

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО
Факультет енергетики і комп'ютерних технологій

«На правах рукопису»
УДК 621.3

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри електроенергетики
та електротехнологій
к.т.н., доц.  Юлія Постол
« 12 » 06 2025 року

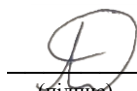
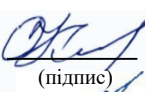
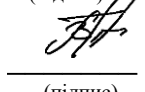
Пояснювальна записка

до кваліфікаційного проєкту
здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

на тему: «Реконструкція електропостачання південно-східної частини
Вільнянського району Запорізької області»

21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ

Виконав: студент 4 курсу, 21С (МС) групи
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка
Освітня програма : Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка

	 (підпис)	М. І. Лопацький
Керівник, к.т.н, доцент	 (підпис)	О. І. Коваленко
Консультант, к.е.н., доцент	 (підпис)	С. Р. Плотніченко
Консультант, к.т.н., доцент	 (підпис)	М. В. Зоря
Нормоконтролер, к.т.н., доц.	 (підпис)	В. Б. Гулевський
Рецензент	 (підпис)	В. С. Маришкін

Запоріжжя, 2025 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ТАВРІЙСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ АГРОТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ДМИТРА МОТОРНОГО

Факультет енергетики і комп'ютерних технологій
Кафедра електроенергетики і електротехнологій
Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)
Спеціальність: 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
електроенергетики і електротехнологій
к.т.н., доц.  Юлія Постол
« 27 » грудня 2024 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНИЙ ПРОЄКТ

Лопацькому Миколі Ігоровичу

1. Тема проєкту: «Реконструкція електропостачання південно-східної частини Вільнянського району Запорізької області»

керівник проєкту: Коваленко О. І., к.т.н., доцент.

затверджені наказом ректора університету від 30 вересня 2024 року № 451-С.

2. Строк подання здобувачем роботи: 10 червня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи: статистичні дані району електропостачання, технічне завдання на кваліфікаційну роботу, матеріали виробничих та переддипломних практик, нормативні документи, технічна література, електронні ресурси та ін.

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

1. Аналіз стану електропостачання частини району.

2. Розрахунок електричної мережі району електропостачання.

3. Вибір електрообладнання напругою 10 кВ.

4. Релейний захист повітряних ліній напругою 10 кВ.

5. Охорона праці.

6. Техніко-економічні розрахунки проєкту.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслеників):

1. Мережі електричні району напругою 35 та 10 кВ. Схема електрична розташування.
2. Підстанція 35/10 кВ «Михайло-Лукашево». Кола первинної комутації. Схема електрична принципова.
3. Захист релейний повітряної лінії 10 кВ. Схема електрична принципова.
4. Захист релейний повітряної лінії 10 кВ. Схема електрична підмикання.
5. Підстанції 35/10 кВ «Михайло-Лукашево». Пристрій заземлення. Кресленик загального виду.
6. Показники техніко-економічні. Таблиця.

6. Консультанти розділів (підрозділів) проєкту

Розділ (підрозділ)	П.І.Б., посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
5	Зоря М. В., к.т.н., доцент	27.12.24	27.12.24
6	Плотніченко С.Р., к.е.н., доцент	27.12.24	27.12.24

7. Дата видачі завдання: 27 грудня 2024 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Назва етапів кваліфікаційного проєкту	Строк виконання етапів проєкту	Примітка
1. Аналіз стану електропостачання частини району.	24.01.2025 р.	
2. Розрахунок електричної мережі району електропостачання.	24.02.2025 р.	
3. Вибір електрообладнання напругою 10 кВ.	15.03.2025 р.	
4. Релейний захист повітряних ліній напругою 10 кВ.	10.04.2025 р.	
5. Охорона праці.	25.04.2025 р.	
6. Техніко-економічні розрахунки проєкту.	05.06.2025 р.	
7. Підпис керівником проєкту.	11.06.2025 р.	
8. Підпис завідувачем кафедри.	12.06.2025 р.	

Здобувач вищої освіти

Керівник роботи, к.т.н., доцент

(підпис)

(підпис)

М. І. Лопаський

О. І. Коваленко

№ рядка	Формат	Позначення	Найменування	Кільк. арк.	№ примір.	Примітка
1	A4	21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Реконструкція електропостачання			
2			південно-східної частини			
3			Вільнянського району			
4			Запорізької області.			
5	A1	21ЕЕД.10950128.06.25.110000Э7	Мережі електричні району			
6			напругою 35 та 10 кВ.			
7			Схема електрична			
8			розташунок.	1	–	
9	A1	21ЕЕД.10950128.06.25.210000Э3	Підстанція 35/10 кВ			
10			«Михайло-Лукашево». Кола			
11			первинної комутації.			
12			Схема електрична			
13			принципова.	1	–	
14	A1	21ЕЕД.10950128.06.25.410000Э3	Релейний захист повітряної			
15			лінії 10 кВ. Схема			
16			електрична принципова.	1	–	
17	A1	21ЕЕД.10950128.06.25.420000Э5	Релейний захист повітряної			
18			лінії 10 кВ. Схема			
19			електрична підмикання.	1	–	
20	A1	21ЕЕД.10950128.06.25.510000ВО	Підстанції 35/10 кВ			
21			«Михайло-Лукашево».			
22			Пристрій заземлення.			
23			Кресленик загального виду.	1	–	
24	A1	21ЕЕД.10950128.06.25.610000ТБ	Показники техніко-			
25			економічні. Таблиця.	1	–	
Зм.	Арк	№ докум.	Підп	Дата	21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	
Розроб.		Лопатський М.І.				
Перев.		Коваленко О.І.			Відомість технічного проєкту	
Н.контр.		Гулевський В.				
Затв.		Постол Ю.О.				
					Літ.	
					Аркуш	Аркушів
					1	2
					ТДАТУ, 2025	

РЕФЕРАТ

Лопацький М. І. Реконструкція електропостачання південно-східної частини Вільнянського району Запорізької області : кваліфікаційний проєкт. Запоріжжя : ТДАТУ, 2025. 92 с.

Обсяг кваліфікаційного проєкту складає 92 аркушів, кількість рисунків – 20, кількість таблиць – 28.

Кваліфікаційний проєкт присвячений розробці технічного рішення з реконструкції системи електропостачання південно-східної частини Вільнянського району Запорізької області.

Досліджено географо-економічний стан району та виконано аналіз схеми району електропостачання,

Детальний розрахунок електричної мережі району електропостачання дав нам змогу вибрати електрообладнання напругою 10 кВ.

Особливу увагу приділено релейному захисту повітряних ліній, як автоматизованій системі та зокрема пристрою релейного захисту УЗА-АТ.

У окремому розділі кваліфікаційного проєкту розкрито питання охорони праці з деталізацією пристрою заземлення підстанції.

На основі зібраних даних здійснено техніко-економічне обґрунтування варіантів реконструкції.

У результаті реалізації запропонованих заходів очікується підвищення надійності електропостачання, зниження експлуатаційних витрат, поліпшення якості електроенергії, а також створення передумов для подальшого розвитку інфраструктури району.

Ключові слова : ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, РЕКОНСТРУКЦІЯ, ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, ВІЛЬНЯНСЬКИЙ РАЙОН, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, МОДЕРНІЗАЦІЯ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						5
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
1 АНАЛІЗ СТАНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЧАСТИНИ РАЙОНУ.....	10
1.1 Географо-економічний опис району електропостачання.....	10
1.2 Аналіз схеми електропостачання району	11
1.3 Постановка задач проєкту.....	13
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	14
2.1 Розрахунок навантажень споживчих підстанцій 10/0,4 кВ.....	14
2.2 Розрахунок електричних навантажень мережі 10 кВ.....	17
2.3 Вибір потужності силових трансформаторів підстанції.....	21
2.4 Визначення допустимої втрати напруги в мережі.....	24
2.5 Вибір перерізу проводів повітряних ліній напругою 10 кВ.....	27
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання мережі	31
2.6.1 Вибір розрахункових точок мережі.....	31
2.6.2 Схема заміщення мережі та визначення параметрів схеми..	33
2.6.3 Визначення струмів короткого замикання мережі.....	38
2.6.4 Визначення струмів навантаження мережі.....	40
3 ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ НАПРУГОЮ 10 кВ.....	43
3.1 Вибір комутаційних апаратів.....	46
3.2 Вибір трансформаторів струму.....	49
3.3 Вибір трансформаторів напруги.....	52
3.4 Вибір трансформаторів власних потреб підстанції.....	53
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 10 кВ.....	56
4.1 Стан питання.....	56
4.2 Пристрій релейного захисту УЗА-АТ.....	57

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

4.2.1 Характеристика пристрою.....	57
4.2.2 Принцип дії пристрою.....	59
4.3 Максимальний струмовий захист повітряних ліній 10 кВ.....	62
4.4 Струмова відсічка ліній.....	66
5 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	69
5.1 Аналіз нормативно-правової бази з охорони праці	69
5.2 Аналіз ризиків при експлуатації електричних мереж району.....	70
5.3 Розробка інструкції з ліквідації технологічних порушень в мережі підстанції «Михайло-Лукашево».....	72
5.4 Розрахунок пристрою заземлення підстанції	73
6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПРОЕКТУ.....	81
ВИСНОВКИ.....	90
СПИСОК ВИКОСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	91

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

Розвиток економіки та інфраструктури будь-якого регіону значною мірою залежить від надійності та ефективності системи електропостачання. У сучасних умовах, коли енергоресурси мають стратегічне значення, реструктуризація системи електропостачання є одним із ключових завдань для забезпечення сталого розвитку регіону.

Південно-східна частина Вільнянського району Запорізької області є одним із найважливіших сільськогосподарських і промислових регіонів, які потребують стабільного та якісного енергопостачання.

Наявна інфраструктура мереж електропостачання регіону характеризується високим ступенем зношеності, частими аваріями і значними втратами електроенергії, що негативно позначається на якості життя населення. Ситуація є дуже складною із введенням воєнного стану, який вплинув на фінансові, технічні та організаційні можливості для реконструкції.

Існує кілька важливих причин для реконструкції мережі електропостачання у регіоні. По-перше, старіння мережі та обладнання, більшість з яких експлуатуються вже понад 30 років. Така ситуація призвела до частих аварій, значних втрат енергії та нестабільності електропостачання. Крім того, економічна діяльність у регіоні розширюється, що збільшує потребу в електроенергії. Сільськогосподарські підприємства, промислові об'єкти та житловий сектор вимагають збільшення потужності та якості електромережі. Нездатність задовольнити ці потреби може призвести до застою в розвитку і соціального невдоволення.

Воєнний стан накладає безліч обмежень на економіку, але й відкриває певні перспективи. Уряд і міжнародні партнери приділяють велику увагу відновленню інфраструктури, зокрема енергетичної системи. Гранти, позики та технічна допомога дали змогу реалізувати масштабні проекти в складних умовах. Використання сучасних технологій, таких як «розумні мережі», дає

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

змогу скоротити втрати енергії, поліпшити моніторинг енергосистеми та забезпечити гнучкість управління мережами.

Локалізація виробництва обладнання в Україні також допомогла знизити вартість проекту і зменшити залежність від зовнішніх поставок. Основна проблема полягає у фінансових обмеженнях. Державні кошти часто використовуються на оборону, тому важливо залучати альтернативні джерела фінансування, такі як міжнародні інвестиції та гранти. Логістичні труднощі, спричинені воєнними діями, можна розв'язати шляхом створення місцевих складів або налагодження партнерських відносин із місцевими постачальниками.

Особливу увагу слід приділити безпеці праці. Відновлення під загрозою можливих військових дій вимагає чіткої координації з військовою владою та дотримання правил техніки безпеки.

Відновлення електропостачання південно-східної частини Вільнянського району Запорізької області - це не тільки технічне, а й стратегічне завдання. Незважаючи на труднощі, пов'язані з воєнним станом, існує реальна можливість реалізувати цю ініціативу. Об'єднання зусиль національних, міжнародних партнерів і місцевого населення не тільки забезпечить безпеку енергопостачання, а й закладе основу для подальшого розвитку регіону.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 АНАЛІЗ СТАНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЧАСТИНИ РАЙОНУ

1.1 Географо-економічний опис району електропостачання

Вільнянський район розташований у північній частині Запорізькій області, утворений у 1924 році. Районний центр: місто Вільнянськ. Населення становить 47 тис. осіб (2017 р.). Площа району 1280 км².

Вільнянський район межує з Новомиkolaївським, Оріхівським та Запорізьким районами Запорізької області, а також з Синельєиківським районом Дніпропетровської області.

Поверхня району – це хвиляста рівнина за своєю природою. У межах сіл Микільського, Уральського, Петро-Михайлівки, Кам'яного, Купріянівки можна спостерігати балки та неглибокі яри. Вони розривають рівнинний ландшафт, місцями формуючи хвилі різного спрямування. Більшість балок спрямовані до басейну річки Дніпро; колись, до замулювання, вони були його притоками.

Клімат Вільнянщини демонструє помірно-континентальну специфіку. За рік випадає в середньому від 400 до 500 мм атмосферних опадів. Вологість повітря різна: в літню пору сягає 41%, а взимку – коливається від 60 до 90%. Зрідка спостерігаються суховії. Середня температура за рік + 9,3 °С, з найбільшим показником + 40,1 °С та найнижчим - 33,4 °С. Влітку, у середньому, +21 °С, максимально + 40,1 °С (липень). Взимку середня температура – -2,6 °С, мінімальна – - 33,4 °С (січень).

Серед корисних копалин, які притаманні місцевості району, варто виокремити граніт, що знаходиться поблизу села Кам'яне, буре вугілля (розташоване на межі з Оріхівським районом поблизу села Купріянівка) та каолінову глину, яку видобувають недалеко від сіл Тернівка та Біляївка. Також наявні гнейси і піски для кар'єрів біля села Купріянівка, а ще гончарні глини та вапняки.

Особливо цінними є родовища граніту, який добуває промислове підприємство ВАТ «Янцівський гранітний кар'єр».

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

На півночі району, де територія розташована, переважає типовий чорнозем. Вміст гумусу тут сягає 2,5-3%. У південному напрямку цей ґрунт змінюється на темно-каштановий. Родючі землі – це реальне надбання Вільнянського краю.

Серед зональних різновидів ґрунтів домінують чорноземи звичайні, які вкривають 75,0 % території району. У зниженнях рельєфу, на дні та схилах балок, трапляються лугово-чорноземні ґрунти. Загальна площа земель, придатних для зрошення, нараховує 20,5 тис. гектарів.

