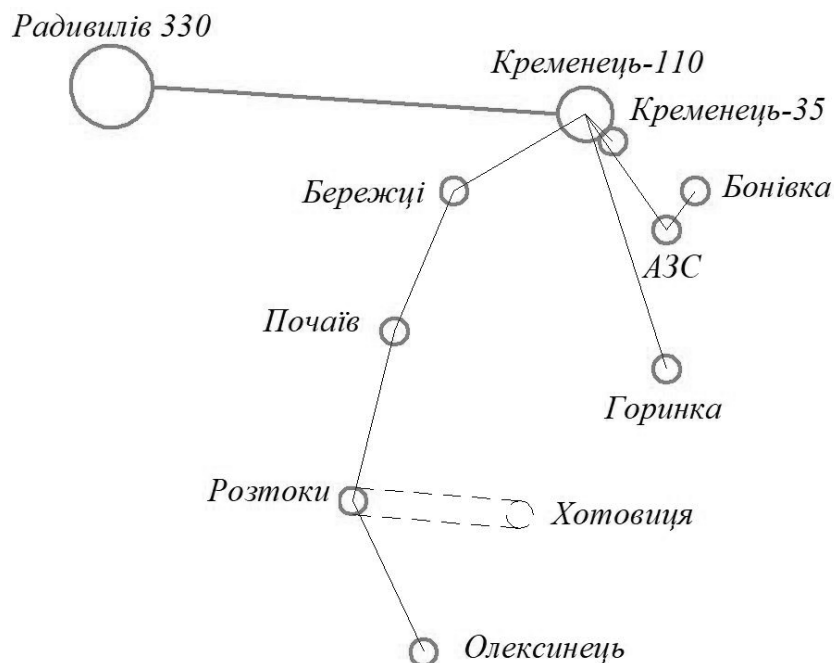


Рисунок 2.7 – 1 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

### 2 варіант.

На рисунку 2.8 показано 2 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ. Тупикова підстанція.

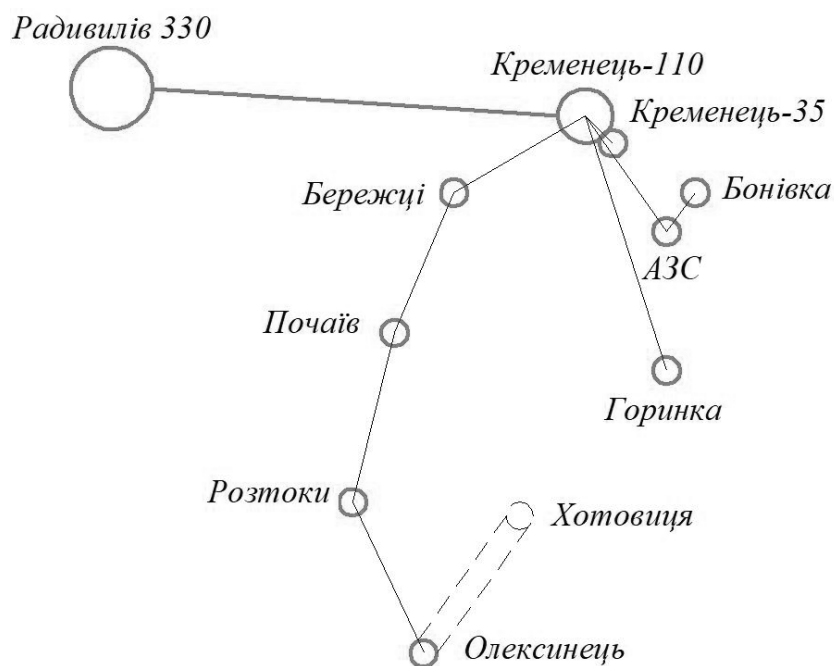


Рисунок 2.8 – 2 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

### 3 варіант.

На рисунку 2.9 показано 3 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ. Тупикова підстанція.

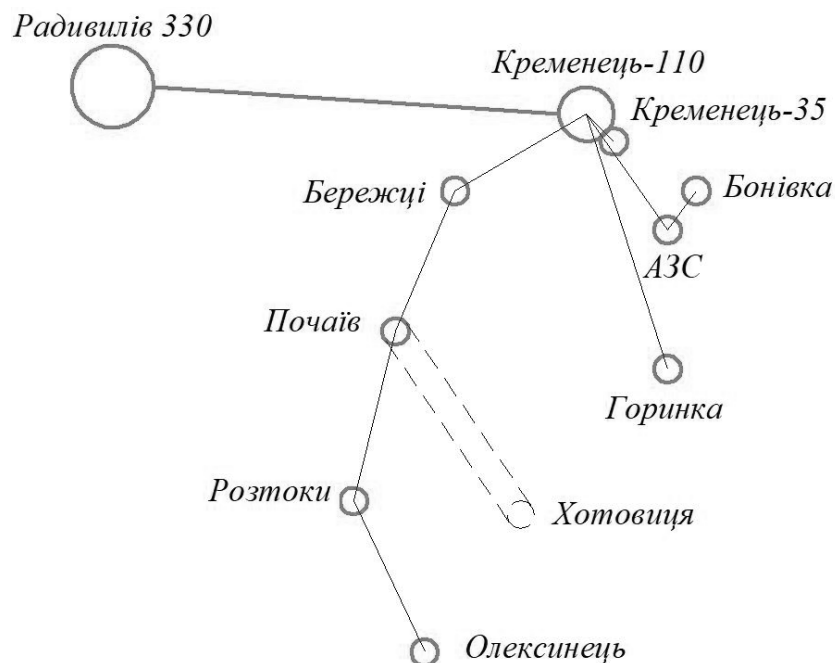


Рисунок 2.9 – 3 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

### 4 варіант.

На рисунку 2.10 показано 4 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ. Тупикова підстанція.

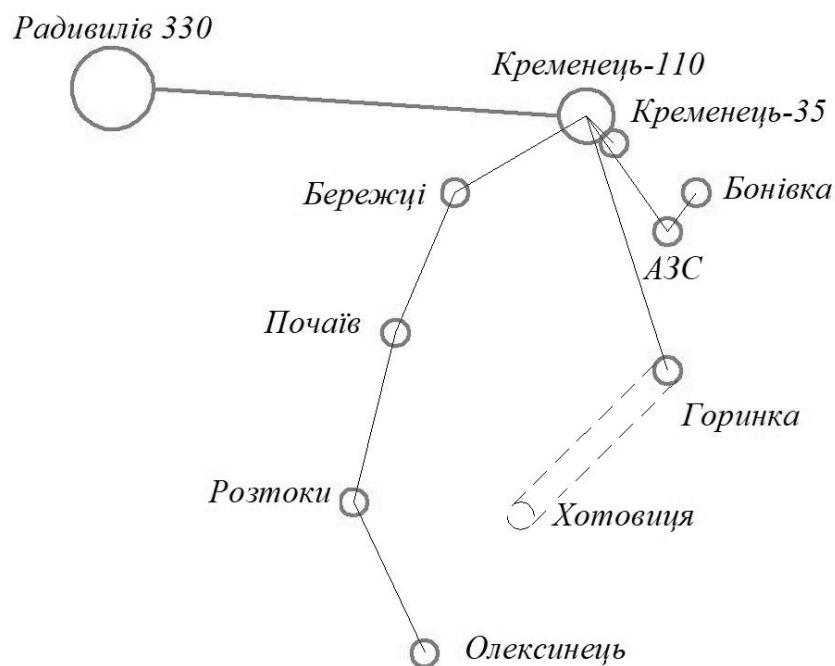


Рисунок 2.10 – 4 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

### 5 варіант.

На рисунку 2.11 показано 5 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ.  
Прохідна підстанція.

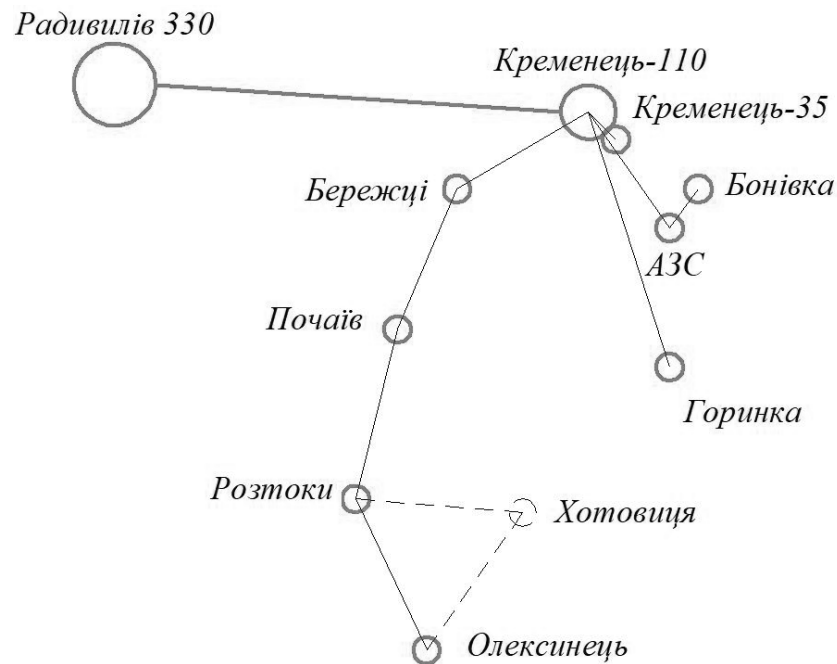


Рисунок 2.11 – 5 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

### 6 варіант.

На рисунку 2.12 показано 6 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ.  
Прохідна підстанція.

