

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

Центр перепідготовки та післядипломної освіти
(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
35/10 кВ Гусятинського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”

Виконав: студент II курсу, групи ЕЕд-2

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Копил С.В.

(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 Центр перепідготовки та післядипломної освіти

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.

« 24 » червня 2019 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Копилу Сергію Васильовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Підвищення ефективності функціонування електричних мереж
35/10 кВ Гусятинського 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 « 19 » червня 2019 року № 4/7-545

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 **24 червня 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)Копил С.В. _____
(прізвище та ініціали)Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)Сисак І.М. _____
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Копил С.В. Підвищення ефективності функціонування електричних мереж 35/10 кВ Гусятинського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕд-2. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор. – 97; рис. – 16; табл. – 18; креслень - 7; джерел - 19; додатків - 10.

В дипломній роботі подана характеристика мережі ВАТ “Тернопільобленерго”, проведено розрахунок навантажень підстанції. Розроблено 4 варіанти розвитку електричної мережі 35 кВ, вибрано два трансформатори типу ТМ-2500 кВА, вибрано марку проводу АС-70/11. 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 35/10 кВ.

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

ANNOTATION

Kopyl S. Functioning efficiency increasing of 35/10 kV electric networks in Husiatyn District Electrical Networks OJSC “Ternopiloblenergo”. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Center for preparation and postal education. Department of Electrical Engineering, group EEd-2. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Pages – 97; Illustrations – 16; Tables – 18; Blueprints – 7; Sources – 19; Additions – 10.

In diploma paper submitted characteristics of network of JSC “Ternopiloblenergo”, carried out calculation of loads substation. Developed four variants of the electricity of network 35 kV, two types of transformers TM-2500 kVA are selected, and the brand of wires AC-70/11 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 35/10 kV.

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

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА.....	11
1.1 Вимоги ПУЕ до надійності електропостачання електроспоживачів..	11
1.2 Надійність електропостачання та засоби для підвищення її рівня....	13
1.3 Оцінка збитків від перерв в електропостачанні.....	16
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	18
2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго».....	18
2.2 Розрахунок навантажень ПС «Самолусківці».....	23
2.3 Висновки до розділу 2.....	24
3. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	25
3.1 Розробка варіантів розвитку електричної мережі 35 кВ Гусятинського району.....	25
3.2 Вибір трансформаторів підстанції 35/10 кВ «Самолусківці».....	29
3.3 Вибір проводів ПЛ 35 кВ.....	33
3.4 Аналіз усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ.....	34
3.4.1 Визначення параметрів елементів та формування СЗ ЕМ 110 кВ.....	34
3.5 Висновки до розділу 3.....	38
4. ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА.....	39
4.1 Вибір схеми електричних з'єднань ПС 35/10 кВ.....	39
4.2 Розрахунок струмів КЗ.....	43
4.2.1 Розрахунок ударного струму КЗ.....	43
4.2.2 Розрахунок складових струму КЗ.....	44
4.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ.....	45
4.3 Вибір вимикачів та роз'єднувачів.....	45
4.3.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на 35 кВ.....	46

	6
4.3.2 Вибір вимикачів на 10 кВ.....	47
4.3.3 Вибір роз'єднувачів на 10 кВ.....	47
4.4 Вибір вимірювальної апаратури.....	48
4.4.1 Вибір ТН.....	49
4.4.1.1 Вибір ТН на 35 кВ.....	49
4.4.1.2 Вибір ТН на 10 кВ.....	51
4.4.2 Вибір ТС.....	52
4.4.2.1 Вибір ТС на 35 кВ.....	52
4.4.2.2 Вибір ТС на 10 кВ.....	54
4.5 Вибір обмежувачів перенапруг.....	56
4.5.1 Вибір ОПН на 35 кВ.....	56
4.5.2 Вибір ОПН на 10 кВ.....	57
4.6 Вибір шин ПС.....	59
4.6.1 Вибір гнучких шин 35 кВ.....	59
4.6.2 Вибір жорстких шин 10 кВ.....	60
4.7 Вибір ізоляторів.....	61
4.8 Вибір ТВП.....	61
4.9 Вибір акумуляторних батарей.....	63
4.10 Вибір запобіжників.....	64
4.11 Висновки до розділу 4.....	68
5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	69
5.1 Захист підстанцій від прямих ударів блискавки.....	69
5.2 Розробка та конструктивне виконання пристроїв грозозахисту.....	70
5.3 Принцип захисту електрообладнання ПС від імпульсів грозових перенапруг.....	72
6 ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ.....	74
6.1 Техніко-економічне порівняння варіантів мережі.....	74
6.2 Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора...	78

	7
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	81
7.1 Основні заходи щодо попередження та усунення причин виробничого травматизму.....	81
7.2 Технічні рішення з безпечної експлуатації.....	82
7.3 Загальні вимоги до електроустановок та їх обслуговування.....	84
7.4 Оцінка технологічного процесу щодо умов електробезпеки, безпеки на обладнанні, що проектується.....	85
7.5 Методи захисту великих розгалужених електротехнічних систем та електронної апаратури від дії ЕМІ під час НС воєнного часу.....	87
8 ЕКОЛОГІЯ.....	90
8.1 Проблеми енергозбереження в Україні.....	90
8.2 Екологічні проблеми при передачі енергії ЛЕП та шляхи їх вирішення.....	92
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ.....	95
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	96
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 Гусятинського району.....	4
Додаток Д. Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-2500 і ТМ-1600.....	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 35/10 кВ Гусятинського РЕМ ВАТ “Тернопільобленерго”.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв’язати наступні завдання:

- провести аналіз заходів по підвищенню ефективності функціонування електричних мереж;
- провести аналіз електричної мережі 110 кВ та розрахунок навантажень підстанції;
- запропонувати різні варіанти розвитку електричної мережі;
- обґрунтувати вибір числа та потужності силових трансформаторів підстанції;
- провести вибір головної схеми електричних з’єднань та основного та додаткового обладнання підстанції;
- запропонувати ефективні заходи підвищення ефективності функціонування електричних мереж Гусятинського РЕМ.

Об’єкт дослідження – мережі 35/10 кВ.

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

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

Практичне значення отриманих результатів – Встановлення двохрансформаторної підстанції 35/10 кВ потужністю 5 МВА дозволить оптимізувати систему розподілу електричної енергії Гусятинського 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 (19 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 107 сторінок, 18 таблиць, 16 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Вимоги ПУЕ до надійності електропостачання електроспоживачів

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

I категорія – електроспоживачі, перерва в електропостачанні яких може привести до: небезпеки для життя людей, значних збитків народному господарству, пошкодженню дорогого основного обладнання, масового браку продукції, розладнанню складного технологічного процесу, порушенню 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.

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. Введення резервування знижує ймовірність простою в сотні раз.

1.2 Надійність електропостачання та засоби для підвищення її рівня

У зв'язку із серйозними кількісними і якісними змінами споживачів електроенергії значно зросла актуальність завдання забезпечення надійного електропостачання. Це пов'язане з появою підприємств промислового типу.

Відповідно до ПУЕ [9] всі електроприймачі поділяють на три категорії відносно забезпечення надійності електропостачання.

Для підвищення надійності електропостачання можуть бути використані різні способи. Це пов'язане, з одного боку, з одержанням економічного ефекту, у першу чергу за рахунок зменшення збитку від перерв в електропостачанні, з іншого боку - з додатковими витратами на самі засоби. Тому підвищення надійності електропостачання найбільше доцільно до певного оптимального рівня, при яких досягається максимальний сумарний економічний ефект із обліком обох складових.

Різні засоби й заходи щодо підвищення надійності електропостачання можна розділити на дві групи - організаційно-технічні й технічні.

До організаційно-технічних заходів відносять наступні:

1. Підвищення вимог до експлуатаційного персоналу, у тому числі трудовій і виробничій дисципліні, а також підвищення кваліфікації персоналу.

Раціональна організація поточних капітальних ремонтів і профілактичних випробувань, у тому числі вдосконалення планування ремонтів і профілактичних робіт, механізація ремонтних робіт.

2. Раціональна організація пошуку й ліквідації пошкоджень, у тому числі вдосконалення пошуку пошкоджень, зокрема з використанням спеціальної апаратури; застосування необхідного автотранспорту; диспетчеризація, телемеханізація, радіозв'язок і ін.; механізація робіт по відбудові ліній.

3. Забезпечення аварійних запасів матеріалів і устаткування. Слід прагнути до оптимального обсягу цих запасів, тому що їхній надлишок пов'язаний із втратою капіталовкладень, а недостатня кількість може призвести до збільшення строку відновлювальних робіт.

До технічних засобів і заходів щодо підвищення надійності електропостачання відносять наступні:

1. Підвищення надійності окремих елементів мереж, у тому числі опор, проводів, ізоляторів, різного лінійного й підстанційного устаткування.

2. Скорочення радіуса дії електричних мереж. Повітряні електричні лінії - найбільш пошкоджувальні елементи системи електропостачання. Число пошкоджень зростає приблизно пропорційно збільшенню довжини ліній.

Застосування підземних кабельних мереж. Значні переваги перед повітряними лініями мають підземні кабелі. Вони коротші повітряних, тому що їх не потрібно прокладати по узбіччях полів, а можна вести по найкоротшій відстані. При цьому повністю усуваються перешкоди виробництву. Основна ж перевага кабельних ліній - їх висока надійність в експлуатації. Повністю виключаються ушкодження ліній від ожеледі й сильних вітрів, суттєво знижуються аварії від атмосферних перенапруг. Число аварійних відключень знижується в 8...10 раз. Однак тривалість ліквідації аварій на кабельних лініях при тимчасовому рівні експлуатації приблизно в 3 рази більше, тому що складніше знайти місце ушкодження й доводиться проводити роботи по відкриванню котлованів та траншей. За допомогою спеціальних приладів можна прискорити відшукування поривів.

Особливо суттєво, що капіталовкладення на кабельні лінії при прокладці кабелеукладачами виявляються практично однаковими в порівнянні з капіталовкладеннями на повітряні лінії.

Завдяки цим перевагам кабельні лінії досить перспективні для розвитку електричних мереж і в майбутньому по мірі росту випуску кабелю електропромисловістю все більше число ліній будуть кабельними.

3. Мережне й місцеве резервування. Електричні мережі працюють в основному в розімкнутому режимі, тобто вони забезпечують однобічне живлення споживачів. При такому режимі можна знизити значення струмів короткого замикання, застосувати більш дешеву апаратуру, зокрема вимикачі, роз'єднувачі й ін., знизити втрати потужності в мережах, полегшити підтримку

необхідних рівнів напруги на підстанціях і т.п. При цих умовах надійність електропостачання споживачів значно нижче, чим при замкненому режимі, тобто при двосторонньому живленні споживачів. У якості резервного джерела може бути використана друга лінія електропередачі від іншої підстанції (або від іншої секції шин двохтрансформаторної підстанції). Таке резервування називають мережним. Однак особливо в районах з підвищеними ожеледно-вітровими навантаженнями можливе ушкодження обох ліній і припинення подачі енергії. Більш незалежним джерелом служить резервна електростанція (місцеве резервування). У системі електропостачання для живлення найбільш відповідальних споживачів у період аварії основної лінії найчастіше в якості резервної використовують дизельні електростанції невеликої потужності, застосування яких намічається значно розширити.

4. Автоматизація електричних мереж, у тому числі вдосконалення релейного захисту, використання автоматичного повторного включення (АПВ), автоматичного включення резерву (АВР), автоматичного секціонування, обладнань автоматизації пошуку ушкоджень, автоматичного контролю ненормальних і аварійних режимів, телемеханіки.

Широке впровадження більшості розглянутих раніше технічних засобів пов'язане з більшими капітальними вкладеннями, враховуючи, що довжина електричних мереж досягла 2,2 млн км. При автоматизації мереж як засобу підвищення надійності електропостачання потрібні відносно малі витрати при широких можливостях використання в експлуатованих мережах без їхньої серйозної реконструкції.

Слід зазначити, що максимальний ефект від підвищення надійності електропостачання може бути отриманий при комплексному використанні різних заходів і засобів. Їхні оптимальні комбінації визначаються конкретними умовами. Розробляють цілу комплексну програму підвищення надійності електропостачання споживачів, яка буде містити в собі рекомендації з оптимальних комплексів засобів для різних умов.

1.3 Оцінка збитків від перерв в електропостачанні

Збитки від перерв в електропостачанні складаються з втрат по таких причинах:

1. Недовипуск продукції агрегатом, цехом, підприємством, підвищені витрати підприємства на компенсацію недовипущеної продукції в подальшому за рахунок понадурочних робіт, інтенсифікацію технологічного процесу з підвищеними витратами матеріалів, сировини, енергії та ін;

2. Брак продукції (частково або повністю) за час відключення підприємства;

3. Пошкодження обладнання (частково або повністю);

4. Порушення технологічного процесу, яке може тривати певний час і після відновлення живлення (продуктивність підприємства відновлюється поступово);

5. Оплата простою робітників за час перерви в електропостачанні;

6. Оплата пенсій особам, що стали непрацездатними при нещасних випадках по причині перерви в електропостачанні, і листків тимчасової непрацездатності.

Перераховані види збитків можуть бути неоднчасно. В кожному окремому випадку економічні збитки обраховуються в залежності від виду втрат.

Тривалість перерви в електропостачанні споживача складається з часу, необхідного для усунення причини перерви в електропостачанні і часу, необхідного для відновлення електропостачання конкретної технологічної установки.

Перерва в електропостачанні приводить до збитків споживача тільки в тому випадку, якщо час перерви перевищує або рівне деякому граничному часі t_{np} , різному для різних споживачів, що визначає мінімальну тривалість перерви в електропостачанні, яка не відображається на роботі даного споживача, тобто:

Час t_{np} визначає вимоги до показників надійності системи електропостачання. Для споживачів 1-ї категорії з умов безпеки, складності відновлення технологічного процесу або дуже великих економічних збитків не допускається перерва в електропостачанні більше часу t_{np} . Для таких підприємств повинна виконуватися умова, щоби очікуваний час перерви в електропостачанні був менший граничного, тобто $t_{0n} \leq t_{np}$, і виконуватиметься ця умова при використанні резервування живлення.

Допустима перерва в живленні споживачів, що не відновиться до 1-ї категорії, може бути визначена в результаті техніко-економічного порівняння різних варіантів електропостачання.

В умовах проектування час t_{np} визначається за даними технологічної частини проекту підприємства з врахуванням інформації про експлуатацію аналогічних підприємств. На діючих підприємствах t_{np} визначається на основі аналізу статистичних даних про перерви в електропостачанні.

Час практичного простою споживача t_n складається з часу перерви в електропостачанні t_{ec} і часу, необхідного для наладки і доведення технологічного процесу до номінального режиму t_{mex} .

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Характеристика електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго»

Заданий фрагмент електричної мережі 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго» (рис. 2.1), що живить міста Гусятин, ПС Санаторій, ПС Компресорну-1 (КС-1), ПС Компресорну-2 (КС-2), Чабарівка, Нижбірок, Копичинці, Хоростків, ПС Цукровий завод (Цукрозавод), ПС Спиртзавод, Посто́лівка, Красне. Живлення здійснюється від ПС 110 кВ Гусятин та ПС ПС 110 кВ Хоростків.

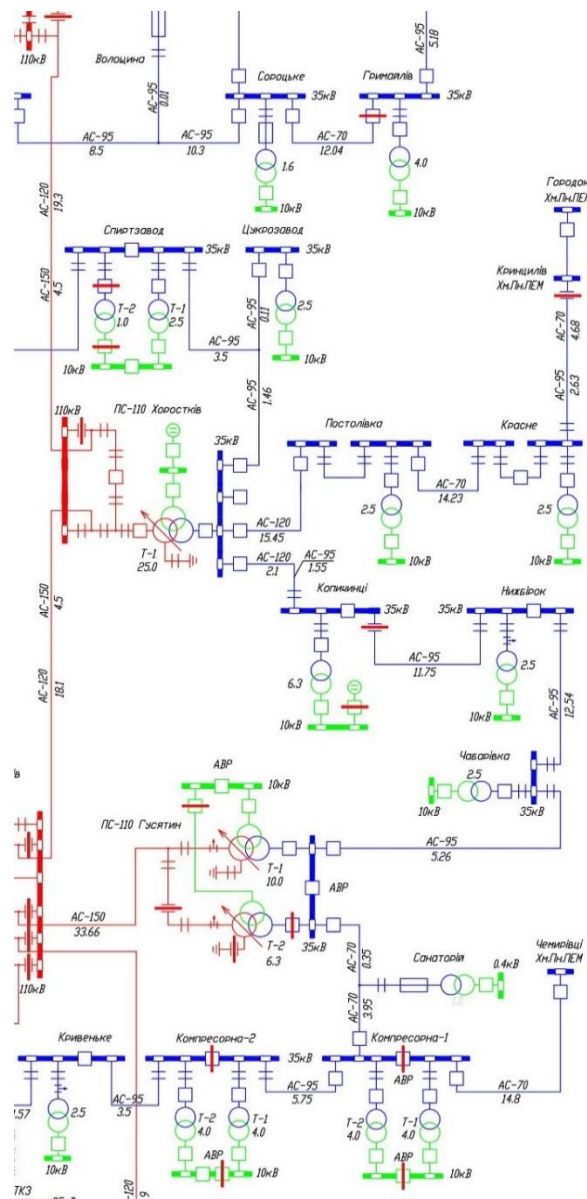


Рис. 2.1 – Фрагмент ЕМ 110 кВ ВАТ «Тернопільобленерго»
(Гусятинський район електромереж)

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 Гусятинського РЕМ представлено на рис. 2.2.



Рис. 2.2 – Фрагмент карти електричних мереж (750–35 кВ) Тернопільської області (Гусятинський РЕМ)

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

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

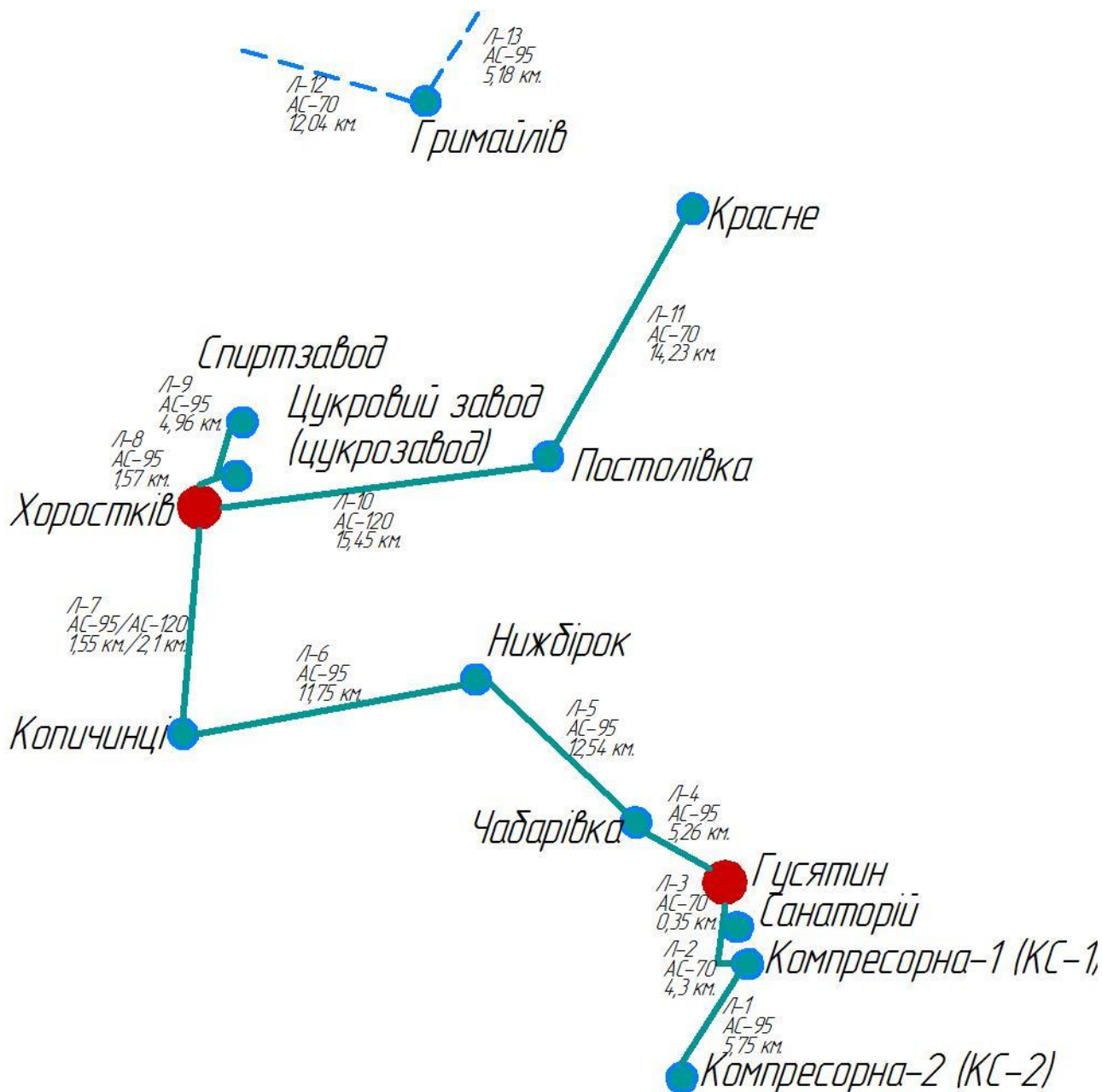


Рис. 2.3 – Географічне розташування підстанцій заданої ЕМ (Гусятинський РЕМ)

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

Таблиця 2.1 – Трансформатори, встановлені на ПС ЕМ 110 кВ Гусятинського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

Підстанція	Тип трансформаторів	S _{ном} , МВА	U, кВ		
			ВН	СН	НН
Гусятин	10000/110	10	115	35,5	11
	6300/110	6,3	115	35,5	11
Чабарівка	2500/35	2,5	35,5	-	11
Нижбірок	2500/35	2,5	35,5	-	11
Копичинці	6300/35	6,3	35,5	-	11
Хоростків	25000/110	25	115	35,5	11
Цукровий завод (Цукрозавод)	2500/35	2,5	35,5	-	11
Спиртзавод	2500/35	2,5	35,5	-	11
	1000/35	1	35,5	-	11
Постолівка	2500/35	2,5	35,5	-	11
Красне	2500/35	2,5	35,5	-	11
Санаторій	1000/35	1	35,5	-	0,4
Компресорна-1 (КС-1)	4000/35	4	35,5	-	11
	4000/35	4	35,5	-	11
Компресорна-2 (КС-2)	4000/35	4	35,5	-	11
	4000/35	4	35,5	-	11
Гримайлів	4000/35	4	35,5	-	11

Таблиця 2.2 - Перелік ліній електропередач (ЛЕП) заданої мережі 110 кВ Гусятинського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».

