

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 трансформаторної підстанції ТП-116/400 кВА м. Суми з розробкою системи автоматизованого управління технологічними процесами»

Виконала:

(підпис)

Рупенко Р. В.

(Прізвище, ініціали)

Група:

ЗЕТЕ 2001

(Науковий) керівник:

(підпис)

Барсукова Г. 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

_____ Рупенку Роману Володимировичу _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Реконструкція трансформаторної підстанції ТП-116/400 кВА м. Суми з розробкою системи автоматизованого управління технологічними процесами»

керівник роботи: Барсукова Ганна Володимирівна, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “07” січня 2025 року № 32/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.

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

Вступ

1. Характеристика району електропостачання

2. Розробка системи електропостачання

3. Проектування електричної частини ЗТП116

4. Розробка автоматизації технологічного процесу

5. Охорона праці

6. Екологічна експертиза

7. Економічне обґрунтування

Висновки

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

1. ЗТП-116 6/0,4 кВ. Кола первинних з'єднань. Схема електрична принципова.

2. ЗТП-116 6/0,4 кВ. Розрахунок струмів короткого замикання. Схема електрична принципова.

3. ЗТП-116 6/0,4 кВ. Пункт комерційного обліку електроенергії 6 кВ. Креслення загального виду.

4. ЗТП-116 6/0,4 кВ. Схема вмикання ПКО-6 в мережу. Схема електрична принципова.

5. Показники техніко-економічні. Таблиця.

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці			
Економічне обґрунтування			
Нормоконтроль			

7. Дата видачі завдання: "04" 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 господарства	09.09.2024 р. – 13.09.2024 р.	
2.	Аналіз літературних джерел з обраної тематики	16.09.2024 р. – 15.11.2024 р.	
3.	Складання плану роботи	18.11.2024 р. – 22.11.2024 р.	
4.	Написання вступу	25.11.2024 р. – 29.11.2024 р.	
5.	Підготовка розділу 1	02.12.2024 р. – 27.12.2024 р.	
6.	Підготовка розділу 2 та 3. Підготовка листів 1 та 2 графічної частини.	03.02.2025 р. – 28.02.2025 р.	
7.	Підготовка розділу 4 та 5. Підготовка листів 3 та 4 графічної частини.	03.03.2025 р. – 28.03.2025 р.	
8.	Підготовка розділів 6 та 7. Підготовка листа 5 графічної частини.	31.03.2025 р. – 02.05.2025 р.	
9.	Написання висновків	05.05.2025 р. – 09.05.2025 р.	
10.	Подання роботи на перевірку унікальності до експертної ради факультету	до 15.05.2025 р.	
11.	Подання роботи на рецензування	до 23.05.2025 р.	
12.	Подання до попереднього захисту	до 27.05.2025 р.	

Здобувач вищої освіти _____
(підпис)

Рупенко Р. В.
(прізвище та ініціали)

Керівник
кваліфікаційної роботи _____
(підпис)

Барсукова Г. В.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Рупенко Роман Володимирович. Реконструкція трансформаторної підстанції ТП-116/400 кВА м. Суми з розробкою системи автоматизованого управління технологічними процесами.

Кваліфікаційна робота на здобуття бакалавра за освітньою програмою «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Сумський національний аграрний університет, Суми, 2025.

У кваліфікаційній роботі розглядається реконструкція трансформаторної підстанції ЗТП-116 потужністю 400 кВА м. Суми з розробкою системи автоматизованого управління технологічними процесами. Метою роботи є підвищення надійності та ефективності електропостачання району за рахунок оновлення морально і фізично застарілого обладнання, а також впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).

У роботі виконано аналіз існуючого стану підстанції, розрахунок електричних навантажень, вибір оптимального трансформатора, а також кабельних ліній. Запропоновано застосування сучасного пункту комерційного обліку електроенергії ПКО-10(6), що дозволить підвищити точність обліку та контролювати споживання електроенергії.

Проведено економічне обґрунтування проєкту, яке підтвердило доцільність впровадження АСКОЕ, забезпечивши економію електроенергії на рівні 10,7% та термін окупності проєкту не більше 3 років. Запропоновані технічні та організаційні заходи сприятимуть підвищенню надійності, безпеки та економічної ефективності роботи трансформаторної підстанції.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), сухий трансформатор, пункт комерційного обліку, електричні навантаження, кабельні лінії, захисне обладнання, економічне обґрунтування, автоматизація.

ABSTRACT

Rupenko Roman Volodymyrovych. Reconstruction of the TP-116/400 kVA transformer substation in Sumy with the development of an automated process control system.

Qualification work for a bachelor's degree in the educational programme “Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics” in the speciality 141 “Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics”. Sumy National Agrarian University, Sumy, 2025.

The qualification work considers the reconstruction of the ZTP-116 transformer substation with a capacity of 400 kVA in Sumy with the development of an automated process control system. The aim of the work is to increase the reliability and efficiency of the power supply in the area by updating morally and physically obsolete equipment, as well as introducing an automated commercial electricity metering system (ASKOE).

The work includes an analysis of the current state of the substation, calculation of electrical loads, selection of the optimal transformer, and cable lines. The use of a modern commercial electricity metering point PKO-10(6) is proposed, which will improve the accuracy of metering and control electricity consumption.

An economic justification of the project was carried out, which confirmed the feasibility of implementing ASCOE, ensuring electricity savings of 10.7% and a project payback period of no more than 3 years. The proposed technical and organisational measures will contribute to improving the reliability, safety and economic efficiency of the transformer substation.

Keywords: transformer substation, automated commercial electricity metering system (ACEMS), dry transformer, commercial metering point, electrical loads, cable lines, protective equipment, economic feasibility study, automation.

ЗМІСТ

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	9
1.1. Опис району електропостачання від ЗТП116	9
1.2. Кліматичні умови регіону.....	10
1.3. Характеристика існуючого стану ЗТП116	11
1.4. Висновки та пропозиції.....	13
2. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	14
2.1. Визначення електричних навантажень ЗТП116	14
2.2. Визначення розрахункової потужності трансформаторної підстанції.....	15
2.3. Вибір трансформаторів та їх кількості для ЗТП116	17
2.4. Визначення перерізу кабелів для КЛ 0,4 кВ	20
2.5. Розрахунок струмів короткого замикання	24
2.6. Визначення втрат напруги в лініях	27
3. ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ЗТП116.....	30
3.1. Складання схеми первинних з'єднань	30
3.2. Вибір обладнання ЗТП116 зі сторони 6 кВ.....	30
3.2.1. Вибір роз'єднувача.....	30
3.2.2. Вибір запобіжника.....	32
3.3. Вибір та перевірка автоматичних вимикачів ЗТП116 зі сторони 0,4 кВ....	33
4. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ	35
4.1. Автоматизація системи комерційного обліку електроенергії.....	35
4.2. Вибір обладнання для автоматизації системи комерційного обліку електроенергії.....	36
4.3. Опис конструкції ПКО	37

4.4. Складання паспортних даних ПКО	40
4.5. Розробка схеми включення ПКО в мережу	41
4.6. Розробка рекомендацій щодо експлуатації та технічного обслуговування ПКО.....	42
5. ОХОРОНА ПРАЦІ	45
6. ЕКОЛОГІЧНА ЕКСПЕРТИЗА	49
7. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....	52
ВИСНОВКИ	56
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	57
ДОДАТКИ	60

ВСТУП

Сучасний розвиток енергетичного сектору України вимагає підвищення надійності, ефективності та автоматизації систем електропостачання, особливо у міських умовах, де навантаження на енергетичну інфраструктуру постійно зростає. Трансформаторні підстанції, як ключова ланка в системі розподілу електроенергії, потребують модернізації відповідно до сучасних технічних та експлуатаційних вимог.

ТП-116/400 кВА, розташована в м. Суми, є важливим елементом локальної енергомережі, що забезпечує електропостачання житлових, комерційних і виробничих об'єктів. Однак, застаріле обладнання, недостатній рівень автоматизації та низька енергоефективність створюють ризики для стабільного функціонування об'єктів-споживачів і ускладнюють оперативне управління режимами роботи підстанції.

У зв'язку з цим виникає потреба в реконструкції підстанції з використанням сучасних енергоощадних технологій та впровадженням систем автоматизованого управління технологічними процесами. Це дозволить підвищити надійність електропостачання, зменшити експлуатаційні витрати, оптимізувати енергоспоживання та забезпечити гнучке управління електроенергетичними ресурсами.

Таким чином, дослідження, спрямоване на технічне оновлення ТП-116/400 кВА та впровадження автоматизованої системи управління, є актуальним і відповідає стратегічним напрямкам розвитку енергетики України, зокрема в контексті цифровізації та підвищення енергоефективності

1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Опис району електропостачання від ЗТП116

Закрита трансформаторна підстанція ЗТП-116 потужністю 400 кВА розташована в центральній частині м. Суми та забезпечує електропостачання низки житлових, комерційних і громадських об'єктів (рис. 1.1). Район електропостачання характеризується щільною забудовою, наявністю підприємств малого бізнесу, адміністративних установ і об'єктів інфраструктури.



Рис. 1.1. Ситуаційна схема системи електропостачання від ЗТП116

До складу споживачів, що живляться від ЗТП-116, входять:

1. Вул. Іллінська, 3, ФОП «Косенко»;
2. Вул. Іллінська, 7а, Торгівельно-промислова палата;

3. Вул. Ярослава Мудрого, 50, ФОП «Горпинченко С.В.», офісні приміщення;

4. Вул. Першотравнева, 20;

5. Вуличне освітлення;

6. Вул. Ярослава Мудрого, 52;

7. Вул. Енгельса, Вул. Іллінська на ПЛ №1;

8. Вул. Ярослава Мудрого, 50, фірма «Торі»;

9. Вул. Іллінська, 7, ломбард;

10. На ПЛ оп. №1 їдальня ФОП «Луговий»;

11. Вул. Ярослава Мудрого, 45;

12. Вул. Набережна річки Стрілки, 22, ТОВ «Міолан»;

13. Вул. Іллінська, б/н Чебуречна;

14. Вул. Ярослава Мудрого, 50, «Актуаль» салон краси;

15. Вул. Ярослава Мудрого, 50, кв. 55;

16. Вул. Ярослава Мудрого, 50, кв. 56;

17. Освітлення незавершеного будівництва по вул. Героїв Чорнобиля, 2а.

ЗТП-116 живить споживачів змішаного типу: побутових, комерційних та інфраструктурних. Така структура навантаження вимагає надійного і безперебійного електропостачання, а також забезпечення сучасного рівня автоматизації для оперативного контролю й управління енергоспоживанням.

1.2. Кліматичні умови регіону

Територія м. Суми розташована в зоні помірно-континентального клімату, що характеризується вираженою сезонністю погодних умов та помірним зволоженням. Зими в регіоні, як правило, холодні, зі стабільним сніговим покривом і середньомісячними температурами повітря в межах $-5...-7$ °С, хоча в окремі періоди можливі зниження температури до -25 °С і нижче. Літо помірно тепле, з середніми температурами повітря $+18...+22$ °С, при цьому в окремі дні

температура може перевищувати +30 °С, що створює підвищене навантаження на системи електропостачання через роботу кліматичного обладнання.

Весняно-осінні періоди супроводжуються значною кількістю опадів та коливаннями температур, що впливає на експлуатаційні умови енергетичного обладнання, особливо зовнішніх установок. Середньорічна кількість опадів у регіоні становить близько 550–600 мм, з нерівномірним розподілом протягом року. Вологість повітря в літній період коливається в межах 60–70 %, тоді як узимку може досягати 85–90 %, що потребує врахування при виборі електрообладнання з точки зору захисту від конденсату та корозії.