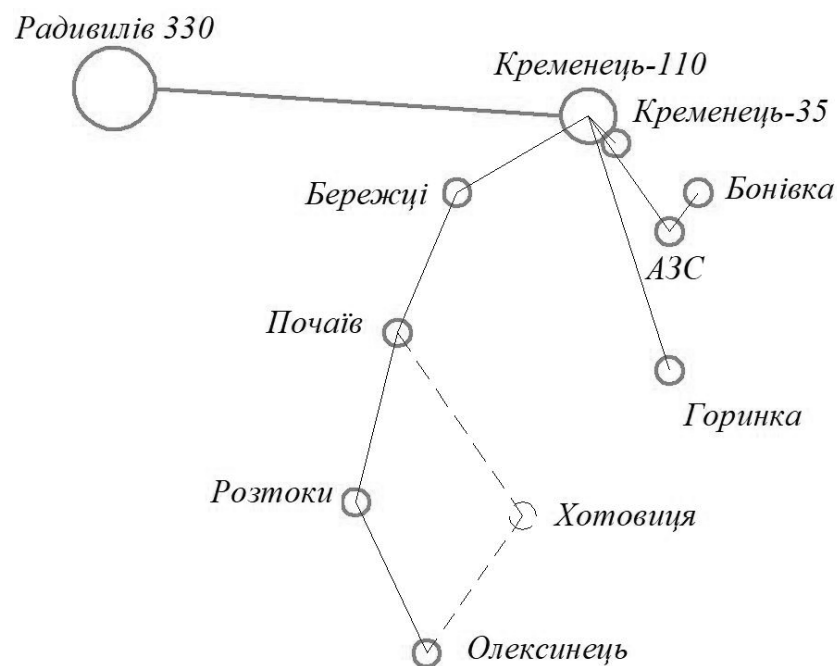


Рисунок 2.12 – 6 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

### 7 варіант.

На рисунку 2.13 показано 7 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ. Прохідна підстанція.

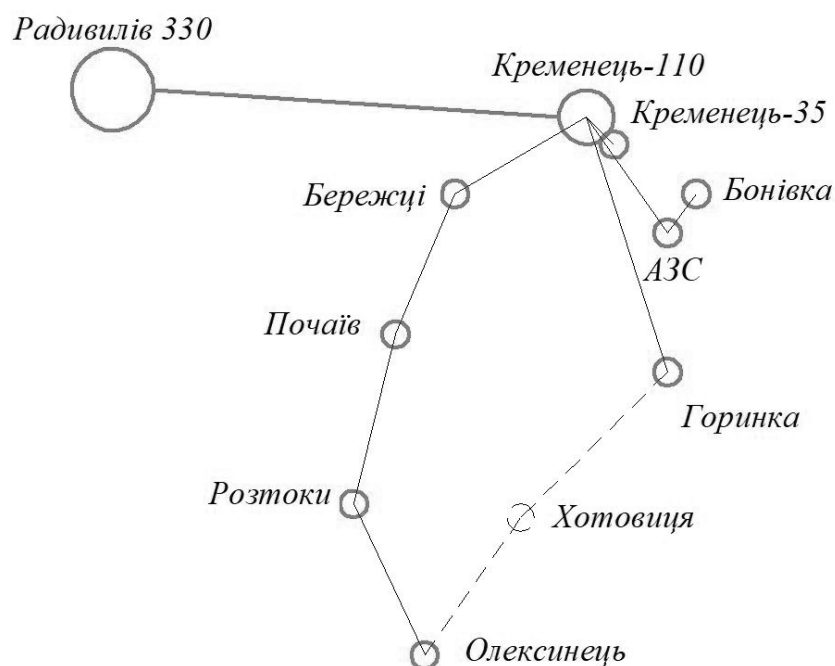


Рисунок 2.13 – 7 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

### 8 варіант.

На рисунку 2.14 показано 8 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ. Прохідна підстанція.

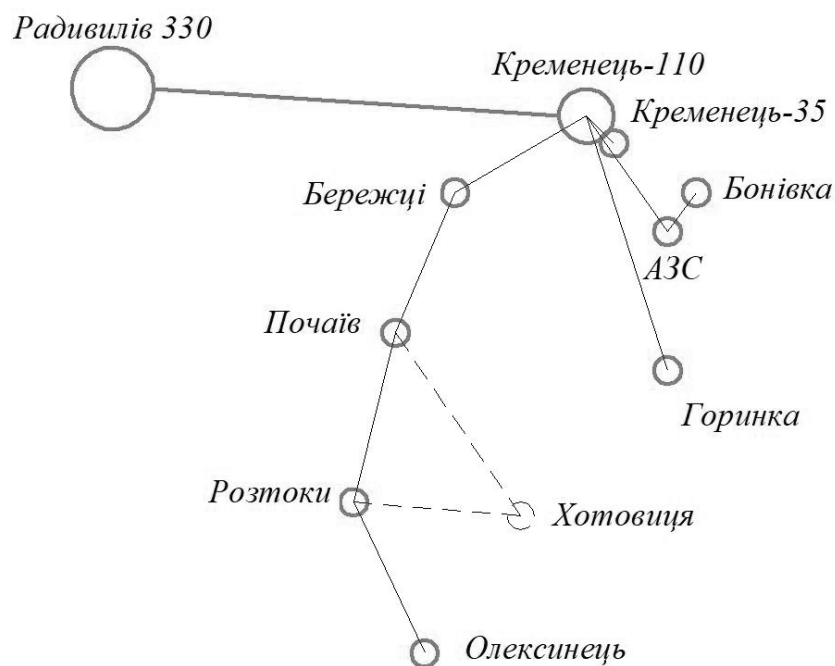


Рисунок 2.14 – 8 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

**9 варіант.**

На рисунку 2.15 показано 9 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ.  
Прохідна підстанція.

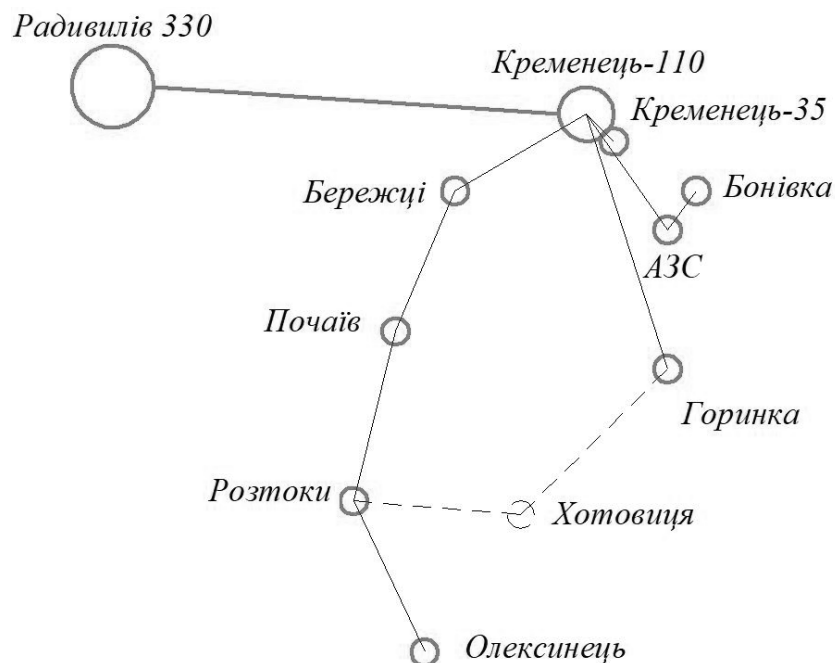


Рисунок 2.14 – 9 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

**10 варіант.**

На рисунку 2.16 показано 10 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ.  
Прохідна підстанція.

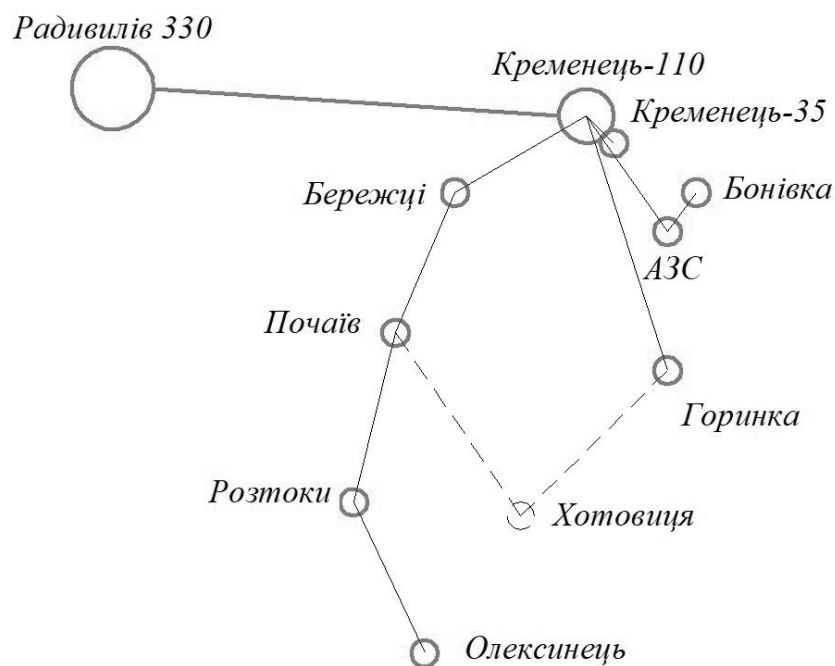


Рисунок 2.16 – 10 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

**11 варіант.**

На рисунку 2.17 показано 11 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ.  
Вузлова підстанція.

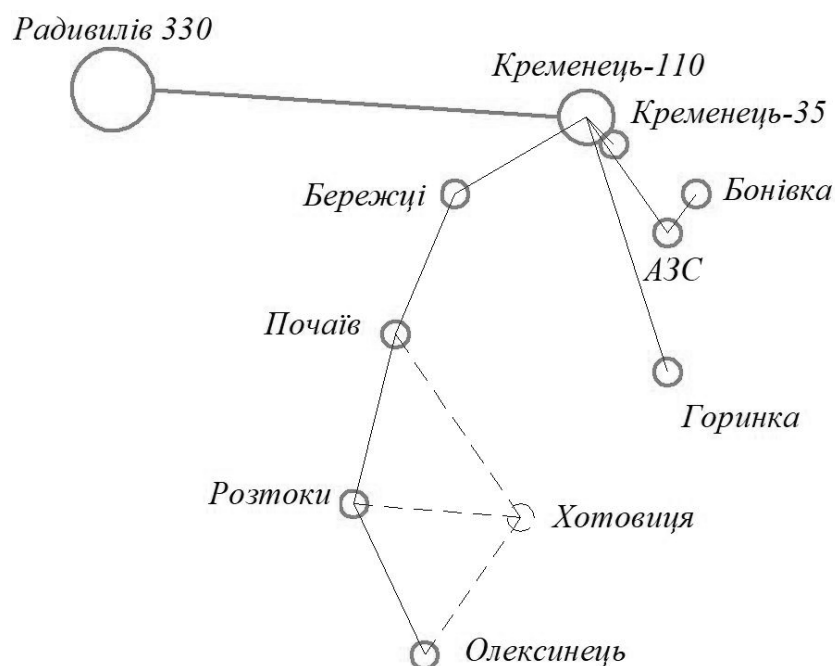


Рисунок 2.17 – 11 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

**12 варіант.**

На рисунку 2.18 показано 12 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ.  
Вузлова підстанція.

