

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерно-технологічний
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

До захисту
Допускається
Завідувач кафедри

Чепіжний А.В.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за бакалаврським рівнем вищої освіти

На тему: «Реконструкція системи електропостачання Філія «Сумський міський район електричних мереж» АТ «Сумиобленерго», м. Суми з розробкою технологічної карти монтажу ПЛ-0,4 кВ з самонесучими ізольованими проводами»

Виконав:

_____ (підпис)

Пасєвін В.Р.

(Прізвище, ініціали)

Група:

ЕТЕС 2301 ст.-2 р.н.

(Науковий) керівник:

_____ (підпис)

Сіренко Ю.В.

(Прізвище, ініціали)

Суми – 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Факультет інженерно-технологічний

Кафедра енергетики та електротехнічних систем

Ступінь вищої освіти «Бакалавр»

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри енергетики
та електротехнічних систем

Чепіжний А.В.

“ ___ ” _____ 202_ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧУ ВИЩОЇ ОСВІТИ

Пасєвіну Владиславу Романовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Реконструкція системи електропостачання Філія «Сумський міський район електричних мереж» АТ «Сумиобленерго», м. Суми з розробкою технологічної карти монтажу ПЛ-0,4 кВ з самонесучими ізольованими проводами

керівник роботи: Сіренко Юлія Володимирівна, PhD, доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “24” вересня 2024 року №3257/ос

2. Строк подання здобувачем роботи: “ 23 ” травня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи: матеріали обстеження об'єкту, технічна література, нормативна документація, державні стандарти, посібники, методичні рекомендації до виконання роботи, інтернет-джерела.

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

Вступ

1. Аналіз виробничо-господарської діяльності району.

2. Проектування ліній передач електричних мереж

3. Проектування електричної частини підстанції 10/0,4 кВ

4. Розробка технологічної карти монтажу ПЛ-04 кВ з самонесучими ізольованими проводами

5. Охорона праці

6. Екологія

7. Економічне обґрунтування

Висновки.

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

1. Схема електропостачання району.

2. Головна схема електричних з'єднань підстанції 10/0,4 кВ.

3. Конструктивне виконання ТП.

4. Технологічна карта монтажу ПЛІ-0,4 кВ з самонесучими ізольованими проводами.

5. Показники техніко-економічні. Таблиця.

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	ст. викладач Семерня О.В.		
Економічне обґрунтування	ст. викладач Шашков С.В.		
Нормоконтроль	доцент Чепіжний А.В.		

7. Дата видачі завдання: “ 6 ” вересня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів кваліфікаційної роботи	Погоджено з керівником кваліфікаційної роботи
1.	Збір інформації про діяльність господарстві	до 14.09.2024 р.	
2.	Аналіз літературних джерел з обраної тематики	до 15.11.2024 р.	
3.	Складання плану роботи	до 22.11.2024 р.	
4.	Написання вступу	до 29.11.2024 р.	
5.	Написання розділу «Характеристика об'єкту проектування»	до 27.12.2024 р.	
6.	Написання розділів 2. Підготовка листів 1 та 2 графічної частини	до 20.02.2025 р.	
7.	Написання розділів 3, 4 . Підготовка листів 3 та 4 графічної частини	до 11.04.2025 р.	
8.	Написання розділу «Охорона праці»	до 18.04.2025 р.	
9.	Написання розділу «Екологія»	до 24.04.2025 р.	
10.	Написання розділу «Економічне обґрунтування». Підготовка листу 5 графічної частини	до 30.04.2025 р.	
11.	Написання загальних висновків	до 09.05.2025 р.	
12.	Подання роботи на перевірку унікальності до експертної ради факультету	до 15.05.2025 р.	
13.	Подання роботи на рецензування	до 23.05.2025 р.	
14.	Подання до попереднього захисту	до 27.05.2025 р.	

Здобувач вищої освіти

_____ (підпис)

Пасєвін В.Р.
(прізвище та ініціали)

Керівник кваліфікаційної роботи

_____ (підпис)

Сіренко Ю.В.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Пасєвін Владислав Романович «Реконструкція системи електропостачання Філії «Сумський міський район електричних мереж» АТ «Сумиобленерго» , м. Суми з розробкою технологічної карти монтажу ПЛ-0,4 кВ з самонесучими ізолюваними проводами».

Кваліфікаційна робота на здобуття ступеня бакалавра з Електроенергетики, електротехніки та електромеханіки за освітньою програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка зі спеціальності 141 «Електроенергетика електротехніка та електромеханіка». Сумський національний аграрний університет, Суми 2025, 68 с.

У першому розділі проведено аналіз існуючого стану електричних мереж, основні проблеми, пов'язані із застарілим обладнанням, значними втратами електроенергії та недостатнім рівнем надійності електропостачання. Розроблено технічні рішення щодо модернізації мережі.

У другому розділі визначено розрахункові навантаження споживачів, визначено місця встановлення ТП та складено схему живлення споживачів об'єктів електропостачання, проведено розрахунок та вибір перетину СШ.

У третьому розділі проведено вибір і побудова електричних схем первинних кіл комутації, вибрано електричні апарати напругою 0,38 кВ трансформаторних підстанцій.

У четвертому розділі проведено розробку технологічної карти монтажу ПЛ-0,4 кВ з самонесучим ізолюваними проводами, вказані загальні, кліматичні вимоги, викладено технологічні операції монтажу, монтаж відгалужень до введів у будівлі, кількісний склад бригади.

Робота також містить розділ з екологічної безпеки, в якому доведено, що використання сучасних технологій дозволяє знизити ризики аварійних ситуацій та забезпечити безпечну експлуатацію електричних мереж.

Наявний розділ, де проведено економічний аналіз реконструкції, який показує доцільність інвестиції, завдяки якій дозволить зменшити як втрати електроенергії так і на технічне обслуговування.

Ключові слова: реконструкція, електрифікація, електросилове обладнання, аналіз, технологічна карта, технічні рішення, електрична схема, охорона праці, екологія, економічне обґрунтування, енергоефективність.

ABSTRACT

Pasievin Vladyslav Romanovich "Reconstruction of the power supply system of the Branch "Sumy City District of Electric Networks" of JSC "Sumyoblenergo", Sumy with the development of a technological map for the installation of 0.4 kV overhead lines with self-supporting insulated wires".

Qualification work for a bachelor's degree in Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics under the educational program Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics in specialty 141 "Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics". Sumy National Agrarian University, Sumy 2025, 68 p.

The first section analyzes the current state of electrical networks, the main problems associated with outdated equipment, significant electricity losses and insufficient reliability of power supply. Technical solutions for network modernization have been developed.

In the second section, the estimated loads of consumers are determined, the locations of the TP installation are determined and the power supply scheme for consumers of power supply facilities is drawn up, the calculation and selection of the SIP cross-section are carried out.

In the third section, the selection and construction of electrical circuits of the primary switching circuits are carried out, electrical devices with a voltage of 0.38 kV of transformer substations are selected.

In the fourth section, the development of a Technological Map for the installation of PL-0.4 kV with self-supporting insulated wires is carried out, general, climatic requirements are indicated, technological installation operations are outlined, installation of branches to the inputs in the building, and the quantitative composition of the team.

The work also contains a section on environmental safety, which proves that the use of modern technologies allows to reduce the risks of emergency situations and ensure the safe operation of electrical networks.

There is a section where an economic analysis of the reconstruction is carried out, which shows the feasibility of the investment, thanks to which it will be possible to reduce both electricity losses and maintenance costs.

Keywords: reconstruction, electrification, electric power equipment, analysis, technological map, technical solutions, electrical diagram, occupational safety, ecology, economic justification, energy efficiency.

ЗМІСТ

ВСТУП	10
1 АНАЛІЗ ВИРОБНИЧО-ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ РАЙОНУ	12
1.1. Природно-географічний опис району електропостачання.	12
1.2. Загальна характеристика об'єкту електропостачання.	13
1.3. Аналіз існуючої схеми електропостачання району або об'єкту.	15
1.4. Висновки та пропозиції.	15
2. ПРОЕКТУВАННЯ ЛІНІЙ ПЕРЕДАЧ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	16
2.1. Визначення розрахункових навантажень споживачів об'єкту електропостачання.	16
2.2. Визначення місця положення ТП-10/0,4 кВ об'єкту електропостачання. ...	19
2.3. Складання схеми живлення споживачів об'єкту електропостачання.	21
2.4. Розрахунок електричних навантажень віхи 0,38 кВ об'єкту електропостачання.	23
2.5. Визначення потужності та кількості силових трансформаторів 10 / 0,4 кВ.	28
2.6. Розрахунок і вибір перетину самонесучих ізольованих проводів (СП).	30
2.7. Перевірка повітряної лінії 0,38 кВ на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна.	31
3. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4 кВ.	34
3.1. Вибір і побудова схем первинних кіл комутації районної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.	34
3.2. Вибір і побудова електричних принципів схем споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.	37
3.3. Вибір електричних апаратів напругою 0,38 кВ трансформаторних підстанцій.	38
3.4. Складання специфікації (таблиці переліку елементів) на матеріали та обладнання.	39
4. РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЧНОЇ КАРТИ МОНТАЖУ ПЛІ-04 кВ З САМОНЕСУЧИМИ ІЗОЛЬОВАНИМИ ПРОВОДАМИ	40
4.1. Загальні вимоги	40
4.2. Кліматичні умови	42
4.3. Габарити, перетини і зближення.	43
4.4. Технологія монтажу ПЛІ.	43

4.4.1. Технологічні операції монтажу ПЛІ	43
4.4.2. Кліматичні умови монтажу СІП	44
4.4.3. Розкочування СІП	45
4.4.5. Монтаж відгалужень до введів в будівлі	49
4.4.7. Кількісний склад бригади з монтажу СІП	51
4.4.8. Розробка технологічної карти монтажу проводів ПЛІ	52
5. ОХОРОНА ПРАЦІ	54
6. ЕКОЛОГІЯ	57
6.1. Вступ	57
6.2. Вплив об'єкта дослідження на навколишнє середовище	57
6.3. Заходи щодо покращення стану навколишнього середовища	58
6.4. Висновок	59
7. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ	60
7.1. Загальна оцінка витрат на реконструкцію	60
7.2. Витрати на монтажні роботи	60
7.3. Загальна вартість та окупність проекту	60
7.4. Висновки	61
ВИСНОВКИ	62
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	64

ВСТУП

Актуальність теми. Гострий дефіцит органічного палива, викликаний підвищенням його ціни до світового рівня, економічна криза в паливноенергетичному комплексі, пов'язана з постійними неплатежами за спожиту електричну енергію, зниження електроспоживання внаслідок падіння виробництва як в промисловості так і в сільському господарстві привели до значного зменшення виробітку електричної енергії на електричних станціях. Сьогодні на теплових електростанціях, внаслідок неможливості закупівлі газу, вугілля, мазуту, працює тільки 10-15 % обладнання. На атомних електростанціях виведені з роботи ряд блоків, немає коштів на проведення ремонтних робіт, вивезення відпрацьованого ядерного палива, на заробітну плату. Викликані з цих причин обмеження в електроспоживанні, що вводяться кожного року, а, особливо, в періоди осінньо-зимових максимумів навантажень в енергосистемі, привели до того, що споживання електричної енергії в області в цілому зменшилось. Враховуючи економічний стан в державі в цілому і, зокрема, в паливноенергетичній галузі великих надій на значне збільшення виробництва електроенергії на електростанціях в найближчих роках немає. А тому одним із шляхів задоволення потреб споживачів енергії при сьогоднішньому рівні її виробництва на електростанціях є раціональне їх використання та заощадження. До заходів, направлених на зменшення витрат електричної енергії на транспортування в електричних мережах належить організаційні, що включають оптимізацію місць розімкнення ліній електропередачі напругою 35-10 кВ із двостороннім живленням, оптимізацію робочих напруг в центрах живлення радіальних електромереж, вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,4 кВ, зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій, виконання робіт під напругою та технічні заходи, які включають заміну проводів на перенавантажених лініях, заміну перенавантажених, установлення додаткових трансформаторів на діючих підстанціях, заміну недонавантажених 8 трансформаторів, установлення та введення в дію компенсуючих пристроїв у промислових споживачів, розукрупнення розподільчих ліній 0,4-10 кВ, заміна відгалужень від ліній 0,4 кВ до

споживачів, оптимізація завантаження електричних мереж за рахунок капітального будівництва і ряд інших. Саме тому завданням даної кваліфікаційної роботи є підвищення надійності електропостачання споживачів Сумського міського РЕМ ПАТ «Сумиобленерго» за рахунок технічного переоснащення розподільчих мереж.

Структура роботи. Робота складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини. Розрахунково-пояснювальна записка складається з вступу, семи розділів, висновків та переліку посилань. Обсяг роботи: розрахунково-пояснювальна записка – 68 арк. формату А4, графічна частина – 5 аркушів.

1 АНАЛІЗ ВИРОБНИЧО-ГОСПОДАРСЬКОЇ ДІЯЛЬНОСТІ РАЙОНУ

1.1. Природно-географічний опис району електропостачання.

Район розташований у межах м. Суми, що знаходиться в зоні помірного клімату з вираженою сезонністю. Середня температура повітря в зимовий період становить приблизно -5°C , а в літній період підвищується до $+25^{\circ}\text{C}$. Перехідні сезони характеризуються помірною вологістю та значними коливаннями температури, що слід враховувати при проєктуванні електромереж, особливо щодо матеріалів ізоляції та механічної стійкості обладнання.

Кліматичні умови району обумовлюють певні навантаження на електричну інфраструктуру. Вітрове навантаження може досягати 20 м/с, що відповідає тиску близько 420 Па. Річна кількість опадів у середньому становить 600 мм, причому значна частина припадає на осінньо-зимовий період, що створює ризик підвищеної вологості в кабельних трасах та на відкритих електроустановках.

У зимовий період характерним є утворення снігового покриву, що створює додаткове навантаження на конструкції повітряних ліній електропередач. Снігове навантаження в районі сягає 1670 Па, що потребує застосування відповідних механічно міцних опор і проводів з високою стійкістю до навантажень. Додатково, формування ожеледі з товщиною шару до 16 мм може призводити до значного обважнення проводів, що вимагає розрахунку механічної міцності конструкцій. Вітрове навантаження при ожеледі зменшується до 160 Па, але залишається важливим фактором при виборі типу опор та кріплень.