Вузол початку	Вузол кінця	Марка проводу	Довжина, км
Гусятин	Чабарівка	АС-95	5,26
Чабарівка	Нижбірок	АС-95	12,54
Нижбірок	Копичинці	АС-95	11,75
Копичинці	Хоростків	АС-95/АС-120	1,55/2,1
Хоростків	Цукровий завод (Цукрозавод)	АС-95	1,57=1,46+0,11
Хоростків	Спиртзавод	АС-95	4,96=1,46+3,5
Хоростків	Постолівка	АС-120	15,45
Постолівка	Красне	АС-70	14,23
Гусятин	Санаторій	АС-70	0,35
Гусятин	Компресорна-1 (КС-1)	АС-70	4,3=3,95+0,35
Компресорна-1 (КС-1)	Компресорна-2 (КС-2)	АС-95	5,75
Сороцьке	Гримайлів	АС-70	12,04
Гримайлів	Остап'є	АС-95	5,18

Карта населених пунктів Гусятинського району представлена в Додатку В.

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

Згідно вихідних даних навантаження ПС становить $P_{ПС} = 2,5 \text{ МВт}$. Коефіцієнт навантаження на 10 кВ ПС – $\cos\varphi = 0,85$. Коефіцієнт мінімального навантаження $k_{min} = 0,55$, час використання навантаження під час максимуму $T_{max} = 5780 \text{ год}$.

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

Таблиця 2.3 - Склад споживачів по категорійності по надійності ЕП

Категорійність споживачів електричної енергії			
II – га категорія		III – тя категорія	
30%	0,75 МВт	70%	1,75 МВт

2.2 Розрахунок навантажень ПС «Самолусківці»

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

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

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

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

$$Q_{\max} = 2.5 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 1,55 \text{ МВАр}$$

Розрахунок навантаження шин низької напруги ПС для режиму її найменшого навантаження виконуємо за наступними виразами:

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

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

де k_{\min} – коефіцієнт мінімуму навантаження.

$$P_{\min} = 2.5 \cdot 0,55 = 1,375 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\min} = 1,375 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 0,852 \text{ МВАр};$$

Навантаження на низькій напрузі ПС «Самолусківці» представлено у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 - Навантаження на ПС «Самолусківці»

Σ навантаження	$U_{ном}$	<i>Max</i>		<i>Min</i>	
		P_{max}, MBm	$Q_{max}, MBAr$	P_{min}, MBm	$Q_{min}, MBAr$
2.5	10	2.5	1,55	1,375	0,852

2.3 Висновки до розділу 2

1. Проведена характеристика мережі 110 кВ Гусятинського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».
2. Проведено розрахунок навантажень ПС «Самолусківці», яке складає 2.5 MBm, що дало змогу проводити подальший розвиток ЕМ 35 кВ.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Розробка варіантів розвитку електричної мережі 35 кВ Гусятинського району

Згідно заданих вхідних даних складаємо чотири можливі варіанти розвитку електричної мережі 35 кВ Гусятинського РЕМ ВАТ «Тернопільобдэнерго».

Перший варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.1. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-14 довжиною 9,8 км проводом АС-70/11 з ПС «Постолівка» до ПС «Самолусківці» та одноколова лінія Л-15 довжиною 14,3 км проводом АС-70/11 з ПС «Гусятин» до ПС «Самолусківці» (згідно Додатку А).

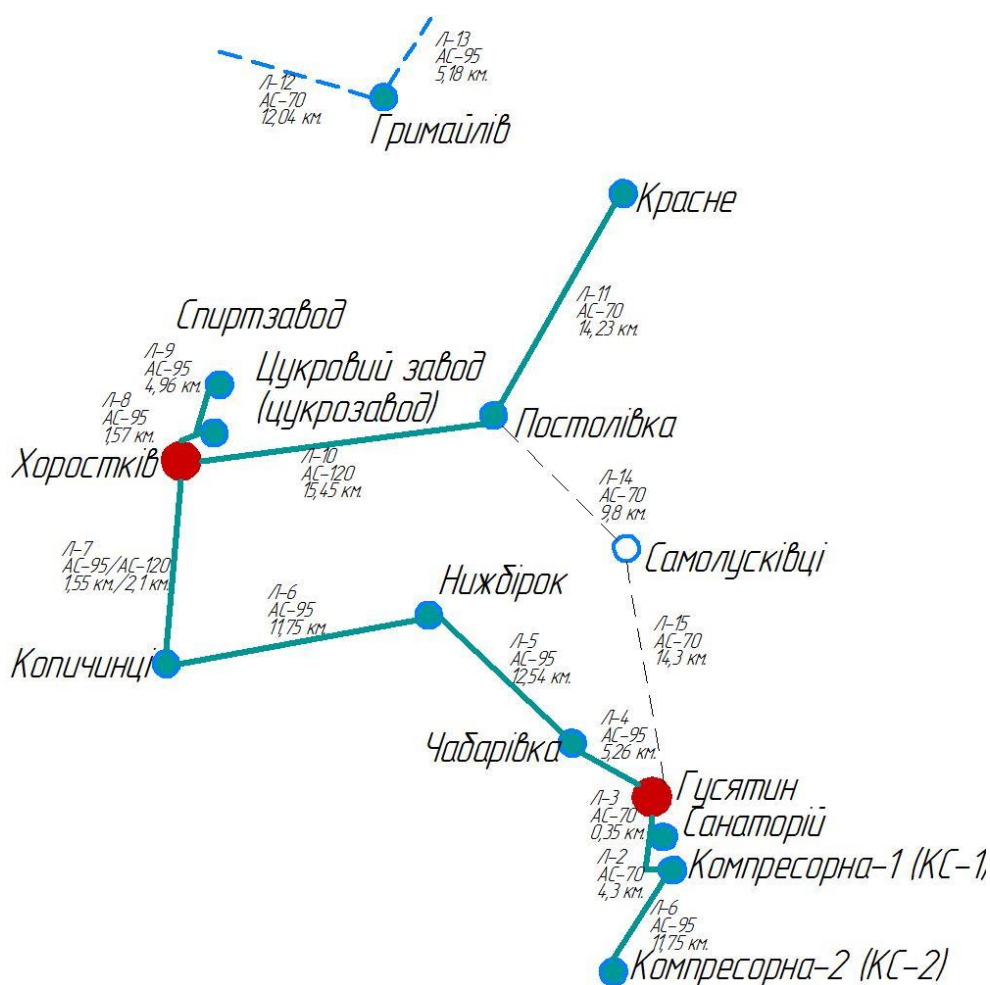


Рис. 3.1 – Перший варіант розвитку електричної мережі Гусятинського району

Другий варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.2. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-15 довжиною 14,3 км проводом АС-70/11 від ПС «Самолусківці» та одноколова лінія Л-14 довжиною 10 км проводом АС-70/11 від ПС «Самолусківці» до ПС «Нижбірок» (згідно Додатку А).

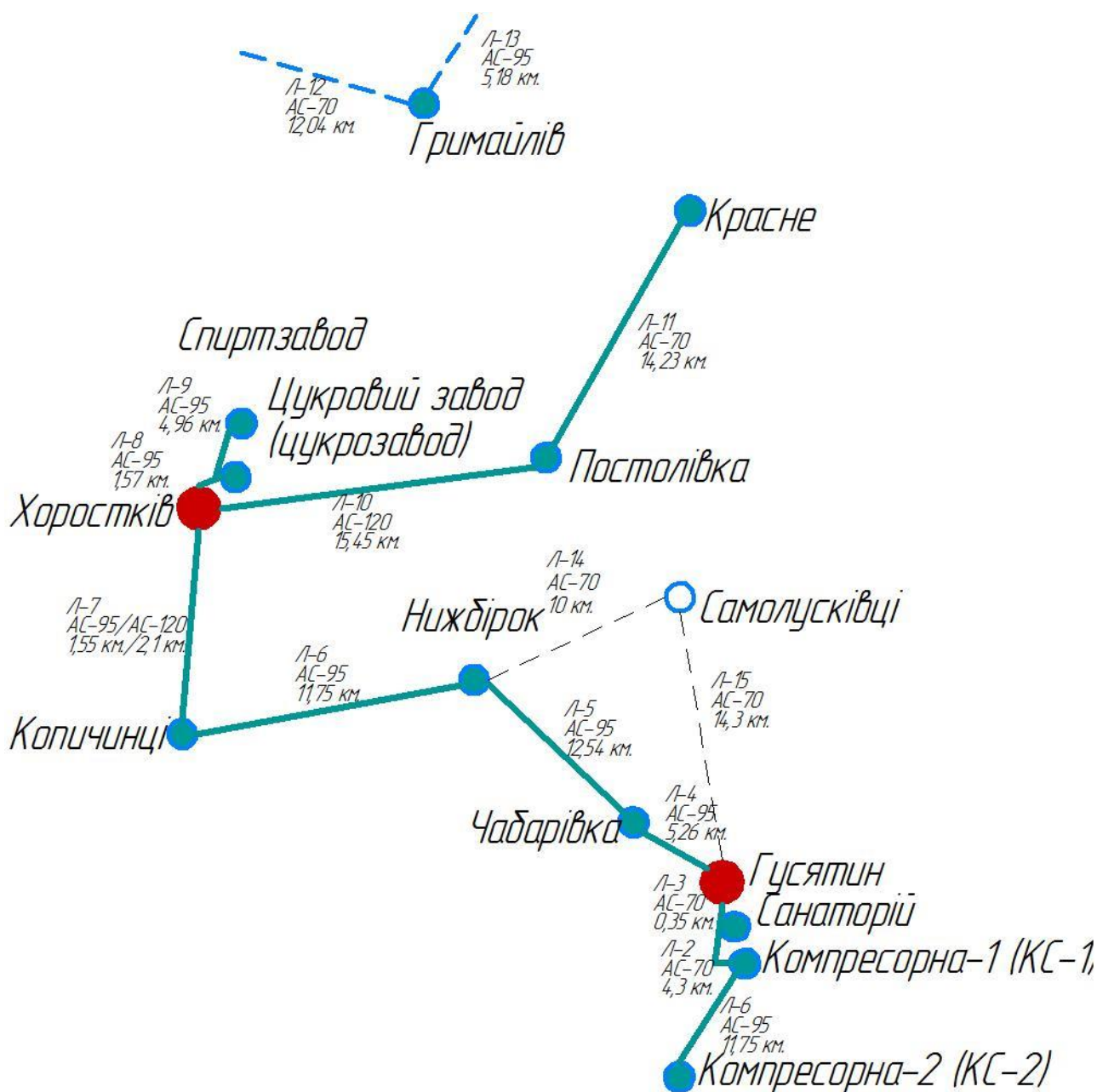


Рис. 3.2 – Другий варіант розвитку електричної мережі

Гусятинського району

Третій варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.3. У цьому варіанті будується двоколова лінія Л-14 довжиною 14,3 км проводом АС-70/11 з ПС «Гусятин» до ПС «Самолусківці» (згідно Додатку А).

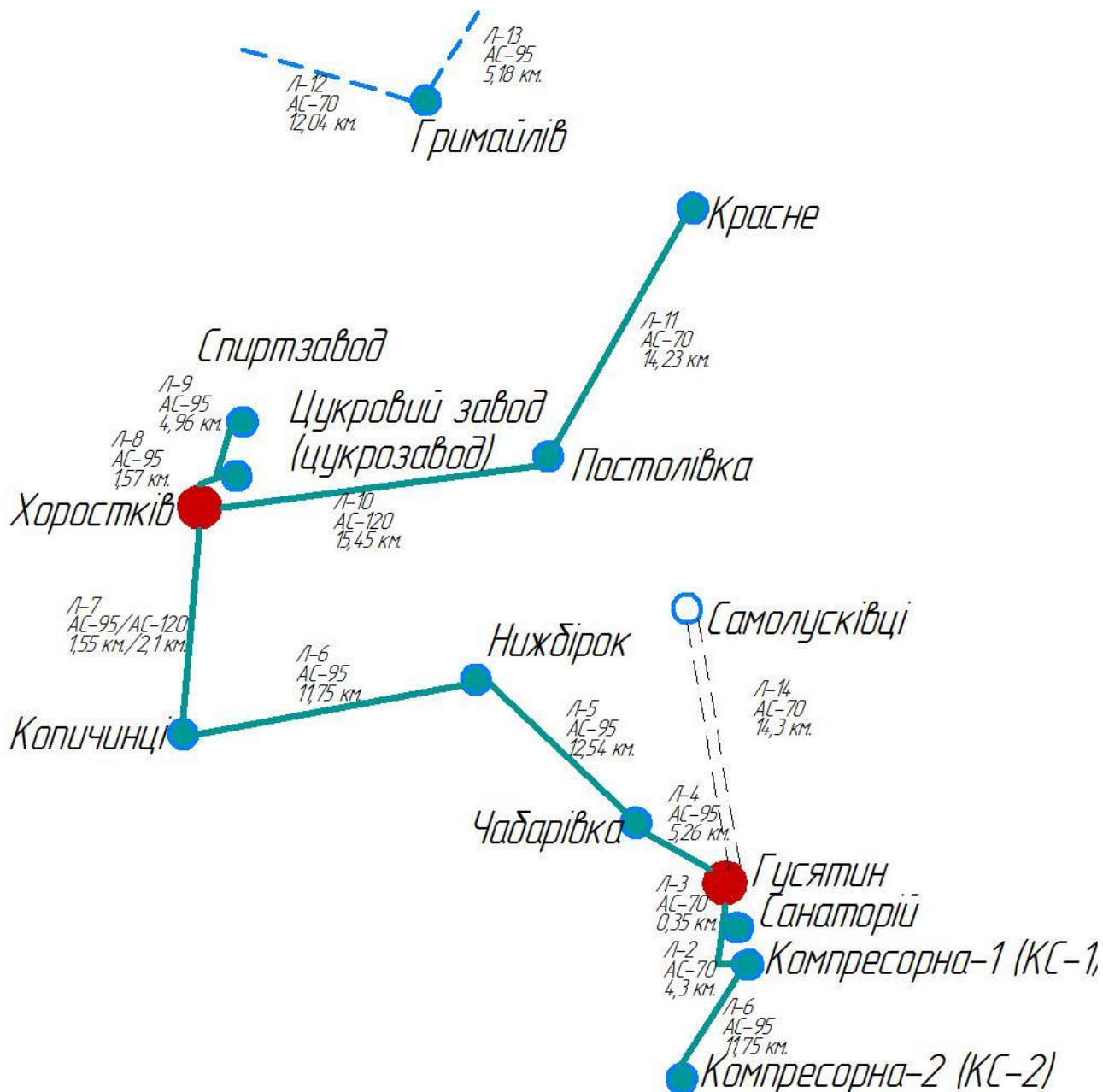


Рис. 3.3 – Третій варіант розвитку електричної мережі

Гусятинського району

Четвертий варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.4. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-15 довжиною 14,3 км проводом АС-70/11 від ПС «Самолусківці» та одноколова лінія Л-14 довжиною 8 км проводом АС-70/11 від ПС «Самолусківці» до ПС «Чабарівка» (згідно Додатку А).

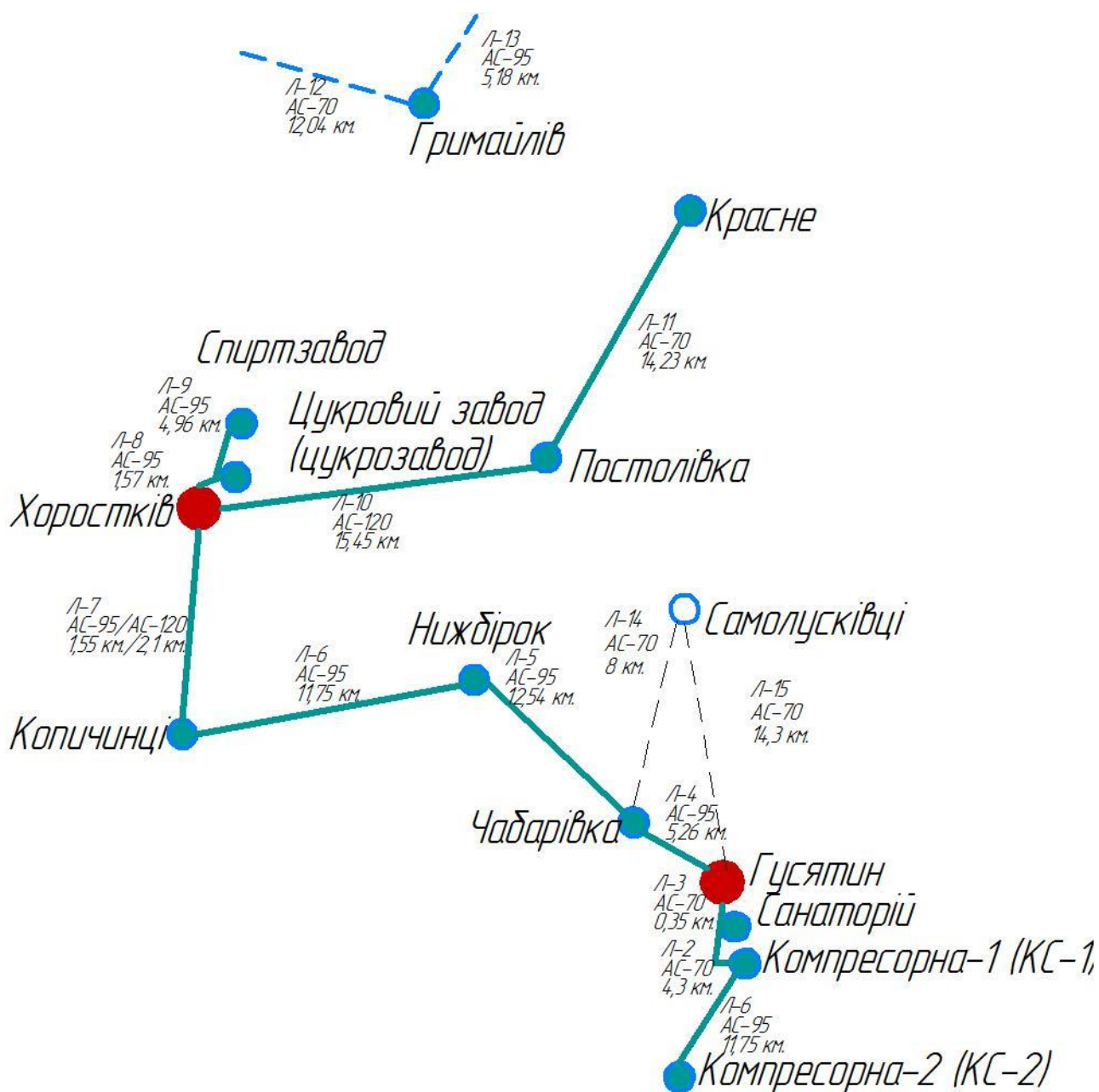


Рис. 3.4 – Четвертий варіант розвитку електричної мережі

Гусятинський район

3.2 Вибір трансформаторів підстанції 35/10 кВ «Самолусківці»

ПС «Самолусківці» буде будуватися двотрансформаторною.