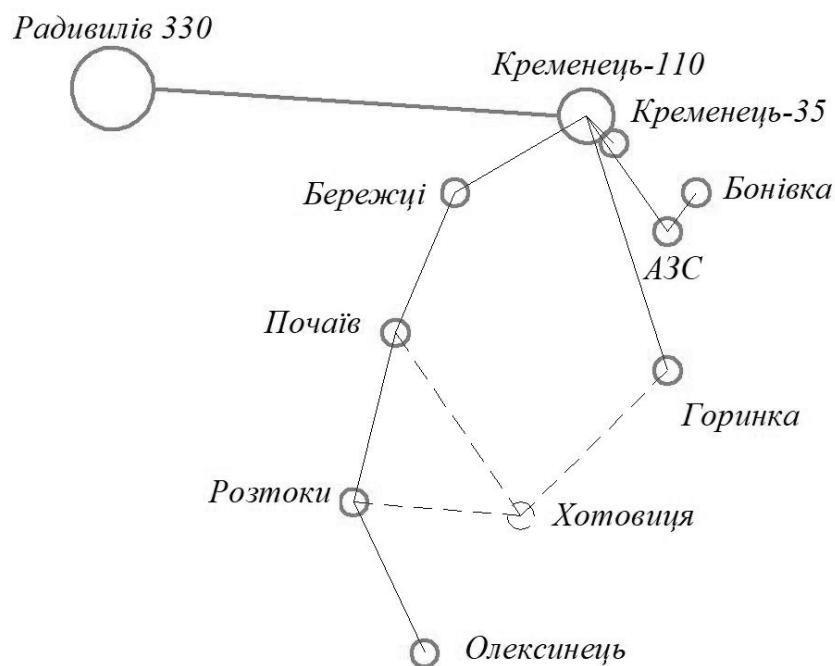


Рисунок 2.18 – 12 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

**13 варіант.**

На рисунку 2.19 показано 13 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ. Вузлова підстанція.

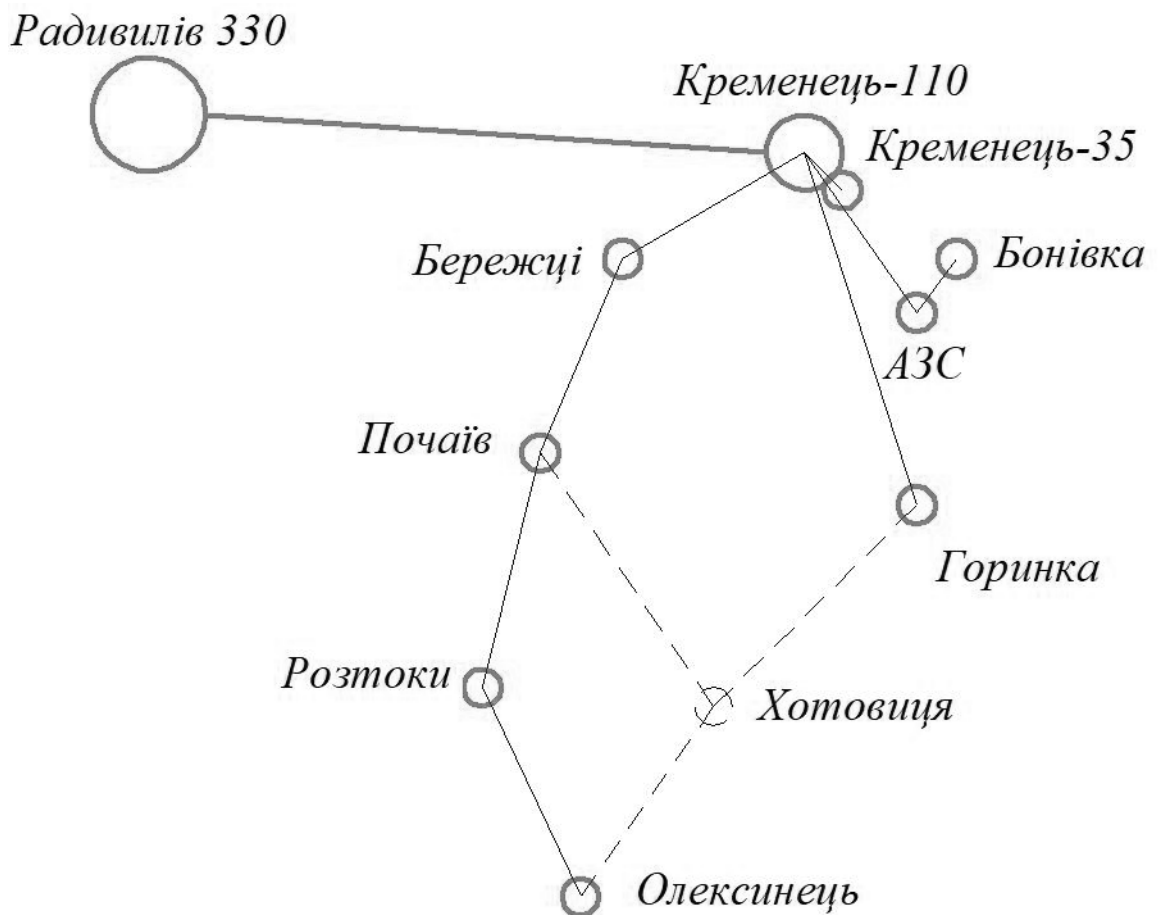


Рисунок 2.19 – 13 варіант розвитку ЕМ Кременецького РЕМ

## 2.5 Розрахунок числа і вибір силових трансформаторів ТП «Хотовиця»

Для розрахунку силових трансформаторів використаємо програму, розроблену кафедрою Електричної інженерії ТНТУ [1-2].

При цьому будемо враховувати:

- Час включення становить 8760 год;
- Вартість 1 кВт електроенергії становить приблизно 10 грн;

Так як повна потужність навантаження становить 6790 кВА, будемо

порівнювати дві потужності силових трансформаторів: 4000 кВА та 6300 кВА.

Кількість трансформаторів становить два.

Перевантаження трансформатора допускається на 40% [27].

Паспортні дані трансформаторів взяті з [11].

Вартість силового трансформатора 4000 кВА становить 2 900 000 грн [28].

Вартість силового трансформатора 6300 кВА становить 4 000 000 грн [29].

На рисунку 2.20 показано отриманий розрахунок.

Порівняльний розрахунок трансформаторів

Ця програма проводить порівняльний розрахунок трансформаторів

Укр / Eng

Вхідні дані

Повна потужність навантаження, кВА: 6790

Час включення, год: 8760

Коефіцієнт зміни витрат, кВт/кВАр: 0.02

Вартість одного кіловата електроенергії, грн: 10

Коефіцієнт експлуатаційних відрахувань: 0.1

	Трансформатор 1	Трансформатор 2
Потужність трансформаторів, кВА	6300	4000
Кількість трансформаторів, шт	2	2
Перевантаження одного трансформатора на 40%	1.4	1.4
Втрати холостого ходу, кВт	9.2	6.7
Втрати короткого замикання, кВт	46.5	33.5
Струм холостого ходу, %	0.9	1.0
Напруга короткого замикання, %	7.5	7.5
Вартість одного трансформатора, грн	4000000	2900000

Вивідні дані

	Трансформатор 1	Трансформатор 2
Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі	0.5388888888888888	0.84875
Коефіцієнт завантаження в аварійному режимі	0.76984126984127	1.2125
Реактивна потужність холостого ходу, кВАр	56.7	40
Реактивна потужність короткого замикання, кВАр	472.5	300
Приведені втрати холостого ходу, кВт	10.334	7.5
Приведені втрати короткого замикання, кВт	55.95	39.5
Приведені втрати електроенергії, кВт	26,5819490740741	35,95487421875
Приведені втрати в трансформаторах, кВт	53,1638981481481	71,9097484375
Втрати електроенергії за рік, кВт*год	465715,747777778	629929,3963125
Вартість втрат електроенергії за рік, грн	4657157,47777778	6299293,963125
Капітальні затрати, грн	8000000	5800000
Річні експлуатаційні затрати, грн	800000	580000
Сумарні річні затрати, грн	5457157,47777778	6879293,963125

Термін окупності, років: 1,54696825703256

Економічна ефективність, грн: 1422136,48534722

Довідка

Обчислити

Рисунок 2.20 - Отриманий розрахунок

На рисунку 2.21 показано отриманий розрахунок (англійська версія програми).

Transformers comparative calculation

This program carries out the transformers comparative calculation

Eng / Укр

Output data

**EI**  
ЕЛЕКТРИЧНА ІНЖЕНЕРІЯ ЗАПЧАТКОВАНА У 2018

**THT**

Input data

Total load power, kVA: 6790

Switch-on time, hours: 8760

Cost change coefficient, kW/kVA: 0.02

Cost of one kilowatt of electricity, UAH: 10

Operating depreciation coefficient: 0.1

	Transformer 1	Transformer 2
Transformers power, kVA	6300	4000
Number of transformers, pcs	2	2
Overloading of one transformer by 40%	1.4	1.4
Idle losses, kW	9.2	6.7
Short circuit losses, kW	46.5	33.5
Idle current, %	0.9	1.0
Short circuit voltage, %	7.5	7.5
Cost of one transformer, UAH	4000000	2900000

	Transformer 1	Transformer 2
Load factor in normal mode	0.5388888888888888	0.84875
Load factor in emergency mode	0.76984126984127	1.2125
Reactive idle power, kVA	56.7	40
Short circuit reactive power, kVA	472.5	300
Reduced idle losses, kVA	10.334	7.5
Reduced short circuit losses, kW	55.95	39.5
Reduced electricity losses, kW	26,5819490740741	35,95487421875
Reduced losses in transformers, kW	53,1638981481481	71,9097484375
Annual electricity losses, kWh	465715,747777778	629929,3963125
Annual cost of electricity losses, UAH	4657157,47777778	6299293,963125
Capital expenditures, UAH	8000000	5800000
Annual operating costs, UAH	800000	580000
Total annual costs, UAH	5457157,47777778	6879293,963125

Payback period, years: 1,54696825703256

Economic efficiency, UAH: 1422136,48534722

Reference

Calculate

Рисунок 2.21 - Отриманий розрахунок (англійська версія програми).

