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

До захисту
Допускається
Завідувач кафедри енергетики та електротехнічних систем
_____
доцент Чепіжний А.В.

КВАЛІФІКАЦІЙНИЙ ПРОЕКТ

за першим бакалаврським рівнем вищої освіти

На тему: «Реконструкція системи електропостачання частини міста Суми, з розробкою заходів організації обліку електричної енергії споживачів»

Виконав _____ Скорина С.А.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Група ЕТЕС 2201 с.т.

Керівник: _____ Чепіжний А.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Суми – 2024

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

Ступінь вищої освіти **«Бакалавр»**
Спеціальність **141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»**

«ЗАТВЕРДЖУЮ»
завідувач кафедри енергетики та
електротехнічних систем
доцент _____ Чепіжний А.В.
(підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНИЙ ПРОЕКТ
ЗДОБУВАЧУ ВИЩОЇ ОСВІТИ

Скорина Сергій Анатолійович
(прізвище, ім'я та по батькові)

1. Тема (бакалаврського) проекту: «*Реконструкція системи електропостачання частини міста Суми, з розробкою заходів організації обліку електричної енергії споживачів»*

керівник проекту: *Чепіжний Андрій Володимирович, к.т.н., доцент*
затверджено наказом по університету від «*13*» *травня 2024 р. № 1406/ОС*.

2. Термін подання здобувачем закінченого проекту «20» травня 2024 р.

3. Вихідні дані до проекту *Матеріали обстеження об'єкту, технічна література, нормативна документація, державні стандарти.*

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці)
Вступ.
1 Визначення основних особливостей району електропостачання.
2 Електрично-технологічний розділ.
3 Організація обліку електричної енергії для споживачів електричної мережі.
4 Охорона праці.
5 Техніко-економічна оцінка.
Висновки та пропозиції.
Список використаної літератури.

5. Перелік графічного матеріалу (з точною вказівкою обов'язкових креслень)
1. Район електричних мереж. Схема електрична розташування
2. Підстанція трансформаторна. Кола первинної комутації. Схема електрична принципова
3. Захист релейний ПЛ-10кВ. Пристрій захисту. Схема електрична принципова
4. Особливості вибору лічильників. Таблиця
5. Техніко-економічні показники. Таблиця

6. Консультанти розділів проекту (з вказівкою розділів, що відносяться до проекту)

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційного проекту	Строк виконання етапів кваліфікаційного проекту	Примітки
1	Збір інформації про діяльність господарства	05.09.2023 р. – 30.09.2023 р.	
2	Аналіз літературних джерел з обраної тематики	02.10.2023 р. – 02.12.2023 р.	
3	Складання плану роботи	04.12.2023 р. – 09.12.2023 р.	
4	Написання вступу та розділу 1	11.12.2023 р. – 21.12.2023 р.	
4	Написання розділів 2 та 3. Підготовка листа 1 та 2 графічної частини.	05.02.2024 р. – 02.03.2024 р.	
5	Написання розділів 4, 5 та 6. Підготовка листів 3 та 4 графічної частини.	04.03.2024 р. – 06.04.2024 р.	
6	Написання розділів 7, 8 та 9. Підготовка листа 5 та 6 графічної частини.	08.04.2024 р. – 04.05.2024 р.	
8	Написання висновків	06.05.2024 р. – 11.05.2024 р.	
9	Подання проекту на перевірку унікальності до експертної ради факультету	до 13.05.2024 р.	
10	Подання проекту на рецензування	до 20.05.2024 р.	
11	Подання до попереднього захисту	до 27.05.2024 р.	

Здобувач вищої освіти _____ (*Скорина С.А.*)
(підпис) (прізвище, ініціали)

Керівник кваліфікаційного проекту _____ (*Чепіжний А.В.)*
(підпис) (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Реконструкція системи електропостачання частини міста Суми, з розробкою заходів організації обліку електричної енергії споживачів. Кваліфікаційний проект / Скорина Сергій Анатолійович – Суми: СНАУ, 2024 р. – 46 с.

В роботі проведено аналіз основної частини міста Суми з аналізом особливостей організації електропостачання, споживачів та інших показників необхідних для проведення розрахунків.

Виконано розрахунки навантажень для трансформаторних підстанцій на лініях електропостачання та інших елементах електричної мережі. Виконано розрахунки та обрано проводи і кабелі необхідні для навантаження.

Запропоновано заходи по організації релейного захисту на підстанціях та обрано необхідне обладнання. Виконано аналіз та наведено основні заходи по обліку електричної енергії для різноманітних споживачів частини міста. Наведено вибір основного обладнання та наведено основні схеми підключення обладнання.

Проведено аналіз заходів з охорони праці та наведено особливості виконання робіт з монтажу електрообладнання необхідного для організації обліку електричної енергії. Виконано техніко-економічне обґрунтуванням запропонованих рішень по реалізації заходів з організації обліку електричної енергії. По роботі наведено висновки та запропоновано основні заходи для подальшої реалізації запропонованих заходів.

Ключові слова: повітряна лінія електропередачі, лічильники електричної енергії, район електропостачання, економічні показники, схеми монтажу, навантаження, перетин проводів, струмовий захист.

Іл. 6 Бібл. 31 Табл. 10

					КП.06.03.001.ПЗ		
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.		Скорина С.А.			Пояснювальна записка	Літ.	Арк. 5 / Акрушів 46
Перевір.		Чепіжний А.В					
Н. Контр.		Рибенко І.О.				СНАУ, 2024 р.	
Затверд.		Чепіжний А.В.					

ЗМІСТ

ВСТУП.....7
1 ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....8
1.1 Географічне розташування та опис кліматичних умов.....8
1.2 Опис особливостей існуючої схеми електропостачання.....9
1.3 Проведення обґрунтування теми кваліфікаційного проекту.....10
2 ЕЛЕКТРИЧНО-ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....12
2.1 Розрахунки навантажень для підстанції 10/0,4 кВ.....12
2.2 Розрахунок значень навантаження на лінії 10 кВ.....13
2.3 Визначення кількості та необхідної потужності трансформаторів.....14
2.4 Розрахунок допустимих значень втрат напруги в електричних мережах.....15
2.5 Вибір параметру перетину для проводів повітряної лінії 10 кВ.....18
2.6 Визначення параметрів релейного захисту.....18
3 ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....28
3.1 Особливості застосування системи АСКОЕ для реалізації обліку електричної енергії.....28
3.2 Визначення основних елементів системи АСКОЕ на базі PLC технології.....32
4 ОХОРОНА ПРАЦІ.....35
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА.....37
ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ.....39
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....40
Додаток А. Результати розрахунків навантаження по фідерах трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.....43
Додаток Б. Розрахунок навантаження повітряної лінії напругою 10 кВ.....44
Додаток В. Розрахунок перетину проводу для ділянок повітряної лінії 10 кВ.....45

ВСТУП

В результаті різноманітних обстрілів енергетики України виникає доволі складна ситуація з вирішенням питання електропостачання областей, районів, та населених пунктів. Особливої уваги заслуговують прикордонні області, енергетика яких доволі сильно страждає. Серед таких областей залишається і Сумська область разом з містом Суми.

Необхідно зазначити, що в результаті пошкоджень від збройної агресії доволі сильно страждають повітряні лінії населених пунктів та трансформаторні підстанції.

Іншою проблемною ситуацією, що виникає в результаті експлуатації електричних мереж та трансформаторних підстанцій є зміна кількості споживачів, а отже і зміна потужностей. Відповідно до цього виникає значна необхідність проведення реконструкції систем електропостачання різноманітних частин міста Суми та інших міст області.

При проведенні заходів по реконструкції систем електропостачання необхідно враховувати особливості розвитку району електропостачання. За умови інтенсивного розвитку основною проблемою є закладання значно більших та потужних станцій та підстанцій району.