Такі кліматичні умови формують додаткові вимоги до надійності та стійкості елементів системи електропостачання, особливо трансформаторного обладнання, розподільчих пристроїв та систем автоматики, що працюють на відкритому повітрі або у неопалюваних приміщеннях. При проектуванні та реконструкції трансформаторної підстанції необхідно враховувати сезонні перепади температур, імовірність обмерзання та необхідність забезпечення ефективного теплорежимного захисту обладнання в холодний період року.

1.3. Характеристика існуючого стану ЗТП116

Закрита трансформаторна підстанція ЗТП-116, розташована в місті Суми, живиться від кабельної лінії напругою 6 кВ. Основним джерелом живлення є силовий трансформатор типу ТМ-400/6 номінальною потужністю 400 кВА. Схема електрична принципова первинних з'єднань ЗТП116 наведена на рис. 1.2.

На високій стороні трансформатора встановлено роз'єднувач типу РВ-400, а також запобіжники типу ПК-6/40, що виконують функцію захисту від коротких замикань і перевантажень.

В розподільчому пристрої 6 кВ (РП-6 кВ) для відходячих кабельних та повітряних ліній застосовуються рубильники з плавкими запобіжниками типу РПС різного номіналу, а також автоматичні вимикачі типу АП-50 та продукція e.next. З низьковольтної сторони (0,4 кВ) підстанції відходить 17 ліній, які

апаратури та впровадженням сучасної системи автоматизованого управління технологічними процесами.

1.4. Висновки та пропозиції

Аналіз існуючого стану трансформаторної підстанції ЗТП-116 показав, що встановлене обладнання є технічно застарілим, морально не відповідає сучасним вимогам та значною мірою вичерпало свій нормативний ресурс. Низький рівень автоматизації, використання фізично зношених елементів і застарілих типів електричних апаратів підвищує ймовірність аварійних відключень і ускладнює експлуатаційне обслуговування підстанції. У таких умовах забезпечення надійного та безперебійного електропостачання споживачів стає проблематичним.

З метою підвищення надійності, енергоефективності та керованості системи електропостачання, доцільним є проведення реконструкції ЗТП-116. У рамках кваліфікаційної роботи буде здійснено низку техніко-економічних розрахунків і обґрунтовано вибір основного обладнання підстанції. Зокрема:

- розраховано електричні навантаження споживачів, що живляться від підстанції;
- визначено потужність трансформаторів та обґрунтовано їх кількість з урахуванням перспективного розвитку навантаження;
- проведено добір силових трансформаторів та електричних апаратів для високої та низької сторін підстанції;
- виконано розрахунок струмів короткого замикання;
- здійснено перевірку параметрів захисних апаратів на відповідність умовам селективного захисту.

Окрема увага в роботі буде приділена розробці пункту комерційного обліку електроенергії, в тому числі впровадженню автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ).

2. РОЗРОБКА СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1. Визначення електричних навантажень ЗТП116

Для проектування трансформаторної підстанції та обґрунтування вибору її обладнання необхідним є визначення розрахункових електричних навантажень. ЗТП-116 забезпечує живлення 17 ліній 0,4 кВ, до яких підключені різноманітні побутові, адміністративні, торговельні, виробничі та інфраструктурні об'єкти. На основі аналізу споживачів, які живляться від ЗТП-116, а також характеру їх енергоспоживання, було проведено розрахунок активного та повного навантаження на трансформаторну підстанцію. Інформація щодо потужності споживачів подано в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. – Інформація по фідерам ЗТП116

№ фідера	Найменування споживача	$P, \text{кВт}$	$\cos \varphi$	$S, \text{кВА}$
1	Вул. Іллінська, 3, ФОП «Косенко»	20	0,92	21,7
2	Вул. Іллінська, 7а, Торгівельно-промислова палата	7	0,93	7,5
3	Вул. Ярослава Мудрого, 50, ФОП «Горпинченко С.В.», офісні приміщення	4	0,93	4,3
4	Вул. Першотравнева, 20	33	0,9	36,7
5	Вуличне освітлення	10	0,91	11,0
6	Вул. Ярослава Мудрого, 52	62	0,92	67,4
7	Вул. Енгельса, Вул. Іллінська на ПЛ №1	68	0,93	73,1
8	Вул. Ярослава Мудрого, 50, фірма «Торі»	70	0,9	77,8

9	Вул. Іллінська, 7, ломбард	53	0,91	58,2
10	На ПЛ оп. №1 Їдальня ФОП «Луговий»	6	0,9	6,7
11	Вул. Ярослава Мудрого, 45	12	0,9	13,3
12	Вул. Набережна річки Стрілки, 22 ТОВ «Міолан»	13	0,89	14,6
13	Вул. Іллінська, б/н Чебуречна	7	0,9	7,8
14	Вул. Ярослава Мудрого, 50, «Актуаль» салон краси	42	0,92	45,7
15	Вул. Ярослава Мудрого, 50, кв. 55	6	0,92	6,5
16	Вул. Ярослава Мудрого, 50, кв. 56	6	0,91	6,6
17	Освітлення незавершеного будівництва по вул. Героїв Чорнобиля, 2а	3	0,91	3,3

2.2. Визначення розрахункової потужності трансформаторної підстанції

Розрахункова потужність трансформаторної підстанції визначається на основі розрахункового навантаження, що припадає на об'єкти, які живляться від неї, з урахуванням перспективного зростання енергоспоживання, втрат у мережі та необхідного запасу потужності для надійної та безпечної роботи обладнання.

Розрахунок необхідної потужності трансформаторної підстанції здійснюється шляхом поетапного додавання розрахункових навантажень, що надходять від окремих повітряних і кабельних відгалужень мережі з напругою 0,4 кВ, відповідно до даних, наведених у таблиці 2.1 [1].

Для ЗТП116 розрахунок навантаження робиться з використанням відповідного аналітичного виразу:

$$P_{Pтр} = P_{Pлн.Б} + \sum \Delta P_{Pлн.М}, \quad (2.1)$$

де $P_{P_{\text{лін.Б}}}$ – більша величина розрахункових навантажень на відгалуження кабельних і повітряних ліній з напругою 0,4 кВ, кВт;

$\sum \Delta P_{P_{\text{лін.М}}}$ – менша величина розрахункових навантажень для трансформаторної підстанції, яка визначається шляхом аналізу розподілених потужностей, що припадають на кабельні та повітряні лінії 0,4 кВ, кВт.

Тоді для ЗТП116 вираз (2.1) прийме вигляд:

$$P_{\Sigma \text{ТП}} = P_{p \text{ Л8}} + \Delta P_{p \text{ Л1}} + \Delta P_{p \text{ Л2}} + \Delta P_{p \text{ Л3}} + \Delta P_{p \text{ Л4}} + \Delta P_{p \text{ Л5}} + \Delta P_{p \text{ Л6}} + \Delta P_{p \text{ Л7}} + \Delta P_{p \text{ Л9}} + \Delta P_{p \text{ Л10}} + \Delta P_{p \text{ Л11}} + \Delta P_{p \text{ Л12}} + \Delta P_{p \text{ Л13}} + \Delta P_{p \text{ Л14}} + \Delta P_{p \text{ Л15}} + \Delta P_{p \text{ Л16}} + \Delta P_{p \text{ Л17}}; \quad (2.2)$$

$$P_{\Sigma \text{ТП}} = 70 + 12,4 + 4,2 + 2,4 + 21,3 + 6,1 + 52,7 + 56,6 + 46,3 + 3,6 + 7,3 + 7,9 + 4,2 + 38 + 3,6 + 3,6 + 1,8 = 338,4 \text{ кВт.}$$

Розрахунок середньозваженого значення коефіцієнта потужності здійснюється за наступною формулою:

$$\cos \varphi_{\text{св.}} = \left[\frac{\frac{20 \cdot 0,92 + 7 \cdot 0,93 + 4 \cdot 0,93 + 33 \cdot 0,9 + 10 \cdot 0,91 + 62 \cdot 0,92}{20 + 7 + 4 + 33 + 10 + 62}}{\frac{68 \cdot 0,92 + 70 \cdot 0,9 + 53 \cdot 0,91 + 6 \cdot 0,9 + 12 \cdot 0,9 + 13 \cdot 0,89 + 7 \cdot 0,9}{68 + 70 + 53 + 6 + 12 + 13 + 7}} \cdot \frac{\frac{42 \cdot 0,92 + 6 \cdot 0,92 + 6 \cdot 0,91 + 3 \cdot 0,91}{42 + 6 + 6 + 3}}{1} \right] = 0,91$$

Повну потужність знаходимо за формулою:

$$S_{p.\Sigma} = \frac{P_{\Sigma TП}}{\cos \varphi_{св.}} \quad (2.3)$$

Відповідно:

$$S_{pд.\Sigma} = \frac{338,4}{0,91} = 371 \text{ кВт.}$$

2.3. Вибір трансформаторів та їх кількості для ЗТП116

Кількість трансформаторів типу ЗТП116 та їх номінальну потужність встановлюють відповідно до чинних нормативних документів [3]. Обрана підстанція має забезпечувати необхідний рівень надійності електрозабезпечення для конкретної групи споживачів.

Згідно з класифікацією, дана мережна ділянка належить до споживачів 3-ї категорії за рівнем надійності живлення [3], що передбачає застосування трансформаторної підстанції з одним силовим трансформатором, підключеної до одного джерела електроенергії.

Визначення номінальної потужності трансформатора здійснюється з урахуванням економічно обґрунтованого навантаження, дотримуючись відповідних нормативів [1, 2]:

$$S_{ек. \min} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{ек. \max}, \quad (2.4)$$

де $S_{ек. \min}$, $S_{ек. \max}$ – допустимі межі економічно обґрунтованого завантаження трансформаторів заданої номінальної потужності, кВА;

S_p – розрахункове сумарне навантаження, що припадає на трансформаторну підстанцію, кВА;

n – кількість силових трансформаторів, запланованих для встановлення на підстанції.

Передбачається застосування одного трансформатора номінальною потужністю 400 кВА:

$$S_{ек. \min} = 331 \text{ кВА}; S_{ек. \max} = 565 \text{ кВА},$$

Тоді:

$$331 \text{ кВА} < \frac{371}{1} = 371 \text{ кВА} < 565 \text{ кВА}.$$

Оскільки трансформатор потужністю 400 кВА здатний працювати в перевантажувальному режимі до 565 кВА, це свідчить про те, що обрана потужність забезпечить потреби району електропостачання з урахуванням перспектив його розвитку на найближчі 5–10 років.