Ґрунти району переважно чорноземні, що забезпечує стабільність при встановленні опор ліній електропередач. Це дозволяє застосовувати стандартні фундаменти без необхідності додаткового закріплення, хоча при будівництві підземних комунікацій слід враховувати можливість сезонного розм'якшення ґрунту через високу вологість.

Усі ці кліматичні й геологічні особливості враховуються при проектуванні електропостачання мікрорайону, виборі матеріалів та конструкцій, щоб забезпечити надійність роботи системи за будь-яких погодних умов

За географічно-кліматичним районуванням України, м. Суми належить до III кліматичного району відповідно до будівельних норм (ДБН В.1.2-2-2006 «Навантаження і впливи»).

Характеристики III кліматичного району:

- Абсолютний мінімум температури: до -35°C
- Абсолютний максимум температури: до $+39^{\circ}\text{C}$
- Снігове навантаження: $1,2\text{--}1,8 \text{ кН/м}^2$ ($1200\text{--}1800 \text{ Па}$)
- Вітрове навантаження: II або III зона ($370\text{--}450 \text{ Па}$)
- Товщина ожеледі: $10\text{--}20 \text{ мм}$
- Опади: $500\text{--}700 \text{ мм/рік}$
- Глибина промерзання ґрунту: $0,9\text{--}1,2 \text{ м}$

Інженерно-кліматичні особливості:

- Відносно м'які зими без тривалих морозів, але з можливими короткочасними періодами сильних похолодань.
- Достатня кількість опадів, рівномірно розподілена протягом року.
- Помірне вітрове навантаження, що потрібно враховувати при проектуванні ЛЕП і опор.
- Чорноземні ґрунти, які мають добру несучу здатність, але можуть утримувати вологу, що важливо при проектуванні підземних кабелів.

Таким чином, район підпадає під III кліматичний район України з II зоною вітрового навантаження та III зоною снігового навантаження. Це важливо при виборі конструкцій електромереж, щоб вони витримували всі можливі природні впливи.

1.2. Загальна характеристика об'єкту електропостачання.

Район електропостачання обслуговується трансформаторними підстанціями $10/0,4 \text{ кВ}$, які забезпечують живлення житлових будинків, громадських будівель і

дрібних підприємств. Основним типом навантаження є побутові споживачі, що включають електричне освітлення, побутові прилади, системи опалення та вентиляції, а також невеликі комерційні об'єкти, такі як магазини, кафе, майстерні, офіси та об'єкти соціальної інфраструктури (школи, дитячі садки, поліклініки тощо).

Загальне електричне навантаження району становить близько 2,5 МВт, що включає як основне постійне споживання, так і пікові навантаження, які спостерігаються у вечірні години через активне використання електроприладів у житловому секторі.

Основні проблеми електропостачання району:

1. Застаріла електрична мережа

- Вік більшості кабельних ліній та обладнання перевищує 40 років, що призводить до частих аварій та необхідності планових ремонтів.

- Відсутність сучасних автоматизованих систем управління електромережами ускладнює моніторинг та оперативне реагування на несправності.

2. Високі втрати електроенергії

- Значна частина мереж виконана на застарілих кабелях із високим опором, що спричиняє збільшені втрати в мережі.

- Недостатня перерізність провідників, особливо в старих кабельних лініях, що працюють у перевантаженому режимі.

- Відсутність ефективного обліку та контролю за споживанням електроенергії, що може сприяти нелегальному підключенню та додатковим втратам.

3. Низька якість електроенергії

- Часті перепади напруги через нерівномірний розподіл навантаження між фазами та перевантажені ТП.

- Високий рівень гармонік в мережі через використання сучасних електронних пристроїв та недостатню фільтрацію мережевих спотворень.

4. Необхідність модернізації

- Відсутність резервних ліній живлення або їхня недостатня пропускна здатність створює ризики для стабільного електропостачання в разі аварій.
- Недостатня автоматизація та застаріле релейне захистне обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам надійності та швидкодії.

1.3. Аналіз існуючої схеми електропостачання району або об'єкту.

Район обслуговується трьома основними трансформаторними підстанціями (ТП) 10/0,4 кВ, які розподіляють електроенергію серед споживачів через кабельні та повітряні лінії 0,4 кВ.

Основними споживачами електроенергії є:

- Житлові багатоповерхові будинки з електроплитами, ліфтами, насосними установками (ІТП).
- Громадські заклади (школи, дитячі садки, поліклініки, магазини, офісні приміщення).
- Малі підприємства (кафе, аптеки, салони, майстерні тощо).

Загальне навантаження району досягає 2,5 МВт, при цьому у вечірні години та в холодний період спостерігаються пікові навантаження, що викликають перепади напруги та перевантаження трансформаторних підстанцій.

1.4. Висновки та пропозиції.

Необхідно замінити проводи на самонесучі ізольовані (СІП) для зменшення втрат.

Оптимізувати схему живлення, додати нову ТП для розвантаження мережі.

Реалізація цих заходів сприятиме зменшенню втрат електроенергії, підвищенню надійності електропостачання та покращенню якості електроенергії для споживачів.

2. ПРОЕКТУВАННЯ ЛІНІЙ ПЕРЕДАЧ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

2.1. Визначення розрахункових навантажень споживачів об'єкту електропостачання.

План населеного пункту наведений на аркуші графічної частини роботи. Розрахунки навантажень на вводах до споживачів виконують як для денного так і вечірнього максимуму навантаження. Коефіцієнт участі у денному максимумі побутового навантаження приймаємо 0,3, а у вечірньому – 1,0.

Використовуючи питомі показники навантаження освітлення та потужності побутових електроприладів, розраховуємо електричні навантаження на вводах громадських і житлових будівель. Для силового навантаження приймаємо такі значення потужностей електродвигунів: ліфту - $P_1 = 5,5 \text{ кВт}$; підвищувального та циркуляційного насосів в індивідуальних теплових пунктах (ІТП) відповідно $P_2 = 4,5 \text{ кВт}$ та $P_3 = 2,2 \text{ кВт}$ при $\cos \varphi = 0,8$ і $\text{tg} \varphi = 0,75$, а їх кількість - по 2 насоси кожного призначення. Приймаємо, що в усіх будинках до 9 поверхів включно встановлено газові плити, а в будинках з більшою кількістю поверхів – електроплити. ІТП передбачено в кожному будинку, а ліфти – у будівлях, що мають понад 5 поверхів.

Освітлення сходових кліток житлових будинків приймаємо по 300 Вт на кожний поверх, а освітлення технічних поверхів - 1...3% від загальної потужності на вводі будинку ($a = 0,01 \dots 0,03$).

Відповідно до плану в мікрорайоні: приватні домоволодіння. Разом – 62 шт.

Також відповідно до завдання в мікрорайоні передбачено:

школа – 1 шт

дитячий садок – 1 шт

будинок культури – 1 шт

гаражі (парковка) – 1 шт

продуктовий магазин (супермаркет) – 1 шт і магазин промтоварів – 1 шт

поліклініка – 1 шт і аптека – 1 шт

театр – 1 шт і кінотеатр – 1 шт

готель – 1 шт

перукарня – 1 шт

спортзал – 1 шт

зоомагазин – 1 шт

кафе (ресторан) – 1 шт

кав'ярня – 1 шт

Проведемо розрахунок на прикладі приватного домоволодіння. Будинок з плитою на природному газу.

Розрахункова потужність на ввіді в будинок

$P_e = 12$ кВт – потужність електроприймачів в будинку

$K_p = 0,75$ – коефіцієнт попиту .

Визначаємо загальну розрахункову потужність без освітлення

$K_{од}$ – коефіцієнт одночасності, для будинку $= 0,18$

Загальна реактивна потужність будинків при $\cos \varphi = 0,8$ і $\tan \varphi = 0,75$

$$Q_{1б} = P_{1б} \cdot \tan \varphi = 100,44 \cdot 0,75 = 75,33 \text{ квар}$$

Повна потужність будинків

$$S_6 = \sqrt{P_6^2 + Q_6^2} = \sqrt{100,44^2 + 75,33^2} = 125,55 \text{ кВА}$$

Розрахунок навантажень інших будинків та громадських будівель виконуємо аналогічно, результати зводимо в таблицю

Таблиця 2.1 – Розрахунок навантажень житлових будинків та громадських будівель

Навантаження	Потужність, кВт	К-сть, шт	Кодн	Актив потужність, кВт	Реактив потужність, квар	Повна потужність, кВА	Струм, А
Житлові будівлі							
вечірній максимум	9	62	0,18	100,4	75	126	191
денний максимум				30,1	22,6	38	57
Громадські будівлі							
Школа (№114)	25	1	0,8	20,0	15	25	38
Дитячий садок (№121)	30	1	0,9	27,0	20	34	51
Будинок культури (№117)	20	1	0,5	10,0	8	13	19
Гаражі (парковка) (№7)	10	1	0,35	3,5	3	4	7
продуктовий магазин (супермаркет) і магазин промтоварів (№ 120)	80	1	0,9	72,0	54	90	137
поліклініка і аптека (№ 127)	50	1	0,7	35,0	26	44	67
театр і кінотеатр (№ 118)	40	1	0,6	24,0	18	30	46
готель (№ 98)	100	1	0,8	80,0	60	100	152
перукарня (№ 99)	10	1	0,5	5,0	4	6	10
спортзал (№ 108)	10	1	0,5	5,0	4	6	10
зоомагазин (№ 115)	10	1	0,5	5,0	4	6	10
кафе (ресторан) (№ 109)	50	1	0,8	40,0	30	50	76
кав'ярня (№ 100)	40	1	0,7	28,0	21	35	53
Разом - вечірній максимум				355	266	443	674
Разом - денний максимум				106,4	79,8	133	202

Все навантаження - вечірній максимум				455	341	569	865
Все навантаження - денний максимум				136	102	171	260

Потужність зовнішнього (вуличного) освітлення житлового пункту:

(2.1)

де L – суцільна довжина вулиць у житловому пункті, м;

N – виробничі приміщення, шт.;

$P_{o \text{ вул.}}$, $P_{o \text{ прим.}}$ – завантаження установок на зовнішнє освітлення, згідно до одного погонного метра вулиці і на одне приміщення, кВт.

Отримуємо

$$L = 3000 \text{ м}$$

$$N = 27 \text{ шт}$$

$$= 0,004 \text{ кВт / м}$$

$$= 0,25 \text{ кВт / м}$$

2.2. Визначення місця положення ТП-10/0,4 кВ об'єкту електропостачання.

У цій роботі передбачається встановлення трьох трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ на території населеного пункту. Зазвичай такі підстанції розташовують у геометричному або електричному центрі зони споживання, яку вони обслуговують, з метою мінімізації втрат електроенергії в мережі та забезпечення рівномірного розподілу навантаження. Таке розміщення сприяє підвищенню ефективності електропостачання і стабільності роботи системи.

Координати самого центру навантажень на населений пункт будуть вираховуватись за формулами:

$$x_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}, \quad (2.2)$$

$$y_{ц.н.} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}, \quad (2.3)$$

де P_i – розрахунок потужності на ввіді i -го до споживача, кВт;

x_i, y_i – відстань до i -го споживача згідно координатним осям.

$$\sum P_i = 554.9 \text{ кВт}$$

$$\sum P_i \cdot X_i = 7296.5 \text{ кВт}$$

$$\sum P_i \cdot y_i = 8239.3$$

$$X_c = \frac{7296}{554.9} \approx 13.15$$

$$Y_c = \frac{8239.3}{554.9} \approx 14.85$$

Для розрахунку використано розподіл споживачів на три умовних зони. Для рівномірного розміщення трансформаторних підстанцій умовно поділимо мікрорайон на три зони за координатою X:

- Зона 1 ($X \leq 10$)
- Зона 2 ($10 < X \leq 16$)
- Зона 3 ($X > 16$)

Результати розрахунків координат центрів навантажень для кожної зони наведено в таблиці нижче:

Таблиця – 2.2 Результати розрахунків координат центрів навантажень для кожної зони

Зона	Сумарна потужність, кВт	X центр	Y центр
Зона 1	197.4	8.66	10.50
Зона 2	192.0	14.84	20.31
Зона 3	65.5	21.71	11.94

Відповідно до результатів, оптимальні координати для встановлення трансформаторних підстанцій:

- ТП-1 — $X = 8.66$, $Y = 10.50$
- ТП-2 — $X = 14.84$, $Y = 20.31$
- ТП-3 — $X = 21.71$, $Y = 11.94$

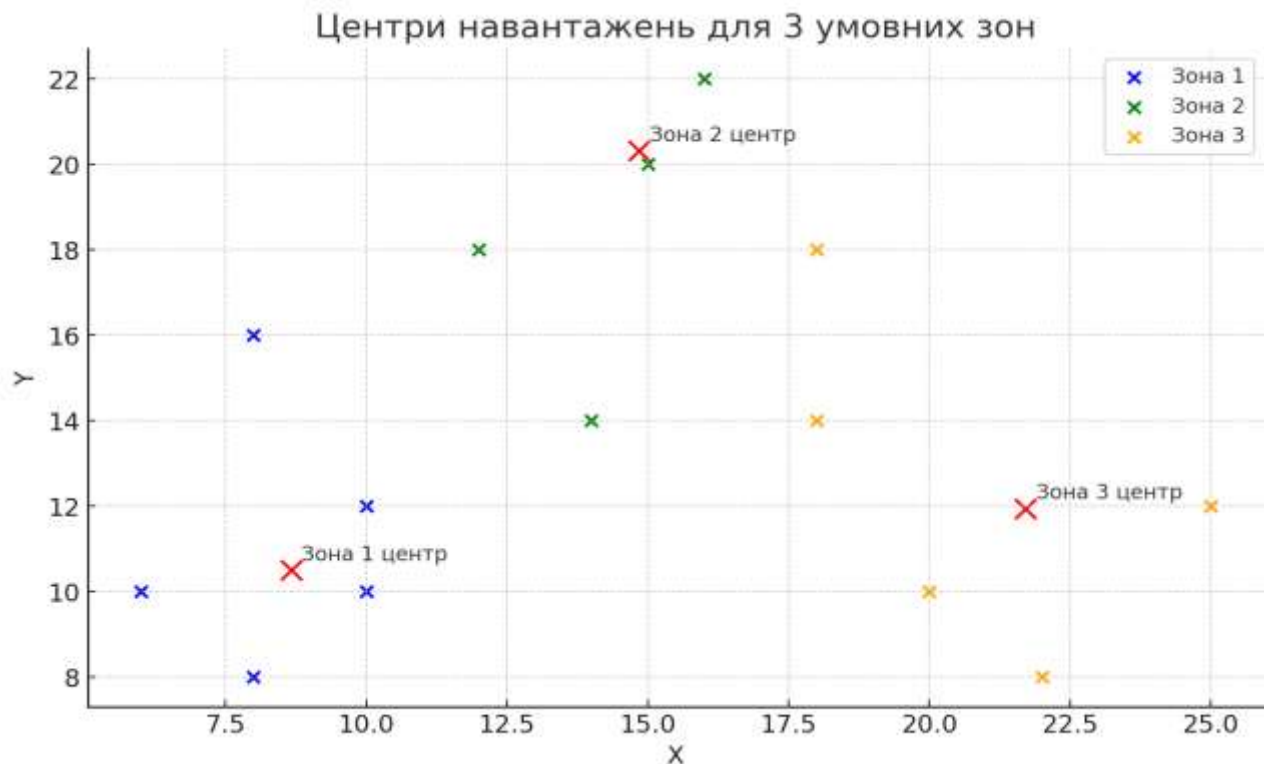


Рисунок 2.1 – Центр навантажень для 3 умовних зон

Таке розміщення сприяє зменшенню втрат електроенергії в мережі та забезпечує рівномірний розподіл навантаження. Воно дозволяє забезпечити ефективно та безперебійне електропостачання усіх груп споживачів у межах населеного пункту.