Рослинність, переважно, степова, трависта. Світ тварин – типовий для степу: гризуни, різноманітні птахи.

Ліси займають 5,9 тис. га, розорані землі - 93,4 тис. га (75,0 %).

Район електропостачання, що живиться від підстанції «Михайло-Лукашево», охоплює наступні населені пункти : с. Нововасильківське, с. Михайло-Лукашево, с. Новомихайлівське, с. Задорожне, с. Микільське та с. Білаші.

1.2 Аналіз схеми електропостачання району

У сільськогосподарському секторі району електрифіковані усі підприємства з виробничо-господарською діяльністю, забезпечені електроенергією побутові споживачі. На сільськогосподарських підприємствах району зростає тенденція створення цехів переробки власної продукції – це викликає необхідність збільшення потужності ряду споживчих ТП 10/0,4 кВ.

Електропостачання південно-східної частини Вільнянського району, що розглядається в проекті, здійснюється від підстанції 35/10 кВ «Михайло-Лукашево» (аркуш графічної частини 21ЕЕД.10950128.06.25.110000Э7), яка розташована поряд із однойменним населеним пунктом. Від цієї підстанції лініями 10 кВ отримують живлення споживачі трансформаторні підстанції 10/0,4 кВ. Підстанція «Михайло-Лукашево» фідерами № 161, 162, 165 та 166 живить електроенергією наступні населені пункти: с. Нововасильківське, с. Михайло-Лукашево, с. Новомихайлівське, с. Задорожне, с. Микільське та с. Білаші.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Живлення ТП 35/10 кВ «Михайло-Лукашево» здійснюється повітряною лінією напругою 35 кВ №328 від підстанції 35/10 кВ «Райська». Передбачено резервне живлення лінією 35 кВ №328 від підстанції «Шевченківська».

Комплектна трансформаторна підстанція «Михайло-Лукашево» складається з ВРП 35 кВ, двох силових трансформаторів потужністю 2500 та 4000 кВА, КРП 10 кВ у вигляді сталевих шаф для зовнішньої установки.

ВРП 35 кВ укомплектований з готових до монтажу блоків апаратури 35 кВ із відповідними металоконструкціями і блокуванням. Апаратуру і прилади вторинних кіл ВРП 35 кВ розміщені у спеціальних релейних шафах типу РШ.

РП 10 кВ для КТП 35/10 кВ складається з сімнадцяти шаф типу КРНШ-10: дві шафи вводу, десять шаф ліній 10 кВ, що відходять (три резервні) із вимикачами типу ВВУ-10 та роз'єднувачами ОПН-10, дві шафи з трансформаторами власних потреб типу ТМ-25/10 напругою 10/0,4 кВ, дві шафи з трансформаторами напруги типу НАМИ-10, шафа секційного вимикача.

На стороні 10 кВ встановлені трансформатори струму ТПЛ-10 (300/5, 150/5, 100/5). Від перенапруги обладнання підстанції захищене розрядниками ОПН-35 та ОПН-10.

Співвідношення між споживачами за характером навантаження:

- виробниче навантаження – 32%;
- побутове навантаження – 68%.

До існуючих недоліків електропостачання частини Вільнянського району, що розглядається в проєкті, варто віднести наступне:

- трансформатори на ряді ТП 10/0,4 кВ працюють із перевантаженням (особливо в зимовий період);
- обладнання мереж 10 кВ району морально та фізично застаріло; в шафах ПЛ 10 кВ встановлені застарілі вакуумні вимикачі серії ВВУ-35;
- часті випадки відключень мереж району внаслідок хибного спрацювання релейного захисту ліній 10 кВ;
- втрата напруги в мережі підстанції перевищує встановлені норми.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.3 Постановка задач проекту

Наведені вище недоліки системи електропостачання району призводить до зниження якості електроенергії у споживачів, до збільшення кількості і тривалості перерв в електропостачанні, що в свою чергу веде до простою виробничого обладнання, порушення ряду технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, псуванню продукції та до незручностей побутових споживачів. Для підвищення надійності системи електропостачання споживачів південно-східної частини Вільнянського району необхідно провести реконструкцію системи електропостачання, приділити увагу питанням заміни застарілого обладнання в мережі 10 кВ та розробки релейного захисту ліній 10 кВ із використанням сучасних пристроїв захисту.

Для усунення вказаних недоліків електропостачання від підстанції необхідно виконати наступне:

- 1) розрахувати навантаження споживчих підстанцій 10/0,4 кВ;
- 2) розрахувати навантаження мережі 10 кВ та підстанції 35/10 кВ;
- 3) виконати перевірочний розрахунок потужності силових трансформаторів напругою 35/10 кВ;
- 4) виконати вибір перерізу проводів ПЛ 10 кВ та перевірити їх на втрату напруги;
- 5) замінити морально застаріле обладнання в мережі 10 кВ;
- 6) спроектувати релейний захист ПЛ 10 кВ;
- 7) розробити схеми релейного захисту;
- 8) розглянути заходи із охорони праці;
- 9) виконати техніко-економічні розрахунки для підтвердження доцільності прийнятих технічних рішень.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1 Розрахунок навантажень споживчих підстанцій 10/0,4 кВ

Розрахунок пікового навантаження дня та вечора ($P_{p.d.}, P_{p.e.}$) здійснюється з врахуванням коефіцієнтів участі в цих піках, що визначають, яка частина потужності задіяна у денному або вечірньому піку (κ_d і κ_e) [1-4].

Для виробничих споживачів – $\kappa_d = 1$ і $\kappa_e = 0,6$. Для побутових $\kappa_d = 0,3 \dots 0,4$, $\kappa_e = 1,0$ [3, 4].

Для визначення розрахункового навантаження, що необхідне при виборі потужності трансформаторів на підстанції, обираємо найбільше значення з розрахункового навантаження денного часу або вечірнього.

Розрахункову активну потужність у пікові години доби – денний та вечірній максимуми навантажень – визначають з використанням наступних формул:

$$P_{p.d.} = S_H \cdot \kappa_3 \cdot \kappa_p \cdot \kappa_d \cdot \cos \varphi_d, \quad (2.1)$$

$$P_{p.e.} = S_H \cdot \kappa_3 \cdot \kappa_p \cdot \kappa_e \cdot \cos \varphi_e, \quad (2.2)$$

де $P_{p.d.}$ – активна розрахункова потужність денного максимуму, кВт;

$P_{p.e.}$ – активна розрахункова потужність вечірнього максимуму, кВт;

S_H – номінальна потужність підстанції 10/0,4 кВ, кВА;

κ_3 – коефіцієнт навантаження;

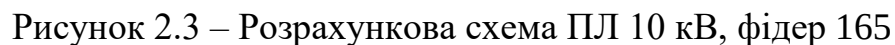
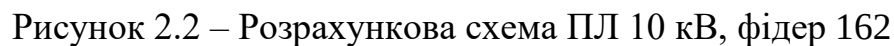
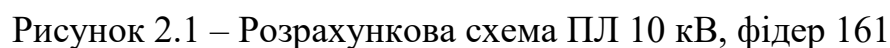
κ_d, κ_e – коефіцієнт участі навантаження, відповідно, в денному і вечірньому максимумі;

κ_p – коефіцієнт зростання навантаження;

$\cos \varphi_d, \cos \varphi_e$ – денний і вечірній коефіцієнти потужності.

Для зручності розрахунку викреслюємо електричні схеми мережі (рисунки 2.1- 2.4) і виконуємо розрахунок навантаження споживчих ТП. Результати розрахунків наводимо в таблиці 2.1.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

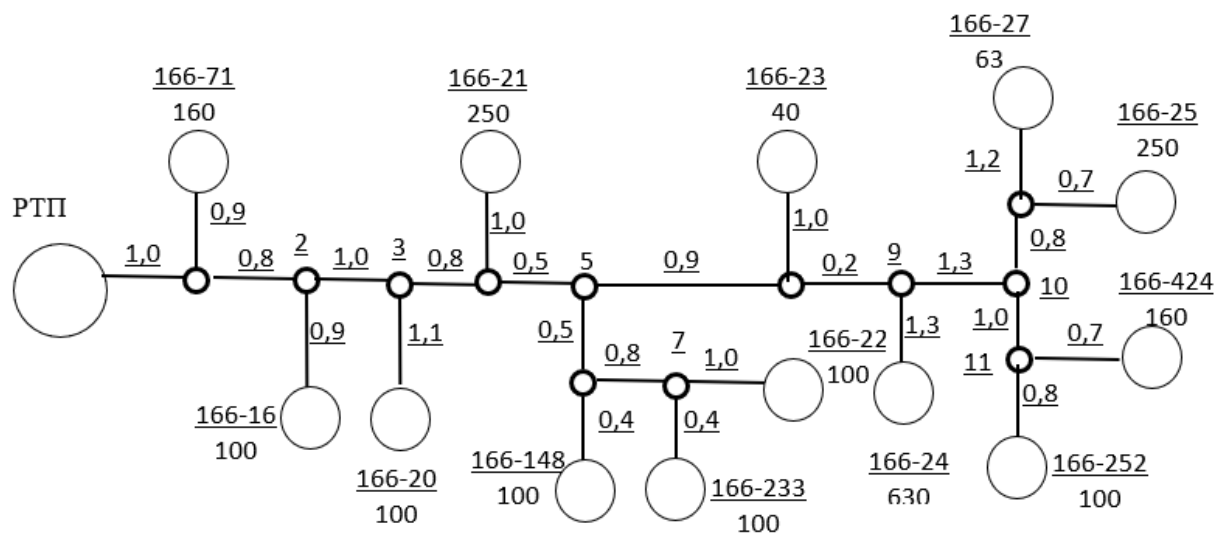


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема ПЛ 10 кВ, фідер 166

Таблиця 2.1 – Розрахунок навантажень споживчих ТП 10/0,4 кВ

№ ТП 10/0,4	Характер навантаження	S_H , кВА	$\cos \varphi_d$	$\cos \varphi_s$	K_3	K_p	K_d	K_e	$P_{p.d.}$, кВт	$P_{p.e.}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Фідер - 161										
338	побутове	160	0,9	0,93	0,6	1,3	0,4	1,0	44,9	116,1
269	побутове	160	0,9	0,93	0,7	1,3	0,4	1,0	52,4	135,4
271	побутове	100	0,9	0,93	0,9	1,3	0,4	1,0	42,1	108,8
256	побутове	250	0,9	0,93	0,5	1,3	0,4	1,0	58,5	151,1
272	побутове	100	0,9	0,93	0,6	1,3	0,4	1,0	28,1	72,5
270	виробниче	250	0,7	0,75	0,5	1,3	1,0	0,6	113,8	73,1
274	побутове	160	0,9	0,93	0,4	1,3	0,4	1,0	30,0	77,4
268	побутове	160	0,9	0,93	0,9	1,3	0,4	1,0	67,4	174,1
267	виробниче	100	0,7	0,75	0,6	1,3	1,0	0,6	54,6	35,1
275	побутове	100	0,9	0,93	0,4	1,3	0,4	1,0	18,7	48,4
297	побутове	40	0,9	0,93	0,9	1,3	0,4	1,0	16,8	43,5
273	виробниче	160	0,7	0,75	0,6	1,3	1,0	0,6	87,4	56,2
447	побутове	100	0,9	0,93	0,4	1,3	0,4	1,0	18,7	48,4
311	побутове	100	0,9	0,93	0,9	1,3	0,4	1,0	42,1	108,8
310	побутове	63	0,9	0,75	0,6	1,3	1,0	0,6	44,2	22,1
Фідер - 162										
37	виробниче	160	0,7	0,73	0,8	1,3	1,0	0,6	116,5	72,9
38	виробниче	100	0,7	0,73	0,7	1,3	1,0	0,6	63,7	39,9
99	виробниче	400	0,7	0,73	0,6	1,3	1,0	0,6	218,4	136,7

Продовження таблиці 2.1

Фідер - 165										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	побутове	80	0,9	0,93	0,8	1,3	0,4	1,0	30,0	77,4
7	побутове	100	0,9	0,93	0,5	1,3	0,4	1,0	23,4	60,5
10	побутове	63	0,9	0,93	0,7	1,3	0,4	1,0	20,6	53,3
Фідер - 166										
71	побутове	160	0,9	0,93	0,9	1,3	0,4	1,0	67,4	174,1
16	побутове	100	0,9	0,93	0,4	1,3	0,4	1,0	18,7	48,4
20	побутове	100	0,9	0,93	0,9	1,3	0,4	1,0	42,1	108,8
21	побутове	250	0,9	0,93	0,6	1,3	0,4	1,0	70,2	181,4
148	побутове	100	0,9	0,93	0,7	1,3	0,4	1,0	32,8	84,6
233	побутове	100	0,9	0,93	0,9	1,3	0,4	1,0	42,1	108,8
22	побутове	100	0,9	0,93	0,5	1,3	0,4	1,0	23,4	60,5
23	побутове	40	0,9	0,93	0,6	1,3	0,4	1,0	11,2	29,0
24	виробниче	630	0,7	0,75	0,5	1,3	1,0	0,6	286,7	184,3
25	побутове	250	0,9	0,93	0,4	1,3	0,4	1,0	46,8	120,9
27	побутове	63	0,9	0,93	0,9	1,3	0,4	1,0	26,5	68,6
424	виробниче	160	0,7	0,75	0,6	1,3	1	0,6	87,4	56,2
252	виробниче	100	0,7	0,75	0,6	1,3	1	0,6	54,6	35,1

2.2 Розрахунок електричних навантажень мережі 10 кВ

Розрахункові навантаження на ділянках повітряних ліній 10 кВ визначаються сумарним споживанням навантажень підстанцій 10/0,4 кВ. Розрахунки виконуються на основі однолінійних схем ліній, включаючи як наявні, так і ті, що плануються до встановлення підстанції. (рисунки 2.1-2.4).

Визначення навантаження на кожній ділянці лінії 10 кВ, враховуючи їхню неоднорідність та невідповідність, здійснюється методом додавання із використанням надбавок. Інакше кажучи, до більшого значення навантаження додається надбавка, що відповідає меншому значенню навантаження [2-5]:

$$P_p = P_{\max} + \Delta P_{\min}, \quad (2.3)$$

де $P_{\max}$ – більше із навантажень, кВт;

$\Delta P_{\min}$ – надбавка відповідного меншого навантаження, кВт.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Середньозважений коефіцієнт потужності на окремих ділянках лінії з різним навантаженням обчислюємо за формулою:

$$\cos \varphi = \frac{\sum P_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum P_i}, \quad (2.4)$$

де P_i – розрахункове навантаження i -го споживача, кВт;

$\cos\varphi_i$ – коефіцієнт потужності i -го споживача.