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

$$S_{ном} \geq \frac{S_{ПС}}{1,4} = \frac{\sqrt{P_{ПС}^2 + Q_{ПС}^2}}{1,4} = \frac{\sqrt{2,5^2 + 1,55^2}}{1,4} = 2,1 \text{ МВА}.$$

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 трансформатор в елементах всієї системи електропостачання;

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

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

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

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

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

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

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

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

потужність споживається трансформатором при його номінальному навантаженні;

I_{xx} - струм XX трансформатора, %;

U_{kz} - напруга короткого замикання, %.

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

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

1 варіант

ТМ-2500/35

$$S_T = 2500 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{xx} = 5.1 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз} = 23.5 \text{ кВт}$$

$$U_{к.з} = 6,5 \%$$

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

$$Ц=520 \text{ тис.грн.}$$

2 варіант

ТМ-1600/35

$$S_T = 1600 \text{ кВА}$$

$$\Delta P_{xx} = 5.1 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{кз} = 23.5 \text{ кВт}$$

$$U_{к.з} = 6,5 \%$$

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

$$Ц=360 \text{ тис. грн.}$$

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

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

Визначаємо приведені втрати електроенергії:

1 варіант:

$$\Delta Q_{xx} = 2500 \cdot \frac{1,1}{100} = 27,5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{кз} = 2500 \cdot \frac{6,5}{100} = 162,5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P'_{xx} = 5.1 + 0,02 \cdot 27.5 = 5.65 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кз} = 23.5 + 0,02 \cdot 162.5 = 26.75 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_1 = 5.65 + 0.588^2 \cdot 26.75 = 14.899 \text{ кВт} .$$

2 варіант:

$$\Delta Q_{xx} = 1600 \cdot \frac{1,1}{100} = 17,6 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{кз} = 1600 \cdot \frac{6,5}{100} = 104 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P'_{xx} = 5.1 + 0,02 \cdot 17,6 = 5.452 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{кз} = 23.5 + 0,02 \cdot 104 = 25,58 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_1 = 5.452 + 0,919^2 \cdot 25,58 = 27.044 \text{ кВт} .$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

1 варіант:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 14.899 = 29.797 \text{ кВт}$$

2 варіант:

$$\Delta P'_{1,2} = 2 \cdot 27.044 = 54.088 \text{ кВт}$$

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:

$$\Delta E = 29.797 \cdot 8760 = 261024.383 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

2 варіант:

$$\Delta E = 54.088 \cdot 8760 = 473812.947 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

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:

$$C_e = 261024.383 \cdot 2,24 = 584694.618 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_e = 473812.947 \cdot 2,24 = 1061341.001 \text{ тис. грн}$$

Капітальні затрати становлять:

1 варіант:

$$K_1 = 2 \cdot 520 = 1040 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$K_2 = 2 \cdot 360 = 720 \text{ тис. грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор:

$$\phi = 0,1.$$

1 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 1040000 = 104 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 720000 = 72,0 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні річні затрати:

$$C = C_e + C_a$$

1 варіант:

$$C_1 = 584,695 + 104 = 688,695 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_2 = 1061,341 + 72,0 = 1133,341 \text{ тис. грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \left| \frac{1040 - 720}{1133,341 - 688,695} \right| = 0,72 \text{ року.}$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТМ 2500/35. Також встановлення потужнішого трансформатора дасть змогу розширити навантаження в майбутньому.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТМ-2500/35, а не масляного трансформатора ТМ-1600/35 буде становити:

$$E = C_2 - C_1 = |1133,341 - 688,695| = 444,646 \text{ тис. грн.}$$

Вибираємо два трансформатори типу ТМ-2500/35/10 з номінальними каталожними даними [1]:

$$S_{nom} = 2,5 \text{ MVA};$$

$$U_{nomBH} / U_{nomHH} = 35 / 11 \text{ кВ}$$

$$\Delta P_{xx} = 5,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{кз} = 23,5 \text{ кВт};$$

$$u_k = 6,5 \%$$

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

Вибраний трансформатор має пристрій РПН $\pm 6 \times 1,5\%$ в нейтралі обмотки високої напруги ВН.

3.3 Вибір проводів ПЛ 35 кВ

Враховуючи, що існуючі ПЛ заданої ЕМ виконані проводом марки АС-120, АС-95, АС-70 для нових ПЛ 35кВ вибираємо марку проводу АС-70/11.

Погонні параметри проводу [1]:

$$r_0 = 0,42 \text{ Ом/км},$$

$$x_0 = 0,432 \text{ Ом/км},$$

$$b_0 = 2,55 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Допустимий струм $I_{дон}$ проводу – 265А (температура повітря становить

+25°C).

Максимальний струм, що може протікати по ЛЕП 35 кВ відповідає навантаженню ПС «Самолусківці».

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ПС}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2940}{\sqrt{3} \cdot 35} = 48,5 \text{ A}.$$

Отже, $I_{\max} = 48,5 \text{ A} < I_{\text{доп}} = 265 \text{ A}$, провід АС – 70/11 проходить по максимальному струмі навантаження.

3.4 Аналіз усталених режимів роботи ЕМ 110 кВ

3.4.1 Визначення параметрів елементів та формування СЗ ЕМ 110 кВ

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

Повітряні ЛЕП 110 (35) кВ зображують П-подібною СЗ [5] (рис. 3.5):

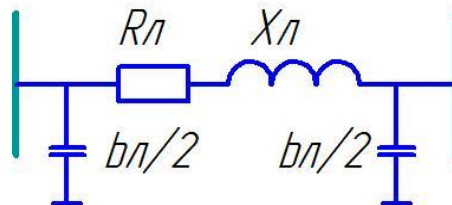


Рис. 3.5. П-подібна СЗ лінії 110 (35) кВ

Трьохобмоткові трансформатори зображують трипроменевою СЗ [5] (рис. 3.6).

Параметри елементів схеми заміщення трьохобмоткового трансформатора визначаються за формулами:

$$r_{\text{T}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2};$$

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}};$$

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

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

де r_T - активний опір обмотки трансформатора;

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

$U_{ном}$ - номінальна напруга обмотки трансформатора, $U_{ном} = 110 кВ$

x_T - реактивний опір обмотки тр-ра, $Ом$;

ΔP_K - втрати в міді, $кВт$;

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

u_K - напруга КЗ обмотки;

I_{xx} - струм ХХ, % від $I_{ном}$.

ΔP_{xx} - втрати ХХ, $кВт$;

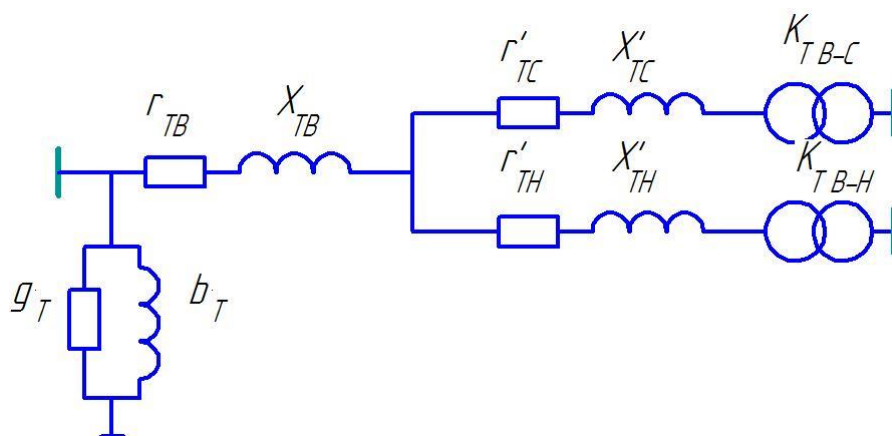


Рис. 3.6. СЗ трьохобмоткового трансформатора

СЗ двохобмоткового трансформатора зображена на рис. 3.7 [5].

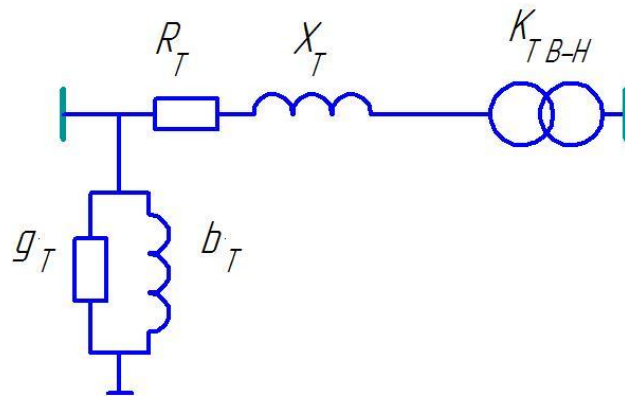


Рис. 3.7. СЗ двухобмоткового трансформатора

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 електричної мережі Гусятинського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» (рис. 3.8).

Вузлом живлення є ПС «Гусятин».

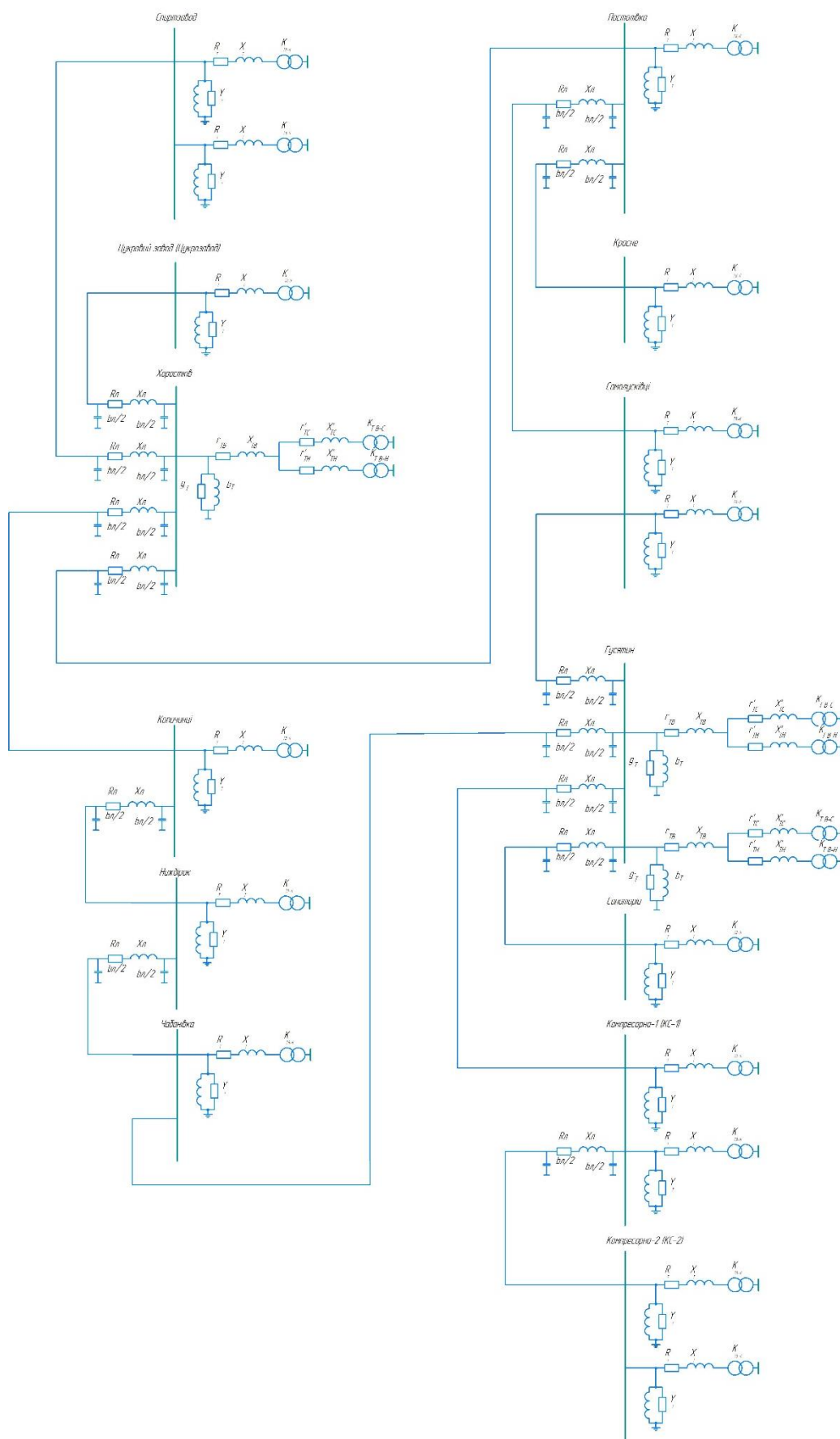


Рис. 3.8 – СЗ ЕМ Гусятинського РЕМ «ВАТ Тернопільобленерго»

3.5 Висновки до розділу 3

1. Запропоновані чотири варіанти розвитку ЕМ 35 кВ Гусятинського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» та обґрунтовано вибір ПС прохідного типу, що дало можливість зберігати транзит потужності при ремонтах та пошкодженнях на об'єкті.
2. Обґрунтовано встановлення двохтрансформаторної ПС потужністю 5,0 МВА та побудови ЛЕП, використовуючи провід АС–70/11 на основі розрахунків навантажень.
3. Запропоновано схему для аналізу усталених режимів роботи ЕМ Гусятинського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго», що дозволить передбачити перевантаження ЛЕП та трансформаторів.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

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

Для вибору головних схем існують наступні вимоги:

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

Головну схему електричних з'єднань підстанції (ПС) вибираємо з використанням типових схем розподільчих пунктів РП (35–750кВ) [1] (Додаток Е).

В третьому розділі дипломної роботи вибрано варіант розвитку електричної мережі з побудовою двох одноколових ліній від різних підстанцій «Самолусківці», тобто підстанція буде прохідного типу. До сторони високої напруги (ВН) ПС 35 кВ підходять дві одноколові лінії електропередач. Для приєднання цих ліній до шин високої напруги ВН підстанції використано схему з'єднань - «*Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів*». Схема використовується для прохідних підстанцій, якщо необхідне секціонування ліній і збереження транзиту під час ушкодження трансформаторів Т1 і Т2. Схема застосовується в ЕМ напругою 35–220 кВ.

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

Схема приєднань 35 кВ показана на рис. 4.1.

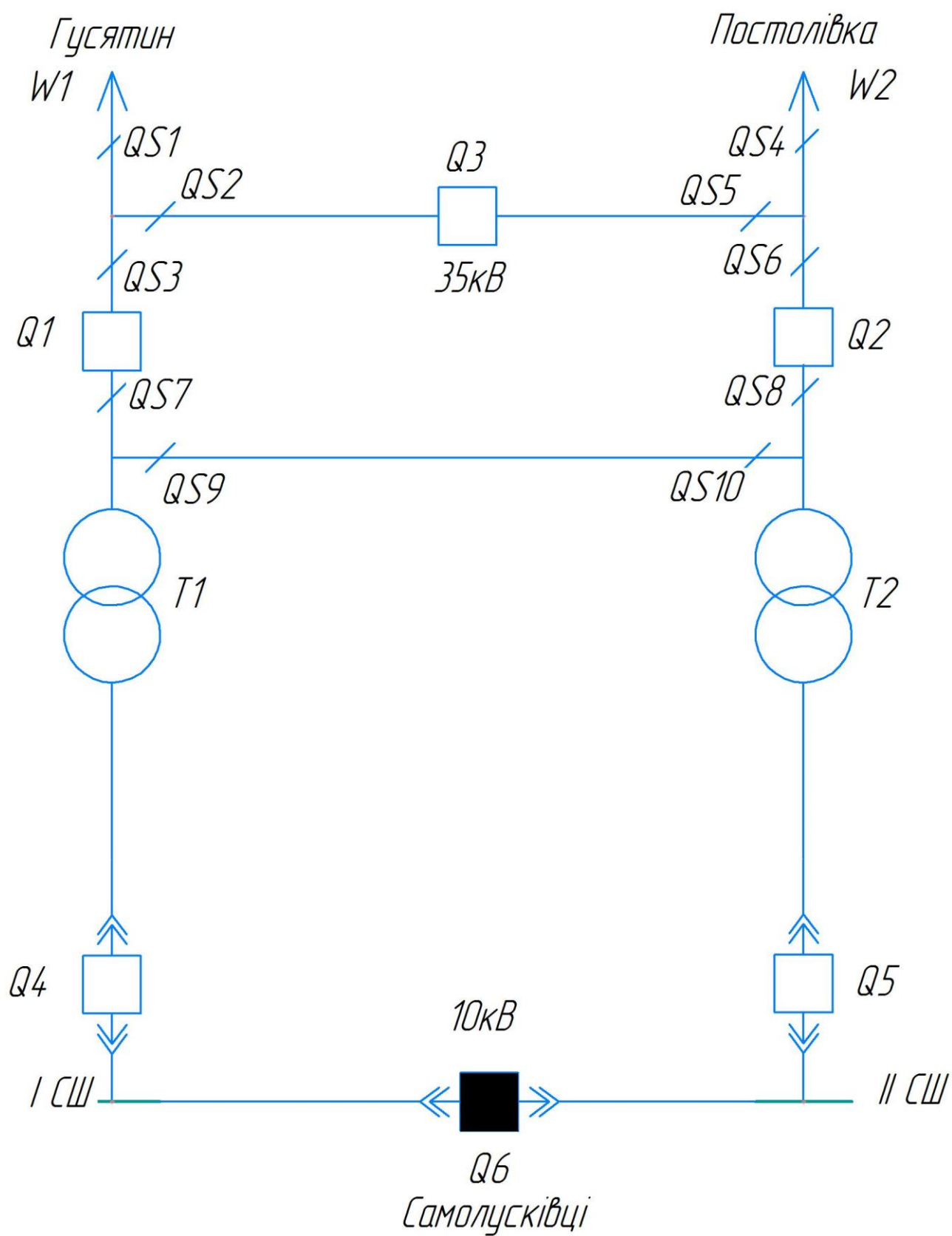


Рис. 4.1. Схема приєднань на підстанції «Самолусківці»

Схему ВН ПС «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис. 4.1) використовують для розподільчих пристроїв (РП) ВН 35 – 220 кВ на прохідних підстанціях (ПС) з трансформаторами потужністю до 63 МВА, якщо необхідно секціонувати лінії та зберегти транзит потужності у випадку пошкодження трансформатора Т1 або Т2. В нормальному режимі роботи ПС вимикач у містку - включений.

Якщо у трансформаторі Т1 виникло пошкодження, то будуть вимикатися вимикачі Q1 та Q4 (рис 4.1) і транзит потужності через розподільчий пристрій (РП) високої напруги ВН ПС буде зберігатися. У випадку виникнення пошкодження на лінії W1, вимикаються вимикач Q1 і вимикач на ПС «Гусятин». Трансформатори Т1 і Т2 залишаються в роботі.

Перемичка в схемі РП напругою 35 кВ може бути відсутня.

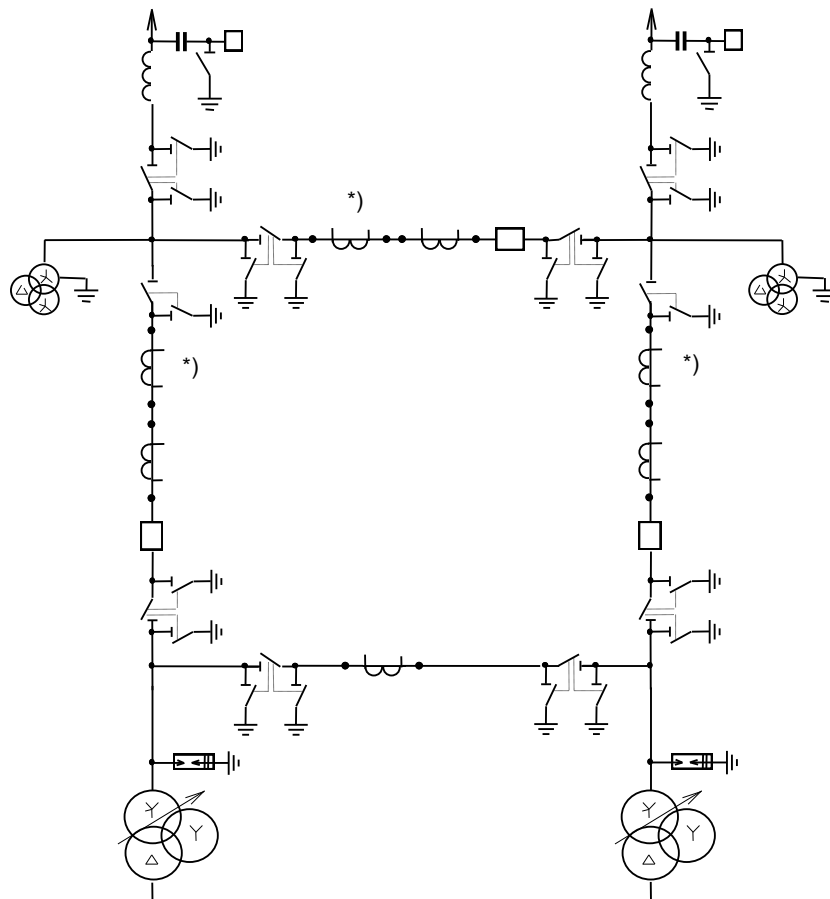


Рис. 4.2. Схема «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів»

Трансформатори струму, помічені *), встановлюють за відповідного обґрунтування.