2.3. Складання схеми живлення споживачів об'єкту електропостачання.

Після виділення місця встановлення ТП, розглядається питання щодо кількості ЛЕП та траси їх прокладання.

Для електропостачання окремої віхи пункту з мешканцями, як правило, від однієї трансформаторної підстанції передбачають не більше трьох відгалужень

ліній напругою 0,38 кВ. У разі використання сильних підстанцій з трансформаторами із номінальною потужністю 250 кВА і більше допускається прокладення до п'яти таких ліній.

Для кожної віхи створюється відповідна розрахункова схема, де зазначаються основні параметри: перелік користувачів електроенергії, завантаження у періоди денного та вечірнього максимумів (P_d і P_v), коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$), номери розрахункових ділянок та їх довжини. Групу житлових будинків (до 10 одиниць) дозволяється умовно подавати як одне об'єднане навантаження.

Розрахункові схеми можуть виконуватись без дотримання масштабу, головне — забезпечити чіткість структури мережі та зручність подальших електротехнічних розрахунків.

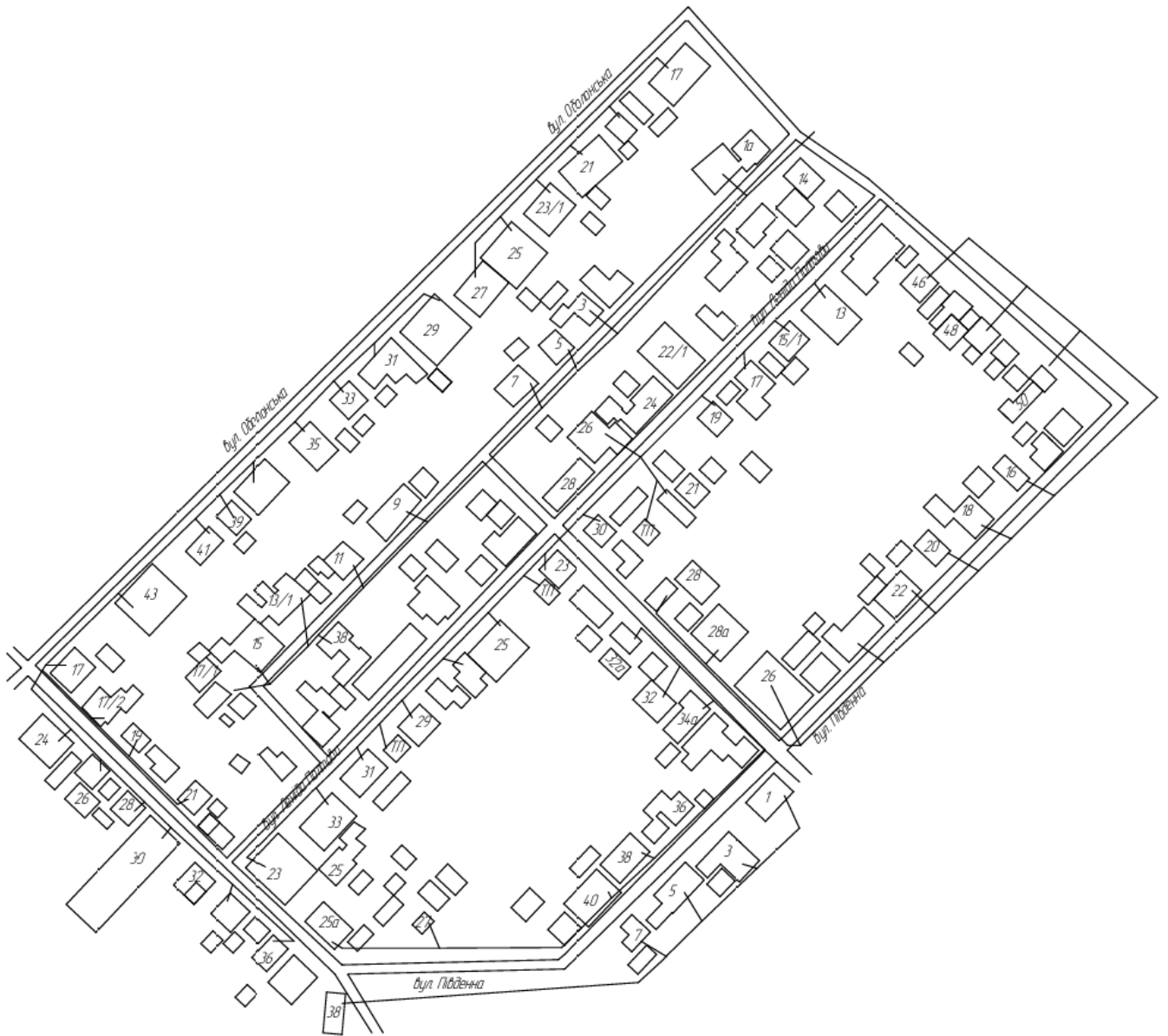


Рисунок 2.1 – Схема ПЛ 0,38 кВ у пункті з мешканцями

2.4. Розрахунок електричних навантажень віхи 0,38 кВ об'єкту електропостачання.

Обчислення навантажень на окремі ділянки лінії 0,38 кВ проводиться з урахуванням специфіки характеру споживання електроенергії. У випадках, коли навантаження мають різну природу або суттєво відрізняються за величиною, застосовується метод надбавок. Це дає врахувати вплив кожного споживача на загальне навантаження. Розрахунок виконується у напрямку від кінцевої точки лінії до її початку, що забезпечує поетапне накопичення навантаження з урахуванням кожної наступної ділянки.

З огляду на те, що навантаження у мережах 0,38 кВ, як правило, є неоднорідними та не сумірними, для їхнього коректного обліку доцільно використовувати саме метод надбавок. Це дозволяє підвищити точність інженерних розрахунків та забезпечити надійність електропостачання.

$$P_D = P_б + \Delta P_m \quad (2.4)$$

де $P_б$ – максимум, кВт;

ΔP_m – прибавка до навантаження, кВт.

У випадку наявності різнорідних навантажень на певній ділянці лінії, середній коефіцієнт зваженості сили обчислюється з використанням формули, що враховує внесок кожного навантаження:

де P_i – потужність, розрахована для i -го користувача, кВт.

$\cos \varphi_i$ – показник потужності, що характеризує i -го споживача..

Повна потужність на конкретній ділянці лінії обчислюється відповідно до заданих формул:

Проведемо розрахунок навантаження на прикладі лінії Л2 ТП2 (живлення частини будинків по вулиці Оболонській)

Ділянка 19-17

$$P_D = 9 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 6,75 \text{ квар}$$

Ділянка 21-19

$$P_{\text{б}} = 9 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{м}} = 9 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{м}} = 12,5 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{д}} = 9 + 12,5 = 21,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р}} = 21,5 \cdot 0,75 = 16,1 \text{ квар}$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2} = \sqrt{21,5^2 + 16,1^2} = 26,9 \text{ кВА}$$

Ділянка 23/1-21 (23/1- школа)

$$P_{\text{б}} = 21,5 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{м}} = 9 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{м}} = 12,5 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{д}} = 21,5 + 12,5 = 34 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р}} = 34 \cdot 0,75 = 25,5 \text{ квар}$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2} = \sqrt{34^2 + 25,5^2} = 42,5 \text{ кВА}$$

Ділянка 25-23/1

$$P_{\text{б}} = 34 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{м}} = 9 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{м}} = 12,5 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{д}} = 34 + 12,5 = 46,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р}} = 46,5 \cdot 0,75 = 34,9 \text{ квар}$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2} = \sqrt{46,5^2 + 34,9^2} = 57,9 \text{ кВА}$$

Ділянка 27-25

$$P_{\text{б}} = 46,5 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{м}} = 9 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{м}} = 5,4 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{д}} = 46,5 + 5,4 = 51,9 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р}} = 51,9 \cdot 0,75 = 38,9 \text{ квар}$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2} = \sqrt{51,9^2 + 38,9^2} = 64,9 \text{ кВА}$$

Магістраль лінії Л2

$$P_{\text{б}} = 51,9 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{м}} = 9 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{\text{м}} = 5,4 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{д}} = 51,9 + 5,4 = 57,3 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р}} = 57,3 \cdot 0,75 = 43 \text{ квар}$$

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2} = \sqrt{57,3^2 + 43^2} = 71,6 \text{ кВА}$$

Для решти ліній розрахунок проводиться аналогічно і результати зводяться в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку навантажень ПЛ 0,38 кВ

Ділянка віхи	Макс. навантаження Рб, кВт	Мінімальне навантаження Рм, кВт	Надбавка, ΔРд, кВт	Розрахункове навантаження Рр, кВт	cosφ	tg φ	Реактивне навантаження Qр, квар	Загальна обчисл. пот-сть Sрд, кВА
ТШ								
Л1								
32-36 (дит садок)	27	0	0	746	0,8	0,75	560	933
30-32	27	9	5,4	32,4	0,8	0,75	24	41
28-30	32,4	9	5,4	37,8	0,8	0,75	28	47
26-28	37,8	9	5,4	43,2	0,8	0,75	32	54
24-26	43,2	9	5,4	48,6	0,8	0,75	36	61
19-21(буд культ)	10	0	0	10	0,8	0,75	8	13
17-19	10	9	5,4	15,4	0,8	0,75	12	19
43-24	48,6	15,4	9,8	58,4	0,8	0,75	44	73
41-43	58,4	9	5,4	63,8	0,8	0,75	48	80
39-41	63,8	9	5,4	69,2	0,8	0,75	52	87
37-39	69,2	9	5,4	74,6	0,8	0,75	56	93
35-37(магазин)	74,6	72	48	122,6	0,8	0,75	92	153
33-35	122,6	9	5,4	128	0,8	0,75	96	160
31-33	128	9	5,4	133,4	0,8	0,75	100	167
29-31 (аптека)	133,4	35	22,8	156,2	0,8	0,75	117	195
Магістраль	256,2	9	5,4	261,6	0,8	0,75	196	327
Л2								
19-17	9	0	0	9	0,8	0,75	7	11
21-19	9	9	5,4	14,4	0,8	0,75	11	18
23/1-21	14,4	9	5,4	19,8	0,8	0,75	15	25

25-23/1(школа)	20	19,8	12,5	32,5	0,8	0,75	24	41
27-25	32,5	9	5,4	37,9	0,8	0,75	28	47
магістраль	37,9	9	5,4	43,3	0,8	0,75	32	54
Потужність ТП1				304,9	0,8	0,75	229	381
ТП2								
Л1								
13/1-15	18	0	0	18	0,8	0,75	14	23
38-13/1 (театр)	24	18	11,2	35,2	0,8	0,75	26	44
11-38	35,2	9	5,4	40,6	0,8	0,75	30	51
9-11	40,6	9	5,4	46	0,8	0,75	35	58
7-9(готель)	80	46	34	114	0,8	0,75	86	143
5-7	114	9	5,4	119,4	0,8	0,75	90	149
3-5	119,4	9	5,4	124,8	0,8	0,75	94	156
1а(перукарня)-3	124,8	9	5,4	130,2	0,8	0,75	98	163
магістраль	130,2	5	3	133,2	0,8	0,75	100	167
Л2								
33-23 (спортзал)	5	0	0	5	0,8	0,75	4	6
31-33	9	5	3	12	0,8	0,75	9	15
29-31	12	9	5,4	17,4	0,8	0,75	13	22
27-29	17,4	9	5,4	22,8	0,8	0,75	17	29
25-27	22,8	9	5,4	28,2	0,8	0,75	21	35
23-25	28,2	9	5,4	33,6	0,8	0,75	25	42
30-23	33,6	9	5,4	39	0,8	0,75	29	49
21-30	39	9	5,4	44,4	0,8	0,75	33	56
19-21	44,4	9	5,4	49,8	0,8	0,75	37	62
17-19	49,8	9	5,4	55,2	0,8	0,75	41	69
15/1-17	55,2	9	5,4	60,6	0,8	0,75	45	76
13-15/1	60,6	9	5,4	66	0,8	0,75	50	83
магістраль	66	9	5,4	71,4	0,8	0,75	54	89
Л3								
28а-28	9	0	0	9	0,8	0,75	7	11
26-28а	9	9	5,4	14,4	0,8	0,75	11	18
24-26	14,4	9	5,4	19,8	0,8	0,75	15	25
22-24	19,8	9	5,4	25,2	0,8	0,75	19	32
20-22	25,2	9	5,4	30,6	0,8	0,75	23	38
18-20	30,6	9	5,4	36	0,8	0,75	27	45
19-18	36	9	5,4	41,4	0,8	0,75	31	52
50-16	41,4	9	5,4	46,8	0,8	0,75	35	59
48-50	46,8	9	5,4	52,2	0,8	0,75	39	65
46-48	52,2	9	5,4	57,6	0,8	0,75	43	72
магістраль	57,6	9	5,4	63	0,8	0,75	47	79

Потужність ТП2				267,6	0,8	0,75	201	335
ТП3								
Л1								
7-38 (спортзал)	5	0	0	5	0,8	0,75	4	6
5-38	9	5	3	12	0,8	0,75	9	15
3-5 (зоомагазин)	12	5	3	15	0,8	0,75	11	19
1-3	15	9	5,4	20,4	0,8	0,75	15	26
магістраль	20,4	9	5,4	25,8	0,8	0,75	19	32
Л2								
27-25а	9	0	0	9	0,8	0,75	7	11
40-27	9	9	5,4	14,4	0,8	0,75	11	18
38- 40(каварня)	28	9	5,4	33,4	0,8	0,75	25	42
36-38	33,4	9	5,4	38,8	0,8	0,75	29	49
магістраль-36	38,8	9	5,4	44,2	0,8	0,75	33	55
32-32а (кафе)	44,4	40	26,5	70,9	0,8	0,75	53	89
34а-32	70,9	9	5,4	76,3	0,8	0,75	57	95
магістраль	76,3	44,2	30,2	106,5	0,8	0,75	80	133
Потужність ТП3				132,3	0,8	0,75	99	165
Загальна потужність				705	0,8	0,75	529	881

2.5. Визначення потужності та кількості силових трансформаторів 10 / 0,4 кВ.