Потрібно відмітити, що в програмі [1-2] в першому стовпці (Трансформатор 1) потрібно вказувати більше значення потужності трансформатора. В нашому випадку – 6300 кВА.

Також потрібно відмітити, що розділовий знак для розрахунку має бути крапка. При внесенні розділового знаку - кому, програма буде автоматично замінювати всі значення із комою на 1. Відповідно розрахунок буде неправильним.

Проведений розрахунок показує, що кращим для встановлення є силовий трансформатор ТМН-6300/35. Це підтверджується коефіцієнтом завантаження в аварійному режимі, а також терміном окупності та економічною ефективністю.

## 2.6 Висновки до розділу 2

1. Проведено аналіз електричної мережі Кременецького РЕМ та встановлено, що електропостачання району забезпечується однією підстанцією 110 кВ та вісьмома підстанціями 35 кВ. Визначено характеристики силових трансформаторів і структуру мережі 35 кВ.

2. Виконано аналіз існуючих повітряних ліній електропередач Кременецького РЕМ. Встановлено, що мережа побудована переважно на проводах марок АС-70 та АС-95, які забезпечують передачу потужності між підстанціями району та мають достатню пропускну здатність для існуючих режимів роботи.

3. Розраховано електричне навантаження проектованої підстанції «Хотовиця». Визначено активну, реактивну та повну потужності навантаження для максимального і мінімального режимів споживання, що стало основою для подальшого вибору обладнання та параметрів мережі.

4. Виконано вибір проводів для проектованої лінії електропередач. Перевірка за допустимим струмовим навантаженням показала відповідність вибраного проводу вимогам надійної та безпечної роботи мережі в нормальному режимі експлуатації.

5. Розглянуто тринадцять варіантів розвитку електричної мережі Кременецького РЕМ, серед яких тупикові, прохідні та вузлові схеми приєднання підстанції «Хотовиця». Проведений аналіз створює основу для подальшого вибору оптимального варіанта розвитку мережі.

6. Здійснено розрахунок і вибір силових трансформаторів підстанції «Хотовиця» з урахуванням навантаження, допустимих перевантажень, капітальних вкладень та експлуатаційних витрат. За результатами техніко-економічного аналізу встановлено доцільність застосування двох силових трансформаторів типу ТМН-6300/35, які забезпечують необхідну надійність електропостачання споживачів та мають найкращі економічні показники серед розглянутих варіантів.

7. Отримані результати розрахунків підтверджують можливість підключення підстанції «Хотовиця» до мережі Кременецького РЕМ із забезпеченням необхідного рівня надійності електропостачання споживачів I, II та III категорій, а також створюють передумови для подальшого проектування та вибору схеми електричних з'єднань підстанції.

### 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Схема електричних з'єднань високої та низької сторони.

Для реалізації приймаємо варіант 3.

Вибір схем проводиться відповідно до [11].

Для високої сторони 35 кВ пропонується схема 35-2 [11].

В таблиці 3.1 наведено характеристика даної схеми.

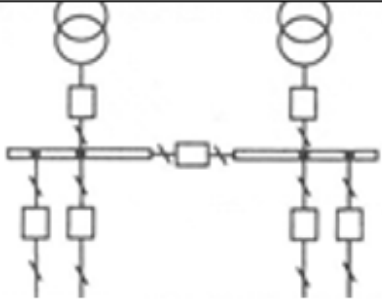
Таблиця 3.1 – Характеристика схеми 35-2

Шифр		35-2
Назва		“Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній”
Умовне зображення		
Сфера застосування	Напруга, кВ	35-220
	Сторона	ВН
	Кількість ліній	2
Додаткові умови		Тупикові та відгалужувальні підстанції

Для низької сторони 10 кВ пропонується схема 35-5.

В таблиці 3.2 наведено характеристика даної схеми.

Таблиця 3.2 – Характеристика схеми 35-5.

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
Додаткові умови		<p>1. Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ і середньої напруги та низької напруги на підстанціях 110 – 220 кВ</p> <p>2. Допускається на початку розвітку схеми вмикування ліній</p>

Узагальнена схема 35-2 представлена на рис. 3.1.

Узагальнена схема 35-5 представлена на рис. 3.2.

Схема приєднань ПС «Хотовиця» зображена на рис. 3.3.

Для практичного ознайомлення з роботою схем 35-2 та 35-5 змонтовано дослідний стенд, зображений на рис. 3.4.

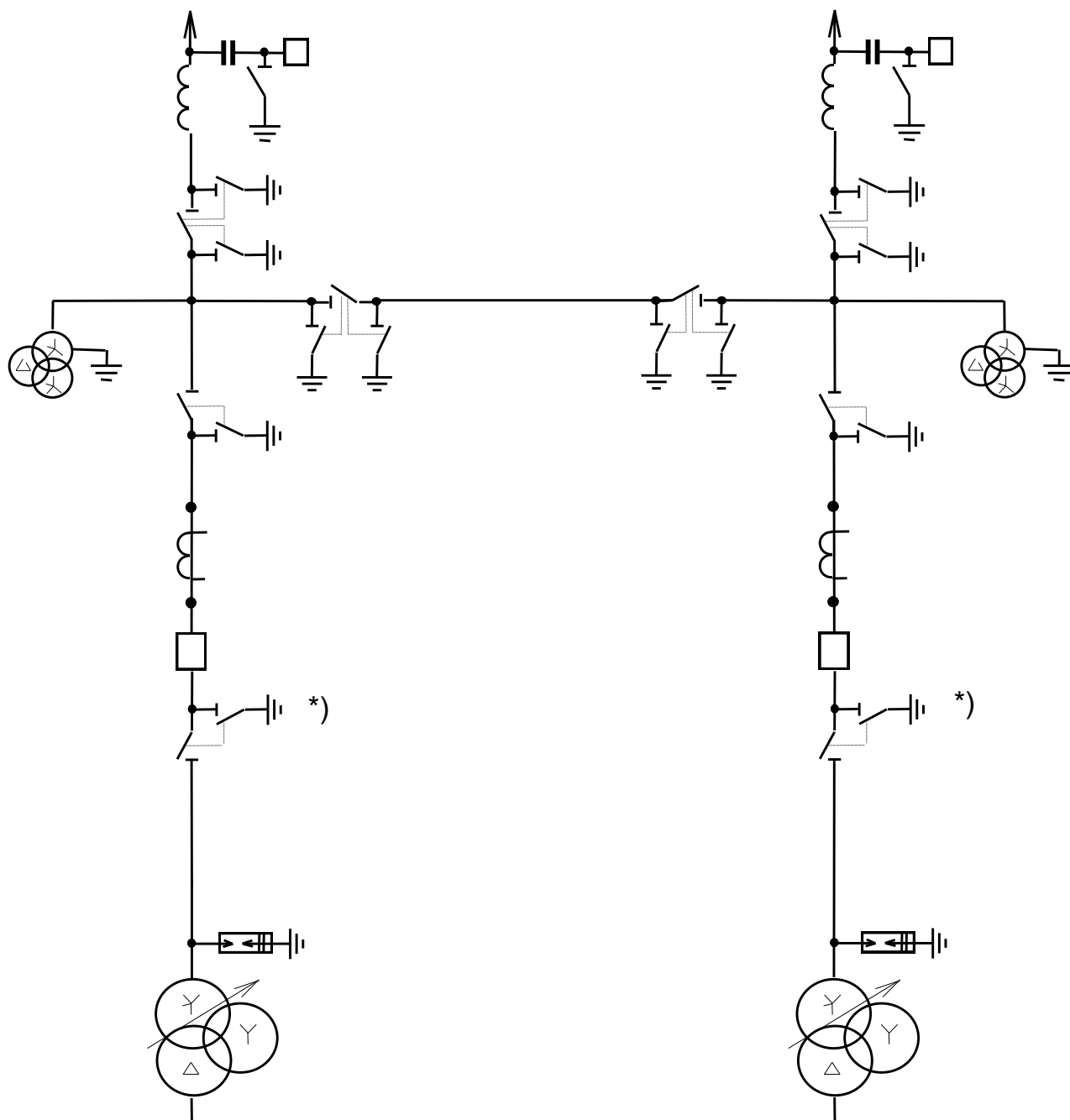


Рисунок 3.1 - Узагальнена схема 35-2.