Для забезпечення надійного та безаварійного функціонування трансформаторної підстанції в умовах нормальної експлуатації необхідно перевірити, чи відповідає обрана номінальна потужність трансформаторів установленим нормативам щодо допустимих довготривалих перевантажень. З цією метою виконується технічна оцінка відповідності обладнання експлуатаційним критеріям згідно з регламентованими вимогами [1]:

$$\frac{S_p}{n S_H} \leq k_c \quad (2.5)$$

де S_H – номінальна потужність силових трансформаторів, передбачених до встановлення, кВА;

S_p – обчислене значення необхідної потужності трансформаторної підстанції, кВА;

k_c – коефіцієнт, який враховує допустимі межі тривалих регулярних перевантажень відповідно до нормативного документа [1].

$$k_c = k_{cm} - \alpha (t_n - t_{nm}) \quad (2.6)$$

$$k_c = 1,77 - 1,00 \cdot 10^{-2} \cdot (10,2 - (-10)) = 1,568;$$

$$\frac{371}{1 \cdot 400} = 0,928 < 1,568, \text{ умова (2.5) виконується.}$$

Таким чином приймаємо до установки сучасний сухий трансформатор серії ТСГЛ 400/6/0,4 (рис. 2.1). Сухий трансформатор серії ТСГЛ 400/6/0,4 має низку переваг у порівнянні з масляним аналогом: він більш пожежо- та вибухобезпечний, не містить горючих рідин, що зменшує ризики при експлуатації у приміщеннях; має менші експлуатаційні витрати, оскільки не потребує заміни чи контролю масла; екологічно безпечніший, не спричиняє витоків та забруднення; компактніший і простіший в обслуговуванні, що дозволяє встановлення ближче до споживача, зменшуючи втрати електроенергії.



Рис. 2.1. Сухий трансформатор серії ТСГЛ 400/6/0,4

У таблиці 2.2 наведено основні технічні характеристики трансформатора, який планується встановити [10].

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики трансформатора ТСГЛ 400/6/0,4

Характеристика	Значення
Тип трансформатора	Трифазний сухий з литою ізоляцією
Номінальна потужність	400 кВА
Номінальна напруга ВН	6 кВ
Номінальна напруга НН	0,4 кВ
Частота	50 Гц
Схема та група з'єднання обмоток	Д/Ун-11 або Y/Ун-0
Матеріал обмоток	Алюміній
Клас ізоляції	F
Клас захисту	IP00 (без кожуха), IP21/IP31 (з кожухом)
Напруга короткого замикання (u_k)	4 %
Втрати холостого ходу	820–1200 Вт
Втрати короткого замикання	3900–4200 Вт
Маса	~1400 кг
Габарити (Д×Ш×В)	1420×1000×1350 мм
Температурний діапазон	–60 °С до +40 °С
Відносна вологість	до 100 % при +25 °С
Висота над рівнем моря	до 1000 м
Кліматичне виконання	У3 або УХЛ3
Категорія розміщення	2

2.4. Визначення перерізу кабелів для КЛ 0,4 кВ

Під час вибору перерізу провідників кабельної лінії розрахунок робочих струмів у режимі тривалої роботи проводиться за формулою, наведеній нижче [4]:

$$I_{Pi} = \frac{P_{Pi} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{нм} \cdot \cos \varphi_i}, \quad (2.7)$$

де I_{Pi} – розрахункове значення струму для i -го сегмента електричної мережі, А;

P_{Pi} – величина навантаження, що припадає на відповідний i -й відрізок лінії, Вт;

$U_{нм}$ – номінальна напруга в системі, В.

Визначення максимально допустимого тривалого струму нагрівання провідників здійснюється за такою формулою:

$$I_{д.р.i} = \frac{I_{Pi}}{K_\theta}, \quad (2.8)$$

де K_θ – коефіцієнт, що враховує фактичну температуру оточуючого середовища, визначається за формулою:

$$K_\theta = \sqrt{\frac{\theta_{тр.дон} - \theta_{навк.}}{\theta_{тр.дон} - \theta_{он.}}}, \quad (2.9)$$

де $\theta_{тр.дон}$ – максимальна температура, при якій допускається тривале нагрівання ізоляції кабелю, °С;

$\theta_{навк.}$ – фактична температура повітря у робочій зоні, °С;

$\theta_{он.}$ – стандартна температура навколишнього середовища, прийнята для нормальних умов експлуатації провідників, °С.

Вибір необхідного перерізу кабельних виробів виконується на підставі критерію, наведеного у джерелі [4]:

$$I_{тр.дон.каб.} \geq I_{д.р.i}, \quad (2.10)$$

де $I_{тр.доп.каб.}$ – максимально допустимий робочий струм кабелю при тривалій експлуатації, А.

Наведемо приклад вибору кабельної лінії для ділянки, яка живить споживачів Вул. Іллінська, 3, ФОП «Косенко».

Розрахунок струму, що проходить у сталому робочому режимі, здійснюється за таким співвідношенням:

$$I_{1-III} = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,92} = 33,1 \text{ А.}$$

Для визначення коефіцієнта, що враховує вплив температурних умов зовнішнього середовища K_θ , потрібно встановити максимально допустиму температуру нагріву провідника, яка, відповідно до джерела [4] дорівнює $\theta_{тр.доп} = 65^\circ\text{C}$.

Фактична температура зовнішнього повітря $\theta_{навк.}$ під час найскладнішого періоду в регіоні Сумської області приймається згідно з нормативами [4] і становить $\theta_{навк.} = 39^\circ\text{C}$.

Стандартне нормативне значення температури навколишнього середовища, що використовується у розрахунках, відповідає $\theta_{он.} = 15^\circ\text{C}$ як зазначено в джерелі [4].

Відповідно, коефіцієнт обчислюється за формулою:

$$K_\theta = \sqrt{\frac{65 - 39}{65 - 15}} = 0,72$$

Скоригований показник допустимого тривалого струму нагрівання:

$$I_{д.р.і} = \frac{33,1}{0,72} = 45,9 \text{ А.}$$

Відповідно до рекомендацій, наведених у джерелі [5], для живлення споживачів Вул. Іллінська, 3, ФОП «Косенко» обираємо кабель марки АВББШВ(4х25).

Нормативно допустиме значення тривалого робочого струму для даного кабельного типу становить $I_{тр.доп.каб.} = 80 А$.

Наступним кроком є перевірка того, чи відповідають розраховані параметри заданій умові (2.10):

$$80 А > 45,9 А.$$

Отриманий результат відповідає встановленій вимозі, тому відповідна умова вважається виконаною.

Подальші розрахунки струмів та вибір типів кабельної продукції для інших відрізків мережі проводяться за аналогічною методикою. Узагальнені підсумки виконаних обчислень та прийнятих рішень щодо вибору кабелів наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. – Визначення робочих струмів і підбір кабельної продукції для ЗТП116

Фідер	$P_{Pi}, А$	$I_{Pi}, А$	$I_{д.р.і}, А$	Характеристика кабелю			
				Марка та переріз жил	$I_{тр.доп.каб.}, А$	$\rho, Ом/км$	
						r_{0i}	x_{0i}
1	20	33,1	45,9	АВББШВ (4х25)	80	1,28	0,0662
2	7	11,4	15,9	АВББШВ (4х16)	62	1,98	0,0675
3	4	6,5	9,1	АВББШВ (4х16)	62	1,98	0,0675
4	33	55,8	77,5	АВББШВ (4х25)	80	1,28	0,0662
5	10	16,7	23,2	АВББШВ (4х16)	62	1,98	0,0675
6	62	102,5	142,4	АВББШВ (4х70)	149	0,46	0,0612
7	68	111,2	154,5	АВББШВ (4х95)	183	0,34	0,0602

8	70	118,3	164,3	АВББШВ (4x95)	183	0,34	0,0602
9	53	88,6	123,0	АВББШВ (4x70)	149	0,46	0,0612
10	6	10,1	14,1	АВББШВ (4x16)	62	1,98	0,0675
11	12	20,3	28,2	АВББШВ (4x16)	62	1,98	0,0675
12	13	22,2	30,9	АВББШВ (4x16)	62	1,98	0,0675
13	7	11,8	16,4	АВББШВ (4x16)	62	1,98	0,0675
14	42	69,4	96,4	АВББШВ (4x70)	149	0,46	0,0612
15	6	9,9	13,8	АВББШВ (4x16)	62	1,98	0,0675
16	6	10,0	13,9	АВББШВ (4x16)	62	1,98	0,0675
17	3	5,0	7,0	АВББШВ (4x16)	62	1,98	0,0675

2.5. Розрахунок струмів короткого замикання

У системі з напругою 0,38 кВ необхідно провести обчислення значення струму трифазного короткого замикання на збірних шинах розрахункових трансформаторних підстанцій ЗТП1 16 6/0,4 кВ. Також потрібно визначити струм однієї фази короткого замикання на кінцевих ділянках кожної з ліній напругою 0,38 кВ [2].

Розрахунок струмів КЗ проведемо на прикладі кабельної лінії, що живить Вул. Іллінська, 3, ФОП «Косенко». Для виконання цих розрахунків потрібно додатково подати структурну розрахункову схему мережі (див. рис. 2.1), а також побудувати відповідні схеми заміщення (рис. 2.2).

У мережах із напругою 0,38 кВ потрібно обчислити значення трифазного струму короткого замикання на збірних шинах 0,4 кВ заданої трансформаторної підстанції, а також визначити струм однофазного короткого замикання на кінцях усіх відгалужень ліній 0,38 кВ, що живляться від цієї підстанції [2].

Розрахунок трифазного струму короткого замикання на шинах трансформаторної підстанції типу 10/0,4 кВ виконується за такою формулою:

$$I_K^{(3)} = \frac{100 \cdot S_{nm}}{U_K \% \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} \quad (2.11)$$

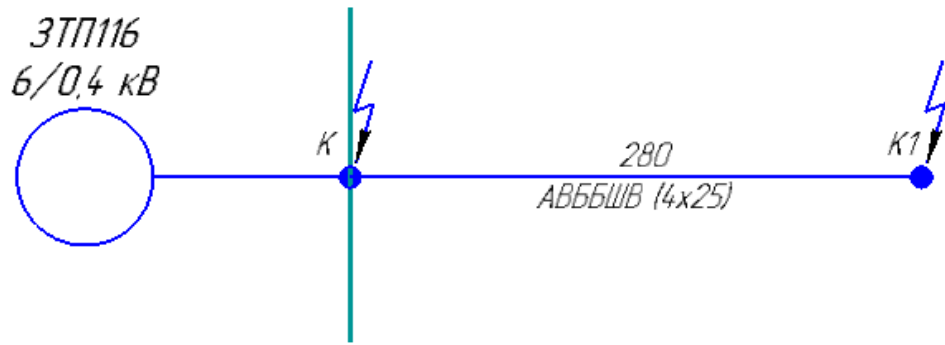


Рис. 2.1. Розрахункова схема кабельної лінії, що живить Вул. Іллінська, 3, ФОП «Косенко»

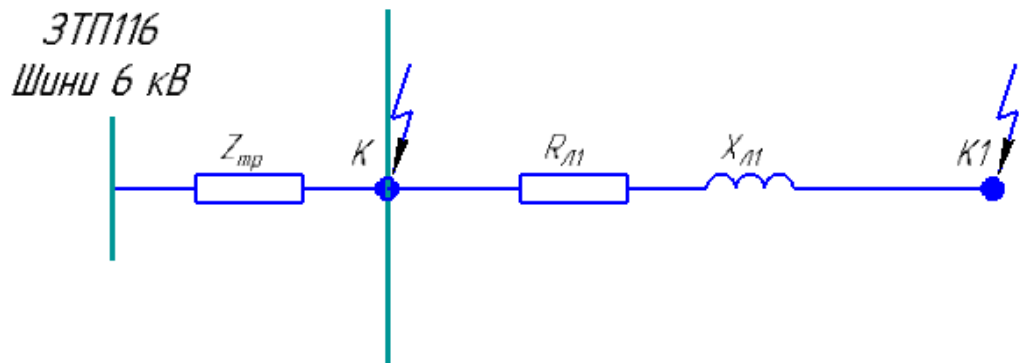


Рис. 2.2. Схема заміщення кабельної лінії, що живить Вул. Іллінська, 3, ФОП «Косенко»

Значення струму однофазного короткого замикання розраховується у найвіддаленішій точці кожного з відгалужень мережі 0,38 кВ за наступним виразом:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_{m.k} + z_n}{3}}, \quad (2.12)$$

де U_ϕ – фазна напруга в системі, В;

$z_{m.k}$ – загальний опір трансформатора при короткому замиканні на корпуси, Ом;

z_n – сумарний опір петлі, що включає фазний та нульовий провідники до місця виникнення замикання, Ом.

$$Z_n = \sum l_i \cdot \sqrt{(r_{ofi} + r_{oni})^2 + x_{\phi n}^2}, \quad (2.13)$$

де r_{ofi}, r_{oni} – питомі значення активного опору для фазного та нульового провідників відповідної ділянки лінії (i-тої), Ом/км [1];

$x_{\phi n}$ – питомий індуктивний опір контуру «фаза-нуль», який для провідників із кольорових металів приймається рівним 0,6 Ом/км [2; 10].