При збільшенні кількості споживачів, необхідно також враховувати особливості реалізації заходів по підключенню споживачів, а саме особливості обліку електричної енергії для них.

На сьогоднішній момент часу є можливість виконання різноманітних автоматизованих систем, з врахуванням особливостей різноманітних груп споживачів, а отже виникає необхідність розгляду різноманітних схем підключення лічильників електричної енергії та особливості кожного окремого споживача електричної енергії.

1 ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 Географічне розташування та опис кліматичних умов

Місто Суми є обласним центром Сумської області, що розташована на північному сході України. Місто розташоване на річці Псел, яка ділить його на дві частини. Також на території міста є група доволі великих озер. Загальна територія, яку займають адміністративні межі м. Суми становлять більше 95 км^2, що є порівняно невеликим містом. Особливістю міста є доволі значний перепад висот, і цент міста знаходиться на висоті 166 м.

Суми відноситься до помірно-континентальної зони України. Характеризується різноманітними перепадами та доволі великим сніжним покривом в зимовий час, а також жарким літом. Такий клімат міста спричиняє певні проблеми, що виникають в складні періоди року з великими снігопадами та обледенінням. Доволі частими стали на сьогодні і різноманітні буревії, що спричиняють обриви проводів та інші проблеми.

Іншим проблемним напрямком є доволі висока лісистість міста та велика кількість паркових зон, що спричиняє певні проблеми з прокладанням ліній електропередачі та їх подальшим обслуговуванням.

Місто поділяється на два внутрішніх райони – Зарічний та Ковпаківський. Через місто проходять декілька автомобільних трас обласного та районного значення. В місті є доволі потужне залізничне сполучення з товарними та пасажирськими станціями. Все це робить місто Суми доволі великим та перспективним містом для розвитку виробництва.

Іншим показником є кількість населення, яке за останніми даними становить 256 470 чоловік, що за показником щільності населення становить – 2760 чол/км^2. Особливістю міста є те, що максимальна кількість населення міста була відмічена в 2015 році, і становила – 270870 чол. Станом на сьогодні чисельність населення є значно меншою за зазначені показники, адже в військовий час контроль за

чисельністю населення провести доволі складно через великі міграційні процеси в Україні.

Необхідно зазначити, що в місті доволі велика кількість потужних промислових об'єктів, таких як ПАТ «Сумихімпром», АО «Насосенергомаш», ВАТ «Центроліт» та доволі багато інших. Необхідно зазначити, що на території міста є Сумська ТЕЦ, що виробляє електричну енергію безпосередньо на території міста. Поблизу міста в с. Низи є невелика гідроелектростанція, але вона живить в основному цей населений пункт. Схему живлення міста опишемо нижче.

1.2 Опис особливостей існуючої схеми електропостачання

Підстанція, що запропонована нами для реконструкції є прохідною, живлення якої здійснюється за рахунок лінії електропередачі 35 кВ від сусідньої підстанції. Зазначимо, що більшість підстанцій міста виконані таким чином, щоб підтримувати одна одну у випадках відключення. Це дає більшу надійність та зменшення перерв у відключеннях.

Для підвищення основних показників надійності роботи підстанції виконано часткове секціонування. Секціонування в основному виконано з використанням роз'єднувачів на лініях електропередачі 10 кВ. Всі ці лінії напругою 10 кВ працюють в однаковому режимі – умовному замкнутому.

На території досліджуваної ділянки району електричних мереж станом на сьогодні є трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ в кількості 34 шт. Основною особливістю району для проведення реконструкції є додатковий ввід в експлуатації ще восьми підстанцій з подальшим будівництвом нової лінії електропередачі. Але основною особливістю зведення такої лінії електропередачі є забезпечення раціонально правильної конфігурації для виконання загального постачання електричної енергії до споживачів.

Необхідно зазначити, що більшість ліній електропередачі району реконструкції системи електропостачання, та в цілому і міста Суми має доволі тривалий термін експлуатації, що дуже сильно позначається на показниках надійності. Додатковою проблемою є нанесення ударів по енергетичній складовій

системи електропостачання міста, що також негативно впливає на її роботу та надійність. Такі проблеми призводять до виникнення тривалих відключень та до значної кількості спрацювань пристроїв захисту.

Іншими проблемами району електропостачання є необхідність заміни доволі великої кількості лічильників в місті. Чисельність споживачів та їх характеристики є різноманітними і потребують відповідного підбору пристроїв обліку. Також можливе проведення аналізу можливості застосування систем автоматизації обліку схожих груп споживачів за характеристиками.

Ще одним параметром для забезпечення якісної та надійної електричної енергії є запровадження пристроїв релейного захисту на більшості ділянок району електропостачання. Подібні пристрої пропонується встановлювати на різних фідерах району електропостачання, що мають найменшу надійність в електропостачанні.

1.3 Проведення обґрунтування теми кваліфікаційного проекту

Для забезпечення системи електропостачання частини міста Суми необхідною умовою є проведення основних заходів з її реконструкції. Подібні заходи викликані застарілим енергетичним обладнанням міста та необхідністю підвищення показників надійності електропостачання споживачів з якісним обліком електричної енергії.

Оскільки виникають дуже часті обстріли системи електропостачання необхідною умовою є застосування системи релейного захисту, що надасть можливість також значно підвищити показники надійності.

Для проведення відповідної реконструкції системи електропостачання споживачів, необхідною умовою є проведення розрахунків навантаження, що є на даний час на лініях електропередачі. Після проведення розрахунків необхідною умовою є вибір потрібних силових трансформаторів, проводів та іншого силового електрообладнання. Також пропонується виконати розрахунки релейного захисту для ліній 10 кВ.

Наступними питаннями, що потребують розгляду є питання охорони праці та підтвердження ефективності заміни електричних лічильників з використанням техніко-економічних показників.

Вирішення поставлених питань дадуть можливість повного розкриття теми кваліфікаційного проекту та вирішення питання реконструкції системи електропостачання частини міста Суми.

2 ЕЛЕКТРИЧНО-ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунки навантажень для підстанції 10/0,4 кВ

Визначення навантажень для трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ планується провести для вибору перетину кабелів та проводів. При чому основною особливістю вибору є необхідність вибору перерізу проводів за максимальними значеннями, що визначаються з денного та вечірнього значень навантаження.

Розрахунки необхідно проводити з врахуванням всіх відповідних коефіцієнтів, що повинні враховувати денне та вечірнє навантаження, а також враховувати подальше збільшення навантаження, що можливе в майбутньому.

Розрахунки проводять відповідно за рівнянням нижченаведеним:

$$\mathrm{P_р} = S_{\mathrm{н}} \cdot \mathrm{К_з} \cdot \mathrm{К_{в.д}} \cdot \mathrm{К_р} \cdot \cos\varphi \qquad (2.1)$$

де $\mathrm{P_р}$ – значення навантаження, що визначається за показниками роботи підстанції, кВт;

$\mathrm{К_з}$ – величина коефіцієнту навантаження;

$\mathrm{К_{в.д}}$ – максимальне значення, що обирається з вечірнього або денного значення навантаження;

$\mathrm{К_р}$ – коефіцієнт, що характеризує показник приросту навантаження.

$\cos\varphi$ – коефіцієнт, що характеризує потужність відповідно до вечірнього чи денного навантаження.