Повну розрахункову потужність визначаємо за формулою:

$$S_p = \frac{P_p}{\cos \varphi}, \quad (2.5)$$

Для демонстрації здійснимо обчислення навантаження у мережі 10 кВ для фідеру 161 на відрізок 14-12. (рисунок 2.1).

Фідер 161, ділянка повітряної лінії 14-12.

$$P_{\text{pd}} = 114 + 20,4 = 134,4 \text{ кВт.} \quad P_{\text{pb}} = 73,1 + 57,5 = 130,6 \text{ кВт.}$$

$$S_{\text{pd}} = \frac{134,4}{0,7} = 192 \text{ кВА.} \quad S_{\text{pb}} = \frac{130,6}{0,75} = 174,1 \text{ кВА.}$$

Розрахунок навантажень на інших відгалуженнях ПЛ 10 кВ проводимо аналогічно. Підсумки обчислень зібрано в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахунок навантаження на ділянках мережі 10 кВ

Ділянка	Максимальне навантаження		Мінімальне навантаження		$\Delta P_{д.}$ кВт	$\Delta P_{в.}$ кВт	Розрахункове навантаження		$\cos \varphi_{д}$	$\cos \varphi_{в}$	$S_{р.д.}$ кВА	$S_{р.в.}$ кВА
	$P_{д.}$ кВт	$P_{в.}$ кВт	$P_{д.}$ кВт	$P_{в.}$ кВт			$P_{р.д.}$ кВт	$P_{р.в.}$ кВт				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ф-161												
ТП270-14	114	73,1					114	73,1	0,7	0,75	163	97,5
ТП274-14	30	77,4					30	77,4	0,9	0,93	33,3	83,2

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						18
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
14-12	114	73,1	30	77,4	20,4	57,5	134	131	0,7	0,75	192	174
ТП272-13	28,1	72,5					28,1	72,5	0,9	0,93	31,2	77,9
ТП256-13	58,5	151					58,5	151	0,9	0,93	65	163
13-12	58,5	151	28,1	72,5	18	53,5	76,5	205	0,9	0,93	85	220
12-11	134	205	76,5	131	57	98	191	303	0,9	0,93	212	326
ТП271-11	42,1	109					42,1	109	0,9	0,93	46,7	117
11-10	191	303	42,1	109	30	81	221	384	0,9	0,93	246	413
ТП269-10	52,4	135					52,4	135	0,9	0,93	58,2	146
10-8	221	384	52,4	135	39	102	260	486	0,9	0,93	289	523
ТП268-9	67,4	174					67,4	174	0,9	0,93	74,8	187
ТП267-9	54,6	35,1					54,6	35,1	0,7	0,75	78	46,8
9-8	67,4	174	54,6	35,1	36,2	24,4	104	198	0,9	0,93	116	213
8-7	260	486	104	198	77	154	337	640	0,7	0,75	481	853
ТП338-7	44,9	116					44,9	116	0,9	0,93	49,8	125
7-1	337	640	44,9	116	32,4	86	369	726	0,9	0,93	410	781
ТП273-6	87,4	56,2					87,4	56,2	0,7	0,75	125	74,9
ТП447-6	18,7	48,4					18,7	48,4	0,9	0,93	20,7	52
6-5	87,4	56,2	18,7	48,4	12	35	99,4	91,2	0,7	0,75	142	122
ТП311-5	42,1	109					42,1	109	0,9	0,93	46,7	117
5-4	99,4	109	42,1	91,2	30,2	68	130	177	0,9	0,93	144	190
ТП310-4	44,2	22,1					44,2	22,1	0,7	0,75	63,1	29,5
4-2	130	177	44,2	22,1	31,8	14,5	161	209	0,7	0,75	231	278
ТП297-3	16,8	43,5					16,8	43,5	0,9	0,93	18,6	46,8
ТП275-3	18,7	48,4					18,7	48,4	0,9	0,93	20,7	52
3-2	18,7	48,4	16,8	43,5	10,5	31	29,2	79,4	0,9	0,93	32,4	85,4
2-1	161	209	29,2	79,4	20	59	181	268	0,9	0,93	201	288
1-РТП	369	726	181	268	140	211	509	937	0,9	0,93	566	1008
Φ-162												
ТП99-2	218,4	136,7					218,4	136,7	0,7	0,73	312,0	187,2
ТП38-2	63,7	39,9					63,7	39,9	0,7	0,73	91,0	54,6
2-1	218	137	63,7	39,9	45,4	26,5	264	163,2	0,7	0,73	376,9	223,5
ТП37-1	117	72,9					117	72,9	0,7	0,73	167,1	100,0
1-РТП	264	163	116,5	72,9	85,8	49,8	350	213	0,7	0,73	499,4	291,7
Φ-165												
ТП10-2	20,6	53,3					20,6	53,3	0,9	0,93	22,9	57,3
ТП7-2	23,4	60,5					23,4	60,5	0,9	0,93	26,0	65,0

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2-1	23,4	60,5	20,6	53,3	13,4	39,2	36,8	99,7	0,9	0,93	40,9	107,2
ТП8-1	30	77,4					30	77,4	0,9	0,93	33,3	83,2
1-РТП	36,8	99,7	30,0	77,4	20,4	55,9	57,2	156	0,9	0,93	63,6	167,3
Φ-166												
ТП27-12	26,5	68,6					26,5	68,6	0,9	0,93	29,4	73,7
ТП25-12	46,8	121					46,8	121	0,9	0,93	52	130
12-10	46,8	121	26,5	68,8	17,5	51,2	64,3	172	0,9	0,93	71,4	185
ТП424-11	87,4	56,2					87,4	56,2	0,7	0,75	125	74,9
ТП252-11	54,6	35,1					54,6	35,1	0,7	0,75	78	46,8
11-10	87,4	56,2	54,6	35,1	36,2	24,4	124	81	0,7	0,75	177	108
10-9	124	172	64,3	81	50	60	174	232	0,9	0,93	193	250
ТП24-9	287	184					287	184	0,7	0,75	410	245
9-8	287	232	174	184	135	143	422	375	0,7	0,75	603	500
ТП23-8	11,2	29					11,2	29	0,9	0,93	12,4	31,2
8-5	422	375	11,2	29	7	20	429	395	0,7	0,75	613	527
ТП22-7	23,4	60,5					23,4	60,5	0,9	0,93	26	65,1
ТП233-7	42,1	109					42,1	109	0,9	0,93	46,7	117
7-6	42,1	109	23,4	60,5	15	48	57,1	157	0,9	0,93	63,4	169
ТП148-6	32,8	84,6					32,8	84,6	0,9	0,93	36,4	91
6-5	57,1	157	32,8	84,6	22,4	63,5	80	221	0,9	0,93	90	238
5-4	429	395	80	221	60	171	489	616	0,9	0,93	543	662
ТП21-4	70,2	181					70,2	181	0,9	0,93	78	195
4-3	489	616	70,2	181	52	140	541	756	0,9	0,93	601	813
ТП20-3	42,1	109					42,1	109	0,9	0,93	46,7	117
3-2	541	756	42,1	109	30	81	571	837	0,9	0,93	634	900
ТП16-2	18,7	48,4					18,7	48,4	0,9	0,93	20,7	52
2-1	571	837	18,7	48,4	12	35	583	872	0,9	0,93	648	938
ТП71-1	67,4	174					67,4	174	0,9	0,93	74,8	187
1-РТП	583	872	67,4	174	51	134	634	1006	0,9	0,93	704	1082

Розрахункові навантаження (таблиця 2.2) будуть застосовані для визначення потужності силових трансформаторів РТП, для вибору провідників та обладнання, а також для розрахунку параметрів релейного захисту ліній 10 кВ.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ		Арк.
							20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

2.3 Вибір потужності силових трансформаторів підстанції

Значення повної розрахункової потужності районної трансформаторної підстанції «Михайло-Лукашево» визначаємо за виразами [3-5]:

$$P_{p.d.TП} = P_{p.d.lін.б} + \sum \Delta P_{p.d.lін.м} ; \quad (2.6)$$

$$P_{p.v.TП} = P_{p.v.lін.б} + \sum \Delta P_{p.v.lін.м} , \quad (2.7)$$

де $P_{p.d.lін.б}$, $P_{p.v.lін.б}$ – більше з розрахункових навантажень на головних ділянках ліній, що відходять від підстанції, відповідно, денне та вечірнє, кВт;

$\sum \Delta P_{p.d.lін.м}$, $\sum \Delta P_{p.v.lін.м}$ – сума надбавок від менших розрахункових навантажень головних ділянок ліній, відповідно, денних та вечірніх, кВт.

$$P_{p.d.TП} = 634 + \Delta 509 + \Delta 350 + \Delta 57,2 = 514 + 407 + 275 + 44,3 = 1240,3 \text{ кВт.}$$

$$P_{p.v.TП} = 1006 + \Delta 937 + \Delta 213 + \Delta 156 = 1006 + 777 + 165 + 120 = 2068 \text{ кВт.}$$

За формулою (2.5) обчислюємо сумарну розрахункову потужність ТП:

$$S_{p.d.TП} = \frac{1240,3}{0,9} = 1378,1 \text{ кВА. } S_{p.v.TП} = \frac{2068}{0,93} = 2223,6 \text{ кВА.}$$

Для подальшого розрахунку приймаємо $S_p = 2223,6 \text{ кВА.}$

Вибір номінальної потужності трансформатора здійснюємо, керуючись умовами його функціонування у звичайному режимі, враховуючи економічні інтервали навантаження, відповідно до умови [3, 4]:

$$S_{EK.min} \leq \frac{S_{Pнд.}}{n} \leq S_{EK.max} , \quad (2.8)$$

де n – кількість трансформаторів, $n = 2$ шт.;

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$S_{ек. min}$, $S_{ек. max}$ – відповідно мінімальна і максимальна границі економічного інтервалу навантаження трансформаторів, кВА.

Спочатку плануємо використання двох силових трансформаторів ТМН, номінальною потужністю 1600 кВА, з врахуванням наступних х параметрів:

$$1101 \leq \frac{2223,6}{2} = 1111,8 \text{кВА} \leq 2300$$

Для забезпечення оптимальної роботи підстанції, номінальну потужність вибраних трансформаторів підстанції визначаємо, керуючись умовою:

$$\frac{S_p}{n \cdot S_n} \leq K_c, \quad (2.9)$$

де S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА;

K_c – коефіцієнт допустимого систематичного навантаження, залежить від навантаження, номінальної потужності трансформатора, для приведеної середньодобової температури.

$$K_c = K_{cm} - \alpha(t_{\epsilon} - t_{\epsilon m}), \quad (2.10)$$

де K_{cm} – табличне значення коефіцієнту допустимого систематичного навантаження, $K_{cm} = 1,57$ [3, 4];

α – розрахунковий температурний градієнт, $\alpha = 0,89 \cdot 10^{-2} \text{ }^{\circ}\text{C}$ [3, 4];

t_{ϵ} – середньодобова температура повітря розрахункового періоду, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{\epsilon m}$ – розрахункова таблична температура, $t_{\epsilon m} = -10^{\circ}\text{C}$.

Середньодобова температура повітря обчислюється для місцевості розташування трансформатора згідно з відомостями метеорологічного центру, $t_b = -10^{\circ}\text{C}$.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$k_c = 1,57 - 0,89 \cdot 10^{-2}(4 - (-10)) = 1,44.$$

$$\frac{2223,6}{3200} = 0,69 < 1,44.$$

Для нормального режиму експлуатації умова (2.9) виконується.

За неможливості резервування або при відключенні частини навантаження підстанції у післяаварійному стані, вибір потужності двотрансформаторних підстанцій визначається на основі післяаварійного режиму.

Обчислення враховує припинення роботи одного з трансформаторів, щоб інший мав змогу забезпечити живленням усі потреби підстанції.

$$\frac{S_p}{S_n} \leq k_a, \quad (2.11)$$

де k_a – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора, визначається за аналогією з коефіцієнтом допустимого систематичного навантаження [3, 4].

$$k_a = k_{ав} - \alpha(t_n - t_{nm}), \quad (2.12)$$

де $k_{ав}$ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора, $k_{ав} = 1,68$;

α – розрахунковий температурний градієнт, $1/^\circ\text{C}$, $\alpha = 0,73 \cdot 10^{-2}$ [3, 4].

$$k_a = 1,68 - 0,73 \cdot 10^{-2}(4 - (-10)) = 1,58;$$

$$\left(\frac{2223,6}{1600} = 1,39\right) < 1,58.$$

Умова (2.11) виконується.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						23
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Зважаючи на поточну конфігурацію підстанції «Михайло-Лукашево», де вже змонтовано два силові трансформатори ТМН-2500/35 та ТМН-4000/35, ухвалюємо рішення зберегти їх на об'єкті.

Згідно з виконаним розрахунком, два трансформатори ТМН, що встановлені на підстанції, а саме з потужністю $S_n = 2500$ кВА та $S_n = 4000$ кВА цілком відповідають поточним потребам енергоспоживання в районі. Крім того, вони дають змогу суттєво збільшувати ці потужності у майбутньому.

2.4. Визначення допустимої втрати напруги в мережі

Відхилення напруги у споживачів значною мірою залежить від втрат напруги в складових електричних мереж. Мінімальне навантаження у електричних мережах, що живлять багато споживачів, дорівнює принаймні 25% від максимального, тобто: $S_{\min} \geq 0,25 S_{\max}$. Отже, обчислення мережі виконуємо для двох сценаріїв: при максимальному навантаженні 100% та при 25% від максимуму [3, 4].

Допустиме відхилення напруги для споживачів електроенергії в нормальному режимі, протягом тривалого часу, становить $\pm 5\%$. Найбільше, короткочасне відхилення напруги, яке дозволяється, може сягати $\pm 10\%$ [3, 4, 6].

Втрата напруги визначається як різниця показників напруги на початку та наприкінці конкретної ділянки. Найбільші втрати напруги в лінії фіксуються при максимальному навантаженні на неї. Щоб розрахувати допустимі втрати напруги, слід скласти таблицю, яка буде враховувати зміни напруги в кожній ланці електричної мережі – від пункту живлення до будь-якої контрольної точки. Контрольними точками для розрахунків вважаємо найближчих та найвіддаленіших споживачів електричної енергії від підстанцій, працюючих в режимах навантаження 100% і 25%.

