

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)

## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

**магістр**

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: Підвищення ефективності функціонування електричних мереж  
110/35/10 кВ Підволочиського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕМЗ-61

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

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

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

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

Рецензент   
(підпис) (прізвище та ініціали)

м. Тернопіль – 2019

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя  
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра Електричної інженерії

Освітній ступінь магістр

Напрямок підготовки \_\_\_\_\_

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

Завідувач кафедри ЕІ

Тарасенко М. Г.

« 02 » вересня 2019 р.

## ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Царьовій Світлані Степанівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Підвищення ефективності функціонування електричних мереж  
110/35/10 кВ Підволочиського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”

Керівник проекту (роботи) Сисак І.М., к.т.н., доцент

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом по університету від « 23 » серпня 2019 року № 4/7-731

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 10 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Однолінійна схема нормального режиму

ВАТ “Тернопільобленерго” (схема з'єднань мережі 35/110/330 кВ)

Карта електричних мереж (750-35 кВ) Тернопільської області

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

1. Вступ

2. Аналітична частина

3. Науково-дослідна частина

4. Технологічна частина

5. Проектно-конструкторська частина

6. Спеціальна частина

7. Обґрунтування економічної ефективності

8. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

9. Екологія

10. Загальні висновки до дипломної роботи

11. Перелік посилань

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

1. Дослідження району

1 л. ф – А1

2. Варіанти розвитку

1 л. ф – А1

3. Аналіз усталених режимів

1 л. ф – А1

4. Схема приєднань

1 л. ф – А1

5. Схема електрична принципова

1 л. ф – А1

6.

1 л. ф – А1

## 6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Організаційно-економічна частина	Мельник Л. М. д.е.н., доцент		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Стручок В. С. ст. викл.		
Екологія	Зварич Н. М. к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання **02 вересня 2019 року**

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ		
2	Аналітична частина		
3	Науково-дослідна частина		
4	Технологічна частина		
5	Проектно-конструкторська частина		
6	Спеціальна частина		
7	Обґрунтування економічної ефективності		
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях		
9	Екологія		
10	Висновки		
11	Оформлення пояснювальної записки		
12	Оформлення графічної частини		

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)Царьова С.С. \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)Керівник проекту (роботи) \_\_\_\_\_  
(підпис)Сисак І.М. \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Царьова С.С. Підвищення ефективності функціонування електричних мереж 110/35/10 кВ Підволочиського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор. – 102; рис. – 18; табл. – 25; креслень - 7; джерел - 18; додатків - 10.

В дипломній роботі подана характеристика мережі ВАТ “Тернопільобленерго”, проведено розрахунок навантажень підстанції. Розроблено 3 варіанти розвитку електричної мережі 110 кВ, вибрано два трансформатори типу ТМ-10000 кВА, вибрано марку проводу АС-120/19. Проведено вибір головної схеми електричних з’єднань. Проведено вибір вимикачів та роз’єднувачів, вибір вимірювальної апаратури, проведено вибір обмежувачів перенапруг, шин підстанції, ізоляторів, трансформаторів власних потреб і акумуляторної батареї. Складено електричну принципову схему підстанції 110/35/10 кВ.

**Ключові слова:** трансформаторна підстанція, електроенергія, електрична частина, силовий трансформатор.

## ANNOTATION

Tsarova S. Functioning efficiency increasing of 110/35/10 kV electric networks in Pidvolochysk District Electrical Networks OJSC “Ternopiloblenergo”. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Department of Electrical Engineering, group EEmz-61. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Pages – 102; Illustrations – 18; Tables – 25; Blueprints – 7; Sources – 18; Additions – 10.

In diploma paper submitted characteristics of network of JSC “Ternopiloblenergo”, carried out calculation of loads substation. Developed three variants of the electricity of network 110 kV, two types of transformers TM-10000 kVA are selected, and the brand of wires AC-120/19 is chosen. Selected main circuit of electrical connections. A range of circuit breakers and disconnectors and choice of devices are carried out, based on which the layout scheme of control and measuring devices in the substation is composed. Selections of limiters of overvoltages, tire plants, insulators, transformers and their needs, batteries are conducted. Drafted electrical schematics of the substation of 110/35/10 kV.

**Keywords:** transformer substation, electricity, electric parts, power transformer.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА.....	11
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА .....	23
2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго».....	23
2.2 Розрахунок навантажень ПС «Климківці».....	29
2.3 Висновки до розділу 2.....	30
3. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	31
3.1 Розробка варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ Підволочиського району.....	31
3.2 Вибір трансформаторів ПС 110/35/10 кВ «Климківці».....	34
3.3 Вибір проводів ПЛ.....	38
3.4 Аналіз усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ.....	39
3.4.1 Визначення параметрів елементів та формування СЗ ЕМ 110 кВ.....	39
3.5 Висновки до розділу 3.....	44
4. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА.....	45
4.1 Вибір схеми електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ.....	45
4.2 Розрахунок струмів КЗ.....	49
4.2.1 Розрахунок ударного струму КЗ.....	49
4.2.2 Розрахунок складових струму КЗ.....	51
4.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ.....	51
4.3 Вибір шин ПС.....	52
4.3.1 Вибір гнучких шин 110 кВ.....	53
4.3.2 Вибір гнучких шин 35 кВ.....	54
4.3.3 Вибір жорстких шин 10 кВ.....	54
4.4 Вибір ізоляторів.....	55

4.5	Вибір вимикачів та роз'єднувачів.....	56
4.6	Вибір ОПН.....	58
4.7	Вибір вимірювальної апаратури.....	58
4.7.1	Вибір ТС.....	59
4.7.2	Вибір ТН.....	62
4.7.2.1.	Вибір ТН на 110 кВ.....	63
4.7.2.2.	Вибір ТН на 35 кВ.....	63
4.7.2.3.	Вибір ТН на 10 кВ.....	63
4.8	Вибір запобіжників.....	64
4.9	Вибір ТВП.....	65
4.10	Висновки до розділу 4.....	69
5.	СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	70
5.1	Конструкція елегазових вимикачів.....	71
5.2	Основні складові частини елегазового вимикача.....	72
5.2.1	Полюс вимикача.....	72
5.2.2	Дугогасильний пристрій.....	73
5.2.3	Газова система.....	73
5.2.4	Привід.....	74
5.3	Дугогасильний пристрій.....	74
6	ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ .....	80
6.1	Техніко-економічне порівняння варіантів мережі.....	80
6.2	Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора..	84
7.	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ....	86
7.1	Технічна безпеки.....	86
7.2	Заходи з протипожежної безпеки при експлуатації електрообладнання.....	87
7.3	Заходи безпеки при експлуатації електроустановок, електрообладнання, на дільниці.....	89
7.4	Пожежна безпека.....	92

	7
8.ЕКОЛОГІЯ.....	95
8.1 Вплив енергетичних об’єктів на довкілля.....	95
8.2 Енергопостачання та екологічна ситуація в Україні.....	97
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ .....	100
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	100
ДОДАТКИ.....	1
Додаток А. Однолінійна схема нормального режиму ВАТ “Тернопільобленерго” .....	2
Додаток Б. Карта електричних мереж (750-35 кВ) Тернопільської області.....	3
Додаток В. Карта населених пунктів Підволочиського району.....	4
Додаток Д. Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМТН-6300 і ТДТН-10000.....	5
Додаток Е. Перелік і сфера застосування схем 35 – 750 кВ.....	8



## ВСТУП

**Актуальність теми.** Для підвищення ефективності функціонування електричних мереж можуть застосовуватися різні методи, включаючи резервування. В загальному випадку необхідна надійність живлення для системи електропостачання може бути забезпечена необхідною кількістю генераторів, трансформаторів, секцій шин, ліній живлення та засобами автоматизації.

Надійність характеризується здатністю системи електропостачання та її елементів, до складу яких входять повітряні та кабельні лінії, силові трансформатори, електричні апарати, забезпечити споживача електроенергією належної якості без аварійних перерв, що приводять до порушення плану виробництва, аварій в електричній і технологічній частинах обладнання.

Надійність системи електропостачання залежить від побудови її схеми, ступеня резервування і надійності окремих елементів з врахуванням їх перевантажувальної здатності.

Оцінюючи степінь надійності, необхідно об'єднати як електротехнічну, так і технологічну частину механізму, агрегати або установки. Категорія надійності споживача повинна визначитися з врахуванням резервування в технологічній частині агрегату. Недоцільно резервувати електричну частину агрегату або схему його живлення при відсутності резерву в технологічній частині.

Проектування схем електропостачання завжди починається з визначення електричних навантажень окремих вузлів споживання електричної енергії.

Після того як буде вирішене це питання, переходять до визначення кількості і пропускної здатності мереж, що зв'язують вказані вузли навантажень з джерелами живлення. Ці питання можуть вирішуватися і одночасно з вибором числа і потужності трансформаторів.

Таким чином, для вибору оптимального варіанту системи електропостачання необхідно вирішити три взаємозв'язані технічні і техніко-

економічні задачі: визначення надійності передбачуваних варіантів системи електропостачання; визначення капітальних затрат і річних експлуатаційних витрат, що відповідають кожному з варіантів системи електропостачання; оцінки збитків споживача від перерв в електропостачанні в залежності від надійності живлення.

Тому, підвищення ефективності функціонування електричних мереж є дуже актуальною задачею.

**Мета і завдання дослідження.** Метою дипломної роботи є підвищити ефективність функціонування електричних мереж 110/35/10 кВ Підволочиського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв’язати наступні завдання:

- провести аналіз заходів по підвищенню ефективності функціонування електричних мереж 110 кВ;
- провести дослідження електричної мережі та розрахунок навантажень підстанції;
- запропонувати варіанти розвитку електричної мережі 110 кВ;
- обґрунтувати вибір числа та потужності силових трансформаторів підстанції;
- провести вибір головної схеми електричних з’єднань для РП-110 кВ, РП-35 кВ та РП-10 кВ, а також провести вибір обладнання підстанції.

**Об’єкт дослідження** – мережі 110/35/10 кВ.

**Предмет дослідження** – заходи підвищення ефективності функціонування електричних мереж 110/35/10 кВ з метою ефективного розподілу електроенергії.

**Наукова новизна отриманих результатів** – отримало подальший розвиток впровадження заходів підвищення ефективності функціонування електричних мереж 110/35/10 кВ.

**Практичне значення отриманих результатів** – Встановлення двохтрансформаторної підстанції 110/35/10 кВ дозволить оптимізувати систему розподілу електричної енергії Підволочиського району та знизити технологічні

втрати пікового навантаження та підвищити надійність системи електропостачання.

**Апробація.** Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (27-28 листопада 2019 року), Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

**Структура роботи.** Робота складається з вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (18 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 112 сторінок, 18 таблиць, 25 рисунків.

## 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

Для забезпечення надійності живлення споживачів можуть застосовуватися різні способи, включаючи резервування. В загальному випадку необхідна надійність живлення для системи електропостачання промислових підприємств може бути забезпечена необхідною кількістю генераторів, трансформаторів, секцій шин, живлячих ліній та засобами автоматизації.

Розглядаючи питання про вибір числа і потужності трансформаторів, будемо вважати його центром живлення (майбутньої головної понижаючої підстанції) і за технічними обґрунтуваннями (струми короткого замикання, номінальні струми, напруги та ін.) встановлюємо в цьому вузлі трансформатори з вимикачами на сторонах високої та низької напруги з шинними роз'єднувачами. Для цього вузла можуть бути запроєктовані дві схеми живлення – з одним і з двома колами живлення. Допускаємо також, що у відповідності з технічної точки зору і вимог ПУЕ [9] обидві схеми можуть бути достатньо обґрунтовані. Потрібно з двох намічених схем вибрати одну з кращими техніко-економічними показниками.

Оптимальний варіант схеми вибирається на основі порівняння розрахункових приведених затрат по кожному з варіантів [17]:

$$Z_i = p_n \cdot K_i + C_{zi} + U_i;$$

де  $Z_i$  – абсолютна величина приведених затрат;

$p_n$  – нормативний коефіцієнт приведення затрат, для енергетики його рекомендується приймати рівним, 0,12;

$K_i$  – капітальні вкладення в кожен з варіантів;

$C_{zi}$  – щорічні експлуатаційні витрати по кожному з варіантів;

$U_i$  – річні збитки від перерв в електропостачанні.

Як правило величина капітальних затрат  $K_i$  і річних експлуатаційних витрат  $C_{zi}$  в порівнянні з величиною річних збитків  $U_i$  знаходяться в оберненій

залежності та з збільшенням затрат зростає надійність схеми електропостачання і, відповідно, зменшуються річні збитки від перерв в електропостачанні.

Збитки споживача електричної енергії від перерв в електропостачанні складаються з двох складових: збитки від самого факту перерви в електропостачанні (незалежно від тривалості перерви) і збитки, пропорційні тривалості перерви в електропостачанні. З врахуванням цього сумарні річні збитки споживача можна визначити по такій формулі [17]:

$$Y = Y_1 \cdot N + Y_2 \cdot t_{\Sigma};$$

де  $Y_1$  – збитки від самого факту перерви в електропостачанні;

$Y_2$  – збитки на одиницю тривалості перерви в електропостачанні;

$N$  – кількість перерв в електропостачанні за рік;

$t_{\Sigma}$  – сумарна тривалість перерв в електропостачанні на протязі року (год.).

Вираз для розрахункових затрат може бути записаний в такому вигляді [17]:

$$Z_i = p_n K_i + C_{\text{зи}} + Y_1 N + Y_2 t_{\Sigma};$$

Таким чином, для вибору оптимального варіанта системи електропостачання необхідно вирішити три взаємозв'язані технічні і технічно-економічні задачі:

1. визначення надійності передбачуваних варіантів системи електропостачання;
2. визначення капітальних затрат і річних експлуатаційних витрат, що відповідають кожному з варіантів системи електропостачання;
3. оцінка збитків споживача від перерв в електропостачанні в залежності від надійності живлення.

Під надійністю системи електропостачання вважається властивість системи виконувати задані функції, зберігаючи свої експлуатаційні показники в заданих межах на протязі необхідного часу або необхідного напрацювання.

Будучи комплексною величиною, надійність системи електропостачання не може з достатньою повнотою характеризуватися одним показником. Для

об'єктивної кількісної характеристики надійності системи електропостачання вибирається ряд параметрів, що визначають одну з сторін надійності електропостачання:

- безвідмовність – властивість системи електропостачання зберігати працездатність на протязі певного напрацювання без вимушених перерв;

- ремонтноздатність – властивість системи електропостачання, що полягає в здатності її до попередження, виявленню і усуненню відмов і несправностей шляхом проведення технічного обслуговування і ремонту;

- працездатність – стан системи електропостачання, при якій вона здатна виконувати задані функції з параметрами, що встановлені вимогами технічної документації.

Зокрема, для розглядуваного класу системи електропостачання, що є системами тривалого використання з відновленням, приймаються наступні основні характеристики надійності:

- $\omega$  – параметр потоку відмов системи електропостачання, що визначається середньою кількістю відмов системи за одиницю часу (наприклад, за рік);

- $T_g$  – середній час відновлення системи електропостачання, що визначається як середній час вимушеної перерви в електропостачанні, викликаного відшукуванням і усуненням даної відмови;

- $P_{(\tau)}$  – ймовірність безвідмовної роботи системи електропостачання, що визначається як ймовірність того, що на протязі часу  $\tau$  не станеться відмови системи;

- $K_r$  – коефіцієнт готовності системи електропостачання, він визначає ймовірність того, що система буде працездатна в довільно вибраний момент часу в проміжках між виконанням планового технічного обслуговування.

Крім цих основних характеристик надійності, використовуються ще додаткові, для відображення тих або інших властивостей конкретної системи електропостачання, це такі:

- $t_p$  – тривалість планово-попереджувального ремонту;

–  $\mu_p$  – періодичність планово-попереджувального ремонту;  
 –  $K_n$  – коефіцієнт простою, або стаціонарна ймовірність перебування системи електропостачання в стані простою.

Між кількісними характеристиками надійності існує певний зв'язок. Ймовірність безвідмовної роботи системи електропостачання при довільному законі розподілу часу роботи системи між відмовами може бути визначена як [18]:

$$P(\tau) = \exp \left\{ - \int_{\tau_1}^{\tau_2} \omega(\tau) d\tau \right\};$$

звідки для експоненціального розподілу при  $\omega = const$ ;

$$P(\tau) = \exp(-\omega\tau);$$

**Середній час роботи системи між відмовами:**

$$T = \int_0^{\infty} P(\tau) d\tau;$$

а для експоненціального закону розподілу [18]:

$$T = \int_0^{\infty} e^{-\omega\tau} d\tau = \frac{1}{\omega};$$

звідси видно взаємозв'язок середнього часу роботи і параметра потоку відмов.

**Коефіцієнт готовності системи електропостачання [18]:**

$$K_z = \frac{T}{T + T_B};$$

при  $T \gg T_B$  – коефіцієнт простою [18]

$$K_{II} = \frac{T_B}{T} = \omega T_B; \text{ а } K_z + K_{II} = 1$$

Оцінюючи надійність електропостачання окремого споживача, практично неможливо розглянути всю схему, починаючи від агрегатів електростанцій. Енергетична система або окрема електростанція в цьому випадку повинна

розглядатися як елемент системи електропостачання – джерело живлення з заданою надійністю.

Основною задачею аналізу надійності електропостачання є оцінка кількісних показників надійності електропостачальної системи, включаючи джерело живлення, якщо різні варіанти передбачають використання різних джерел. Для цього реальна схема електропостачання замінюється структурною, або блок-схемою, в якій елементи електропостачання зображуються в вигляді окремих блоків.

Блок-схема заміняє реальні зв'язки між елементами системи електропостачання умовними, що відображають вплив надійності кожного елемента на надійність системи в цілому.

З'єднання блоків в блок-схемі може бути послідовним, коли відмова кожного з елементів приводить до відмови системи, і паралельним, коли відмова системи настає тільки при одночасній відмові хоча би одного елемента в кожному колі. Наявність паралельного і послідовного з'єднань в різних сполуках визначають всю багатогранність блок-схем електропостачання.

Для розрахунку надійності системи електропостачання необхідно мати, як вихідну інформацію, числові показники надійності всіх елементів, що входять в систему: трансформаторів, повітряних і кабельних ліній, роз'єднувачів, вимикачів, шин та ін. Числові показники окремих елементів системи електропостачання одержують, як правило, в результаті обробки методами математичної статистики дослідних даних про відмови та відновлення.

Статистичний параметр потоку відмов елемента [18]

$$\omega_i = \frac{m_i}{n_i \tau};$$

де  $m_i$  – число відмов елементів  $i$ -го типу до моменту часу  $\tau$ ;

$$T_{Bi} = \sum_{j=1}^{m_i} t_{bij} / m_i \text{ – середній час відновлення елемента;}$$



$t_{Bij}$  – час відновлення системи електропостачання при  $j$ -й відмові  $i$ -го елемента, год;

$t_{pi}$  – тривалість планово-попереднього ремонту  $i$ -го елемента, год.;

$\mu_{pi}$  – параметр потоку (періодичність) планово-попередніх ремонтів елемента  $i$ -го типу, 1/год.

Вказані характеристики є базовими і дають можливість визначити інші характеристики надійності, наприклад ймовірність безвідмовної роботи елемента за період часу  $\tau$ .

У відповідності з теорією множення ймовірностей появи незалежних подій маємо для ймовірності безвідмовної роботи системи електропостачання між двома відмовами [18]:

$$P(\tau) = \prod_{i=1}^6 P_i(\tau) = \prod_{i=1}^6 e^{-\omega_i \tau} = e^{-\omega \tau};$$

де  $\omega$  – число елементів в системі електропостачання.

Звідси легко визначити параметр потоку відмов системи електропостачання [18]:

$$e^{-\omega \tau} = e^{-\sum_{i=1}^6 \omega_i \tau}; \quad \omega = \sum_{i=1}^6 \omega_i$$

Середній час відновлення живлення в системі електропостачання при відсутності резервування можна визначити як математичне очікування суми значень часу відновлення живлення систем електропостачання при відмові кожного з елементів з врахуванням їх параметра потоку відмов  $\omega_i$  відносно параметра потоку відмов системи  $\omega$ , тобто долі участі в формуванні потоку відмов системи електропостачання [18]:

$$T_B = \sum_{i=1}^6 Q_i \cdot t_{Bi};$$

де  $Q_i \doteq \frac{\omega_i}{\omega}$  – ймовірність того, що відмова системи електропостачання відбулася через відмову  $i$ -го елемента. Звідси [18]

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^6 \omega_i t_{Bi}}{\omega};$$

Коефіцієнт простою системи електропостачання при відсутності резерву [18]:

$$K_n = \omega T_B = \sum_{i=1}^6 \omega_i t_{Bi} = \sum_{i=1}^6 K_{ni}$$

У відношенні забезпечення надійності електропостачання електроспоживачі поділяються згідно ПУЕ (п.1.2.17) на три категорії [9]:

I категорія – електроспоживачі, перерва в електропостачанні яких може привести до: небезпеки для життя людей, значних збитків народному господарству, пошкодження дорогого основного обладнання, масового браку продукції, розладнання складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

Зі складу електроспоживачів I категорії виділяється група електроспоживачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання небезпеки для життя людей, вибухів, пожеж і пошкоджень дорогоцінного основного обладнання.

Електроспоживачі II категорії – це споживачі перерва в електропостачанні яких приводить до масового недовипуску продукції, масовим простоям робочих, механізмів і промислового транспорту, порушенню нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

Електроспоживачі III категорії – всі інші електроспоживачі, що не попали під визначення I і II категорій.

Електроспоживачі I категорії повинні забезпечуватись електроенергією від двох незалежних взаємно резервованих джерел живлення, і перерва в їх електропостачанні при пошкодженні електропостачання від одного з джерел живлення може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

Для електропостачання особливої групи електроспоживачів I категорії повинно передбачатися додаткове живлення від третього незалежного взаємно резервованого джерела живлення.

Електроспоживачів II категорії рекомендовано забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємно резервованих джерел живлення.

Для електроспоживачів II категорії при порушенні електропостачання від одного з джерел живлення допускаються перерви в електропостачанні на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Допускається живлення електроспоживачів II категорії по одній лінії, якщо є можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше 1 доби.

При наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше 1 доби допускається живлення електроспоживачів II категорії від одного трансформатора.

Для електроспоживачів III категорії електропостачання може виконуватися від одного джерела живлення при умові, що перерви в електропостачанні, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання не перевищують однієї доби.

Якщо вимагається висока надійність електропостачання, наприклад споживачів I категорії, то використовують резервування, яке скорочує час перерв в електроживленні. Найбільш поширеними варіантами резервування в системах електропостачання промислових підприємств є використання резервних трансформаторів, систем шин і ліній. До найважливіших видів резервування відносяться постійне резервування і резервування заміщенням.

При постійному резервуванні резервні елементи приєднані до основних на протязі всього часу роботи і знаходяться в однаковому з ними робочому режимі.