Відповідно до формули (2.1) проведемо для першої підстанції, а інші проведемо аналогічно даним розрахункам та зведемо їх в таблиці додатку А.

$$\mathrm{P_р} = 70 \cdot 0{,}87 \cdot 1 \cdot 0{,}6 \cdot 1{,}4 \cdot 0{,}75 = 38{,}4\text{кВт}$$

2.2 Розрахунок значень навантаження на лінії 10 кВ

Для проведення розрахунків ми скористаємось методом сумування всіх навантажень на кожній із шин трансформаторної підстанції потужністю 10/0,4 кВ. При подібних розрахунках необхідною умовою є закладання певних значень коефіцієнтів, що враховують одночасність виникнення певних навантажень. Проведення розрахунків проведемо відповідно до рівняння:

$$P_p = К_0 \sum_1^n P_i \quad (2.2)$$

де P_i – значення розрахункового навантаження для конкретної лінії, що відходить від підстанції, кВт;

$К_0$ – показник, що враховує одночасність навантаження.

Розрахунки пропонується провести також для однієї ділянки, але з врахуванням конкретної ділянки лінії електропередачі. В результаті отримаємо:

$$P_{p(7-6)} = 0{,}9(188{,}2 + 39{,}3) = 204{,}8 кВт$$

Інші ділянки ліній електропередачі розраховуємо подібним чином з врахуванням їх значень. Кращим варіантом для вигляду та подальшого аналізу даних є представлення їх в табличній формі, а отже зводимо їх до таблиці (додаток Б).

Необхідною умовою проведення розрахунків навантажень на лініях є створення однолінійних схем для всіх існуючих розподільчих ліній електропередачі. При цьому необхідно враховувати всіх споживачів, що приєднуються до розрахункової підстанції 10/0,4 кВ.

Результати розрахунків наводимо також на аркуші графічної частини, для кращої наочності з вказанням конкретного номеру трансформаторної підстанції. Також вказується і значення номінальної потужності для кожної підстанції.

Далі необхідно провести вибір кількісних показників трансформаторів та обрати необхідні проводи та кабелі.

2.3 Визначення кількості та необхідної потужності трансформаторів

Методика вибору необхідної потужності кожного з трансформаторів виконується на основі умови роботи їх в номінальному режимі. При цьому проведення розрахунків повинно включати також необхідність застосування відповідних економічних інтервалів в навантаженні трансформаторів. Розрахунки виконуються відповідно до рівняння:

$$S_{E_{max}} \leq \frac{S_p}{n} \leq S_{E_{min}} \tag{2.3}$$

де S_p – розрахункове значення навантаження для конкретної підстанції, кВА;

n – кількість трансформаторів, що використовується в підстанції, шт;

$S_{E_{max}}, S_{E_{min}}$ – граничні значення максимуму і мінімуму для економічних показників навантаження для розрахункового трансформатора.

На основі даних розрахунків проводиться подальший вибір кількості трансформаторів та їх уточнену потужність. Отже проведемо розрахунок:

$$S_p = 0{,}79 \cdot 69{,}4 = 55\text{кВА}$$

Скориставшись довідковими даними та номінальними значеннями потужності силових трансформаторів обираємо відповідно 2 трансформатори з потужністю кожен – 4 000 кВА.

Далі необхідною умовою забезпечення нормального режиму при експлуатації підстанції, що розраховуємо необхідно виконати перевірку відповідно до нижченаведеної умови:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_{\text{н}}} \leq k_{\text{с}} \tag{2.4}$$

де $k_{\text{с}}$ – значення коефіцієнта, що враховує допустимі та систематичні навантаження кожного з трансформаторів.

Коефіцієнт $k_{\text{с}}$ враховує параметри температурної зміни в оточуючому середовищі і визначається виходячи з рівняння:

$$k_{\text{с}} = k_{\text{см}} - \alpha(t_{\text{в}} - t_{\text{вт}}) \quad (2.5)$$

де α – значення градієнта температури в розрахунку $^{1}/_{\circ\text{C}}$.

$k_{\text{см}}$ – значення коефіцієнту, що враховує систематичність та допустимість навантаження.

Для розрахунків роботи трансформаторів значення градієнта приймаємо рівним $\alpha = 0{,}73 \cdot 10^{-2}$, при цьому значення $k_{\text{см}}$ обирається з довідкової літератури, і приймаємо рівним 1,5. Далі проводимо розрахунок відповідно до рівняння (2.5):

$$k_{\text{с}} = 1{,}5 - 0{,}73 \cdot 10^{-2}(-5 + 10) = 1{,}5$$

Далі перевіряємо умови допустимості обраних потужностей силових трансформаторів:

$$\frac{55}{2 \cdot 4000} = 0{,}685$$

Отримане значення відповідно до вищенаведених розрахунків є оптимальним та допустимим, а отже вибір потужності трансформатора виконано вірно. Для подальшого виконання розрахунків необхідною умовою є вибір типу трансформатора. Обираємо трансформатор ТМН-4000 в кількості 2 шт.

2.4 Розрахунок допустимих значень втрат напруги в електричних мережах

Розрахунок значень допустимих втрат напруги виконуємо з зведенням до таблиці, що характеризує значення відхилень напруги. При формуванні подібних таблиць необхідною умовою є врахування певних змін значень напруги на кожному

елементі мережі, що розраховується. При цьому враховувати необхідно починаючи від центру живлення до відповідної точки на мережі. Для розрахунків пропонується обрати два споживачі за параметром віддаленості 100 % та відповідно 25 % від значення навантаження. Відхилення значення напруги в обраних нами точках розраховуємо додаванням значень відхилення, надбавок напруги та відповідно її втрат. При цьому розраховуємо їх починаючи від центра живлення і до кожної конкретної точки в 25 % та 100 %.

Проведемо визначення відхилення значення напруги за умови 100 % та 25 % значення навантаження:

$$\Delta U^{100} = \sum H^{100} + \sum \Delta U^{100} \quad (2.6)$$

$$\Delta U^{25} = \sum H^{25} + \sum \Delta U^{25} \quad (2.7)$$

де ΔU^{100} і ΔU^{25} – відповідно значення відхилень для кожного зі споживачів за умови 100 % та 25 % навантаження;

$\sum H^{100}$ і $\sum H^{25}$ – сума всіх значень надбавок для споживачів при 100 % та 25 % навантаження;

$\sum \Delta U^{100}$ і $\sum \Delta U^{25}$ – сума всіх значень втрат для споживачів при 100 % та 25 % навантаження.

Отримані данні зводимо до відповідної таблиці для проведення подальшого порівняння.

Таблиця 2.1 – Значення відхилень напруги в елементах трансформаторної підстанції

Елемент трансформаторної підстанції	Віддалення ТП відповідно до навантаження	
	за умови 100 %	за умови 25 %
1	2	3
Шина підстанції 110/35 кВ	+ 2,0	- 2,0
Електрична мережа 35 кВ	- 2,0	- 0,5
Значення змінної надбавки трансформатора підстанції 35/10 кВ	+ 3,0	- 3,0
Значення постійної надбавки трансформатора підстанції 35/10 кВ	+ 5,0	+ 5,0

Продовження таблиці 2.1

1	2	3
Значення втрат трансформатора підстанції 35/10 кВ	- 4,0	- 1,0
Значення надбавки трансформатора підстанції 10/0,4 кВ	+ 7,5	+ 7,5
Значення втрат трансформатора підстанції 10/0,4 кВ	- 4,0	- 1,0
Електрична мережа 0,38 кВ трансформатора підстанції 10/0,4 кВ	- 6,0	0
Електрична мережа 10 кВ	- 5,7	- 1,4
Споживачі	- 4,5	+ 3,6

Виходячи з цього пропонується виконати розрахунки для споживача, що є найбільш віддаленим та за умови 100 % навантаження:

$$\Delta U^{100} = +2 - 2 + 5 - 4 + 3 - 5{,}96 + 7{,}5 - 4 - 7 + 5 = 12{,}5\%$$

Виходячи з даних розрахунків пропонується виконати розподіл даних втрат по всіх елементах лінії. Пропонується прийняти втрати 6,5 % для повітряної лінії 10 кВ, а решту 6 % для повітряної лінії 0,4 кВ.