Розрахункові потужності ТП та ліній

ТП1 – 381 кВА (304,9 кВт, 229 квар)

Л1 – 327 кВА (261,6 кВт, 196 квар)

Л2 – 69 кВА (43,3 кВт, 69 квар)

ТП2 – 335 кВА (267,6 кВт, 201 квар)

Л1 – 167 кВА (133,2 кВт, 100 квар)

Л2 – 89 кВА (71,4 кВт, 54 квар)

Л3 – 79 кВА (63 кВт, 47 квар)

ТП3 – 165 кВА (132,3 кВт, 99 квар)

Л1 – 32 кВА (25,8 кВт, 19 квар)

Л2 – 133 кВА (106,5 кВт, 80 квар)

Загальна потужність – 881 кВА (705 кВт, 529 квар)

Під час вибору номінальної потужності трансформаторів для підстанцій з одним або двома агрегатами враховується їх експлуатація в нормальних умовах при раціональних рівнях навантаження:

$$S_{EK.min} \leq \frac{S_{Pnid.}}{n} \leq S_{EK.max}, \quad (2.7)$$

де $S_{Pnid.}$ – обчислене значення навантаження підстанції, виражене в кіловольт-амперах;

n – кількість встановлених трансформаторів на ТП, шт.

$S_{EK.min}, S_{EK.max}$ – раничні значення (мінімальне і максимальне) економічного діапазону навантаження трансформатора відповідно до його номінальної потужності, вираженої в кВА.

Для ТП1 вибираємо трансформатор ТМ-400.

Для ТП2 приймаємо трансформатор ТМ-400.

Для ТП3 приймаємо трансформатор ТМ-250.

Вибрана номінальна потужність трансформатора перевіряється з урахуванням його функціонування в нормальному режимі експлуатації при допустимих постійних навантаженнях. Щоб гарантувати стабільну та ефективну роботу трансформаторної підстанції, здійснюється перевірка прийнятої потужності трансформатора за відповідною формулою (співвідношенням):

$$\frac{S_p}{n S_H} \leq k_c, \quad (2.8)$$

де S_p , S_H – відповідно, розрахункова і номінальна потужності трансформатора, кВА;

n – число силових трансформаторів на ТП, виражене в одиницях;

k_c – нормативний коефіцієнт допустимого тривалого навантаження ТП[10].

$$k_c = k_{cm} - \alpha (t_n - t_{nm}), \quad (2.9)$$

де k_{cm} – табличний коефіцієнт навантаження, узгоджений із середньодобовою температурою;

α – температурний градієнт за розрахунком, $1/^\circ\text{C}$;

t_n – середньодобова температура повітря, $^\circ\text{C}$;

t_{nm} – табличне значення середньодобової температури повітря, $^\circ\text{C}$.

$$k_c = 1,77 - 1 \cdot 10^{-2} \cdot (-5 - (-10)) = 1,72.$$

$$\frac{21066}{4 \cdot 6300} = 0,83 \leq 1,77$$

Умова (2.8) виконується.

2.6. Розрахунок і вибір перетину самонесучих ізольованих проводів (СП).

Таблиця 2.3 – Вибір проводів ПЛ 0,38 Кв

SP, кВА	кд	SEKB., кВА	Лділ., км	Втрати напруги %/кВА·км (правильні)	Втрати на ділянці, %	U_per_kVA_km_calc	$\Delta U_{\text{пит}}$, %/кВА·км
27.8	0.7	19.5	0.024	0.9	0.6	1.28	1.28
43.9	0.7	30.7	0.025	0.49	0.53	0.69	0.69
60.5	0.7	42.4	0.024	0.49	0.71	0.7	0.7
26.9	0.7	18.8	0.024	0.9	0.58	1.29	1.29
43.9	0.7	30.7	0.024	0.49	0.51	0.69	0.69
60.5	0.7	42.4	0.035	0.49	1.037	0.7	0.7
77.8	0.7	54.5	0.075	0.49	2.85	0.7	0.7

5.6	0.7	3.9	0.024	0.9	0.12	1.28	1.28
87.7	0.7	61.4	0.01	0.49	0.42	0.68	0.68
27.8	0.7	19.5	0.023	0.9	0.57	1.27	1.27
43.9	0.7	30.7	0.05	0.49	1.07	0.7	0.7
27.8	0.7	19.5	0.024	0.9	0.6	1.28	1.28
43.9	0.7	30.7	0.024	0.49	0.52	0.71	0.71
60.5	0.7	42.4	0.025	0.49	0.74	0.7	0.7
90.1	0.7	63.1	0.025	0.49	1.1	0.7	0.7
91.7	0.7	64.2	0.075	0.49	3.36	0.7	0.7
27.8	0.7	19.5	0.024	0.9	0.6	1.28	1.28
43.9	0.7	30.7	0.025	0.49	0.53	0.69	0.69
60.5	0.7	42.2	0.023	0.49	0.68	0.7	0.7
77.8	0.7	62.3	0.01	0.49	0.38	0.61	0.61
143.1	0.7	100.2	0.017	0.49	1.19	0.7	0.7
5.2	0.7	3.6	0.02	0.91	0.09	1.25	1.25
34.4	0.7	24.1	0.02	0.91	0.62	1.29	1.29
54.2	0.7	37.9	0.05	0.49	1.32	0.7	0.7
20.1	0.7	14.1	0.015	0.91	0.27	1.28	1.28
66.6	0.7	46.6	0.075	0.49	2.44	0.7	0.7
84.8	0.7	59.4	0.024	0.49	0.99	0.69	0.69
102.7	0.7	71.9	0.025	0.49	1.25	0.7	0.7
119.7	0.7	83.8	0.025	0.49	1.46	0.7	0.7
2.7	0.7	1.9	0.05	0.82	0.11	1.16	1.16
7.2	0.7	5.1	0.025	0.82	0.14	1.1	1.1
15.6	0.7	10.9	0.024	0.85	0.31	1.19	1.19
20.7	0.7	18.3	0.04	0.88	0.72	0.98	0.98
40.2	0.7	28.1	0.025	0.49	0.49	0.7	0.7
46.7	0.7	32.7	0.025	0.49	0.57	0.7	0.7
63.8	0.7	44.7	0.045	0.49	1.4	0.7	0.7

2.7. Перевірка повітряної лінії 0,38 кВ на коливання напруги під час пуску потужного електродвигуна.

Фактична зміна рівня напруги в мережі при пуску високопотужного електродвигуна:

$$\Delta U_{\phi} \% = \frac{Z_M}{Z_M + Z_{en}} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп.}} \%, \quad (2.10)$$

де Z_M – комплексний опір електромережі до точки монтажу електродвигуна, Ом;

$Z_{\text{ен}}$ – опір КЗ асинхронного двигуна, Ом.

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{л}} + Z_{\text{т}}, \quad (2.11)$$

де $Z_{\text{л}}$ – опір лінії від ТП до двигуна, Ом.

$Z_{\text{т}}$ – комплексний опір трансформатора, вимірюваний у омах.

$$z_{\text{л}} = \sum l_i \sqrt{r_{oi}^2 + x_{oi}^2}, \quad (2.12)$$

де r_{oi}, x_{oi} – питомий активний і реактивний опір i -ої ділянки лінії, Ом/км;

l_i – лінійна довжина i -го сегмента електромережі, км;

$$Z_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{н}}^2}{100 \cdot S_{\text{HT}}}, \quad (2.13)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга низької сторони трансформатора, кВ;

$S_{\text{н}}$ – встановлена номінальна потужність трансформаторного обладнання, кВА;

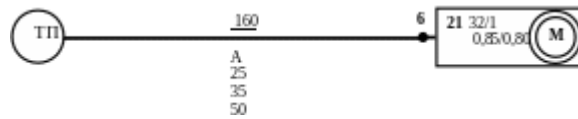
$U_{\text{к}}\%$ – короткозамкнена напруга трансформатора у %, від номінальної.

$$Z_{\text{ен}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot k_i \cdot I_{\text{нд}}}, \quad (2.14)$$

де k_i – відношення пускового струму двигуна до його номінального значення;

$I_{\text{нд}}$ – струм двигуна при номінальному режимі роботи, А.

Електродвигун АИРС160М2 (63 кВт; 36,9 А; $k = 7$) прийнято для млина



(об'єкт № 20, 400 кг), рис. 2.2.

Рисунок 2.2 – Схема електропостачання електродвигуна для розрахунків

Для лінії $r_{0(25)} = 1,14 \text{ Ом/км}$; $x_{0(25)} = 0,15 \text{ Ом/км}$.

$$Z_{л} = 0,16 \sqrt{1,14^2 + 0,15^2} = 0,186 \text{ Ом} \quad Z_{г} = 4,5 \frac{400^2}{100 \cdot 400 \cdot 10^3} = 0,018 \text{ Ом}$$

$$Z_{м} = 0,182 + 0,018 = 0,204 \text{ Ом} \quad Z_{ен} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot 36,9} = 0,85 \text{ Ом}$$

$$\Delta U_{\phi} \% = \frac{0,204}{0,204 + 0,85} \cdot 100\% = 19,3 \leq \Delta U_{доп.} \% = 20 \%$$

Умова виконана.

3. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ 10/0,4 кВ

3.1. Вибір і побудова схем первинних кіл комутації районної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

Нормативними документами класифікація підстанцій чітко не встановлена. Проте, з урахуванням типів мережевих конфігурацій, можливих схем приєднання, класу напруги живильної мережі, розташування, конструктивних особливостей та інших критеріїв, підстанції умовно класифікують наступним чином.

Районні трансформаторні підстанції (РТП)

Вони призначені для пониження електричної напруги з рівня 110–35 кВ до 10–6 кВ з подальшим розподілом електроенергії між групами споживачів, розташованими на значних відстанях за допомогою повітряних або кабельних ліній. У сільській місцевості переважно застосовують РТП, які знижують напругу з 35 до 10 кВ, а в окремих випадках — з 110 до 35/10 кВ або безпосередньо з 110 до 10 кВ. Центральні розподільчі пункти (ЦРП)

Є розподільчими пристроями, призначеними для прийняття та розподілення електроенергії на 1 напруженості без зміни її рівня або трансформації.

Споживчі знижуючі трансформаторні підстанції (ТП)

Такі підстанції мають підживлення від районів (РТП) або центральних розподільчих підстанцій (ЦРП), знижують напругу до потрібного для споживачів рівня та здійснюють її розподіл. У сільських районах ТП найчастіше понижують напругу з 10–6 кВ до 380 В. У деяких випадках доцільно застосовувати підстанції з глибоким введенням 35/0,38 кВ, що дає змогу уникнути проміжної трансформації напруги.

Перетворювальні підстанції (ПП)

Дані підстанції використовуються для зміни характеристик електричного струму — зокрема, частоти, кількості фаз або для перетворення перемінного струму на сталий. Такі процеси реалізуються за допомогою спеціалізованого обладнання — вентильних або інверторних перетворювачів.

Підстанції класифікуються за типом конструктивного виконання на два

основних види:

1. Відкриті підстанції, де все обладнання встановлюється просто неба. До цієї категорії входять незакриті розподільчі пристосування (ВРП) і трансформаторні підстанції.

2. Закриті підстанції, які розміщуються в спеціально збудованих приміщеннях різної конструкції. Серед них виділяють:

- трансформаторні підстанції та закриті розподільчі установки (ЗКРУ) постійного виду, де все обладнання монтується безпосередньо на місці;

- складені підстанції з трансформаторами та ЗРП, окремі компоненти яких виготовляються на заводі, а остаточне збирання здійснюється в експлуатаційному приміщенні.

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) — це підстанція, що складається з окремих блоків або шаф із вмонтованими трансформаторами та елементами розподільного обладнання. Вона постачається у вигляді готових до монтажу або вже зібраних конструкцій.

КТП, розміщені в будівлях, класифікуються як внутрішні установки, а ті, що встановлюються просто неба, — як зовнішні.

Комплектна розподільча установка (КРУ) — це електричне обладнання, зібране у вигляді блоків або шаф, які містять усі необхідні пристрої керування, контролю, захисту, автоматики й сигналізації. Таке устаткування може постачатися як у зібраному вигляді, так і у вигляді, готовому до збирання, з можливістю монтажу як усередині приміщень.