На підстанції розміщено трансформатор типу ТМН. Номінальна напруга на низькій стороні становить 10,5 кВ. Звідси, фіксована надбавка для трансформатора визначається як +5%. Трансформатор оснащено регулятором

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

напруги під навантаженням (РПН). Схема регулювання напруги є автоматичною. Керування виконується від реле напруги, робоча точність якого становить $\pm 1,5\%$, отже, змінна надбавка може варіюватися ступінчасто з кроком $1,5\%$ у межах від -9% до $+9\%$. Для трансформатора з РПН беремо змінну надбавку в діапазоні від -3 до $+3$.

Для обчислення допустимих втрат напруги в електричній мережі, ми створюємо розрахункову схему мережі 35-10-0,4 кВ (рисунок 2.5).

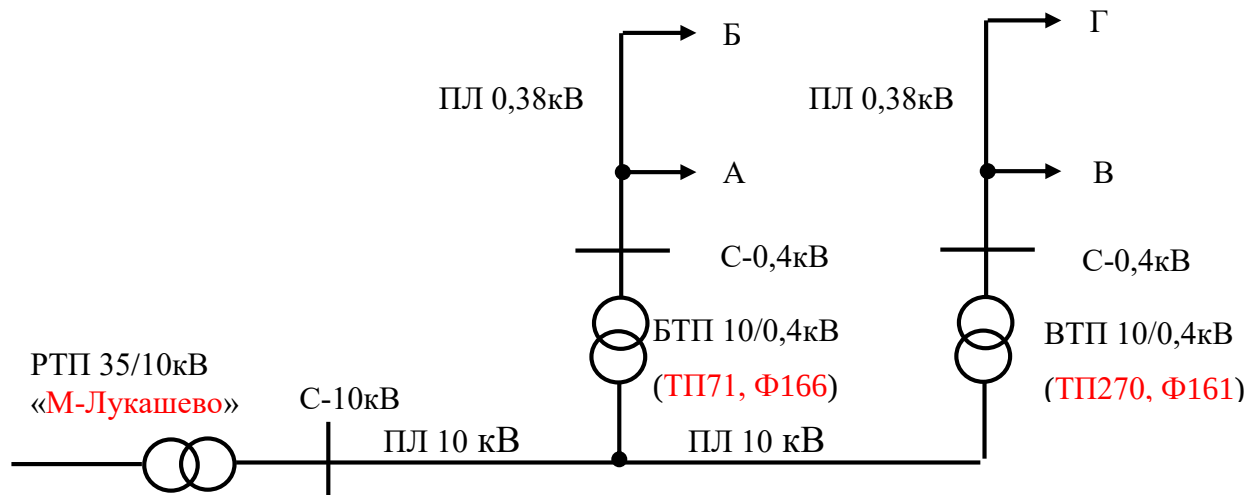


Рисунок 2.5 – Розрахункова схема електричної мережі

Загальні втрати напруги в лініях напруги 35, 10 та 0,4 кВ при 100% завантаженні до віддаленої ТП 10/0,4 кВ (ТП270, Ф161, точка Г) визначаються за формулою [3, 4]:

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = \delta U_{\text{живл.}}^{100} + \sum (V_{\text{пост.}} + V_{\text{перм.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{100} - \delta U_{\text{спож.}}^{100} \quad (2.13)$$

де $\delta U_{\text{живл.}}^{100}$ – відхилення напруги на шинах 35 кВ, %;

$V_{\text{пост}}$ – постійні надбавки напруги трансформаторів 35/10 кВ і 10/0,4 кВ, %;

$V_{\text{пер}}$ – змінні надбавки напруги трансформаторів 35/10 кВ і 10/0,4 кВ, %;

$\Delta U_{\text{втр.}}$ – втрати напруги в трансформаторах, %;

$\delta U_{\text{ном}}^{100}$ – відхилення напруги у споживачів при 100% напруги.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = +5 + (+5 + 5 + 3 + 2,5) - (4 + 4) - (-5) = 17,5\%.$$

Загальні втрати розподіляємо між напрямками так:

$$\Delta U_{35}^{100} = -4\%. \quad \Delta U_{10}^{100} = -6\%. \quad \Delta U_{0,4}^{100} = -7,5\%.$$

Визначаємо відхил напруги у споживачів при навантаженні у 25% для дистанційної трансформаторної підстанції (ТП270, Ф161, точка В):

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = \delta U_{\text{живл.}}^{25} + \sum (\delta U_{\text{пост.}} + \delta U_{\text{перем.}}) - \sum \Delta U_{\text{втр.}}^{25} \leq +5\% \quad (2.14)$$

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = 0 + 5 + 5 + 2,5 - 1,5 - 3 - 1 - 1 - 1 = 4,0\%.$$

Загальні втрати напруги в лініях напруги 35, 10 та 0,4 кВ за 100% навантаження до найближчої ТП 10/0,4 кВ (ТП71, Ф166, точка Б) :

$$\Delta U_{\text{доп}}^{100} = +5 + (+5 + 5 + 3 - 2,5) - (4 + 4) - (-5) = 12,5\%.$$

Сумарні втрати розподіляємо по лініях наступним чином:

$$\Delta U_{35}^{100} = -4\%. \quad \Delta U_{10}^{100} = 0\%. \quad \Delta U_{0,4}^{100} = -8,5\%.$$

Відхилення напруги у споживачів при 25% навантаженні для найближчої трансформаторної підстанції (ТП71, Ф166, точка А):

$$\delta U_{\text{спож.}}^{25} = 0 + 5 + 5 - 1 - 1 - 2,5 - 3 - 1 = 1,5\%.$$

Відповідно до та згідно з виконаними розрахунками, заповнюємо таблицю відхилень напруги у мережі підстанції (таблиця 2.3).

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						26
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3 – Відхилення втрат напруги на елементах мережі

Параметр елементу системи	ВТП (ТП270, Л161)		БТП (ТП71, Л166)	
	При навантаженні			
	100%	25%	100%	25%
Відхилення напруги на шинах 35 кВ	+5	0	+5	0
Втрати напруги в лінії 35 кВ	-4,0	-1,0	-4,0	-1,0
Трансформатор 35/10 кВ				
- постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
- регулятор	+3	-3	+3	-3
- втрати	-4	-1	-4	-1
Втрати напруги в лініях 10 кВ	-6,0	-1,5	0	0
Трансформатор 10/0,4 кВ				
- постійна надбавка	+5	+5	+5	+5
- перемінна надбавка	+2,5	+2,5	-2,5	-2,5
- втрати	-4	-1	-4	-1
Втрати напруги в лініях 0,38 кВ	-7,5	0	-8,5	0
Відхилення у споживача	-5	+4,0 < 5	-5	+1,5 < 5

2.5. Вибір перерізу проводів повітряних ліній напругою 10 кВ

Під час проектування електричних мереж, ключовим завданням постає вибір оптимального перетину проводів.

Для сільських повітряних ліній, що працюють під напругою 0,38 та 10 (6) кВ, переріз проводів визначають методом економічних інтервалів, базуючись на мінімумі приведених витрат. При цьому враховуються навантаження, кліматичні особливості місцевості, матеріал опор і можливе збільшення навантаження з часом. Підбір перерізу проводів здійснюється відповідно до спеціальних таблиць, беручи до уваги матеріал опор та товщину шару ожеледиці.

Перетин провідників, обраний з економічних міркувань, слід перевіряти щодо припустимого падіння напруги в мережі [1, 3, 4].

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						27
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Кожному значенню площі перетину провідника відповідає діапазон навантажень, в межах якого приведені витрати є найменшими. Отже, провідник обираємо за еквівалентною потужністю, яку визначаємо за формулою [3, 4]:

$$S_{екв} = S_p \cdot K_{д.р}, \quad (2.15)$$

де S_p – розрахункове навантаження на ділянці лінії, кВА;

$K_{д.р}$ – коефіцієнт динаміки росту навантажень,.

Для ліній, що підлягають реконструкції з очікуваним збільшенням навантаження не менше ніж у 1,5 рази. $K_{д.р} = 0,8$ [3, 4].

За таблицями РУМ за еквівалентною потужністю $S_{екв}$, в залежності від району кліматичних умов (товщини стінки ожеледі) та від матеріалу опор вибирають «основний» переріз проводу $F_{осн.}$.

Вибір перерізу «основного» провідника перевіряють на відповідність допустимому падінню напруги:

$$\Delta U_{факт.} \leq \Delta U_{доп.}; \quad (2.16)$$

Втрату напруги, що фактично виникає на розрахункових відрізках, знаходимо за формулою [3, 4]:

$$\Delta U_{факт.} = \Delta U_{пит.} \cdot S_p \cdot l_{л.}, \quad (2.17)$$

де $\Delta U_{пит.}$ – питома втрата напруги, %/кВА· км;

$l_{л.}$ – довжина лінії (ділянки лінії), км.

Якщо умова (2.16) не виконується, тоді, за тими ж таблицями РУМ «основний» переріз проводу $F_{осн.}$ заміняють (збільшують) на «додатковий» $F_{дод.}$.

«Додатковий» переріз проводів $F_{дод.}$ також перевіряють за допустимою втратою напруги.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						28
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Обираємо перетин провідника для фідеру 161 (ділянка 14-12):

$$S_{\text{екв}} = 192 \cdot 0,8 = 153,6 \text{ кВА.}$$

За економічними розрахунками, для IV району щодо ожеледиці, здійснюємо вибір сталевалюмінієвого проводу з перерізом 50 мм².

Визначення перетину дротів на інших частинах лінії здійснюємо аналогічно. Результати цього вибору згрупуємо у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Вибір перерізу проводів ПЛ 10 кВ

Ділянка, лінія.	S _p , кВА	K _{d,p}	S _{екв} , кВА	l, км	F _{осн} , мм ²	Витрата напруги, %		
						$\Delta U_{\text{нит}}$, % кВА · км · 10 ⁻²	на ділянці	від РТП
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ф-161								
ТП270-14	163	0,8	130,4	1,3	АС 50	0,074	0,1	2,24
ТП274-14	83,2	0,8	66,6	0,6	АС 50	0,074	0,03	2,14
14-12	192	0,8	153,6	0,9	АС 50	0,074	0,1	2,11
ТП272-13	77,9	0,8	62,3	0,5	АС 50	0,074	0,02	2,01
ТП256-13	163	0,8	130,4	0,4	АС 50	0,074	0,04	1,99
13-12	220	0,8	176	1,2	АС 50	0,074	0,1	1,95
12-11	326	0,8	260,8	0,7	АС 50	0,074	0,1	1,85
ТП271-11	117	0,8	93,6	1	АС 50	0,074	0,08	1,75
11-10	413	0,8	330,4	0,4	АС 50	0,074	0,1	1,67
ТП269-10	146	0,8	116,8	0,5	АС 50	0,074	0,05	1,57
10-8	523	0,8	418,4	0,4	АС 50	0,074	0,1	1,52
ТП268-9	187	0,8	149,6	0,5	АС 50	0,074	0,07	1,42
ТП267-9	78	0,8	62,4	0,7	АС 50	0,074	0,04	1,35
9-8	213	0,8	170,4	0,4	АС 50	0,074	0,06	1,31
8-7	853	0,8	682,4	0,3	АС 50	0,074	0,2	1,25
ТП338-7	125	0,8	100	0,5	АС 50	0,074	0,04	1,05
7-1	781	0,8	624,8	0,2	АС 50	0,074	0,1	1,01
ТП273-6	125	0,8	100	0,5	АС 50	0,074	0,04	0,91
ТП447-6	52	0,8	41,6	0,4	АС 50	0,074	0,01	0,87
6-5	142	0,8	113,6	0,6	АС 50	0,074	0,06	0,86
ТП311-5	117	0,8	93,6	0,4	АС 50	0,074	0,03	0,8

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ		Арк.
							29
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5-4	190	0,8	152	0,8	AC 50	0,074	0,1	0,77
ТП310-4	63,1	0,8	50,5	0,6	AC 50	0,074	0,03	0,67
4-2	278	0,8	222,4	0,3	AC 50	0,074	0,06	0,64
ТП297-3	46,8	0,8	37,4	0,7	AC 50	0,074	0,02	0,58
ТП275-3	52	0,8	41,6	0,5	AC 50	0,074	0,02	0,56
3-2	85,4	0,8	68,3	0,6	AC 50	0,074	0,04	0,54
2-1	288	0,8	230,4	1	AC 50	0,074	0,2	0,5
1-РТП	1008	0,8	806,4	4	AC 50	0,074	0,3	0,3
Φ-162								
ТП99-2	312	0,8	249,6	2	AC 50	0,074	0,4	1,28
ТП38-2	91	0,8	72,8	1,2	AC 50	0,074	0,08	0,88
2-1	376,9	0,8	301,5	2	AC 50	0,074	0,5	0,8
ТП37-1	167,1	0,8	133,7	2	AC 50	0,074	0,2	0,3
1-РТП	499,4	0,8	399,5	4	AC 50	0,074	0,1	0,1
Φ-165								
ТП10-2	57,3	0,8	45,8	1,6	AC 50	0,074	0,07	0,66
ТП7-2	65	0,8	52	1,9	AC 50	0,074	0,09	0,59
2-1	107,2	0,8	85,8	2	AC 50	0,074	0,1	0,5
ТП8-1	83,2	0,8	66,6	1,7	AC 50	0,074	0,1	0,4
1-РТП	167,3	0,8	133,8	3	AC 50	0,074	0,3	0,3
Φ-166								
ТП27-12	73,7	0,8	59	1,2	AC 50	0,074	0,06	4,87
ТП25-12	130	0,8	104	0,7	AC 50	0,074	0,07	4,81
12-10	185	0,8	148	0,8	AC 50	0,074	0,1	4,74
ТП424-11	125	0,8	100	0,7	AC 50	0,074	0,06	4,64
ТП252-11	78	0,8	62,4	0,8	AC 50	0,074	0,05	4,58
11-10	177	0,8	141,6	1	AC 50	0,074	0,1	4,53
10-9	250	0,8	200	1,3	AC 50	0,074	0,2	4,43
ТП24-9	410	0,8	328	1,3	AC 50	0,074	0,4	4,23
9-8	603	0,8	482,4	0,2	AC 50	0,074	0,09	3,83
ТП23-8	31,2	0,8	25	1	AC 50	0,074	0,02	3,74
8-5	613	0,8	490,4	0,9	AC 50	0,074	0,4	3,72
ТП22-7	65,1	0,8	52,1	1	AC 50	0,074	0,05	3,32
ТП233-7	117	0,8	93,6	0,4	AC 50	0,074	0,03	3,27
7-6	169	0,8	135,2	0,8	AC 50	0,074	0,1	3,24
ТП148-6	91	0,8	72,8	0,4	AC 50	0,074	0,03	3,14
6-5	238	0,8	190,4	0,5	AC 50	0,074	0,09	3,11

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ				Арк.
									30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Продовження таблиці 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5-4	662	0,8	529,6	0,5	АС 50	0,074	0,2	3,02
ТП21-4	195	0,8	156	1	АС 50	0,074	0,1	2,82
4-3	813	0,8	650,4	0,8	АС 50	0,074	0,5	2,72
ТП20-3	117	0,8	93,6	1,1	АС 50	0,074	0,09	2,22
3-2	900	0,8	720	1	АС 50	0,074	0,7	2,13
ТП16-2	52	0,8	41,6	0,9	АС 50	0,074	0,03	1,43
2-1	938	0,8	750,4	0,8	АС 50	0,074	0,5	1,4
ТП71-1	187	0,8	149,6	0,9	АС 50	0,074	0,1	0,9
1-РТП	1082	0,8	865,6	1	АС 50	0,074	0,8	0,8

За проведеним розрахунком для ліній напругою 10 кВ із врахуванням вимог ПУЕ [1] щодо механічної міцності проводів прийняті до встановлення в мережі району сталевалюмінієві проводи марки АС перерізом 50 мм².