У випадку резервування заміщенням резервний елемент (пристрій, лінія) заміщають основні під час їх відмови: при цьому заміщення може відбуватися

автоматично, або шляхом проведення переключень обслуговуючим персоналом. Використання резервування не виключає перерв в електропостачанні. При постійному резервуванні можливі перерви, наприклад, в момент виконання ремонтних робіт, а при автоматичному вводі резервних елементів – через відмову пристроїв переключення автоматики або релейного захисту. Але введення резервування знижує ймовірність простою в сотні раз.

Параметр потоку відмов дубльованої системи електропостачання буде визначатися двома причинами: по-перше, взаємним накладенням відмов елементів в дублюючих колах  $i$ , по-друге, накладанням відмов одного кола на планово-попередній ремонт другого кола. Першу складову параметра можна визначити на основі двох характеристик для резервованих систем – середнього часу роботи системи між відмовами [18]:

$$T_c = \frac{T_{Bc}}{n} \left[ \left( \frac{1}{\omega_i} + T_{Bc} \right)^n - 1 \right];$$

–  $i$  середнього часу відновлення системи [18]

$$T_{Bc} = \frac{T_{Bc}}{n};$$

де  $n$  – кратність резервування;

$\omega_i$  – параметр потоку відмов кола;

$T_{Bc}$  – середній час відновлення кожного резервного кола.

Враховуючи, що для систем електропостачання характерне значне перевищення часу роботи порівняно з часом відновлення, тобто [18]:

$$T_c \gg T_{Bc};$$

приведені вище вирази можна спростити. Для дубльованої системи ( $n = 2$ ) будемо мати [18]:

$$T_c = \frac{1}{2\omega_i^2 \cdot T_{Bc}}; \quad i \quad T_{Bc} = \frac{T_{Bc}}{2};$$

При  $\left(1 + \frac{T_c}{T_{Bc}}\right)^n \gg 1$  закон розподілу часу безвідмовної роботи системи неістотно відрізняється від експоненціального і в цьому випадку параметр потоку відмов може бути визначений як [18]:

$$\omega'_c = \frac{1}{T_c} = 2\omega_u^2 T_{Bc};$$

Для одержання остаточного виразу першої складової параметри потоку відмов дубльованої системи електропостачання необхідно замінити характеристики надійності кола в останній формулі характеристиками надійності елементів, що входять в коло.

Остаточно одержимо [18]:

$$\omega'_c = 2\omega_u^2 T_{Bc} = 2 \left( \sum_{i=1}^6 \omega_i \right)^2 \cdot \sum_{i=1}^6 \omega_i \cdot t_{Bi};$$

Другу складову параметра можна визначити виходячи з таких міркувань: число випадкових подій, що припадають на певний інтервал часу, можна визначити як добуток параметра потоку даних подій на тривалість цього інтервалу часу [18]:

$$\omega''_c = \left( \sum_{i=1}^6 \omega_i \right) t_{pц} \cdot \mu_{pц};$$

При цьому вважається, що елементи кожного дубльованого кола виводяться в планово попередній ремонт одночасно і його тривалість відповідає максимальній тривалості ремонту всіх елементів. Остаточно одержимо [18]:

$$\omega_c = \omega'_c + 2\omega''_c = 2 \sum_{i=1}^6 \omega_i \left( \sum_{i=1}^6 \omega_i t_{Bi} + t_{pц} \cdot \mu_{pц} \right);$$

або з врахуванням виразів для параметра надійності одного кола системи електропостачання [18]:

$$\omega_c = 2\omega_u (K_{Пц} + K_{pц});$$

де  $K_{pц} = t_{pц} \cdot \mu_{pц}$  – коефіцієнт простою одного кола в планово-попередньому ремонті.

Коефіцієнт простою дубльованої системи електропостачання з врахуванням як взаємного накладення відмов, так і накладанням відмов на планово-попередні ремонти резервних кіл визначиться сумою добутків [18]:

$$K_{\text{Пс}} = \left( \sum_{i=1}^n K_{ni} \right)^2 + 2\gamma \left( \sum_{i=1}^n K_{ni} \right) K_{\text{рц}};$$

Ця формула може бути записана в такому вигляді [18]:

$$K_{\text{Пс}} = K_{\text{нц}}^2 + 2\gamma K_{\text{нц}} \cdot K_{\text{рц}};$$

де  $\gamma$  (гамма) – коефіцієнт, що враховує можливість зсуву по часі планово-попереднього ремонту одного кола при відмові другого. Значення коефіцієнта  $\gamma$  через характеристики надійності системи електропостачання легко одержати, визначивши його фізичний зміст:  $\gamma$  – є відносне число накладень відмов одного кола системи електропостачання на планово-попередні ремонти другого кола в порівнянні з загальним числом можливих накладень відмов і планово-попередніх ремонтів (без врахування зсуву останніх по часу).

За період часу  $\tau$  число накладень відмов одного кола на планово-попередній ремонт другого можна визначити як добуток параметра потоку відмов першого кола на сумарний час планово-попереднього ремонту другого кола за час  $\tau$  [18]:

$$N = \omega_{\text{ц}} (t_{\text{рц}} \cdot \mu_{\text{рц}} \cdot \tau);$$

Можливе також накладення планово-попередніх ремонтів одного кола на відмови другого. При цьому число можливих накладень буде рівне [18]:

$$M = \mu_{\text{рц}} (T_{\text{вц}} \cdot \omega_{\text{ц}} \cdot \tau);$$

де  $t_{\text{рц}}, T_{\text{вц}}, \mu_{\text{рц}}, \omega_{\text{ц}}$  – характеристики надійності резервних кіл в системі електропостачання.

Цікавий для нас коефіцієнт  $\gamma$  може бути одержаний з приведених відношень на основі розгляду його фізичного змісту [18]:

$$\gamma = \frac{N}{N + M} = \frac{\omega_{\text{ц}} \cdot t_{\text{рц}} \cdot \mu_{\text{рц}} \cdot \tau}{\omega_{\text{ц}} \cdot t_{\text{рц}} \cdot \mu_{\text{рц}} \cdot \tau + \mu_{\text{рц}} \cdot T_{\text{вц}} \cdot \omega_{\text{ц}} \cdot \tau};$$

Звідси [18]:

$$\gamma = \frac{t_{pu}}{t_{pu} + T_{Bc}};$$

Користаючись взаємозв'язком коефіцієнта простою системи, параметра потоку відмов і середнього часу відновлення, визначимо наступну важливу характеристику надійності дубльованої системи по виразу [18]:

$$T_{Bc} = \frac{K_{Пс}}{\omega_c} = \frac{K_{Пц}^2 + 2\gamma K_{Пц} \cdot K_{pu}}{2\omega_c \cdot (K_{Пц} + K_{pu})};$$

Відмови системи електропостачання, які повторюються один за одним через випадкові проміжки часу, створюють потік випадкових подій, які з достатньою для інженерних розрахунків точністю можна вважати простим пуассонівським потоком, оскільки виконуються три основні умови:

1. одинарність – ймовірність двох або більшого числа відмов на протязі обмеженого проміжку часу – дуже мала в порівнянні з ймовірністю виникнення однієї відмови;

2. стаціонарність – ймовірність появи відмови в роботі системи електропостачання в усталеному режимі – не залежить від місця розглядуваного проміжка за час експлуатації;

3. відсутність наслідків – число відмов системи електропостачання на попередньому проміжку – не впливає на число відмов на наступних проміжках часу під час експлуатації.

Перша умова визначається високою надійністю системи електропостачання; факт відмови є рідким явищем (найпростіший потік – потік рідкісних явищ). Друга умова передбачає, що система обслуговування забезпечує підтримку надійності системи електропостачання на стабільному рівні. Третя умова вимагає відновлення системи електропостачання при відмові: надійність системи відновлюється до первинного рівня.

## 2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

### 2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго»

Заданий фрагмент електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» (рис. 2.1), який живить населені пункти Підволочиськ, Скалат, Іванівка, Полупанівка, Остап'є, Кам'янки, Оріховець, Токи, Нове село. Живлення відбувається від ПС 110 кВ Підволочиськ.

Однолінійна схема нормального режиму ВАТ «Тернопільобленерго» (схема з'єднань мережі 35/110/330 кВ) представлено в Додатку А.

Фрагмент карти електричних мереж (750–35 кВ) Тернопільської області представлено на рис. 2.2.

Карта електричних мереж (750–35 кВ) Тернопільської області представлено в Додатку Б.

Географічне розташування ПС ЕМ 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» показано на рис. 2.3.

Перелік трансформаторів, встановлених на ПС ЕМ наведено в табл. 2.1., а перелік існуючих ПЛ – 110 кВ і ПЛ – 35 кВ – в табл. 2.2.

Карта населених пунктів Підволочиського району представлена в Додатку В.

В роботі проводиться розробка системи ЕП ПС 110/35/10 кВ «Климківці» та оптимізація режимів роботи ЕМ для забезпечення якості електроенергії, яка постачається споживачам.

Згідно вихідних даних навантаження ПС становить  $P_{ПС} = 10,0 \text{ MВт}$ . Коефіцієнт навантаження на шинах 10 кВ ПС –  $\cos\varphi = 0,85$ . Коефіцієнт мінімального навантаження  $k_{\min} = 0,55$ , час використання навантаження під час максимуму  $T_{\max} = 5780 \text{ год}$ .



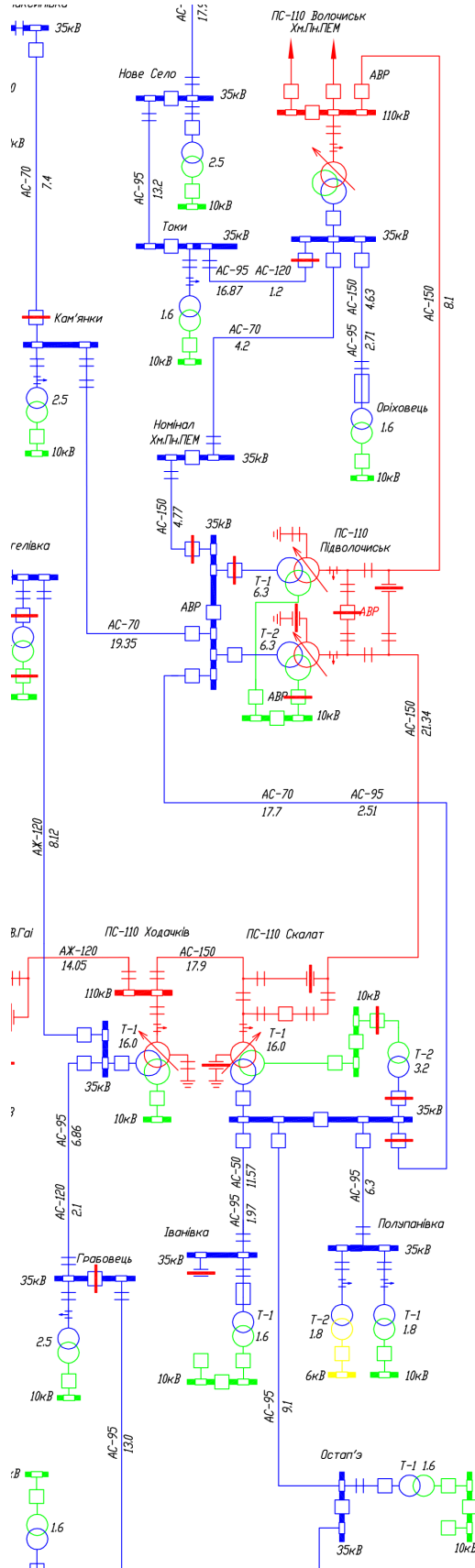


Рисунок 2.1 – Фрагмент ЕМ 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго»

Підволочиський район

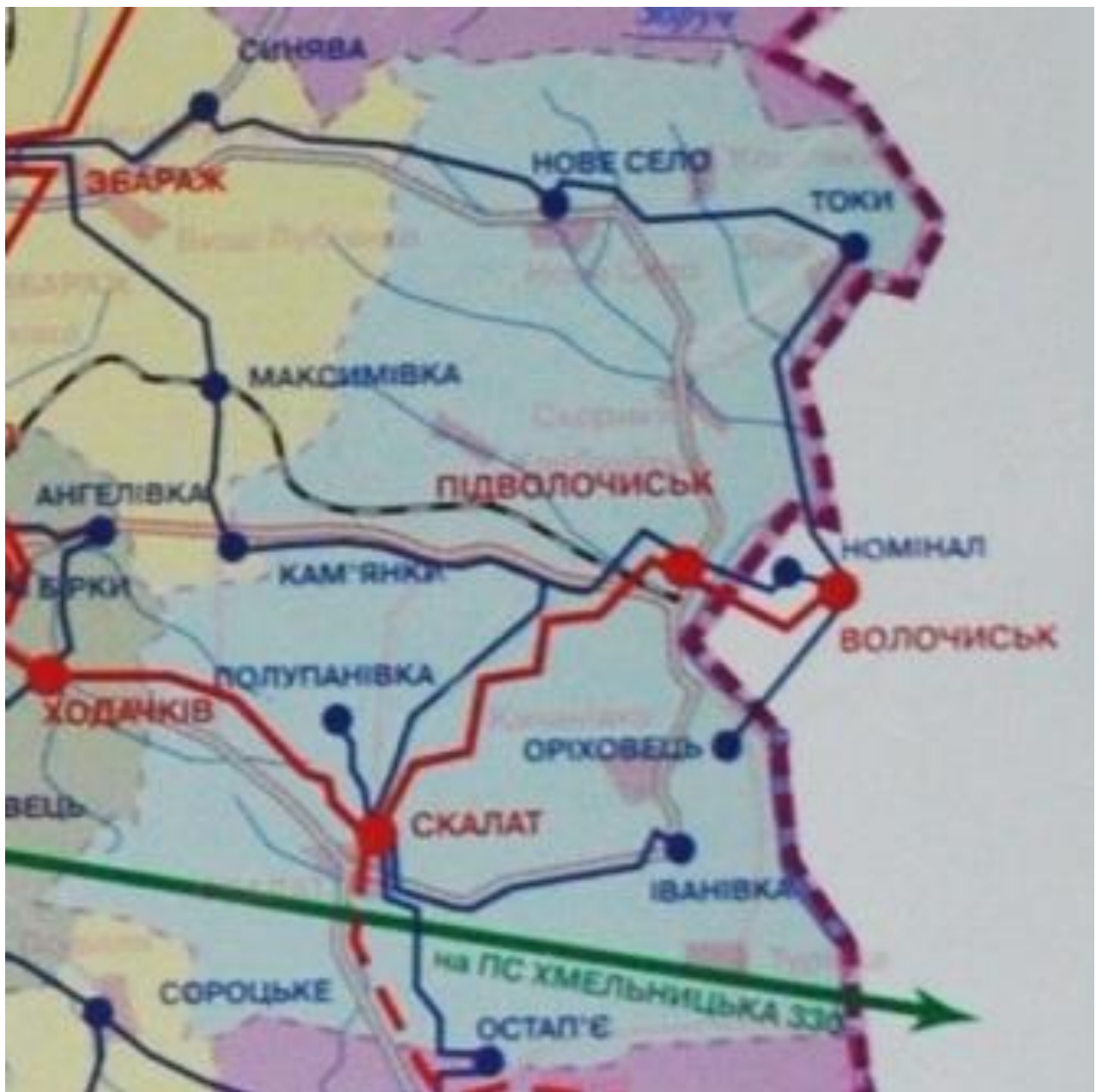


Рисунок 2.2 – Фрагмент карти електричних мереж (750–35 кВ) Тернопільської області, Підволочиський район

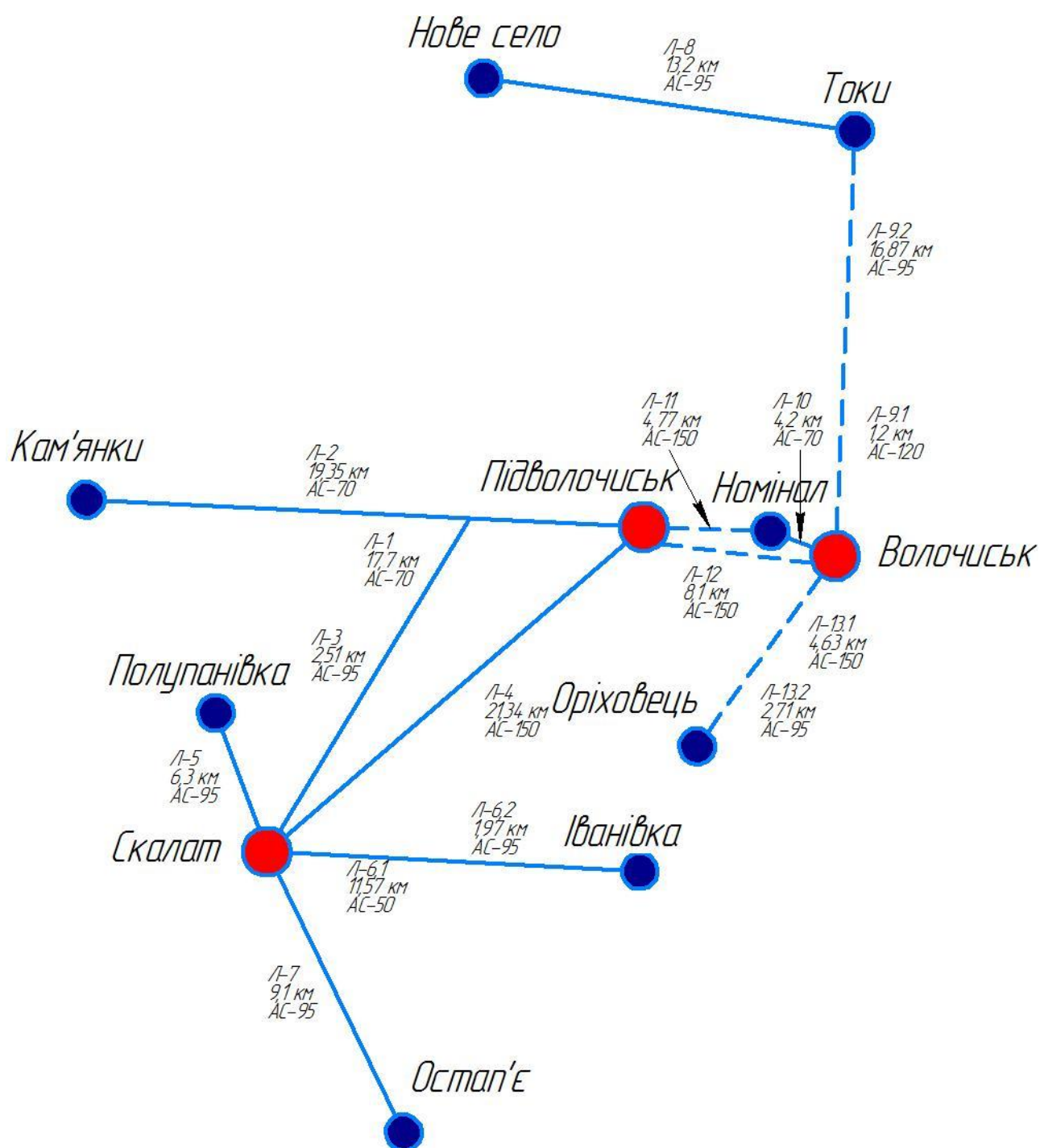


Рисунок. 2.3 – Географічне розташування ПС ЕМ  
Підволочиського району

Таблиця 2.1 – Трансформатори, встановлені на ПС ЕМ Підволочиського району

Підстанція	Тип трансформаторів	$S_{ном}, МВА$	$U_{ном}, кВ$		
			ВН	СН	НН
Нове село	2500/35	2,5	35,5	-	11
Токи	1600/35	1,6	35,5	-	11
Оріховець	1600/35	1,6	35,5	-	11
Кам'янки	2500/35	2,5	35,5	-	11
Остап'є	1600/35	1,6	35,5	-	11
Полупанівка	1800/35	1,8	35,5	-	11
	1800/35	1,8	35,5	-	6,5
Іванівка	1600/35	1,6	35,5	-	11
Скалат	16000/110	16	115	35,5	11
	3200/35	3,2	35,5	-	11
Підволочиськ	6300/110	6,3	115	35,5	11
	6300/110	6,3	115	35,5	11

Таблиця 2.2 - Перелік ЛЕП заданої мережі Підволочиського району

Вузол початку	Вузол кінця	Марка проводу	Довжина, км
Підволочиськ	Кам'янки	АС-70	19,35
Підволочиськ	Скалат	АС-70	17,7
		АС-95	2,51
		АС-150	21,34

## Продовження таблиці 2.2

Скалат	Полупанівка	АС-95	6,3
Скалат	Остап'є	АС-95	9,1
Скалат	Іванівка	АС-50	11,57
		АС-95	1,97
Токи	Нове село	АС-95	13,2
Волочиськ	Номінал	АС-70	4,2
Волочиськ	Токи	АС-120	1,2
		АС-95	16,87
Підволочиськ	Волочиськ	АС-150	8,1
Підволочиськ	Номінал	АС-150	4,77
Волочиськ	Оріховець	АС-95	2,71
		АС-150	4,63

Підстанція «Климківці» буде жити споживачів II та III категорій на напрузі 35 кВ та 10 кВ. Склад споживачів по категорійності по надійності електропостачання представлений у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 - Склад споживачів по категорійності по надійності ЕП

Категорійність споживачів електричної енергії			
II – га категорія		III – тя категорія	
40%	4,0 МВт	60%	6,0 МВт

## 2.2 Розрахунок навантажень ПС «Климківці»

Значення навантаження на ПС «Климківці» для максимуму і мінімуму навантаження.

Розрахунок навантажень СН і НН ПС для максимум навантаження:

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

де  $n$  – навантаження, % .

$$P_{\max 35} = \frac{60}{100} \cdot 10 = 6,0 \text{ МВт};$$

$$P_{\max 10} = \frac{40}{100} \cdot 10 = 4,0 \text{ МВт}.$$

Реактивні складові на ПС знаходимо з активних складових та  $\cos \varphi$ :

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

де  $\operatorname{tg} \varphi$  – тангенс  $\varphi$  .

$$Q_{\max 35} = 6,0 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 3,72 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\max 10} = 4,0 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 2,48 \text{ МВАр}.$$

Розрахунок навантаження СН і НН ПС для мінімуму навантаження:

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

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

де  $k_{\min}$  – коефіцієнт мінімуму навантаження.

$$P_{\min 35} = 6 \cdot 0,55 = 3,3 \text{ МВт};$$

$$P_{\min 10} = 4 \cdot 0,55 = 2,2 \text{ МВт}.$$

$$Q_{\min 35} = 3,3 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 2,1 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\min 10} = 2,2 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 1,36 \text{ МВАр}.$$

Навантаження на СН і НН ПС «Климківці» представлено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Навантаження на ПС «Климківці»

$\Sigma$ навантаження, <i>МВт</i>	Навантаже – ння шин, %	$U_{ном}, кВ$	<i>Max</i>		<i>Min</i>	
			$P_{max},$ <i>МВт</i>	$Q_{max},$ <i>МВАр</i>	$P_{min},$ <i>МВт</i>	$Q_{min},$ <i>МВАр</i>
10	60	35	6,0	3,72	3,3	2,1
	40	10	4,0	2,48	2,2	1,36

### 2.3 Висновки до розділу 2

1. Проведена характеристика мережі 110 кВ Підволочиського району ВАТ «Тернопільобленерго».