Далі виконуємо обчислення для кабельної лінії відпайки 1:

$$I_K^{(3)} = \frac{400 \cdot 100}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 14450 \text{ A} = 14,5 \text{ кА};$$

$$Z_{n K1} = 280 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{(2 \cdot 1,28)^2 + 0,0662^2} = 0,72 \text{ кОм};$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{230}{\frac{0,352}{3} + 0,72} = 275,7 \text{ A}.$$

Таким самим чином виконуємо розрахунок струмів КЗ для інших ліній 0,4 кВ ЗТП116. Результати зводимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4. – Розрахунок струмів КЗ для ліній ЗТП116

Точка КЗ	Тип кабелю	r_{0i} , Ом/км	x_{0i} , Ом/км	L , м	Z_n , Ом	I_K^1 , А
К1	АВББШВ (4x25)	1,28	0,0662	280	0,72	275,7
К2	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	200	0,79	252,9
К3	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	27	0,11	1025,6

К4	АВББШВ (4x25)	1,28	0,0662	372	0,95	215,0
К5	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	150	0,59	323,3
К6	АВББШВ (4x70)	0,46	0,0612	140	0,13	933,4
К7	АВББШВ (4x95)	0,34	0,0602	30	0,02	1668,9
К8	АВББШВ (4x95)	0,34	0,0602	70	0,05	1392,9
К9	АВББШВ (4x70)	0,46	0,0612	27	0,02	1617,1
К10	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	20	0,08	1170,2
К11	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	200	0,79	252,9
К12	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	292	1,16	180,6
К13	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	300	1,19	176,2
К14	АВББШВ (4x70)	0,46	0,0612	250	0,23	661,2
К15	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	70	0,28	582,9
К16	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	75	0,30	555,1
К17	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	55	0,22	686,2

2.6. Визначення втрат напруги в лініях

Визначення втрат напруги на окремих ділянках кабельних трас напругою 0,4 кВ виконується з використанням формули, поданої у джерелі [4]:

$$\Delta U_{i\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{Pi} \cdot l_i \cdot (r_0 \cos \varphi_i + x_0 \sin \varphi_i)}{U_n} \quad (2.14)$$

Сумарне значення втрати напруги в мережі на шляху від трансформаторної установки до кінцевої точки живлення визначається за наступним математичним виразом:

$$\Delta U_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \Delta U_i \quad (2.15)$$

Допустима межа зниження напруги в електромережі повинна відповідати встановленим нормативним критеріям:

$$\Delta U_{\Sigma} \leq \Delta U_{\text{дон}} \quad (2.16)$$

Якщо умова (2.16) не виконується, необхідно передбачити збільшення площі поперечного перерізу кабельної продукції.

Далі здійснюється обчислення втрат напруги на кабельних відрізках, що підключені до ЗТП116. Розрахунки проводяться з використанням табличних даних.

Підсумкові значення наведено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Визначення втрат напруги

Фідер	I_{pi} , А	L, м	Кабель	ρ , Ом/км		ΔU_i , %
				r_{0i} , Ом	x_{0i} , Ом	
1	33,1	280	АВББШВ (4x25)	1,28	0,0662	0,0482
2	11,4	200	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	0,0184
3	6,5	27	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	0,0014
4	55,8	372	АВББШВ (4x25)	1,28	0,0662	0,1060
5	16,7	150	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	0,0198
6	102,5	140	АВББШВ (4x70)	0,46	0,0612	0,0278
7	111,2	30	АВББШВ (4x95)	0,34	0,0602	0,0049
8	118,3	70	АВББШВ (4x95)	0,34	0,0602	0,0119
9	88,6	27	АВББШВ (4x70)	0,46	0,0612	0,0046
10	10,1	20	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	0,0016
11	20,3	200	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	0,0318
12	22,2	292	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	0,0503
13	11,8	300	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	0,0277
14	69,4	250	АВББШВ (4x70)	0,46	0,0612	0,0336
15	9,9	70	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	0,0055
16	10,0	75	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	0,0059
17	5,0	55	АВББШВ (4x16)	1,98	0,0675	0,0022

Перевірка відповідності умові (2.16) засвідчила, що загальна втрата напруги на всіх проаналізованих відрізках (див. таблицю 2.5) не перевищує гранично допустиме значення у 5% [3].

З огляду на отримані дані можна дійти висновку, що обрані на початковій стадії проектування типи та перерізи кабелів для кожної з ділянок є доцільними та не потребують внесення змін.

3. ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ЗТП116

3.1. Складання схеми первинних з'єднань

Схема первинних з'єднань трансформаторної підстанції визначає взаємозв'язок між основними елементами силової частини – лініями електропередач, силовим трансформатором, комутаційною апаратурою та відходячими лініями 0,4 кВ. Вибір схеми з'єднань залежить від конфігурації підстанції, кількості трансформаторів, категорії надійності електропостачання споживачів, вимог щодо селективного захисту, обліку та можливості обслуговування обладнання.

ЗТП-116 є однострансформаторною підстанцією з категорією споживачів – III за надійністю електропостачання. Це означає, що допускається короткочасне припинення живлення споживачів у разі пошкодження елементів підстанції або живильної лінії. Таким чином, необхідність у резервуванні трансформатора або двосторонньому живленні не є обов'язковою.

Принципова електрична схема первинних з'єднань ЗТП116 наведена у графічній частині роботи.

Схема виконана за принципом простоти та економічності, що повністю відповідає умовам для III категорії електропостачання. Живлення трансформатора здійснюється через кабельну лінію 6 кВ, а розподіл електроенергії на низькій стороні виконується через групу комірок, які оснащуються апаратурою захисту, обліку та комутації.

3.2. Вибір обладнання ЗТП116 зі сторони 6 кВ

3.2.1. Вибір роз'єднувача

Роз'єднувач призначений для створення видимого розриву електричного кола у знеструмлених ділянках електроустановок, а також для виконання

комутаційних операцій без навантаження. При виборі роз'єднувача враховують номінальну напругу, номінальний струм, кліматичне виконання, а також механічну й електричну стійкість обладнання.

Номінальна напруга роз'єднувача повинна бути не меншою за напругу мережі:

$$U_{\text{ном. роз}} \geq U_{\text{мережі}} = 6 \text{ кВ}. \quad (3.1)$$

Номінальний струм роз'єднувача повинен бути не меншим за розрахунковий струм навантаження трансформатора:

$$I_{\text{ном. роз}} \geq I_{\text{тр}}. \quad (3.2)$$

Розрахунок струму трансформатора на стороні 6 кВ виконується за формулою:

$$I_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (3.3)$$

$$I_{\text{тр}} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 6000} = 38,5 \text{ А}.$$

На основі технічного каталогу обладнання, підходящим є, наприклад, роз'єднувач РВ-6/100-20 У1, що має такі характеристики:

- номінальна напруга – 6 кВ;
- номінальний струм – 100 А;
- кліматичне виконання – У1 (для помірного клімату);
- конструкція – зовнішнього встановлення.

Вибір роз'єднувача РВ-6/100-20 є технічно обґрунтованим, оскільки він має запас по струму ($100 \text{ А} > 38,5 \text{ А}$) і відповідає умовам експлуатації для трансформаторної підстанції потужністю 400 кВА.

3.2.2. Вибір запобіжника

Запобіжники застосовуються для захисту силового трансформатора від струмів короткого замикання на стороні високої напруги. Основна функція запобіжника – швидке вимкнення струму у разі короткого замикання, з метою запобігання пошкодженню обмоток трансформатора.

Номінальний струм вставки запобіжника повинен бути:

$$I_{вст.} \geq I_{н.трансф} \cdot K, \quad (3.4)$$

де $I_{вст.}$ – номінальний струм плавкої вставки;

$I_{н.трансф}$ – номінальний струм трансформатора;

K – коефіцієнт запасу (1.3...1.5).

З урахуванням коефіцієнта запасу $K = 1,4$:

$$I_{вст.} \geq 38,5 \cdot 1,4 \approx 54 \text{ А}$$

Вибираємо запобіжник типу ПКТ-6/60 з наступними характеристиками:

- номінальна напруга: 6 (до 10) кВ;
- номінальний струм вставки: 60 А;
- струм вимикання: до 12.5 кА;
- призначення: захист трансформаторів у мережах з ізольованою нейтраллю.

3.3. Вибір та перевірка автоматичних вимикачів ЗТП16 зі сторони 0,4 кВ

Автоматичні вимикачі на стороні 0,4 кВ призначені для захисту від перевантажень, струмів короткого замикання, а також для вимикання та вмикання ліній у нормальних і аварійних режимах. Їх вибір здійснюється відповідно до розрахованих навантажень, характеристик мережі та вимог захисту.

Номінальний струм автомата має бути більшим або рівним розрахованому струму навантаження:

$$I_{авт.} \geq I_{розр.} \quad (3.5)$$

Чутливі характеристики захисних пристроїв мають відповідати вимогам, наведеним у джерелі [2]:

– для автоматичних вимикачів, оснащених виключно електромагнітним розчіплювачем:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{ВДС}} \geq (1,25 \dots 1,4), \quad (3.6)$$

де $I_{ВДС}$ – струм спрацювання автоматичного вимикача.

1,25 – при $I_{Н.АВТ\ m} > 100\ A$; 1,4 – при $I_{Н.АВТ} < 100\ A$;

– для автоматичних вимикачів, оснащених тепловим розчіплювачем:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_{Н.Р.}} \geq 3, \quad (3.7)$$

де $I_{Н.Р.}$ – номінальне значення струму теплового розчіплювача.

Відбір АВ для ЗТП16 виконуємо табличним способом (див. таблицю 3.1).