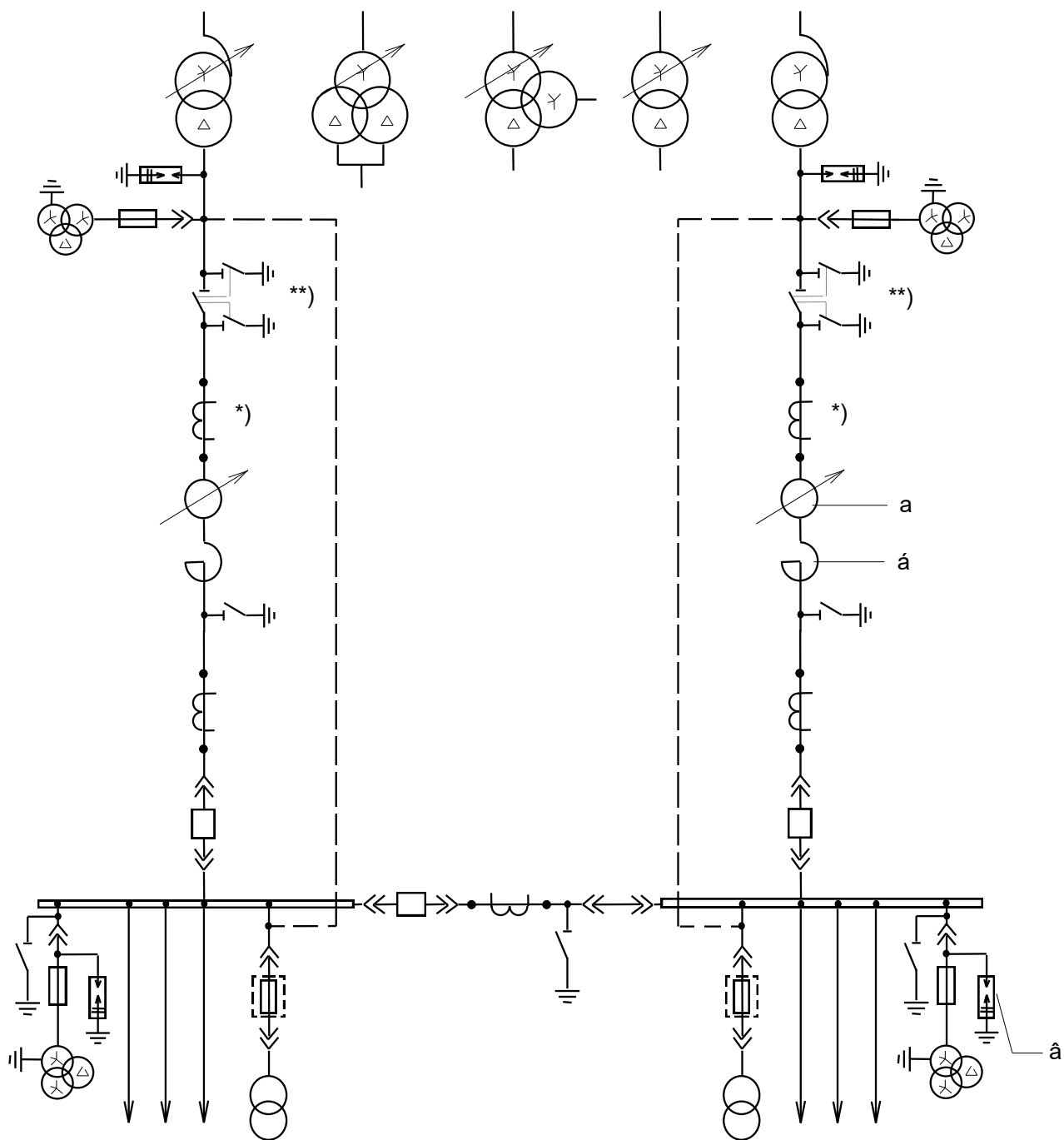


Рисунок 3.2 - Узагальнена схема 35-5.

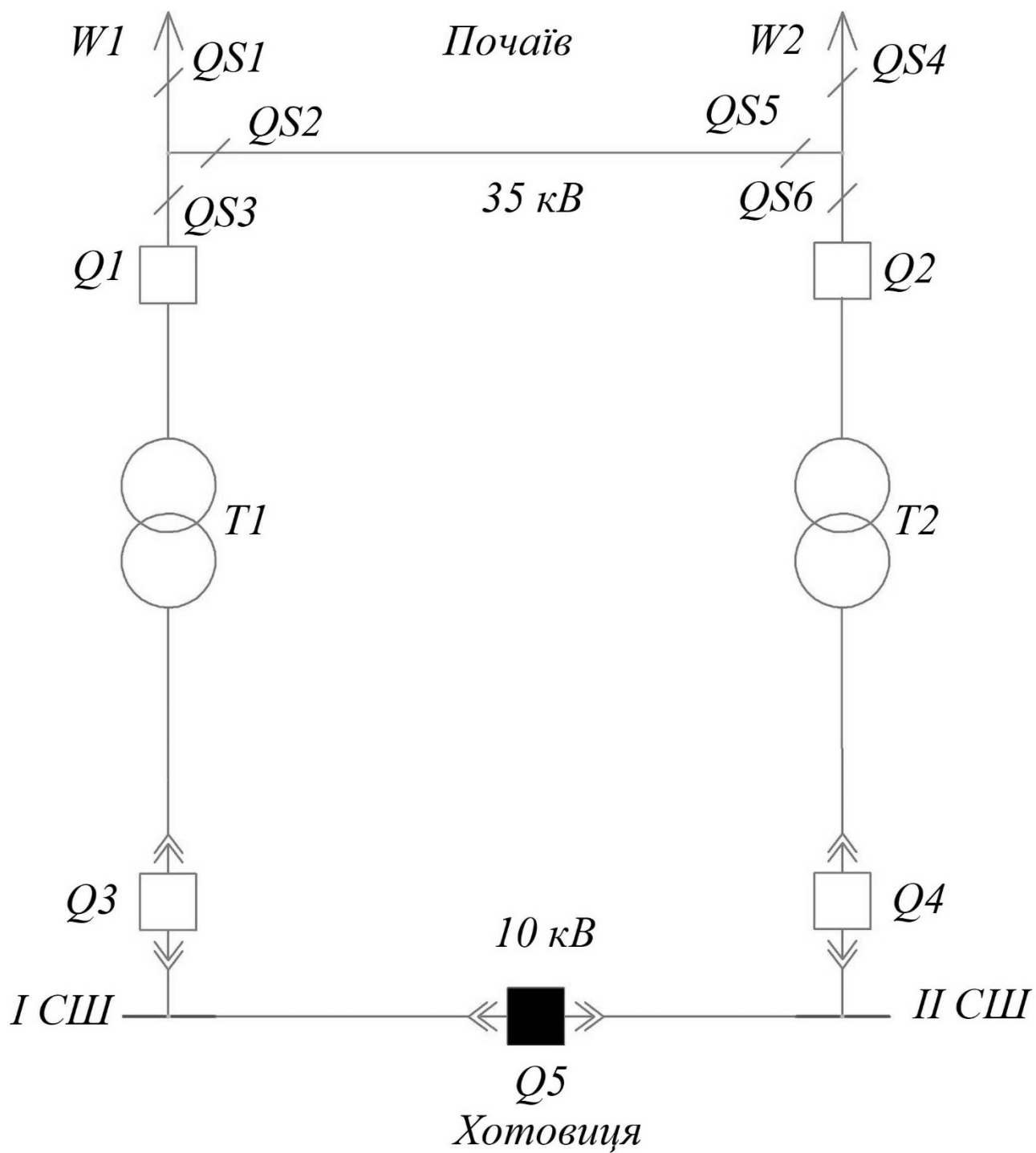


Рисунок 3.3 - Схема приєднань ПС «Хотовиця»



Рисунок 3.4 - Дослідний стенд для практичного ознайомлення з роботою схем 35-2 та 35-5.

## **3.2 Вибір обладнання ТП «Хотовиця»**

Опишемо частину обладнання, вибраного для принципової схеми ПС.

### **3.2.1 Трансформатор власних потреб ТМ-63/10.**

Трансформатор ТМ-63/10 є трифазним масляним силовим трансформатором номінальною потужністю 63 кВА, призначеним для перетворення електричної енергії з напруги 10 кВ до 0,4 кВ. Даний тип трансформаторів широко застосовується в розподільчих електричних мережах, комплектних трансформаторних підстанціях та системах електропостачання невеликих промислових підприємств, житлових масивів і сільськогосподарських об'єктів. Використання трансформаторної оливи забезпечує надійну електричну ізоляцію струмоведучих частин та ефективно відведення тепла, що утворюється під час роботи обладнання.

Конструкція трансформатора включає магнітопровід, обмотки високої та низької напруги, герметичний бак з оливою, вводи та пристрій регулювання напруги без збудження. Трансформатор характеризується високою надійністю, простотою експлуатації та тривалим терміном служби. Завдяки невеликим втратам електроенергії та достатній перевантажувальній здатності ТМ-63/10 забезпечує економічне та безпечне електропостачання споживачів у нормальних і післяаварійних режимах роботи мережі.

На рисунку 3.4 показано загальний вигляд ТМ-63/10 [21].



Рисунок 3.4 - Загальний вигляд ТМ-63/10.

### 3.2.2 Трансформатор струму ТФЗМ-35А-У1.

ТФЗМ-35А-У1 — це маслонаповнений трансформатор струму зовнішнього встановлення, призначений для перетворення великих струмів у колах напругою 35 кВ до стандартного значення 5 А для підключення вимірювальних приладів, лічильників електроенергії, пристроїв релейного захисту, автоматики та сигналізації. Трансформатор працює в мережах змінного струму частотою 50 Гц і забезпечує гальванічне відокремлення вторинних кіл від високої напруги, підвищуючи безпеку обслуговування та точність вимірювань. Конструкція апарата виконана з порцеляновою ізоляцією та масляним заповненням, що забезпечує надійну ізоляцію струмоведучих частин і ефективне відведення тепла.

Трансформатори типу ТФЗМ-35А-У1 широко застосовуються на підстанціях 35 кВ для комерційного обліку електроенергії та організації систем релейного захисту. Номінальна напруга трансформатора становить 35 кВ, а номінальний вторинний струм — 5 А. Залежно від виконання можуть використовуватися різні значення первинного струму, від 15 А до 1000 А, що дозволяє адаптувати обладнання до конкретних умов експлуатації. Кліматичне виконання У1 забезпечує роботу пристрою на відкритому повітрі в умовах помірного клімату при температурі навколишнього середовища від  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

На рисунку 3.5 показано загальний вигляд ТФЗМ-35А-У1 [22].



Рисунок 3.5 - Загальний вигляд ТФЗМ-35А-У1

### 3.2.3 Трансформатор напруги ЗНОМП-35 У1

ЗНОМП-35 У1 — це однофазний масляний трансформатор напруги зовнішнього встановлення, призначений для перетворення високої напруги мережі 35 кВ до стандартних значень, необхідних для підключення вимірювальних приладів, пристроїв релейного захисту, автоматики, сигналізації та обліку електроенергії. Трансформатор використовується на підстанціях і розподільчих пристроях 35 кВ та забезпечує електричне відокремлення вторинних кіл від мережі високої напруги, що підвищує безпеку експлуатації обладнання. Конструкція трансформатора включає магнітопровід із електротехнічної сталі, первинну та вторинні обмотки, сталевий бак із трансформаторною оливою та високовольтні вводи.

Трансформатор ЗНОМП-35 У1 характеризується номінальною напругою 35 кВ, класами точності 0,2; 0,5 та 1, а також призначений для роботи в мережах змінного струму частотою 50 Гц. Кліматичне виконання У1 дозволяє експлуатацію на відкритому повітрі в умовах помірного клімату при температурах від  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Завдяки високій надійності, стійкості до атмосферних впливів та тривалому терміну служби трансформатори ЗНОМП-35 У1 широко застосовуються на електричних підстанціях енергосистем, промислових підприємств та об'єктах електроенергетики для забезпечення точних вимірювань і надійної роботи систем захисту.

На рисунку 3.6 показано загальний вигляд ЗНОМП-35 У1 [23].



Рисунок 3.6 - Загальний вигляд ЗНОМП-35 У1.

### **3.2.4 Вимикач вакуумний Siemens 3AF01**

Siemens 3AF01 — це триполюсний вакуумний вимикач зовнішнього встановлення, призначений для комутації та захисту електричних мереж середньої напруги класу 35 кВ. Вимикач використовується на підстанціях, розподільчих пунктах та промислових об'єктах для вмикання і вимикання робочих струмів, а також для швидкого відключення струмів короткого замикання. Основним комутаційним елементом є вакуумні дугогасні камери, які забезпечують високу надійність роботи, тривалий ресурс та мінімальні витрати на технічне обслуговування. Конструкція вимикача включає опорну металеву раму, вакуумні полюси, пружинний привід та систему механічного керування.