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

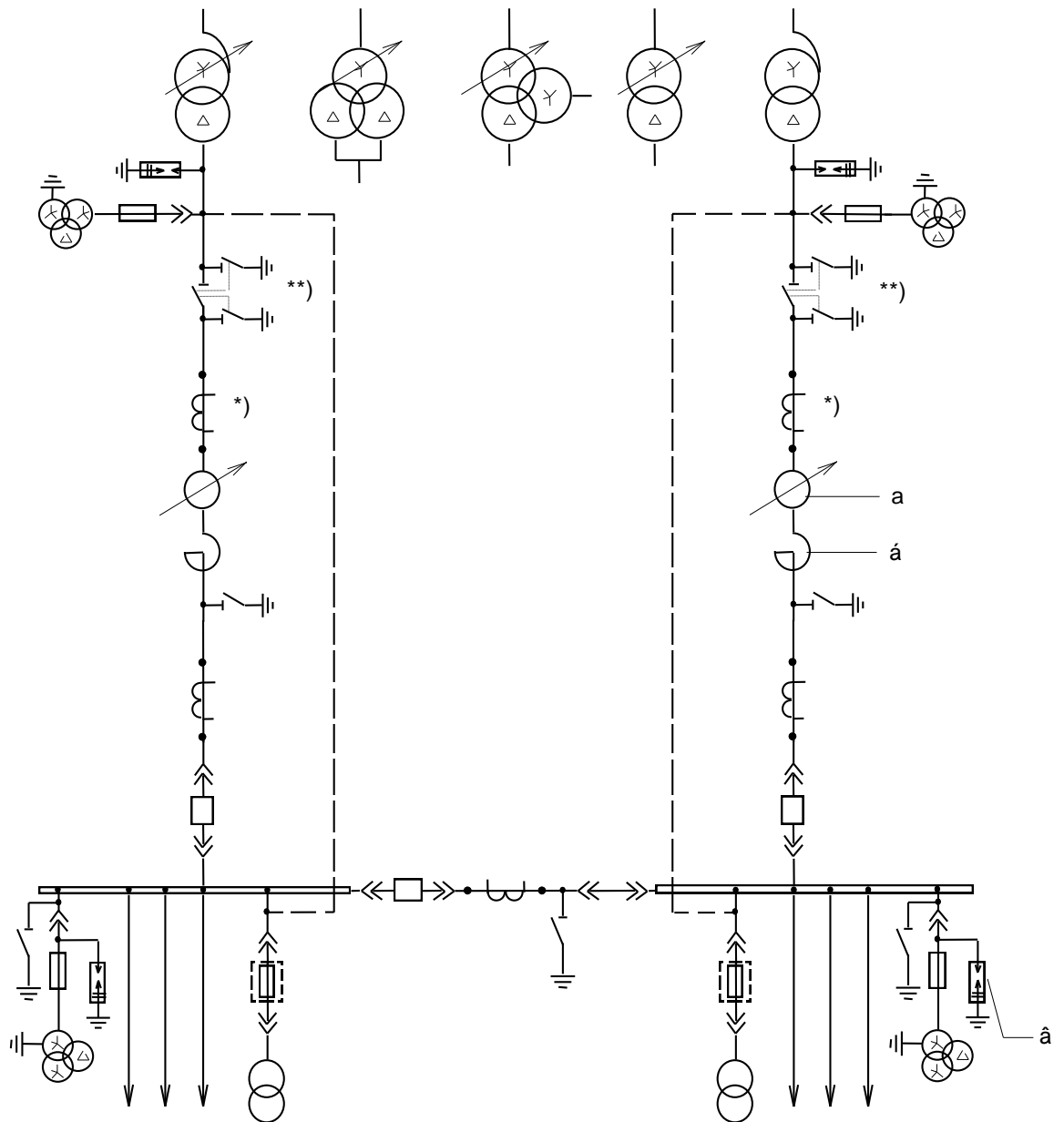


Рис. 4.3. Схема «Одна одинока, секціонована вимикачем, система шин»

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

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

ТС *), встановлюють за відповідного обґрунтування.

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

4.2 Розрахунок струмів КЗ

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

На рис. 4.4. показано схему для здійснення розрахунку струмів КЗ. Дана схема виконана за спрощеним варіантом і враховує тільки ті елементи ЕМ, що мають вплив на струми КЗ.

4.2.1 Розрахунок ударного струму КЗ

Значення сталої часу затухання аперіодичної складової струму КЗ на ПС 35/10 кВ «Самолусківці».

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

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

R – активний еквівалентний опір СЗ ПП, Ом;

$\omega = 314$ рад/с – частота обертання електромагнітного поля (кутова);

$f = 50$ Гц – промислова частота ЕМ.

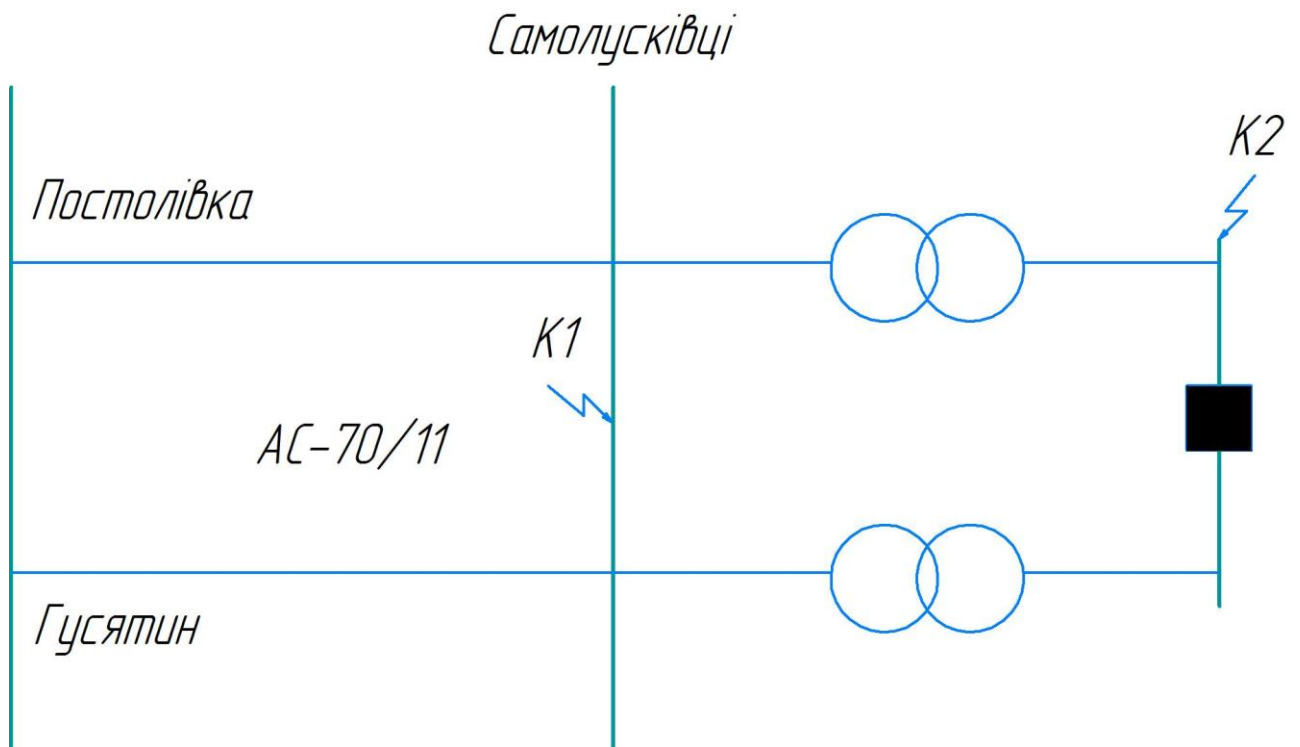


Рис. 4.4. Розрахункова схема ЕМ

Ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{I0} \cdot (1 + e^{-0.01/T_a}) \text{ кА},$$

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

4.2.2 Розрахунок складових струму КЗ

Щоб визначити аперіодичну складову струмів КЗ спершу знаходять розрахунковий час. Встановлюємо на ВН елегазові вимикачі, а на НН – вакуумні вимикачі. Згідно [7] і [8] час відключення струмів КЗ для елегазових вимикачів напругою 35 кВ дорівнює 0,02 с, а для вакуумних вимикачів на 10 кВ – 0,03 с.

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_a(r) = \sqrt{2} \cdot I_{I0} \cdot e^{(-r/T_a)} \text{ кА},$$

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

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

$t_3 = 0,01$ – мін. час дії РЗ, c .

Визначаємо час τ для ПС:

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

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

4.2.3 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Тепловий імпульс струму КЗ:

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

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

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

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

4.3 Вибір вимикачів та роз'єднувачів

Вибір вимикачів здійснюється:

- довготривалий струм $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.вим}}$;
- напруга установки $U_{\text{уст}} = U_{\text{ном.вим}}$;
- перевірка на можливість відключення АС,
- перевірка на струм відключення (номінальний) $I_{\text{nt}} \leq I_{\text{відкл.ном}}$;

де $B_{\text{ном}}$ – значення, яке для

$$t_{\text{відк}} = 0,03 c \text{ становить } 0,53;$$

- перевірка на електродинамічну стійкість $I_{\text{сп.наск}} \leq I_{\text{уд}}$;
- перевірка на термічну стійкість (ТС)

- перевірка по початковому струму ПС струму $K3 I_{n0} \leq I_{гр.наск}$;

Вибір роз'єднувачів здійснюється без перевірки по здатності на вимкнення.

4.3.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів на 35 кВ

На стороні 35 кВ вибираємо вакуумні вимикачі типу *Siemens 3AF01* і роз'єднувачі типу *РНД – 35/1000У1*. Дані заносимо в табл. 4.1 та табл. 4.2.

Таблиця 4.1 - Вибір вимикачів на 35 кВ

№	Каталожні дані
1	Вимикач SIEMENS 3AF 01
2	$U_{ном} = 36 \text{ кВ}$
3	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
4	$I_{вкл.ном} = 25 \text{ кА}$
5	$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 25 = 10,61 \text{ кА}$
6	$i_{гр.наск} = 62,5 \text{ кА}$
7	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 4.2 - Вибір роз'єднувачів на 35 кВ

№	Каталожні дані
1	Роз'єднувач РНД – 35/1000 У1
2	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$
3	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
4	$i_{гр.наск} = 63 \text{ кА}$
5	$I_T^2 \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ А}$

4.3.2 Вибір вимикачів на 10 кВ

На стороні НН вибираємо КРП КП-10Ц з ВВ типу $ВР1-10-20/1000У2$.

Каталожні дані:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А};$$

$$I_{відкл.ном} = 20 \text{ кА};$$

$$\mu = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,48 ;$$

$$i_{ср.наск} = 52 \text{ кА};$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 8 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

4.3.3 Вибір роз'єднувачів на 10 кВ

На стороні НН вибрано роз'єднувачі $РВЗ-10/1000 ІУЗ$.

Каталожні дані:

Номинальний струм:

$$I_{ном} = 1000 \text{ А}.$$

Номинальна напруга:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$$

Струм термічної стійкості (ТС) головних ножів:

$$I_{терм.стійк.гн} = 31,5 \text{ кА}.$$

Максимальний наскрізний струм:

$$I_{макс.наскр.} = 80 \text{ кА};$$

Час протікання струму ТС для головних ножів:

$$t_{г.к.} = 3 \text{ с} .$$

Струм ТС ножів заземлення:

$$I_{терм.стійк.нз} = 31,5 \text{ кА}.$$

Маса роз'єднувача:

$$M = 34 \text{ кг} .$$

Час протікання струму ТС для заземлювачів:

$$t_3 = 1c.$$

4.4 Вибір вимірювальної апаратури

Згідно [6] на ПС «Самолусківці» встановлюємо:

На двохобмотковому трансформаторі встановлюємо на 35 кВ – амперметр (А), на 10 кВ – А, лічильники реактивної (ЛР) енергії, ватметр (ВатМ) лічильник активної (ЛА) енергії.

На стороні НН 10 кВ, на дві секції, встановлюємо вольтметр (В) для вимірювання трьохфазних напруг та міжфазної напруги.

На лініях 35 кВ (Гусятин, Постолівка) –А, варметр (ВАрМ).

На лініях 10 кВ встановлюємо А, ЛА та ЛР енергії. На секційниках (СВ) - встановлюємо А.

На НН встановлюємо на 2 секції шин В з перемикачем для вимірювання трьохфазних напруг і міжфазної напруги .

На ТВП з боку 10 кВ встановлюємо ЛА енергії і А.

На ВН встановлюємо В для вимірювання трьохфазних напруг, а в колах вимикачів трансформаторів.

Дані вибору записуємо в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 - Вимірювальні прилади ПС

Прилад	Тип	Клас точності, d
Амперметр	Е351	1,5
Вольтметр	Е351	1,5
Ватметр	Д365	1,5
Варметр	Д365	2,5
Реєструючий вольтметр	Н393	1,5
Реєструючий частотомір	Н393	2,5
Лічильник активної енергії	І682М	1
Лічильник реактивної енергії	І676М	1,5

4.4.1 Вибір ТН

ТН призначені для пониження U до величини 100 В , або $100\sqrt{3}\text{ В}$, а також відокремлення РЗ та вимірювальних кіл від кіл 35 кВ .

ТН вибирають:

- за конструкцією
- за напругою $U_{уст.} \leq U_{ном.}$;
- по схемі з'єднання обвиток.

Перевірка:

- по навантаженню $S_{2нав.} \leq S_{ном.}$,

де $S_{2нав.}$ - навантаження всіх приладів;

$S_{ном.}$ - номінальна потужність у класі точності, який вибирається.

4.4.1.1 Вибір ТН на 35 кВ

На стороні 35 кВ вторинне навантаження ТН наведено в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 - Навантаження ТН на 35 кВ

Прилад	Тип	$S_{обм.}$ ВА	Число обмоток, n	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Кількість приладів, m	Загальна потужність, ВА
Вольтметр	Е351	2	1	1	0	1	2
Реєструючий вольтметр	Н393	10	1	1	0	1	10
Фіксатор імпульсної дії	ФІП	3	1	1	0	1	3
Ватметр	Д365	2.5	1	1	0	1	2.5
Варметр	Д335	2.5	1	1	0	1	2.5
Всього							20

Потужність навантаження:

$$S_2 = \sqrt{20^2 + 0^2} = 20 \text{ ВА.}$$

З [12] вибираємо ТН типу *ЗНОМП-35 У1*. Його паспортні дані наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Паспортні дані ТН

Тип	$U_{1ном.}$ кВ	$U_{2осн.}$ В	$U_{2под.}$ В	$S_{2ном.}$ ВА	Клас точності
ЗНОМП-35 У1	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100/3	100	0.5

Перевірка вибраного ТН:

$$S_{ном(3\phi)} = 3 \cdot 100 = 300 \text{ В} \times \text{А} > S_2 = 20 \text{ В} \times \text{А.}$$

4.4.1.2 Вибір ТН на 10 кВ

На 10 кВ навантаження ТН показано в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 - Навантаження ТН на 10 кВ

Прилад	Тип	$S_{обм.}$	Число обмоток, n	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	К-ть приладів, m	Загальна потужність	
		В·А					P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Е351	2	1	1	0	1	2	-
Вольтметр з перемикачем	Е351	2	1	1	0	1	2	-
<u>Реєструючий</u> вольтметр	Н393	10	1	1	0	1	10	-
Ватметр	Д365	1,5	2	1	0	1	3	-
Лічильник активної енергії	І672М	8	2	0,25	0,97	5	20	77,6
Лічильник реактивної енергії	І67М	8	2	0,25	0,97	5	20	77,6
Всього							57	155,2

Навантаження

$$S_{S2} = \sqrt{57^2 + 155,2^2} = 165,34 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

З [12] вибираємо ТН ЗНМІ-10 ІУ2. Його паспортні дані вказані в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Паспортні дані ТН ЗНМІ-10 ІУ2

Тип	$U_{1ном.}$ В	$U_{2осн.}$ В	$U_{2дод.}$ В	$S_{2ном.}$ ВА	Клас точності
ЗНМІ-10 ІУ2	10	100	-	100	0.5

Перевірка ТН ЗНМІ –10 ІУ2:

$$S_{ном} = 3 \times 100 = 300 \text{ В} \times \text{А} \quad S_{S2} = 165,34 \text{ В} \times \text{А}.$$

4.4.2 Вибір ТС

Умови вибору:

- по електродинамічній стійкості (ЕДС)

де $k_{дин}$ – кратність по каталогу;

$I_{Iном}$ – номінальний струм первинної обмотки ТС;

$I_{дин}$ – струм ЕДС;

- по струму $I_{Iном} \geq I_{мах}$;
- по напрузі $U_{ном} \geq U_{уст}$;
- конструкції
- по термічній стійкості (ТерС),

де k_T – кратність ТерС по каталогу;

- по класу точності;
- перевірка за допустимим навантаженням НН,

де Z_2 – навантаження ТС;

$Z_{2ном}$ – номінальне навантаження ТС у класі точності, що вибирається.

4.4.2.1 Вибір ТС на 35 кВ

Навантаження ТС на 35 кВ представлено в табл.4.8.

Таблиця 4.8 - Навантаження ТС

Прилади	Тип	Навантаження фази,		
		В-А		
		А	В	С
Амперметр	Е351	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д365	0,5	-	0,5
Варметр	Д365	0,5	-	0,5
Всього		1,5	0,5	1,5

З [12] ТС $T\Phi 3M-35A-U1$.

Каталожні дані:

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{1ном} = 800 \text{ А};$$

$$i_{дин} = 107 \text{ кА};$$

$$I_T^2 \cdot t_T = 30^2 \cdot 3 = 2700 \text{ кА}^2 \times \text{с}.$$

Опір:

$$r_{пр.} = \frac{S_{пр.}}{I_{2ном}^2},$$

де $S_{пр.}$ – потужність фази з найбільшим завантаженням;

$I_{2ном}$ – струм НН ТС.

Опір проводів допустимий:

$$r_{пров.} = Z_{2ном.} - r_{пр.} - r_k,$$

де опір контактів:

$$r_k = 0.1 \text{ Ом},$$

для декількох приладів [8],

$Z_{2ном.}$ – навантаження ТС в класі точності, що вибирається.

Переріз з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{роз.}}{r_{пров.}}$$

де $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – питомий опір матеріалу проводу;

$l_{роз.} = 30 \text{ м}$ - відстань від ТС відкритого розподільчого пристрою 35 кВ

до ЗПК;

$$r_{пр.} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом};$$

$$r_{пров.} = 1.2 - 0.06 - 0.1 = 1,14 \text{ Ом};$$

$$q = 0,0283 \cdot 30 / 1,14 = 0,745 \text{ мм}^2;$$

Вибираємо кабель $AKBPII$ з січенням 4 мм^2 .

Опір проводів з'єднання:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{розр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 30}{4} = 0,213 \text{ Ом.}$$

Опір навантаження:

$$Z_{\text{нав.}} = r_{\text{пров}} + r_{\text{пр.}} + r_{\text{к}} = 0,213 + 0,06 + 0,1 = 0,373 \text{ Ом.}$$

Перевірка ТС:

$$Z_{2\text{ном.}} = 1,2 \text{ Ом} > Z_{\text{нав.}} = 0,373 \text{ Ом.}$$

ТС задовільняє умови перевірки.

В трансформатори Т1 і Т2 вмонтовані ТС типу *ТВТ 35-І-300/5* з параметрами:

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 300 \text{ А.}$$

4.4.2.2 Вибір ТС на 10 кВ

Навантаження ТС на 10 кВ наведено в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Навантаження ТС

Прилади	Тип	Навантаження фази,		
		В·А		
		А	В	С
Амперметр	Е351	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д365	0,5	-	0,5
Лічильник Р	І672М	2,5	-	2,5
Лічильник Q	І673М	2,5	-	2,5
Всього		6	0,5	6

За [7] вибираємо ТС типу *ТПОЛ-10*.

Каталожні дані:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{1ном} = 1500 \text{ А};$$

$$i_{дин} = 140 \text{ кА};$$

Переріз кабелю, що з'єднує ТС із вимірювальними приладами.

Знаходимо опір приладів:

$$r_{пр.} = \frac{S_{пр.}}{I_{2.ном.}^2},$$

де $S_{пр.}$ – потужність фази, яка є найбільш завантаженою;

$I_{2ном}$ – струм НН трансформатора, номінальний.