Стовпові підстанції є різновидом відкритих підстанцій. Вони монтуються на опорах або спеціальних конструкціях ліній електропередачі на такій висоті, яка не потребує встановлення огорожі навколо обладнання.

Класифікація підстанцій за способом підключення до мережі високої напруги Підстанції поділяються на три основні типи залежно від методу приєднання до електромережі підвищеної напруги: тупикові, перехідні та або опорні.

Тупикові — це ті, що живляться по одній або двох радіальних лініях, які ведуть від одного джерела енергопостачання.

Проміжні підстанції поділяються на два підвиди:

- Відгалужувальні — з'єднуються з основними лініями за допомогою відгалужень.
- Прохідні — мають схему входу-виходу однієї лінії від одного або двох джерел живлення.

Вузлові або опорні підстанції — приєднані, як правило, мінімум до трьох ліній електропередач високої напруги. Якщо через шини прохідних або вузлових підстанцій проходять енергопотоки між різними частинами мережі, такі підстанції вважаються транзитними.

Класифікація за місцем розміщення на підприємстві.

На промислових об'єктах підстанції поділяються на:

- Внутрішньо-цехові — розташовані безпосередньо в приміщеннях виробничих цехів.
- Прибудовані або вбудовані — інтегровані в конструкцію цеху частково або повністю, з однією, двома чи трьома зовнішніми стінами.
- Окремо розташовані — встановлені як самостійні будівлі.

Підстанції також можуть бути комплектними, тобто повністю зібраними в заводських умовах.

Критерії вибору розміщення трансформаторних підстанцій (ТП):

- Мінімальна довжина кабельних трас напругою 0,4 кВ до споживачів з метою зниження втрат електроенергії.
- Найкраще розташування щодо центру споживання електричної потужності для забезпечення рівномірного навантаження.
- Зручність доступу для технічного обслуговування й ремонту, включаючи можливість під'їзду транспорту та відсутність перешкод для проведення монтажу.

Для забезпечення доступності ТП вибираємо ТП закритого типу (ЗТП).
Схема первинних кіл комутації районної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

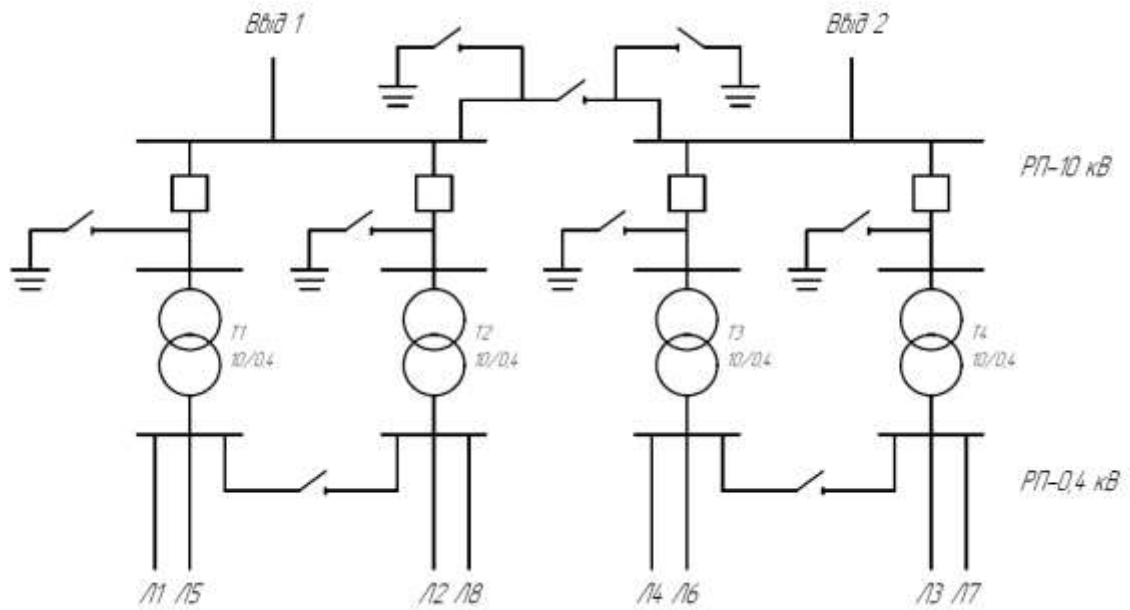


Рисунок 3.1 – Схема первинних кіл комутації районної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

3.2. Вибір і побудова електричних принципівих схем споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

Вибір і побудова електричних принципівих схем споживчої трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ є важливим етапом у проектуванні електропостачання споживача. Основною метою цього процесу є забезпечення надійного, безпечного та ефективного розподілу електроенергії від магістральної мережі до споживачів низької напруги. Вибір схеми залежить від характеру споживача, потужності навантаження, категорії надійності електропостачання, а також вимог щодо резервування і автоматизації.

Зазвичай для споживчих трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ застосовуються однотрансформаторні або двотрансформаторні схеми. В однотрансформаторних підстанціях використовується одна трансформаторна установка, що підходить для споживачів III категорії, де тимчасове припинення електропостачання не спричиняє значних наслідків. Двотрансформаторні підстанції застосовують у разі підключення споживачів I або II категорії, що потребують резервного живлення. На стороні високої напруги (10 кВ)

передбачаються апарати для захисту та вимикання, найчастіше це вакуумні вимикачі або роз'єднувачі з запобіжниками.

На стороні низької напруги (0,4 кВ) встановлюються низьковольтні розподільчі пристрої (НКУ), автоматичні вимикачі, системи захисту, обліку та управління. Принципова схема включає трансформатор, первинні та вторинні комутаційні апарати, шинні з'єднання, заземлення та заземлювальні пристрої. Особлива увага приділяється вибору трансформатора за потужністю, класом ізоляції та схемою з'єднання обмоток (часто використовують схему Y/Yn-0). Проектування схеми виконується з урахуванням нормативних документів (ДСТУ, ПУЕ, ПБЕ), забезпечуючи селективність захистів, можливість оперативного обслуговування, безпечну експлуатацію та відповідність сучасним вимогам енергоефективності.

Принципова електрична схема РП-10 кВ ТП 10/0,4 показана на рис. 3.2.

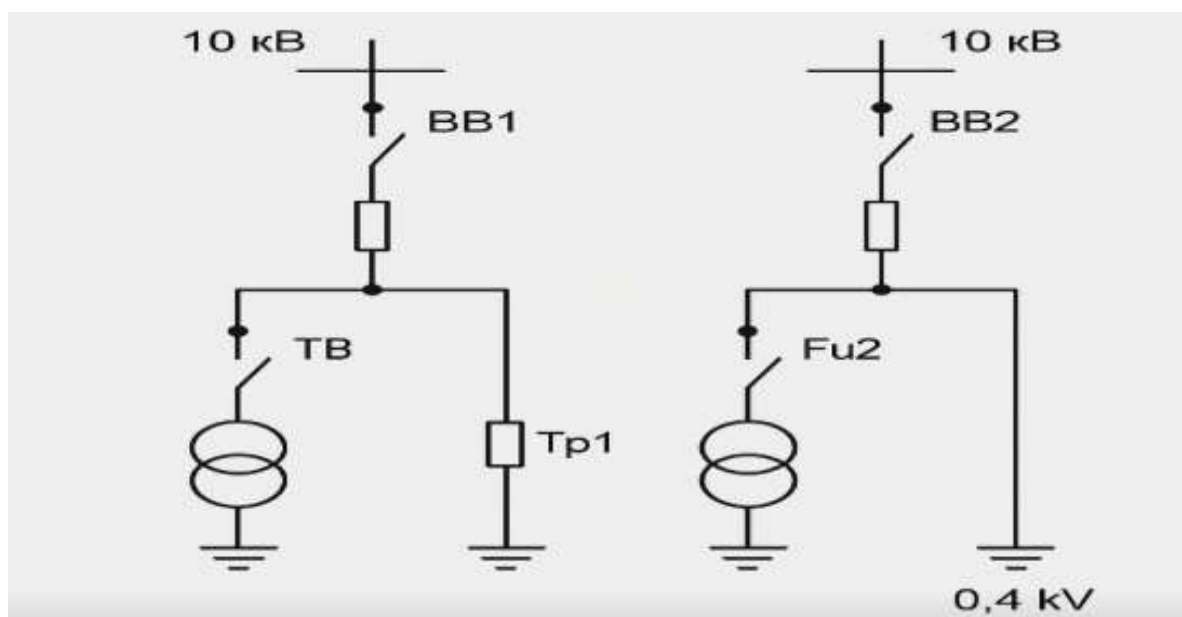


Рисунок 3.2 – Принципова електрична схема РП-10 кВ ТП 10/0,4.

3.3. Вибір електричних апаратів напругою 0,38 кВ трансформаторних підстанцій.

Результати вибору захисних апаратів показано у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати вибору захисних апаратів

Лінія	Тип вимикача	Uном, В	Sp., кВА	Ip., А	Iном.а, А	Iвідкл, кА
Гр1						
Л1	TemPower2 AR663	500	4045	6153	6300	63
Л5	TemPower2 AR325	500	1473	2241	2500	25
Гр2						
Л2	TemPower2 AR663	500	3884	5908	6300	63
Л8	TemPower2 AR440	500	2558	3891	4000	40
Гр3						
Л4	TemPower2 AR650	500	3165	4814	5000	50
Л6	TemPower2 AR650	500	2683	4081	5000	50
Гр4						
Л3	TemPower2 AR650	500	3063	4659	5000	50
Л7	TemPower2 AR650	500	2865	4358	5000	50

3.4. Складання специфікації (таблиці переліку елементів) на матеріали та обладнання.

Поз.	Найменування	Кільк.	Примітка
	TemPower2 AR325	1	
	TemPower2 AR440	1	
	TemPower2 AR650	4	
	TemPower2 AR663	2	

4. РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЧНОЇ КАРТИ МОНТАЖУ ПЛІ-04 кВ З САМОНЕСУЧИМИ ІЗОЛЬОВАНИМИ ПРОВОДАМИ

4.1. Загальні вимоги

Прокладання повітряних ліній електропередач із самонесучим ізольованим проводом (СП) слід здійснювати з урахуванням безпеки та зручності користування територією. Опори ліній мають бути розташовані так, щоб не загороджувати входи до будівель, проїзди на подвір'я та не перешкоджати пересуванню пішоходів і транспорту. У зонах з підвищеним ризиком зіткнення з транспортними засобами — поблизу перехресть, виїздів або з'їздів з дороги — доцільно передбачити додатковий захист опор, наприклад, встановлення захисних бар'єрів або обмежувальних тумб.

Прокладання СП допускається також по стінах будівель і споруд. Якщо лінія пролягає через лісові ділянки або зелені насадження, суцільна вирубка просіки не є обов'язковою. У таких випадках дозволяється вибірково вирубувати лише ті дерева, які можуть становити загрозу для лінії.

Для повітряних ліній із самонесучим ізольованим проводом (СП) чинними нормами не передбачено чітко встановлених мінімальних відстаней до дерев і чагарників, навіть з урахуванням максимально можливого провисання чи відхилення проводів. На відміну від цього, для ліній з неізольованими проводами мінімальна безпечна відстань до рослинності має становити щонайменше 1 метр з кожного боку лінії.

Кожна опора повітряної лінії електропередач повинна мати маркування — порядковий номер і рік встановлення, які розміщують на висоті не менше 1,5 метра над рівнем землі. Крім того, на першій опорі після підстанції, а також на опорах, розташованих на межі перетинів з іншими лініями, слід наносити диспетчерський номер лінії та позначення підстанції, від якої вона живиться.

У випадках, коли опора розташована ближче ніж 4 метри до кабельної лінії зв'язку, на ній обов'язково мають бути встановлені таблички або попереджувальні

знаки. На них вказується відстань до лінії зв'язку, ширина охоронної зони, а також контактні дані власників як зв'язкової, так і електричної мережі.

Монтаж самонесучого ізолюваного проводу (СП) на основних лініях повітряних ліній електропередач (ПЛ), а також на відгалуженнях від них, повинен здійснюватися із застосуванням спеціалізованої лінійної арматури:

- Для фіксації несучого проводу (чи кількох жил) на прямих або проміжних опорах використовують підтримувальні затискачі.
- Для закінчення лінії або кріплення несучого проводу на анкерних опорах, а також на кінцевих ділянках відгалужень — при вводі в будівлю чи споруду — застосовуються натяжні (анкерні) затискачі.

Використання проколюючих відгалужувальних затискачів дозволяє ефективно:

- створювати відгалуження від основних ізолюваних провідників магістралі;
- підключати заземлення до ізолюваної жили, яка виконує функцію комбінованого PEN (робочого нульового та захисного) провідника;
- під'єднувати освітлювальні прилади до відповідної жили ліхтарної мережі та до PEN-жили, а також з'єднувати металеві частини освітлювального обладнання з PEN;
- забезпечувати заземлення опор через підключення провідника до ізолюваної PEN-жили.

При застосуванні самонесучого ізолюваного проводу (СП) з ізолюваною несучою жилою, підтримувальні та анкерні затискачі повинні бути виготовлені таким чином, щоб не пошкоджувати ізоляцію проводу. Це досягається або використанням спеціальних ізолюючих вкладишів, або застосуванням матеріалів, що не порушують цілісність оболонки.

Відгалужувальні затискачі повинні гарантувати надійний електричний контакт без попереднього зняття ізоляції з провідників СП, що забезпечує збереження їх захисних властивостей і безпеку монтажу.

Крім того, затискачі, які використовуються для виконання відгалужень або підключення до ізолюваних жил, повинні бути обладнані захисними ізолювальними кожухами.

4.2. Кліматичні умови

Для розрахунку та вибору конструкцій повітряних ліній електропередач напругою понад 1 кВ кліматичні навантаження та впливи визначаються відповідно до карт кліматичного районування території України (див. рис. 4.1).