Наступним кроком пропонується виконати розрахунки для 25 % навантаження:

$$\Delta U^{25} = -2 - 0{,}5 + 5 - 1 - 3 - 1{,}6 + 7{,}5 = 4{,}4\%$$

Отримане значення є меншим за плюс 5 %.

Виходячи з розрахунків значення втрат напруги в повітряній лінії 10 кВ на розрахунковій ділянці складають -5,65 % (ділянка 17 – ТП-255).

Далі проводимо розрахунок відхилення напруги для споживача на повітряній лінії 0,4 кВ.

$$\Delta V_{\text{доп}}^{25} = -2 - 0{,}5 + 5 - 1 - 3 - 1{,}4 + 7{,}5 - 1 - 0 = 3{,}6$$

Отримане значення менше 5 %, а отже умова виконується.

2.5 Вибір параметру перетину для проводів повітряної лінії 10 кВ

Вибір перетину для проводів розрахункової повітряної лінії виконуємо відповідно до рівняння:

$$S_{\text{ек}} = S_{max} \cdot k_{\text{д}} \tag{2.8}$$

де S_{max} – максимальне значення потужності на ділянці, кВА;

$k_{\text{д}}$ – коефіцієнт, що враховує ріст навантаження. Для подальших розрахунків коефіцієнт приймаємо рівним 0,8.

Відповідно до розрахунків значення $S_{\text{ек}}$ для кожної ділянки обираємо необхідні проводи для повітряних ліній. Після проведення подібного вибору необхідною умовою є проведення розрахунків втрати напруги. Всі результати розрахунків зводимо до таблиці додатку В.

2.6 Визначення параметрів релейного захисту

Для подальшого розрахунку та вибору обладнання пропонується виконати розрахунок основних параметрів релейного захисту для всіх елементів електричної мережі. Відповідно до нормативних документів в трансформаторній підстанції повинні бути встановлено:

- максимальний струмовий захист та струмова відсічка для повітряної лінії 10 кВ;
- максимальний струмовий захист та струмова відсічка для вимикача трансформатора з низької сторони;
- струмові відсічки для трансформатора з низької сторони;
- грозозахист підстанції;
- захист від різноманітних перевантажень для трансформатора;
- сигналізація по температурі трансформатора.

Як зазначалось вище, нами в результаті розрахунків було обрано 2 трансформатори типу ТПМ-4000 з відповідними параметрами. Пропонується використати роздільну роботу для кожного трансформатора з низької сторони (10 кВ), а також пропонується ввести резерви двосторонньої дії.

На високій стороні (35 кВ) трансформаторів монтуються пристрої РПН. Регулювання напруги пропонується виконувати в межах від 37 кВ до 31,75 кВ, при цьому значення напруги короткого замикання має бути в межах 6,5 %.

Для шин 10 кВ параметри струмів короткого замикання повинні становити $I^{(3)}_{K.\max.} = 2800\,A$; $I^{(2)}_{K.\min} = 1450\,A$. Далі проведемо вибір основних параметрів трансформаторів струму та зведемо їх в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Опис параметрів трансформаторів

Місце де встановлено елемент	Клас точності	I_{H1}, А	k_{TC}
Вводи:			
- 35 кВ	$0{,}5/P$	500	$500/5$
- I – 10 кВ		400	$400/5$
- II – 10 кВ		150	$150/5$
Струмові відсічки:			
- 35 кВ	$0{,}5/P$	500	$500/5$
- 10 кВ		400	$400/5$
Фідери:			
- 71	$0{,}5/P$	75	$75/5$
- 72		250	$250/5$
- 78		25	$25/5$
- 81		50	$50/5$
- 82		50	$50/5$
Пункт секціонування	$0{,}5/P$	50	$50/5$

Далі проводимо визначення значення максимального струмового захисту, що буде застосовано для повітряної лінії 10 кВ. Даний захист виконаємо відповідно до двофазної схеми та з використанням реле РС-40.

Взявши за основну умову відсічки за максимальним струмом по навантаженню, то пропонується визначити струм для спрацювання потрібного захисту:

$$I_{с.з} = \frac{к_н \cdot к_{с.з.п}}{к_в} I_{р.max} \quad (2.9)$$

де $к_н$ – значення коефіцієнта, що характеризує показник надійності;

$к_в$ – значення коефіцієнта, що характеризує показник повернення для реле;

$к_{с.з.п}$ – значення коефіцієнта, що характеризує самозапуск;

$I_{р.max}$ – максимальне значення робочого струму на відповідній лінії, А.

Для всіх розрахунків пропонується обрати наступні коефіцієнти: $к_н = 1{,}15$, $к_в = 0{,}8$, $к_{с.з.п} = 1{,}2 \dots 1{,}3$. Далі пропонується провести необхідні розрахунки, але для прикладу наведемо розрахунок для точки №9, що розміщується на фідері 74.

$$I_{с.з} = \frac{1{,}15 \cdot 1{,}2}{0{,}85} \cdot 111{,}9 = 181{,}6А$$

Далі проводимо визначення значення струму для спрацювання обраного нами реле типу РС-40:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot к_{сх}^{(3)}}{к_{тс}} \quad (2.10)$$

де $к_{сх}^{(3)}$ – коефіцієнт, що відповідає відповідній схемі.

$$I_{с.р} = \frac{181{,}6 \cdot 1}{200/5} = 4{,}54А$$

Виходячи з даного значення обираємо значення струму для обраного реле $I_у = 5А$. Далі пропонується відповідно до обраного значення провести розрахунок уточнених значень для струмів по спрацюванню для реле захисту:

$$I'_{с.з} = \frac{I_у \cdot к_{тс}}{к_{сх}^{(3)}} \quad (2.11)$$

$$I'_{с.з} = \frac{5 \cdot \frac{200}{5}}{1} = 200А$$

Далі необхідною умовою є визначення коефіцієнту, що характеризує параметр чутливості для обраного захисту для основної зони:

$$к_ч = \frac{I_{кз.min}^{(2)}}{I'_{с.з}} \quad (2.12)$$

де $I'_{с.з}$ – значення струмів, що є уточненими для умови спрацювання захисту, А.

$$к_ч = \frac{1990}{200} = 9{,}95$$

Виходячи з отриманого значення виконуємо порівняння 9,95 > 1,5. Отже для регулювання по параметру часу для обраного нами реле приймаємо рівним 0,3 с. Подібним чином проводимо аналіз для всіх інших елементів мережі та зводимо їх в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри проведення розрахунків релейного захисту для всіх ліній напругою 10 кВ

Розрахунковий вираз	Отримані данні							
	Ф71	Ф73	ПС73	Ф75	ПС75	Ф76	Ф77	Ф78
1	2	3	4	5	6	7	8	9
$I_{с.з.} = \frac{к_н к_{с.зп}}{к_в} I_{Р.МАКС}$	86,0	138,7	181,6	89,4	49,6	30,47	78,3	60,55
$I_{с.р} = \frac{I_{с.з.} к_{сх}^{(3)}}{k_{Т.С.}}$	5,7	2,8	4,54	6,97	4,96	6,09	7,8	6,06

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
$k_{T.C.}$	15,0	30	40	20	10	8	20	15
I_y	6,0	3	5,0	7,0	5,5	6,0	8,0	6,0
$I'_{C.З.} = \frac{I_y k_{T.C.}}{\kappa_{сх}^{(3)}}$	90,0	90	200	140	55	24	160	90
$\kappa_ч = \frac{I_{к.з.МІН}^{(2)}}{I'_{C.З.}} > 1{,}5$	7,0	6,6	9,95	3,5	11,9	21,5	3,9	4,8
Тип обраного реле	УЗА-Т	УЗА-Т	РС40	УЗА-Т	РС40	УЗА-Т	УЗА-Т	УЗА-Т

Далі необхідною умовою є проведення розрахунків значення струму для спрацювання відсічки. Розрахунки проводимо відповідно до вимог за наступною методикою:

1. Відстроювання відповідно до максимального значення струму КЗ, для захисту на кінці ділянки:

$$\mathrm{I}_{\text{с.в}} = \kappa_{\text{н}} \cdot \mathrm{I}_{\text{КЗ}max}^{(3)} \tag{2.13}$$

де $\mathrm{I}_{\text{КЗ}max}^{(3)}$ – значення струму для КЗ в конкретній точці підключення, що є найвіддаленішим від підстанції 10/0,4 кВ;

$\kappa_{\text{н}}$ – коефіцієнт, що відповідає за характеристику параметру надійності і приймаємо $\kappa_{\text{н}} = 1{,}5$.