Таблиця 3.1 – Підбір та перевірка АВ для ліній 0,4 кВ ЗТП116

Місце установки	Тип апарату	Параметри АВ							Виснов.
		$I_{роб.макс.}$ А	$I_{\kappa}^{(1)}$, А	$I_{H.A.}$, А	$I_{H.P.}$, А	$I_{ВДС.}$, А	$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{відс}}$	$\frac{I_{\kappa}^{(1)}}{I_{H.P.}}$	
Фідер 1 (QF1)	BA57-35	33,1	275,7	40	40	400	0,69	6,89	прох.
Фідер 2 (QF2)	BA57-35	11,4	252,9	16	16	160	1,58	15,81	прох.
Фідер 3 (QF3)	BA57-35	6,5	1025,6	16	16	160	6,41	64,10	прох.
Фідер 4 (QF4)	BA57-35	55,8	215,0	63	63	630	0,34	3,41	прох.
Фідер 5 (QF5)	BA57-35	16,7	323,3	20	20	200	1,62	16,17	прох.
Фідер 6 (QF6)	BA57-35	102,5	933,4	125	125	1250	0,75	7,47	прох.
Фідер 7 (QF7)	BA57-35	111,2	1668,9	125	125	1250	1,34	13,35	прох.
Фідер 8 (QF8)	BA57-35	118,3	1392,9	125	125	1250	1,11	11,14	прох.
Фідер 9 (QF9)	BA57-35	88,6	1617,1	100	100	1000	1,62	16,17	прох.
Фідер 10 (QF10)	BA57-35	10,1	1170,2	16	16	160	7,31	73,14	прох.
Фідер 11 (QF11)	BA57-35	20,3	252,9	25	25	250	1,01	10,12	прох.
Фідер 12 (QF12)	BA57-35	22,2	180,6	25	25	250	0,72	7,22	прох.
Фідер 13 (QF13)	BA57-35	11,8	176,2	16	16	160	1,10	11,01	прох.
Фідер 14 (QF14)	BA57-35	69,4	661,2	80	80	800	0,83	8,27	прох.
Фідер 15 (QF15)	BA57-35	9,9	582,9	16	16	160	3,64	36,43	прох.
Фідер 16 (QF16)	BA57-35	10,0	555,1	16	16	160	3,47	34,69	прох.
Фідер 17 (QF17)	BA57-35	5,0	686,2	16	16	160	4,29	42,89	прох.

4. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ

4.1. Автоматизація системи комерційного обліку електроенергії

Автоматизація комерційного обліку електроенергії є ключовим елементом сучасної системи енергопостачання, що дозволяє підвищити точність, надійність та ефективність контролю за споживанням електроенергії. У межах реконструкції трансформаторної підстанції ЗТП-116 впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) має вирішальне значення з кількох причин.

По-перше, автоматизований облік забезпечує високу точність вимірювань та виключає вплив людського фактору, що дозволяє уникнути помилок під час зняття показників лічильників. Дані передаються до централізованої системи у реальному часі, що спрощує моніторинг та аналіз енергоспоживання.

По-друге, АСКОЕ дає змогу оперативно виявляти несанкціоноване споживання електроенергії, втрати в мережі, а також вчасно реагувати на перевантаження або відхилення від нормального режиму роботи. Це суттєво підвищує енергетичну безпеку і дозволяє оптимізувати роботу мережі.

По-третє, автоматизований облік створює прозору систему взаємовідносин між споживачем і постачальником, що є важливою умовою для ринкових відносин в енергетиці. Дані з АСКОЕ використовуються для точного і справедливого формування рахунків, що особливо актуально у випадку диференційованих тарифів за часом доби або типом навантаження.

Також на основі зібраних даних можливе довгострокове планування та прогнозування енергоспоживання, що допомагає розподіляти навантаження, уникати пікових перевантажень та зменшувати експлуатаційні витрати.

Автоматизація комерційного обліку електроенергії є обов'язковою умовою модернізації електроенергетичних об'єктів. Її впровадження в межах реконструкції ЗТП-116 забезпечить більш ефективне керування електроспоживанням, підвищить прозорість обліку, мінімізує втрати

електроенергії та відповідає сучасним вимогам до цифровізації енергетичних систем.

4.2. Вибір обладнання для автоматизації системи комерційного обліку електроенергії

Для забезпечення ефективного та надійного комерційного обліку електроенергії в межах реконструкції трансформаторної підстанції ЗТП-116 обрано пункт комерційного обліку типу ПКО-10(6) (рис. 4.1). Це сучасний комплектний пристрій, призначений для організації точного вимірювання електричної енергії на стороні високої напруги.

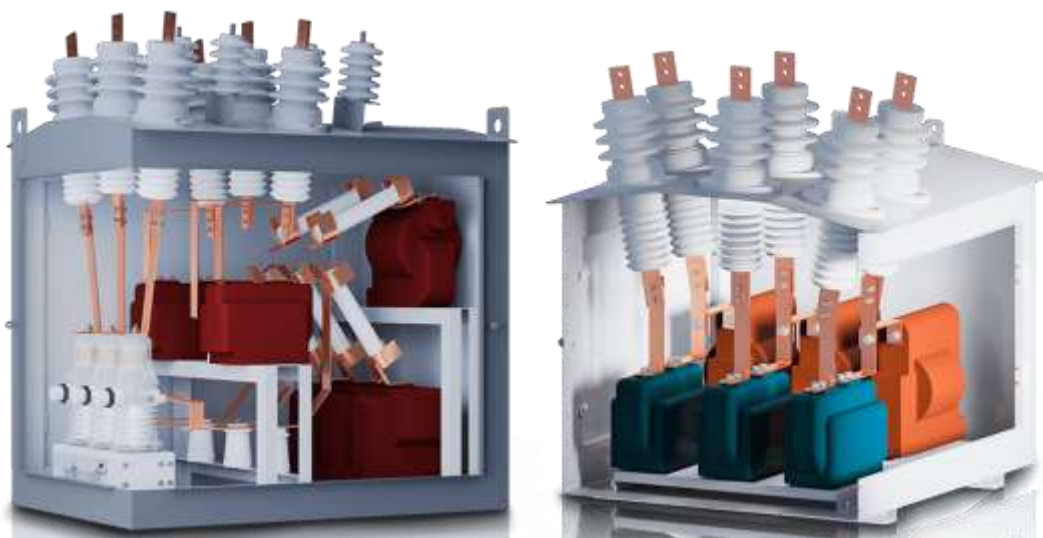


Рис. 4.1. Пункт комерційного обліку типу ПКО-10(6)

ПКО-10(6) є комплексним рішенням, яке включає в себе все необхідне обладнання для реалізації автоматизованої системи обліку:

- вимірювальні трансформатори струму та напруги, класу точності не нижче 0.5s;
- електрочисельник з функцією дистанційної передачі даних (наприклад, НІК 230, ЛУЧ або мережеві моделі від ZPA, Elgama, Аско-Укрем тощо);

- засоби телеметрії та передачі даних (GSM/3G/4G-модем або Ethernet-з'єднання);

- шафа/панель управління з захисною та сигнальною апаратурою.

Основні переваги вибору ПКО-10(6):

- компактність і заводська збірка, що гарантує високу якість монтажу й зменшує терміни впровадження.

- можливість дистанційного зчитування та передачі даних у системи АСКОЕ, диспетчерські пункти чи енергопостачальні компанії.

- відповідність нормативній базі НКРЕКП, стандартам ДСТУ та вимогам обленерго щодо організації комерційного обліку.

- надійність, точність вимірювань і захист від втручання.

- ПКО-10(6) встановлюється на стороні 6 кВ до вводу на трансформатор, що забезпечує незалежність обліку від змін у вторинних колах підстанції.

Вибір пункту комерційного обліку типу ПКУ-10(6) є доцільним з технічної, експлуатаційної та економічної точок зору. Це обладнання дозволяє повністю реалізувати функціонал автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії, що відповідає вимогам сучасного енергетичного менеджменту та цифровізації енергетичної інфраструктури.

4.3. Опис конструкції ПКО

Конструкція ПКО-10(6) включає такі основні елементи:

- шафа високої напруги (ВН);
- шафа з вузлом обліку (ШО);
- кабелі у гофрованій оболонці;
- комплект для монтажу на опорі ПЛ.

Зовнішній вигляд виробу та його габарити зображені на рисунку 4.2 та у графічній частині роботи.

За запитом замовника до складу ПКУ-10(6) можуть входити лінійні

роз'єднувачі моделей РЛНД-6/400(630) У1 або РЛК-6/630 У1.

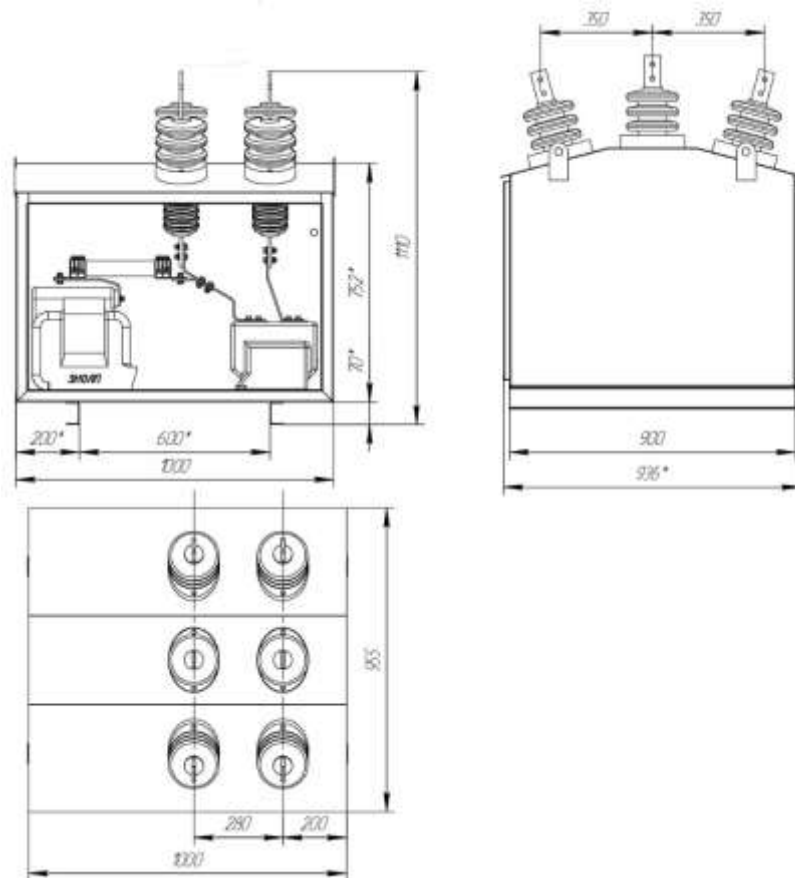


Рис. 4.2. Зовнішній вигляд та габарити ПКО-10(6)

Шафа високої напруги (ВМ) виконує функцію перетворення параметрів струму та напруги в сигнали, придатні для вимірювання.

Вона змонтована у герметизованому металевому корпусі, в якому встановлено трансформатори напруги (ТН) та струму (ТТ). З боків шафи передбачено дверцята для обслуговування. Підключення виконується через прохідні ізолятори.

Кількість трансформаторів визначається схемою підключення: можуть використовуватись такі конфігурації – 2ТТ+2ТН, 2ТТ+3ТН або 3ТТ+3ТН (рис. 4.3).

У складі ВМ застосовуються трансформатори типів ТОЛ 10-1-2 (виробництва ВАТ «Свердловський завод трансформаторів струму») та ЗНОЛП-6(10) або НОЛ-6(10). За потреби клієнта дозволяється використовувати й інші

типи трансформаторів, які відповідають стандартам ДСТУ та мають чинні сертифікати відповідності (у т. ч. російського зразка).

У разі необхідності додаткові обмотки ТН можуть бути використані для внутрішніх потреб приладу (забезпечення живлення обігріву шафи обліку, модемів, перетворювачів тощо). Для видалення вологи з корпусу ВМ у нижній частині передбачено два дренажні отвори.