2. Проведено розрахунок навантажень ПС «Климківці», яке складає 10 МВт, що дало змогу проводити подальший розвиток ЕМ 110 кВ.

### 3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

#### 3.1 Розробка варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ Підволочиського району

Згідно заданих вхідних даних складаємо три можливі варіанти розвитку електричної мережі 110 кВ Підволочиського району.

Перший варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.1.

У цьому варіанті будується двоколова лінія Л-8 довжиною 15,6 км проводом АС-120/19 з ПС «Волочиськ» до ПС «Климківці».

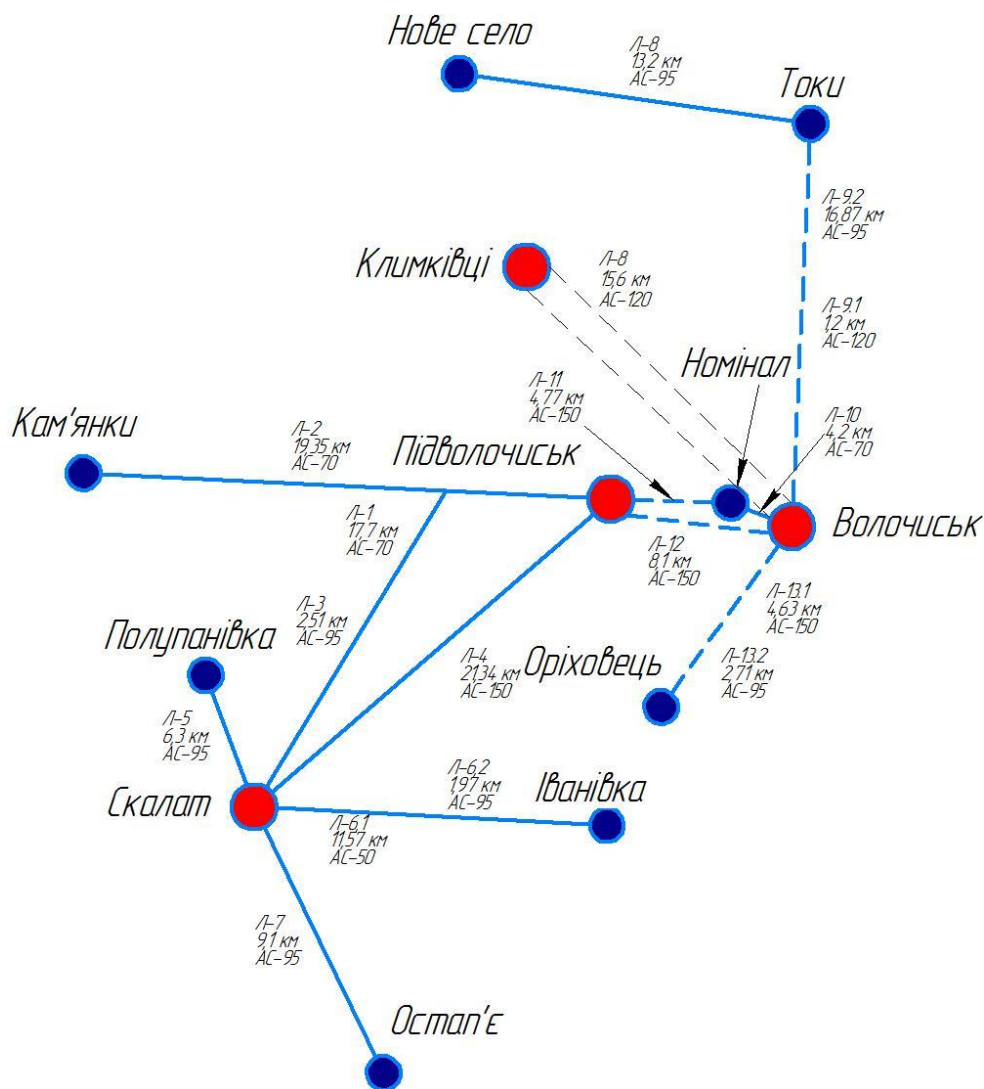


Рис. 3.1 – Перший варіант розвитку електричної мережі Підволочиського району



Другий варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.2.

У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-8 довжиною 12,6 км проводом АС-120/19 з ПС «Підволочиськ» до ПС «Климківці» та одноколова лінія Л-9 довжиною 15,6 км проводом АС-120/19 з ПС «Волочиськ» до ПС «Климківці».

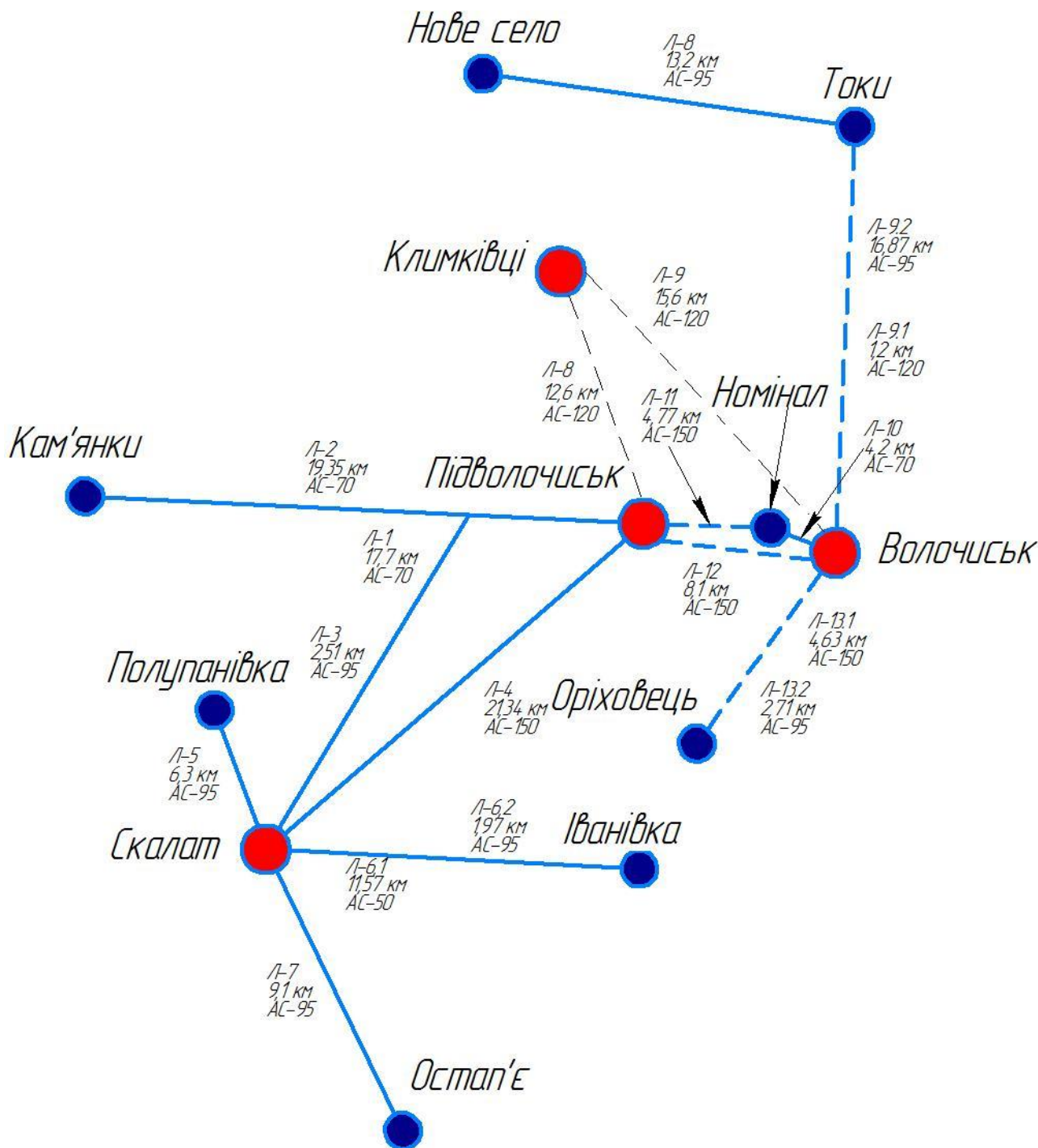


Рис. 3.2 – Другий варіант розвитку електричної мережі Підволочиського району

Третій варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.3.

У цьому варіанті будується двоколова лінія Л-8 довжиною 12,6 км проводом АС-120/19 з ПС «Підволочиськ» до ПС «Климківці».

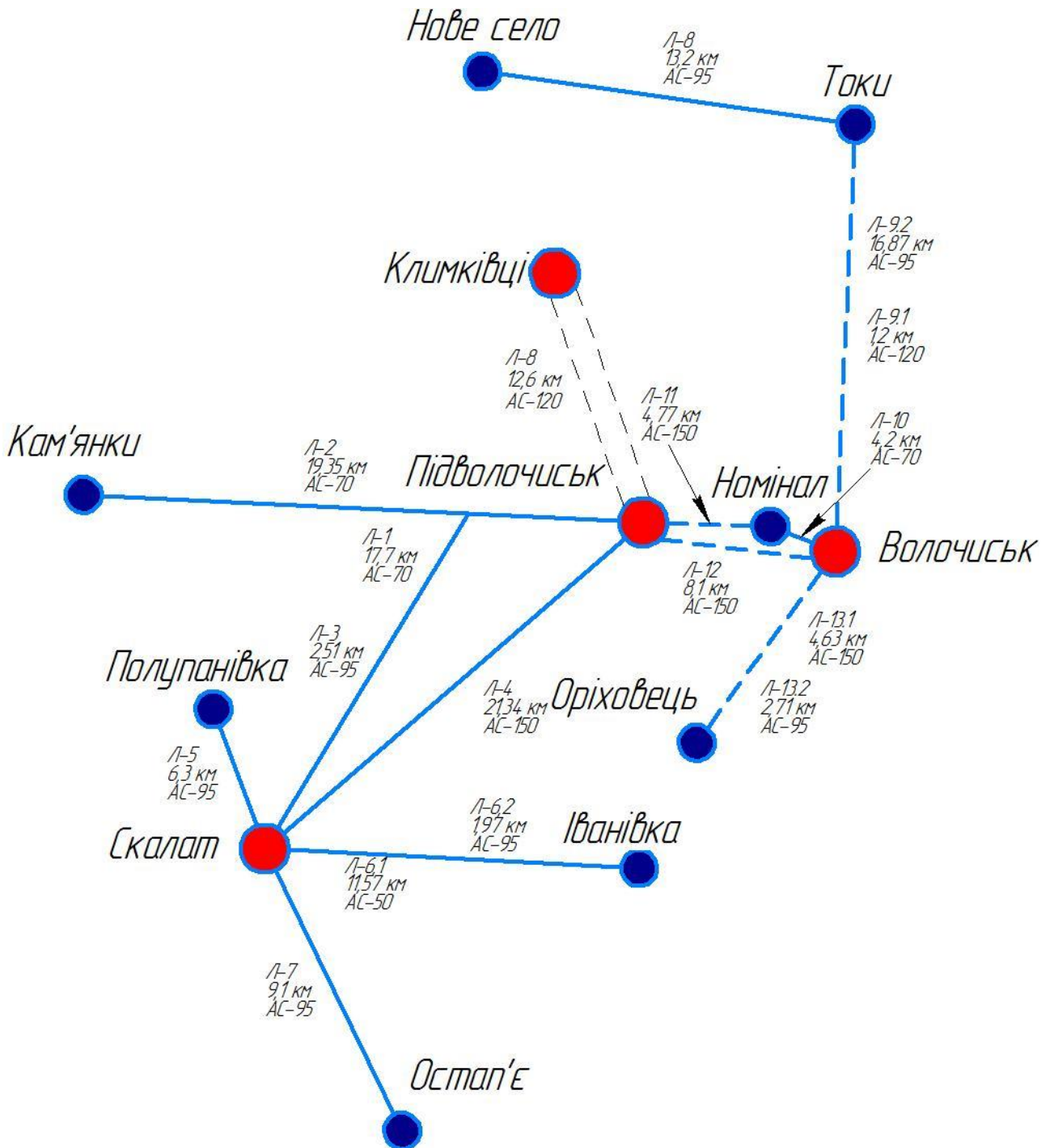


Рис. 3.3 – Третій варіант розвитку електричної мережі Підволочиського району

### 3.2 Вибір трансформаторів ПС 110/35/10 кВ «Климківці»

ПС «Климківці» буде будуватися двотрансформаторною.

Потужність одного трансформатора вибирається з врахуванням коефіцієнта перевантаження на 40% (коефіцієнт 1,4) під час аварії при максимальному навантаженні.

$$S_{nom} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4} = \frac{\sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}}{1,4} = \frac{\sqrt{(6+4)^2 + (3,72+2,48)^2}}{1,4} =$$

$$= \frac{\sqrt{(10)^2 + (6,2)^2}}{1,4} = \frac{11,8}{1,4} = 8,43 \text{ МВА}.$$

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 сам трансформатор в елементах всієї системи електропостачання;

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

$\Delta P_{xx}$  - втрати потужності ХХ трансформатора (в розрахунках їх приймають рівними втратам в сталі трансформатора);

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

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

$$0,02 \text{ кВт} / \text{кВАр};$$

$K_{zav}$  - 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 трансформатора, %.

Розрахунок проведено в математичному пакеті РТС MathCAD 15 M050 (Додаток Д).

Значення втрат ХХ, втрат короткого замикання, струму ХХ, напруги КЗ виберемо з табл. 7.3 [1]. Вартість трансформаторів виберемо з [2]:

1 варіант

ТМТН-6300/110

$$S_T = 6300 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{xx} = 14 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz} = 58 \text{ кВт}$$

$$U_{kz} = 10,5 \%$$

$$I_{xx} = 1,2 \%$$

$$Ц = 1100 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант

ТДТН-10000/110

$$S_T = 10000 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{xx} = 17 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz} = 76 \text{ кВт}$$

$$U_{kz} = 10,5 \%$$

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

$$Ц = 1850 \text{ тис. грн.}$$

Коефіцієнт зміни втрат вибираємо з [3] ст. 86:

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

Визначаємо приведені втрати електроенергії:

1 варіант:

$$\Delta Q_{xx} = 6300 \cdot \frac{1,2}{100} = 75,6 \text{ кВАр}$$

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

$$\Delta P'_{xx} = 14 + 0,02 \cdot 75,6 = 15,512 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кз} = 58 + 0,02 \cdot 661,5 = 71,23 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_1 = 15,512 + 0,937^2 \cdot 71,23 = 77,984 \text{ кВт} .$$

2 варіант:

$$\Delta Q_{xx} = 10000 \cdot \frac{1,1}{100} = 110 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{кз} = 10000 \cdot \frac{10,5}{100} = 1050 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P'_{xx} = 17 + 0,02 \cdot 110 = 19,2 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кз} = 76 + 0,02 \cdot 1050 = 97 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_1 = 19,2 + 0,59^2 \cdot 97 = 52,966 \text{ кВт} .$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

1 варіант:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 77,984 = 155,968 \text{ кВт}$$

2 варіант:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 52,966 = 105,931 \text{ кВт}$$

Час включення:

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

Втрати електроенергії за рік:

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

1 варіант:

$$\Delta E = 155,968 \cdot 8760 = 1366280,837 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2 варіант:

$$\Delta E = 105,931 \cdot 8760 = 927959,064 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства 750 кВА і більше 1-го класу 35 кВ і вище [4]:

$$c = 2,24 \text{ грн.}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

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

1 варіант:

$$C_e = 1366280,837 \cdot 2,24 = 3060469,074 \text{ тис.грн}$$

2 варіант:

$$C_e = 927959,064 \cdot 2,24 = 2078628,303 \text{ тис.грн}$$

Капітальні затрати становлять:

1 варіант:

$$K_1 = 2 \cdot 1100 = 2200 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$K_2 = 2 \cdot 1850 = 3700 \text{ тис. грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де  $\phi$  - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор:

$$\phi = 0,1.$$

1 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 2200 = 220 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 3700 = 370 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні річні затрати:

$$C = C_e + C_a$$

1 варіант:

$$C_1 = 3060 + 220 = 3280 \text{ тис.грн}$$

2 варіант:

$$C_2 = 2078 + 370 = 2448 \text{ тис.грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \left| \frac{2200 - 3700}{2448 - 3280} \right| = 1,803 \text{ року.}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТДТН 10000/110. Також встановлення потужнішого трансформатора дасть змогу розширити навантаження в майбутньому.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТДТН-10000/110, а не масляного трансформатора ТМТН-630/110 буде становити:

$$E = C_2 - C_1 = |3280 - 2448| = 8318 \text{ тис.грн.}$$

Вибираємо два трансформатори типу ТДТН-10000/110/35/10 з номінальними каталожними даними [1]:

$$S_{ном} = 10 \text{ МВА};$$

$$U_{номВН} / U_{номСН} / U_{номНН} = 115 / 38,5 / 11 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{xx} = 19 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 80 \text{ кВт};$$

$$u_{кВС} = 10,5\%$$

$$u_{кВН} = 17\%$$

$$u_{кСН} = 6\%$$

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

Вибраний трансформатор має пристрій РПН  $\pm 9 \times 1,78\%$  в нейтралі обмотки ВН.

### 3.3 Вибір проводів ПЛ

Для нових ПЛ 110кВ вибираємо марку проводу АС-120/19. Погонні параметри проводу [1]:

$$r_0 = 0,249 \text{ Ом/км},$$

$$x_0 = 0,427 \text{ Ом/км},$$

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

Допустимий струм  $I_{дон}$  проводу –  $390 \text{ А}$  (температура повітря становить  $+25^\circ\text{C}$ ).

Максимальний струм, що може протікати по ЛЕП  $110 \text{ кВ}$  відповідає навантаженню ПС «Климківці».

$$I_{\max} = \frac{S_{ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{11,8}{\sqrt{3} \cdot 110} = 62 \text{ А}.$$

Отже,  $I_{\max} = 62 \text{ А} < I_{дон} = 390 \text{ А}$ , провід  $АС-120/19$  проходить по максимальному струмі навантаження.

### 3.4 Аналіз усталених режимів роботи ЕМ $110 \text{ кВ}$

#### 3.4.1 Визначення параметрів елементів та формування СЗ ЕМ $110 \text{ кВ}$

Схема ЕМ формується із схем заміщення ліній (СЗ) електропередач (ЛЕП) та трансформаторів.

Повітряні лінії електропередач (ЛЕП)  $110(35) \text{ кВ}$  представляють П-подібною СЗ (рис. 3.4) [5]:

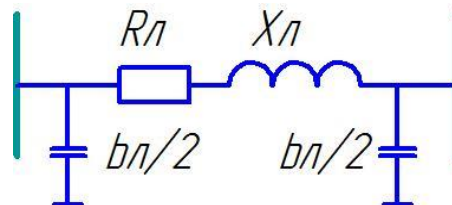


Рис. 3.4. П-подібна СЗ лінії  $110 (35) \text{ кВ}$

Трьохмоткові трансформатори представляють трипроменевою СЗ [5].

Параметри елементів СЗ трьохмоткового трансформатора:



$$r'_{TB} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{S_T^2};$$

$$x'_{TB} = \frac{0,5 \cdot (u_{kB-C} + u_{kB-H} - u_{kC-H}) \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_T};$$

$$x'_{TC} = \frac{0,5 \cdot (u_{kB-C} + u_{kC-H} - u_{kB-H}) \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_T};$$

$$x'_{TH} = \frac{0,5 \cdot (u_{kB-H} + u_{kC-H} - u_{kB-C}) \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_T};$$

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

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

$$k_{B-C} = \frac{U_{CH}}{U_{BH}};$$

$$k_{B-H} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}}.$$

де  $r'_{TB}$ ,  $r'_{TC}$ ,  $r'_{TH}$  - активні опори обмоток СН, СН та НН трансформатора;

$S_T$  - номінальна потужність,  $МВ \cdot А$  ;

$U_{ном}$  - номінальна напруга обмоток трансформатора,  $U_{ном} = 115 кВ$

$x'_{TB}$ ,  $x'_{TC}$ ,  $x'_{TH}$  - реактивні опори обмоток ВН, СН та НН тр-тора,  $Ом$  ;

$\Delta P_K$  - втрати в міді,  $кВт$  ;

$g_T$ ,  $b_T$  - активна та реактивна провідності тр-тора,  $См$  ;

$u_{kB-C}$ ,  $u_{kB-H}$ ,  $u_{kC-H}$  - напруги КЗ пар обмоток, % ;

$I_{xx}$  - струм ХХ, % від  $I_{ном}$  ;

$\Delta P_{xx}$  - втрати ХХ,  $кВт$  .

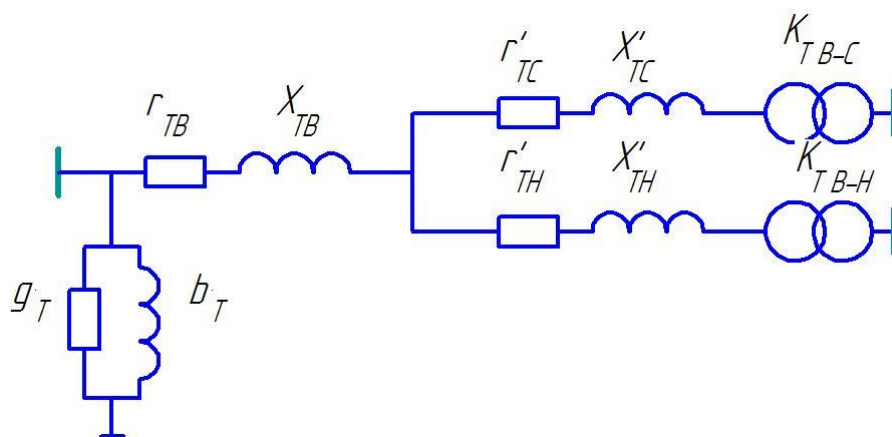


Рис. 3.5. СЗ трьохобмоткового трансформатора

СЗ двухобмоткового трансформатора зображена на рис. 3.6 [5].

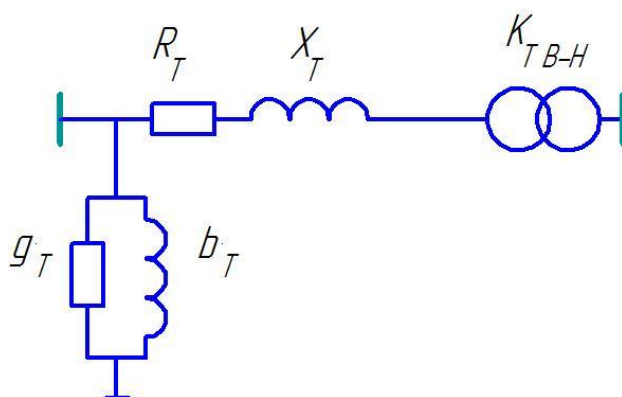


Рис. 3.6. СЗ двухобмоткового трансформатора

Параметри СЗ двухобмоткового трансформатора:

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

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

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

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

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

Складаємо СЗ НМ (рис. 3.7).