Опір проводів допустимий:

$$r_{пров.} = Z_{2.ном.} - r_{пр.} - r_{к.},$$

де опір контактів приймаємо

$$r_{к} = 0.1 \text{ Ом},$$

для декількох приладів [8],

$Z_{2ном}$ – навантаження ТС в класі точності, що вибрався.

Переріз з'єднувальних проводів:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{роз.}}{r_{пров.}},$$

де $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – питомий опір матеріалу проводу;

$l_{роз.} = 40 \text{ м}$ – відстань від ТС закритого розподільчого пристрою 10 кВ до ЗПК;

$$r_{пр.} = \frac{6,0}{5^2} = 0,24 \text{ Ом};$$

$$r_{пров.} = 0,6 - 0,24 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом};$$

$$q = 0.0283 \cdot 40 / 0,26 = 4,354 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо кабель АКВРГ з січенням 6 мм^2 .

Опір проводів:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{розр}}{q} = \frac{0.0283 \cdot 40}{6} = 0.189 \text{ Ом}.$$

Опір: $Z_{нав.} = r_{пров} + r_{пр.} + r_{к} = 0,189 + 0,24 + 0,1 = 0,529 \text{ Ом.}$

Перевірка ТС:

$$Z_{2ном.} = 0,6 \text{ Ом} > Z_{нав.} = 0,529 \text{ Ом.}$$

ТС задовільняє умови перевірки.

В трансформатори Т1 і Т2 вмонтовані ТС типу ТВТ 10–І–5000/5 з параметрами:

$$k_{ном} = \frac{5000}{5};$$

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$$

4.5 Вибір обмежувачів перенапруг

4.5.1 Вибір ОПН на 35 кВ

Згідно методики для 35 кВ:

- $U_m = 40,5 \text{ кВ};$
- $BIL = 220 \text{ кВ};$
- максимальний струм КЗ = 20 кА.
- $k = 1,4$ - коефіцієнт замикання на землю;
- необхідний $I_{ном}$ обмежувача перенапруг нелінійного $I_H = 10 \text{ кА};$
- максимальна тривалість підвищення $U = 10 \text{ с};$
- клас ізоляції = 1;
- необхідний клас розряду лінії = 1;

Визначення мінімальної довготривало-допустимої та $U_{ном}$:

$$U_{C.min} = 1,05 \cdot \frac{U_M}{\sqrt{3}} = 1,05 \cdot \frac{40,5}{\sqrt{3}} = 24,55 \text{ кВ};$$

$$U_{R1.min} = 1,25 \cdot U_{C.min} = 1,25 \cdot 24,55 = 30,69 \text{ кВ};$$

$$U_{R2.min} = 1,4 \cdot \left(\frac{U_M}{\sqrt{3}} \right) / K_{tov.10s} = 1,4 \cdot \left(\frac{40,5}{\sqrt{3}} \right) / 1,075 = 30,45 \text{ кВ};$$

$$K_{tov.10s} = 1,075.$$

Визначення довготривалої та $U_{ном}$:

$$U_R = U_{R1.MIN}$$

округлимо кратно 3 = 33 кВ;

$$U_R = 33 \text{ кВ};$$

$$U_C = \frac{U_R}{1,25} = \frac{33}{1,25} = 26 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт класу лінії = 1:

$$i10 \text{ кА} / U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- Рівень захисту крутого імпульсу ($i10 \text{ кА}_{1/2, \mu s}$) = 101 кВ.-
- РЗ від комутаційних перенапруг (КП) ($i1 \text{ кА}_{30/60, \mu s}$) = 74 кВ;
- РЗ від грозових перенапруг (ГП) ($i10 \text{ кА}_{8/20, \mu s}$) = 95 кВ;

Перевірка захисту:

$$\frac{BIL}{i10 \text{ кА}_{8/20, \mu s}} = \frac{220}{95} = 2,31 \text{ кВ} > 1 - \text{достатньо.}$$

Довжина:

$$16 \text{ мм} / \text{кВ} \times 40,5 = 648 \text{ мм.}$$

Обмежувач напруг нелінійний:

$$Siemens 3EP2-036-1PL1.$$

Для нейтралі Т1 і Т2 приймаємо аналогічний ОПН.

4.5.2 Вибір ОПН на 10 кВ

Для 10 кВ:

- $U_m = 12 \text{ кВ};$
- $BIL = 90 \text{ кВ};$
- максимальна тривалість тимчасового підвищення напруги = 10 с.;
- $k = 1,4$ - коефіцієнт замикання на землю;
- необхідний клас розряду лінії = 1;
- клас ізоляції = 1;
- максимальний струм КЗ = 20 кА.

- необхідний $I_{НОМ}$ обмежувача перенапруг нелінійного $I_H = 10 \text{ кА}$

Мінімально довготривало-допустима та $U_{НОМ}$:

$$U_{C.min} = 1,05 \cdot \frac{U_M}{\sqrt{3}} = 1,05 \cdot \frac{12}{\sqrt{3}} = 7,27 \text{ кВ};$$

$$U_{R1.min} = 1,25 \cdot U_{C.min} = 1,25 \cdot 7,27 = 9,08 \text{ кВ};$$

$$U_{R2.min} = 1,4 \cdot \left(\frac{U_M}{\sqrt{3}} \right) / K_{tov.10s} = 1,4 \cdot \left(\frac{12}{\sqrt{3}} \right) / 1,075 = 9,02 \text{ кВ};$$

$$K_{tov.10s} = 1,075.$$

Фактична довготривала і $U_{НОМ}$:

$$U_R = U_{R1.MIN}$$

округлимо до кратного 3 = 12 кВ;

$$U_R = 12 \text{ кВ};$$

$$U_C = \frac{U_R}{1,25} = \frac{12}{1,25} = 9,6 \text{ кВ};$$

Коефіцієнт для класу лінії = 1:

$$u10 \text{ кА} / U_R = 2,88;$$

Характеристика захисту:

- РЗ від КП ($u1 \text{ кА}_{30/60 \mu s}$) = 25 кВ;

- РЗ від крутого імпульсу ($u10 \text{ кА}_{1/2 \mu s}$) = 34 кВ.

- РЗ від ГП ($u10 \text{ кА}_{8/20 \mu s}$) = 32 кВ;

Значення захисту:

$$\frac{BIL}{u10 \text{ кА}_{8/20 \mu s}} = \frac{90}{32} = 2,81 \text{ кВ} > 1 \text{ — достатньо.}$$

Довжина шляху:

$$16 \text{ мм} / \text{кВ} \times 12 = 192 \text{ мм}.$$

ОПН:

Siemens 3EP2-012-1PL1.

4.6 Вибір шин ПС

4.6.1 Вибір гнучких шин 35 кВ

Вибір шин проводимо по $I_{\text{доп.нав}}$, за умови, що $I_{\text{макс}}$ шини не буде більшим за допустиме значення. $I_{\text{макс}}$ шини дорівнює більшому з значень, $I_{\text{доп.лінії}}$, що приєднані до 35 кВ ПС 35/10кВ та $I_{\text{макс}}$ ПС, що рівні 390 А і 188 А.

Оскільки значення $I_{\text{макс}}$ лінії є більшим за $I_{\text{макс}}$ ПС, то гнучкі шини вибираємо такі самі, що і ЛЕП, які приєднані до 35 кВ ПС «Самолусківці» - АС-70/11.

Вибраний провід відповідає [9] з умов механічної міцності, тому подальшу перевірку не виконуємо.

Для сталевалюмінієвого проводу АС-70/11 [7]:

- діаметр алюмінієвої жили - $D_{\text{пр}} = 11,4 \text{ мм}$.
- допустиме значення струму - $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$;

Оскільки струм $I_{\text{кз}}^{(1)}$ на шинах 35 кВ складає 3,054 кА, що менше 20 кА, то перевірку шин згідно [13] виконувати непотрібно.

Перевірка на коронування проводиться [8].

Значення напруженості електричного поля (НЕП):

$$E_o = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_o}} \right),$$

де $m = 0,82$ – коефіцієнт нерівності поверхні;

r_o – радіус.

$$E_o = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{0,57}) = 34,686 \text{ кВ/см.}$$

НЕП:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_o \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_o}},$$

де $U_{\text{max}} = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 35 = 38,5 \text{ кВ}$;

D_{cp} – відстань між фазами середньо-геометрична:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D,$$

де D – відстань між сусідніми фазами, *см*.

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 150 = 189 \text{ см.}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 38,5}{0,57 \cdot \lg(189/0,57)} = 9,486 \text{ кВ / см.}$$

Умова перевірки проводів (на коронування):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_o,$$

$$1,07 \cdot 9,486 = 10,15 \text{ кВ / см} \leq 0,9 \cdot 34,686 = 31,217 \text{ кВ / см} - \text{умови задовольняються.}$$

4.6.2 Вибір жорстких шин 10 кВ

Вибираємо за:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

де $I_{\max} - I_{\max}$ струм шини у режимі роботи ЕМ, для 10 кВ:

$$I_{\max} = 0,274 \text{ кА};$$

$I_{\text{доп}}$ – допустимий струм шини, *кА*;

З [7], для 10 кВ ПС вибираємо алюмінієві шини прямокутного сичення, розмір яких 30×4 м, з $I_{\text{доп}}$:

$$I_{\text{доп ном}} = 365 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{тр.доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{тр.доп}} - \theta_{0.\text{ном}}}} = 365 \cdot \sqrt{\frac{70 - 9,9}{70 - 25}} = 421,82 \text{ А,}$$

де $\theta_{0.\text{ном}} = 25^\circ \text{C}$ – температура навколишнього середовища [8];

$\theta_{\text{т.доп}} = 70^\circ \text{C}$ – тривало допустима t шини [7];

$\theta_0 = 9,9^\circ \text{C}$ – середньорічна t навколишнього середовища для місцевості.

4.7 Вибір ізоляторів

В РП струмоведучі частини відділяють від обладнання, працівників та конструкцій за допомогою ізоляторів. Вибір ізоляторів 10 кВ виконаємо по $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, перевіримо по допустимому навантаженню.

За значенням $U_{ном}$ з [14] вибираємо ізолятор *полімерний* марки *ОНШ-4-80-215-4*.

$$U_{РП} = 10 \text{ кВ} = U_{ном.ізол.} = 10 \text{ кВ}.$$

Ізолятор відповідає нормам, при виконанні умови:

$$F_{розр} \leq F_{доп},$$

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

$F_{доп}$ - навантаження на ізолятор, H .

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

$$F_{розр} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \cdot \frac{4379^2}{1} \cdot 0.866 \cdot 10^{-7} = 2.876.$$

Допустиме навантаження ізолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{руйн} = 0,6 \cdot 4000 = 2400 \text{ Н},$$

де $F_{руйн} = 4000$ - значення сили, за якої буде руйнація ізолятора [14], H .

Умови механічної міцності:

$$2.876 \leq 2400.$$

На 35 кВ РП, згідно [8], шини приєднуємо до арматури.

4.8 Вибір ТВП

Згідно [6] на 2-х трансформаторних ПС встановлюються 2 трансформатори власних потреб (ТВП). При цьому враховують резерв потужності, але не більше 630 кВА. ТВП живлять різні рівні відповідальності з різною тривалістю електроспоживання.

Споживачі ВП ПС залежать від типу ПС, потужності трансформаторів, обладнання.

Відповідальними споживачами ПС є:

- система зв'язку;
- оперативні кола;
- система охолодження трансформаторів;
- телемеханіки;
- система пожежогасіння;
- аварійне освітлення.

Потужність споживачів ВП мала, тому споживачі ВП приєднуються до електричної мережі 0,4/0,22кВ, що живиться від трансформаторів (ТВП).

Потужність ТВП вибирається по навантаженню ВП з урахуванням коефіцієнта одночасності та коефіцієнта завантаження.

Споживачі ВП ПС представлені в табл. 4.10.

Таблиця 4.10 - Перелік споживачів ВП ПС

Вид споживача	P, кВт	Q, кВАр
Охолодження ТМ-1250/35	2x2	-
Живлення протиконденсатних обігрівачів	3	-
Зарядно-підзарядний агрегат	46	20.3
Зовнішнє освітлення	15	-
Живлення шафи ШОТ	10	9
Постійно ввімкнені вимірювальні прилади	2	-
Перетворювальна апаратура для оперативного зв'язку	7.5	2.9
Вентиляцій, обігрів та освітлення закритого розподільчого пристрою 10 кВ	5	-
Вентиляцій, обігрів та освітлення ЗПК	20	
Всього	113,5	32,2

Потужність ВП:

$$S_{нав.вп} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{113.5^2 + 32.2^2} = 117.979 \text{ кВА.}$$

Потужність ТВП:

$$S_{ТВП.ПОЗР} = K_{\Pi} \cdot \frac{S_{НАВ.ВП}}{1.4} = 0.8 \cdot \frac{117.979}{1.4} = 67.417 \text{ кВА,}$$

де $k_{\Pi} = 0.8$ – коефіцієнт попиту [8].

3 [11] 2 трансформатори ВП: ТСП–100/10. Паспортні дані трансформаторів ВП представлені в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Паспортні дані ТВП

Тип	$S_{ном.}$ кВА	Напряга обмоток, кВ		Втрати, Вт		u_k %	i_x %
		ВН	НН	P_k	P_x		
ТСП-100/10	100	10	0,4	1700	440	4	3

ТВП встановлюємо по 1 на кожен секцію *НН* 10кВ. Їх загальна кількість буде дорівнювати 2 шт.

4.9 Вибір акумуляторних батарей

Встановлюються акумуляторні батареї (АБ), необхідні для:

- Автоматизації
- сигналізації блокування аварійного освітлення
- подачі живлення на кола керування

Згідно [6] понижуючих ПС 110–35 кВ на ПС з постійним струмом встановлюють 1 АБ.

Число елементів АБ:

$$n_0 = \frac{U_{ШВП}}{U_{ПЗ}} = \frac{230}{2,23} = 103 \text{ елементи,}$$

де $U_{ШВП} = 230$ - напруга на шинах $ВН, В$;

$U_{ПЗ} = 2,23$ - напруга на клеммах АБ, $В$.

Кількість елементів АБ в режимі максимального заряду:

$$n = \frac{U_{ШВП}}{U_3} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ елементів},$$

де $U_3 = 2,6$ - напруга на клеммах повністю зарядженої АБ, $В$.

В аварійному режимі розряду, напруга зменшується до $1,75 В$, під'єднується:

$$n = \frac{U_{ШВП}}{U_{AP}} = \frac{230}{1,75} = 131 \text{ елемент},$$

де $U_{AP} = 1,75$ - напруга на клеммах АБ у режимі аварійного розряду, $В$.

Умовою вибору АБ є потрібне значення струму в кінці циклу розрядки. В даному випадку це значення становить $25 А$, [8].

З [16] вибираємо свинцево-кислотну батарею VARTA Vb2305. Дані занесені в таблиці 4.12.

Таблиця 4.12 - Параметри АБ

Назва батареї	Ємність, C_{10} , А·год	Струм в кінці 30 хв розряду, при $U_{КОН} = 1,75 В/ел.$, А	Струм в кінці 10 год розряду, при $U_{КОН} = 1,75 В/ел.$, А
VARTA Vb2305	250	222	25,4

4.10 Вибір запобіжників

Запобіжниками здійснюють захист ТН на $35 кВ$ та $10кВ$.

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

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

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

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

За значенням $U_{\text{ном}}$ вибираємо запобіжник марки ПКТ-101-10-2-31.5УЗ.

Дані занесені в табл. 4.13.

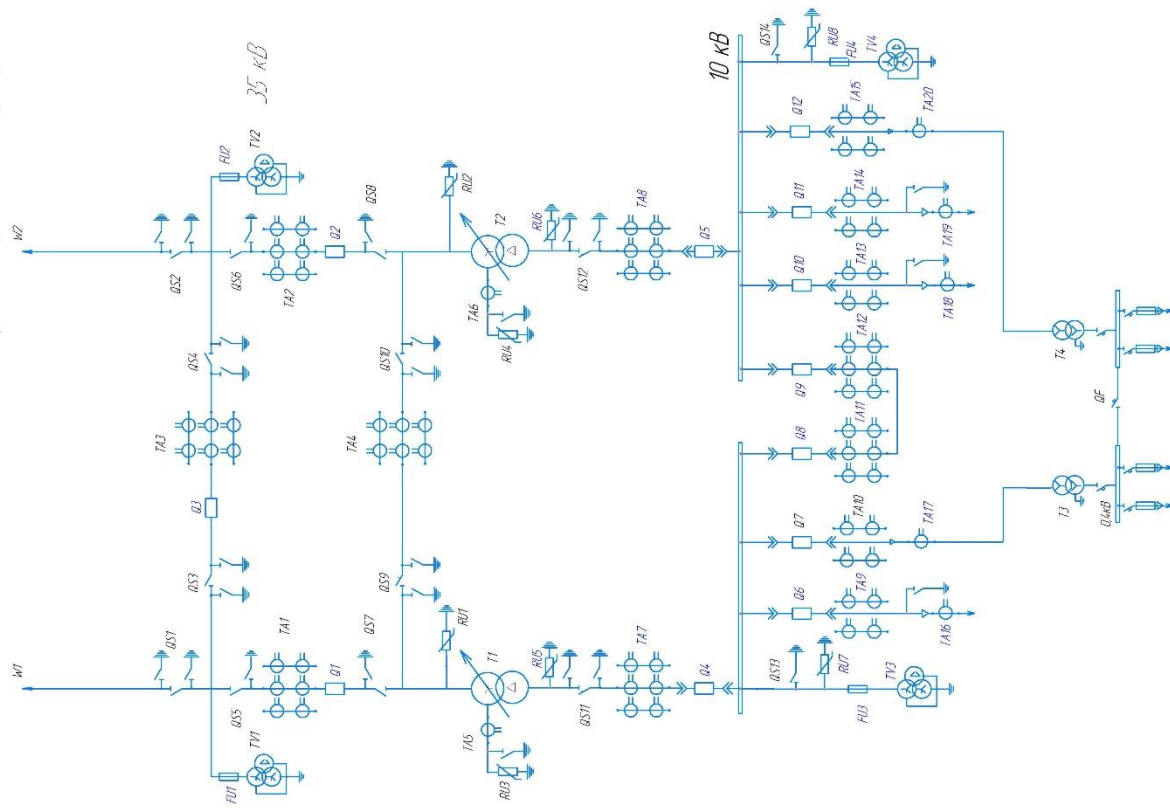
Таблиця 4.13 – Вибір запобіжників

Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ101-35-2-8 УЗ
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.ТН}} = 0,016 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 2 \text{ А}$
$I_{\text{П0}} = 1,31 \text{ кА}$	$I_{\text{взм}} = 8 \text{ кА}$
Розрахункові дані	Каталожні дані ПКТ-101-10-2-31.5УЗ
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.ТН}} = 0,058 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 2 \text{ А}$
$I_{\text{П0}} = 2,98 \text{ кА}$	$I_{\text{взм}} = 31,5 \text{ кА}$

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

Зведена відомість обладнання показана в табл. 4.14.

Схема електрична лицялова підстанції 35/10 кВ



Поз.	Найменування	К-сть	Примітки
T1, T2	Трансформатор силівой	2	
T3, T4	Трансформатор Фольва (генератор)	2	
TA1-TA6	Трансформатор струму	6	
TA7, TA20	Трансформатор струму	4	
TV1, TV2	Трансформатор напруги	2	
TV3, TV4	Трансформатор напруги	2	
Q1-Q3	Вимикач (вакуумний)	3	
Q4, Q12	Вимикач вакуумний	9	
Q5-Q10	Роз'єднувач	6	
Q51-Q54	Роз'єднувач	2	
R1-R14	Обмежувач перенапруги	4	
R15, R18	Обмежувач перенапруги	4	
FI1, FI2	Запобіжник	2	
FI3, FI4	Запобіжник	2	

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

Таблиця 4.14 – Зведена відомість 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>ТМ-2500/35</i>		
<i>T3, T4</i>	<i>Трансформатор власних потреб</i>	<i>2</i>	
	<i>ТСР-100/10</i>		
<i>ТА1-ТА6</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>6</i>	
	<i>ТФЗМ-35А-У1</i>		
<i>ТА7...ТА20</i>	<i>Трансформатор струму</i>	<i>14</i>	
	<i>ТПОЛ-10</i>		
<i>ТВ1, ТВ2</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>ЗНОМП-35 У1</i>		
<i>ТВ3, ТВ4</i>	<i>Трансформатор напруги</i>	<i>2</i>	
	<i>ЗНМІ-10 ІУ2</i>		
<i>Q1-Q3</i>	<i>Вимикач вакуумний</i>	<i>3</i>	
	<i>Siemens 3AF01</i>		
<i>Q4...Q12</i>	<i>Вимикач вакуумний</i>	<i>9</i>	
	<i>ВР1-10-20/1000-У2</i>		
<i>QS1-S10</i>	<i>Роз'єднувач</i>	<i>10</i>	
	<i>РНД-35/1000 У1</i>		
<i>QS11-QS14</i>	<i>Роз'єднувач</i>	<i>2</i>	
	<i>РВ3-10/1000 ІУ3</i>		
<i>RU1-RU4</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>4</i>	
	<i>Siemens 3EP2-036-1PL1</i>		
<i>RU5..RU8</i>	<i>Обмежувач перенапруги</i>	<i>4</i>	
	<i>Siemens 3EP2-012-1PL1</i>		
<i>FU1, FU2</i>	<i>Запобіжник</i>	<i>2</i>	
	<i>ПКТ-101-35-2-8 У3</i>		
<i>FU3, FU4</i>	<i>Запобіжник</i>	<i>2</i>	
	<i>ПКТ-101-10-2-31,5 У3</i>		

4.11 Висновки до розділу 4

1. Проведено вибір схеми електричних з'єднань: *РП – 35 кВ - “Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів”* та *РП – 10 кВ - “Одна одинока, секціонована вимикачем система шин”*.
2. Проведені розрахунки і вибір обладнання для РП 35 кВ та 10 кВ.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Захист підстанцій від прямих ударів блискавки

Захист електрообладнання ПС від прямих ударів блискавки відбувається за допомогою стрижневих блискавковідводів. Блискавкоприймачі встановлюють на порталах, прожекторних щоглах (мачтах) і критих споруд. Металоконструкції порталів і мачт використовуються як струмопроводи, які з'єднують блискавкоприймачі з заземлювачем. Заземлювачі ПС з метою вимірювання потенціалів по їх території при аварійних замиканнях на землю і забезпечення таким чином електробезпеки персоналу здійснюються у вигляді сітки, утвореної горизонтально розміщеними в землі смугами, якими з'єднуються вертикальні електроди. До заземлювача приєднуються всі металоконструкції (портали, мачти) і металеві корпуси електрообладнання (баки трансформаторів, масляних вимикачів і т.д.) [19].