Для вибраних проводів повітряної лінії 10 кВ виконано перевірку на втрату напруги. Фактична втрата напруги в кожній лінії 10 кВ, що відходить від підстанції «Михайло-Лукашево», не перевищує допустиме відхилення напруги ($\Delta U_{10}^{100} = -6\%$, розділ 2.4). Це означає що кожний споживач району буде забезпечений електроенергією заданої якості і відхилення напруги на його затискачах не буде виходити за нормативні межі $\pm 5\%$ від U_n .

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання мережі

2.6.1 Вибір розрахункових точок мережі

Коротке замикання (к.з.) визначається як будь-яке непередбачене сполучення струмопровідних частин різних фаз, з нейтральним проводом чи землею (для мереж з глухо заземленою нейтраллю), що не передбачене нормальним режимом роботи. Це явище завжди супроводжується різким зростанням струму в точці контакту [2-4].

Велика кількість коротких замикань (к.з.) трапляється через пошкодження ізоляції струмоведучих деталей. Спричинити це можуть

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						31
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зношення (природне старіння) чи фізичне ушкодження ізоляційного матеріалу, надмірна напруга під час комутації або атмосферних явищ, також контакт відкритих струмоведучих елементів з птахами чи гілками дерев.

У разі виникнення короткого замикання загальний опір у системі спадає (величина спаду залежить від відстані до місця замикання), що викликає збільшення сили струму порівняно зі штатним режимом. До того ж, коротке замикання стає причиною суттєвого падіння напруги в певних місцях системи, особливо поблизу точки короткого замикання.

З метою забезпечення високої стабільності електропостачання від підстанції «Михайло-Лукашево», під час проектування та в процесі функціонування електроустановок проводять розрахунки струмів короткого замикання.

У кваліфікаційному проєкті обчислення струмів короткого замикання робимо для підбору та перевірки устаткування та струмопровідних елементів підстанції на теплову і динамічну міцність в умовах к.з., а також для розробки релейного захисту ліній.

Як розрахункову модель для обчислення струму короткого замикання, беремо схему нормального режиму роботи електроустаткування, не враховуючи короточасні зміни цієї схеми при оперативних перемиканнях.

Згідно з, точки короткого замикання обирають так, щоб струм у випробувальному приладі чи провіднику був найбільшим.

Для підстанції 35/10 кВ «Михайло-Лукашево», яка живить мережу, розрахунковими вузлами короткого замикання (к.з.) визначено: збірні шини високої напруги 35 кВ, низьковольтні шини 10 кВ, плюс максимально наближені та найвіддаленіші точки розподільної мережі 10 кВ.

Напруги всіх складових мережі приймаються рівними середній номінальній напрузі щабля, для якого здійснюється розрахунок к.з. На розрахунковій схемі також відзначаємо точки короткого замикання (рисунок 2.6).

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

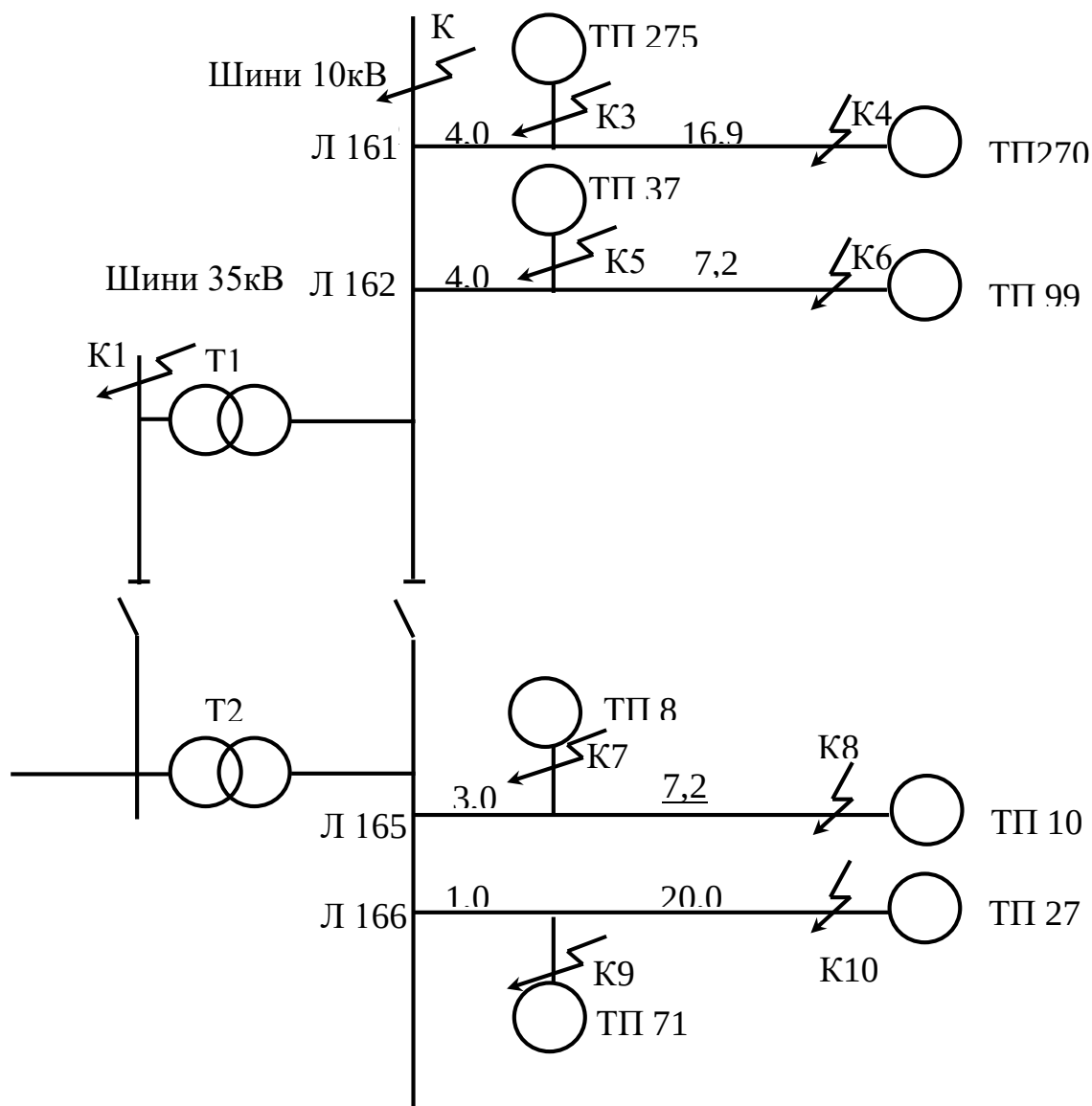


Рисунок 2.6 – Розрахункова схема електричної мережі

Розрахункова схема електричної мережі підстанції «Михайло-Лукашево» для обчислення струмів короткого замикання в розрахункових точках подана на рисунку 2.6.

2.6.2 Схема заміщення мережі і визначення параметрів схеми

За розрахунковою схемою мережі підстанції «Михайло-Лукашево» (рисунок 2.6) будуємо еквівалентну схему заміщення (рисунок 2.7). На цій схемі усі елементи електричної мережі району позначені відповідними опорами.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

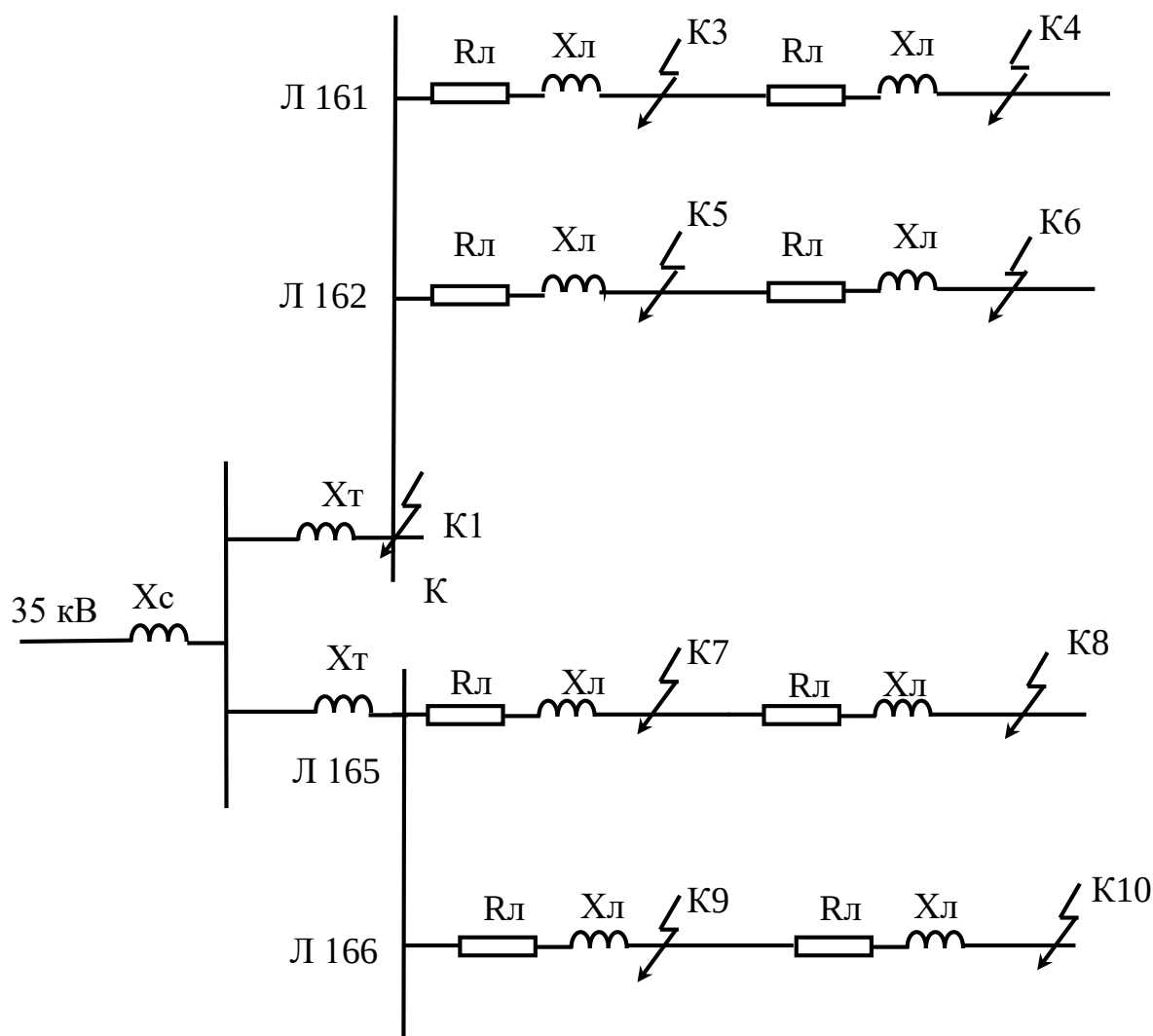


Рисунок 2.7 – Еквівалентна схема заміщення електричної мережі

Всі магнітопов'язані кола, що подані схемою заміщення, замінюються еквівалентними колами, де зв'язок електричний. Тому, усі опори перераховуються, щоб бути представленими в єдиному ступені напруги. Найчастіше цим ступенем є той, де безпосередньо розташована точка, в якій відбувається коротке замикання [3, 4].

За наявності даних опорів, для конкретної схеми можливо обчислити величини струмів та потужностей короткого замикання у визначених вузлах.

Під час формування еквівалентної схеми для електроустановок, які працюють на напрузі понад 1000 В, беремо до уваги індуктивний опір трансформаторів живлення та повітряних ліній. Активний опір розглядаємо лише для повітряних ліній, де використовуються проводи зі значним поперечним перерізом.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Еквівалентна схема заміщення мережі району представлена на рисунку 2.7.

Визначаємо опір компонентів мережі у відносних величинах. Для цього перераховуємо опір еквівалентної схеми до базисної напруги [3, 4].

$$U_{\delta} = 1,05 \cdot U_{н}. \quad (2.18)$$

$$U_{\delta 10} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Визначаємо струм базису на щаблях 35 кВ та 10 кВ короткого замикання, відповідно.