Вузлом живлення є ПС «Підволочиськ».

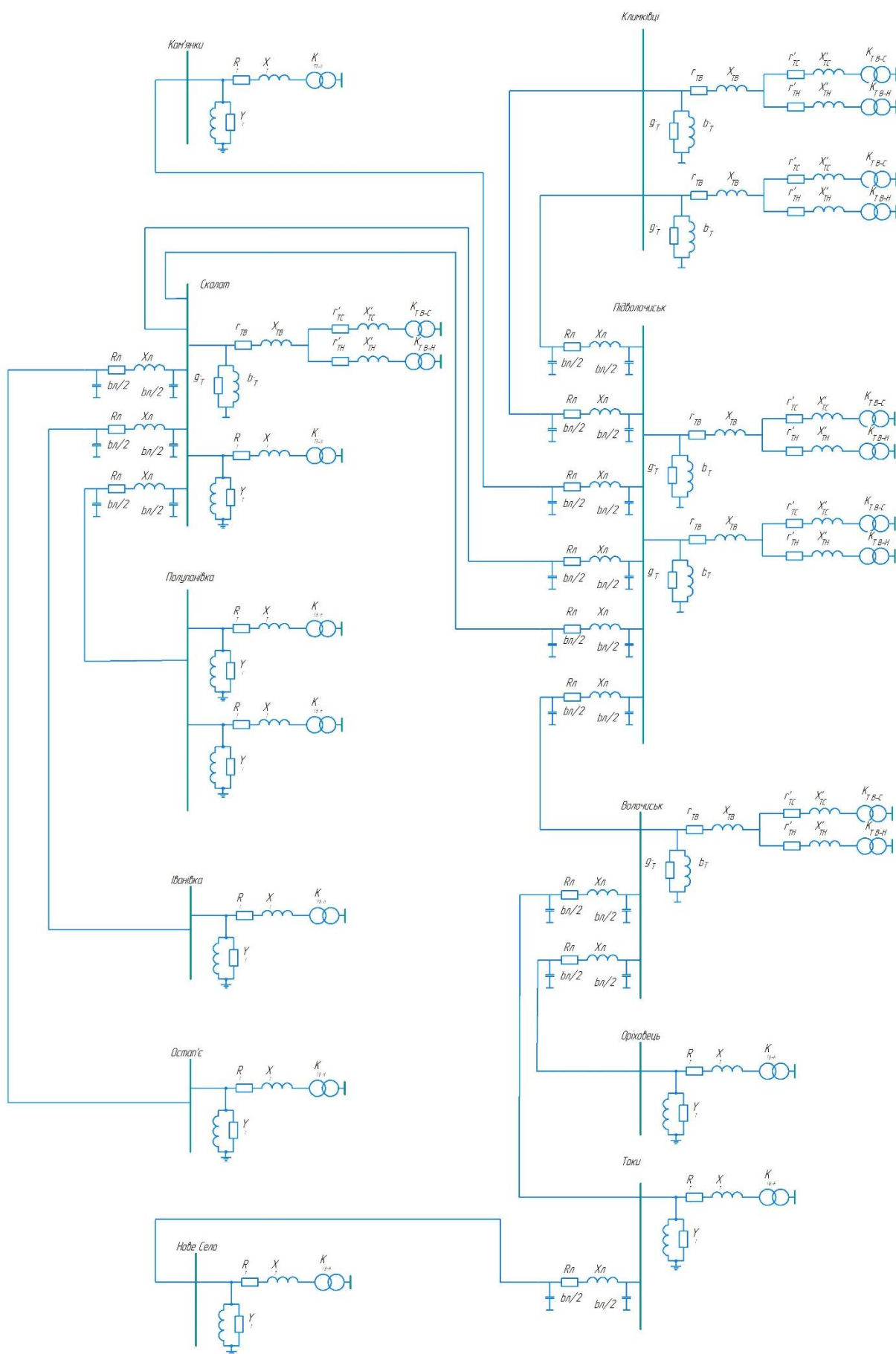


Рис. 3.7 - СЗ ЕМ Підволочиського району

### 3.5 Висновки до розділу 3

1. Запропоновані варіанти розвитку ЕМ 110 кВ Підволочиського району ВАТ «Тернопільобленерго» та обґрунтовано вибір ПС тупікового типу, що дало зменшити витрати на побудову ЛЕП.
2. Обґрунтовано встановлення двохтрансформаторної ПС потужністю 20 МВА та побудови ЛЕП, використовуючи провід АС–120/19 на основі розрахунків навантажень.
3. Запропоновано схему для аналізу усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ Підволочиського району ВАТ «Тернопільобленерго», що дозволить передбачити перевантаження ЛЕП та трансформаторів.

## 4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

### 4.1 Вибір схеми електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ

Для вибору головних схем існують наступні вимоги:

- наявність відповідальних споживачів по надійності ЕП;
- наявність транзиту електроенергії (потужності);
- можливість розширення підстанції (ПС);
- економічність;
- ведення ремонтних робіт без вимкнення сусідніх приєднань;
- сучасні схеми РП.

Головну схему електричних з'єднань підстанції (ПС) вибираємо з використанням типових схем розподільчих пристроїв (РП) (10–750кВ) [1] (Додаток Е).

В третьому розділі дипломної роботи вибрано варіант розвитку ЕМ з побудовою двокової лінії, тобто підстанція «Климківці» буде тупиковою. До сторони високої напруги (ВН) 110 кВ підходить двоколова лінія електропередач (дві лінії електропередач на одній опорі). Для приєднання цих ліній до шин високої напруги (ВН) підстанції ПС використано схему з'єднань - *«Два блока лінія – трансформатор з вимикачами в колах ліній і неавтома – тичною перемичкою з боку ліній»*. Схема використовується для тупикових та відгалужувальних підстанцій напругою 35 – 220 кВ.

Для НН та СН ПС використано схему з'єднань - *«Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин»*. Дана схема використовується на етапі розвитку схеми НН.

Кількість приєднань:

$$n_{np} = \frac{P_n}{P_{nat}}$$

$$P_{\text{ПСН10}} = 4 \text{ МВт.}$$

Отже,

$$n_{\text{пр10}} = \frac{4}{2,5} = 1,6 \approx 2 \text{ приєднання.}$$

$$P_{\text{ПСН35}} = 6 \text{ МВт.}$$

Звідси,

$$n_{\text{пр35}} = \frac{6}{3,0} = 2 \text{ приєднання.}$$

Схема приєднань 110 кВ представлено на рис. 4.1.

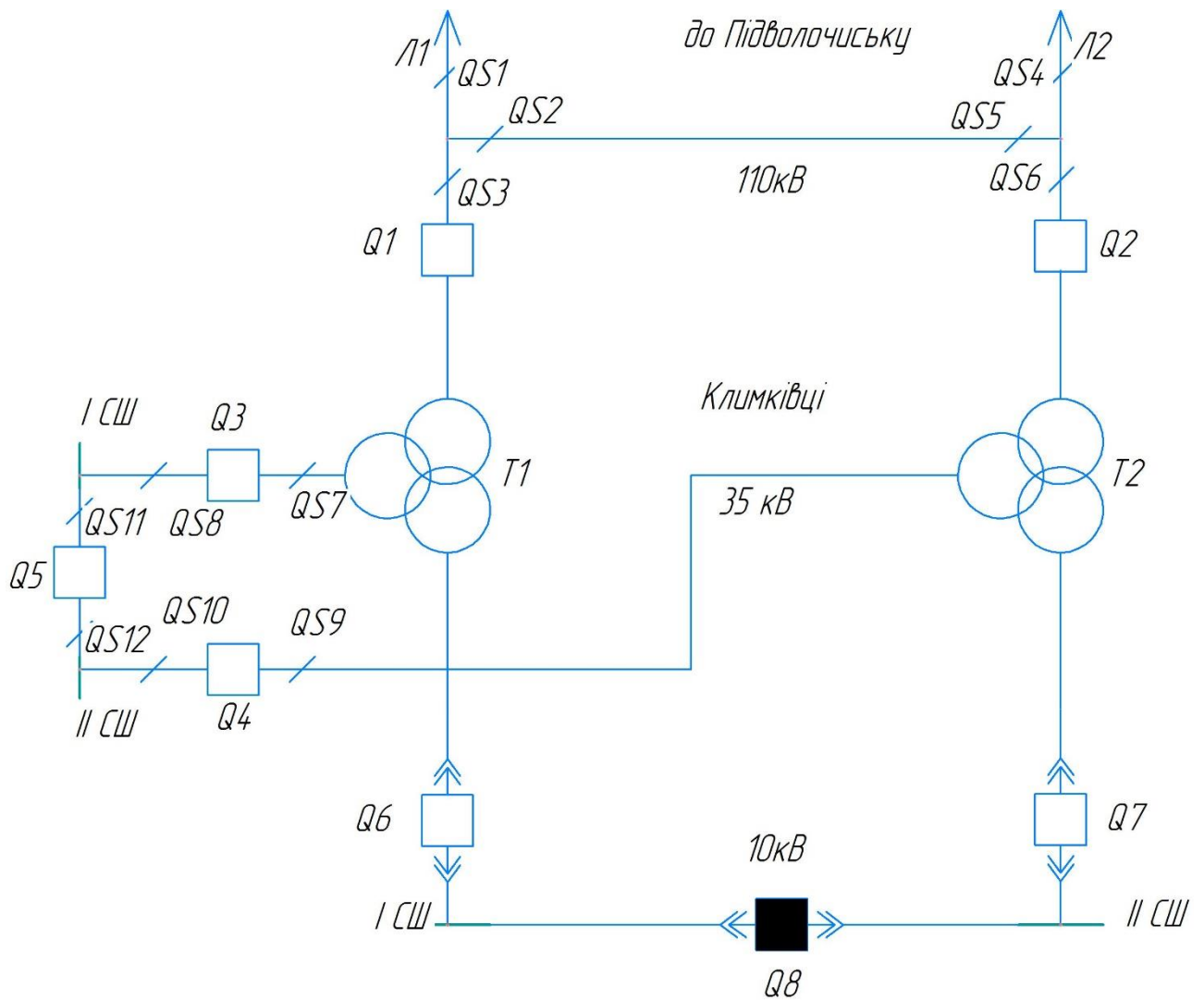


Рис. 4.1. Схема приєднань на підстанції «Климківці»

Схему ВН ПС « Два блоки лінія – трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній » використовують для розподільчих пристроїв РП ВН 35 – 220 кВ тупикових та відгалужувальних ПС, приєднаних до ліній 35 – 220 кВ глухим відгалуження. Використання неавтоматичної перемички з двох роз'єднувачів робить схему розподільчого пристрою РП більш гнучкою порівняно зі схемою « Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачем ».

Перемичка з двох роз'єднувачів використовується у випадку вимикання однієї з ліній W. У нормальному режимі роботи ПС один з роз'єднувачів перемички QS з оперативних міркувань повинен бути включеним, а другий виключеним. Перемичка у нормальному режимі роботи ПС не може бути включена (включені обидва роз'єднувачі QS), бо, якщо на одній з ліній W виникло б КЗ, то захистом ліній вимикалися б обидві лінії W.

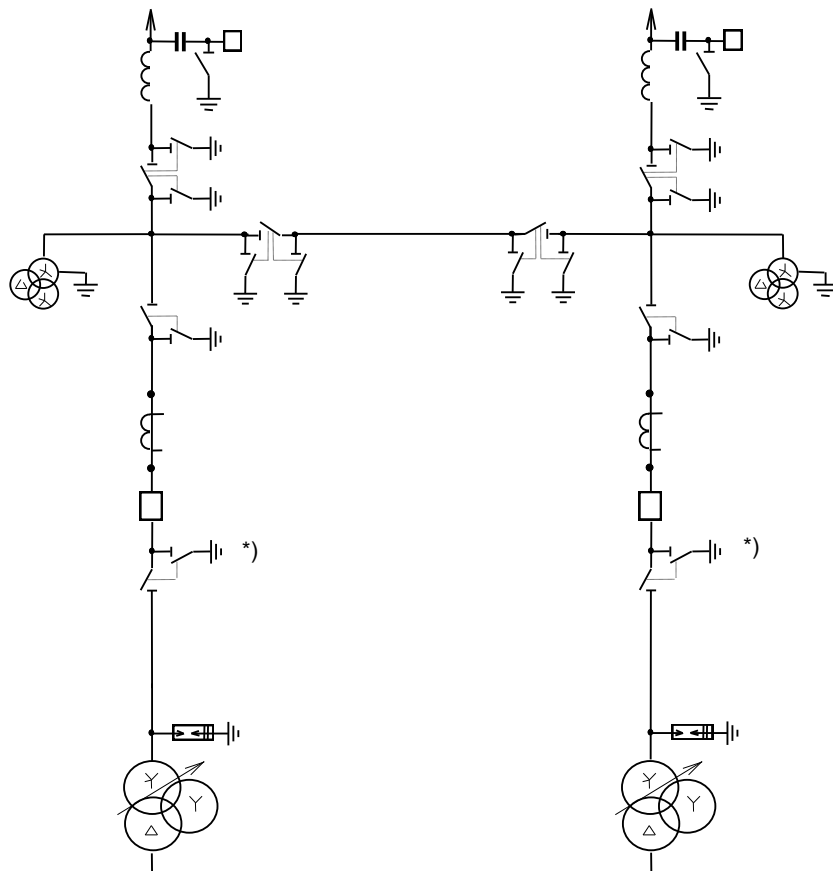


Рис. 4.2. Схема « Два блоки лінія – трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній »



Роз'єднувачі \*), передбачають у випадку живлення з боку СН. ТН встановлюють за відповідного обґрунтування.

Схему «Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин» застосовують при встановлення на ПС двох трансформаторів з нерозщепленими обмотками 6–10 кВ.

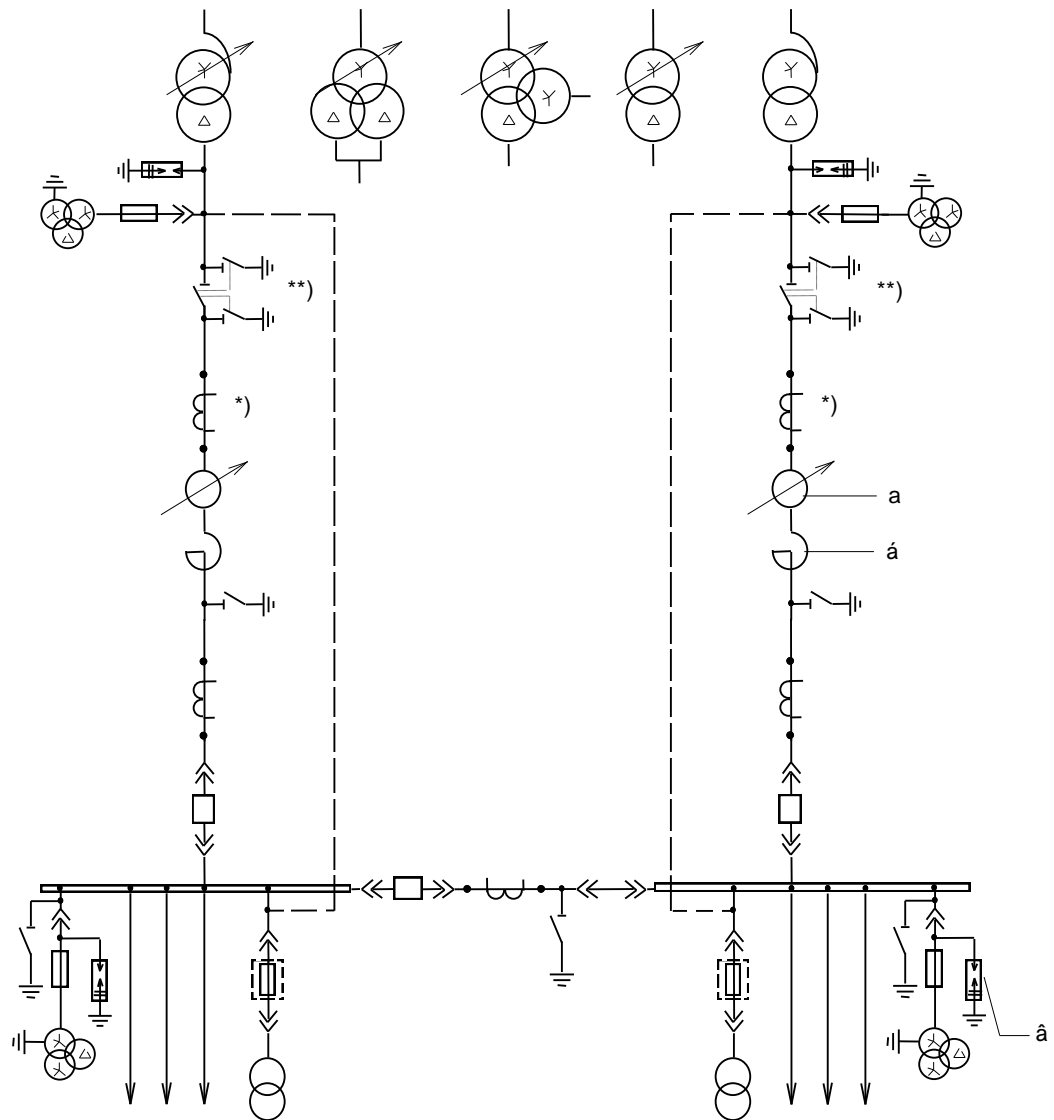


Рис. 4.3. Схема «Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин»

Встановлення елементів а, б, в, а також тип захисного апарату в колі ТВП визначають під час конкретного проектування.

У випадку змінного та випрямленого струму ТВП приєднують до виводів тр-рів до вимикача (пунктир).

ТС \*), встановлюють за відповідного обґрунтування.

Роз'єднувачі \*\*), встановлюють тільки за наявності ЛРТ.

## 4.2 Розрахунок струмів КЗ

Для вибору обладнання ПС 110/35/10кВ: електричних апаратів, струмопроводів, вимірювальних трансформаторів (ТС та ТН), комутаційного обладнання (роз'єднувачів та вимикачів), шин необхідно знайти струми КЗ. Тому здійснюємо розрахунок три- та однофазних струмів КЗ на ПС 110/35/10кВ «Климківці».

На рис. 4.4. показано схему для здійснення розрахунку струмів КЗ. Дана схема виконана спрощеною і враховує тільки ті елементи мережі, що впливають на струми КЗ.

### 4.2.1 Розрахунок ударного струму КЗ

Стала часу затухання аперіодичної складової струму КЗ ПС 110/35/10кВ «Климківці».

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

де  $x$  – реактивний еквівалентний опір СЗ прямої послідовності (ПП), Ом;

$R$  – активний еквівалентний опір СЗ ПП, Ом;

$\omega = 314 \text{ рад} / c$  – частота обертання електромагнітного поля;

$f = 50 \text{ Гц}$  – промислова частота ЕМ.

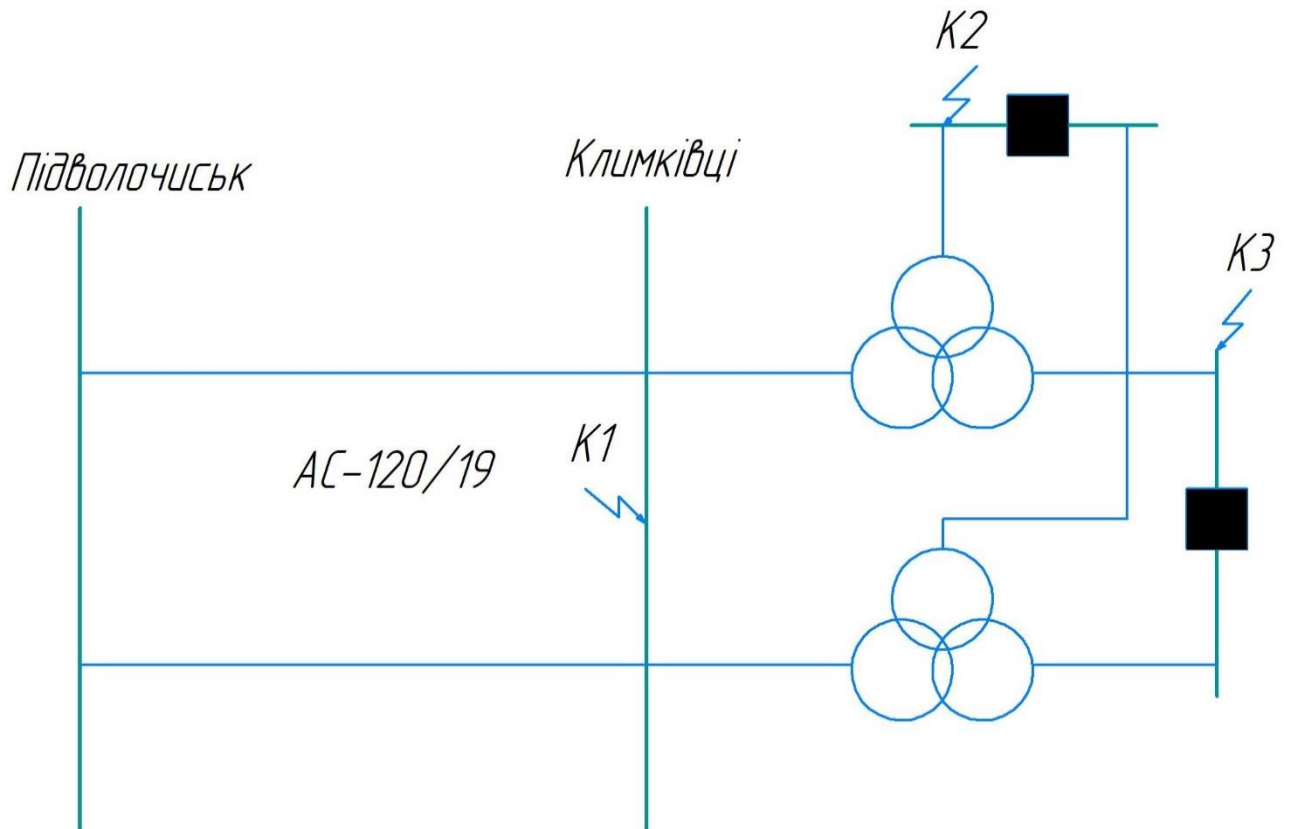


Рис. 4.4. Розрахункова схема ЕМ

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

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

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

Ударний струм КЗ:

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

де  $I_{n0}$  – значення періодичної складової  $I_{\kappa}^{(3)}$  або  $I_{\kappa}^{(1)}$  КЗ в початковий момент часу, кА.

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

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

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

#### 4.2.2 Розрахунок складових струму КЗ

Щоб визначити аперіодичну складову СКЗ визначаємо розрахунковий час. Встановлюємо на ВН елегазові вимикачі (ЕВ), а на СН і НН – вакуумні вимикачі (ВВ). Згідно [7] і [8] час відключення струмів КЗ для ЕВ напругою 110 кВ становить 0,02 с, а для ВВ на 35 кВ та 10 кВ – 0,03 с.