Для зменшення імпульсного опору заземлення у місцях приєднання блискавковідводів до заземлюючого контуру ПС встановлюються додаткові зосереджені заземлювачі у вигляді вертикальних електродів. На ПС 35 кВ нейтралі трансформаторів приєднують до заземлювача через дугогасильний реактор. У цьому випадку необхідне значення стаціонарного опору заземлення визначається виходячи з того, що при проходженні через заземлювач збільшеного на 25% номінального струму дугогасильного реактора потенціал заземлювача не повинен перевищувати 123 В. Але в будь-якому разі опір заземлення ПС не повинен перевищувати 10 Ом, тобто $R_{зод} \ll 10 \text{ Ом}$ [19].

Для ПС 35 кВ, як і у ПС більш високої напруги, розташованих у місцевостях з високим питомим опором ґрунту, доцільним рішенням є установка блискавковідводів, що мають окремі заземлювачі, електрично не зв'язані з заземлюючим контуром підстанції. Блискавковідводи на трансформаторних порталах, як правило, не встановлюються внаслідок низької імпульсної розрядної напруги вводів нижчої напруги 6-10 кВ. При необхідності

установки блискавковідводу на трансформаторному порталі обмотки нижчої напруги слід захищати вентиляними розрядниками, включеними безпосередньо біля вводів 6-10 кВ або на відстані не більше 10 м від вводу 35 кВ [19].

Підстанційні будинки і споруди захищаються заземленням металеві покрівлі або, якщо покрівля неметалева, за допомогою сітки розміром $5 \times 5 \text{ м}^2$ з сталеної проволочи діаметром 8 мм, котра розміщується на даху і приєднується до заземлення [19].

5.2 Розробка та конструктивне виконання пристроїв грозозахисту

Під час прямих ударів блискавки в обладнання підстанції виникають великі перенапруги, які пошкоджують ізоляцію електричних апаратів і можуть призвести до їх руйнування. Для запобігання цього, необхідно щоб вся територія підстанції була надійно захищена від прямих ударів блискавки. Грозозахист виконують за допомогою стержневих вертикальних блискавковідводів із врахуванням зон їх захисту. Вся територія підстанції повинна знаходитися в зоні дії захисту.

Загальна площа підстанції $50 \times 70 \text{ м}^2$, відстані між блискавковідводами за довжиною і шириною становлять:

$$L_{\text{ш}} = 40 \text{ м},$$

$$L_{\text{д}} = 55 \text{ м}.$$

Розраховуючи блискавкозахист приймаємо, що висота об'єкту на всій території підстанції становить 11,5 м. Приймаємо висоту portalу рівною:

$$h_{\text{п}} = h_{\text{МАКС}} = h_{\text{х}} = 11,5 \text{ м}.$$

Оскільки висота portalу рівна 11,5 м, то висота захисту блискавковідводів повинна становити:

$$h_0 \geq h_{\text{х}} + 1 ;$$

$$h = 11,5 + 1 = 12,5 \text{ м}.$$

Якщо $h \leq 30 \text{ м}$, тоді розрахунок проводимо за формулами:

$$h_{\text{д}} = h_0 + L_{\text{д}}/7;$$

$$h_{\text{ш}} = h_0 + L_{\text{ш}}/7.$$

$$h_{\text{ш}} = h_0 + L_{\text{ш}}/7 = 12.5 + 40/7 = 18.214\text{м}$$

$$h_{\text{д}} = h_0 + L_{\text{д}}/7 = 12.5 + 55/7 = 20.36\text{м}$$

Вибираємо висоту блискавковідводу рівною:

$$h_0 = 21\text{м.}$$

Перераховуємо величину h_0 :

- за довжиною

$$h_{0\text{д}} = h - L_{\text{д}}/7;$$

- за шириною

$$h_{0\text{ш}} = h - L_{\text{ш}}/7.$$

$$h_{0\text{д}} = 21 - 55/7 = 13.14\text{ м};$$

$$h_{0\text{ш}} = 21 - 40/7 = 15.29\text{м.}$$

h_0 приймаємо приблизно рівною 15 м.

Активна висота блискавковідводу становить:

$$h_A = h - h_{\text{п}} = 21 - 15 = 6\text{м.}$$

Знаходимо радіус взаємоекрануючої дії для блискавковідводів. За графіком [18] за відомими L/h_a та h_x/h визначаємо відношення $b_x/(2 \cdot h_a)$:

- за довжиною

$$b_{\text{хд}}/(2 \cdot h_a) = 0.75;$$

- за шириною

$$b_{\text{хш}}/(2 \cdot h_a) = 0.87;$$

Визначаємо радіус захисту:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1.6}{1 + \frac{h_x}{h}} = 6 \cdot \frac{1.6}{1 + \frac{11.5}{21}} = 6.202\text{м}$$

Для того, щоб весь простір між блискавковідводами був захищений потрібно, щоб виконувалась умова:

$$D \leq 6 \cdot h,$$

де D - велика діагональ чотирикутника з блискавковідводами в його вершинах.

$$D = \sqrt{40^2 + 55^2} = 68.01$$

$$D = 68.01 < 6 \times 7 = D = 130,86 < 6 \times 7 = 162 .$$

Умова виконується.

5.3 Принцип захисту електрообладнання ПС від імпульсів грозових перенапруг

Основними апаратами захисту електрообладнання підстанцій від імпульсів грозових перенапруг служать вентиляні розрядники та обмежувачі напруг (ОПН). Щоб вентиляний розрядник забезпечував захист електрообладнання, імпульсний струм через розрядник не повинен перевищувати струму координації. Якщо цей струм перевищить струм координації, то напруга на розряднику стане вище номінальної, що може створити небезпеку для ізоляції електрообладнання. [19]

Прямі удари блискавки в провода лінії поблизу ПС дуже небезпечні і їх необхідно виключити. Для цього ділянки лінії довжиною від 1 до 3 км, що прилягають до ПС, у всіх випадках захищаються тросовими блискавковідводами. Такі ділянки лінії отримали назву захищених підходів до ПС. Якщо лінія виготовлена на металевих або залізобетонних опорах і захищена тросами по всій довжині, то трубчасті розрядники на підході не встановлюються. [19]

На прилягаючих до ПС ділянках старанно виконуються вимоги блискавкозахисту: знижуються опори заземлення опор та зменшуються кути захисту тросів. Метод цих заходів є зменшення ймовірностей прориву блискавки через тросовий захист і обернених перекриттів при ударах в опори в межах захисного підходу до ПС. [19]

Захисний підхід виконує ще одну важливу задачу. При проходженні імпульсу напруги по захисному підході видовжується фронт імпульсу, зниження крутизни фронту імпульсу, набігаючого на ПС. Довжина захисного підходу має бути достатньою для того, щоб крутизна фронту імпульсу знизилась до значення, безпечного для електрообладнання ПС. [19]

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 робочі розглядається чотири можливі варіанти розвитку електричної мережі 35 кВ Гусятинського району.

Перший варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.1. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-14 довжиною 9,8 км проводом АС-70/11 з ПС «Постолівка» до ПС «Самолусківці» та одноколова лінія Л-15 довжиною 14,3 км проводом АС-70/11 з ПС «Гусятин» до ПС «Самолусківці» (згідно Додатку А).

Другий варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.2. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-15 довжиною 14,3 км проводом АС-70/11 від ПС «Гусятин» до ПС «Самолусківці» та одноколова лінія Л-14 довжиною 10 км проводом АС-70/11 від ПС «Самолусківці» до ПС «Нижбірок» (згідно Додатку А).

Третій варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.3. У цьому варіанті будується двоколова лінія Л-14 довжиною 14,3 км проводом АС-70/11 з ПС «Гусятин» до ПС «Самолусківці» (згідно Додатку А).

Четвертий варіант. Схема мережі для цього варіанту приведена на рис. 3.4. У цьому варіанті будується одноколова лінія Л-15 довжиною 14,3 км проводом АС-70/11 від ПС «Гусятин» до ПС «Самолусківці» та одноколова лінія Л-14 довжиною 8 км проводом АС-70/11 від ПС «Самолусківці» до ПС «Чабарівка» (згідно Додатку А).

Капітальні витрати на лінію [17]:

$$K_{\text{л}} = K_{\text{л0}}l,$$

де $K_{\text{л0}}$ – питоме капіталовкладення в лінію.

Питоме капіталовкладення в лінію складає:

- Побудова двоколової лінії на залізобетонних опорах вартує 251 тис. грн. на 1 км. лінії;
- Побудова одноколової лінії на залізобетонних опорах вартує 187 тис. грн. на 1 км. лінії.

Визначаємо капітальні капіталовкладення на спорудження ЛЕП для кожного з варіантів:

$$K_{Л.В1} = K_{л0.В1} \cdot l_{В1} = 187 \cdot (9,8 + 14,3) = 4507 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В2} = K_{л0.В2} \cdot l_{В2} = 187 \cdot (14,3 + 10) = 4544 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В3} = K_{л0.В3} \cdot l_{В3} = 251 \cdot (14,3) = 3589 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{Л.В4} = K_{л0.В4} \cdot l_{В4} = 187 \cdot (14,3 + 8) = 4170 \text{ тис. грн.}$$

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:

$$K_T = 1040 \text{ тис. грн.}$$

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:

$$K_{п/ст} = K_T + K_{пв} = 1040 + 210 = 1250 \text{ тис. грн.}$$

Капіталовкладення на спорудження варіантів мережі становлять:

$$K_{В1} = K_{Л.В1} + K_{н/см} = 4507 + 1250 = 5757 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{В2} = K_{Л.В2} + K_{н/см} = 4544 + 1250 = 5794 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{В3} = K_{Л.В3} + K_{н/см} = 3589 + 1250 = 4839 \text{ тис. грн.}$$

$$K_{В4} = K_{Л.В4} + K_{н/см} = 4170 + 1250 = 5420 \text{ тис. грн.}$$

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

$$B = B_{Л} + B_{п/ст},$$

де

$$B_{Л} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л};$$

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

$a_{Л} + o_{Л}$ - - відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній, %,

$$a_{Л} + o_{Л} = 2,4 + 0,4 = 2,8\%;$$

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

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

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

$$B_{n/cm} = \frac{a_{n/cm} + o_{n/cm}}{100} K_{n/cm} = \frac{9,4}{100} 1250 = 117,5 \text{ тис. грн.}$$

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

$$B_{Л1} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л1} = \frac{2,8}{100} 4507 = 126,2 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л2} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л2} = \frac{2,8}{100} 4514 = 126,4 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л3} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л3} = \frac{2,8}{100} 3589 = 100,5 \text{ тис. грн.}$$

$$B_{Л4} = \frac{a_{Л} + o_{Л}}{100} K_{Л4} = \frac{2,8}{100} 4170 = 116,8 \text{ тис. грн.}$$

Щорічні витрати B на експлуатацію мережі:

$$B_1 = B_{Л.1} + B_{n/cm} = 126,2 + 117,5 = 243,7 \text{ тис. грн.}$$

$$B_2 = B_{Л.2} + B_{n/cm} = 126,4 + 117,5 = 243,9 \text{ тис. грн.}$$

$$B_3 = B_{Л.3} + B_{n/cm} = 100,5 + 117,5 = 218 \text{ тис. грн.}$$

$$B_4 = B_{Л.4} + B_{n/cm} = 116,8 + 117,5 = 234,3 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо зведені витрати для кожного з варіантів:

$$З_{B1} = E_H K_{B1} + B_{B1} = 0,12 \cdot 5757 + 243,7 = 934,5 \text{ тис. грн.}$$

$$З_{B2} = E_H K_{B2} + B_{B2} = 0,12 \cdot 5794 + 243,9 = 939,2 \text{ тис. грн.}$$

$$З_{B3} = E_H K_{B3} + B_{B3} = 0,12 \cdot 4839 + 218 = 798,7 \text{ тис. грн.}$$

$$Z_{B4} = E_H K_{B4} + B_{B4} = 0,12 \cdot 5420 + 234,3 = 884,7 \text{ тис. грн.}$$

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. Іншими можливими варіантами підстанцій можуть бути відгалужувальна підстанція, яка приєднується до однієї або двох ліній електропередач, або вузлова підстанція, яка живиться від електромережі не менше ніж по трьох лініях. Проте, найбільш поширеним типом підстанції - є прохідна, яка приєднується до мережі шляхом заведення однієї лінії електропередач з двостороннім живленням, а також дає можливість через шини високої напруги передавати потужність між окремими вузлами мережі. Отже, далі розрахунок проводимо лише для першого варіанту.

6.2 Оцінка економічної ефективності вибору масляного трансформатора

Втрати електроенергії за рік:

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

1 варіант:

$$\Delta E = 29.797 \cdot 8760 = 261024.383 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

2 варіант:

$$\Delta E = 54.088 \cdot 8760 = 473812.947 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

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:

$$C_e = 261024.383 \cdot 2,24 = 584694.618 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_e = 473812.947 \cdot 2,24 = 1061341.001 \text{ тис. грн}$$

Капітальні затрати становлять:

1 варіант:

$$K_1 = 2 \cdot 520 = 1040 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$K_2 = 2 \cdot 360 = 720 \text{ тис. грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор:

$$\phi = 0,1.$$

1 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 1040000 = 104 \text{ тис. грн.}$$

2 варіант:

$$C_a = 0,1 \cdot 720000 = 72,0 \text{ тис. грн.}$$

Сумарні річні затрати:

$$C = C_e + C_a$$

1 варіант:

$$C_1 = 584,695 + 104 = 688,695 \text{ тис. грн}$$

2 варіант:

$$C_2 = 1061,341 + 72,0 = 1133,341 \text{ тис. грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \left| \frac{1040 - 720}{1133,341 - 688,695} \right| = 0,72 \text{ року}.$$

Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТМ 2500/35. Також встановлення потужнішого трансформатора дасть змогу розширити навантаження в майбутньому.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТМ-2500/35, а не масляного трансформатора ТМ-1600/35 буде становити:

$$E = C_2 - C_1 = |1133,341 - 688,695| = 444,646 \text{ тис. грн.}$$

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Основні заходи щодо попередження та усунення причин виробничого травматизму

Основні заходи щодо попередження та усунення причин виробничого травматизму поділяються на технічні та організаційні.

До технічних заходів належать заходи з виробничої санітарії та техніки безпеки. Заходи з виробничої санітарії передбачають організаційні, гігієнічні та санітарно-технічні заходи та засоби, що запобігають дії на працюючих шкідливих виробничих чинників. Це створення комфортного мікроклімату шляхом влаштування відповідних систем опалення, вентиляції, кондиціонування повітря; теплоізоляція конструкцій будівлі та технологічного устаткування; заміна шкідливих речовин та матеріалів нешкідливими; герметизація шкідливих процесів; зниження рівнів шуму та вібрації; встановлення раціонального освітлення; забезпечення необхідного режиму праці та відпочинку, санітарного та побутового обслуговування.

Заходи з техніки безпеки передбачають систему організаційних та технічних заходів та засобів, що запобігають впливу на працюючих небезпечних виробничих чинників. До них належать: розроблення та впровадження безпечного устаткування; механізація та автоматизація технологічних процесів; використання запобіжних пристосувань, автоматичних блокувальних засобів; правильне та зручне розташування органів керування устаткуванням; впровадження систем автоматичного регулювання, контролю та керування технологічними процесами, принципово нових нешкідливих та безпечних технологічних процесів.

До організаційних заходів належать: правильна організація роботи, навчання, контролю та нагляду з охорони праці; дотримання трудового законодавства, законодавчих та інших нормативно-правових актів з охорони праці; впровадження безпечних методів та наукової організації праці; проведення оглядів, лекційної та наочної агітації та пропаганди з питань

охорони праці; організація планово-попереджувального ремонту устаткування, технічних оглядів та випробувань транспортних та вантажопідіймальних засобів, посудин, що працюють під тиском.

7.2 Технічні рішення з безпечної експлуатації

Живлення власних потреб та системи освітлення здійснюється від чотирьохпровідної трифазної мережі 380 х 220 В (фазна напруга (фаза - "0") – 220 В, а міжфазна лінійна (фаза - фаза) – 380 В). Відповідно з ГОСТ 12.1.013-78 умови праці за ступенем небезпеки ураження працівників електричним струмом є умовами з підвищеною небезпекою, тому що підлога у робочому приміщенні є струмопровідною.

Згідно із ГОСТ 12.1.030-81, в якості захисту від ураження людей електричним струмом застосовується заземлення. Крім того безпека експлуатації при нормальному режимі роботи забезпечується застосуванням ізолювальних пристроїв, огороженням струмоведучих частин, використанням малих напруг. Особи, що обслуговують електроустановки повинні користуватися ЗІЗ - спецвзуття, рукавиці. Засоби захисту необхідно періодично випробувати, їх слід захищати від механічних пошкоджень, впливу факторів, що погіршують їх діелектричні властивості.

Загальні вимоги безпеки до виробничого обладнання встановлені згідно з ГОСТ 12.2.003-74, в якому визначені вимоги до основних елементів конструкції, органів управління і засобів захисту, які входять в конструкцію виробничого обладнання любого виду і призначення.

В установках напругою до 1 кВ огороження роблять суцільними. Безпечні відстані між огороженнями і не ізольованими струмоведучими частинами регламентується ПУЕ і в установках до 1 кВ із суцільними огороженнями - 5 см. Висота розміщення не огорожених струмоведучих частин залежить від значення напруги і рівня підготовки людей, що працюють з електроустаткуванням. Струмоведучі частини напругою до 1 кВ у місцях, де працюють люди, висота розміщення повинна бути не менше 3,5 м. Постійний

контроль за ізоляцією, тому що протягом часу відбувається старіння ізоляції, що може привести до пробою і створити небезпеку при дотику людини до ізольованих проводів. Використовують наступні кольори для маркування ізоляції: чорна - для силових ланцюгів; червона - для ланцюгів керування.

На ключах керування і приводах роз'єднувачів віддільників і вимикачах навантаження, а також на підставках запобіжників, за допомогою яких може бути подана напруга до місця робіт, вивішують плакат: "Не включати - працюють люди". На вентилях, що закривають доступ повітря в пневматичні приводи таких апаратів, вивішується плакат: "Не відкривати - працюють люди".

Приміщення в якому розташований тролейбус техогляду повинно бути сухим, світлим і теплим, а також забезпечене роздягальною з вішалками для одягу.

Площа робочих приміщень повинна бути така, щоб на одного працюючого припадало не менше 4,5 м .

Стіни робочих приміщень мають бути світлих відтінків, а стеля повинна бути пофарбована в білий колір.

Не правильне поводження з електрообладнанням і джерелами електричної енергії може призвести до враження електричним струмом і виходу приборів тролейбуса з ладу, тому:

- не проводити будь-яких втручань, як відкриття руками, так і за допомогою інструмента і сторонніх предметів в електрообладнання при встановлених на контактний провід струмоприймачів. Це стосується не лише електрообладнання 550 В, але і електрообладнання 24 В;

- не допускати струми витоку більше 0,003 А. Контроль струмів витоку проводять щодня міліамперметром або спеціальним пристроєм для вимірювання стану електроізоляції;

- ретельно слідкувати, щоб не виникали обриви проводів і інші порушення цілісності електричних кіл;

- суворо дотримуватися Правила техніки безпеки на міському транспорті.