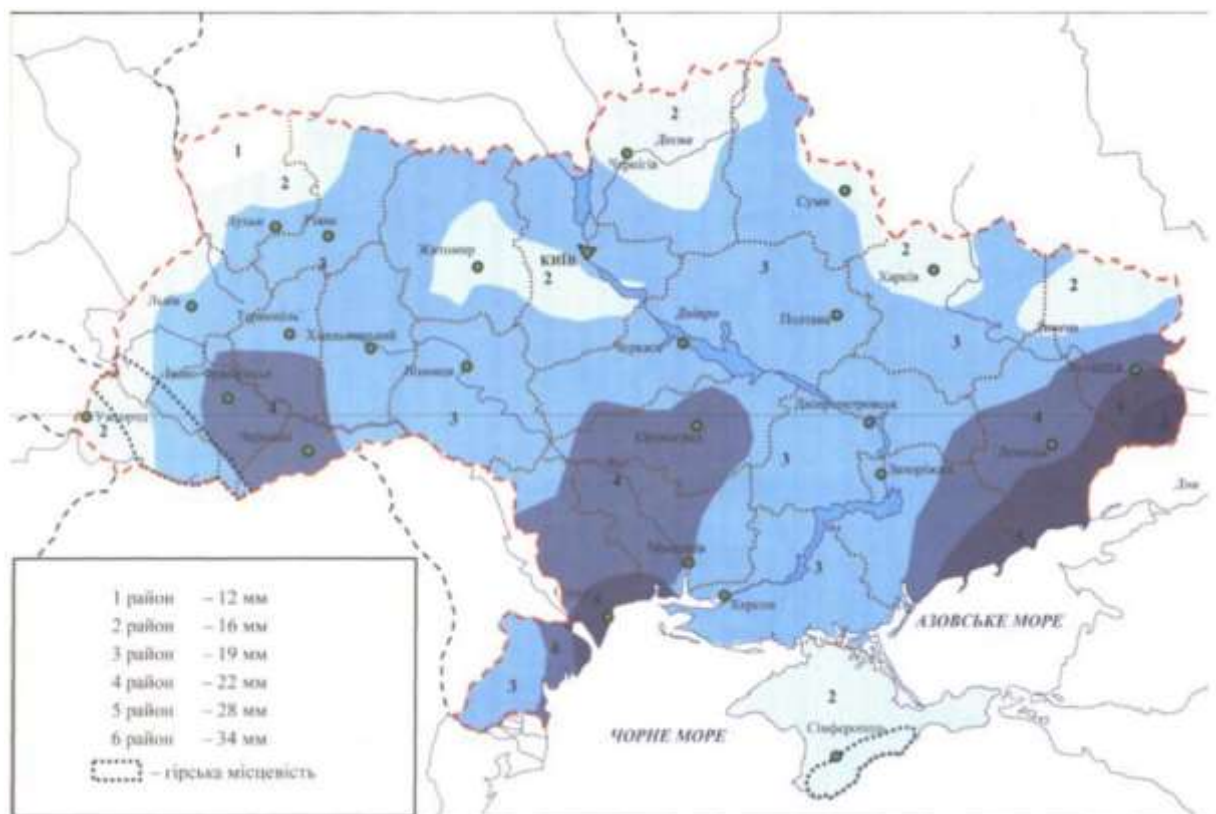


Рисунок 4.1 – Карта поділу території України відповідно до характерних показників ожеледі

Захисне та секціонуюче електрообладнання, що монтується на опорах, повинне встановлюватися на висоті не менш ніж 3,0 метри. Пристрої для підключення електроспоживачів необхідно розміщувати на висоті 1,6 метра від рівня землі.

Допускається розміщення на одній опорі повітряної лінії електропередачі (ПЛ) до 1 кВ одночасно неізолюваних провідників і самонесучого ізолюваного проводу (СІП), за умови дотримання визначених вимог:

- Відстань між неізолюваними проводами та ізолюваними (СІП) на опорі та в прогоні за умов температури повітря +15 °С і відсутності вітру має становити щонайменше 0,5 метра.

Якщо на одній опорі прокладаються кілька ліній СІП паралельно, то відстань між проводами різних електричних кіл як на опорі, так і в прольоті більше 300 см.

4.3. Габарити, перетини і зближення

Вертикальна відстань від самонесучих ізолюваних проводів (СІП) повітряної лінії електропередачі до землі або проїжджої частини повинна складати щонайменше 5,0 метра при максимальному провисанні проводів — як у межах населених пунктів, так і за їх межами. У важкодоступних районах цю норму дозволяється знизити до 2,5 метра, а на територіях, де відсутній доступ (наприклад, гірські схили), — до 100 см.

Коли відгалуження до будівель або споруд перетинає непроїжджу частину вулиці, мінімальна висота СІП над тротуарами або пішохідними шляхами більше за 350 см при максимальному провисанні. Якщо дотримання цієї відстані неможливе, необхідно встановити додаткову опору або спеціальну конструкцію на фасаді будівлі (споруди) для безпечного вводу.

Перед місцем входу в будівлю (споруду) вертикальна відстань від проводу ввідного відгалуження до поверхні землі має бути щонайменше 2,75 метра.

Щодо дотримання горизонтальних відстаней: при максимально можливому відхиленні проводу необхідно забезпечити не менше 1,0 метра до таких елементів будівель, як балкони, вікна та тераси. Водночас відстань до суцільних (глухих) стін має становити щонайменше 0,15 метра. Прокладати СІП над дахами промислових будівель дозволяється лише за умови, що відстань між покрівлею та проводом буде не меншою за 2,5 метра.

4.4. Технологія монтажу ПЛЛ.

4.4.1. Технологічні операції монтажу ПЛЛ

Монтаж повітряної лінії з використанням самонесучого ізолюваного проводу (СІП) передбачає проходження кількох ключових технологічних етапів:

- прокладання проводів СІП уздовж запроєктованої траси;

- з'єднання окремих секцій СІП у єдину лінію;
- натягування проводів та їхнє надійне закріплення на опорах;
- монтаж з'єднань на анкерних і відгалужувальних опорах;
- влаштування розподілення до підводів у будівлі чи інші об'єкти;
- під'єднання проводів до електротехнічного обладнання, що встановлене на повітряній лінії;
- урахування технічних вимог під час прокладання СІП за допомогою спеціальних конструкцій опор.

Рекомендується проводити монтаж СІП на анкерних ділянках довжиною мін 0,8 км, виключно у денний час.

Перед монтажем самонесучого ізолюваного проводу (СІП) необхідно завершити комплекс підготовчих заходів, зокрема:

- встановити опори з усіма передбаченими металевими елементами;
- облаштувати повторне та блискавкозахисне заземлення з підключенням до нижніх заземлювальних елементів опор згідно з проектом;
- змонтувати захисні пристрої в місцях перетину з інженерними об'єктами;
- демонтувати споруди, які заважають виконанню монтажних робіт, якщо це зазначено в проєктній документації;
- звільнити трасу від дерев, кущів та іншої рослинності, що може перешкоджати прокладці лінії;
- доставити на будівельний майданчик усі необхідні матеріали — барабани з проводами СІП, арматуру, елементи кріплення тощо.

4.4.2. Кліматичні умови монтажу СІП

Монтажні роботи із самонесучим ізолюваним проводом (СІП) дозволяється проводити лише за умови дотримання певних метеорологічних вимог:

- температура повітря повинна відповідати мінімальному значенню, зазначеному в технічній документації на СІП;
- гранична допустима швидкість вітру — не більше 10 м/с;
- роботи не проводяться під час грози, а також за наявності інею чи ожеледі на опорах;

- допускаються лише незначні атмосферні опади, наприклад, мряка.

У випадках інтенсивного дощу, густого туману або снігопаду починати монтаж заборонено, однак вже розпочаті дії можна завершити, якщо це не порушує вимоги безпеки.

4.4.3. Розкочування СІП

Монтажні роботи виконуються бригадою з п'яти працівників, яка для підвищення продуктивності розподіляється на дві окремі групи, що паралельно виконують різні завдання. Перша група, до складу якої входять двоє осіб, відповідає за встановлення барабана з самонесучим ізольованим проводом (СІП) на спеціальній пристрій для розмотування. Інша група виконує монтаж напрямних роликів: тип ST 26.11 — на крайніх опорах, а ST 26.1 — на проміжних. Після встановлення роликів у них вкладається трос для розмотування проводу.

Процес розмотування СІП здійснюється за допомогою розкочувального пристрою (див. рис. 4.2), що розташовується на відстані 10–15 метрів від анкерної опори. Провід направляється в бік монтажу — до кінцевої опори. Під час цього обов'язково перевіряється, чи надійно зафіксовано барабан і чи забезпечене його вільне обертання. Розмотування вважається завершеним, коли кінець проводу проходить за останню анкерну опору. Після цього він обережно опускається на землю.

Під час встановлення натяжного затискача слід передбачити певну довжину запасу проводу, яка залежить від типу опори:

- для анкерних і кутових анкерних опор — від 0,3 до 0,5 метра;
- для стандартних кінцевих опор — у межах 0,06–0,1 метра;
- для кінцевих опор, на яких використовуються кабельні муфти — від 1,5 до 2,5 метра;
- для опор, обладнаних щогловими рубильниками або секційними розподільчими ящиками — 5,5 метра.

Після завершення процесу розмотування на кінцевій опорі на фазні ізольовані жили проводів обов'язково встановлюються спеціальні захисні ковпачки (кінцеві заглушки), що запобігають потраплянню вологи та забруднень.

Під час монтажу іноді виникає потреба у з'єднанні окремих будівельних довжин самонесучого ізолюваного проводу (СПП). Ці роботи виконує група з трьох працівників бригади. Місце під'єднання жил СПП після натягу повинно розташовуватись у межах одного прольоту. При цьому дозволяється лише одне з'єднання на кожен проліт. У прольотах, що проходять над інженерними спорудами, з'єднання проводу заборонено.

Процес з'єднання починається з несучих жил, потім переходять до фазних. З'єднання виконують із суворим дотриманням відповідності маркування жил, використовуючи спеціальні з'єднувальні затискачі для ізолюваних провідників.

Перед монтажем кінцівки підрівнюють і акуратно обрізають за допомогою кабельних ножиць. Обрізка проводиться так, щоб відстань між окремими з'єднаннями становила 15–20 см. Із несучих жил знімають ізоляцію, після чого їхні кінці вводять у з'єднувальний затискач та обжимають (опресовують) відповідно до технології.

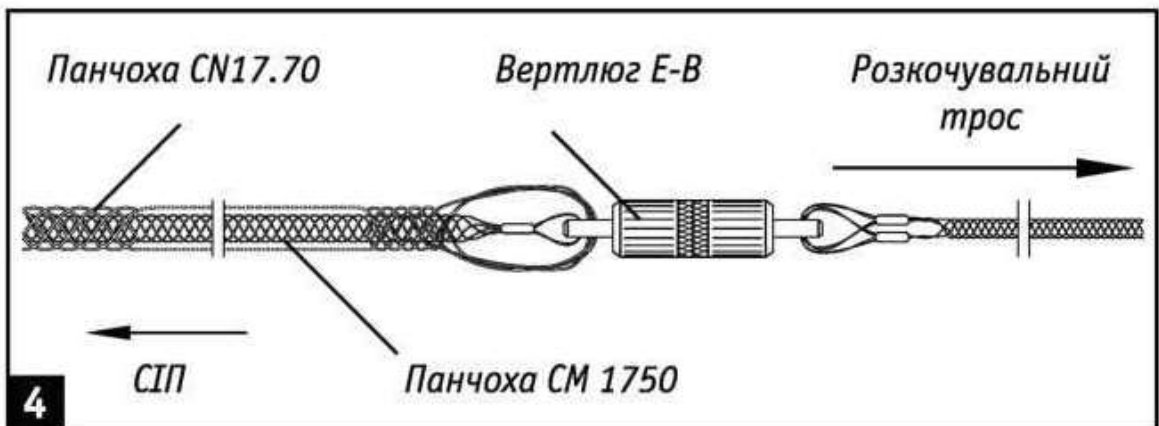
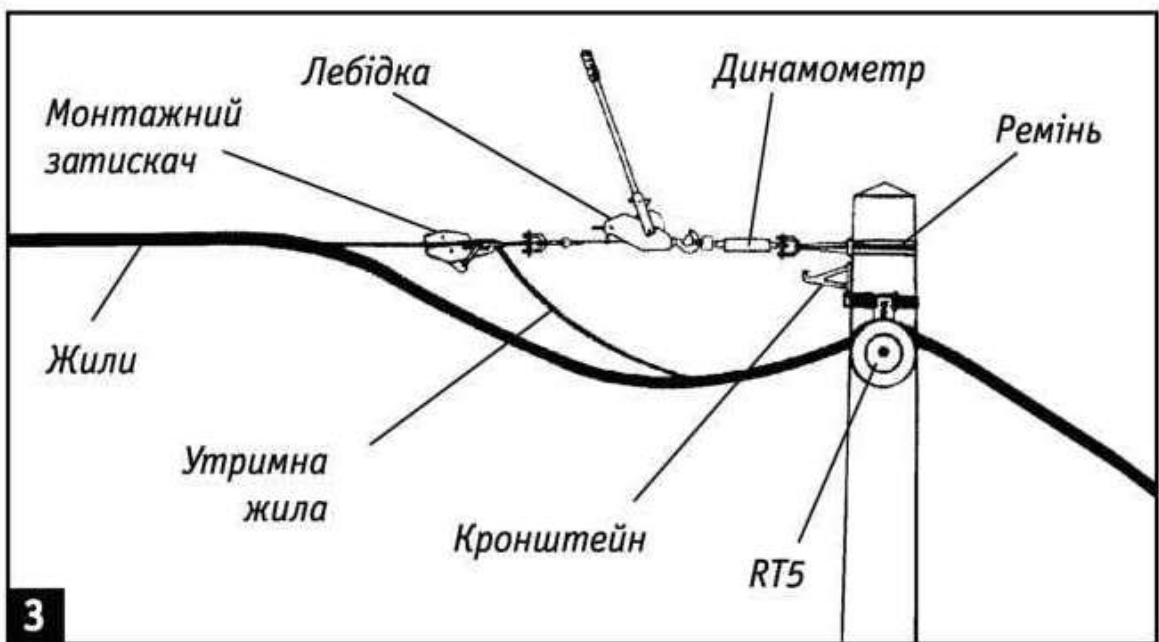
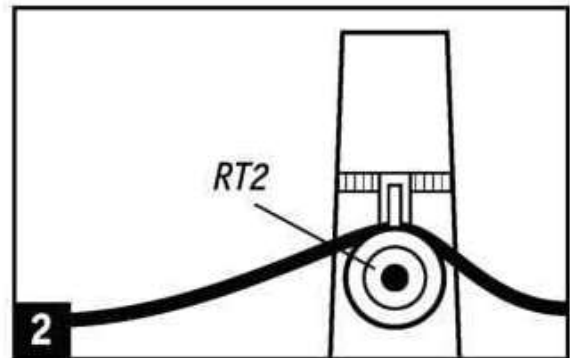
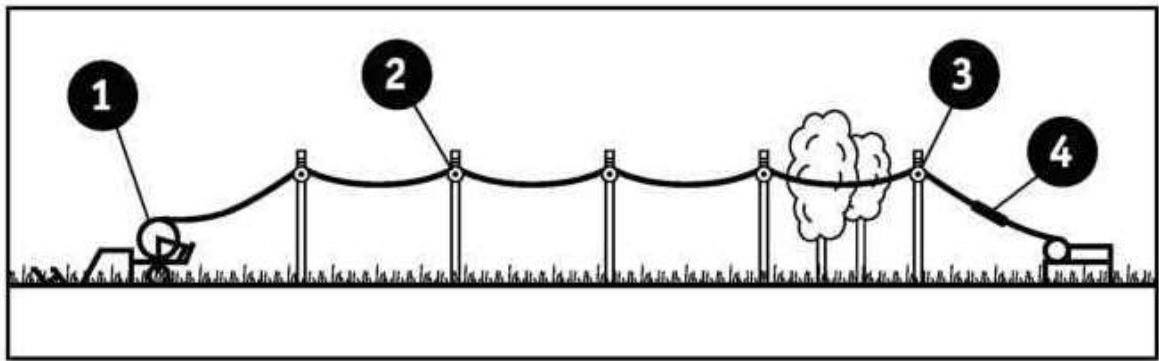