Аперіодичної складова струму КЗ:

$$i_a(r) = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{(-r/T_a)} \text{ кА},$$

де  $\tau = t_{\text{вимк}} + t_3$  – найменший час з початку КЗ до часу розходження дугогасних контактів, с;

$t_{\text{вимк}}$  – час відкл. струмів КЗ вимикачів, с;

$t_3 = 0,01$  – час дії РЗ, с.

Значення часу для ПС:

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

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

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

Аперіодична складова струму КЗ для ПС:

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

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

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

#### 4.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_K = I_{П0}^2 \cdot (t_{КЗ} + T_a),$$

де  $\tau = t_{\text{вимк.вим}} + t_3$  – час протікання СКЗ;

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

Згідно [7]  $t_{\text{вимк.вим}}$  для ЕВ дорівнює 0,04с і згідно [8] – дорівнює 0,06с для ВВ.

$$B_{K(BH)} = 4.12^2 \cdot (0.04 + 0.1 + 0.01036) = 0.619;$$

$$B_{K(CH)} = 1.28^2 \cdot (0.06 + 0.1 + 0.01931) = 0.23;$$

$$B_{K(HH)} = 2.92^2 \cdot (0.06 + 0.1 + 0.02608) = 0.543.$$

Струми КЗ на ВН, СН і НН ПС показано в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 - Струми КЗ

Місце КЗ	$I_{\text{ПО}}, \text{кА}$	$i_{\text{а}}(\tau), \text{кА}$	$i_{\text{уд.}}, \text{кА}$	$B_{\text{к}}, \text{кА}^2\text{с}$
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

### 4.3 Вибір шин ПС

Струми ПС:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \text{кА},$$

де  $I_{\text{max}}$  – струм в режимі роботи ЕМ, кА;

$S_{\text{н}}$  – потужності навантаження трансформатора на ПС, МВА;

$U_{\text{ном}}$  – напруга ПС, кВ.

Навантаження ПС «Климківці»:

$$S_{\text{нВН}} = \sqrt{10^2 + 6,2^2} = 11,8 \text{МВА};$$

$$S_{\text{нСН}} = \sqrt{6^2 + 3,72^2} = 7,06 \text{МВА};$$

$$S_{\text{нНН}} = \sqrt{4^2 + 2,48^2} = 4,71 \text{МВА}.$$

Струми для ВН, СН та НН:

$$I_{\max BH} = \frac{11,8}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,062 \text{ кА.}$$

$$I_{\max CH} = \frac{7,06}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,116 \text{ кА.}$$

$$I_{\max HH} = \frac{4,71}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,272 \text{ кА.}$$

Результати показано в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 - Результати розрахунку

Сторона трансформатора	$I_{\max}$ , кА
ВН	0,062
СН	0,116
НН	0,272

#### 4.3.1 Вибір гнучких шин 110 кВ

Максимальне значення струму шини дорівнює значенню  $I_{\max}$  ліній, що приєднані до ВН ПС та  $I_{\max}$  ПС. До шин ВН підходить двоколова ПЛ, виконана проводом АС–120/19, допустимий струм якої становить 390 А. Значення струму на ПС становить 62 А.

Оскільки значення  $I_{\max}$  лінії є більшим за значення  $I_{\max}$  ПС, то гнучкі шини вибираємо такі самі, що і ЛЕП, приєднані до 110 кВ ПС «Климківці» - АС–120/19.

Вибраний провід відповідає [9] з умов механічної міцності тому подальшу перевірку не виконуємо. Оскільки струм КЗ на шинах ВС складає 4,1 кА, що є < 20 кА, то перевірку шин виконувати непотрібно [9].

### 4.3.2 Вибір гнучких шин 35 кВ

Максимальне значення струму шини дорівнює значенню  $I_{\max}$  ліній, що приєднані до СН ПС та  $I_{\max}$  ПС. До шин СН підходять ЛЕП, виконані проводом АС – 50/8,0, з допустимим струмом 210А. Значення струму на ПС становить 125А.

Оскільки значення  $I_{\max}$  лінії є більшим за значення  $I_{\max}$  ПС, то гнучкі шини вибираємо такі самі, що і ЛЕП, приєднані до 110 кВ ПС «Климківці» - АС – 50/8,0.

Вибраний провід відповідає [9] з умов механічної міцності, тому подальшу перевірку виконувати не потрібно. Оскільки струм КЗ на шинах СН становить 1,2кА, що  $\epsilon < 20кА$ , то перевірку шин виконувати непотрібно [9].

### 4.3.3 Вибір жорстких шин 10 кВ

Вибираємо за:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \text{кА},$$

де  $I_{\max}$  –струм шини у режимі роботи ЕМ;

для 10 кВ

$$I_{\max} = 0,272 \text{кА};$$

$I_{\text{доп}}$  - допустимий струм шини, кА.

З [7] для 10 кВ ПС вибираємо алюмінієві шини прямокутного січення, розмір яких  $20 \times 3$ ,

$$I_{\text{доп.ном}} = 215 \text{А}.$$

Значення  $I_{\text{доп}}$  до температурних умов:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\Theta_{\text{т.доп}} - \Theta_0}{\Theta_{\text{т.доп}} - \Theta_{0.\text{ном}}}} = 215 \cdot \sqrt{\frac{70 - 8}{70 - 25}} = 252,365 \text{А}.$$

де  $\Theta_{0.\text{ном}} = 25^\circ\text{C}$  – температура навколишнього середовища;

$\Theta_{m.дон} = 70^{\circ}C$  – тривало допустима  $t$  шини [7];

$\Theta_0 = 8^{\circ}C$  – середньорічна  $t$  навколишнього середовища для місцевості.

#### 4.4 Вибір ізоляторів

За значенням  $U_{ном}$  вибираємо ізолятор марки *ОНШ-10-5УХЛ1*.  
Параметри ізолятора представлено в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 - Параметри ізолятора РП 10кВ

Тип	Напруга, кВ		Мінімальна руйнуюча сила на згин, кН
	Номінальна	Максимально допустима	
ОНШ-10-20 УХЛ1	10	-	20

Ізолятор відповідає нормам при виконанні умови:

$$F_{розр} \leq F_{дон} ,$$

де  $F_{розр}$  – діюча сила на ізолятор,  $H$  ;

$F_{дон}$  – навантаження на ізолятор,  $H$  .

При горизонтальному розміщенні ізоляторів сила, яка буде діяти на ізолятор:

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot I \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{(4.91 \cdot 10^3)^2}{0.4} \cdot 0.224 \cdot 10^{-7} = 2.334 H$$

Допустиме навантаження ізолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{руйн} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 H ,$$

де  $F_{руйн} = 20000$  – значення сили, за якої буде відбувається руйнація ізолятора,  $H$  [14]



Умови міцності:

$$2,334 \leq 12000$$

Умова виконується.

#### 4.5 Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Вибір вимикачів на ВН.

На ВН вибираємо елегазові вимикачі (ЕВ) типу *LTV123D1* [7] і роз'єднувачі типу *РНД3.2-110/1000У1* та *РНД3.1-110/1000У1*.

Вибір вимикачів на СН.

На СН вибираємо вакуумні вимикачі (ВВ) типу *ВР35НС-20/1600-У1* [8] і роз'єднувачі типу *РНД3.2-35/1000У1* та *РНД3.1-35/1000У1*.

Вибір вимикачів на НН.

На НН вибираємо ВВ типу *ВВ/TEL-10-20/1000-У2-41* [8] і роз'єднувачі типу *РВЗ-10/1000ІУ3*.

Таблиця 4.4 - Вибір вимикачів та роз'єднувачів на ВН 110кВ.

Розрахункові дані	Довідникові дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
	LTV123D1	РНД3.2-110/1000 У1
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{макс \text{ лінії}} = 390 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пл} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_{ар} = 0,228 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном \text{ відкл}} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,53 \cdot 31,5 = 23,61 \text{ кА}$	-
$I_{по} = 4,12 \text{ кА}$	$I_{лин} = 85 \text{ кА}$	-
$i_{к} = 5,69 \text{ кА}$	$i_{лин} = 108 \text{ кА}$	$i_{лин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 0,619 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 4.5 - Вибір вимикачів на СН 35кВ.

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

Таблиця 4.6 - Вибір вимикачів на НН 10кВ

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

## 4.6 Вибір ОПН

Для захисту від атмосферних і короточасних перенапруг та їх дії на ізоляцію електроустаткування на ПС встановлюємо ОПН. Встановлюємо на ВН та СН ОПН «ЗОО.Фенікс – 88», на НН – «Таврида Електрик», в нейтраль силових трансформаторів – «ЭК – КФЗ»

Таблиця 4.7 - Тип та параметри ОПН на ПС «Климківці»

Розміщення	Тип	$U_{ном}$ кВ	$I_{ном}$ кА	$U_{нр}$ 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

## 4.7 Вибір вимірювальної апаратури

Згідно [6] на ПС «Климківці» встановлюємо:

На лініях 110 кВ – амперметр (А). На збірних шинах 110кВ на кожній секції шин: вольтметр (В) для вимірювання трьохфазних напруг.

На трансформаторі встановлюємо на НН – А, ватметр, варметр, лічильники активної (ЛА) та лічильник реактивної (ЛР) енергії.

Встановлюємо на лініях 10 кВ до споживачів А, ЛА і ЛР енергії. На секційниках встановлюємо А.

На шинах 10 кВ встановлюємо на 2 секції В для вимірювання міжфазної напруги та трьохфазних напруг.

Дані вибору записуємо в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 - Вимірювальні прилади ПС

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

#### 4.7.1 Вибір ТС

Для ВН вибираємо ТС типу *ТФЗМ110Б-1У1*, для СН – *ТФЗМ-35АУ1*, а для НН – *ТПВ-10/1000*, що комплектується в комірках *ЗРП / TEL*.

Вибрані ТС для ВН, СН та НН, їх дані представлено в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 - ТС для ВН, СН та НН, їх дані

Розрахункові дані	Каталожні дані
ТС на стороні ВН	
$\underline{U}_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$\underline{U}_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$\underline{I}_{мах} = 390 \text{ А}$	$I_{1ном} = 400 \text{ А}$
$\underline{i}_{уд} = 2,337 \text{ кА}$	$\underline{i}_{дин} = 126 \text{ кА}$
$\underline{B}_x = 0,385 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 * t_r = 26^2 * 3 = 2028 \text{ кА}^2\text{с}$

ТС на стороні СН	
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 128 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 2,043 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 0,23 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_r = 31.5^2 \cdot 3 = 2976.7 \text{ кА}^2\text{с}$
ТС на стороні НН	
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 187 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 4,91 \text{ кА}$	–
$B_{\text{к}} = 0,543 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_r = 37.8^2 \cdot 3 = 4286.52 \text{ кА}^2\text{с}$

Визначаємо максимальне навантаження ТС для ВН та НН ПС для завантажених фаз. Результати представлено в табл. 4.10 та табл. 4.11.

Таблиця 4.10 - Навантаження ТС на ВН

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 4.11 - Навантаження ТС на СН та НН

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

Прилади з'єднуються з ТС через контрольні кабелі із алюмінієвими жилами. Проведемо вибір контрольних кабелів.

Методика та розрахунок показано в табл. 4.12.

Таблиця 4.12 - Вибір контрольних кабелів

Формула розрахунку	Сторона трансформатора	
	ВН	СН і НН
Загальний опір приладів		
$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{2\text{нам}}^2}$ $I_T^2 \cdot t_r = 37.8^2 \cdot 3 = 4286.52 \text{кА}^2 \text{с}$ $I_T^2 \cdot t_r = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{кА}^2 \text{с}$ $I_T^2 \cdot t_r = 26^2 \cdot 3 = 2028 \text{кА}^2 \text{с}$	$r_{\text{прил}} = \frac{1}{5^2} = 0.04 \text{Ом.}$	$Z_{\text{пр}} = \frac{17.5}{5^2} = 0.68 \text{Ом.}$

Продовження таблиці 4.12

Опір з'єднувальних проводів		
$r_{\text{провод}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{вирит}} - r_{\text{к}}$	$r_{\text{провод}} = 1,2 - 0,04 - 0,1 = 1,06 \text{ Ом.}$	$r_{\text{провод}} = 1,6 - 0,68 - 0,1 = 0,82 \text{ Ом.}$
Визначаємо переріз проводів		
$S = \frac{p \cdot I_{\text{пр}}}{r_{\text{жил}}}$	$S = \frac{0,0283 \cdot 75}{1,06} = 2,002$	$S = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,82} = 1,38$
Вибір контрольного кабелю		
	АКВРГ з перерізом жил 4 мм <sup>2</sup>	АКВРГ з перерізом жил 4 мм <sup>2</sup>

де  $Z_{2\text{ном}}$  – навантаження ТС у класі точності, що вибирався;

$r_{\text{конт.}} = 0,05$  – опір контактних з'єднань в колах ТС, Ом;

$l_{\text{пр}}$  - відстань від ТС до щита, м.

#### 4.7.2 Вибір ТН

Визначаємо максимальне навантаження ТС для ВН та НН ПС для завантажених фаз. Результати представимо в табл. 4.13.

Таблиця 4.13 - Навантаження ТН

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

#### 4.7.2.1. Вибір ТН на 110 кВ

Вибираємо трансформатор  $НКФ-110-83У1 \frac{110}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1 \text{ кВ}$ .

Перевіряємо по максимальному навантаженню ВО:

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

де  $S_{2ном} = 400$  – навантаження ВО ТН в класі точності, ВА;

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

Умова виконується. Вибраний ТН буде працювати у такому класі точності.

#### 4.7.2.2. Вибір ТН на 35 кВ

Вибираємо трансформатор  $НАМИ-35У2 \frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1 \text{ кВ}$ . Перевіряємо

по максимальному навантаженню ВО:

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

де  $S_{2ном} = 3 \cdot 75$  – навантаження ВО ТН в класі точності, ВА;

$S_{2s} = 53$  – потужність контрольно-вимірювальних приладів, ВА.

Умова виконується. Вибраний ТН буде працювати у такому класі точності.

#### 4.7.2.3. Вибір ТН на 10 кВ

Вибираємо трансформатор  $НАМИ-10У2 \frac{10}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1 \text{ кВ}$ . Перевіряємо

по максимальному навантаженню ВО:

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

де  $S_{2ном} = 3 \cdot 75$  – навантаження ВО ТН в класі точності, ВА;

$S_{2s} = 53$  – сумарна потужність контрольно-вимірювальних приладів, ВА.

Умова виконується. Вибраний ТН буде працювати у такому класі



точності.

#### 4.8 Вибір запобіжників

Запобіжниками здійснюють захист ТН на 10 кВ та 35кВ.

$$I_{номТН-35} = \frac{S_{нам}}{\sqrt{3} \cdot U_{нам}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35000} = 0.016 A.$$

$$I_{номТН-10} = \frac{S_{нам}}{\sqrt{3} \cdot U_{нам}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0.058 A.$$

де  $S_{ном.}$  – номінальна потужність ТН, ВА;

$U_{ном}$  – номінальна напруга шин, В.

За значенням  $U_{ном}$  вибираємо запобіжник марки ПКТ –101–10–2–31,5УЗ. Дані заносимо в табл. 4.14.

Таблиця 4.14 - Вибір запобіжників

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

#### 4.9 Вибір ТВП

Споживачі ВП ПС залежить від типу ПС, потужності трансформаторів та типу обладнання.

Відповідальні споживачі ВП ПС є оперативні кола, освітлення, система охолодження трансформаторів.

Таблиця 4.15 – Перелік ВП ПС

Споживачі власних потреб ПС	Встановлена потужність		$\cos\phi$	$tg\phi$	Навантаження	
	Кількість x кВт	Всього кВт			$P_{\text{вст}}$ кВт	$Q_{\text{вст}}$ кВАр
Охолодження трансформатора ТДТН –10000/110	2 x 2,5	5	0,85	0,62	5	3,1
Підігрів вимикача ЛТВ 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

Повне навантаження з урахуванням коефіцієнту попиту

$$k_{non} = 0,8:$$

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

Потужність 1 трансформатора при встановленні 2 ТВП ПС:

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

З [11] вибираємо трансформатор *ТМ* – 63 / 10. Паспортні дані представлено в табл. 4.16.

Таблиця 4.16 – Паспортні дані ТВП

Тип	$S_{ном.}$ кВА	Напруги обмоток, кВ		Втрати, Вт		$u_k$ %	$i_x$ %
		ВН	НН	$P_k$	$P_x$		
ТМ-63/10	63	10	0,4	1280	220	4,5	2,8

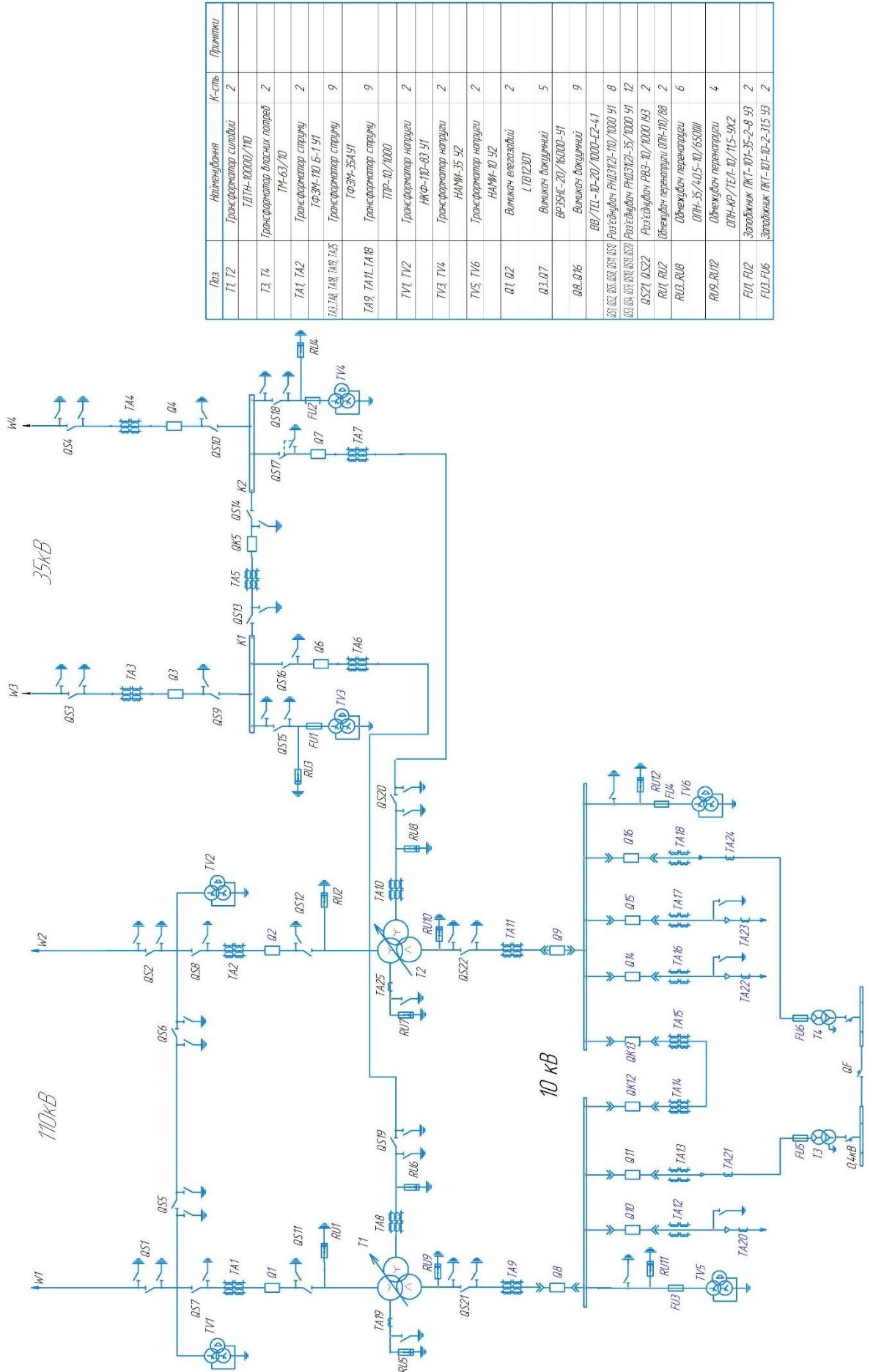
ТВП встановлюємо по 1 на кожну секцію 10кВ.

На рис. 4.5 показано схему електричну принципову підстанції 110/35/10 кВ «Климківці».