7.3 Загальні вимоги до електроустановок та їх обслуговування

Електричне устаткування, яке використовується, за конструкцією, виконанням, якістю ізоляції, способом установки має відповідати вимогам чинних стандартів і правил. Електроустановки підрозділяються на загальнопромислові і вибухозахищені.

Загальнопромислове виконання може бути відкрите, захищене, закрите, таке, що продувається, пилозахищене, бризкозахищене, водозахищене і маслозахищене. Виконання електроустаткування має відповідати умовам навколишнього середовища. Наприклад, в приміщеннях з нормальним середовищем електроустановки можуть мати відкрите або захищене виконання.

Там, де всередину устаткування може потрапити пил або інші речовини, що руйнують ізоляцію, воно повинне мати закриті виконання.

Пуск і зупинка електричних машин і апаратів здійснюється за допомогою встановлених на них кнопкових постів і перемикачів; захист електричних мереж, машин і апаратів від надмірно великого струму забезпечується за допомогою автоматичних вимикачів, магнітних пускачів, реле, запобіжників з плавкими вставками.

Надійна робота устаткування визначається постійністю електротехнічних, хімічних і механічних якостей ізоляції струмопровідних частин і відповідністю їх умовам експлуатації. Для контролю опору ізоляції використовують прилади – мегаомметр. Опір ізоляції в електроустановках напругою до 1000 В має бути не меншим, ніж 0,5 МОм.

В електромеханічному й електронагрівальному устаткуванні для підприємств громадського харчування опір основної ізоляції між струмопровідними частинами і корпусом приймається не менше 2 МОм. Опір посиленої ізоляції – не менше 7 МОм.

Контролюють опір ізоляції електричної мережі:

- у приміщеннях без підвищеної небезпеки – не рідше, ніж раз на рік;
- у приміщеннях підвищеної небезпеки і особливо небезпечних – не рідше, ніж двічі на рік.

Якщо опір ізоляції знижується на 50 % від початкового значення, проводку або ізоляцію замінюють.

Інструментальну перевірку стану захисного заземлення (занулення) устаткування і його частин проводять після монтажу або ремонту, а також в процесі експлуатації не рідше одного разу на рік.

Для попередження ураження електричним струмом на підприємствах використовуються кольори сигнальні і знаки безпеки, а також інструкції і плакати. На всіх дверцятах шаф з електроапаратурою напругою більше 42 В, а також кожухах, що закривають електроапаратуру, має бути напис "Висока напруга".

Ремонт і технічне обслуговування електроустаткування і електромереж проводить електротехнічний персонал підприємства або (за договором) спеціалізовані організації. Невеликі підприємства торгівлі і громадського харчування можуть мати такий персонал на пайовій основі. На кожному підприємстві щорічно повинен складатися і суворо виконуватися графік профілактичного догляду і поточного ремонту електроустаткування.

7.4 Оцінка технологічного процесу щодо умов електробезпеки, безпеки на обладнанні, що проектується

Основними причинами дії струму на людину є: випадковий дотик чи наближення до струмоведучих частин; поява напруги на металевих частинах обладнання в результаті пошкодження ізоляції або помилкових дій персоналу; крокова напруга на поверхні землі в результаті замикання проводу та інші.

Ступінь небезпеки залежить від того, яким чином людина ввімкнулася в установку. Двофазне ввімкнення являє собою одночасне приєднання до двох різних фаз тієї самої системи, що перебуває під напругою. В цьому випадку людина ввімкнена на повну лінійну напругу установки. Однофазне увімкнення – це приєднання людини до струмоведучих частин однієї фази установки під напругою. В системі з заземленим нулем при однофазному увімкненні людина потрапляє під фазову напругу і піддається дії струму, величина якого визначається величиною фазової напруги установки і опором тіла людини.

З аналізу різних систем ввімкнення видно, що найбільш небезпечне двофазне ввімкнення, коли людина ввімкнена на повну лінійну напругу установки і коли ізоляція установки не створює захисної дії.

Всі приміщення згідно ПУЕ поділяються за степенню ураження людей електричним струмом на три класи: без підвищеної небезпеки, з підвищеною небезпекою, особливо небезпечні.

Приміщення без підвищеної небезпеки – це сухі приміщення з нормальною температурою повітря та з ізолюючою підлогою (наприклад, дерев'яною), тобто такі, в яких відсутні умови властиві для приміщень з підвищеною небезпекою чи особливо небезпечним. Наприклад, звичайні офісні приміщення, інструментальні склади, лабораторії, а також деякі промислові приміщення, цехи приладних заводів розміщені в сухих не запилених приміщеннях з ізолюючою підлогою та нормальною температурою.

Приміщення з підвищеною небезпекою характеризуються наявністю однієї з п'яти наступних умов, що створюють підвищену небезпеку: сирість, коли довгий час відносна вологість повітря перевищує 75%; підвищена температура, коли температура повітря довгий час (більше доби) перевищує 35°C; струмопровідних порохів, коли по умовах виробництва в приміщеннях виділяються струмопровідні технологічні порохи (вугільна, металева, тощо); струмопровідних підлог – металевих, земляних, залізобетонних, цегляних та інших. Прикладом таких приміщень є сходові клітки різноманітних споруд з провідними підлогами, складські, без обігріву приміщення (навіть, якщо вони розміщені в будовах з ізольованими підлогами і дерев'яними стелажми) та інші.

Приміщення особливо небезпечні характеризуються наявністю однієї з трьох наступних умов, що створюють особливу небезпеку: особливої сирості, коли відносна вологість повітря близька до 100%; хімічно активного або органічного середовища, тобто приміщення в яких постійно або на протязі довгого часу утримуються агресивні пари, гази, рідини; одночасна наявність двох та більше умов, характерних для приміщень з підвищеною небезпекою.

Наприклад, більшість промислових приміщень, в тому числі всі цехи машинобудівних заводів, випробувальні станції, гальванічні цехи, майстерні, тощо.

На машинобудівних заводах застосовують електричні прилади, верстати, устаткування, пристрої, інструмент та установки, що живляться струмом з низькою напругою (до 250 В) і високою напругою (понад 250 В) нормальної частоти (50 Гц) і підвищеної частоти (200 Гц і вище).

Порушення правил технічної експлуатації та безпеки обслуговування електроустановок може призвести до нещасного випадку. При неправильній експлуатації металообробних верстатів, розподільчих пристроїв, повітряних мереж, електропроводки, кабелів, переносного електроінструменту, електрозварювальних установок, електрокранів, а також рубильників та запобіжників можуть бути електротравм.

Проаналізувавши дані про небезпечність приміщення цеху авторемонтного заводу роблю висновок, що воно відноситься до приміщень з підвищеною небезпекою. Тому для запобігання нещасним випадкам, виходу з ладу обладнання, тощо, необхідно виконати всі правила та рекомендації з техніки безпеки, як до приміщення з підвищеною небезпекою.

7.5 Методи захисту великих розгалужених електротехнічних систем та електронної апаратури від дії ЕМІ під час НС воєнного часу.

В кожному конкретному випадку повинні знаходитись ефективні та економічно доцільні методи захисту електротехнічного обладнання. Серед них найбільш розповсюджені екранування, оптимальне просторове розміщення і заземлення окремих частин системи, використання пристроїв, що запобігають перенапрузі в найбільш критичних місцях та інші. Деякі з них є ефективними для підвищення стійкості до дії ЕМІ цеху авторемонтного заводу. Розглянемо їх.

Екрани і захисні пристрої. Одним з методів збільшення стійкості і захисту електротехнічних систем від дії сильного електромагнітного випромінювання є використання металевих екранів. Вони відбивають електромагнітні хвилі і

гасять високочастотну енергію в металевому об'ємі. Через систему заземлення струм наведений ЕМІ стікає в землю не роблячи шкоди для електронної апаратури, що знаходиться всередині металевих шаф та коробок. Товщину екрану та послаблення, яке він дає, можна розрахувати знаючи потужність та густину потоку випромінювання за екраном, провідність та магнітну проникність матеріалу, частоту ЕМІ.

Для розширення спектра частот, що поглинаються, електромагнітних випромінювань можуть використовуватися різні типи екранів, виконані з різних елементів.

Кабелі та їх екрани. З'єднувальні кабелі – невід'ємна частина електротехнічної системи і потребують захисту від дії ЕМІ. Напруги, що наводяться під дією ЕМІ, залежать від конструкції кабелів, природи кінцевих навантажень і конструкції роз'ємів, якості монтажу кабелю і зовнішнього оточення при його практичному використанні.

Для захисту з'єднувальних кабелів їх прокладають в земляних траншеях під цементною або бетонованою підлогою цеху, або ховають в спеціальні металеві (сталеві) коробки, які заземлюють. Можна розміщувати кабелі і на поверхні підлоги, але для цього їх необхідно покрити заземленими швелерами. По довжині швелери зварюють так, щоб був надійний електричний контакт. В особливо поганих умовах кабелі слід поміщувати в металевий рукав, який закріплюють на підлозі і заземлюють. Це все разом виконує роль екрану та слугує надійним захистом від механічних пошкоджень кабелів.

Захисні розрядники і плавкі запобіжники. Для захисту від ЕМІ доцільно використати розрядники, які встановлюються на входи і виходи обладнання, в повітряні та підземні лінії зв'язку та електропостачання.

Основні функції захисного розрядника – детектувати імпульс, розімкнути лінію або відвести енергію для попередження пошкодження в обладнанні, що захищається. Розрізняють два види захисних розрядників – „м'які” та „жорсткі” обмежувачі. „М'які” обмежувачі – нелінійні опор, що залежать від напруги

(конденсатори, варістори), а „жорсткі” – пристрої з пробоем (газові розрядники, діоди та ін.).

Газові захисні розрядники можуть використовуватися при великих перевантаженнях, але їх недоліком є великий час спрацювання і дуже великий скачок напруги, пропорційний номінально дозволеному струмові.

Напівпровідникові захисні пристрої менш стійкі до напруг, але мають менший час спрацювання.

Використання симетричних двопровідних ліній. В двопровідній лінії напруги між проводами визначаються в основному різницею ємності кожного проводу (ємнісною асиметрією) відносно землі. Симетрування лінії по ємності дозволяє знизити в десятки і сотні раз напругу між проводами в порівнянні з напругою відносно землі. Однак слід враховувати, що в двопровідній лінії напруга відносно землі буде на стільки ж високою як і в однопровідній.

Використання екранованих кабелів і прокладання кабелів в металевих трубах. Більш раціональним при цьому є використання кабелів з високим коефіцієнтом екранування і високою електричною та механічною міцністю.

Використання засобів захисту аналогічних грозозахисним. Такими пристроями є розрядники з дренажними запираючими котушками, плавкі вставки, розв'язувальні пристрої, схеми автоматичного вимкнення обладнання від лінії. Постільки наведені напруги можуть розповсюджуватися по кабельних і повітряних лініях на десятки кілометрів і викликати пошкодження обладнання далеко за межами полум'я ядерного ураження, вхідні ланцюги обладнання повинні бути захищені вказаними вище засобами у всіх випадках і навіть тоді, коли вибух в даному районі не очікується.

Вказані методи і засоби захисту повинні поширюватися на усі види електротехнічного та електронного обладнання з врахуванням характеру уражаючої дії електромагнітних випромінювань ядерного вибуху для забезпечення надійності роботи цеху авторемонтного заводу в умовах військового часу.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Проблеми енергозбереження в Україні

Енергетика і паливно-енергетичний комплекс, що реалізує її призначення, є підґрунтям існування і розвитку цивілізації. Концентруючи величезні матеріальні ресурси, переробляючи колосальні паливно-енергетичні ресурси, активно втручаючись у гідро- й атмосферне середовище, енергетика спроможна змінити і вже змінює природне його становище.

Нині перед людством особливо гостро стоять три головні взаємозв'язані проблеми: забезпечення харчами, енергією та екологічна безпека. Актуальні вони як для Європи, так і для України зокрема. У розв'язанні цих проблем особливе місце належить енергетиці, від рівня розвитку якої неабияк залежить доля економіки, а отже, занепад або процвітання суспільства і, з другого боку, – стан довкілля.

Кожен виток вгору по спіралі історичного розвитку супроводжується вищим рівнем споживання енергії, загостренням екологічних проблем. Отже, надзвичайно важливим завданням фахівців і відповідних закладів є вивчення умов утворення шкідливих викидів у процесі виробництва теплової та електричної енергії, їх впливу на довкілля, розробка методів і пристроїв їх нейтралізації. Актуальність цих проблем визначається як недосконаліми енерготехнологіями, так і високим темпом використання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР).

Неефективне використання енергетичних ресурсів, споживання та експорт легкодоступної нафти, неекономне використання електроенергії підприємствами чи домогосподарствами змушують серйозно замислитись над проблемою енергозбереження у країні.

Енергетичний сектор економіки України потребує особливої уваги як з боку держави, так й індивідів. Важливим є використання альтернативних джерел енергії, пошук нових шляхів, способів постачання її державі.

Закони України «Про енергозбереження», «Про енергетику» та «Про енергопостачання», законодавчі акти Верховної ради України, хоча і порушують проблему енергетики, проте на практиці особливих позитивних зрушень не виявляють.

Рівень розвитку енергетики має визначальний вплив на стан економіки в країні в цілому. Основним завданням паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) є забезпечення економіки та соціальної сфери життя різними видами палива. Головною проблемою є те, що він був у всій час невід'ємною складовою економічного сектору Радянського союзу. Тому навіть незважаючи на кризові явища, які виникають на сучасному етапі, потрібна докорінна його перебудова. Паливно-енергетичний комплекс держави є надзвичайно енергозатратним, адже більша половина тепла втрачається при транспортуванні. Україна на сьогоднішній день є першою країною у світі за показником споживання енергоносіїв на одиницю продукції. За статистичними даними Україна кожного року споживає енергоносіїв на суму 12 млрд. доларів. Протягом наступних років темпи споживання інтенсивно зростають.

Для того, щоб вирішити питання енергозбереження, необхідно:

- по-перше, прийняти такий законодавчий акт, як закон України «Про енергоефективність», тобто дещо коректувати закон «Про енергозбереження»;
- по-друге, необхідно внести зміни до закону «Про оподаткування прибутку підприємств»;

У сучасних умовах держава має унікальне географічне та геополітичне значення та виступає транспортером паливно-енергетичних ресурсів.

Перші кроки до зміни та модернізації були зроблені з прийняттям «Енергетичної стратегії України на період до 2030 року». Ця подія мала позитивне значення у регулюванні енергетики України, адже до її прийняття не було чіткого плану щодо розвитку та функціонування енергетичної галузі. У ній розкрито багато цілей та завдань, напрямків проведення «перебудови».

Окремим розділом виділяють «Пріоритетні напрями та обсяги енергозбереження, потенціал розвитку нетрадиційних і відновлюваних джерел

енергії». Згідно з ним фактор енергозбереження є одним із визначальних для енергетичної стратегії України. Від його рівня залежить ефективне функціонування національної економіки.

Відповідно до прийнятої стратегії на даний час основним фактором зниження енергоємності продукції (послуг) в усіх галузях економіки є формування ефективно діючої системи державного управління сферою енергозбереження. Це дозволить, в першу чергу, удосконалити структуру кінцевого споживання енергоресурсів, зокрема, за рахунок подальшого розширення та поглиблення електрифікації в усіх сферах економіки шляхом заміщення дефіцитних видів палива з одночасним підвищенням ефективності виробництва.

8.2 Екологічні проблеми при передачі енергії ЛЕП та шляхи їх вирішення

Лінії електропередач надвисокої напруги є джерелами потужних електромагнітних полів, які існують навколо фазних проводів лінії. Ці електромагнітні поля чинять значний негативний вплив на екосистеми, що знаходяться поблизу трас ліній електропередач надвисокої напруги.

Розрізняють два типи впливу електромагнітних полів на біологічні організми – тепловий та інформаційний. Інформаційний проявляється в електромагнітних полях надвисокої частоти (300 МГц і більше) і на сьогодні вивчений недостатньо.

Для полів промислової частоти 50 Гц ліній надвисокої напруги основним є тепловий вплив від електричних струмів, індукованих в тілі біологічного організму.

Розрізняють наступні види впливу:

- безпосередній вплив, який проявляється при перебуванні людини в електричному полі. Ефект впливу підсилюється зі збільшенням напруженості поля;

- вплив електричних зарядів (імпульсного струму), що виникають внаслідок дотику людини до ізольованих від землі конструкцій або при дотику людини, яка ізольована від землі, до рослин і різного роду заземлених конструкцій;

- вплив струму витоку.

Багаторічні дослідження в галузі впливу електромагнітних полів ліній, зокрема полів електропередач, на біологічні організми і передусім на людину виявили, що найчутливішими системами організму людини є нервова, імунна і ендокринна.

Під впливом електромагнітних полів виникають істотні аномальні відхилення при передачі нервових імпульсів, що впливає на зміну вищої нервової діяльності, в тому числі й пам'яті у людей. Особливо високу чутливість до електромагнітних полів виявляє нервова система.

Відомо, що люди, які працюють під впливом електромагнітних полів, часто скаржаться на дратівливість і нетерплячість. Тривалий вплив полів призводить до високої стомлюваності, зниження ефективності сну, порушення уваги і пам'яті, появи внутрішньої напруженості та метушливості.

Відзначимо, що наведені результати досліджень стосуються не тільки електромагнітних полів ліній електропередач надвисокої напруги, але й будь-яких полів у всьому діапазоні частот.

Негативний вплив на екосистеми електромагнітних полів промислової частоти не такий істотний, хоча його обов'язково слід враховувати при спорудженні електропередач надвисокої напруги.

Шляхи вирішення екологічних проблем

1. Чисті джерела енергії. Електроенергія сьогодні є основою господарства. Вона необхідна не тільки для того, щоб горіло світло, працювали телевізор, холодильник, пральна машина та інша побутова техніка. Сьогодні і хліб випікається і метал виплавляється в електропечах, вода подається електронасосами, їздять електропоїзди – тобто скрізь працює електроенергія.

Отримання її з екологічно чистих джерел вирішило і проблему виснаження паливних корисних копалин, і забруднення повітря викидами ТЕС.

Чистим джерелом енергії є наше далеке світило – Сонце. Воно абсолютно безкоштовно дає людям те, що вони з великими труднощами розшукують і добувають у темних надрах планети. Сонце посилає на Землю енергію в 20 тис. разів більшу, ніж ми отримуємо від паливних ресурсів. А використовуємо ми нині лише 1/5000 її частку. Експериментальні електростанції, що використовують енергію Сонця, працюють у кількох країнах світу. Проте недалеко той час, коли сонячні електростанції, стануть звичними, як нинішні теплові. Вони будуть без труб, що димлять і забруднюють повітря тоннами шкідливих викидів, без гір відвалів, що засипають землю багатотонною масою шлаків і золи.

Вчені уважно придивляються і до нашої власної планети. Вони стверджують, що до глибини 50 км майже повсюдно є гарячі підземні води. Їх теплова енергія в тисячі разів перевищує енергію всіх паливних корисних копалин. Це ще одна реальна можливість заміни в найближчому майбутньому паливних ресурсів, які вичерпуються.

2. Економія ресурсів. Велику користь у справі збереження ресурсів може дати їх економне використання.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

В роботі проведено підвищення ефективності функціонування ЕМ 35/10 кВ Гусятинського району ВАТ «Тернопільобленерго» для підвищення її надійності.

Отримано результати:

1. Проведена характеристика мережі 110 кВ Гусятинського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго».
2. Проведено розрахунок навантажень ПС «Самолусківці», яке складає 2.5 МВт, що дало змогу проводити подальший розвиток ЕМ 35 кВ.
3. Запропоновані чотири варіанти розвитку ЕМ 35 кВ Гусятинського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго» та обґрунтовано вибір ПС прохідного типу, що дало можливість зберігати транзит потужності при ремонтах та пошкодженнях на об'єкті.
4. Обґрунтовано встановлення двохтрансформаторної ПС потужністю 5,0 МВА та побудови ЛЕП, використовуючи провід АС – 70/11 на основі розрахунків навантажень.
5. Запропоновано схему для аналізу усталених режимів роботи ЕМ Гусятинського РЕМ ВАТ «Тернопільобленерго», що дозволить передбачити перевантаження ЛЕП та трансформаторів.
6. Проведено вибір схеми електричних з'єднань: РП – 35 кВ - “Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів ” та РП – 10 кВ - “Одна одинока, секціонована вимикачем система шин”.
7. Проведені розрахунки і вибір обладнання для РП 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 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ. Інститут "Укренергомережпроект". Міністерство енергетики і електрифікації України. 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. Свірідов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с.