Рисунок 4.2 – Послідовність дій з СІП

Таблиця 4.1 – З'єднувальні затискачі для СІП

Модифікація / Модель	Опис / Призначення
СІЛ 1 (черв.), СІЛ 2 (сір.), СІЛ 3 (рож.), СІЛ 4 (зел.), СІЛ 5 (син.)	Автоматичні з'єднувальні затискачі для приєднання неізолюваної жили СІП
СІЛ 1 (черв.), СІЛ 2 (сір.), СІЛ 3 (рож.)	Автоматичні затискачі, призначені для під'єднання ізолюваної жили СІП
SJ 8.25; SJ 8.35; SJ 8.50; SJ 8.70; SJ 8.95; SJ 8.120	Пресові затискачі, що використовуються для з'єднання ізолюваних фазних та нульових провідників СІП

4.4.4. Натягування та закріплення СІП на опорах

Порядок виконання робіт із натягування, візування та закріплення СІП в анкерному прогоні

Роботи виконуються бригадою з п'яти працівників.

Процес натягування самонесучого ізолюваного проводу (СІП) здійснюється за допомогою тягового пристрою, який розміщується по осі повітряної лінії електропередач (ЛПЕ) на відстані приблизно 20–25 метрів позаду барабана, за анкерною опорою. Для вимірювання навантаження в несучих жилах використовується динамометр, встановлений між монтажним затискачем і тяговим механізмом. Під час натягування контролюється прикладене зусилля — щойно воно досягає проєктного рівня, механізм автоматично зупиняється за відповідним сигналом.

Після натягування провід витримується під дією монтажного зусилля протягом 10–15 хвилин. Потім повторно перевіряється рівень натягу, і за необхідності проводиться його коригування до розрахункового значення. Після цього електрик піднімається на опору та робить позначку на несучій жилі, що вказує на точку встановлення натяжного затискача. Відповідно до цієї мітки провід остаточно фіксується затискачем.

Після фіксації СІП на анкерних опорах розпочинається його монтаж на проміжних опорах. У разі виконання робіт на кутових проміжних опорах використовується ручна лебідка в поєднанні з двома монтажними затискачами, які за допомогою тросів з'єднуються з лебідкою для забезпечення натягу.

Також застосовується технологія натягування проводу з одночасним контролем стріли провисання за допомогою візирних рейок, що дозволяє точно витримувати необхідну геометрію лінії.

Після завершення робіт з натягування в межах анкерної ділянки, на відгалужувальних опорах виконується підключення провідників. Для цього відгалужувальні жили приєднуються до основного проводу за допомогою спеціальних проколюючих затискачів, які монтуються без зняття ізоляції. Після встановлення затискачів на них накладаються захисні ізоляційні кожухи.

У випадках, коли підключення споживачів здійснюється під напругою, використовуються затискачі типу SLIP, що призначені для безпечного монтажу в діючих електромережах.

4.4.5. Монтаж відгалужень до введів в будівлі

Виконання монтажних робіт із підключення відгалужень від ПЛЛ до житлових будинків

Роботи з підключення виконуються бригадою з двох працівників. Відгалуження від повітряної лінії електропередачі (ПЛЛ) до житлових будівель — як однофазні, так і трифазні — здійснюються виключно за допомогою ізольованого самонесного проводу (СІП), що включає нульову жилу.

- Для однофазних ліній застосовується двожильний СІП.
- Трифазні відгалуження виконуються із використанням чотирижильного СІП, у якому всі жили ізольовані, включаючи нульову.

Етапи монтажу:

1. Кріплення СІП на фасаді будівлі та з'єднання з проводами вводу.
2. Натягування проводу і його закріплення на опорі.
3. Підключення СІП до основної повітряної лінії.

З боку будинку на СІП встановлюється натяжний затискач. При цьому залишаються виведені жили необхідної довжини для подальшого підключення до вводу або лічильника. З'єднання відгалуження з проводами вводу здійснюється методом скручування з подальшою герметизацією термоусаджувальними трубками. Важливо: термоусаджувальні трубки надягаються на провід ДО монтажу з'єднання.

Під час кріплення СІП до опори один працівник (верховий електрик) піднімається на опору разом із проводом. Він виконує попереднє натягування, відзначає точку встановлення затискача та відрізання СІП. Далі провід опускається на землю, де другий працівник (низовий електрик) монтує натяжний затискач і відрізає провід спеціальними ножицями. Після цього верховий електрик підіймає змонтований провід на опору за допомогою капронового троса і закріплює його на гаку.

Підключення жил СІП до магістралі ПЛІ відбувається через проколюючі відгалужувальні затискачі, які встановлюються з дотриманням вимог безпеки. Зверху на затискачі надягаються захисні кожухи з попередньо обрізаними отворами під необхідний діаметр жил.

При монтажі відгалужень слід особливо уважно стежити за рівномірним розподілом навантаження між фазами, щоб уникнути перевантаження окремих ліній.

Монтаж заземлення виконується у точках, де за проектною документацією передбачені повторні або грозозахисні заземлення. У разі використання самонесного ізолюваного проводу (СІП) з неізолюваною несучою (нульовою) жилою, заземлення необхідно облаштовувати на кожній опорі.

Підключення заземлювального провідника до верхнього випуску металевих стояків опор здійснюється через плашковий затискач типу ПС.

Для під'єднання заземлювального провідника безпосередньо до нульової жили СІП застосовується спеціальний відгалужувальний затискач.

У разі роботи з СІП, що має неізолювану нульову жилу, перед монтажем слід зачистити місце встановлення затискача як на жилі, так і на провіднику за

допомогою сталеві щітки. Після цього обидві поверхні необхідно обробити антикорозійною пастою або технічним мастилом для забезпечення надійного та довговічного контакту.

4.4.7. Кількісний склад бригади з монтажу СІП

Монтаж самонесного ізолюваного проводу (СІП) здійснюється спеціалізованою бригадою, до складу якої входить керівник (бригадир) та електромонтери-лінійники відповідної кваліфікації.

Матеріально-технічне забезпечення бригади включає:

- комплект інструментів та приладдя, необхідних для виконання монтажних операцій;
- засоби зв'язку для оперативного контакту з диспетчерською службою;
- будівельні захисні каски;
- страхувальні пояси;
- монтерські лази;
- рукавиці з брезентової тканини;
- індивідуальні аптечки першої допомоги;
- ємність для питної води та індивідуальні чашки.

Засоби механізації перелічено у таблиці 4.2 (згідно з проектною або нормативною документацією).

У разі виконання робіт в межах охоронної зони повітряної лінії, яка перебуває під напругою, бригада додатково має бути оснащена:

- комплектом переносного заземлення;
- діелектричними рукавицями;
- взуттям з діелектричними властивостями;
- захисними окулярами.

Дотримання вимог охорони праці та правильне використання засобів індивідуального захисту є обов'язковими умовами безпечного виконання монтажних робіт.

Таблиця 4.2 – Засоби механізації, прилади, інструменти

Вид робіт	Назва обладнання, механізованих засобів та інструментів	Кількість
Монтаж механізму розмотування СІП на анкерній опорі	Монтажний ролик для анкерної опори типу РТ 5.1	1
	Металева катушка	1
	Направляючий канат діаметром 10–12 мм	300 м
	Бензиновий двигун	1
Розмотування направляючого каната з установленням монтажних роликів	Ролик монтажний для анкерної опори типу РТ 5	1
Прокладання СІП в анкерному прогоні довжиною 500 метрів	Монтажний ролик типу РТ2	8
	Ролик для анкерної опори РТ 5	1
	Набір проміжної підвіски ЕБ 1500Е	8
	Металева стрічка Р 207	20 м
	Затискач МС 20	20
	Панчоха для монтажу СІП типу СМ 1750	1
	Панчоха для джгуту проводів СМ 17.70	1
	Вертлюг типу Е-В	1
	Канат капроновий, діаметром 10 мм	1
Натягування СІП в межах анкерного прольоту	Пристрій натяжний БСТ 50.70	2
	Ручна лебідка типу РТ 500	2
	Вимірювач зусилля (динамометр)	1
	Тимчасовий анкер	1
	Спеціальні ножиці для різання СІП С 32	1
Монтаж анкерних та підтримувальних затискачів у прогоні довжиною 500 м	Анкерний кронштейн СБ 10.3	2
	Анкерний затискач РА 1500	2
	Комплект проміжної підвіски ЕБ 1500Е	8
	Відокремлювальні клини типу Е 894	1

4.4.8. Розробка технологічної карти монтажу проводів ПЛ

Відповідно до вимог чинної нормативно-технічної бази, процес монтажу повітряних ліній електропередачі поділяється на два ключові етапи:

1. Підготовка організаційної частини робіт.
2. Проведення основних технологічних операцій.

Для виконання монтажу формується бригада з п'яти спеціалістів. Перед початком робіт кожен працівник проходить інструктаж з охорони праці, а також ознайомлюється з особливими умовами виконання завдань і правилами використання засобів індивідуального та колективного захисту.

Після завершення інструктажу й отримання всього необхідного оснащення — включаючи захисне спорядження, інструменти та допоміжні матеріали — бригада приступає до роботи на об'єкті.

Згідно з технологічною картою монтажу ПЛ, передбачено виконання наступних основних дій:

- допуск працівників до виконання монтажних операцій;
- розмотування проводу та його прокладання вздовж траси;
- піднімання проводу на опори;
- здійснення натягування лінії;
- фіксація проводу на опорних конструкціях;
- виконання завершальних робіт, оформлення та здача об'єкта.

Детальна технологічна карта наведена у додатку до даного матеріалу.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

Реконструкція системи електропостачання, зокрема монтаж повітряної лінії (ПЛ) 0,4 кВ із застосуванням самонесучих ізолюваних проводів (СП) потребує суворого виконання умов законів з охорони умов здійснення праці, нормових актів, а також внутрішніх інструкцій АТ «Сумиобленерго». Основною метою системи охорони праці є збереження життя та здоров'я працівників шляхом організації якісних умов роботи, передбачування катастроф виробничих, падінь з висоти, а також мінімізація ризику пожеж та ураження електричним струмом.

Всі працівники, які залучаються до виконання робіт із реконструкції ПЛ-0,4 кВ, зобов'язані проходити медичний огляд, вступний семінар з охорони, вперше інструктаж на робочому місці, а також періодичні перевірки знань з ситуацій охорони умов здійснення роботи. Допускання до робіт здійснюється лише після оформлення відповідних посвідчень та журналів інструктажів. Працівники повинні отримати групу допускання з електробезпеки не нижче III.

Під час підготовки до робіт, директор знайомить штати з технологічною картою монтажу, проаналізувати потенційні ризики на об'єкті, визначити зони дії небезпечних факторів (електричне поле, падіння предметів, висотні роботи тощо), провести цільовий інструктаж і видати наряд-допуск.

Кожен працівник повинен мати речі особистого захищення (ЗІЗ), які відповідають характеру виконуваних робіт. До обов'язкового комплексу входять: захисна каска, діелектричні рукавички та калоші, захисні окуляри, пояси для страхування при роботах на висоті, сигнальний жилет, а також спецодяг та спецвзуття з підвищеним захистом від електричного струму.

При використанні СП працівники мають дотримуватись інструкцій із безпечного монтажу ізолюваних проводів, уникати пошкодження оболонки кабелю та обов'язково перевіряти цілісність ізоляції до та після монтажу. Монтаж проводів здійснюється із землі або зі спеціальних вишок — автовишок з ізолюваними кошиками.

Перед початком робіт виконується комплекс організаційних заходів:

- Оформлюється наряд-допуск або розпорядження;
- Створюється охорона зони робіт (огорожа, таблички, вахтер при проїздах);
- Проводиться перевірка технічного стану обладнання (вантажопідйомні механізми, інструмент, ЗІЗ);
- Здійснюється контроль наявності аптечок, вогнегасників, засобів зв'язку.

Також забезпечується постійний контроль за метеоумовами: монтаж проводів не допускається під час дощу, грози, сильного вітру або за низької видимості.