Зведена таблиця обладнання представлена в таблиці 4.17

Таблиця 4.17 – Зведена таблиця обладнання

<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>ТДТН-10000/110</i>		
<i>T3, T4</i>	<i>Трансформатор власних потреб</i>	<i>2</i>	
	<i>ТМ-63/10</i>		
<i>TA1, TA2</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>2</i>	
	<i>ТФЗМ-110 Б-1 У1</i>		
<i>TA3..TA8, TA18, TA19, TA25</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>9</i>	
	<i>ТФЗМ-35АУ1</i>		
<i>TA9, TA11..TA18</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>9</i>	
	<i>ТПР-10/1000</i>		
<i>TV1, TV2</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>НКФ-110-83 У1</i>		
<i>TV3, TV4</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>НАМИ-35 У2</i>		
<i>TV5, TV6</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>НАМИ-10 У2</i>		
<i>Q1, Q2</i>	<i>Вимикач елегазовий</i>	<i>2</i>	
	<i>LTB123D1</i>		
<i>Q3..Q7</i>	<i>Вимикач вакуумний</i>	<i>5</i>	
	<i>ВР35НС-20/16000-У1</i>		
<i>Q8..Q16</i>	<i>Вимикач вакуумний</i>	<i>9</i>	
	<i>ВВ/ТЕЛ-10-20/1000-Е2-41</i>		
<i>QS1, QS2, QS5..QS8, QS11, QS12</i>	<i>Роз'єднувач РНД31(2)-110/1000 У1</i>	<i>8</i>	
<i>QS3, QS4, QS9, QS10, QS13..QS20</i>	<i>Роз'єднувач РНД31(2)-35/1000 У1</i>	<i>12</i>	
<i>QS21, QS22</i>	<i>Роз'єднувач РВ3-10/1000 ІУ3</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>6</i>	
	<i>ОПН-35/40,5-10/650(III)</i>		
<i>RU9..RU12</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>4</i>	
	<i>ОПН-КР/ТЕЛ-10/11,5-УХ2</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>	



Поз.	Найменування	К-сть	Примітки
T1, T2	Трансформатор слобід	2	
T3, T4	Трансформатор власних потреб	2	ТДН-10000/110
TA1, TA2	Трансформатор струму	2	ТН-63/10
TA3, TA4, TA5, TA6	Трансформатор струму	9	ТФЗМ-10 Б-7 У1
TA9, TA11, TA18	Трансформатор струму	9	ТФЗМ-35/1 У1
TV1, TV2	Трансформатор напруги	2	ТНФ-10/1000
TV3, TV4	Трансформатор напруги	2	НФ-180-63 У1
TV5, TV6	Трансформатор напруги	2	НАМН-35 У2
Q1, Q2	Вимкоч електровід	2	НАМН-10 У2
Q3, Q7	Вимкоч вакуумний	5	Л1В2301
Q8, Q16	Вимкоч вакуумний	9	ВР35УС-20/16000-У1
Q31, Q32, Q33, Q34, Q35, Q36, Q37, Q38, Q39, Q40, Q41, Q42, Q43, Q44, Q45, Q46, Q47, Q48, Q49, Q50, Q51, Q52, Q53, Q54, Q55, Q56, Q57, Q58, Q59, Q60, Q61, Q62, Q63, Q64, Q65, Q66, Q67, Q68, Q69, Q70, Q71, Q72, Q73, Q74, Q75, Q76, Q77, Q78, Q79, Q80, Q81, Q82, Q83, Q84, Q85, Q86, Q87, Q88, Q89, Q90, Q91, Q92, Q93, Q94, Q95, Q96, Q97, Q98, Q99, Q100	Вимкоч вакуумний	9	ВВ/ТЛ-10-20/1000-Е2-41
Q31, Q32, Q33, Q34, Q35, Q36, Q37, Q38, Q39, Q40, Q41, Q42, Q43, Q44, Q45, Q46, Q47, Q48, Q49, Q50, Q51, Q52, Q53, Q54, Q55, Q56, Q57, Q58, Q59, Q60, Q61, Q62, Q63, Q64, Q65, Q66, Q67, Q68, Q69, Q70, Q71, Q72, Q73, Q74, Q75, Q76, Q77, Q78, Q79, Q80, Q81, Q82, Q83, Q84, Q85, Q86, Q87, Q88, Q89, Q90, Q91, Q92, Q93, Q94, Q95, Q96, Q97, Q98, Q99, Q100	Вимкоч вакуумний	8	Роз'єднувач РВД312-10/1000 У1
Q31, Q32, Q33, Q34, Q35, Q36, Q37, Q38, Q39, Q40, Q41, Q42, Q43, Q44, Q45, Q46, Q47, Q48, Q49, Q50, Q51, Q52, Q53, Q54, Q55, Q56, Q57, Q58, Q59, Q60, Q61, Q62, Q63, Q64, Q65, Q66, Q67, Q68, Q69, Q70, Q71, Q72, Q73, Q74, Q75, Q76, Q77, Q78, Q79, Q80, Q81, Q82, Q83, Q84, Q85, Q86, Q87, Q88, Q89, Q90, Q91, Q92, Q93, Q94, Q95, Q96, Q97, Q98, Q99, Q100	Вимкоч вакуумний	12	Роз'єднувач РВД312-35/1000 У1
RU1, RU2	Обмежувач напруги ОПН-10/0,88	2	Роз'єднувач РВ3-10/1000 І93
RU3, RU8	Обмежувач перенапруги	6	Обмежувач перенапруги ОПН-10/0,88
RU9, RU12	Обмежувач перенапруги	4	Обмежувач перенапруги ОПН-35/1,05-10/65000
FU1, FU2	Запобіжник ПКТ-10Т-35-2-8 У3	2	Обмежувач перенапруги ОПН-10/145-УК2
FU3, FU6	Запобіжник ПКТ-10Т-10-2-315 У3	2	Запобіжник ПКТ-10Т-10-2-315 У3

Рис. 4.5 - Схема електрична принципова підстанції 110/35/10 кВ «Климківці».

#### 4.10 Висновки до розділу 4

1. Проведено вибір схеми електричних з'єднань: РП–110кВ - “*Два блока лінія – трансформатор з вимикачем в колі ліній і неавтоматичною перемичкою з боку ліній*» та РП–35 кВ і РП–10 кВ - “*Одна одинока, секціонована вимикачем система шин*”.
2. Проведені розрахунки і вибір обладнання для РП 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ.

## 5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

Одним з швидко розвиваються напрямків створення нових конструкцій вимикачів змінного струму високої і надвисокої напруги, що відрізняються меншими габаритами і відповідають вимогам сучасної енергетики по комутаційної здатності і надійності, є застосування дугогасильних середовищ, більш ефективних у порівнянні з повітрям і маслом. Інтенсивне впровадження вакуумної та елегазової апаратури обумовлено тим, що поки не знайдено способів ефективного дугогасіння, здатних конкурувати з дугогасінням в елегазі або вакуумі. Не отримано і нових видів діелектриків, по електроізоляційним, дугогасильними і експлуатаційними властивостями переважаючих елегаз або вакуум.

Основні переваги елегазового обладнання визначаються унікальними фізико-хімічними властивостями елегазу. При правильній експлуатації елегаз не старіє і не вимагає такого ретельного догляду за собою, як масло.

Для елегазового обладнання також притаманні: компактність; великі міжревізійні терміни, аж до відсутності експлуатаційного обслуговування протягом усього терміну служби; широкий діапазон номінальних напруг (6-1150 кВ); пожежобезпечність і підвищена безпека обслуговування.

Елегазові вимикачі почали посилено розроблятися з 1980 р і мають великі перспективи при напругах 110 ... 1150 кВ і струмах відключення до 80 кА. У технічно розвинених країнах елегазові вимикачі високої і надвисокої напруги (110-1150 кВ) практично витіснили всі інші типи апаратів. Також провідні зарубіжні фірми практично повністю перейшли на випуск комплектних розподільних пристроїв з елегазовою ізоляцією (КРПЕ) і елегазових вимикачів для відкритих розподільних пристроїв на класи напруги 110 кВ і вище.

## 5.1 Конструкція елегазових вимикачів

По конструкції розрізняють колонкові і бакові вимикачі. Колонкові ні зовні, ні за розмірами принципово не відрізняються від маломасляних, крім того, що в сучасних елегазових вимикачах 220 кВ тільки один розрив на фазу. Бакові елегазові вимикачі мають набагато менші габарити в порівнянні з масляними, мають один спільний привід на три полюси, вбудовані трансформатори струму.

Колонкові вимикачі:

- Вимагають відносно невеликої кількості елегазу для заповнення, при цьому забезпечується витік елегазу на рівні не більше 0,5% на рік, що досягається спеціально підібраними матеріалами для ущільнення і підтверджується багаторічним досвідом експлуатації;
- Мають самозмащуючі приводні механізми, надійну, просту дугогасильну камеру і випробувані на практиці контактні системи, які забезпечують безперебійну роботу силових вимикачів і продовжують термін служби - навіть при високій частоті комутації;
- Зручні при транспортуванні - вони перевозяться в повністю зібраному і випробуваному стані або у вигляді зібраних, випробуваних на заводі і готових до перевезення блоків, що знижує транспортні витрати, витрати на монтаж;
- Призначені для роботи в діапазоні температур  $(-45 \div +40) ^\circ \text{C}$ .

Бакові елегазові вимикачі мають ряд переваг перед колонковими вимикачами, а саме:

- Відмінна сейсмостійкість;
- Високий рівень безпеки;
- Низький вплив забруднень на роботу вимикача;
- Менша площа для установки, тому трансформатори струму вже вбудовані в баковий вимикач.



Елегазові вимикачі належать до групи газових вимикачів.

Розроблено конструкції вимикачів навантаження з елегазом на 35, 110, 220 кВ. Вимикачі 35 і 110 кВ мають по одній камері на полюс, у вимикачі 220 кВ - дві камери на полюс. Крім того, розроблені конструкції вимикачів на два і три напрямки. Такий апарат замінює два або три вимикача, що дає значну економію при установці їх на підстанціях.

Вимикачі навантаження елегазові багато в чому нагадують конструкцію відокремлювачів. Однак для успішного відключення струму в них передбачаються пристрої для обертання дуги в елегазі. В рухомий і нерухомий контакти вбудовані постійні магніти з фериту, які створюють магнітні поля, спрямовані зустрічно. При розмиканні контактів утворюється дуга, струм якою взаємодіє з радіальним магнітним полем, в результаті чого створюється сила  $F$ , що переміщає дугу з кільцевих електродів. Обертання дуги в елегазі сприяє швидкому гасінню. Чим більший струм, тим більше швидкість переміщення дуги, це захищає контакти від обгорання. Контактна система описаної конструкції поміщається всередині фарфорового корпусу, заповненого елегазом і герметично закритого. Тиск усередині камери 0,3 МПа. Так як втрата елегазу неприпустима, в гасильних камерах вимикача повинна працювати по замкнутому циклу. Підживлення при можливих витоках відбувається з балона зі стисненим елегазом.

Елегазові вимикачі можуть відключати не тільки струм навантаження, але і струм КЗ. Такі вимикачі мають дугогасильні пристрої з автопневматичним дуттям.

## **5.2 Основні складові частини елегазового вимикача**

### **5.2.1 Полюс вимикача**

Для колонкового виконання, полюс являє собою вертикальну колону, що складається з двох (і більше) ізоляторів, у верхньому з яких розміщено дугогасильний пристрій (ДП), а нижній - служить опорою ДП і забезпечує йому

необхідну ізоляційну відстань від заземленої рами. У середині опорного ізолятора розміщена ізоляційна штанга, що з'єднує рухомий контакт з приводною системною апаратурою.

Для бакового виконання, полюс являє собою металевий циліндричний бак, на якому встановлені два ізолятори, що утворюють високовольтні вводи вимикача. ДП в такому вимикачі розміщений в заземленому металевому корпусі.

Для комбінованого виконання, полюс являє собою металевий корпус у вигляді сфери, на якому встановлені порцелянові ізолятори, що утворюють високовольтні вводи вимикача, в одному з яких розміщено дугогасильний пристрій, а в іншому вбудовані трансформатори струму.

У верхній частині ізолятора зазвичай встановлюється фільтр - поглинач вологи і продуктів розкладання елегазу під дією електричної дуги.

Також на всіх сучасних вимикачах встановлений запобіжний клапан - пристрій з тонкостінною мембраною, яка розривається при тиску, що виникає при внутрішньому короткому замиканні, але не досягає значення, при якому випробовуються власне ізолятори.

### **5.2.2 Дугогасильний пристрій**

Дугогасильний пристрій призначений забезпечувати швидке гасіння електричної дуги, що утворюється між контактами вимикача при їх розмиканні. Розробка раціональної і надійної конструкції дугогасильного пристрою представляє значні труднощі, тому що процеси, що відбуваються при гасінні електричної дуги, надзвичайно складні, недостатньо вивчені і обумовлюються багатьма чинниками, передбачити які заздалегідь не завжди представляється можливим. Тому остаточна розробка дугогасильного пристрою може вважатися завершеною лише після його експериментальної перевірки.

### **5.2.3 Газова система**

Газова система апаратів включає в себе:

- Клапани автономної герметизації (КАГ) і заправки колон;
- Колектор, який забезпечує під час роботи апарату зв'язок газових порожнин колон між собою і з сигналізатором зміни щільності елегазу;
- Сам сигналізатор, що представляє собою стрілочний манометр з пристроєм температурної компенсації, що призводить показання до величини тиску при температурі 20°C;
- З'єднувальні трубки з ніпелями і ущільненнями.

Сигналізатор зміни щільності елегазу (датчик щільності) має три пари контактів: одна - замикається при значному зниженні щільності елегазу через його виток - призначена для подачі сигналу (наприклад, світлового) про необхідність дозаправки колон; а дві інших - розмикати при неприпустимому падінні щільності елегазу - призначені для блокування керування вимикачем або для автоматичного відключення апарату з одночасним блокуванням включення.

#### **5.2.4 Привід**

Приводи вимикачів забезпечують управління вимикачем - включення, утримання у включеному положенні і відключення. Вал приводу з'єднують з валом вимикача системою важелів і тяг. Привід вимикача повинен забезпечувати необхідну надійність і швидкість роботи, а при електричному керуванні - найменше споживання електроенергії.

У елегазових вимикачах застосовують два типи приводів:

- Пружинний привід, керуючим органом якого є кінематична система важелів, кулачків і валів;
- Пружинно-гідролічний привід, керуючим органом якого є гідросистема.

### 5.3 Дугогасильний пристрій

У елегазових вимикачах гасіння дуги відбувається так само, як і в повітряних вимикачах при інтенсивному охолодженні дуги потоком газу. Дугогасна здатність елегазу в 4-4,5 рази вище, ніж повітря при порівнянних умовах (при атмосферному тиску в елегазі може бути погашена дуга зі струмом, який в 100 разів перевищує струм, що відключається в повітрі при тих же умовах). Ця перевага пояснюється відмінностями теплофізичних властивостей елегазу і повітря. Канал стовпа дуги в елегазі володіє меншим тепловмістом в порівнянні з повітрям і високою здатністю елегазу захоплювати вільні електрони. В результаті кількість носіїв струму - вільних електронів - в стовпі дуги внаслідок цього зменшується, баланс їх може стати негативним і дуга гасне. Явище захоплення електронів особливо сприятливо позначається після переходу струму через нуль, внаслідок чого елегазові вимикачі мало чутливі до частоти відновлюваної напруги. Як показали дослідження, в елегазі практично до природного переходу струму через нуль не відбувається руйнування каналу стовпа дуги, що володіє високою провідністю. Це виключає можливість появи перенапруг при відключенні ненавантажених трансформаторів і ліній електропередач. На противагу цьому в повітряних вимикачах інтенсивними турбулентними процесами стовп дуги може руйнуватися раніше природного переходу струму через нуль, що призводить до появи перенапруг, для обмеження яких повітряні вимикачі забезпечуються шунтуючими опорами.

У елегазових дугогасильних пристроях (ДП), на відміну від повітряних, при гасінні дуги витікання газу через сопло відбувається не в атмосферу, а в замкнутий об'єм камери, заповнений елегазом при невеликому надлишковому тиску. За способом гасіння дуги в елегазі розрізняють наступні ДП:

- З системою поздовжнього дуття, в яку попередньо стиснений газ надходить з резервуара з відносно високим тиском елегазу (ДП з двома ступенями тиску);

- Автокомпресійні з дуттям в елегазі, створюваним за допомогою вбудованого компресійного пристрою (ДП з одним ступенем тиску);
- З електромагнітним дуттям, в якому гасіння дуги забезпечується в результаті її переміщення з високою швидкістю в нерухомому елегазі з кільцевих електродів під впливом радіального магнітного поля, створюваного відключаючи струм (ДП з електромагнітним дуттям);
- З системою поздовжнього дуття, в якому підвищення тиску в елегазі відбувається при розігріві дугою, що обертається в спеціальній камері під впливом магнітного поля.

Поздовжнє дуття створюється при переході елегазу з резервуара з високим тиском (1,5-2,0 МПа) в камеру, де підтримується низький тиск (0,2-0,3 МПа). Після гасіння дуги відпрацьований елегаз проходить осушення та очищення і перекачується компресором в резервуар високого тиску. Вся система циркуляції елегазу є замкнутою.

Система двох тисків створює певні складнощі при виготовленні та експлуатації вимикачів. По-перше, при тиску 1,5 МПа газоподібний стан елегазу може бути тільки при температурі не нижче 6 °С. Отже, в такому вимикачі необхідно передбачити підігрівачі, що підтримують постійну температуру в резервуарі високого тиску. По-друге, необхідно мати автономну компресорну установку і пристрої для очищення і осушення відпрацьованого елегазу.

Інтенсивний газодинамічний вплив потоку елегазу на стовп електричної дуги є найбільш ефективним способом гасіння дуги. Тому воно використовується в більшості сучасних конструкцій ДП елегазових вимикачів. Схема дугогасильного пристрою представлена рис. 5.1. Гасіння дуги відбувається в соплах потоком елегазу високого тиску (0,5-0,6 МПа) як при односторонньому (рис 5.1,а), так і при двосторонньому несиметричному (рис. 5.1,б) газовому дутті.

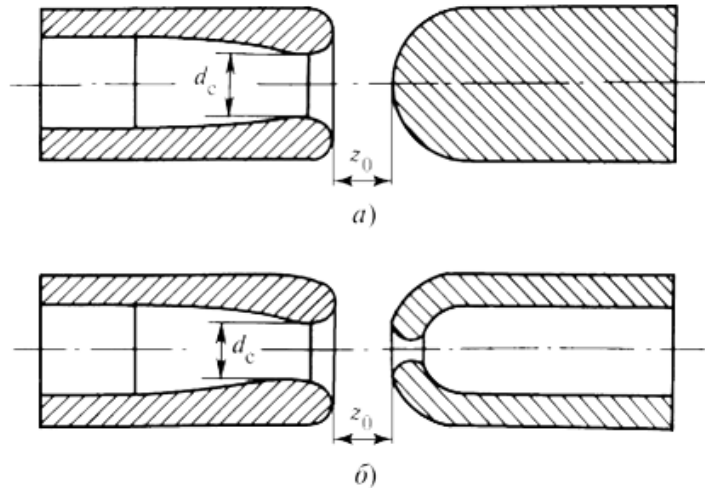


Рис. 5.1 - Схема поздовжнього елегазового дуття

Основними параметрами системи поздовжнього дуття є: площа перетину  $S_c$  або діаметр  $d_c$  горловини сопла, відносне розташування контактів, яке визначається відстанню  $z_0$ , геометричні розміри форми дифузорів і конфузорів дуттєвої системи. Оптимальні умови гасіння дуги в таких системах багато в чому визначаються, як і в повітряних вимикачах, геометричними параметрами дуттєвих систем і особливо вхідної частини (конфузора).

Інший спосіб гасіння дуги в елегазі більш простий і у виконанні і в експлуатації. У ньому використовується дугогасильний пристрій з автопневматичним дуттям, схема якого представлена на рис. 5.2.

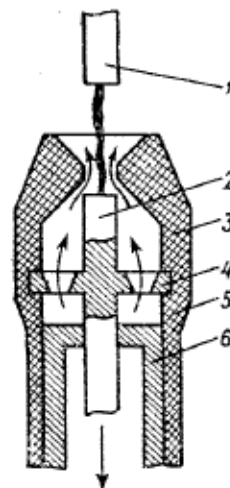


Рис. 5.2 - Дугогасильний пристрій з автопневматичним дуттям.

При відключенні між нерухомим контактом 1 і рухомим контактом 2 виникає дуга. Разом з контактом 2 рухаються сопло 3 з фторопласту (дугостійкий ізоляційний матеріал), перегородка 4 і циліндр 5. Поршень 6 нерухомий. Елегаз стискається, і його потік, проходячи через сопло 3, поздовжньо обдуває дугу і гасить її. Дугогасильний пристрій розташований в баку з елегазом при тиску 0,20-0,28 МПа. Невеликий тиск робить непотрібною установку для підігріву газу.

Дугогасильні камери такої конструкції має високу відключаю здатність: номінальний струм відключення при одному розриві на номінальній напрузі 220 кВ дорівнює 40 кА при високій початковій швидкості відновлення напруги (більше 3 кв / мкс). На основі уніфікованих конструкцій, дугогасильних конструкцій та дугогасильних камер цього типу створена модульна серія елегазових вимикачів на напруги до 750 кВ і потужності відключення до 50 ГВА.

Фірма Merlin Gerin розробила елегазовий вимикач Fluarc FB4 на напругу  $U_{ном} = (7,2-36)$  кВ, номінальний струм відключення  $I_{ном.відкл.} = 25$  кА, номінальний струм  $I_{ном} = (630-1250)$  А. Тиск всередині корпусу 1,5 МПа, час гасіння дуги 15 мс, повний час відключення 60-80 мс, термін служби - 20 років.

На рис. 5.3 представлений полюс автокомпресійного вимикача і положення механізму, відповідне різним етапам відключення.

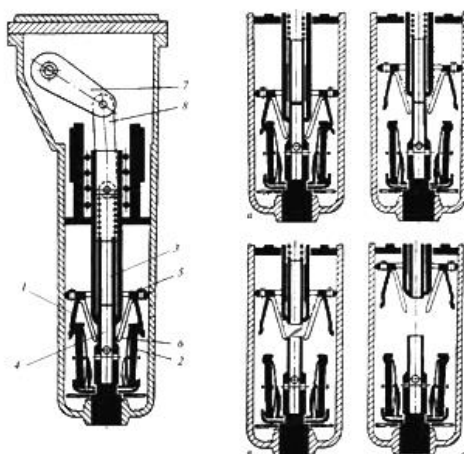


Рис. 5.3 - Елегазовий автокомпресійний вимикач

Положення а) відповідає нормальному включеному стану. Струм протікає по головним контактам 1, 2, дугогасильні контакти 3, 4 замкнуті. Зважаючи на те що вони виготовлені з дугостійкої металокераміки (CuW), струмоведучий контур володіє великим опором. Тому через дугогасні контакти, як правило, проходить струм не більше 15-20% Іном. Положення б) відповідає початку процесу відключення. Рухливий поршень 5 спільно з рухомим головним контактом 1 і соплом 6 переміщається під впливом приводних важелів 7, 8. Цим створюється надлишковий тиск в порожнині над поршнем у порівнянні з обсягом під поршнем. Струм з головних контактів 1, 2 перекидається в дугогасильний ланцюг контактів 3, 4. При подальшому переміщенні поршня (положення в) відбувається розмикання контактів 3, 4 з одночасним виникненням дугтя через внутрішні порожнини контактів 3, 4 - двостороннє симетричне дугтя. При цьому виділяється енергія дуги розігріває елегаз, що призводить до підвищення перепаду тиску і посилення інтенсивності закінчення газового струменя. Після гасіння дуги при подальшому переміщенні поршня (положення г) триває вентиляція міжконтактного проміжку, що забезпечує необхідну електричну міцність.

Інтенсифікації гасіння дуги сприяє ще дуже мала постійна часу дуги, що горить в елегазі. Вона становить приблизно 1/100 постійної часу дуги в повітрі.



## 6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

### 6.1 Техніко-економічне порівняння варіантів мережі

Метою техніко-економічних розрахунків є визначення порівняльної економічної ефективності варіантів спроектованої мережі та її окремих елементів. В даний час економічним критерієм, згідно якого знаходять найвигідніший варіант, є мінімум зведених затрат, тис. грн/рік [17]:

$$Z = E_H K + B + H,$$

де  $E_H=0,12$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень;

$K$  – капіталовкладення в основні засоби проектування та будівництва електроенергетичної системи, тис. грн.;

$B$  – річні експлуатаційні затрати, тис. грн.;

$H$  – витрати на відшкодування збитків від недовідпуску електроенергії споживачам та зниження якості електроенергії упродовж року, тис. грн.

Порівнюючи різні варіанти, однакові за надійністю і забезпеченням якості електроенергії, очікувані збитки можна не враховувати.

Розробляємо повні схеми електричних з'єднань спроектованої мережі.

Вибір схеми первинних з'єднань підстанцій є складною техніко-економічною задачею, яку вирішують з урахуванням великої кількості факторів. Схеми підстанцій вибираємо спрощеними.

Одноразові капітальні вкладення на побудову мережі складаються з витрат на побудову лінії  $K_{л}$  та на побудову понижуючих підстанцій  $K_{п/ст}$  [17]:

$$K = K_{л} + K_{п/ст}$$

Капітальні витрати на лінії  $K_{л}$  складаються з витрат на розшукувальні роботи і підготовку траси лінії, установку опор, проводів, ізоляторів, монтажні роботи. Капітальні витрати на лінії розраховують по збільшеним показникам вартості монтажу 1 км лінії.

На лініях (двоколових) приймаємо металеві опори, а одноколові виконуємо на залізобетонних опорах.

В роботі розглядається три можливі варіанти розвитку електричної мережі 110 кВ Підволочиського району.

Перший варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.1.