Вимикачі серії Siemens 3AF01 розраховані на роботу в мережах напругою до 36–40,5 кВ, номінальним струмом до 1600–2500 А та струмами відключення короткого замикання до 31,5 кА. Вони характеризуються високою механічною та електричною зносостійкістю, відсутністю пожежонебезпечного середовища для гасіння дуги та можливістю багаторазових циклів автоматичного повторного ввімкнення. Завдяки компактній конструкції, високій надійності та відповідності міжнародним стандартам ІЕС вимикачі Siemens 3AF01 широко застосовуються на підстанціях 35 кВ для забезпечення безпечної та надійної роботи електричних мереж.

На рисунку 3.7 показано загальний вигляд Siemens 3AF01 [24].



Рисунок 3.7 - Загальний вигляд Siemens 3AF01.

### 3.2.5 Роз'єднувач РНД-35/1000 У1

РНД-35/1000 У1 — це триполюсний високовольтний роз'єднувач зовнішнього встановлення, призначений для створення видимого розриву електричного кола в мережах напругою 35 кВ. Роз'єднувач використовується для вмикання та вимикання знеструмлених ділянок електричної мережі, а також

для забезпечення безпечного виконання ремонтних і профілактичних робіт на підстанціях. Конструкція апарата складається з опорних ізоляторів, струмопровідної системи з контактними ножами, механізму керування та металевої основи. Поворот контактних ножів забезпечує надійний видимий розрив кола, що є важливою вимогою безпеки при експлуатації електроустановок високої напруги.

Роз'єднувач РНД-35/1000 У1 розрахований на номінальну напругу 35 кВ та номінальний струм 1000 А. Апарат має високу механічну та електродинамічну стійкість, може працювати в широкому діапазоні кліматичних умов і встановлюється на відкритих розподільчих пристроях підстанцій. Кліматичне виконання У1 передбачає експлуатацію на відкритому повітрі в умовах помірного клімату. Роз'єднувачі даного типу широко застосовуються на підстанціях 35/10 кВ для секціонування мережі, підключення силових трансформаторів, вимикачів та іншого високовольтного обладнання, забезпечуючи надійність і безпеку роботи електроенергетичних систем.

На рисунку 3.8 показано загальний вигляд РНД-35/1000 У1 [25].



Рисунок 3.8 - Загальний вигляд РНД-35/1000 У1.

### 3.2.6 Запобіжник ПКТ-101-35-2-8-УЗ

ПКТ-101-35-2-8-УЗ — це високовольтний струмообмежувальний плавкий запобіжник, призначений для захисту силових трансформаторів, трансформаторів напруги, кабельних і повітряних ліній від струмів короткого замикання та перевантажень у мережах змінного струму напругою 35 кВ. Запобіжник містить плавку вставку, розміщену в патроні з кварцовим наповнювачем, який забезпечує швидке гасіння електричної дуги та обмеження струму короткого замикання. Завдяки простій конструкції, високій надійності та швидкодії запобіжники серії ПКТ широко застосовуються на підстанціях 35 кВ для захисту вимірювальних трансформаторів і силового обладнання.

Розшифрування позначення: ПКТ — запобіжник кварцовий струмообмежувальний; 101 — конструктивне виконання; 35 — номінальна напруга 35 кВ; 2 — номінальний струм плавкої вставки 2 А; 8 — номінальний струм вимкнення 8 кА; УЗ — кліматичне виконання для роботи в помірному кліматі в закритих приміщеннях. Основними характеристиками запобіжника є номінальна напруга 35 кВ, номінальний струм 2 А, відключаюча здатність 8 кА, довжина патрона близько 612 мм та маса близько 17 кг.

На рисунку 3.9 показано загальний вигляд ПКТ-101-35-2-8-УЗ [26].



Рисунок 3.9 - Загальний вигляд ПКТ-101-35-2-8-УЗ.

### 3.3 ТП «Хотовиця». Принципової схема.

Принципова схема ТП «Хотовиця» зображена на рис. 3.10.

Вибране обладнання ТП «Хотовиця» зображено у табл. 3.3.

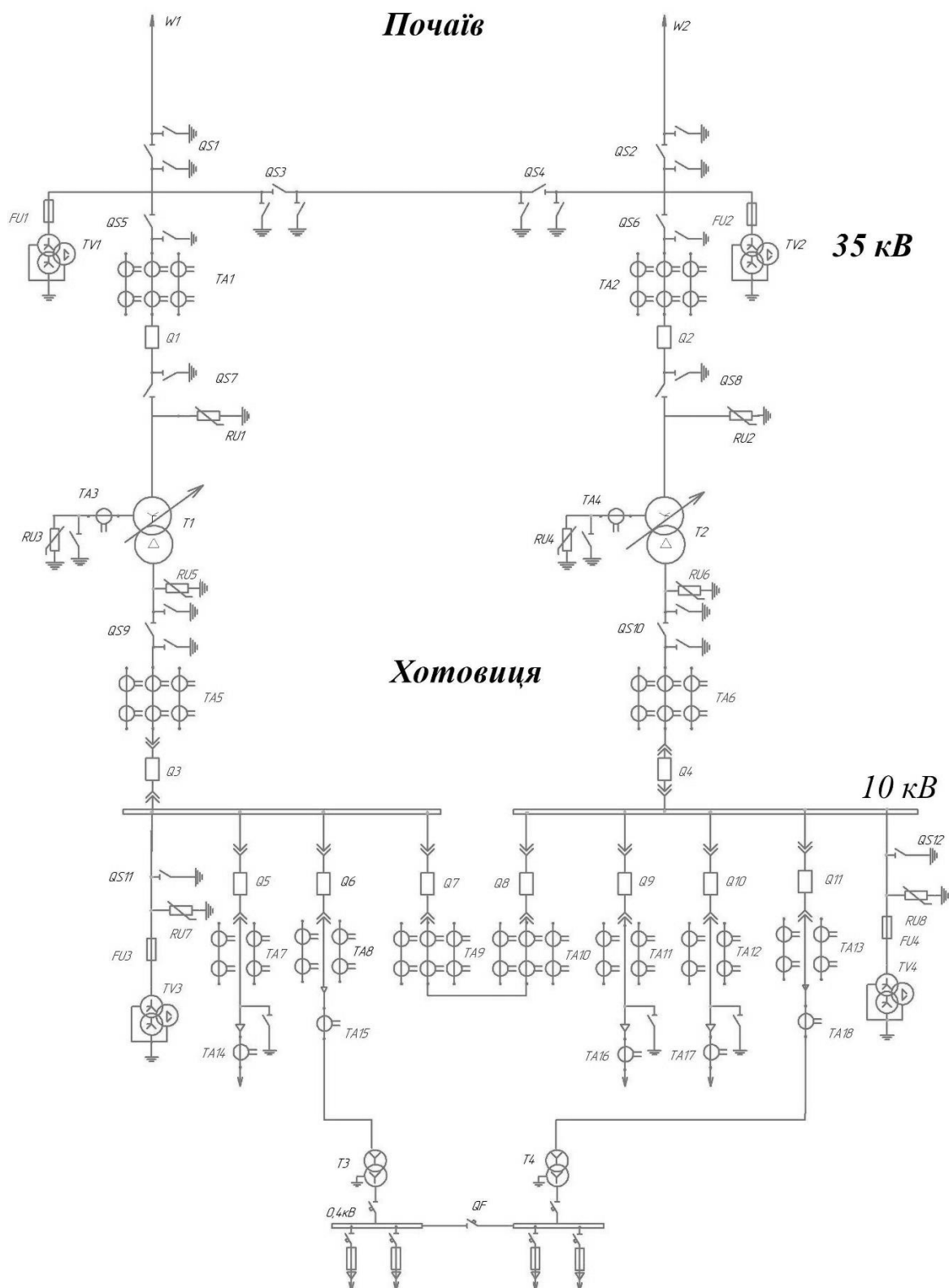


Рисунок 3.10 – Принципова схема ТП «Хотовиця»

Таблиця 3.3 – Вибране обладнання ТП «Хотовиця».

<i>Поз.</i>	<i>Найменування</i>	<i>К-сть</i>	<i>Примітки</i>
<i>T1, T2</i>	<i>Трансформатор силовий</i>	<i>2</i>	
	<i>ТМН-6300/35</i>		
<i>T3, T4</i>	<i>Трансформатор власних потреб</i>	<i>2</i>	
	<i>ТМ-63/10</i>		
<i>ТА1-ТА4</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>4</i>	
	<i>ТФЗМ-35А У1</i>		
<i>ТА5...ТА18</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>14</i>	
	<i>ТПР-10/1000</i>		
<i>TV1, TV2</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>ЗНОМП-35 У1</i>		
<i>TV3, TV4</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>НАМІ-10 У2</i>		
<i>Q1-Q2</i>	<i>Вимикач вакуумний</i>	<i>2</i>	
	<i>Siemens 3AF01</i>		
<i>Q3...Q11</i>	<i>Вимикач вакуумний</i>	<i>9</i>	
	<i>ВВ/TEL-10-20/1000-Е2-41</i>		
<i>QS1-S8</i>	<i>Роз'єднувач</i>	<i>8</i>	
	<i>РНДЗ-35/1000 У1</i>		
<i>QS9-QS12</i>	<i>Роз'єднувач</i>	<i>4</i>	
	<i>РВЗ-10/1000 ІУЗ</i>		
<i>RU1-RU4</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>4</i>	
	<i>Siemens 3EP2-06-1PL1</i>		
<i>RU5..RU8</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>4</i>	
	<i>Siemens 3EP2-012-1PL1</i>		
<i>FU1, FU2</i>	<i>Запобіжник</i>	<i>2</i>	
	<i>ПКТ-101-35-2-8 У3</i>		
<i>FU3, FU4</i>	<i>Запобіжник</i>	<i>2</i>	
	<i>ПКТ-101-10-2-31,5 У3</i>		

### 3.4 Висновки до розділу 3

1. На основі результатів аналізу для подальшого проектування підстанції «Хотовиця» прийнято третій варіант розвитку електричної мережі Кременецького РЕМ, який забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання споживачів та можливість подальшого розвитку мережі.