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (2.19)$$

де S_{δ} – базисна потужність, $S_{\delta} = 100 \text{ МВА}$.

$$I_{\delta 10} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

$$I_{\delta 35} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,5 \text{ кА}.$$

Струм короткого замикання на шинах 35 кВ трансформатора з РПН ($37 \pm 9 \times 1,5\%$) змінюється відповідно до позиції перемикача. Згідно з даними Вільнянського РЕМ, його значення таке:

$$I_{KC \max}^{(3)} = 5,09 \text{ кА}.$$

$$I_{KC \min}^{(3)} = 4,18 \text{ кА}.$$

Опір системи, що живить підстанцію, обчислюємо за формулою [3, 4]:

$$x_c = \frac{S_{\delta}}{S_{KC \max(\min)}^{(3)}} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} I_{KC \max(\min)}^{(3)} \cdot U_{\delta}} = \frac{I_{\delta}}{I_{KC \max(\min)}^{(3)}}, \quad (2.20)$$

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де S_{δ} – базисна потужність, приймаємо $S_{\delta} = 100$ МВА;

$S_{\kappa(\max, \min)}^{(3)}$ – максимальна (мінімальна) потужність трифазного короткого замикання системи, кА

$I_{\kappa(\max, \min)}^{(3)}$ – максимальний (мінімальний) струм трифазного короткого замикання системи, кА.

$$X_{Cmin} = \frac{5,5}{5,09} = 1,08.$$

$$X_{Cmax} = \frac{5,5}{4,18} = 1,32.$$

Опір трансформатора визначається за формулою:

$$x_m = \frac{u_{\kappa\%} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_n}, \quad (2.21)$$

де $u_{\kappa\%}$ – напруга короткого замикання, $u_{\kappa\%} = 7,5\%$.

$$x_m = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 6,3} = 1,19.$$

Опір трансформатора із РПН залежить від положення перемикача і змінюється для трансформаторів 35/10 кВ від $x_{m \min}$ до $x_{m \max}$:

$$x_{m \min} = 0,67 x_m. \quad (2.22)$$

$$x_{m \max} = 1,5 x_m. \quad (2.23)$$

$$x_{m.min} = 0,67 \cdot 1,19 = 0,8.$$

$$x_{m.max} = 1,5 \cdot 1,19 = 1,8.$$

Опір ділянки кола, який вимірюється до точки короткого замикання К2:

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{рез. \min \kappa 2} = x_{c \min} + x_{m \min}, \quad (2.24)$$

$$X_{рез. \max \kappa 2} = x_{c \max} + x_{m \max}, \quad (2.25)$$

$$x_{рез. \min \kappa 2} = 1,08 + 0,8 = 1,88,$$

$$x_{рез. \max \kappa 2} = 1,32 + 1,8 = 3,12.$$

Активний та індуктивний опір ліній визначаються наступним чином:

$$r_l = r_o \cdot \ell \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (2.26)$$

де r_o – питомий активний опір проводу, Ом/км [1, 3, 4];

ℓ – довжина лінії, км.

$$x_l = x_o \cdot \ell \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2}, \quad (2.27)$$

де x_o – питомий індуктивний опір проводу, Ом/км.

Загальний опір в ланцюзі до місця короткого замикання визначається за допомогою формули:

$$z_{рез} = \sqrt{(\sum x_i)^2 + (\sum r_i)^2}, \quad (2.28)$$

де $\sum x_i$ і $\sum r_i$ – сумарні індуктивні і активні опори до точки к.з., Ом.

Загальний опір кола до місць короткого замикання обчислюємо подібно, а результати розрахунків зводимо у таблицю 2.5.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.5 – Значення опору до точок короткого замикання мережі

№ точки к.з.	Опір лінії, в.о.		Результуючий опір до точки к.з., в.о.	
	$r_{л,}$	$x_{л,}$	$Z_{к.мах}$	$Z_{к.мін}$
К 1			1,08	1,32
К 2			1,88	3,12
К 3	2,14	1,52	5,11	4,02
К 4	9,04	6,44	13,16	12,28
К 5	2,14	1,52	5,11	4,02
К 6	3,85	2,74	7,01	6,01
К 7	1,61	1,14	4,55	3,42
К 8	3,85	2,74	7,01	6,01
К 9	0,54	0,38	3,54	2,32
К 10	10,7	7,62	15,16	14,31

2.6.3 Визначення струмів короткого замикання мережі

Струм трифазного короткого замикання визначаємо за виразом:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{I_{\delta I (II)}}{Z_{рез}}, \quad (2.29)$$

де $I_{\delta I (II)}$ – базисний струм, кА.

Струм трифазного к.з. в точці К2:

$$I_{\kappa.к2мах}^{(3)} = \frac{5,5}{1,88} = 2,93 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa.к2мін}^{(3)} = \frac{5,5}{3,12} = 1,76 \text{ кА.}$$

Ударний струм трифазного к.з. знаходимо за формулою [3, 4]:

$$i_y^{(3)} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (2.30)$$

де K_y – ударний коефіцієнт.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$i_{y.k2max}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 2,93 = 6,22 \text{ кА.}$$

$$i_{y.k2min}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 1,76 = 3,73 \text{ кА.}$$

Діюче значення струму к.з.

$$I_y = I_{\kappa}^{(3)} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2}, \quad (2.31)$$

$$I_{y.kmax} = 2,93 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,5 - 1)^2} = 3,58 \text{ кА.}$$

$$I_{y.kmin} = 1,76 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,5 - 1)^2} = 2,16 \text{ кА.}$$

Величину струму при двофазному короткому замиканні можливо визначити згідно з формулою:

$$I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (2.32)$$

$$I_{\kappa.k2max}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,93 = 2,55 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa.k2min}^{(2)} = 0,87 \cdot 1,76 = 1,53 \text{ кА.}$$

Потужність короткого замикання визначаємо за формулою [3, 4]:

$$S_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (2.33)$$

$$S_{\kappa.k2max}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 2,93 = 53,28 \text{ МВА.}$$

$$S_{\kappa.k2min}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,76 = 32,01 \text{ МВА.}$$

Результати обчислень струмів короткого замикання в інших вузлах мережі проводяться аналогічним способом, після чого зведені в таблицю 2.6.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.6 – Значення струмів та потужності к.з. в розрахункових точках мережі

Величина	К1	К2	К 3	К 4	К 5	К 6	К 7	К 8	К 9	К 10
$I_{\kappa \min}^{(3)}, \kappa A$	1,14	1,76	1,37	0,45	1,37	0,92	1,61	0,92	2,37	0,38
$I_{\kappa \max}^{(3)}, \kappa A$	1,38	2,93	1,08	0,42	1,08	0,78	1,21	0,78	1,55	0,36
$i_{y \min}^{(3)}, \kappa A$	2,29	3,73	8,53	26,05	8,53	12,75	7,25	12,75	4,92	30,36
$i_{y \max}^{(3)}, \kappa A$	2,8	6,22	10,84	27,92	10,84	14,87	9,65	14,87	7,51	32,16
$I_{y \min}, \kappa A$	1,32	2,16	4,92	15,04	4,92	7,36	4,19	7,36	2,84	17,53
$I_{y \max}, \kappa A$	1,62	3,58	6,26	16,12	6,26	8,58	5,57	8,58	4,34	18,57
$I_{\kappa \min}^{(2)}, \kappa A$	0,94	1,53	3,49	10,68	3,49	5,23	2,97	5,23	2,02	12,45
$I_{\kappa \max}^{(2)}, \kappa A$	1,15	2,55	4,45	11,45	4,45	6,09	3,96	6,09	3,08	13,19
$S_{\kappa \min}^{(3)}, MVA$	19,64	32,01	73,11	223,33	73,11	109,3	62,19	109,3	42,19	260,25
$S_{\kappa \max}^{(3)}, MVA$	24,01	53,28	92,93	239,33	92,93	127,49	82,75	127,49	64,38	275,71

2.6.4. Визначення струмів навантаження мережі

Оскільки підбір електричних пристроїв та струмопровідних елементів здійснюється з урахуванням нормального робочого стану за нагрівом, який дозволяється при тривалій дії робочого струму, важливо встановити значення цього струму для кожної частини (складової) мережі.

Обчислення найбільших робочих струмів (у стабільному режимі) здійснюється за формулою [2-4]:

$$I_{\text{роб. max.}} = \frac{S_{\text{роз}}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.34)$$

де $S_{\text{роз.}}$ – максимальна розрахункова потужність відповідної ділянки (елементу) мережі, кВА;

U_n – номінальна напруга мережі, кВ.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахунок номінальних струмів трансформатора виконується за формулою [2-4]:

$$I_{нтр} = \frac{S_{нтр}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.35)$$

де $S_{нтр}$ – номінальна (паспортна) потужність трансформатора, кВА.

Розрахунок струмів навантаження для елементів електричної мережі району здійснюємо у табличній формі (таблиця 2.7).

Таблиця 2.7 – Розрахункові струми мережі підстанції

Елемент мережі	Розрахункова формула	Розрахункові значення
1	2	3
Фідер 161	$I_n = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$I_{нф161} = \frac{1008}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,42A.$
Фідер 162		$I_{нф162} = \frac{499,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 27,46A.$
Фідер 165		$I_{нф165} = \frac{167,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 9,2A.$
Фідер 166		$I_{нф166} = \frac{1082}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 59,5A.$
Трансформатор ТМН-4000/35 (Т1): $U_n = 35kV$ $U_n = 10 kV$	$I_{нтр} = \frac{S_{нтр}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$I_{нм35} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,5A.$ $I_{нм10} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 220,2A.$
Трансформатор ТМН-2500/35 (Т2): $U_n = 35kV$ $U_n = 10 kV$	$I_{нтр} = \frac{S_{нтр}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$	$I_{нм35} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 39,1A.$ $I_{нм10} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 137,6A.$

Продовження таблиці 2.7

1	2	3
Трансформатор ТМН-4000/35 з урахуванням перевантаження і РПН (Т1)	$I_{н\text{ } mp} = \frac{S_{н\text{ } mp} \cdot K}{\sqrt{3} \cdot U_n (1 - \Delta U)}$	$I_{н\text{ } 35} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35(1 - 0,09)} = 101,6 A.$
Трансформатор ТМН-2500/35 з урахуванням перевантаження і РПН (Т2)	$I_{н\text{ } mp} = \frac{S_{н\text{ } mp} \cdot K}{\sqrt{3} \cdot U_n (1 - \Delta U)}$	$I_{н\text{ } 35} = \frac{2500 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 35(1 - 0,09)} = 63,5 A.$
Навантаження секцій: секція І секція ІІ	$I_{\Sigma I} = I_{н161} + I_{н162}$ $I_{\Sigma II} = I_{н165} + I_{н166}$	$I_{\Sigma I} = 82,9 A.$ $I_{\Sigma II} = 68,7 A.$

На підставі цих розрахунків можливо визначитись з вибором електрообладнання, обрати кабель з правильним перерізом, запобіжники й автоматичні вимикачі, задати параметри релейного захисту, провести перевірку термічної та динамічної стійкості обладнання, забезпечити селективність захисту.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

3 ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ НАПРУГОЮ 10 кВ

Апаратуру класифікують за показником напруги: на ту, що працює з високою та низькою напругою; за типом струму: на апарати постійного та змінного струму; за рівнем захищеності обладнання від зовнішніх факторів: відкриті, захищені, вибухобезпечні та з іншими специфічними характеристиками [7-9].

Електрична апаратура має функціонувати безвідмовно та з високою точністю. Ступінь електричної ізоляції струмопровідних частин одна від одної та відносно землі визначається робочою напругою пристрою та умовами експлуатації (у приміщенні, на відкритому повітрі та ін.).

Електричні пристрої обирають, керуючись такими критеріями.

За місцем встановлення і конструктивним рішеннями.

Апарати, що призначені для монтажу всередині приміщень, не варто застосовувати на відкритих електричних установках. Навпаки, їхнє використання там економічно невиправдане.

Напруга - це ключовий параметр, що визначально впливає на конструкцію електричних пристроїв. Номінальна напруга приладу, вказана у каталозі, має відповідати напрузі електроустановки (мережі) в умовах штатної роботи, або ж бути трохи вищою [3, 4, 7, 9]:

$$U_{н.ап.} \geq U_{н.мер.}, \quad (3.1)$$

де $U_{н.ап.}$ – номінальна напруга апарата;

$U_{н.мер.}$ – номінальна напруга мережі;

Якщо умова (3.1) не виконується, то можливий пробій ізоляції апарата.

За номінальним струмом [3, 4, 7, 9]:

$$I_{н.ап.} \geq I_{роб.макс.}, \quad (3.2)$$

де $I_{н.ап.}$ – номінальний струм апарата;

$I_{роб.макс.}$ – максимальний робочий струм мережі.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо умова (3.2) не виконується, то виникає перегрів струмопровідних частин апарату та їх пошкодження.

Захисні комутаційні та комутаційні апарати, що використовуються для розриву електричних кіл в умовах аварій, також визначаються, беручи до уваги струм або потужність, що відключається [3, 4, 7, 9]:

$$I_{н.відкл} \geq I_{к\max}, \quad (3.3)$$

$$S_{н.відкл} \geq S_{к\max}, \quad (3.4)$$

де $I_{к\max}$ – максимальне діюче значення струму к.з. в мережі, кА.

$S_{к\max}$ – максимальна потужність к.з., кВА;

$I_{н.відкл}$ – номінальний струм відключення апарата, кА.

Для мереж напругою 35 кВ і більше та на шинах 10 кВ підстанцій 35/10 кВ $I_{к\max} = I_y^{(3)}$.

Для мереж напругою 10 та 0,38 кВ, окрім шин 10 кВ підстанцій 35/10 кВ, $I_{к\max} = I_y^{(3)} = I_k^{(3)}$.

У разі недотримання цієї умови, електрична дуга не буде згашена, і як наслідок станеться пошкодження апарату з коротким замиканням всіх його фаз.

За режимом короткого замикання електричні апарати перевіряється на динамічну (електродинамічну) і термічну стійкість [3, 4].

Апарати перевіряють шляхом порівняння:

1) максимально допустимого струму апарату $i_{\max}$ із ударним струмом трифазного короткого замикання $i_y^{(3)}$ (динамічна стійкість):

$$i_{\max} \geq i_y^{(3)} \quad (3.5)$$

2) номінального струму термічної стійкості апарату I_t , що гарантується заводом протягом часу t , з розрахунковим усталеним струмом короткого замикання $I_\infty^{(3)} = I_k^{(3)}$ і приведеним часом дії короткого замикання $t_{пр}$ (термічна стійкість):

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_t^2 \cdot t \geq [I_{\infty}^{(3)}]^2 \cdot t_{np} \quad (3.6)$$

де t_{np} – приведений час короткого замикання, с.

$$t_{np} = t_3 + t_6, \quad (3.7)$$

де t_3 – витримка часу максимального струмового захисту, с.

t_6 – час відключення вимикача.

Для передбачення механічних пошкоджень під дією зусиль, які виникають у провідниках при проходженні струмів короткого замикання, всі елементи слід перевіряти на стійкість проти струмів короткого замикання, які зумовлюють значні електродинамічні зусилля.

Електродинамічна стійкість визначається як здатність пристрою або шинних з'єднань витримувати короточасні навантаження, спричинені протіканням струмів короткого замикання, без пошкоджень. При перевірці динамічної стійкості електричних апаратів порівнюють максимальний допустимий струм $i_{\max}$ (за каталогом) для певного апарата з ударним струмом трифазного короткого замикання $i_y^{(3)}$ (умова (3.5)).

Високовольтні запобіжники сільських споживчих ТП (трансформаторів напруги та власних потреб) вибирають за номінальною напругою, за номінальним струмом, за граничним струмом вимикання. Також виконують вибір номінального струму плавкої вставки запобіжника за умовою [3, 4]:

$$I_{н.в} \geq 2I_{н.тр} \quad (3.8)$$

де $I_{н.тр}$ – номінальний струм трансформатора, А.