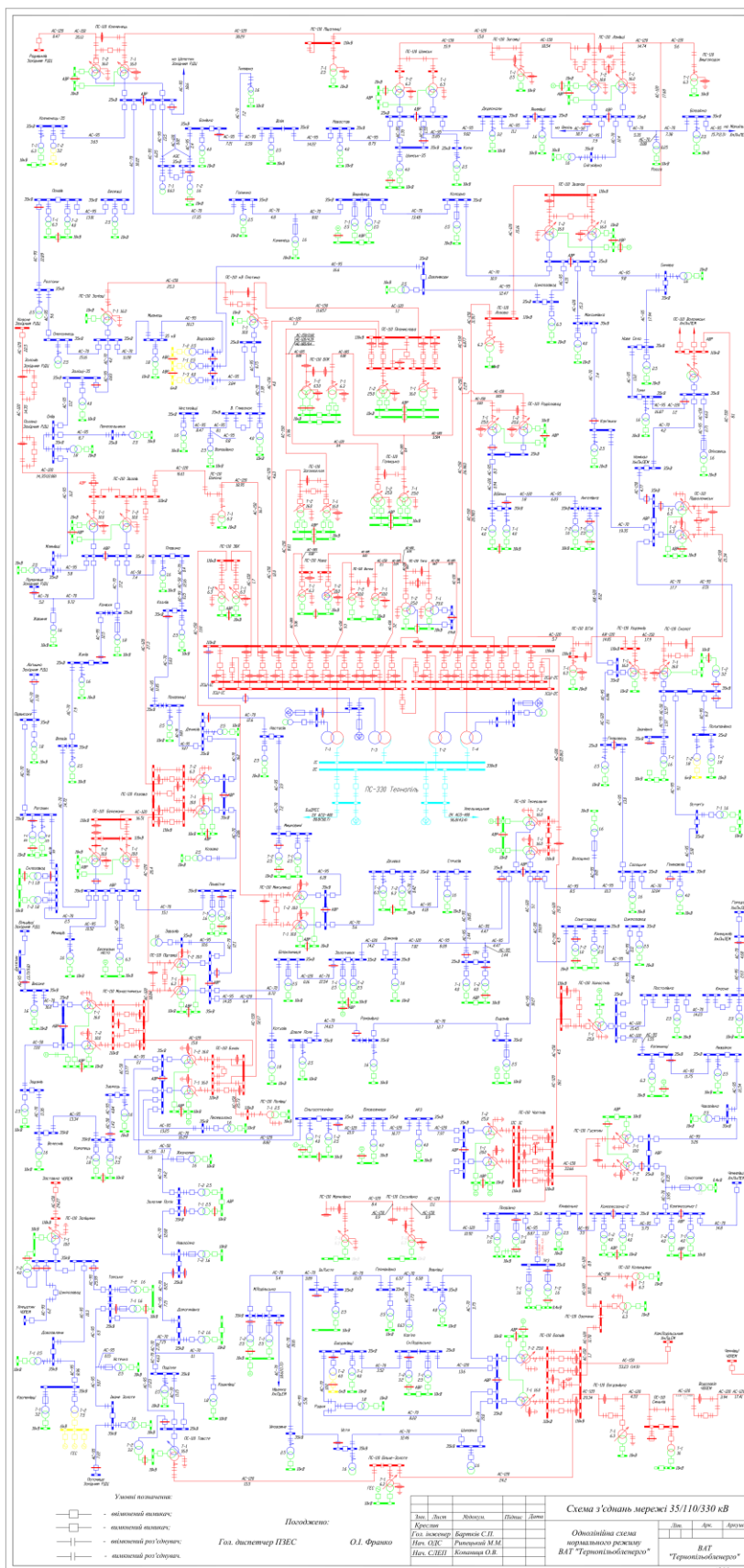
18. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД.34.21.122-87 М.: Энергоатомиздат, 1989.

19. Методичні вказівки до самостійної роботи з дисципліни «Техніка високих напруг» для студентів напряму 6.050701 “Електротехніка та електротехнології»/укл.: Стрежекуров Е.Є. – Дніпродзержинськ: ДДТУ, 2015 р., 35 стор.

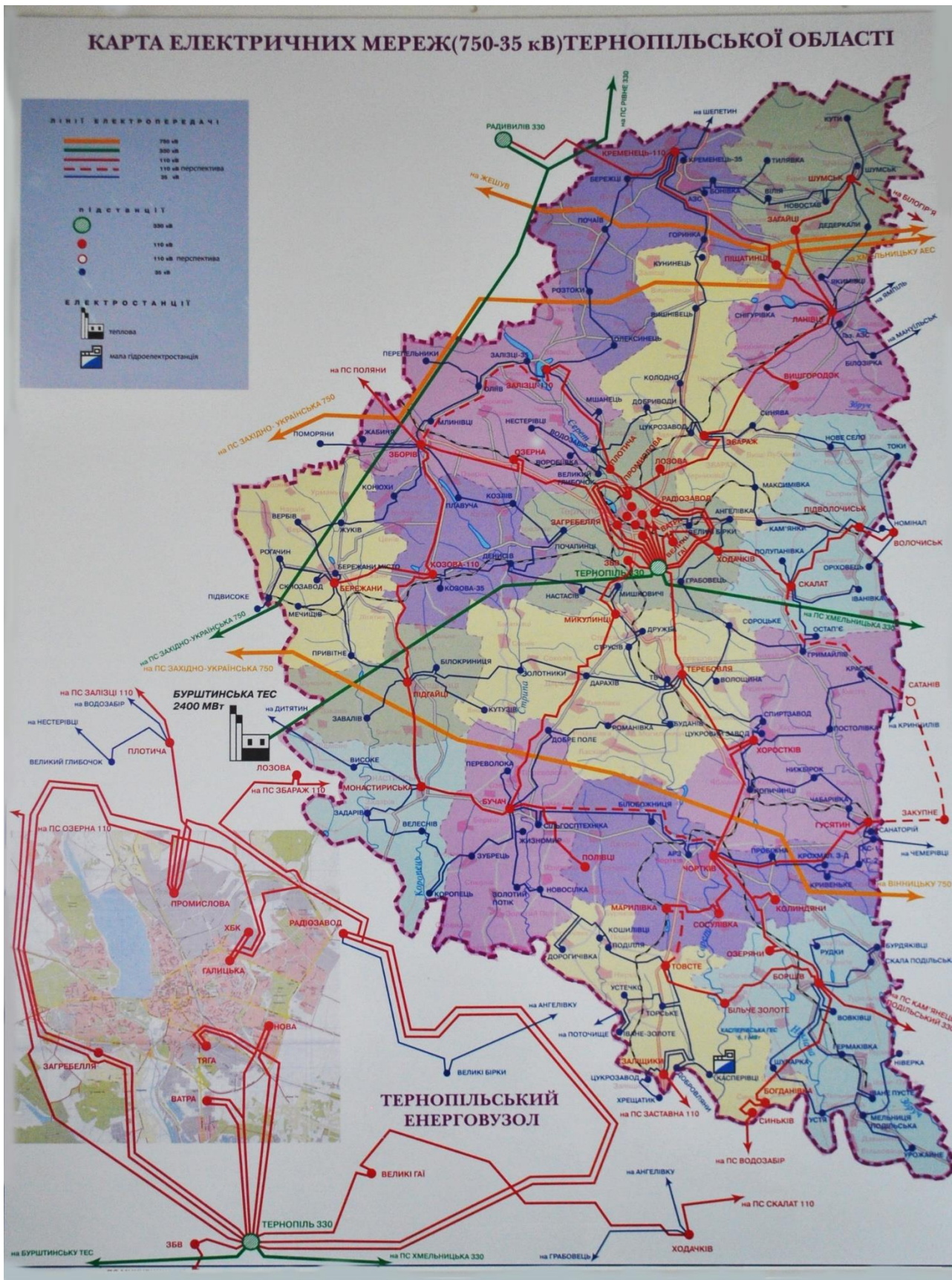
ДОДАТКИ

Додаток А

Однолінійна схема нормального режиму ВАТ "Тернопільобленерго"

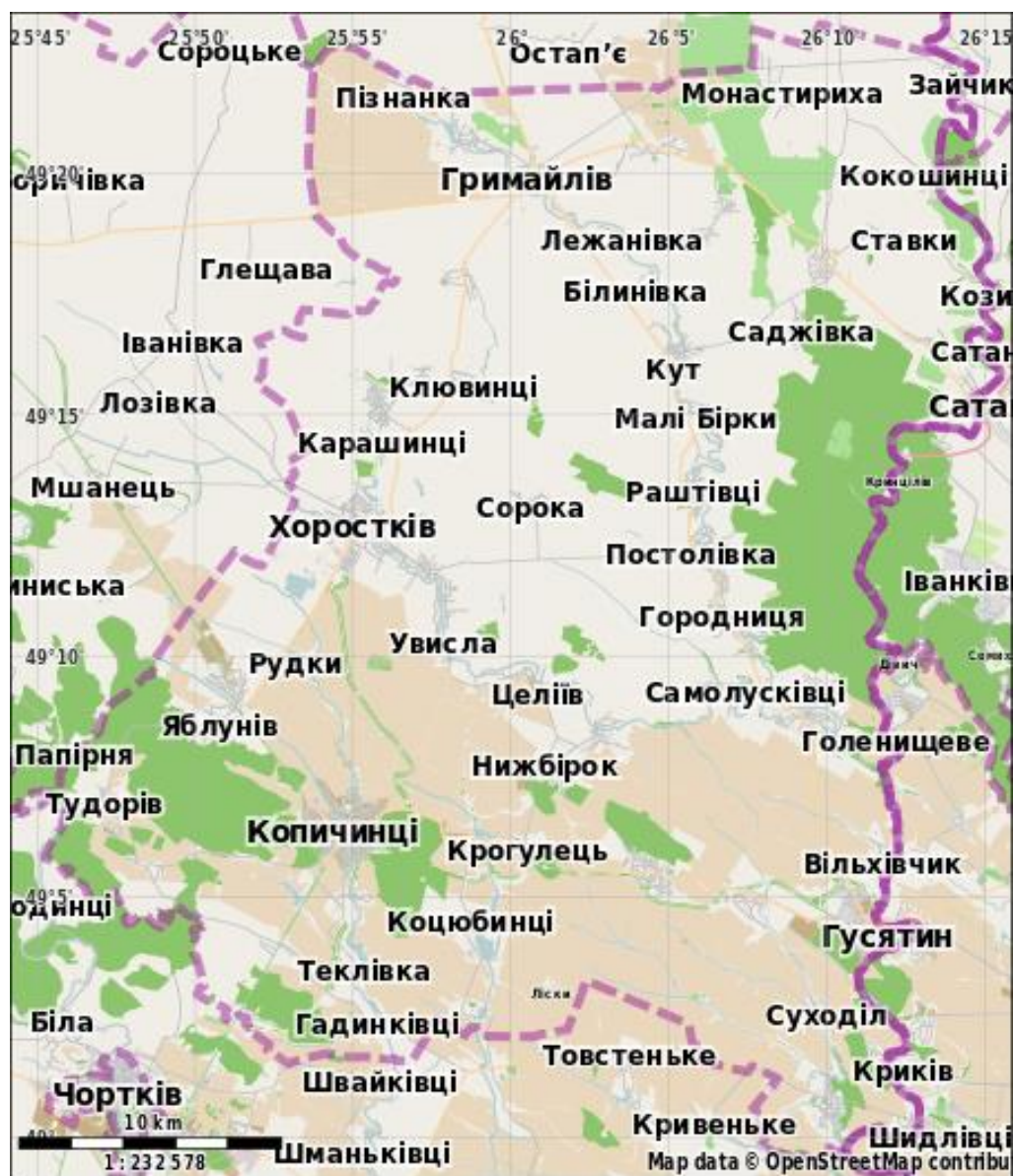


Карта електричних мереж (750-35 кВ) Тернопільської області



Додаток В

Карта населених пунктів Гусятинського району



Додаток Д

Порівняльний розрахунок трансформаторів ТМ-2500 і ТМ-1600

Потужність трансформаторів вибирається з урахуванням повної потужності силових споживачів

$$S_p := 2940 \text{ кВА}$$

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:

ТМ – 2500

Потужність трансформаторів:

Перший варіант:

$$S_{tr1} := 2500 \text{ кВА}$$

Другий варіант:

ТМ – 1600

Другий варіант:

$$S_{tr2} := 1600 \text{ кВА}$$

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

$$K_{zav.tr1.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr1}} = 0.588$$

Перевантаження одного трансформатора можна проводити на 40%:

$$K_{zav.tr1.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr1}} = 0.84$$

Другий варіант:

$$K_{zav.tr2.nom} := \frac{S_p}{2 \cdot S_{tr2}} = 0.919$$

$$K_{zav.tr2.avar} := \frac{S_p}{1.4 \cdot S_{tr2}} = 1.313$$

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:

$$\Delta P_{xx.tr1} := 5.1 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr1} := 23.5 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr1} := 1.1 \%$$

$$U_{kz.tr1} := 6.5 \% \quad C_{tr1} := 520000 \text{ грн}$$

Другий варіант:

$$\Delta P_{xx.tr2} := 5.1 \text{ кВт} \quad \Delta P_{kz.tr2} := 23.5 \text{ кВт} \quad I_{xx.tr2} := 1.1 \%$$

$$U_{kz.tr2} := 6.5 \% \quad C_{tr2} := 360000 \text{ грн}$$

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:

$$\Delta Q_{xx.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{I_{xx.tr1}}{100} = 27.5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr1} := S_{tr1} \cdot \frac{U_{kz.tr1}}{100} = 162.5 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr1} := \Delta P_{xx.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr1} = 5.65 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr1} := \Delta P_{kz.tr1} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr1} = 26.75 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr1} := \Delta P_{xx.sh.tr1} + K_{zav.tr1.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr1} = 14.899 \text{ кВт}$$

Приведені втрати в двох трансформаторах:

$$\Delta P_{1.2.sh.tr1} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr1} = 29.797 \text{ кВт}$$

Втрати електроенергії за рік:

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr1} \cdot t_{vkl} = 261024.383 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

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:

$$C_{e.tr1} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 584694.618 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$\Delta Q_{xx.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{I_{xx.tr2}}{100} = 17.6 \text{ кВАр}$$

$$\Delta Q_{kz.tr2} := S_{tr2} \cdot \frac{U_{kz.tr2}}{100} = 104 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{xx.sh.tr2} := \Delta P_{xx.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{xx.tr2} = 5.452 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{kz.sh.tr2} := \Delta P_{kz.tr2} + K_{zm.vtr} \cdot \Delta Q_{kz.tr2} = 25.58 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{sh.tr2} := \Delta P_{xx.sh.tr2} + K_{zav.tr2.nom}^2 \cdot \Delta P_{kz.sh.tr2} = 27.044 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{1.2.sh.tr2} := 2 \cdot \Delta P_{sh.tr2} = 54.088 \text{ кВт}$$

$$\Delta E_{tr1} := \Delta P_{1.2.sh.tr2} \cdot t_{vk1} = 473812.947 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$C_{e.tr2} := \Delta E_{tr1} \cdot m = 1061341.001 \text{ грн}$$

Капітальні затрати становлять:

По першому варіанті:

$$K_{z.tr1} := 2 \cdot C_{tr1} = 1040000 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$K_{z.tr2} := 2 \cdot C_{tr2} = 720000 \text{ грн}$$

Річні експлуатаційні затрати:

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

де ϕ - коефіцієнт амортизаційних відрахувань на трансформатор

$$\phi := 0.1$$

По першому варіанті:

$$C_{a1} := \phi \cdot K_{z.tr1} = 104000 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_{a2} := \phi \cdot K_{z.tr2} = 72000 \text{ грн}$$

Сумарні річні затрати:

По першому варіанті:

$$C_1 := C_{e.tr1} + C_{a1} = 688694.618 \text{ грн}$$

По другому варіанті:

$$C_2 := C_{e.tr2} + C_{a2} = 1133341.001 \text{ грн}$$

Визначаємо термін окупності:

$$T_{ok} := \left| \frac{K_{z.tr1} - K_{z.tr2}}{C_2 - C_1} \right| = 0.72 \text{ роки}$$

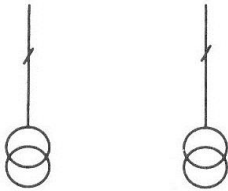
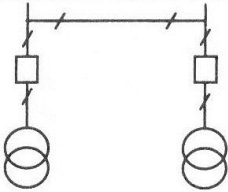
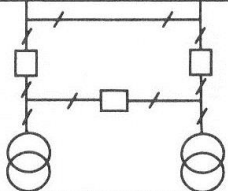
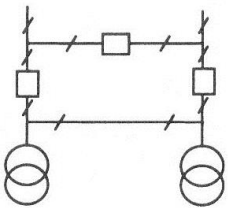
Розрахунки підтвердили, що найкращим варіантом для вибору є трансформатор ТМ – 2500, оскільки має менші сумарні затрати.

Економічна ефективність при встановленні масляного трансформатора ТМ-2500, а не масляного трансформатора ТМ-1600 буде становити:

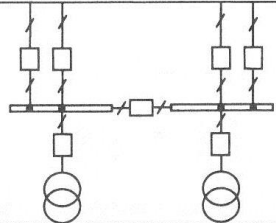
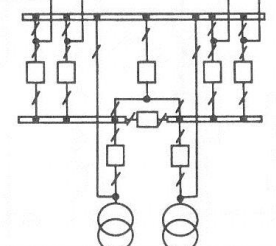
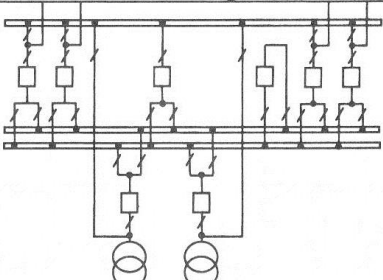
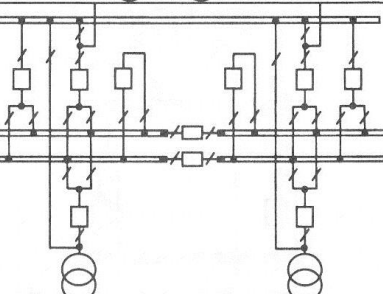
$$E := C_2 - C_1 = 444646.383 \text{ грн}$$

Додаток Е

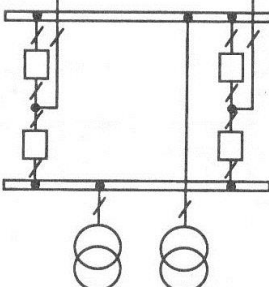
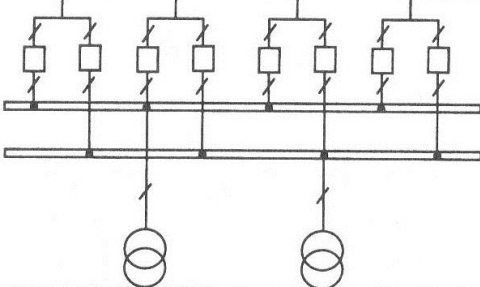
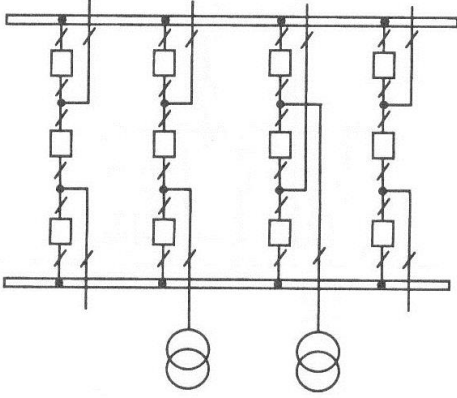
Перелік і сфера застосування схем 10 – 750 кВ

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 не- автоматичною перемичкою з бо- ку ліній		35 – 220	ВН	2	Тупикові та відгалужувані ПС
110 – 3 150 – 3 220 – 3	Місток з вимика- чами в колах лі- ній 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 вими- качами в колах трансформаторів і ремонтним спо- лучником 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"> Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ і СН і НН на ПС 110 – 220 кВ. Допускається на першому етапі розвитку схеми вмикання двох ліній, по одній на кожен секцію.
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"> Для вузлових ПС 110–220 кВ. Якщо кількість резервованих ліній не більша від одної на будь-якій секції.
110 – 7 150 – 7 220 – 7	Дві робочі та обхідна системи шин		110 – 220	СН	до 12	<ol style="list-style-type: none"> Для ПС з АТ до 2×200 (2×400) МВ·А. Для ПС з АТ до (4×250) МВ·А допускається застосування двох окремих РП (на кожен пару АТ).
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"> За необхідності зниження струмів короткого замикання. Для ПС з АТ 4×200 (4×250) МВ·А.

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"> 1. Прокідні ПС за необхідності секціонування транзитної лінії. 2. Якщо потужність трансформаторів 125 МВ·А для 220 кВ і будь-якої потужності для 330 кВ і вище
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"> 1. Якщо кількість приєднань 8 і більше. 2. Парні лінії і трансформатори повинні підмикатися з боку різних систем шин і в різні кола