2. Для сторони високої напруги 35 кВ обрано типову схему електричних з'єднань 35-2, яка рекомендована для тупикових і відгалужувальних підстанцій. Дана схема характеризується простотою конструкції, достатньою надійністю, зручністю експлуатації та економічністю реалізації.

3. Для сторони низької напруги 10 кВ обрано схему 35-5, яка забезпечує необхідну гнучкість комутаційних операцій, можливість секціонування шин та підвищення надійності електропостачання споживачів у нормальних і післяаварійних режимах роботи.

4. Виконано вибір основного електротехнічного обладнання підстанції «Хотовиця». Вибране обладнання відповідає рівню напруги та умовам експлуатації проекрованої підстанції.

5. Розроблено принципову схему підстанції «Хотовиця», на якій відображено всі основні елементи первинних електричних з'єднань, комутаційні апарати, вимірювальні трансформатори та силові трансформатори. Схема забезпечує надійну передачу та розподіл електричної енергії між мережею 35 кВ та споживачами 10 кВ.

6. Запропоновані технічні рішення забезпечують необхідний рівень експлуатаційної надійності, безпеки обслуговування, можливість виконання ремонтних робіт без тривалого припинення електропостачання споживачів.

## **4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ**

### **4.1 Вимоги електробезпеки при експлуатації та ремонті обладнання підстанцій і повітряних ліній електропередач**

Експлуатація та ремонт обладнання підстанцій і повітряних ліній електропередач належать до робіт підвищеної небезпеки, оскільки пов'язані з ризиком ураження електричним струмом, впливом електричної дуги, падінням з висоти та дією несприятливих погодних умов. Тому виконання таких робіт повинно здійснюватися відповідно до вимог чинних нормативних документів з охорони праці та електробезпеки.

До виконання робіт в електроустановках допускаються особи не молодше 18 років, які пройшли медичний огляд, спеціальне навчання, перевірку знань правил безпечної експлуатації електроустановок та мають відповідну групу з електробезпеки. Працівники повинні бути забезпечені справними засобами індивідуального захисту, зокрема діелектричними рукавичками, ботами, касками, захисними окулярами, спецодягом із захистом від електричної дуги та запобіжними поясами для виконання висотних робіт.

Під час проведення ремонтних робіт на підстанціях обов'язковим є виконання організаційних заходів безпеки: оформлення наряду-допуску або розпорядження, призначення відповідальних осіб, допуск бригади до роботи та постійний нагляд за дотриманням вимог безпеки. Перед початком робіт необхідно відключити електрообладнання від усіх можливих джерел живлення, вжити заходів проти помилкового або самовільного ввімкнення комутаційних апаратів, вивісити заборонні плакати та перевірити відсутність напруги.

Після перевірки відсутності напруги на струмопровідних частинах повинні бути встановлені переносні заземлення. Вони забезпечують захист персоналу від випадкової появи напруги внаслідок помилкових перемикань, наведеної напруги або грозових перенапруг. Встановлення і зняття переносних заземлень необхідно виконувати із застосуванням ізолювальних штанг та інших захисних

засобів.

Особлива увага приділяється роботам на повітряних лініях електропередач. Перед початком робіт лінія повинна бути відключена та заземлена з обох сторін робочого місця. При роботі на опорах необхідно використовувати запобіжні пояси або страхувальні системи, а також перевіряти технічний стан опор і конструкцій. Забороняється виконувати роботи під час грози, сильного вітру, ожеледиці, густого туману або інших несприятливих погодних умов, що можуть створити додаткову небезпеку.

Під час експлуатації підстанцій важливо підтримувати справний стан заземлювальних пристроїв, ізоляції обладнання, релейного захисту та автоматики. Регулярно проводяться профілактичні огляди, вимірювання опору заземлення, перевірка стану контактних з'єднань, випробування захисних засобів та контроль технічного стану силових трансформаторів, вимикачів і роз'єднувачів.

Для запобігання пожежам необхідно дотримуватися вимог пожежної безпеки, утримувати в справному стані системи пожежогасіння та забезпечувати наявність первинних засобів пожежогасіння. Персонал повинен бути навчений діям у разі виникнення аварійних ситуацій, пожежі або ураження людини електричним струмом та вміти надавати домедичну допомогу потерпілим.

Дотримання вимог електробезпеки під час експлуатації та ремонту обладнання підстанцій і повітряних ліній електропередач є необхідною умовою збереження життя та здоров'я персоналу, забезпечення надійної роботи електроенергетичних об'єктів і безперебійного електропостачання споживачів.

#### **4.2 Захист персоналу від ураження електричним струмом, дії електричної дуги та крокової напруги**

Під час експлуатації та ремонту електроустановок розподільчих мереж одним із найважливіших завдань охорони праці є захист персоналу від ураження електричним струмом, дії електричної дуги та крокової напруги. Ці небезпечні

фактори можуть призвести до важких травм, опіків, порушення роботи серцево-судинної системи та навіть до смертельних наслідків, тому необхідно застосовувати комплекс організаційних і технічних заходів безпеки.

Захист від ураження електричним струмом забезпечується насамперед надійною ізоляцією струмопровідних частин, використанням захисного заземлення, занулення, автоматичного відключення пошкоджених ділянок мережі та дотриманням безпечних відстаней до обладнання, що перебуває під напругою. Перед початком ремонтних робіт обов'язково виконують відключення обладнання від усіх джерел живлення, перевірку відсутності напруги та встановлення переносних заземлень. Для роботи в електроустановках працівники повинні використовувати справні засоби індивідуального захисту: діелектричні рукавички, діелектричне взуття, ізолювальні штанги, покажчики напруги та інші захисні пристрої.

Особливу небезпеку становить електрична дуга, яка виникає внаслідок коротких замикань, комутаційних процесів або помилкових дій персоналу. Температура в зоні електричної дуги може досягати декількох тисяч градусів Цельсія, що спричиняє важкі термічні опіки, пошкодження органів зору та слуху. Для захисту від дії електричної дуги застосовуються спеціальний вогнестійкий спецодяг, захисні каски з лицевими щитками, термостійкі рукавички та засоби захисту очей. Крім того, важливе значення мають справний релейний захист і швидкодійні комутаційні апарати, які забезпечують мінімальний час відключення аварійного режиму та зменшують енергію дугового розряду.

Крокова напруга виникає під час замикання струму на землю в районі підстанцій, опор повітряних ліній або місць пошкодження електрообладнання. Внаслідок розтікання струму в ґрунті між двома точками поверхні землі утворюється різниця потенціалів, яка може викликати проходження струму через тіло людини. Для зменшення небезпеки крокової напруги на підстанціях влаштовуються контури захисного заземлення та вирівнювання потенціалів. У разі виявлення місця замикання на землю працівникам забороняється

наближатися до нього на небезпечну відстань. Якщо необхідно залишити небезпечну зону, пересування слід здійснювати дрібними ковзними кроками або стрибками на зведених разом ногах, щоб мінімізувати різницю потенціалів між точками контакту із землею.

Важливою складовою забезпечення безпеки є регулярне навчання персоналу правилам електробезпеки, проведення інструктажів і тренувань з ліквідації аварійних ситуацій. Працівники повинні знати порядок звільнення потерпілого від дії електричного струму, методи надання домедичної допомоги та проведення серцево-легеневої реанімації до прибуття медичних працівників.

Ефективний захист персоналу від ураження електричним струмом, дії електричної дуги та крокової напруги досягається шляхом поєднання сучасних технічних засобів захисту, належної організації робіт, використання засобів індивідуального захисту та суворого дотримання вимог нормативних документів з охорони праці та електробезпеки.

### **4.3 Заходи пожежної безпеки на території підстанції**

Територія трансформаторної підстанції належить до об'єктів підвищеної пожежної небезпеки, оскільки на ній розміщується електротехнічне обладнання, кабельні лінії, трансформатори з масляним охолодженням та інші елементи, які в аварійних режимах можуть стати джерелом займання. Тому забезпечення пожежної безпеки є важливою складовою надійної та безпечної експлуатації підстанції.

Одним із основних заходів пожежної безпеки є підтримання справного технічного стану електрообладнання. Необхідно регулярно проводити огляди трансформаторів, комутаційних апаратів, кабельних ліній та контактних з'єднань з метою виявлення перегрівів, пошкоджень ізоляції, витоків трансформаторного масла та інших дефектів, які можуть спричинити пожежу. Особливу увагу приділяють контролю стану релейного захисту та автоматики, що забезпечують своєчасне відключення пошкодженого обладнання при

коротких замиканнях і перевантаженнях.

На території підстанції повинні бути передбачені первинні засоби пожежогасіння у достатній кількості відповідно до вимог нормативних документів. До них належать порошкові та вуглекислотні вогнегасники, ящики з піском, пожежні щити з необхідним інвентарем, пожежні покривала та інші засоби локалізації загоряння. Усі засоби пожежогасіння повинні перебувати у справному стані, бути доступними для використання та проходити періодичні перевірки.

Для маслонаповнених трансформаторів передбачаються спеціальні маслоприймальні пристрої, масловідводи та аварійні резервуари, які запобігають розтіканню палаючого масла в разі аварії. Також застосовуються протипожежні перегородки між силовими трансформаторами, що перешкоджають поширенню вогню на сусіднє обладнання.

Важливим заходом є підтримання належного стану території підстанції. Не допускається накопичення сухої трави, сміття, горючих матеріалів та сторонніх предметів поблизу електрообладнання. Територія повинна регулярно очищатися від рослинності, особливо в пожежонебезпечний період року. Забороняється зберігання легкозаймистих речовин у невстановлених місцях та проведення вогневих робіт без відповідного дозволу.

Для запобігання виникненню пожеж від атмосферних перенапруг на підстанції встановлюються блискавкозахисні пристрої та обмежувачі перенапруг. Справний стан системи заземлення забезпечує не лише електробезпеку, а й знижує ризик виникнення пожеж через пошкодження ізоляції та пробой електрообладнання.

Працівники, які обслуговують підстанцію, повинні проходити навчання з пожежної безпеки, знати порядок дій у разі виникнення пожежі, вміти користуватися засобами пожежогасіння та організувати евакуацію людей із небезпечної зони. На об'єкті мають бути розроблені інструкції з пожежної безпеки, плани евакуації та порядок взаємодії з пожежно-рятувальними підрозділами.

У разі виникнення пожежі необхідно негайно повідомити пожежно-рятувальну службу, відключити електрообладнання, що перебуває під напругою, та розпочати гасіння осередку займання дозволеними засобами. Для гасіння електроустановок під напругою забороняється використовувати воду та пінні вогнегасники. Для цих цілей застосовують вуглекислотні або порошкові вогнегасники.