Пропонується провести розрахунок для одного з фідерів, а саме 73:

$$\mathrm{I}_{\text{с.в}} = 1{,}5 \cdot 1089 = 1633{,}5\text{А}$$

2. Відстроювання за параметром намагнічувань струмів для підстанції 10/0,4 кВ:

$$\mathrm{I}_{\text{с.в}} = \frac{(4{,}5)\sum S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \tag{2.14}$$

$$\mathrm{I}_{\text{с.в}} = \frac{5 \cdot 3263}{\sqrt{3} \cdot 10} = 943\text{А}$$

3. Значення струму для спрацювання обраного реле знаходимо:

$$I_{срв} = \frac{I_{св} \cdot к_{сх}^{(3)}}{n_{тс}} \quad (2.15)$$

$$I_{срв} = \frac{1633{,}5 \cdot 1}{200/5} = 40{,}8А$$

Для обрання значення необхідно розраховане значення уточнити, а отже обираємо $I_у = 41А$.

4. Розраховуємо відповідно уточнені струми для умови спрацювання обраного захисту:

$$I'_{срв} = \frac{I_у \cdot n_{тс}}{к_{сх}^{(3)}} \quad (2.16)$$

$$I'_{срв} = \frac{41 \cdot 200/5}{1} = 1640А$$

5. Значення коефіцієнта, що характеризує параметр чутливості для струмової відсічки знаходимо з виразу:

$$к_ч = \frac{I_{к_2}^{(3)} min}{I_{срв}} \quad (2.17)$$

$$к_ч = \frac{1990}{1640} = 1{,}2$$

Отримане значення використовуємо для умови $1{,}2 \leq 1{,}2$, а отже чутливість необхідну для роботи забезпечено.

Розрахунки проводимо подібним чином і для інших елементів мережі, а отримані данні зводимо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри для всіх елементів для виконання струмової відсічки для повітряної лінії 10 кВ

Розрахунковий вираз	Отримані дані							
	Ф71	Ф73	ПС73	Ф75	ПС75	Ф76	Ф77	Ф78
$I_{с.в.} = \kappa_н \cdot I^{(3)}_{к.з.макс}$	2700	1410	1633,5	3225	1410	1485	1920	1050
$I_{с.в} = \frac{(4 \cdot 5)\sum S_{Н.ТР.}}{\sqrt{3}U_Н}$	204,7	295,8	943	332,0	279,2	72,3	185,1	144,2
$I_{с.рв} = \frac{I_{с.в.}\kappa_{сх}^{(3)}}{n_{Т.С.}}$	175	45,6	40,83	161,2	27,9	99	192	105
$n_{Т.С.}$	15	50	40	20	10	15	10	10
$I_у$	180	50	10	180	28	100	200	120
$I'_{с.в.} = \frac{I_у n_{Т.С.}}{\kappa_{сх}^{(3)}}$	2700	2500	1640	3600	280	1500	2000	1200
$\kappa_ч = \frac{I^{(3)}_{k2МІН}}{I_{с.В.}} > 1,2$	0,6	0,6	1,21	0,6	2,32	0,7	0,6	0,6

Для ліній яким не проведено розрахунки пропонується встановлення відповідних секціонуючих пристроїв, що задовольнять основній вимозі по забезпеченню необхідної чутливості.

Наступним параметром, що необхідно визначити значення максимального захисту по струму для пристрою секціонування. Проводимо розрахунок за наступною методикою:

1. Знаходимо значення струму для спрацювання з наступної умови максимального значення струму:

$$I_{с.з.(СВ)} = \frac{\kappa_н \kappa_{сзп}}{\kappa_в} I_{роб.макс}, \tag{2.18}$$

$$I_{с.з.(СВ)} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 261,45 = 430,61А.$$

2. Знаходимо значення струму із умови по узгодженню по параметру чутливості:

$$I_{с.з.(СВ)} = \kappa_{нс}(I_{с.з.(Л)} + \sum_{i}^{n-1} I'_{роб.макс}), \tag{2.19}$$

$$I_{с.з.(СВ)} = 1{,}1 \cdot (138{,}7 + 47{,}75 + 33{,}6) = 242{,}1A$$

3. Визначаємо значення струмів для спрацювання обраного реле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з.}\kappa_{сх}^{(3)}}{n_{тс}}, \tag{2.20}$$

$$I_{с.р.} = \frac{430{,}6 \cdot 1}{400/5} = 5{,}38A.$$

Відповідно до отриманого значення пропонується прийняти уточнене в розмірі 5,5 А.

4. Визначаємо уточнені значення для струмів:

$$I'_{сз} = \frac{I_у n_{тс}}{\kappa^{(3)}_{сх}}, \tag{2.21}$$

$$I'_{сз} = \frac{5{,}5 \cdot 80}{1} = 440A.$$

5. Наступним параметром є визначення коефіцієнта, що характеризує чутливість основної зони:

$$\kappa_ч = \frac{I^{(2)}_{k2\min}}{I'_{с.з.}}, \tag{2.22}$$

$$\kappa_ч = \frac{1450}{440} = 3{,}3 > 2$$

З умови мінімального значення струму, що становить 1450 А повинен виникати захист, а час для спрацювання максимального захисту по струму визначають:

$$t_{с.з.(СВ)} = t_{с.з.(ПЛ)} + \Delta t, \tag{2.23}$$

$$t_{с.з.(СВ)} = 0{,}6 + 0{,}6 = 1{,}2c$$

Наступним важливим параметром є визначення параметрів захисту для вводу на лінію 10 кВ. Виходячи з цього значення струму для забезпечення спрацювання визначаємо відповідно до виразу:

$$I_{с.з(В)} = k_{нс} I_{с.з(СВ)}, \tag{2.24}$$

$$I_{с.з(В)} = 1{,}2 \cdot 440 = 528 А$$

Далі необхідно провести перевірку відповідно до нижченаведеної умови:

$$I_{с.з(В)} = k_{н} \left(k_{зап} I_{роб.макс(Т-1)} + I_{роб.макс(Т-2)} \right), \tag{2.25}$$

де $I_{роб.макс(Т-1)}$, $I_{роб.макс(Т-2)}$ – значення робочих параметрів для максимальних значень струмів на вводі трансформатора, за умови їх окремої роботи.

$$I_{с.з(В)} = 1{,}2 \cdot (1{,}3 \cdot 261{,}45 + 137{,}6) = 573{,}0 А$$

Далі визначаємо струм для спрацювання обраного реле за наступним рівнянням:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з.(В)} к_{сх}^{(3)}}{n_{тс}}, \tag{2.26}$$

$$I_{с.р} = \frac{573{,}0 \cdot 1}{400/5} = 7{,}15 А.$$

Наступним кроком є проведення уточнення розрахункового значення, а отже приймаємо значення в розмірі 7,5 А.