Так як запобіжники типу ПКТ (ПКН) мають ефект обмеження струму їх не перевіряють на термічну та динамічну стійкість.

Трансформатори напруги і розрядники вибираємо за умовою (3.1).

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1 Вибір комутаційних апаратів

Вибір електричних апаратів напругою 10 кВ на підстанції «Михайло-Лукашево» виконуємо за умовами, що наведені вище. Умови вибору і сам вибір апаратів зводимо до таблиць.

Вибір роз'єднувачів внутрішнього встановлення (таблиця 3.1 та 32).

Обираємо роз'єднувачі для двох шаф введів 10 кВ. Вибір роз'єднувачів виконуємо за номінальним струмом трансформаторів ($I_{н\ T1} = 220,2\text{ A}$, $I_{н\ T2} = 137,6\text{ A}$).

Враховуємо також обмеження: в аварійному стані всі повітряні лінії 10 кВ, що виходять з підстанції, отримують живлення тільки від одного силового трансформатора. З огляду на це, визначаємо два комплекти апаратів, базуючись на максимальному розрахунковому струмі. (сумарний струм секції шин 10 кВ №І та секції шин №ІІ).

$$I_{\text{розр}10} = 82,9 + 68,7 = 151,6\text{ A}.$$

Таблиця 3.1– Вибір роз'єднувачів вводу

Умови вибору	Тип та параметри апаратів	Розрахункові дані
	РВЗ-10/630	
$U_{н.а} \geq U_{н.мер}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.а} \geq I_{роб.мах}$	630 А	220,2 (137,6; 151,6) А
$i_{мах} \geq i_{уд}$	41 кА	4,97 кА
$I_t^2 \cdot t_T \geq I_{уст}^2 \cdot t_{ПР}$	$16^2 \cdot 4 = 1024\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2,88^2 \cdot 1,4 = 11,6\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Обираємо роз'єднувачі для шафи секційного вимикача 10 кВ. Обираємо роз'єднувач за максимальним розрахунковим струмом [3, 4, 7, 9].

$$I_{\text{розр}10} = 82,9\text{ A}.$$

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Таблиця 3.2 – Вибір роз'єднувача шафи секційного вимикача 10 кВ

Умови вибору	Тип та параметри апаратів	Розрахункові дані
	РВЗ-10/630	
$U_{н.а} \geq U_{н.мер}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.а} \geq I_{роб.мах}$	630 А	82,9 А
$i_{мах} \geq i_{уд}$	41 кА	4,97 кА
$I_t^2 \cdot t_T \geq I_{уст}^2 \cdot t_{ПР}$	$16^2 \cdot 4 = 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2,88^2 \cdot 1,4 = 11,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір роз'єднувачів для повітряних ліній 10 кВ, що відходять від підстанції, виконуємо для лінії із найбільшим розрахунковим навантаженням

(Ф 166) $I_{р.пл10} = 59,5 \text{ А}$. Для інших повітряних ліній обираємо аналогічні комутаційні апарати (таблиця 3.3).

Таблиця 3.3 – Вибір роз'єднувачів ПЛ 10 кВ

Умови вибору	Тип та параметри апаратів	Розрахункові дані
	РВЗ-10/630	
$U_{н.а} \geq U_{н.мер}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.а} \geq I_{роб.мах}$	630 А	59,5 А
$i_{мах} \geq i_{уд}$	41 кА	4,97 кА
$I_t^2 \cdot t_T \geq I_{уст}^2 \cdot t_{ПР}$	$16^2 \cdot 4 = 1024 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2,88^2 \cdot 1,4 = 11,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приймаємо до встановлення на стороні 10 кВ підстанції «Михайло-Лукашево» роз'єднувачі типу РВЗ-10/630 для внутрішнього встановлення на номінальну напругу 10 кВ та номінальний струм 630 А із використанням в умовах помірного клімату, з категорією розміщення під навісом, виконаним згідно ТУ У 343563759-94. В якості приводу використовується привід ПР-1У2.

Вибір високовольтних вимикачів на стороні 10 кВ підстанції (таблиця 3.4-3.6).

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.4 – Вибір високовольтних вимикачів вводу 10 кВ

Умови вибору	Тип та параметри апаратів	Розрахункові дані
	BP1-10-20/630 У2	
$U_{н.а} \geq U_{н.мер}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.а} \geq I_{роб.мах.}$	630 А	220,2 (137,6; 151,6) А
$I_{н.відкл} \geq I_y^{(3)}$	20 кА	2,88 кА
$i_{мах} \geq i_{y0}$	52 кА	4,97 кА
$I_t^2 \cdot t_T \geq I_{уст}^2 \cdot t_{ПР}$	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2,88^2 \cdot 1,4 = 11,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 3.5 – Вибір секційного вимикача 10 кВ

Умови вибору	Тип та параметри апаратів	Розрахункові дані
	BP1-10-20/630 У2	
$U_{н.а} \geq U_{н.мер}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.а} \geq I_{роб.мах}$	630 А	82,9 А
$I_{н.відкл} \geq I_y^{(3)}$	20 кА	2,88 кА
$i_{мах} \geq i_{y0}$	51 кА	4,97 кА
$I_t^2 \cdot t_T \geq I_{уст}^2 \cdot t_{ПР}$	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2,88^2 \cdot 1,4 = 11,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблиця 3.6 – Вибір вимикачів ПЛ 10 кВ

Умови вибору	Тип та параметри апаратів	Розрахункові дані
	BP1-10-20/630 У2	
$U_{н.а} \geq U_{н.мер}$	10 кВ	10 кВ
$I_{н.а} \geq I_{роб.мах}$	630 А	59,5 А
$I_{н.відкл} \geq I_y^{(3)}$	20 кА	2,88 кА
$i_{мах} \geq i_{y0}$	52 кА	4,97 кА
$I_t^2 \cdot t_T \geq I_{уст}^2 \cdot t_{ПР}$	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$2,88^2 \cdot 1,4 = 11,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Приймаємо до встановлення на підстанції «Михайло-Лукашево» вакуумні вимикачі типу BP1-10-20/630 У2 (Q6...Q17) на номінальну напругу 10 кВ і номінальним струм 630 А для використання в умовах помірного

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

клімату з категорією розміщення внутрішньої установки, виконано згідно ТУ У 22588376.008-98, з вмонтованим електромагнітним приводом [7, 9].

3.2 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму для підстанцій підбираються з урахуванням номінальних характеристик. Після цього, їх перевіряють на здатність витримувати термічні та динамічні навантаження, які виникають під час коротких замикань.

До комплекту комірок підстанції входять трансформатори струму типу ТПЛ-10-0,5/Р, які на даний час є застарілими. Пропонується замінити їх сучасними модернізованими трансформаторами струму типу ТПЛ-10-М -0,5/Р.

Вибір трансформаторів струму зводиться до виконання умови:

$$S_{n2} \geq S_{розр.2}, \quad (3.9)$$

$$S_{n2} = I_{n2}^2 \cdot Z_{n2}, \quad (3.10)$$

де S_{n2} – номінальна потужність трансформатора струму, ВА;

$S_{розр.2}$ – розрахункова потужність вторинного кола трансформатора струму, ВА;

Z_{n2} – номінальний опір вторинного кола трансформатора струму, Ом;

I_{n2} – номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А.

$$Z_{n2} = \sum Z_{прил} + R_{пров} + R_{конт}, \quad (3.11)$$

де $\sum Z_{прил.}$ – опір послідовно включених обмоток приладів і реле, Ом;

$R_{пров}$ – опір з'єднувальних проводів, Ом;

$R_{конт}$ – перехідний опір контактів, приймаємо рівним 0,05 Ом.

В якості прикладу розглянемо вибір найбільш завантаженого трансформатора струму, який встановлюється на вводі 10 кВ.

Дані приладів, які підключаються до трансформатора струму, який встановлюється на вводі 10 кВ, наведені в таблиці 3.7.

З виразу (3.11) визначаємо:

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Z_{н2} = \frac{S_{н2}}{I_{н2}^2}. \quad (3.12)$$

Таблиця 3.7 – Дані вимірювальних приладів

Найменування приладу	Тип приладу	Опір котушок струму, Ом
1. Амперметр	Э-378	0,07
2. Лічильник активної енергії	ЦЭ 6812 0,5	0,04
3. Лічильник реактивної енергії	ЦЭ 6811 1Н	0,02
Разом: $(\sum Z_{прил}, \text{Ом})$		0,13

Номінальне вторинне навантаження на трансформатор струму ТПЛ-10М-0,5/Р в класі точності 0,5 дорівнює 10 ВА. Струм в оперативних колах районної підстанції приймаємо змінний і рівний 5 А [3, 4, 7, 9].

$$Z_{н2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}.$$

Визначаємо опір з'єднувальних проводів за формулою:

$$R_{пров} = \frac{S_{н2} - I_{н2}^2 \cdot (\sum Z_{прил} + R_{контр})}{I_{н2}^2}, \quad (3.13)$$

$$R_{пров} = \frac{10 - 5^2 \cdot (0,13 + 0,05)}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}.$$

Розрахунковий переріз з'єднувальних проводів:

$$q_{пров} = \frac{l_{розр}}{\gamma \cdot R_{пров}}, \quad (3.14)$$

де γ – питома провідність провідника, м/Ом·мм²;

$l_{розр.}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів, м.

Приймаємо при з'єднанні трансформаторів струму в неповну зірку:

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\ell_{розр.} = \sqrt{3} \cdot \ell, \quad (3.15)$$

де ℓ – відстань від трансформаторів струму до вимірювальних приладів, яка дорівнює 6 м.

$$q_{пров} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6}{32 \cdot 0,22} = 1,48 \text{ мм}^2.$$

За умовою механічної міцності для алюмінієвих жил приймаємо мінімально допустимий переріз 2,5 мм².

Розрахункові і каталожні дані трансформатора струму, який встановлений на вводі 10 кВ, а також умови вибору наведені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Вибір трансформатора струму вводу 10 кВ

Розрахункові дані		Каталожні дані ТПЛ-10М-0,5/Р		Умови вибору	
Найменуєв.	Значенн	Найменуєв.	Значення	Найменуєв.	Значення
$U_{н\text{ мер}}$	10 кВ	$U_{н\text{ ап}}$	10 кВ	$U_{н\text{ ап}} \geq U_{н\text{ мер}}$	10 = 10
$I_{р\text{аб. max}}$	137,6	$I_{н1}$	200 А	$I_{н1} \geq I_{р\text{ max}}$	200 > 137,7
$I_{н2[1]}$	5 А	$I_{н2}$	5 А	$I_{н2[1]} = I_{н2}$	5 = 5
Клас точності	0,5/Р	Клас точності	0,5/Р	Клас точності	0,5/Р
$S_{розр.2}$	11,8 ВА	$S_{н2}$	30 ВА	$S_{н2} > S_{розр.2}$	30 > 11,8
$i_y^{(3)}$	4,97 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot K_{дин}$	45,0 кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot K_{дин} \geq i_{уд}^{(3)}$	45,0 > 4,97
B_k	4,4 кА ² ·с	$(k_t \cdot I_{н1})^2 \cdot t$	81 кА ² ·с	$(k_t \cdot I_{н1})^2 \cdot t \geq B_k$	81 > 11,6

Параметри вибраних трансформаторів струму, які призначені для релейного захисту і підключення до них вимірювальних приладів підстанції 35/10 кВ, надані в таблиці 3.9.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.9 – Параметри трансформаторів струму

Місце встановлення	Клас точності	$I_{\text{роб.мах}}, \text{А}$	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	$K_{\text{ТС}}$	Тип трансформатора
Ввід 10 кВ №1	0,5/Р	220,2	300	300/5	ТПЛ-10-М УЗ
Ввід 10 кВ №2	0,5/Р	137,6	200	200/5	ТПЛ-10-М УЗ
Вимикач секційний 10кВ	0,5/Р	151,6	200	200/5	ТПЛ-10-М УЗ
Фідер 161	0,5/Р	55,42	75	100/5	ТПЛ-10-М УЗ
Фідер 162	0,5/Р	27,46	50	75/5	ТПЛ-10-М УЗ
Фідер 165	0,5/Р	9,2	50	50/5	ТПЛ-10-М УЗ
Фідер 166	0,5/Р	59,5	75	100/5	ТПЛ-10-М УЗ

Таблиця 3.10 – Характеристика контрольно-вимірювальних апаратів

Прилад	Тип	Клас точності	Споживча потужність котушки, ВА		Виконання
			струму	напруги	
1. Амперметр	Э-378	1,5	0,1	-	вібротряскоміцність, брязкозахисне
2. Вольтметр	Э-378	1,5	-	2	вібротряскоміцність, брязкозахисне
3. Ватметр	Д-312	1,5	0,5	1,5	пилезахисне
4. Варметр	Д-312	1,5	0,5	1,5	пилезахисне
5. Лічильник активної енергії	ЦЭ 6812 0,5	2,0	1,5	2	пилезахисне
6. Лічильник реактивної енергії	ЦЭ 6811 1Н	2,5	2,0	2,5	пилезахисне

3.3 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги (вимірювальні трансформатори) вибираємо за номінальною первинною напругою, способом установлення, конструкцією, класу точності і вторинним навантаженням.

Для контролю ізоляції на шинах 10 кВ приймаємо трифазні триобмоткові трансформатори напруги типу НАМИ-10 [7, 9, 10].

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Сумарне навантаження приладів визначаємо без урахування схеми включення приладів за формулою:

$$S = \sqrt{(\sum P)^2 + (\sum Q)^2}, \quad (3.16)$$

де $\sum P, \sum Q$ – сума активної та реактивної потужності.

Розрахунок потужності, яка споживається вимірювальними приладами, зведений у таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Розрахунок потужності вимірювальних приладів

Прилад	Тип	Потрібна потужність котушки	Число котушок	cos φ	sin φ	Кількість приладів	Загальна потужність	
							P, Вт	Q, Вар
Лічильник активної енергії	ЦЭ 6812 0,5	3 Вт	2	0,382	0,925	4	9,17	22,2
Лічильник реактивної енергії	ЦЭ 6811 1Н	3 Вт	2	0,382	0,925	3	6,87	16,65
Вольтметр	Э-378	2 Вт	1	1,000	0	5	10	-
Всього:							26,04	38,85

$$S = \sqrt{26,04^2 + 38,85^2} = 46,77 \text{ ВА.}$$

Для вибраних трансформаторів напруги НАМИ-10 кВ вторинна потужність по класу точності 0,5 складає 200 ВА.