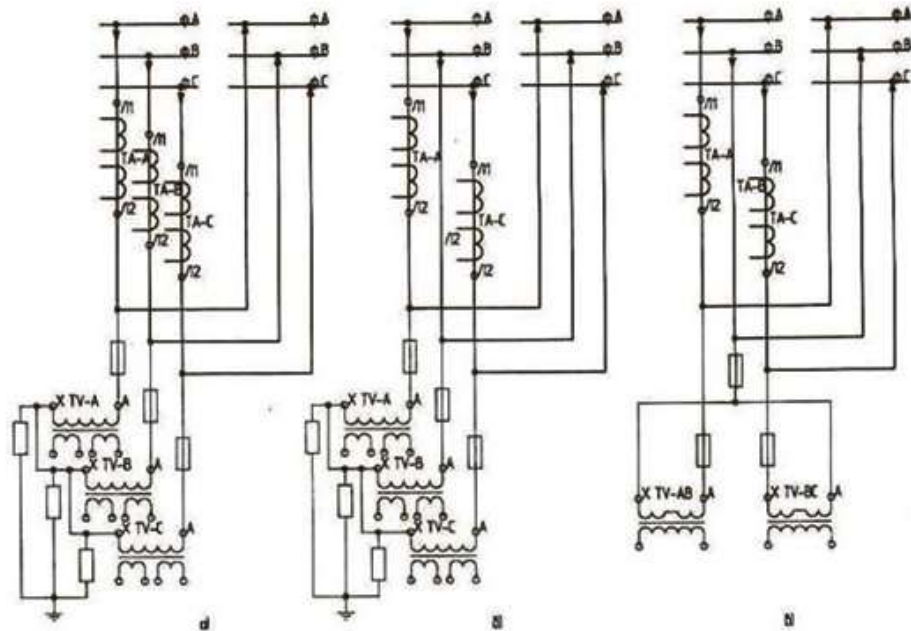


Рис. 4.3. Варіанти схеми головного кола ПКО:

- а – з 3 трансформаторами струму та 3 трансформаторами напруги;
- б – з 2 трансформаторами струму та 3 трансформаторами напруги;
- в – з 2 трансформаторами струму та 2 трансформаторами напруги;

Кабель підключення заводиться через елемент блискавкозахисту.

Встановлення шафи ВМ виконується безпосередньо на опорі повітряної лінії з використанням спеціального монтажного комплексу. Для підйому шафи на висоту в конструкції передбачено два монтажні рими.

Шафа обліку (ШУ) використовується для фіксації обсягів спожитої електроенергії, накопичення інформації та її подальшого передавання до систем збору даних або безпосередньо до диспетчерських центрів.

Передача інформації може здійснюватися різними способами:

- через радіоканали за допомогою відповідних радіомодемів;
- за допомогою мереж мобільного зв'язку GSM (у форматі GPRS) з використанням відповідних модемів;
- по волоконно-оптичних лініях зв'язку (ВОЛЗ) із застосуванням спеціалізованих оптичних модемів.

З конструктивної точки зору, ШУ виконана у вигляді герметичного металевого корпусу з цільного листового металу, який має передню панель із дверцятами, що відкриваються.

4.4. Складання паспортних даних ПКО

Комплектні пристрої обліку ПКУ-10(6) випускаються у кліматичному варіанті виконання «У» та відповідають першій категорії встановлення на відкритому повітрі. Їхнє призначення – робота в наступних умовах навколишнього середовища:

- максимальна висота над рівнем моря – до 1000 метрів;
- діапазон температур повітря – від мінус 45 до плюс 45 градусів Цельсія;
- відносна вологість – не перевищує 100% при температурі 25 °С;
- середовище експлуатації – не вибухонебезпечне, без присутності парів або газів у концентраціях, здатних пошкодити метали чи ізоляційні матеріали; класифікується як атмосфера типу II;
- положення при встановленні – суворо вертикальне.

У таблиці 4.1 подано ключові технічні параметри виробу ПКО-10(6).

Таблиця 4.1. Основні технічні характеристики ПКО-10(6)

Параметр	Значення
Номінальна напруга, кВ	6 або 10
Найбільша робоча напруга, кВ	7,2 або 12

Номинальний струм, А	5–600 (декілька значень)
Струм термічної стійкості, кА	0,4–40,0 (залежить від струму)
Струм електродинамічної стійкості, кА	1,0–102,0 (залежить від струму)
Номинальний струм вторинних кіл, А	1 або 5
Частота мережі, Гц	50
Клас точності	ТТ: 0,2; 0,5; 0,2S; 0,5S ТН: 0,2; 0,5 Лічильник: 0,2; 0,5; 0,2S; 0,5S
Кліматичне виконання	У1 (ГОСТ 15150-69)
Ступінь захисту (ГОСТ 14254-96)	ВМ і ШУ: IP54
Маса, кг	ВН – до 236 (з монтажною рамою) ШО – 20
Термін служби, років	25
Гарантійний строк служби, років	2

4.5. Розробка схеми включення ПКО в мережу

Схема включення пункту комерційного обліку електроенергії повинна відповідати чинним нормативним документам, таким як ДСТУ, Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) та вимогам НКРЕКП, що регламентують точність і безпеку обліку електроенергії. Особлива увага приділяється забезпеченню високої точності вимірювань, що досягається правильним підбором та підключенням трансформаторів струму і напруги відповідного класу точності. Важливо, щоб всі елементи схеми були захищені від перевантажень, коротких замикань та перенапруг, що реалізується застосуванням відповідних захисних апаратів, таких як автоматичні вимикачі і запобіжники.

Окрім того, схема повинна передбачати заходи, які унеможливають несанкціоноване втручання в систему обліку, запобігаючи фальсифікації даних чи відключенню лічильника. Сучасні системи обліку мають забезпечувати можливість дистанційного зняття показників у реальному часі, що значно підвищує оперативність контролю і знижує витрати на обслуговування. При

проектуванні необхідно враховувати простоту монтажу та подальшого технічного обслуговування, що дозволить здійснювати оперативний ремонт без знеструмлення всієї підстанції.

Також важливо забезпечити сумісність пункту обліку з існуючою електричною мережею, враховуючи параметри обладнання і умови експлуатації, щоб уникнути негативного впливу на роботу мережі. Останнім важливим аспектом є врахування категорії надійності електропостачання споживачів, що передбачає наявність резервних каналів живлення та передачі даних для забезпечення безперебійної роботи автоматизованої системи комерційного обліку.

Схема включення ПКО в систему електропостачання від ЗТП11 наведено в графічній частині.

4.6. Розробка рекомендацій щодо експлуатації та технічного обслуговування ПКО

Вимоги з безпеки. Під час виконання робіт необхідно суворо дотримуватися правил техніки безпеки, що встановлені на підприємстві. Монтажні та сервісні роботи слід проводити відповідно до норм, викладених у «Міжгалузевих правилах охорони праці при експлуатації електроустановок». Усі елементи ПКУ-10(6), що підлягають заземленню, мають бути надійно заземлені згідно з «Правилами улаштування електроустановок» (ПУЕ).

Підготовчі заходи. Під час приймання ПКУ-10(6) потрібно виконати зовнішній огляд та перевірити комплектність згідно з паспортними даними. При огляді високовольтної шафи (ВМ) слід переконатися у відсутності тріщин, сколів на прохідних ізоляторах, трансформаторах напруги (ТН) та струму (ТТ), а також відсутності корозійних уражень металевих деталей. Для шафи обліку (ШУ) необхідно перевірити цілісність усіх складових і відсутність механічних пошкоджень корпусу.

Монтаж. Встановлення всіх складових ПКУ-10(6) має виконуватися

відповідно до норм ПУЕ. Перед монтажем ВМ потрібно очистити прохідні ізолятори, трансформатори струму і напруги від пилу, забруднень і вологи сухою тканиною. З'єднання між ВМ та ШО здійснюють з'єднувальним кабелем відповідно до схеми підключення. Ввід кабелю у ВМ виконується через сальник, розташований на задній панелі. Попередньо маркований провід під'єднують до клемних колодок ТТ та ТН згідно з принциповою схемою. Аналогічно, кабель у шафу обліку вводять через сальник на задній стінці ШУ, а маркований провід підключають до випробувальної колодки згідно з відповідною схемою.

Заземлення ВМ та ШО виконується окремо від ОПН за допомогою мідних неізолюваних провідників з перерізом не менше 10 мм² або сталевих провідників діаметром щонайменше 6 мм. Для підключення заземлювального дроту на ВМ і ШО передбачено спеціальні болти для заземлення.

Заземлювальні провідники від ОПН, ВМ і ШО приєднують у спільній точці до заземлювального контуру опори. Опір розтікання струму контуру не повинен перевищувати 4 Ом.

Перед початком експлуатації ПКУ-10(6) може пройти відповідні випробування. Дозволяється виконувати випробування ПКО до монтажу ВМ з дотриманням заходів, що запобігають пошкодженню під час транспортування та монтажних робіт.

Технічне обслуговування. Роботи з технічного обслуговування виконуються відповідно до термінів, передбачених у «Правилах експлуатації електроустановок споживачів». Якщо ці документи не містять відповідних вказівок, строки визначаються технічним керівництвом підприємства, яке здійснює експлуатацію ПКО-10(6), враховуючи міжперевірочні інтервали обладнання, зазначені у відповідних паспортних даних.

Під час технічного обслуговування проводять такі заходи:

- перевірка надійності кріплення кронштейнів до опори, а також монтаж ОПН, ВН і ШО на кронштейнах, і закріплення обладнання всередині ВН і ШО;
- огляд контуру заземлення та контроль якості контактних з'єднань

заземлення ПКО-10(6) і ВН;

- очищення поверхонь ПКО-10(6) та його компонентів від пилу і забруднень за допомогою сухої ганчірки без ворсу;

- зовнішній огляд ПКО-10(6) і його складових (прохідних ізоляторів, ТН, ТТ) з метою виявлення відсутності тріщин або сколів на ізоляції, а також перевірка відсутності протікання у ВН і ШО;

- контроль надійності контактних з'єднань;

- проведення випробувань у обсязі та відповідно до норм, передбачених нормативними документами.

Трансформатори напруги (ТН), що встановлені у ПКО-10(6), мають захист у вигляді виносного запобіжного пристрою ПКН. У разі спрацьовування запобіжника слід встановити причину, що його викликала. Якщо сама несправність не пов'язана з трансформатором, після усунення дефекту необхідно замінити запобіжний пристрій.

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

Організація роботи з охорони праці В АТ «Сумиобленерго» філія Сумський Міський РЕМ. В АТ «Сумиобленерго», філія Сумський Міський РЕМ, організація роботи з охорони праці здійснюється на належному рівні, що підтверджується відсутністю нещасних випадків за останні роки. Планування заходів з охорони праці проводиться щорічно, відповідно до встановлених нормативних вимог та внутрішніх регламентів підприємства. Фінансування заходів забезпечується в межах затвердженого бюджету, що передбачає достатні кошти для закупівлі спецодягу, засобів індивідуального захисту (ЗІЗ) та організації навчальних програм.

Колективний договір підприємства містить спеціальний розділ «Охорона праці», в якому чітко прописані права і обов'язки працівників і керівництва щодо безпеки на робочих місцях, а також порядок вирішення питань, пов'язаних із створенням безпечних і здорових умов праці. Особлива увага приділяється забезпеченню працівників спеціальним одягом і ЗІЗ, що відповідають сучасним стандартам і нормам. Видача спецодягу і засобів індивідуального захисту відбувається своєчасно, у встановленому обсязі, а їх використання контролюється безпосередніми керівниками структурних підрозділів.