В результаті прийняття уточнених значень проводимо наступні розрахунки:

$$I'_{сз} = \frac{I_{у} n_{тс}}{к^{(3)}_{сх}}, \tag{2.27}$$

$$I'_{сз} = \frac{7{,}5 \cdot 400/5}{1} = 600A\,.$$

Визначаємо значення коефіцієнта врахування чутливості:

$$\kappa_{ч} = \frac{1260}{600} = 2{,}1 > 1{,}5$$

Кінцевим параметром, є визначення часу для спрацювання системи захисту для вводу на лінії 10 кВ:

$$t_{с.з.(В)} = t_{с.з.(СВ)} + \Delta t\,, \qquad (2.28)$$

$$t_{с.з.(В)} = 1{,}2 + 0{,}6 = 1{,}8c\,.$$

Отримані данні по релейному захисту дадуть можливість забезпечення необхідного захисту для електричної мережі, що розглядається нами в кваліфікаційному проекті.

3 ОРГАНІЗАЦІЯ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Необхідною умовою сучасного обліку електричної енергії є можливість застосування різноманітних систем автоматизації обліку електричної енергії спожитої споживачами. Необхідно розглядати питання застосування, як індивідуального обліку електричної енергії кожним споживачем так і особливості застосування системи АСКОЕ.

3.1 Особливості застосування системи АСКОЕ для реалізації обліку електричної енергії

Організація системи обліку електричної енергії є однією з основних частин електричної мережі та забезпечення роботи системи електропостачання. Забезпечення достовірності дає реалізацію правильної роботи електричної мережі.

Для подальшого розгляду пропонується провести аналіз основних задач для системи АСКОЕ:

- отримання основних даних від лічильників;

- збирання даних в основних вузлах мережі для подальшої передачі їх на обробку;

- формування таблиць по звітам споживання електричної енергії з формуванням якісних показників.

Виходячи з цього впровадження системи АСКОЕ є необхідною умовою для жорсткого контролю споживання електричної енергії різноманітними споживачами (побутовими чи промисловими). Необхідно зазначити, що за умови впровадження даної системи є можливість запровадження диференційованого значення тарифів, що формуються на сьогодні за електричну енергію. Іншою умовою є контроль за скороченням витрати електричної енергії в пікові періоди з врахуванням різноманітних економічних підходів.

Розуміння основних напрямків реалізації системи АСКОЕ потребує аналізу основних переваг та недоліків в її застосуванні, а також розуміти основні особливості її застосування.

При виборі системи АСКОЕ необхідно врахувати певні особливості такі, як:

- типи лічильників, що є в доступі з можливістю підтримки даної системи;
- регіональні особливості використання даної системи;
- економічно вартісні показники системи;
- прогнозування кількісних показників по підключенню споживачів;
- параметричні значення електричної мережі для реалізації підключення.

Нами пропонується провести аналіз та порівняння п’яти основних існуючих систем АСКОЕ з можливістю їх реалізації в частині м. Суми, що аналізується. Це такі системи:

- система на GSM зв’язку;
- система передачі за окремою лінією типу RS-485, RS-232 та інші;
- передача по існуючим електричним лініям з значенням напруги від 0,22 до 0,4 кВ (PLC передача);
- передача по радіоканалах 433 чи 866 МГц;
- передача по мережах інтернет.

Далі розглянемо основні схеми організації передачі даних, що наведені на рисунках 3.1...3.3.

Рисунок 3.1 – Система організована за допомогою GSM зв’язку

Рисунок 3.2 – Система організована з використанням PLC передачі

Рисунок 3.3 – Система організована з використанням радіосигналу

Для проведення більш якісного вибору під кожного споживача окремо необхідною умовою є зведення табличних даних по характеристикам різноманітних систем АСКОЕ (таблиця 3.1).

Таблиця 3.1 – Порівняльний аналіз різних систем АСКОЕ

Система АСКОЕ	Радіус роботи, м	Організація шляхів передачі даних	Переваги	Недоліки
1	2	3	4	5
Система на GSM зв’язку	без обмеження	мережі мобільного зв’язку	простота в проведенні монтажу	відсутність покриття в певних регіонах та значна вартість мобільного зв’язку
Система передачі за окремою лінією типу RS-485, RS-232 та інші	без обмеження	низьковольтна окрема лінія	висока надійність та якість роботи	високі економічні показники через прокладання нової лінії для виконання зв’язку

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5
Передача по мережах інтернет	без обмеження	зв’язок по мережам інтернет	відсутність необхідності застосування додаткового обладнання	необхідність наявності інтернет зв’язку для всіх без виключення об’єктів
Передача по існуючим електричним лініям з значенням напруги від 0,22 до 0,4 кВ (PLC передача)	від 500 до 1000	існуючі електричні лінії передачі електричної енергії	низька вартість та простота монтажних робіт	вплив частотних перешкод на роботу системи
Передача по радіоканалах 433 чи 866 МГц	від 50 до 100	радіоканали з відповідними частотами	відсутність необхідності прокладання ліній	значна вартість обладнання та велика кількість радіоперешкод

Наведені данні таблиці 3.1 показують, що застосування однієї конкретної системи в межах повного населеного пункту є неможливою. Загальна система організації має можливість певного комбінування всіх систем. На наш погляд подальші перспективи мають системи, що базуються на основі GSM каналів зв’язку та відповідно інтернет з’єднання. Хоча необхідно враховувати і простоту при виконанні різноманітних робіт, що має PLC система, що можливо реалізувати на даному етапі виконання робіт з вже існуючим обладнанням. Для більшого розуміння розглянемо особливості застосування даного типу системи АСКОЕ в умовах міста (рисунок 3.4).

Рисунок 3.4 – Основні межі застосування PLC системи та особливості реалізації сигналів

Для прикладу розглянемо особливості застосування даної системи АСКОЕ в межах певної частини м. Суми, з можливістю реалізації її при різних об’єктах та споживачах.

3.2 Визначення основних елементів системи АСКОЕ на базі PLC технології

Основною проблемою є необхідність визначення кількості основних елементів та засобів вимірювання для встановлення основної системи АСКОЕ в частині м. Суми залежно від різноманітних видів споживачів. Наведемо приблизні значення для обраної частини міста та зведемо їх в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Основна характеристика обліку електричної енергії та кількість її елементів

Споживач	Необхідна кількість лічильників	Фазовість	Необхідний тип підключення до мережі
Квартири багатоквартирного будинку	60	1	прямий тип
Приватні будинки	50	1	прямий тип
Продуктовий магазин	1	3	прямий тип
Будівля ресторану	1	3	прямий тип
Приміщення складу	1	3	з використанням трансформаторів струму

Наступним кроком є необхідність вибору лічильників електричної енергії відповідно до наведених категорій споживачів таблиця 3.3.

Таблиця 3.3 – Данні для вибору необхідних лічильників

Споживач	Напруга мережі, В	Максимальне значення струму, А	Підтримка системи АСКОЕ	Можливість підтримки трифазного обліку	Захист від різноманітних перешкод
Квартири багатоквартирного будинку	220	20	+	+	+
Приватні будинки	220	20	+	+	+
Продуктовий магазин	380	60	+	+	+
Будівля ресторану	380	60	+	+	+
Приміщення складу	380	120	+	+	+

Відповідно до наведених даних можливо виконати вибір необхідних типів лічильників:

- для приватних будинків та квартир багатоквартирного будинку пропонується обрати лічильник типу НІК 2104;

- для продуктового магазину та ресторану обираємо лічильник типу НІК 2303L;

- для складського приміщення обираємо лічильник типу НІК 2103L.