У цьому варіанті будується двоколова лінія Л-8 довжиною 15,6 км проводом АС-120/19 з ПС «Волочиськ» до ПС «Климківці».

Другий варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.2.

У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-8 довжиною 12,6 км проводом АС-120/19 з ПС «Підволочиськ» до ПС «Климківці» та одноколова лінія Л-9 довжиною 15,6 км проводом АС-120/19 з ПС «Волочиськ» до ПС «Климківці».

Третій варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.3.

У цьому варіанті будується двоколова лінія Л-8 довжиною 12,6 км проводом АС-120/19 з ПС «Підволочиськ» до ПС «Климківці».

Капітальні витрати на лінію [17]:

$$K_l = K_{л0}l,$$

де  $K_{л0}$  – питома капіталовкладення в лінію.

Питома капіталовкладення в лінію складає:

- Побудова двокової лінії на залізобетонних опорах вартує 251 тис. грн. на 1 км. лінії;
- Побудова однокової лінії на залізобетонних опорах вартує 187 тис. грн. на 1 км. лінії.

Визначаємо капітальні капіталовкладення на спорудження ЛЕП для кожного з варіантів:

$$K_{Л.В1} = K_{л0.В1} \cdot l_{В1} = 251 \cdot 15,6 = 3915,6 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В2} = K_{л0.В2} \cdot l_{В2} = 187 \cdot (12,6 + 15,6) = 5273,4 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В3} = K_{л0.В3} \cdot l_{В3} = 251 \cdot 12,6 = 3162,6 \text{ тис. грн.}$$

Капітальні витрати на підстанції складаються із витрат на силові трансформатори та монтаж електроприладів і постійних витрат на підстанції [17]:

$$K_{п/ст} = K_T + K_{пв}.$$

Витрати на силові трансформатори становлять:

$$K_T = 3700 \text{ тис. грн.}$$

Постійні витрати на підстанції становлять [17]:

- для підстанції 110/10 кВ (35/10 кВ) – 210 тис. грн.;
- для підстанції 110/35/10 кВ – 250 тис. грн.

Звідси, капітальні витрати на підстанції складають:

$$K_{п/ст} = K_T + K_{пв} = 3700 + 210 = 3910 \text{ тис. грн.}$$

Капіталовкладення на спорудження варіантів мережі становлять:

$$K_{B1} = K_{Л.В1} + K_{n/cm} = 3915,6 + 3910 = 7825,6 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{B2} = K_{Л.В2} + K_{n/cm} = 5273,4 + 3910 = 9183,4 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{B3} = K_{Л.В3} + K_{n/cm} = 3162,6 + 3910 = 7072,6 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні витрати  $B$  на експлуатацію мережі складаються із відрахувань від капітальних затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній  $B_L$  та підстанцій  $B_{п/ст}$ :

$$B = B_L + B_{n/cm},$$

де

$$B_L = \frac{a_L + o_L}{100} K_L;$$

$$B_{n/cm} = \frac{a_{n/cm} + o_{n/cm}}{100} K_{n/cm};$$

$a_L + o_L$  – відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній, %,

$$a_L + o_L = 2,4 + 0,4 = 2,8\%;$$

$a_{n/cm} + o_{n/cm}$  - відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування підстанції, %,

$$a_{n/cm} + o_{n/cm} = 6,4 + 3 = 9,4\%.$$

Відрахування від капітальних затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування підстанцій:

$$B_{n/cm} = \frac{a_{n/cm} + o_{n/cm}}{100} K_{n/cm} = \frac{9,4}{100} 3910 = 367,54 \text{ тис. грн.}$$

Відрахування від капітальних затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування лінії:

$$B_{Л1} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л1} = \frac{2,8}{100} 3915,6 = 109,6 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л2} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л2} = \frac{2,8}{100} 5273,4 = 147,7 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л3} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л3} = \frac{2,8}{100} 3162,6 = 88,6 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні витрати  $B$  на експлуатацію мережі:

$$B_1 = B_{Л1} + B_{n/cm} = 109,6 + 367,54 = 477,1 \text{ тис. грн.}$$

$$B_2 = B_{Л2} + B_{n/cm} = 147,7 + 367,54 = 515,2 \text{ тис. грн.}$$

$$B_3 = B_{Л3} + B_{n/cm} = 88,6 + 367,54 = 456,1 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо зведені витрати для кожного з варіантів:

$$Z_{B1} = E_H K_{B1} + B_{B1} = 0,12 \cdot 7825,6 + 477,1 = 1416,2 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_{B2} = E_H K_{B2} + B_{B2} = 0,12 \cdot 9183,4 + 515,2 = 1617,2 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_{B3} = E_H K_{B3} + B_{B3} = 0,12 \cdot 7072,6 + 456,1 = 1304,8 \text{ тис. грн.}$$

Варіант мережі з меншими розрахунковими витратами приймається до подальшого розгляду. Варіанти вважаються економічно рівноцінними, якщо різниця відповідних одночасних затрат та щорічних експлуатаційних витрат складає не більше ніж 5%, тобто знаходиться у межах точності виконаних розрахунків. У випадку економічно рівноцінних варіантів виконання мережі надається перевага варіанту з більш високою номінальною напругою мережі, більш простою схемою первинних з'єднань мережі.

Виходячи з техніко-економічного порівняння варіантів, кращим в економічному відношенні є третій варіант, оскільки для нього зведені витрати є найменшими.

Тобто вибрано підстанцію тупикового типу, яка живиться по двох радіальних лініях.

## 6.2 Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E = \Delta P'_{1,2} \cdot t_{\text{екл}}$$

1 варіант:

$$\Delta E = 155,968 \cdot 8760 = 1366280,837 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2 варіант:

$$\Delta E = 105,931 \cdot 8760 = 927959,064 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства 750 кВА і більше 1–го класу 35 кВ і вище [4]:

$$c = 2,24 \text{ грн.}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

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

1 варіант:

$$C_e = 1366280,837 \cdot 2,24 = 3060469,074 \text{ тис.грн}$$

2 варіант:

$$C_e = 927959,064 \cdot 2,24 = 2078628,303 \text{ тис.грн}$$

Капітальні затрати становлять:

1 варіант:

$$K_1 = 2 \cdot 1100 = 2200 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$K_2 = 2 \cdot 1850 = 3700 \text{ тис. грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де  $\phi$  - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор:

$$\phi = 0,1.$$

1 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 2200 = 220 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 3700 = 370 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні річні затрати:

$$C = C_e + C_a$$

1 варіант:

$$C_1 = 3060 + 220 = 3280 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант:

$$C_2 = 2078 + 370 = 2448 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \left| \frac{2200 - 3700}{2448 - 3280} \right| = 1,803 \text{ року.}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТДТН 10000/110. Також встановлення потужнішого трансформатора дасть змогу розширити навантаження в майбутньому.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТДТН-10000/110, а не масляного трансформатора ТМТН-630/110 буде становити:

$$E = C_2 - C_1 = |3280 - 2448| = 8318 \text{ тис. грн.}$$

## 7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 7.1 Технічна безпека

Металеві та інші провідні частини електроустановок, які нормально не знаходяться під напругою, можуть опинитися короткочасно або тривало під напругою, внаслідок порушення ізоляції. Дотик людини до таких частин може привести до ураження її електричним струмом. Небезпека ураження людини електричним струмом може бути зумовлена також стіканням електричного струму з будь-якої частини електроустановки в землю і протіканням електричного струму в землі при пошкодженні ізоляції.

Одним із заходів захисту від ураження людини електричним струмом є захисне заземлення, тобто спеціальне з'єднання частин електроустановки, які в нормальних умовах не знаходяться під напругою із заземлюючим пристроєм.

Заземлюючий пристрій - це сукупність заземлювача і заземлюючих провідників.

Заземлювач - це провідник (електрод) або сукупність з'єднаних між собою провідників (електродів), які стикаються із землею. Заземлювачами можуть бути не тільки спеціальні провідники, але і частини споруд і комунікацій виробничого або іншого призначення, які стикаються із землею. У "Правилах влаштування електроустановок" вказано, які частини споруд і комунікацій можна, а які не можна використовувати в ролі природних заземлювачів. З цією метою рекомендується використовувати водогінні труби, металеві та залізобетонні конструкції будівель і споруд, які стикаються із землею.

Заземлюючий провідник - це провідник, який з'єднує заземлювані частини із заземлювачем. Як заземлюючі провідники можуть бути використані як спеціально передбачені для цього провідники, так і металеві конструкції (будівельні і виробничого призначення), сталеві труби електроустановок,

алюмінієві оболонки кабелів та інші вказані в “Правилах влаштування електроустановок” провідники.

Суть захисного заземлення, як заходу захисту від ураження електричним струмом, полягає в наступному:

- з частини електроустановки, яка виявилася під напругою внаслідок порушення ізоляції, стікає в землю й іде по землі електричний струм. Значення напруг на цій частині електроустановки, відносно точок землі поза зоною розтікання, будуть залежати від значень струму замикання на землю і опору протікання струму (при наявності заземлюючого пристрою - від опору заземлення). Розподіл напруги у зоні розтікання залежать, крім того, від питомого опору землі, а також від кількості і розташування елементів заземлювача (вплив факторів тут не розглядається).

- при замиканні на землю, небезпеку може являти напруга дотику  $U_d$ , різниця потенціалів між двома точками в системі заземлення, при одночасному торканні до них людини ( найчастіше між рукою і ногою).

- небезпеку в зоні розтікання струму може являти і крокова напруга  $U_{кр.}$ , різниця потенціалів між двома точками в системі заземлення, де можуть опинитися ноги людини (довжина кроку в середньому дорівнює 0.8 м).

- значення напруги дотику і крокової напруги, при інших незмінних умовах, будуть прямо пропорційними значенню струму замикання на землю.

- зменшення опору заземлення, шляхом раціонального розміщення або збільшення кількості елементів заземлюючого пристрою, приводить до зниження напруг дотику і крокової. Найбільші допустимі значення напруги дотику і крокової залежить від ряду умов: тривалість дії електричного струму, його частоти, опору шляху струму через тіло людини, опору в місці дотику та деяких інших.



## 7.2 Заходи з протипожежної безпеки при експлуатації електрообладнання

Пожежі виникають при порушенні протипожежних умов зберігання та користування горючими речовинами, а також, при неправильній експлуатації електротехнічних установок та пристроїв; при коротких замиканнях в електричних мережах, тощо.

Характерні причини виникнення пожежі:

- порушення правил зберігання горючих речовин;
- порушення правил експлуатації електрообладнання в несправному стані;
- застосування несправних освітлювальних приладів;
- відсутність блискавковідводів;
- застосування несправної електропроводки і пристроїв, що створюють іскріння;
- порушення правил проведення зварювальних і вогневих робіт в місцях зберігання горючих речовин та матеріалів;
- тощо.

Заходи з пожежної безпеки:

- правильний вибір електрообладнання і пускорегулювальної апаратури;
- правильна організація електрогазозварювальних робіт;
- захист виробничих комунікацій від розповсюдження вогню;
- комплектація електроустановок засобами пожежогасіння:
  - а) ручні вогнегасники (ВВ-2; ВВ-5; ВВ8) – для гасіння пожежі в електроустановках;
  - б) пожежна сигналізація і система автоматичного пожежогасіння кабельних тунелів, силових трансформаторів, тощо;

Організація пожежної безпеки підприємства покладається на керівників підрозділів, які зобов'язані:

- організувати вивчення та виконання типових правил всіма працівниками;

- організувати на об'єктах пожежотехнічну комісію і добровільну пожежну дружину;
- організувати проведення протипожежного інструктажу та занять з пожежотехнічного мінімуму;
- періодично перевіряти стан пожежної безпеки, наявність та справність технічних засобів;
- розробити інструкції про заходи з пожежної безпеки та затвердити у головного інженера.

Відомість спеціального інвентарю з протипожежної безпеки

Таблиця 7.1 – Відомість спеціального інвентарю з протипожежної безпеки

Засоби пожежогасіння	Кількість, шт.
1. Вуглекислотні вогнегасники (ВВ-2; ВВ-5; ВВ-8)	2
2. Ящик з піском 1 м <sup>3</sup>	1
3. Войлок, кошма або азбест 2×2 м	1
4. Лопата для піску	2

Для розміщення первинних засобів пожежогасіння в приміщеннях і на території підприємства, повинні бути встановлені спеціальні щити з набором окрім перерахованих засобів:

- ломів – 2 шт.;
- багрів – 3 шт.;
- сокири – 2 шт.

Пожежні щити повинні встановлюватись на видимих і легкодоступних місцях по можливості ближче до виходів з приміщень.

### **7.3 Заходи безпеки при експлуатації електроустановок, електрообладнання, на дільниці**

Безпечне обслуговування електроустановок великою мірою залежить від виробничих умов. Як і до приміщень до електрообладнання ставляться різні вимоги залежно до ступеня доступності його, характеру догляду і кваліфікації обслуговуючого персоналу. У зв'язку з цим приміщення поділяють на чотири групи:

1) замкнені електротехнічні приміщення, в яких лише протягом короткого часу знаходиться кваліфікований робочий персонал, а в інший час вони замкнені, одночасно туди входить обмежена кількість людей, але не менше двох;

2) електротехнічні приміщення, в яких постійно перебуває кваліфікований персонал, а іншим доступ заборонений;

3) виробничі приміщення, в яких, крім кваліфікованого робочого персоналу, знаходяться й інші особи, пов'язані з виробництвом;

4) побутові та адміністративні приміщення, де доступ до електроустановок можливий для всіх.

Охорону праці і техніку безпеки при роботі на електроустановках та іншому обладнанні забезпечує комплекс заходів щодо захисту від ураження електричним струмом, а саме:

- а) організаційно запобіжні заходи;
- б) інженерно-технічні;
- в) захисні і застосування безпечних контрольних приладів.

Організаційно-запобіжні заходи такі: навчання осіб, що обслуговують електроустановки, перевірка їх знань, контроль виконання правил безпеки, огляд електротехнічних установок, планово-запобіжний ремонт, правильне оформлення ремонту й монтажу електроустановок напругою понад 1000 В, сигналізація та інші.

Інженерно-технічні заходи зводяться до захисту від дотику, захисту у разі переходу струму на неструмоведучі частини, захисту від надмірних струмів.

Захист від дотику передбачає надійну ізоляцію і недоступність струмоведучих частин електроустаткування, що перебувають під струмом, застосування струму безпечної напруги. Особливо уважно перевіряється придатність у виробничих приміщеннях обраних типів проводів, способів їх прокладки, освітлювальної арматури, рубильників, електродвигунів та іншого електрообладнання.

Якщо опір ізоляції в мережі знижується до 50% від нормального, то замінюється проводка і арматура відповідно від вимог безпеки при роботі на електроустановках. Опір ізоляції перевіряється спеціальними приладами – мегометрами або омметрами. Крім ізоляції, недоступність струмоведучих частин можна забезпечити захисними огорожами, кожухами.

До інженерно-технічних засобів належить захист в разі переходу напруги на неструмоведучі частини шляхом обладнання захисного заземлення чи занулення або захисного вимикання.

Захисне заземлення забезпечує скидання електричного заряду з предмету на землю, потенціал якої дорівнює нулю. Опір заземлювачів визначається за розрахунковими формулами або безпосередньо вимірюванням на місці їх закладення. Захисне заземлення застосовують тільки в мережах, що не мають безпосереднього заземлення нейтралі, щоб знизити до безпечної величини напругу, яка може виникнути при пошкодженні ізоляції на певному устаткуванні (напруга дотична) або поблизу нього (напруга крокова).

Захисне вимкнення є найдосконалішим способом захисту від появи небезпечної напруги на конструктивних частинах електроустаткування. Воно здійснюється з допомогою автоматичних вимикачів чи контакторів, що мають спеціальне реле.

Індивідуальні засоби захисту: основні та додаткові. До основних належать такі засоби, ізоляція яких може надійно витримати робочу напругу установки і при користуванні якими дозволяється безпосереднє доторкання до

струмоведучих частин (діелектричні рукавички і рукавиці, монтерський інструмент з ізолюючими ручками, вимірювальні і оперативні штанги, кліщі для постановки запобіжників, покажчики високої напруги). Додаткові засоби посилюють дію основних і створюють безпеку при дотичній та кроковій напрузі (діелектричні калоші і боти, гумові підстилки, ізолюючі підставки).

Виконання всіх вказаних вимог безпеки при роботі на електроустановках забезпечать нормальні та безпечні умови праці для працівників.

#### **7.4 Пожежна безпека**

Приміщення для проведення технічного огляду трамваїв відноситься до категорії Д - негорючі речовини у холодному стані з пожежонебезпечними зонами класу П-Ia - де є тверді горючі речовини чи матеріали.

Будівля, де розташоване дане приміщення, характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступенем вогнестійкості відносяться будівлі з штучними та захисними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриття допускається застосування дерев'яних інструкцій, захищених штукатуркою або важкогорючими листовими, а також нитковими матеріалами. До елементів покриття висуваються вимога по межах вогнестійкості та межах розповсюдження полум'я; при цьому елементи укриття з деревини піддаються вогнезахисній обробці.

Межі вогнестійкості занесені у таблицю 7.2

У чисельнику вказуються межі вогнестійкості будівельних конструкцій; у знаменнику - межі розповсюдження полум'я по них.

Таблиця 7.2 - Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій і максимальні межі розповсюдження полум'я по них.

Ступінь вогнестійкості будівлі	Стіни				Колони	Сходові площадки, балки, косоури, марші сходових	Плити, настили (з утеплювачем), несучі	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі (перегородки)				Плити, настили, прогони	Балки, ферми, арки, рами
III	1/0	0,5/0	0,2/40	0,2/40	0,25/0	1/0	0,25/0	0,25/25	0,25/0

В таблиці 7.3 приведені протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості

Таблиця 7.3 - Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості

Номер п/п	Протипожежна перешкода	Типи протипожежних перешкод або їх елементів	Мінімальні межі вогнестійкості протипожежних перешкод або їх
1	Протипожежні стіни	1	2.5
		2	0.75
2	Протипожежні перегородки	1	0.75
		2	0.25
3	Протипожежні перекриття	1	2.5
		2	1
4	Протипожежні вікна і двері	1	1.2
		2	0.6

Таблиця 7.4 - Допустима кількість поверхів і площа поверху в межах пожежного відсіку будівлі.

Категорія будівлі (пожежних відсіків)	Допустима кількість поверхів	Ступінь вогнестійкості будівлі	Площа поверху в межах пожежного відсіку, м <sup>2</sup> , будівель		
			Одно-поверхових	багатоповерхових	
				2 поверхи	3 поверхи і більше
Д	1	III	не обмежується		
			5200	-	-

Мінімальні відстані між будівлями і спорудами відповідно до III ступеня вогнестійкості становлять 12 м.

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасником; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки вуглекислотним вогнегасником або піском; зупинити обладнання.

Будівля, де розташоване приміщення для технічного огляду, обладнане системою протипожежної сигналізації і спеціальним водогоном. Його площа становить 572 м<sup>2</sup>, необхідно встановити біля входу 1 пожежний щит (стенд). До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщені на ньому, включенні: вогнегасники ВП-5 - 3 шт., ящик з піском місткість 3,0 м - 1 шт. з совковою лопатою, покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті розміром 2 м х 2 м - 1 шт., гаки - 3 шт., лопати - 2 шт., ломи - 2 шт., сокири - 2 шт.

Конструкція ящика повинна забезпечувати зручність діставання піску та виключати попадання опадів.

Для гасіння невеликих пожеж на маршруті, викликаній всіма видами горючих речовин, що знаходяться під струмом використовується вогнегасник, який встановлено за сидінням водія на лівій частині перегородки.

## 8 ЕКОЛОГІЯ

### 8.1 Вплив енергетичних об'єктів на довкілля

Під традиційною енергетикою ми розуміємо енергогенеруючі потужності, які є тепер і залишаться, як мінімум на найближчі 20–50 років, підвалиною існування та розвитку цивілізації. Зупинімося на тій частині проблеми, яка пов'язана з енергогенерувальними установками: електростанціями (ТЕС, ГЕС, й АЕС), опалювальними та опалювально-виробничими котельними – головними джерелами енергопостачання.

Названі типи енергоустановок по-різному впливають на довкілля.

Узагальнюючи наведені в них впливи енергетичних об'єктів на біосферу, можна виділити кілька груп найважливіших взаємодій.

Ось найголовніші з них:

- Водоспоживання і водовикористання, що зумовлює зміни в природному матеріальному балансі водного середовища (перенесення солей, живильних речовин тощо.)
- Осідання на поверхні води твердих викидів з атмосфери, викликаних продуктами згорання органічного палива; це змінює властивості води, її забарвлення та ін.
- Випадання на поверхню продуктів викидів в атмосферу, зокрема кислот і кислотних залишків; металів і їхніх сполук, канцерогенних речовин у вигляді твердих частинок і рідких розчинів.
- Викидання безпосередньо на поверхню суші й води продуктів спалювання твердого палива (зола, шлаки), а також продуктів продувань, очищення поверхонь нагріву (сажа, зола тощо.).
- Викидання на поверхню води й суші рідкого і твердого палива під час транспортування, переробки, перевантаження.
- Викидання твердих і рідких радіоактивних відходів, що характеризуються умовами їхнього розповсюдження в гідро- й літосфері.



- Викидання теплоти, наслідком чого можуть бути: постійне локальне підвищення температури у водоймищі; тимчасове підвищення температури; змінення умов льодоставу, зимового гідрологічного режиму; паводків; зміна в розподілах опадів, випаровувань, туманів.

- Створення водосховищ у долинах річок або з використанням природного рельєфу поверхні, а також створення штучних ставків-охолоджувачів, що спричинює: зміну якісного й кількісного складу річкових стоків, змінення гідрології водного басейну; збільшення тиску на дно, проникнення вологи в розломи кори та зміну сейсмічності; змінення умов рибальства, розвиток планктону і водної рослинності; зміну мікроклімату, відпочинку, спортивних занять, бальнеологічних та інших чинників водного середовища.

- Зміна ландшафту внаслідок спорудження різнорідних енергетичних об'єктів, споживання ресурсів літосфери, зокрема: вирубка лісів; вилучення із сільськогосподарського обороту орних земель, луків; взаємодія берегів з водосховищами.

- Вплив викидів, виносів і зміненого характеру взаємодії водних басейнів та суші на структуру і властивості континентальних шельфів.

Домішкові забруднення можуть сумарно впливати на природний кругообіг і матеріальні баланси тих або тих речовин між гідро-, літо- й атмосферою. Спільною для всіх джерел енергії, як традиційної, так і нетрадиційної, є проблема теплових викидів.

Усі названі взаємодії пов'язані між собою, і кожна з них не може розглядатися ізольовано. Крім того, механізм взаємодії в будь-якій з груп заснований на різнорідних фізичних і фізико-хімічних процесах та явищах.

Різноманітність таких чинників, їхній взаємозв'язок як з повітряним середовищем, так і з поверхнею й надрами планети зумовлює потребу в багатобічному аналізі, зі взяттям до уваги даних географії, метеорології, кліматології та інших наукових дисциплін. А це потребує узагальненого

системного підходу до проблеми впливу енергетики на екологію, заснованого на ретельному аналізі всіх складових цього процесу.