Дотримання комплексу організаційних і технічних заходів пожежної безпеки на території підстанції дозволяє мінімізувати ризик виникнення пожеж, забезпечити захист персоналу та обладнання, а також підтримувати надійне функціонування системи електропостачання споживачів.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз електричної мережі Кременецького РЕМ та встановлено, що електропостачання району забезпечується однією підстанцією 110 кВ та вісьмома підстанціями 35 кВ. Визначено характеристики силових трансформаторів і структуру мережі 35 кВ.

2. Виконано аналіз існуючих повітряних ліній електропередач Кременецького РЕМ. Встановлено, що мережа побудована переважно на проводах марок АС-70 та АС-95, які забезпечують передачу потужності між підстанціями району та мають достатню пропускну здатність для існуючих режимів роботи.

3. Розраховано електричне навантаження проекрованої підстанції «Хотовиця». Визначено активну, реактивну та повну потужності навантаження для максимального і мінімального режимів споживання, що стало основою для подальшого вибору обладнання та параметрів мережі.

4. Виконано вибір проводів для проекрованої лінії електропередач. Перевірка за допустимим струмовим навантаженням показала відповідність вибраного проводу вимогам надійної та безпечної роботи мережі в нормальному режимі експлуатації.

5. Розглянуто тринадцять варіантів розвитку електричної мережі Кременецького РЕМ, серед яких тупикові, прохідні та вузлові схеми приєднання підстанції «Хотовиця». Проведений аналіз створює основу для подальшого вибору оптимального варіанта розвитку мережі.

6. Здійснено розрахунок і вибір силових трансформаторів підстанції «Хотовиця» з урахуванням навантаження, допустимих перевантажень, капітальних вкладень та експлуатаційних витрат. За результатами техніко-економічного аналізу встановлено доцільність застосування двох силових трансформаторів типу ТМН-6300/35, які забезпечують необхідну надійність електропостачання споживачів та мають найкращі економічні показники серед розглянутих варіантів.

7. Отримані результати розрахунків підтверджують можливість підключення підстанції «Хотовиця» до мережі Кременецького РЕМ із забезпеченням необхідного рівня надійності електропостачання споживачів I, II та III категорій, а також створюють передумови для подальшого проектування та вибору схеми електричних з'єднань підстанції.

8. На основі результатів аналізу для подальшого проектування підстанції «Хотовиця» прийнято третій варіант розвитку електричної мережі Кременецького РЕМ, який забезпечує необхідний рівень надійності електропостачання споживачів та можливість подальшого розвитку мережі.

9. Для сторони високої напруги 35 кВ обрано типову схему електричних з'єднань 35-2, яка рекомендована для тупикових і відгалужувальних підстанцій. Дана схема характеризується простотою конструкції, достатньою надійністю, зручністю експлуатації та економічністю реалізації.

10. Для сторони низької напруги 10 кВ обрано схему 35-5, яка забезпечує необхідну гнучкість комутаційних операцій, можливість секціонування шин та підвищення надійності електропостачання споживачів у нормальних і післяаварійних режимах роботи.

11. Виконано вибір основного електротехнічного обладнання підстанції «Хотовиця». Вибране обладнання відповідає рівню напруги та умовам експлуатації проектованої підстанції.

12. Розроблено принципову схему підстанції «Хотовиця», на якій відображено всі основні елементи первинних електричних з'єднань, комутаційні апарати, вимірювальні трансформатори та силові трансформатори. Схема забезпечує надійну передачу та розподіл електричної енергії між мережею 35 кВ та споживачами 10 кВ.

13. Запропоновані технічні рішення забезпечують необхідний рівень експлуатаційної надійності, безпеки обслуговування, можливість виконання ремонтних робіт без тривалого припинення електропостачання споживачів.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Буняк, О., Стасів, А., Оробчук, Б., & Судомир, В. (2025). Розробка програмного модуля для розрахунку порівняльних характеристик трансформаторів з врахуванням умови економічності. *Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences*, 357(5.2), 115-122. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-357-73>
2. Стасів А.З., Судомир В.П., Миколишин В.В., Сисак І.М., Буняк О.А. Комплекс програмних модулів для проектування електропостачання промислових та муніципальних об'єктів // IX International Scientific and Practical Conference «EDUCATION AND SCIENCE OF TODAY: INTERSECTORAL ISSUES AND DEVELOPMENT OF SCIENCES», Cambridge, 28 November 2025. – Cambridge : «P.C. Publishing House» «UKRLOGOS Group», 2025. – С. 150–157. – ISBN 978-1-8380558-4-4. – DOI 10.36074/logos-28.11.2025.028
3. Купчик, В. О., Сердюк, Т. Т., Головачук, Г. І., Волосинецький, Р. Б., Мовчан, Л. Т., & Сисак, І. М. (2022). Підвищення надійності та пропускну здатності трансформаторних підстанцій. *Матеріали XI Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “*, 80-81.
4. Бацюра, Є. В., Шинькар, Р. І., Ухін, А. Р., Костецький, П. Б., Осадчук, С. В., & Сисак, І. М. (2021). Забезпечення надійності системи електропостачання промислових об'єктів. *Збірник тез доповідей X Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “*, 9-10.
5. Ткач, М. В., Сисак, І. М., Миколишин, В. В., & Сердюк, Т. Т. (2017). Підвищення надійності системи електропостачання промислових підприємств. *Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “*, 3, 125-125.

6. Романишен, О. В., Клименко, Д. Р., & Сисак, І. М. (2020). Підвищення надійності системи електропостачання. *Збірник тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “*, 2, 128-128.
7. Бабанін, Н. В., Сисак, І. М., Гапонюк, А. В., & Максимчук, О. М. (2017). Вибір трансформаторів підстанцій за навантажувальною здатністю. *Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “*, 3, 89-89.
8. Бабюк, С. М., Клебан, К. М., & Танасійчук, В. В. (2021). Шляхи підвищення надійності електропостачання. *Збірник тез доповідей X Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій “*, 5-6.
9. І.В. Мартиновський , С.І. Романюк , І.Р. Козак , І.М. Сисак , канд. техн. наук, доц., А.Я. Лещук (2024) ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧОЇ МЕРЕЖІ ТЕРНОПІЛЬСЬКОГО РЕМ *Збірник тез доповідей VII Міжнародна науково-технічна конференція „Світлотехніка й електроенергетика: історія, проблеми, перспективи”*, 1,43-44 с.
10. 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.
11. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
12. Белякова І.В. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 176): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2011.

13. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: Навч. посіб. – К.: Знання, 2007. – 292 с. – (Вища освіта ХХІ століття).
14. Розрахунок електричного навантажень / Іван Михайлович Сисак, О. Й. Іваніга, С. В. Любка, Ю. І. Джуган // Матеріали XII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 6-7 грудня 2023 року. — Т. : ФОП Паляниця В. А., 2023. — С. 242. — (Електротехніка та енергозбереження).
15. Козлов В. Д. Електрична частина станцій та підстанцій аеропортів : підручник / В. Д. Козлов, В. П. Захарченко, О. М. Тачиніна; за заг. ред. В. Д. Козлова.— К. : НАУ, 2018. – 312 с.
16. Сисак І.М. Електропостачання промислових і муніципальних об'єктів [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 1748): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2011. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>.
17. 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. ISBN 978-966-553-833-2
18. Orobchuk, B., Buniak, O., Sysak, I., Babiuk, S., Bodnarchuk, I., & Koval, V. (2024). Development of Software for the Implementation of Automated Reserve Input Modes Operation. In *CITI* (pp. 316-336).
19. Orobchuk, B., Babiuk, S., Buniak, O., Sysak, I., Kostyk, L., Nakonechniy, M., & Filiuk, Y. (2023). Development of an educational laboratory stand at the base fast-acting automatic reserve input. *Вісник Тернопільського національного технічного університету*, 112(4), 12-25.
20. Бурбело, М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с. ISBN 978-966-641-450-5.

21. Трансформатор силовий ТМ 63 кВА: виробництво, продаж, ціна в Україні. трансформатори силові від "ПП "Енергоспецсервіс"" - 39266690. URL: <https://energospetservis.com.ua/ua/p39266690-trasformator-silovij-kva.html> (дата звернення: 12.06.2026).
22. Трансформатор струму ТФЗМ-35, ціна 81880 ₴: купити на Prom.ua | Україна. *Prom.ua*. URL: <https://prom.ua/ua/p1650460653-transformator-strumu-tfzm.html> (дата звернення: 12.06.2026).
23. Трансформатор напруги ЗНОМ-35, ціна 22000 ₴: купити на Prom.ua | Україна. *Prom.ua*. URL: <https://prom.ua/ua/p1525234141-transformator-napryazheniya-znom.html> (дата звернення: 12.06.2026).
24. Siemens 3AF01 Outdoor VCB. *Reliserv Solution*. URL: <https://www.reliservsolution.net/product/siemens-3af01-outdoor-vcb/> (date of access: 12.06.2026).
25. Роз'єднувач високовольтний РДз-1 - 35/1000, ціна 51080 ₴: купити на Prom.ua | Україна. *Prom.ua*. URL: <https://prom.ua/ua/p1414414063-rozyednuvach-rdz-351000.html> (дата звернення: 12.06.2026).
26. Запобіжник П(т) 111-35-2-8 УЗ 56х618, ціна 330 ₴: купити на Prom.ua | Україна, Дніпро. *Prom.ua*. URL: <https://prom.ua/ua/p2853341612-zapobizhnik-111-56h618.html> (дата звернення: 12.06.2026).
27. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України,. - К., 2017.
28. Трансформатор ТМН 4000/35/10, ціна 2900000 ₴: купити на Prom.ua | Україна, Вінниця. *Prom.ua*. URL: <https://prom.ua/ua/p2910375248-transformator-tmn-40003510.html> (дата звернення: 12.06.2026).
29. Трансформатор ТМН 6300/35/10, ціна 4000000 ₴: купити на Prom.ua | Україна, Вінниця. *Prom.ua*. URL: <https://prom.ua/ua/p1721669363-transformator-tmn-63003510.html> (дата звернення: 12.06.2026).
30. Гурик О.Я. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 4656): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету

імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2017. – Режим доступу:  
<https://dl.tntu.edu.ua/index.php>.

31. Тарасенко М.Г., Коваль В.П., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с.