Навчання працівників з питань охорони праці організоване системно. На підприємстві діють затверджені програми навчання, які охоплюють первинний, повторний, позаплановий та цільовий інструктаж. Ведеться відповідна документація – журнали реєстрації інструктажів та протоколи атестації працівників з питань безпеки. Крім того, працівники проходять регулярні перевірки знань з охорони праці, що підтверджується протоколами відповідних комісій.

Відповідальність за дотримання вимог охорони праці покладена інженера з охорони праці. Він несе персональну відповідальність за організацію безпечних умов праці, своєчасне проведення навчань та інструктажів, а також за контроль за використанням ЗІЗ. Контрольні функції щодо охорони праці покладені також

на службу охорони праці підприємства, яка координує виконання заходів і веде звітність. Така система управління дозволяє підтримувати високий рівень безпеки на виробництві та запобігати виникненню травматизму.

Оцінка умов праці. Оцінка умов праці в АТ «Сумиобленерго», філія Сумський Міський РЕМ, свідчить про те, що електромонтери забезпечені необхідними засобами індивідуального захисту, які відповідають вимогам безпеки та характеру виконуваних робіт. Кожен працівник отримує комплект ЗІЗ, що включає захисні каски, рукавиці, спеціальний одяг із вогнестійких матеріалів, ізоляційні килимки та захисні окуляри. Кількість засобів індивідуального захисту відповідає нормативним нормам і забезпечує повний комплект для роботи в різних умовах. Спецодяг видається у кількості, що дозволяє своєчасно його оновлювати, не допускаючи зношення та втрати захисних властивостей. Засоби індивідуального захисту регулярно перевіряються на відповідність стандартам, а їх використання контролюється керівниками безпосередньо на робочих місцях. Такий підхід забезпечує високий рівень безпеки та мінімізує ризики травматизму під час виконання електромонтажних робіт.

Результатом успішної організації питань з охорони праці є те, що на підприємстві не зафіксовано жодного нещасного випадку за останні роки.

Потенційні небезпеки при виконанні робіт. Потенційні небезпеки при виконанні робіт в АТ «Сумиобленерго», філія Сумський Міський РЕМ, охоплюють широкий спектр факторів, що можуть загрожувати безпеці працівників. В першу чергу, це небезпека ураження електричним струмом через роботу з високовольтним обладнанням, що вимагає дотримання суворих правил і використання засобів індивідуального захисту. Контакт з оголеними проводами або несправним обладнанням може спричинити серйозні травми або летальні випадки. Крім того, електромонтери часто виконують роботи на висоті, що підвищує ризик падінь, особливо при використанні підйомних механізмів, драбин або робочих майданчиків. Відсутність належного кріплення або

недотримання правил безпеки може призвести до травмування або навіть смертельних випадків.

Іншою важливою небезпекою є механічні травми, пов'язані з роботою з інструментами, обладнанням та важкими конструкціями. Невірне поводження з інструментом, його несправність або порушення технології робіт можуть викликати порізи, удари, забої чи розтягнення м'язів. Також варто враховувати вплив несприятливих погодних умов, з якими стикаються працівники на відкритому повітрі. Вітряна, дощова або морозна погода може знизити концентрацію уваги, призвести до переохолодження, теплового удару або загального погіршення фізичного стану, що безпосередньо впливає на безпеку робіт.

Потенційною загрозою є й пожежонебезпека, що може виникнути через короткі замикання, перегрів обладнання або порушення правил експлуатації електроустановок. Використання паливно-мастильних матеріалів і деяких хімічних речовин, необхідних для обслуговування та ремонту, також створює ризик отруєння, опіків або вибуху. Підвищений рівень шуму на робочих майданчиках може призводити до зниження слуху та зниження уваги, що збільшує ймовірність нещасних випадків. Всі ці фактори вимагають суворого дотримання заходів безпеки, організації навчання і контролю за їх виконанням, щоб забезпечити максимальний рівень захисту працівників.

Рекомендації щодо впровадження безпечних і здорових умов праці. Для підвищення рівня безпеки та створення здорових умов праці в АТ «Сумиобленерго», філія Сумський Міський РЕМ, варто впровадити низку комплексних заходів. По-перше, необхідно посилити систематичний контроль за станом засобів індивідуального захисту та спецодягу, забезпечуючи їх своєчасне оновлення та відповідність сучасним стандартам безпеки. Важливо регулярно проводити інструктажі та навчання працівників із врахуванням останніх нормативних змін і передових практик, а також впроваджувати практичні тренінги з відпрацювання дій у надзвичайних ситуаціях.

Також слід удосконалити систему планування та фінансування заходів з охорони праці, щоб гарантувати наявність необхідних ресурсів для оновлення обладнання та покращення робочих місць. Важливим є впровадження сучасних технічних засобів безпеки, зокрема систем автоматичного відключення живлення при виникненні аварійних ситуацій, а також використання сучасних ізоляційних матеріалів. Особливу увагу слід приділити організації робіт на висоті, забезпечивши застосування сертифікованих страхувальних систем і підвісних платформ.

Для зменшення впливу шкідливих факторів, таких як шум і несприятливі погодні умови, рекомендується впроваджувати захисні огороження, шумопоглинаючі екрани та організувати робочі графіки з урахуванням кліматичних особливостей. Крім того, доцільно покращити санітарно-побутове забезпечення працівників, створюючи комфортні умови для відпочинку і відновлення сил. Всі ці заходи мають бути закріплені в колективному договорі та підкріплені відповідальністю посадових осіб за їх виконання, що сприятиме формуванню культури безпеки та зниженню ризиків на підприємстві.

Висновки. Організація охорони праці в АТ «Сумиобленерго», філія Сумський Міський РЕМ, знаходиться на задовільному рівні, що підтверджується відсутністю нещасних випадків за останні роки та системним підходом до навчання, забезпечення засобами індивідуального захисту та контролю за дотриманням безпеки. Водночас існує потенціал для подальшого вдосконалення, особливо в частині оновлення обладнання, посилення контролю за використанням ЗІЗ та впровадження сучасних технічних засобів безпеки. Запровадження рекомендованих заходів сприятиме підвищенню рівня безпеки праці, зниженню виробничих ризиків, поліпшенню умов праці та загального здоров'я працівників, що у підсумку підвищить ефективність роботи підприємства та сприятиме формуванню культури безпеки на всіх рівнях.

6. ЕКОЛОГІЧНА ЕКСПЕРТИЗА

Вступ. Реконструкція трансформаторної підстанції ЗТП116 АТ «Сумиобленерго» є важливим кроком для підвищення надійності та якості електропостачання в регіоні. Водночас, цей процес потребує особливої уваги до екологічних аспектів, адже будь-яке енергетичне обладнання має потенційний вплив на навколишнє середовище. Сучасні підстанції можуть створювати електромагнітне поле, яке за дотримання нормативних вимог є безпечним для людей та екосистем. Проте, існує ризик забруднення ґрунту і водних ресурсів у разі витоку трансформаторного масла, а також можливий вплив шуму, що утворюється в процесі роботи обладнання. Тому реконструкція передбачає застосування новітніх технологій та матеріалів, які мінімізують негативний вплив на природу і забезпечують екологічну безпеку.

Вплив. Трансформаторна підстанція є складним технічним об'єктом, який у процесі своєї роботи може чинити певний негативний вплив на навколишнє середовище та здоров'я людей. Одним із основних факторів такого впливу є електромагнітне поле (ЕМП), що виникає під час експлуатації обладнання. Хоча існують встановлені нормативи, що регламентують максимально допустимі рівні ЕМП, довготривала дія навіть низьких рівнів електромагнітного випромінювання на населення, яке проживає поруч із підстанцією, викликає занепокоєння серед фахівців і громадськості. Відомо, що підвищені рівні електромагнітного поля можуть спричиняти різноманітні негативні ефекти на здоров'я людини, зокрема порушення сну, зниження імунітету, а у деяких випадках – підвищення ризику розвитку хронічних захворювань.

Окрім електромагнітного випромінювання, підстанції можуть бути джерелом забруднення ґрунту та водних ресурсів через можливі витіки трансформаторного масла. Це масло використовується для охолодження та ізоляції трансформаторів, і в разі аварійних ситуацій або несправностей обладнання існує загроза його потрапляння у довкілля. Трансформаторне масло містить токсичні речовини, які здатні забруднювати ґрунт, проникати у підземні

води та негативно впливати на флору і фауну, спричиняючи загибель рослин, зміну структури ґрунтових мікроорганізмів та погіршення умов існування тварин.

Також варто зазначити вплив шумового забруднення, що виникає в процесі роботи підстанції. Постійний рівень шуму, зокрема від роботи трансформаторів і вентиляційних систем, може створювати дискомфорт для мешканців прилеглих територій. Для дикої фауни шумове навантаження може порушувати природні біоритми, впливати на поведінку тварин, зокрема їх здатність до розмноження, пошуку їжі та захисту від хижаків.

Крім того, територія, де розташована підстанція, через техногенне навантаження часто має знижену біорізноманітність. Будівництво і подальша експлуатація можуть призводити до руйнування природних місць існування, що негативно впливає на місцеву флору і фауну. Особливо це стосується уразливих видів рослин і тварин, які можуть бути чутливими до змін екологічних умов..

Заходи. Для мінімізації негативного впливу трансформаторної підстанції ЗТП116 на навколишнє середовище, здоров'я населення, а також на флору і фауну під час реконструкції передбачено впровадження комплексу заходів з екологічної безпеки. Перш за все, застосовується сучасне обладнання з покращеними технічними характеристиками, що знижують енергетичні втрати та мінімізують ризик витоків трансформаторного масла. Для запобігання забрудненню ґрунту і водних ресурсів використовується герметична конструкція обладнання та системи збору масла, що виключають випадкові витіки.

Важливим заходом є регулярний моніторинг рівнів електромагнітного поля відповідно до державних стандартів, що дозволяє контролювати безпеку для людей, які проживають у безпосередній близькості від підстанції. Для зменшення шумового навантаження застосовуються спеціальні шумозахисні екрани, а також оптимальне розміщення обладнання з урахуванням санітарних зон та зон впливу шуму.

У процесі експлуатації особлива увага приділяється правильному поводженню з відходами, включно з утилізацією відпрацьованого

трансформаторного масла та електротехнічного обладнання згідно з чинним законодавством України. Для попередження небезпечних ситуацій і аварійних витоків проводяться планові технічні огляди і своєчасне технічне обслуговування обладнання.

Крім того, під час реконструкції враховується мінімізація впливу на місцеву флору і фауну шляхом дотримання екологічних вимог щодо зон охорони природи, що дозволяє зберегти природні біотопи та уникнути зайвого втручання в екосистему. Загалом, комплексний підхід до екологічної безпеки забезпечує не лише ефективну та надійну роботу підстанції, а й сприяє збереженню природного середовища та здоров'я населення регіону.

Висновки. В ході аналізу екологічного стану трансформаторної підстанції ЗТП116 АТ «Сумиобленерго» було встановлено, що загальний рівень впливу на навколишнє середовище, здоров'я населення, флору та фауну знаходиться у задовільному стані та відповідає чинним нормативним вимогам. Проведені заходи з реконструкції, зокрема впровадження сучасного обладнання, герметичних систем для збирання трансформаторного масла, а також застосування ефективних методів моніторингу електромагнітного поля та шумозаглушення, сприятимуть подальшому зниженню можливого негативного впливу підстанції.