Наступним кроком є вибір необхідного типу контролера. Виходячи з наших умов використання пропонується застосувати контролер типу НІК КС-02-08, що буде задовольняти всім вимогам запропонованої системи

Рисунок 3.5 – Загальний вигляд лічильників для споживачів та контролеру

Також необхідно розглянути основні особливості схеми для підключення контролера до електричної мережі, що наведено на рисунку 3.6.

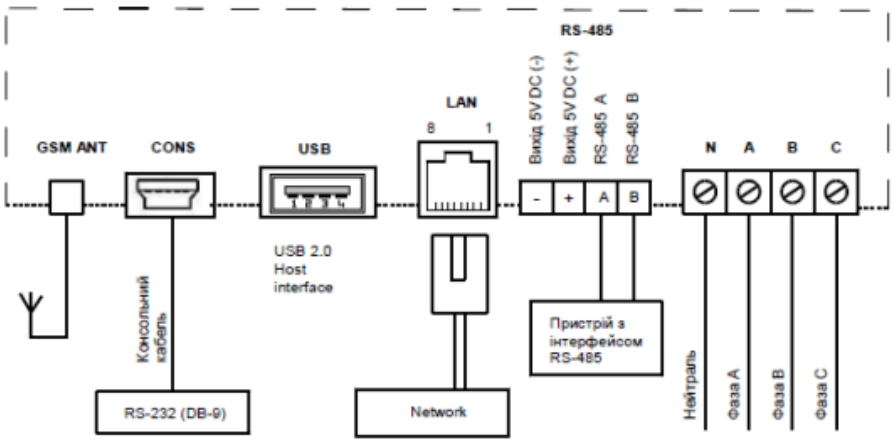

Рисунок 3.6 – Схема для виконання підключення обраного контролера до мережі

Інше обладнання необхідне для виконання монтажних робіт також обираємо відповідної фірми НІК, оскільки це полегшує особливості підбору та налаштування основного обладнання. Додатково обираємо шафу для системи АСКОЕ фірми НІК та оптоголовку з відповідним кабелем теж даної фірми.

Всі характеристики даного обладнання можна розглянути на сайті фірми НІК. Виходячи з цього обладнання в подальших розділах пропонується провести економічних розрахунок застосування системи АСКОЕ для наведеної кількості споживачів.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Особливості організації всіх можливих робіт в енергетичній галузі потребують значних зусиль по організації заходів з охорони праці. Відповідно до теми кваліфікаційного проекту основною особливістю організації заходів з охорони праці є роботи при виконанні монтажних та налагоджувальних робіт при встановленні приладів обліку електричної енергії різноманітними споживачами м. Суми.

Основною проблемою виконання даних робіт є те, що всі роботи повинні проводитись фахівцями однієї організації ТОВ «Енера Суми». Дана організація відповідає за встановлення, налагодження та повірку всіх приладів обліку.

Відповідно до цього до встановлення приладів обліку споживачам різних типів допускаються відповідні бригади електромонтерів, що мають відповідні допуски до організації робіт, пройшли навчання та мають відповідну освіту.

Основними небезпеками, що виникають в процесі проведення всіх робіт є електричний струм. Значення напруги електричного струму для споживачів в розрахунках лежить в межах 220 В та 380 В залежно від типу споживачів.

Необхідно зазначити, що для проведення робіт створюється необхідна документація з схемами підключення, переліком електричного обладнання для проведення монтажних робіт та необхідним інструментом. При цьому заборонено виконувати монтаж обладнання, що не призначене для даного споживача.

Після проведення монтажних робіт та відповідних робіт по налагоджуванню лічильників проводять їх опломбування з відповідним занесенням номеру пломби до відповідних документів споживачів та підприємства, що виконує облік електричної енергії.

Виконання монтажних робіт по встановленню приладів обліку в багатоквартирному будинку проводять в основному в під'їздах в загальних щитка, що розміщують на сходинкових клітинках. Більш складнішим є виконання підключення лічильників для приватних будинків.

Основними особливостями підключення яких є необхідність винесення лічильника на межу ділянки, для проведення контролю за обліком. Виходячи з цього

виникає проблема з особливістю підключення лічильників, адже проведення подібних робіт заборонено проводити під час мокрої погоди через небезпеку враження електричним струмом.

Іншою проблемою є необхідність підключення до вводу з повітряної лінії електропередачі, а отже є небезпека при виконанні робіт на висоті. До таких робіт допускаються особи старше 18 років, які пройшли відповідне навчання та мають відповідні посвідчення.

Все обладнання та електроінструменти, що використовується для проведення подібних робіт повинно пройти певну перевірку та мати відповідні документи про їх справність.

Ще більш небезпечним є виконання монтажних робіт для промислових споживачів. При цьому необхідною умовою є створення проектної документації та чітке визначення місць встановлення приладів обліку електричної енергії. Необхідно зауважити, що для встановлення подібних приладів обліку може знадобитись додаткове обладнання типу трансформаторів струму.

Такі типи приладів обліку встановлюють відповідно в трансформаторних підстанціях безпосередньо. А отже і доступ до них має з підприємства фактично лише його головний енергетик. Він формує відповідні звіти та надає їх до постачальної організації для виконання обліку.

В результаті недотримання вимог охорони праці при підключенні приладів обліку виникає певний перелік небезпек, до яких відносяться не лише враження струмом а і пожежі та різні травмонебезпечні ситуації.

Основною проблемою виконання обліку електричної енергії є дотримання вимог охорони праці. В результаті виникає можливість збереження людських життів та уникнення травмонебезпечних ситуацій.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА

Для проведення економічного обґрунтуванням пропонується виконати аналіз доцільності встановлення системи АСКОЕ з вищенаведеними приладами обліку для споживачів, що аналізувались в розділі 3 даної кваліфікаційної роботи.

Для проведення подальших розрахунків пропонується звести необхідне обладнання та його кількість до таблиці з вказанням вартості. Данні формуємо в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Зведені данні обладнання для організації системи АСКОЕ

Обладнання		Необхідна кількість обладнання	Вартість одиниці обладнання, тис. грн	Загальна вартість обладнання, тис. грн
Лічильник	НІК 2104	110 шт.	1,8	198
	НІК 2303L	3 шт.	3,63	10,89
Контролер	НІК КС-02-08	1 шт.	16,8	16,8
Оптична головка		1 шт.	1,7	1,7
Шафа		1 шт.	1	1
ВСЬОГО				228,39

Виходячи з отриманих даних таблиці 5.1 для проведення встановлення системи типу АСКОЕ TLC типу необхідно затратити 228390 грн для частини міста Суми, що є доволі незначним. Додатково зазначимо, що необхідно також провести закладання певної суми для проведення монтажних робіт.

Для порівняння з існуючою системою обліку електричної енергії пропонується виконати підрахунок вартості існуючої системи (таблиця 5.2). Для розрахунку вартості обираємо лічильники, що встановлено сьогодні на даних об’єктах.

Таблиця 5.2 – Вартість обладнання для існуючої системи

Обладнання		Необхідна кількість обладнання, шт.	Вартість одиниці обладнання, грн	Загальна вартість обладнання, тис. грн
Лічильники	НІК2102	110	500	55000
	НІК2301	3	1400	4200
ВСЬОГО				59200

Виходячи з отриманих даних маємо різницю, що становить 169190 грн. Зазначимо, що і на дану систему є майже такі ж затрати по монтажу електрообладнання, що дає можливість знехтувати в розрахунках ними.

При подальшому аналізу техніко-економічних показників необхідно зазначити, що при існуючій системі обліку електричної енергії для контролю показників необхідно мати в штаті підприємства певну кількість контролерів, що отримують заробітну плату.