## 8.2 Енергопостачання та екологічна ситуація в Україні

В Україні склалися досить напружені екологічні обставини. З одного боку, вони пов'язані із загальним багаторічним нагромадженням великої кількості забруднюючих речовин, та надто небезпечних твердих відходів промислового виробництва. З другого боку, незважаючи на існуючу останніми роками тенденцію до скорочення загального техногенного навантаження на довкілля, сумарно в атмосферу, гідросферу і літосферу нині викидають не менше 60 млн т твердих речовин. Практично на всій території України в атмосфері фіксуються десятикратні й більші перевищення ГПК окремих речовин. Техногенне навантаження на території України в 6—7 разів вище, ніж пересічно в розвинених країнах Європи.

За оцінками Міжнародного інституту менеджменту довкілля (Швейцарія), якщо до 1989 року розміри щорічних утрат України від погіршення залюдненого середовища становили 15-20 % валового національного доходу, то під кінець ХХ ст., у зв'язку зі зниженням ВНД, перевищили 35 % і стали найбільшими у світі. Тільки на мінімізацію наслідків аварії на Чорнобильській АЕС Україна щорічно витрачає близько 1 млрд дол США.

Навіть без урахування наслідків Чорнобильської катастрофи питоме забруднення на одиницю території України є найбільшим в Європі. Зони “екологічного лиха” охоплюють понад 15 % усієї території України: це Чорнобильська зона, Донбас, Придніпров'я, Придністров'я, Північний Крим, узбережжя Чорного й Азовського морів.

На території України можна вирізнити три екологічні зони (Донецько-Придніпровську, Південну і Південно-Західну), що істотно розмежовуються за своїм антропогенним навантаженням на повітряний басейн. Максимальна кількість викидів на одиницю площі (~35 т/км<sup>2</sup> на рік) характерна для

Донецько-Придніпровської (у Донецькій області – 110 т/км<sup>2</sup> на рік). Південна та Південно-Західна зони – відповідно, 7,1 і 7,8 т/км<sup>2</sup> на рік. Кількість викидів в атмосферу для Києва й Севастополя становлять, відповідно 139,9 і 11,3 т/км<sup>2</sup> на рік.

До початку XXI ст. стаціонарні джерела і транспортні засоби України викидали в атмосферу приблизно 6 млн т шкідливих забруднюючих речовин, з яких приблизно 75 % (4,5 млн т) потрапило в повітряний басейн саме від стаціонарних джерел забруднення. Найбільший вплив на атмосферне повітря у великих містах мали промисловість і комунально-побутове господарство. У 17 містах країни викиди шкідливих речовин збільшилися.

Із загальної маси викидів в атмосферне повітря, яка дорівнює майже 20 млн т речовин на рік, на частку підприємств енергетики України припадає до 53 %.

Брак необхідного устаткування та ефективних технологій очищення негативно впливає на розв'язання проблем уловлювання й утилізації шкідливих речовин. Так, 1997 року на очисні споруди від стаціонарних джерел надійшло 16,1 млн т шкідливих речовин, з яких уловлено 15,3 млн т. Якщо 1990 року було утилізовано більше як половину всіх шкідливих речовин, то 1997 року – лише 23 % (3,5 млн т).

У структурі вловлених інгредієнтів основну частину складають тверді речовини (94 % або 14,3 млн т). Лише 20 % від загальної кількості утворених газоподібних речовин, було вловлене очисними спорудами, тимчасом як твердих – 95 %.

Підприємствам бракувало відповідного устаткування, а це спричинило те, що частина викидів потрапляла безпосередньо в атмосферу. Якщо в цілому по Україні без очищення було викинуто 3,8 млн т (19 % від загальної кількості), то в окремих регіонах цей показник є істотно вищим: Херсонська область – 76 %, Закарпатська – 65 %, Волинська – 55 %, Одеська – 51 %, Тернопільська – 43 %, Житомирська – 41 %, Полтавська – 33 %.

Надмірні викиди промислових підприємств і транспортних засобів завдали шкоди атмосфері великих індустріальних міст. Високий рівень забруднення в містах переважно зумовлений підвищеним умістом у повітрі специфічних шкідливих речовин (бенз(а)пірену, формальдегіду, фенолу, аміаку) пилу і двоокису азоту.

Основними джерелами забруднення повітря є підприємства енергетичної, вугільної та металургійної галузей. Незважаючи на те, що кількість підприємств цих галузей становила лише 7,3 % від загального числа джерел забруднення атмосфери, від них у природне середовище надійшло 83 % (3,8 млн т) усіх шкідливих речовин. Якщо в середньому по Україні одне підприємство викидало 291 т шкідливих речовин, то в металургії – 7 334 т, а в енергетиці – 6 997 т.

Таким чином, на сьогодні в Україні найвагомим стаціонарним джерелом забруднення атмосферного повітря є енергетика. Це стосується як власне енергетики, що використовує до 40 % усього органічного палива, так і підприємств малої енергетики.

Згідно з розрахунками, збиток, заподіюваний шкідливими викидами в атмосферу, що надходять від дрібних теплових установок, на одиницю спалюваного палива є в 5 разів вищим, аніж від ТЕЦ і КЕС. Це пов'язано зі специфікою розміщення дрібних котелень, промислових і опалювальних печей у зонах з високою концентрацією населення та відсутністю технічних засобів, що забезпечують ефективне спалення шкідливих викидів. Вони становлять від 25 до 50 % усіх викидів. Як наслідок, рівень загазованості цілого ряду великих промислових центрів залишається високим (від 25 до 50 %), тим паче, що в умовах дефіциту ПЕР практично неможливо домогтися для теплопостачання пріоритетного виділення природного газу й заміщення рядового вугілля сортовими видами палива.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

В роботі проведено підвищення ефективності функціонування ЕМ 110/35/10 кВ Підволочиського району ВАТ “Тернопільобленерго” для підвищення її надійності.

Отримано результати:

3. Проведена характеристика мережі 110 кВ Підволочиського району ВАТ «Тернопільобленерго».

4. Проведено розрахунок навантажень ПС «Климківці», яке складає 10 МВт, що дало змогу проводити подальший розвиток ЕМ 110 кВ.

5. Запропоновані варіанти розвитку ЕМ 110 кВ Підволочиського району ВАТ «Тернопільобленерго» та обґрунтовано вибір ПС тупікового типу, що дало зменшити витрати на побудову ЛЕП.

6. Обґрунтовано встановлення двохтрансформаторної ПС потужністю 20 МВА та побудови ЛЕП, використовуючи провід АС–120/19 на основі розрахунків навантажень.

7. Запропоновано схему для аналізу усталених режимів роботи ЕМ 110кВ Підволочиського району ВАТ «Тернопільобленерго», що дозволить передбачити перевантаження ЛЕП та трансформаторів.

8. Проведено вибір схеми електричних з'єднань: РП–110кВ - “*Два блока лінія – трансформатор з вимикачем в колі ліній і неавтоматичною перемичкою з боку ліній*” та РП–35 кВ і РП–10 кВ - “*Одна одинока, секціонована вимикачем система шин*”.

9. Проведені розрахунки і вибір обладнання для РП 110 кВ, 35 кВ та 10 кВ.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Сегеда М.С. Электричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видівництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
2. <http://www.pkfenergo.ru/catalog/10506-transformator?page=2>
3. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. М.: "Высшая школа" 1990. – 366 с. Издание четвертое, переработанное и дополненное.
4. <https://www.toe.com.ua/index.php/component/content/article?id=2>
5. Решетник В.Я. Электричні системи і мережі: Навч. посіб. – Тернопіль: Видавництво ТНТУ, 2010. - 191 с.
6. ГКД 341.004.001-94 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. Институт "Укрэнергомержпроект". Министерство энергетики и электрификации Украины. Київ. 1994 р.
7. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. 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.
8. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. 3-е изд., перераб. и доп. Учебник для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
9. Правила улаштування електроустановок. / Міненерговугілля України,. - К., 2017.
10. «Выключатели колонковые элегазовые АВВ» - Справочник покупателя. Издание 2, 2004-03.
11. «АВВ Измерительные трансформаторы» - Справочник покупателя. Издание 4.1, 2006-02.

12. Номенклатурний каталог продукції ВАТ «Запорізький трансформаторний завод». - 40 с.

13. Учеб. пособие для вузов / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. — Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985 —312 с, ил.; пер.

14. Номенклатурний каталог «Ізолятори полімерні опорні для електричних апаратів, електрообладнання та розподільчих пристроїв зовнішнього виконання на напругу 10-35 кВ».

15. Каталог продукції ВАТ «Рівненський завод високовольтної апаратури». 2018 – 12 с.

16. Каталог продукції фірми «VARTA».

17. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». /Укл.: А.П. Свіридов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с.

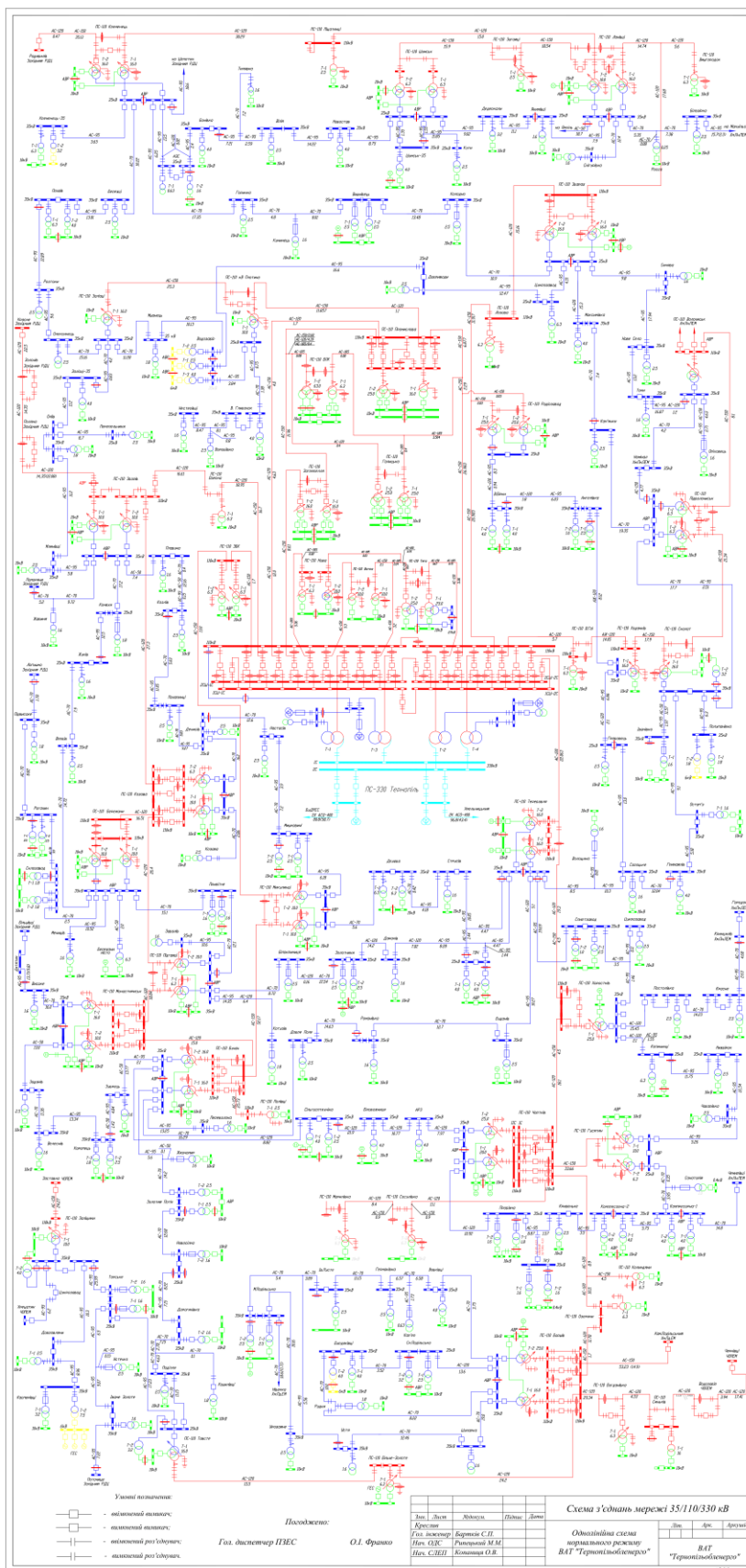
18. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. 1979. — М.: Энергия, — 408 с, ил. — 3-е изд., перераб. и доп. Учебник для вузов.

# ДОДАТКИ



# Додаток А

## Однолінійна схема нормального режиму ВАТ "Тернопільобленерго"



Додаток Б

Карта електричних мереж (750-35 кВ) Тернопільської області



## Додаток В

Карта населених пунктів Підволочиського району



## Додаток Д

**Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМТН-6300 і ТДТН-10000**

Потужність трансформаторів вибирається з урахуванням повної потужності силових споживачів

$$S_p := 11800 \text{ кВА}$$

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

Перший варіант:

ТМТН – 6300

Потужність трансформаторів:

Перший варіант:

$$S_{tr1} := 6300 \text{ кВА}$$

Другий варіант:

ТДТН – 10000

Другий варіант:

$$S_{tr2} := 10000 \text{ кВА}$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження в нормальному і аварійному режимах:

Перший варіант:

$$K_{zav.tr1.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr1}} = 0.937$$

Перевантаження одного трансформатора можна проводити на 40%:

$$K_{zav.tr1.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr1}} = 1.338$$

Другий варіант:

$$K_{zav.tr2.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr2}} = 0.59$$

$$K_{zav.tr2.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr2}} = 0.843$$

Значення втрат холостого ходу, втрат короткого замикання, струму холостого ходу, напруги короткого замикання виберемо з табл. 7.[1]. Вартість трансформаторів виберемо із [2]:

Перший варіант:

$$\Delta P_{xx.tr1} := 14 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr1} := 58 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr1} := 1.2 \%$$

$$U_{kz.tr1} := 10.5 \% \quad C_{tr1} := 1100000 \text{ грн}$$

Другий варіант:

$$\Delta P_{xx.tr2} := 17 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr2} := 76 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr2} := 1.1 \%$$

$$U_{kz.tr2} := 10.5 \% \quad C_{tr2} := 1850000 \text{ грн}$$

Час включення:

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

Коефіцієнт зміни втрат вибираємо з [3] ст. 86:

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

Визначаємо приведені втрати електроенергії:

Перший варіант:

$$\Delta Q_{xx.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{I_{xx.tr1}}{100} = 75.6 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{U_{kz.tr1}}{100} = 661.5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1} := \Delta P_{xx.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1} = 15.512 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1} := \Delta P_{kz.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1} = 71.23 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 77.984 \text{ кВт}$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

$$\Delta P_{1.2.sh.tr1} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr1} = 155.968 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr1} \cdot t_{vk1} = 1366280.837 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість одного кіловата електроенергії для підприємства (для промислових і прирівняних до них споживачі з приєднаною потужністю 750 кВА і більше 1-го класу 35 кВ і вище [4]:

$$m := 2.24 \text{ грн}$$

Вартість втрат електроенергії за рік:

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 3060469.074 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$\Delta Q_{xx.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{I_{xx.tr2}}{100} = 110 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{U_{kz.tr2}}{100} = 1050 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr2} := \Delta P_{xx.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr2} = 19.2 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr2} := \Delta P_{kz.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr2} = 97 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 52.966 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{1.2.sh.tr2} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr2} = 105.931 \text{ кВт}$$

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr2} \cdot t_{vk1} = 927959.064 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 2078628.303 \text{ грн}$$

Капітальні затрати становлять:

По першому варіанті:

$$K_{z.tr1} := 2 \cdot C_{tr1} = 2200000 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$K_{z.tr2} := 2 \cdot C_{tr2} = 3700000 \text{ грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де  $\phi$  - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор

$$\phi := 0.1$$

По першому варіанті:

$$C_{a1} := \phi \cdot K_{z.tr1} = 220000 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_{a2} := \phi \cdot K_{z.tr2} = 370000 \text{ грн}$$

Сумарні річні затрати:

По першому варіанті:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 3280469.074 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 2448628.303 \text{ грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ok} := \left| \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} \right| = 1.803 \text{ роки}$$

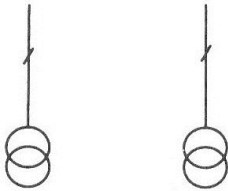
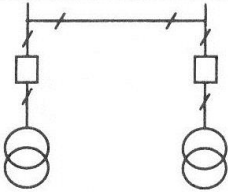
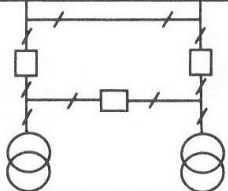
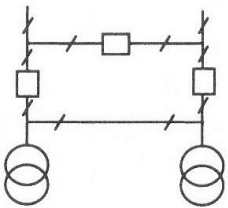
Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТДТН – 10000, оскільки має менші сумарні затрати.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТДТН-10000, а не масляного трансформатора ТМТН-6300 буде становити:

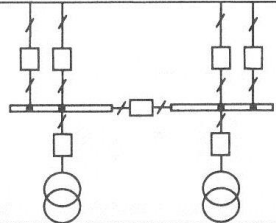
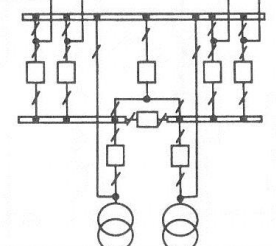
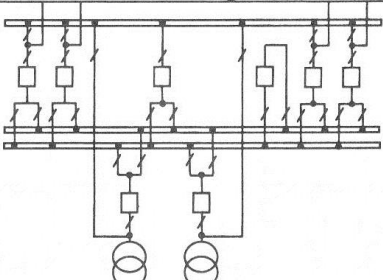
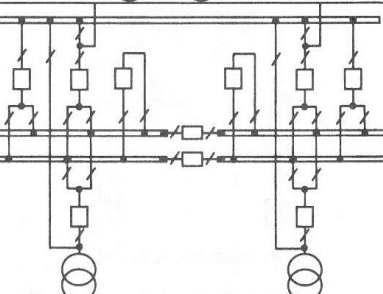
$$E := C_1 - C_2 = 831840.77 \text{ грн}$$

## Додаток Е

## Перелік і сфера застосування схем 10 – 750 кВ

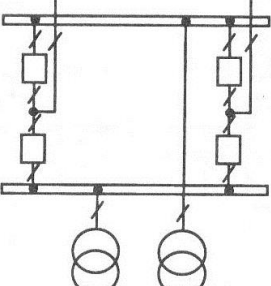
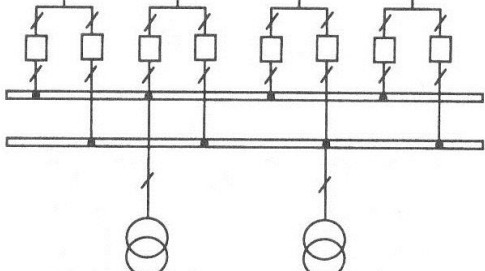
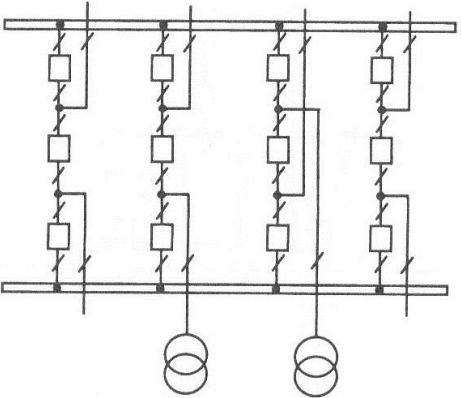
Шифр схеми	Назва схеми	Умовне зображення схеми	Сфера застосування схеми			Додаткові умови
			Напруга, кВ	Сторона	К-сть ліній	
1	2	3	4	5	6	7
110 – 1 150 – 1 220 – 1 330 – 1	Два блоки лінія – трансформатор з роз'єднувачами		110– 330	ВН	2	1. Тупикові ПС, розташовані в районах із забрудненою атмосферою, що живляться лініями без відгалуження. 2. Охоплення трансформатора лінійним захистом з боку живильного кінця чи пересилання телевідмікального імпульсу
35 – 2 110 – 2 150 – 2 220 – 2	Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній		35 – 220	ВН	2	Тупикові та відгалужувані ПС
110 – 3 150 – 3 220 – 3	Місток з вимикачами в колах ліній і ремонтним сполучником з боку ліній		110 – 220	ВН	2	1. Прохідні ПС за необхідності секціонування ліній. 2. Для ПС, потужність трансформаторів яких до 63 МВ·А включно
35 – 4 110 – 4 150 – 4 220 – 4	Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтним сполучником з боку трансформаторів		35 – 220	ВН	2	1. Прохідні ПС, якщо необхідне секціонування ліній і збереження транзитивності під час ушкодження трансформатора. 2. Для ПС, потужність трансформаторів яких до 63 МВ·А включно

## Продовження додатку Е

1	2	3	4	5	6	7
35 – 5	Одна секціонова вимикачем система шин		35	ВН СН НН	3 і більше	<ol style="list-style-type: none"> <li>Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ і СН і НН на ПС 110 – 220 кВ.</li> <li>Допускається на першому етапі розвитку схеми вмикання двох ліній, по одній на кожен секцію.</li> </ol>
110 – 6 150 – 6 220 – 6	Одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин		110 – 220	ВН	3 – 6	<ol style="list-style-type: none"> <li>Для вузлових ПС 110–220 кВ.</li> <li>Якщо кількість резервованих ліній не більша від одної на будь-якій секції.</li> </ol>
110 – 7 150 – 7 220 – 7	Дві робочі та обхідна системи шин		110 – 220	СН	до 12	<ol style="list-style-type: none"> <li>Для ПС з АТ до 2×200 (2×400) МВ·А.</li> <li>Для ПС з АТ до (4×250) МВ·А допускається застосування двох окремих РП (на кожен пару АТ).</li> </ol>
110 – 8 150 – 8 220 – 8	Дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шиносполучними вимикачами		110 – 220	СН	більше 12	<ol style="list-style-type: none"> <li>За необхідності зниження струмів короткого замикання.</li> <li>Для ПС з АТ 4×200 (4×250) МВ·А.</li> </ol>



## Продовження додатку Е

1	2	3	4	5	6	7
330 – 9 500 – 9 750 – 9	Чотирикутник		330 – 750	ВН	2	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Прокідні ПС за необхідності секціонування транзитної лінії.</li> <li>2. Якщо потужність трансформаторів 125 МВ·А для 220 кВ і будь-якої потужності для 330 кВ і вище</li> </ol>
330 – 10 500 – 10 750 – 10	Трансформатори – шини з приєднанням ліній через два вимикачі		330 – 750	ВН СН	до 4	Для вузлових ПС мережі 330 – 750 кВ
330 – 11	Півтора вимикача на приєднання		330	СН	Нормується загальною кількістю приєднань	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Якщо кількість приєднань 8 і більше.</li> <li>2. Парні лінії і трансформатори повинні підмикатися з боку різних систем шин і в різні кола</li> </ol>