Реалізація комплексу екологічних заходів дозволить забезпечити стабільну і безпечну експлуатацію підстанції, мінімізувати техногенне навантаження на довкілля і сприяти збереженню природних ресурсів регіону. Таким чином, екологічна безпека в системі енергопостачання, що здійснює АТ «Сумиобленерго», буде підтримуватися на належному рівні, що відповідає принципам сталого розвитку та охорони навколишнього середовища.

7. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Реконструкція трансформаторної підстанції ТП-116 потужністю 400 кВА в місті Суми з установкою пункту комерційного обліку електроенергії, оснащеного автоматизованою системою комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), є важливим кроком для підвищення ефективності та надійності енергопостачання. Економічне обґрунтування такого проєкту базується на необхідності зниження втрат електроенергії, підвищенні точності вимірювань та скороченні витрат на ручне зняття показників лічильників.

Впровадження АСКОЕ дозволяє оперативно контролювати споживання, виявляти несанкціоновані втрати та автоматично передавати дані до енергопостачальних організацій, що зменшує ймовірність помилок та шахрайства. Це сприяє оптимізації тарифної політики і зростанню доходів підприємства.

Окрім того, реконструкція обладнання трансформаторної підстанції з урахуванням сучасних технічних вимог знижує ризик аварійних відключень, зменшує витрати на ремонт і експлуатацію, а також продовжує строк служби обладнання. У підсумку інвестиції у реконструкцію та автоматизацію комерційного обліку виправдовуються за рахунок підвищення економічної ефективності роботи підстанції, зниження операційних витрат і покращення контролю за енергоспоживанням.

Розрахунок грошових витрат на реконструкцію наведено в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1. – Грошові витрати на реконструкцію

№	Найменування	Кількість	Вартість одиниці, грн	Загальна вартість, грн
1	Сухий трансформатор ТСГЛ 400/6/0,4	1	593 000	593 000
2	Пункт комерційного обліку ПКО-10(6)	1	150 000	150 000

3	Кабель АВББШВ (4х16)	1389 м	30	41 670
4	Кабель АВББШВ (4х25)	652 м	45	29 340
5	Кабель АВББШВ (4х70)	417 м	80	33 360
6	Кабель АВББШВ (4х95)	100 м	100	10 000
7	Роз'єднувач РВ-6/100-20 У1	1	15 000	15 000
8	Запобіжник типу ПКТ-6/60	1	3 000	3 000
9	Автоматичний вимикач ВА57-35	17	2 000	34 000
10	З'єднувальні та відгалуджувальні муфти	30	500	15 000
	Вартість матеріалів разом			924 370
	Монтажні роботи (25% від матеріалів)			231 093
	Загальна сума капіталовкладень			1 155 463

Впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на підстанції ТП-116 дозволяє значно підвищити точність вимірювань, що безпосередньо впливає на зниження втрат електроенергії, викликаних неточним обліком і несанкціонованим споживанням. За даними досліджень, точний облік може зменшити втрати на рівні від 10% до 15% загального споживання.

Для розрахунку економії приймемо консервативний показник економії 10,7% від загального обсягу електроспоживання району, який живиться від ТП-116.

Річна економія електроенергії:

$$E_{\text{економія}} = E_{\text{річне}} \times \eta, \quad (7.1)$$

де $E_{річне}$ – річне споживання електроенергії, кВт·год;

η – відсоток економії, %.

$$E_{економія} = 1200000 \cdot 0,107 = 128400 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Річна грошова економія:

$$G_{економія} = E_{економія} \cdot T, \quad (7.2)$$

де T – діючий тариф на електроенергію, грн/кВт·год;

$$G_{економія} = 128400 \cdot 3,00 = 385200 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{I}{G_{економія}}, \quad (7.3)$$

де I – капіталовкладення в реконструкцію, грн.

$$T_{ок} = \frac{1155463}{385200} \approx 3 \text{ роки.}$$

Таблиця 7.2. – зведена таблиця основних економічних показників для існуючого та проектного варіантів трансформаторної підстанції ТП-116

Показник	Існуючий варіант	Проектний варіант (з АСКОЕ)
Річне споживання електроенергії, кВт·год	1200000	1200000

Відсоток зниження втрат електроенергії, %	-	10,7%
Зниження втрат електроенергії, кВт·год	-	128400
Тариф, грн/кВт·год	3,00	3,00
Річна грошова економія, грн	-	385200
Капіталовкладення, грн	-	1155463
Термін окупності, роки	-	3,0

Висновок. Розглянуті економічні показники свідчать про те, що реконструкція трансформаторної підстанції ТП-116 з впровадженням автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії є економічно доцільною. Проектний варіант забезпечує значне зниження втрат електроенергії – близько 10,7%, що дає змогу знизити витрати на компенсацію втрат на 385200 грн щорічно. При капіталовкладеннях у розмірі 1155463 грн термін окупності складає 3 роки, що відповідає встановленим вимогам. Отже, впровадження АСКОВЕ сприятиме підвищенню енергоефективності, зменшенню втрат та оптимізації витрат підприємства, що є важливим кроком для стабільного і ефективного функціонування електричної мережі району.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі проведено комплексне дослідження та реконструкцію трансформаторної підстанції ТП-116 потужністю 400 кВА у м. Суми з метою підвищення надійності та ефективності електропостачання району. В ході роботи було детально охарактеризовано район електропостачання, визначено кліматичні умови, а також проведено аналіз існуючого стану підстанції, що показав моральне та фізичне застарівання обладнання, яке відпрацювало свій ресурс.

Для підвищення ефективності системи було проведено розрахунок електричних навантажень, визначено розрахункову потужність, а також вибрано оптимальну кількість трансформаторів. З метою підвищення надійності електропостачання та відповідності нормативним вимогам було обрано сухий трансформатор типу ТСГЛ 400/6/0,4, який забезпечує безпечну та стабільну роботу. Окрім цього, у роботі передбачено встановлення сучасного пункту комерційного обліку електроенергії ПКО-10(6) з автоматизованою системою комерційного обліку (АСКОЕ). Це дасть змогу підвищити точність обліку, зменшити втрати електроенергії та покращити контроль за споживанням.

Вибір кабельних ліній проведено з урахуванням перерізу та типу кабелю АВББШВ різних перерізів (4x16, 4x25, 4x70, 4x95), що забезпечує надійну та економічну передачу електроенергії. Для підвищення безпеки і надійності роботи підстанції у схемі застосовано роз'єднувач РВ-6/100-20 У1 та запобіжник типу ПКТ-6/60, які відповідають технічним вимогам і гарантують захист від аварійних ситуацій.

Розглянуті економічні показники свідчать про те, що реконструкція трансформаторної підстанції ТП-116 з впровадженням автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії є економічно доцільною. Проектний варіант забезпечує значну економію електроенергії – близько 10,7%, що дає змогу знизити витрати на електропостачання на 385 200 грн щорічно. При капіталовкладеннях у розмірі 1155463 грн термін окупності складає 3 роки, що відповідає встановленим вимогам.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ДНАОП 0.00-1.32-01 Правила будови електроустановок. Правила користування електричною енергією. Укрархбудінформ. – К.: 2001
2. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Форт, 2017. – 760 с.
3. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Від 25.07.2006 Затв. Наказ Мінпалива № 258 (Із змінами та доповнення у відповідності до наказів Міненервугілля України № 91 від 13.02.2012 № 905 від 16.11.2012 № 273 від 16.05.2013).
4. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності
5. СОУ НЕК 03.120.4-14:2021 Норми якості електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах НЕК Укренерго.
6. ГО «Еколтава». «Оцінка вразливості до зміни клімату Сумської міської територіальної громади та рекомендації з адаптації громади. 2022. – 88 с.
7. Яковлев В. Ф., Смоляров Г. А. Основи електропостачання. Методичні вказівки до курсового проекту «Електропостачання населеного пункту» для студентів ОС «Бакалавр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» - Суми: СНАУ, 2018. – 43 с.
8. Основи електропостачання: підруч. / Козирський В.В., Волошин С.М., – К.: Компринт, 2021. – 497с.
9. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум: навчальний посібник / Л. В. Давиденко, Н. В. Коменда, В. А. Давиденко, М. М. Євсюк – Луцьк: ВП ЛНТУ, 2022.– 244с.
10. Електропостачання: підручник / П. О. Василега. – Суми : Сумський державний університет, 2019. – 521 с
11. Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. – 479 с.

12. Ципленков Д. В. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання / Д. В. Ципленков, П. Ю. Красовський // Електротехніка та електроенергетика. - 2015. - № 1. - С. 77–82.
13. Бабюк, С. М., & Комарський, В. В. (2017). Зменшення втрат електроенергії в комунальній мережі міста. Збірник тез доповідей VI Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 3, 92-92.
14. Наказ від 17.04.2000 року №32/28/28/276/75/54 Про затвердження Концепції побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку.
15. Аналіз та впровадження АСКОЕ на підприємствах/ Ю.С. Олійник/ Стаття/[Електронний ресурс]. – Режим доступу до сайту: http://www.hups.mil.gov.ua/periodicapp/article/16482/soi_2016_3_50.pdf.
16. Мартиненко, В. І., Босий, Д. О. (2018). Дослідження ефективності автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії побутових споживачів. Електрифікація транспорту, № 15, 99–108.
17. Garon, D., Gryb, O., Karpaliuk, I., & Rudevich, N. (2021). Automated metering and power quality systems in power supply systems. Bulletin of the National Technical University KhPI Series Energy Reliability and Energy Efficiency, 2 (3), 54–58. <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.13>.
18. Rüstemli, S., Kocaman, Y., Kocaman, B., Şahin, G., & Van Sark, W. (2025). The effect of using automatic meter reading system in electricity distribution systems on reducing non-technical losses: The case of Bitlis province in Turkey. Energy Strategy Reviews, 58, 101674. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2025.101674>.
19. Qin, T.; Geng, F.; Bai, S.; Shao, B.; Lu, R.; Yang, Z. Study on Laying Method of Trenchless Channel for Power Cables. In Proceedings of the 2nd International Civil Engineering and Architecture Conference, (CEAC 2022).
20. Li, H., Bai, L., Yu, J., Mao, Y., & Hui, Z. (2023). Research on model construction of electric energy metering system based on intelligent sensor data. Advances in Mathematical Physics, 2023, 1–8. <https://doi.org/10.1155/2023/1296165>

21. Gungor, V. C., Sahin, D., Kocak, T., Ergut, S., Buccella, C., Cecati, C., & Hancke, G. P. (2021). Smart Grid Technologies: Communication technologies and standards. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(4), 529–539. <https://doi.org/10.1109/tii.2011.2166794>.

22. Пожарова О. В. Охорона праці : навчальний посібник / О. В. Пожарова. - Одеса, 2022. - 86 с. Режим доступу: <https://doi.org/10.32837/11300.18442>

23. Семерня О.В., Василенко О.О., Хворост Т.В, Кіндя О.П. (2023). Методичні вказівки до виконання розділу «Охорона праці» у кваліфікаційній роботі здобувачами вищої освіти першого (бакалаврського) рівня за освітньо-професійною програмою «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузь знань 14 «Електрична інженерія» денної та заочної форм навчання. - Суми: СНАУ, 2023.– 14 с.

24. Журило, І. В., & Полтавець, М. М. (2017). Економіка та організація виробництва: Методичні вказівки до вивчення курсу для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Кропивницький: ЦНТУ.

ДОДАТКИ