Необхідно зазначити, що за умови застосування системи АСКОЕ виникає можливість скорочення затрат на контролерів та виникає додаткова можливість отримати якісний контроль за електричною енергією та уникнути крадіжок. Спираючись на ці факти маємо значний перелік переваг на користь використання системи АСКОЕ.

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

Проведений розрахунок електричної мережі частини міста Суми дає можливість виконати реконструкцію системи для подальшого використання та розвитку в складних умовах сьогодення.

Отримані данні дають можливість закласти показники надійності системи, що враховуються системою релейного захисту трансформаторних підстанцій. Наступним кроком є врахування особливостей розвитку та формування певної кількості споживачів частини міста, а отже за умови приросту навантаження система дозволить зменшити кількість відключень. При цьому необхідною умовою залишається оновлення обладнання, проводів та кабелів даної частини.

Основною особливістю даного проекту є врахування особливостей обліку електричної енергії від споживачів. Необхідно зазначити, що для подальшого розвитку пропонується встановлення системи АСКОЕ для обліку електричної енергії. Відповідно до цього проведено аналіз необхідної кількості приладів обліку відповідно до типу споживачів та їх кількості з подальшим визначенням необхідної кількості обладнання.

Для виконання всіх робіт по монтажу, налагодженню та перевірці виконано аналіз заходів з охорони праці, що дає можливість окреслити основні небезпечні фактори та зменшити травмонебезпечність всіх видів робіт.

Техніко-економічне обґрунтуванням показує ефективність впровадження системи АСКОЕ, що дозволить значно економити кошти в умовах сьогоднішньої нестачі кадрового потенціалу з якісним виконанням всіх робіт по організації обліку електричної енергії для різних типів споживачів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Василега П.О. Електропостачання: Навчальний посібник. – Суми: СумДУ, 2019. – 521 с.
2. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., перероблене і доповнене (станом на 21.07.2017). – Міненерговугілля України, 2017. - 617 с
3. Каталог виробів ООО «Кабельний завод Енергопром», 2017. – 100с.
4. Характеристики напруги електроживлення, постачаної розподільчими мережами загального призначення: ДСТУ EN 50160:2010 (EN 50160:2007, IDT). [Чинний з 1.07.2012]. – К.: Держстандарт України, 2012. – 39 с.
5. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням [електронне видання] / О.В. Коцар, 2017. – 44.
6. https://ekontur.by/novosti/kanaly-peredachi-dannykh/ Канали передачі даних АСКОЕ.
7. http://www.nik.net.ua/ Каталог продукції заводу ООО «НІК»
8. Марченко А.А., Труніна Г.О., Тимохіна А.О. Моделювання регулятора напруги розподільної електричної мережі. Вісник Чернігівського державного Технологічного Університету. Технічні науки. Чернігів, 2013. №2(65). С.209-215.
9. Яндульський О.С., Труніна Г.О. Підходи до оптимального керування режимами розподільних електричних мереж з розосередженою генерацією. Вісник Вінницького політехнічного Інституту. Вінниця, 2013. №6. С.62-64.
10. Яндульський О.С., Нестерко А.Б., Труніна Г.О., Тимохін О.В. Зменшення кількості спрацювань системи РПН трансформатора в електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. Вісник Вінницького політехнічного інституту. Вінниця, 2017. №5. С.69-73
11. Яндульський О.С., Нестерко А.Б., Труніна Г.О. Зменшення кількості перемикань системи РПН трансформатора в електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. Кременчук, 2017. №3(104).Частина 1. С. 33-38.
12. Global Trends in Renewable Energy Investment: Frankfurt School – UNEP Collaborating Centre. URL:

file:///C:/Users/trunina/Downloads/globaltrendsinrenewableenergyinvestment2 017.pdf (дата звернення: 15.01.2018)

13. Варецький Ю. Перенапруги коротких замикань на землю промислової мережі середньої напруги / Юрій Варецький. // Національний університет "Львівська політехніка". – 2019. – С. 6.

14. Димитріадіс П. Вплив перенапруги на споживання енергії: дис. техн. наук / Димитріадіс Панайотис – Лондонський університет Брунеля Великобританія, 2015. – 242 с.

15. Шеллекенс Г. Чи корисний захист від перенапруг у розподільчих обладнання середньої напруги? / Г. Шеллекенс, Ж. Біасс, Д. Фулчірон. // 6-а міжнародна конференція з розподілу електроенергі. – 2014. – С. 8

16. Office of Electricity Delivery and Energy reliability by the National Energy Technology Laboratory. Provides power quality for the digital economty. [Electronic resource] / Available at: http://www.netldoe.gov/research/energyefficiency/energy-delivery/smart-grid.

17. Стогній Б. С. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення [Текст] / Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, С. П. Денисюк // Технічна електродинаміка. – 2010. – № 6. – С. 44–50.

18. Коновал В. С. Дослідження впливу вітрової електростанції на режимі роботи електричної мережі / В. С. Коновал, А. Ю. Кучинський, О. І. Горак. – С .64-69.

19. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. [Текст] / Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. // Технічна електродинаміка. – 2011. – №1. – С. 46–51.

20. Marco A. Rodriguez-Guerrero, Rene Carranza-Lopez-Padilla, Renede J. Romero-Troncoso. A novel methodology for modeling waveforms for power quality disturbance analysis/Original research article Electric Power Systems ResearchVolume 143 Pages 14-24 February 2017.

21. Пантєлєєва І.В. Особливості регулювання електродвигунів пристроями силової перетворювальної техніки промислового електроприводу/ І.В. Пантєлєєва, Ю.С. Олійник // Комунальне господарство міст. – Х.: 2013 – Вип. 109. С. 89-95.

22. Шматько Н.М. Формування механізму стратегічного управління потенціалом підприємства / Н.М. Шматько, М.С. Пантелєєв // Вісник економіки транспорту і промисловості.- 2013.-№41.-С.209-215

23. Возняк О. М. Дослідження графоаналітичного методу визначення стандартних W- параметрів чотириполюсника / О. М. Возняк, А. А. Видмиш, А. А. Штуць. // Техніка, енергетика, транспорт АПК. – 2019. – С. 67–78

24. Денисюк С. П. Технологічні орієнтири реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичних системах/С.П/ Денисюк//Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 1. – С. 7–20. www.oe.energy.gov/Smart Grid.htm

25. Денисюк С. П. Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій/С. П. Денисюк, Д. С. Горенко.//Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – №2. – С. 25–33.

26. Building the firmware - NodeMCU Documentation. URL: https://nodemcu.readthedocs.io/en/dev/en/build/ (дата звернення 10.10.2021 р.).

27. Диспетчерська інформація УкрЕнерго. URL: https://ua.energy/diyalnist/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/ (дата звернення 14.06.2021 р.)

28. Луцків А.М., Волощук А.В., Мельник Ю.Р. Принципи організації розумних електричних мереж. Матеріали X міжнародної науково - технічної конференції молодих учених і студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (24-25 листопада 2021 р.) Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя. Тернопіль: ТНТУ. 2021. С. 104.

29. Микитишин А.Г., Митник М.М., Стухляк П.Д. Телекомунікаційні системи та мережі. Тернопіль: Вид-во ТНТУ імені Івана Пулюя, 2016. 384 с.

30. Bazyuk T., Blinov I., Butkevich O., Denysiuk S. et al. Intelligent Power Networks: Elements and Modes / By ed. acad. NAS of Ukraine O. Kyrylenko. – K.: IED of NAS of Ukraine, 2016. – 400 p.

31. Denysiuk S. Energy transition – requirements for quality changes in energy sector development // Power engineering: economics, technique, ecology. – 2019. – № 1. – p. 7–28.