У рамках реконструкції з використанням СІП проводиться заміна опор, монтаж кріплень, натяг проводів, встановлення арматури. Кожен з цих етапів потребує дотримання специфічних заходів безпеки:

- При демонтажі старих проводів необхідно повністю зняти напругу, переконатись у відсутності залишкової напруги;
- При встановленні опор — дотримуватись стабільності котлованів, уникати зсувів ґрунту;
- Під час підйому опор використовуються тільки сертифіковані механізми;
- Монтаж проводів проводиться з використанням натяжного пристрою для уникнення провисання або перенатягування.

Особлива увага приділяється якості з'єднання проводів, перевірці ізоляції на всіх етапах, а також дотриманню технологічних відстаней до землі, будівель, інших інженерних мереж.

Робота в діючих електроустановках вимагає додаткового контролю з боку відповідального інженера. З метою забезпечення електробезпеки:

- Перед підключенням нової ПЛ до мережі перевіряється відсутність напруги;
- Проводиться випробування ізоляції мегомметром;

- Усі комутаційні дії здійснюються лише з дозволу оперативного персоналу.

Підключення нової ділянки ПЛ до існуючої мережі здійснюється лише після повного завершення всіх монтажних і випробувальних робіт, оформлення актів допуску та введення лінії в експлуатацію.

Заборонено палити в охоронній зоні повітряної лінії. На місці повинні бути наявні вогнегасники, пісок, інвентар для локалізації вогню.

У разі аварійної ситуації керівник негайно повідомляє оперативного диспетчера, зупиняє роботи, проводить евакуацію персоналу та надає першу допомогу постраждалим.

Дотримання вимог охорони праці під час реконструкції системи електропостачання та монтажу ПЛ-0,4 кВ із СШ є обов'язковою умовою безпечного виконання робіт. Усі заходи безпеки мають бути детально регламентовані в технологічній карті монтажу, а персонал – належним чином підготовлений. Це дозволяє мінімізувати ризики виробничого травматизму, підвищити надійність монтажу і забезпечити безперебійну роботу системи електропостачання

м.

Суми

6. ЕКОЛОГІЯ

6.1. Вступ

Філія «Сумський міський район електричних мереж» АТ «Сумиобленерго» здійснює розподіл електроенергії у місті Суми та навколишніх районах, забезпечуючи стабільне енергопостачання житлових, комерційних та промислових споживачів. Внаслідок своєї діяльності підприємство взаємодіє з навколишнім середовищем через експлуатацію ліній електропередачі, трансформаторних підстанцій та іншого електротехнічного обладнання. Зважаючи на процес реконструкції системи електропостачання, важливо оцінити її екологічний вплив та визначити заходи щодо мінімізації негативного впливу на довкілля. Основними екологічними проблемами є електромагнітне випромінювання, шумове забруднення, можливі витіки масла з трансформаторного обладнання та утилізація старих проводів та ізоляційних матеріалів.

6.2. Вплив об'єкта дослідження на навколишнє середовище

Основними джерелами впливу на довкілля є:

- Електромагнітне випромінювання від ліній електропередачі (ЛЕП), що може негативно впливати на біосистеми.
- Шумове забруднення, спричинене роботою трансформаторів та підстанцій.
- Витіки трансформаторного масла, що можуть призвести до забруднення ґрунту та водних ресурсів.

- Відходи при реконструкції, включаючи старі дроти, ізоляційні матеріали, метали та пластмаси.

Нормативні документи, що регулюють допустимі рівні шкідливих факторів:

- Державні санітарні норми ДСН 239-96 щодо електромагнітного випромінювання;

- ДБН В.2.5-27:2006 щодо рівнів шуму від електротехнічного обладнання;

- Правила технічної експлуатації електроустановок щодо заходів із запобігання витокам трансформаторного масла.

Порівняльний аналіз показує, що в більшості випадків рівень впливу ЛЕП 0,4 кВ знаходиться в межах допустимих норм, проте необхідно враховувати вплив на густонаселені райони. Для зменшення негативного впливу передбачається застосування ізольованих проводів та сучасного обладнання з мінімальним рівнем шуму та електромагнітного випромінювання.

6.3. Заходи щодо покращення стану навколишнього середовища

Для зниження негативного впливу передбачаються такі заходи:

- Використання самонесучих ізольованих проводів (СПП), що зменшують електромагнітне випромінювання та ризик коротких замикань.

- Установка трансформаторного обладнання з екологічно безпечним маслом або використання сухих трансформаторів.

- Організація контрольованого збору та утилізації старих проводів та ізоляційних матеріалів.

- Використання обладнання з шумопоглинаючими конструкціями для зменшення шумового забруднення.

- Впровадження системи моніторингу електромагнітного поля в житлових зонах.

- Оптимізація маршрутів ЛЕП для мінімізації впливу на природні екосистеми та густонаселені райони.
- Використання сучасних автоматизованих систем контролю витоків масла та оперативного реагування на аварійні ситуації.

6.4. Висновок

Проведений аналіз свідчить, що реконструкція системи електропостачання філії «Сумський міський район електричних мереж» сприятиме зниженню екологічного навантаження за рахунок застосування сучасних технологій, зменшення електромагнітного випромінювання, шуму та ефективного управління відходами. Найбільш ефективними заходами є перехід на самонесучі ізольовані проводи, використання екологічно безпечних трансформаторів, моніторинг впливу ЛЕП на довкілля та вдосконалення систем управління відходами реконструкції. У результаті реалізації цих заходів очікується зменшення техногенного впливу на навколишнє середовище та покращення екологічної ситуації в місті Суми.

7. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

7.1. Загальна оцінка витрат на реконструкцію

Реконструкція системи електропостачання передбачає заміну повітряних ліній електропередачі на ПЛІ-0,4 кВ із самонесучими ізольованими проводами (СП), встановлення нових опор та трансформаторного обладнання.

7.2. Витрати на монтажні роботи

До витрат на реконструкцію також входять демонтаж старих ліній та встановлення нових елементів системи електропостачання (таблиця 7.2).

Таблиця 7.2. Вартість робіт

Перелік	Розмірність	Число	Коштовність, грн	Суцільна вартість, грн
Демонтаж старих опор	шт	50	1500	75 000
Встановлення нових опор	шт	50	2500	125 000
Монтаж СП	км	20	50 000	1 000 000
Монтаж трансформатора	шт	4	15 000	60 000
Монтаж автоматичних вимикачів	шт	8	200	1600
Разом	-	-	-	1 261 600

7.3. Загальна вартість та окупність проекту

Загальна вартість реконструкції включає матеріальні витрати та витрати на роботи.

Загальна вартість реконструкції

$$3\,906\,000 \text{ грн} + 1\,261\,600 \text{ грн} = 5\,167\,600 \text{ грн}$$

Завдяки модернізації очікується зниження втрат електроенергії на 10% та скорочення витрат на обслуговування на 30%. Очікувана річна економія представлена у таблиці 7.3.

Таблиця 7.3. Очікувана річна економія

Джерело економії	Відсоток зменшення	Очікувана економія, грн
Зниження втрат електроенергії	10%	450 000
Скорочення витрат на обслуговування	30%	1 350 000
Разом	-	1 800 000

Термін окупності визначається як відношення загальних витрат до річної економії.

Окупність проекту

$$5\,167\,600 \text{ грн} / 1\,800\,000 \text{ грн} \approx 2,87 \text{ роки}$$

7.4. Висновки

Реконструкція системи електропостачання є економічно доцільною. Інвестиції у розмірі 5 167 600 грн дозволять зменшити втрати електроенергії та витрати на технічне обслуговування, що забезпечить повернення вкладених коштів протягом 2,87 роки.

ВИСНОВКИ

У ході виконання кваліфікаційної роботи була проведена реконструкція системи електропостачання філії «Сумський міський район електричних мереж» АТ «Сумиобленерго» у місті Суми з розробкою технологічної карти монтажу повітряної лінії 0,4 кВ із самонесучими ізольованими проводами (СІП).

Аналіз існуючого стану електричних мереж виявив низку проблем, пов'язаних із застарілим обладнанням, значними втратами електроенергії та недостатнім рівнем надійності електропостачання. З метою покращення роботи системи були проведені відповідні розрахунки електричних навантажень, вибір оптимального обладнання та конструктивних елементів для модернізації мережі.

У процесі реконструкції було здійснено:

- обґрунтовано вибір самонесучих ізольованих проводів (СІП) для реконструкції ПЛ-04 кВ, що дозволить підвищити надійність електропостачання, знизити експлуатаційні витрати та зменшити втрати електроенергії;
- встановлення нових залізобетонних опор для покращення надійності та стійкості ліній;
- оновлення розподільчих пристроїв та комутаційного обладнання;
- впровадження сучасних автоматичних вимикачів, що забезпечують захист та ефективну роботу системи;
- застосування новітніх методів монтажу, що сприяють зниженню експлуатаційних витрат;
- розроблено технологічну карту монтажу ПЛ-04 кВ з СІП, що включає всі етапи, необхідне обладнання та інструменти, а також заходи з охорони праці та екологічної безпеки;

- проведено розрахунки електричних навантажень, вибір перетину проводів та іншого обладнання, що забезпечить ефективну та безпечну роботу реконструйованої системи електропостачання;

- виконано економічне обґрунтування доцільності реконструкції, яке показало, що інвестиції в реконструкцію є економічно вигідними завдяки зниженню експлуатаційних витрат та підвищенню надійності електропостачання.

Результати економічного обґрунтування показали, що загальна вартість реконструкції становить 5 167 600 грн, а термін окупності проєкту – приблизно 2,87 роки. Це підтверджує ефективність проведених заходів та доцільність інвестицій.

Окрім економічних аспектів, у роботі розглянуто питання екологічної безпеки. Використання СІП дозволяє значно знизити ризики коротких замикань та аварійних ситуацій, що позитивно впливає на довкілля.

Таким чином, реалізація запропонованого проєкту дозволить підвищити надійність електропостачання, зменшити втрати електроенергії та забезпечити стабільну роботу електричних мереж, що є важливим кроком у напрямку підвищення ефективності та безпеки експлуатації енергетичної інфраструктури міста Суми.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Сіренко, В. Ф., Савойський, О. Ю., Лисенко, В. В. (2022). Основи проектування енергетичних об'єктів АПК. Конспект лекцій для здобувачів вищої освіти 4 та 2 с.т. курсів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» першого рівня вищої освіти, ступеня вищої освіти «Бакалавр». Суми, СНАУ, 60 с.
2. Сіренко, В. Ф., Савойський, О. Ю., Лисенко, В. В. (2022). Основи проектування енергетичних об'єктів АПК. Методичні вказівки щодо виконання лабораторнопрактичних робіт для здобувачів вищої освіти 4 та 2 с.т. курсів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» першого рівня вищої освіти, ступеня вищої освіти «Бакалавр». Суми, СНАУ, 44 с.
3. Національний стандарт України ДСТУ 9001:2022. Системи управління якістю. Вимоги.
4. Матвійчук В.А., Рубаненко О.Є., Стаднійчук І.П. Електротехнології в АПК. Вінниця: Вінницький національний аграрний університет (ВНАУ), Твори, 2020. 272 с.
5. Жигулін О. А. Безпека праці в енергоустановках : навч. посібн. - Ніжин : Ніжин. агротехн. ін-т, 2020. - 189 с.
6. Основи безпечної експлуатації електроустановок : підручн. / С.В. Панченко, О.І. Акімов, М.М. Бабаєв та ін. – Харків : УкрДУЗТ, 2021. – 149 с.
7. Барбашов І.В., Варавіна О.А. Тенденції розвитку системи електропостачання сучасних міст. – Харків: НТУ ХПІ, 2021. – 1 с.
8. Жилінський, А. С. (2020). Підвищення ефективності електропостачання шляхом модернізації розподільчих станцій та підстанцій (Master's thesis, КПІ ім. Ігоря Сікорського).
9. Завадський Б., Семенчук І., Ярченя М. Модернізація обладнання підстанцій //Зб. наук. праць /Терн. нац. тех. універ. ім. І.Пулюя. – Т.:, 2021. С.

10. Національний стандарт України ДСТУ 9001:2022. Системи управління якістю. Вимоги.
11. IEC 60038:2021. Standard voltages. – International Electrotechnical Commission.
12. IEEE Std 399-2020. IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis.
13. Мартиненко І.І., Лисенко В.П. та ін. Проектування систем електрифікації та автоматизації АПК. – Київ: НМЦ МінАПК, 2021. – 330 с.
14. Закон України «Про енергетичну ефективність» № 1817-IX від 21.10.2021.
15. Постанова КМУ № 1026 від 13.12.2017 р. (у редакції 2023 р.) – Про затвердження порядку оцінки впливу на довкілля.
16. ISO 50001:2018. Energy management systems – Requirements with guidance for use.
17. EN 50160:2021. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems.
18. Семенов М.Ю., Білокінь П.І. Системи енергопостачання підприємств: сучасні рішення. – Харків: НТУ «ХП», 2023. – 212 с.
19. Сидоренко Р.І., Квітка С.О. Основи електропостачання. – Київ: Вища школа, 2021. – 320 с.
20. European Commission. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants. – Luxembourg: Publications Office of the EU, 2021.
21. Енергетична стратегія України до 2050 року. – Мінекоенерго України, 2021.
22. Управління електроенергетичними системами: підручник / За ред. Л. М. Мельника. – Суми: СНАУ, 2022. – 284 с.
23. IEA. Electricity Market Report 2024. – Paris: International Energy Agency, 2024.

24. Електричні мережі: навчальний посібник / Сидорчук С.В. – Львів: ЛНУ, 2023. – 176 с.
25. World Bank. Power Sector Resilience in Developing Countries: 2022 Report.
26. Пасічник О.В., Горбач В.М. Охорона праці в енергетиці. – Тернопіль: ТНТУ, 2023. – 138 с.
27. IEC 60364-5-52:2022. Electrical installations of buildings – Selection and erection of electrical equipment.
28. Ткаченко П.І., Мельник Ю.А. Монтаж повітряних ліній з СП. – Київ: Ліра-К, 2021. – 96 с.
29. United Nations Environment Programme (UNEP). Global Environment Outlook 6 (GEO-6): Summary for Policymakers. – Nairobi, 2021.