3.4 Вибір трансформатора власних потреб підстанції

Перетворення та розподіл електроенергії на підстанції супроводжується втратами на власні потреби. Витрати енергії на потреби самої підстанції

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зумовлені функціонуванням електрообладнання для допоміжних механізмів та пристроїв, а також освітленням території. До власних потреб належить електроенергія, необхідна для роботи кіл управління, автоматики, релейного захисту, сигналізації та обігріву.

Трансформатор власних потреб встановлюється в шафі КРУН-10, підключається до збірних шин через запобіжники типу ПК-10. Номінальна потужність для власних потреб трансформатора має визначатися так, аби гарантувати електроживлення при максимальному тривалому навантаженні:

$$S_{ВП} = \frac{K_{одн} \cdot \sum K_3 \cdot P_n}{\eta_{дв} \cdot \cos \varphi} + P_{осв} + P_{об}, \quad (3.17)$$

де $K_{одн}$ – коефіцієнт одночасності;

K_3 – коефіцієнт завантаження;

P_n – номінальна потужність електродвигуна, кВт;

$\eta_{дв}$ – коефіцієнт корисної дії електродвигуна;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності електродвигуна;

$P_{осв}$ – потужність освітлення території підстанції, кВт;

$P_{об}$ – потужність на обігрів електрообладнання, кВт.

Для спрощення розрахунків приймаємо:

$$S_{ВП} = (0,01 - 0,02) \cdot S_{нтр}, \quad (3.18)$$

$$S_{ВП} = 0,01 \cdot 4000 = 40 \text{ кВА}.$$

Приймаємо трансформатор власних потреб типу ТМ-40/10, який підключається до шин 10 кВ через роз'єднувач типу РВЗ-10/630 із приводом ПР-10.

Визначаємо струм плавкої вставки запобіжника, який захищає трансформатор власних потреб за виразом (3.8):

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{н.в} \geq 2I_{н.тр},$$

$$I_{нтр} = \frac{S_{сн}}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

$$I_{вп} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ А.}$$

$$I_{нл. вст.} = 2 \cdot 2,3 = 4,6 \text{ А.}$$

Приймаємо стандартну плавку вставку $I_{нл. вст.} = 5,0 \text{ А.}$

На знижувальних трансформаторних підстанціях 35/10 кВ для живлення кіл оперативного струму релейного захисту і автоматиці приймають змінний струм в якості джерел якого використовують трансформатори струму, напруги і власних потреб електроустановок .

Трансформатори струму використовують в якості джерела оперативного струму для релейного захисту, який реагує на збільшення струму в електричному колі (захист від коротких замикань і перевантажень).

Трансформатори напруги і власних потреб використовують для живлення оперативних кіл релейного захисту, що реагує на ненормальні та аварійні режими, які не пов'язані зі значним зниженням напруги.

Обране у 3 розділі обладнання наведено на схемі первинних комутацій підстанції (аркуш графічної частини 21ЕЕД.10950128.06.25.310000ЭЗ).

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ НАПРУГОЮ 10 кВ

4.1 Стан питання

Головним вектором автоматизації сільських електричних мереж є релейний захист, що протидіє аварійним та ненормальним режимам їх функціонування. Релейний захист виступає критичною підсистемою автоматизації. Його завдання – виявляти місця пошкоджень та сам факт їх виникнення, ініціювати відключення пошкодженого компонента у разі аварії, або сповіщати персонал про ненормальні режими, впливати на пристрої протиаварійної автоматики для забезпечення якнайшвидшого відновлення електропостачання споживачів, що були знеструмлені [11, 12].

Для реалізації визначених вище функцій релейний захист має безперервно збирати інформацію про об'єкт, що підлягає захисту, гарантувати обробку отриманих даних, а у разі відхилення параметрів, що контролюються, за допустимі межі реагувати командою чи сигналом.

Переважні вимоги до релейного захисту:

- селективність – здатність релейного захисту вибірково відключати лише пошкоджені елементи електричної мережі (можна забезпечувати уставкою часу, струму, напруги);
- швидкість дії – відключення пошкоджених елементів за такий час, щоб не відбулося їх пошкодження або вихід із строю;
- чутливість – здатність захисту реагувати на незначні зміни параметрів, що контролюються;
- надійність – здатність пристроїв виконувати нормально свої функції, зберігати експлуатаційні показники на протязі певного часу;

Схема захисту повинна включати наступні основні органи: вимірювання, логічний та виконавчий.

У пристроях релейного захисту як вимірювальні перетворювачі струму застосовуються трансформатори струму, що слугують джерелом відомостей про струм в об'єкті, який підлягає захисту. Для реалізації релейного захисту

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						56
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

використовуються різні схеми з'єднання трансформаторів струму, котрі залежать від потрібної чутливості захисту [11-13].

В шафах повітряних ліній 10 кВ встановлено по два трансформатори струму ТПЛ-10М-0,5/Р, що з'єднані в «неповну зірку». Вторинні обмотки із класом точності «0,5» призначені для приєднання вимірювальних приладів, а вторинні обмотки із класом точності «Р» – для приєднання пристроїв релейного захисту.

При з'єднанні трансформаторів струму за схемою «неповна зірка» коефіцієнт схеми – $\kappa_{cx}^{(3)} = 1$.

У відповідності з ПУЕ та враховуючи наведені в розділі 3 недоліки релейного захисту необхідно передбачити:

- Максимальний струмовий захист (МСЗ) ПЛ 10 кВ – основний захист;
- струмову відсічку (СВ) ПЛ 10 кВ – додатковий захист;
- захист необхідно виконати на сучасній мікроелектронній базі.

4.2 Пристрій релейного захисту УЗА-АТ

4.2.1 Характеристика пристрою

Пропонується модернізувати захист ПЛ 10 кВ, що відходять від підстанції «Михайло-Лукашево» шляхом заміни застарілих струмових електромеханічних реле РТ-85 та РТ-40 на мікроелектронні пристрої УЗА-АТ.

Пристрій релейного захисту УЗА-АТ, функційна схема якого представлена на рисунку 4.1, призначений для використання в схемах релейного захисту та протиаварійної автоматики для захисту повітряних ліній електропередач від коротких замикань та від перенавантажень [11, 12].

Пристрій УЗА-АТ – це сукупність мікроелектронних реле без додаткового джерела живлення. Живлення елементів схеми здійснюється від вхідного струму. Додаткове живлення пристрою необхідне лише для забезпечення функції АПВ, індикації та дистанційного блокування струмової відсічки.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						57
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Значення уставок спрацювання МСЗ, витримок часу МСЗ, кратності струму відсічки, витримки часу АПВ наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1– Технічні характеристики пристрою УЗА-АТ

Уставка струму спрацювання МСЗ, А					Уставки витримок часу МСЗ, с			Уставки струму відсічки, кратність			Уставки АПВ, с		
діапазон, А		кільк.	дискрет., А		діапазон, с	кількість	дискретність,с	діапазон, с	кількість	дискретність,с	діапазон, с	кількість	дискретність,с
$I_{н} = 5A$	$I_{н} = 1A$		$I_{н} = 5A$	$I_{н} = 1A$									
1-2,27	0,4-0,91	128	0,01	0,004	0,3-25,8	256	0,1	2-17,75	64	0,25	0,5-8	16	0,5
2-4,54	0,8-1,82	128	0,02	0,008									
4-9,08	1,6-3,63	128	0,04	0,016									
8-18,16	3,2-7,26	128	0,08	0,032									

Пристрій УЗА-АТ виконує наступні функції:

- максимальний струмовий захист (МСЗ) із незалежною та двома залежними характеристиками спрацювання (на вибір);
- струмову відсічку із затримкою (70-100 або 150-200 мс) (на вибір);
- ненаправлений або направлений захист від замикань на землю;
- захист від перенавантаження;
- можливість задання спільних для двох фаз уставок струму спрацювання, струму спрацювання відсічки, часу спрацювання МСЗ;
- спрацювання МСЗ та (або) відсічки за найбільшим із струмів;
- можливість відключення струмової відсічки із передньої панелі пристрою, або дистанційно;

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

- можливість роботи в схемах із шунтуванням-дешунтуванням кіл, якими керують;
- функцію АПВ;
- індикацію до скидання спрацювання МСЗ, СВ, АПВ;
- індикацію готовності АПВ;
- індикацію спрацювання ЗНЗ та захисту від перенавантажень;
- індикацію наявності струму у вхідних колах пристрою;
- можливість скидання індикації із передньої панелі, або дистанційно.

4.2.2 Принцип дії пристрою

Для функціонування МСЗ та СВ оперативне живлення не потрібне. Живлення елементів схеми МСЗ та СВ здійснюється від вхідного струму через відповідні трансформатори струму – ТА1.С, ТА1А (рисунок 4.1).

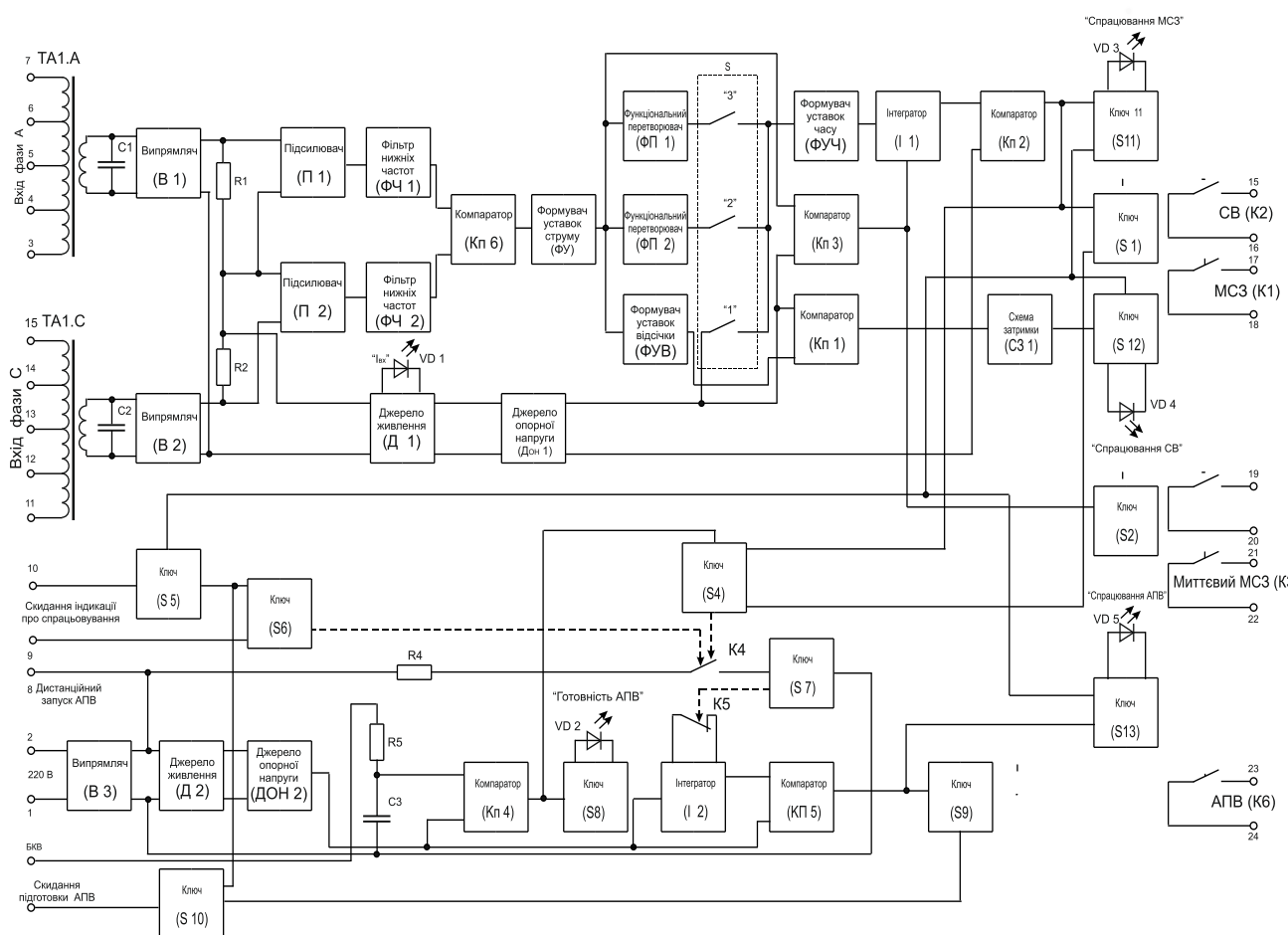


Рисунок 4.1 – Функційна схема пристрою УЗА-АТ

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вхідний струм, в залежності від вибраного діапазону, надходить на відповідні виводи трансформаторів струму ТА1.А та ТА1.С. Випрямлячі (В1 та В2) перетворюють змінний струм частотою 50 Гц у випрямлений пульсуючий струм частотою 100 Гц. При досягненні струмом будь-якої фази (А, С) на вході значення струму мінімальної уставки – на виході джерела живлення (Д1) з'являється напруга живлення достатня для нормальної роботи схеми. При цьому на вході джерела опорної напруги (Д_{ОН1}) з'являється опорна напруга – 2 В та + 2 В і загоряється світлодіод VD1.

Резистори R1, R2 перетворюють пульсуючий струм в пульсуючу напругу із частотою 10 Гц, яка підсилюється підсилювачами (П1 та П2), і перетворюється фільтрами нижніх частот (ФЧ1, ФЧ2) в постійну напругу, яка пропорційна вхідному струму «своїї» фази.

Із виходів фільтрів нижніх частот (ФЧ1 та ФЧ2) напруга надходить на перемикаючий компаратор (Кпб), який підключає на вхід формувача уставок струму (ФУ) більшу із вхідних напруг. Із виходу ФУ напруга надходить на схему формувача уставок відсічки (ФУВ) та на схему МС3 із трьома характеристиками спрацювання (ФП1, ФП2, ФУЧ, Кп3, І1, Кп2).

Формувач уставок відсічки (ФУВ) масштабує сигнал ФУ, таким чином, що при досягненні вхідним струмом значення уставки струму відсічки напруга на виході ФУВ зрівнюється із напругою Д_{ОН1}. Це веде до спрацювання компаратора Кп1. Вихідний сигнал із Кп1 запускає схему затримки (СЗ 1). Значення часу затримки СЗ 1 задається оператором. При закінченні заданого часу СЗ 1 відкриває ключ S1, що приводить до спрацювання реле К1 та К2. Одночасно із цим сигнал із СЗ 1 надходить на ключі S12 та S4. S12 підключає світлодіод VD4, який сигналізує «Спрацювання СВ». А ключ S4, при наявності сигналу із компаратора Кп4 замикає контакт реле К4 в схемі АПВ.

При досягненні вхідним струмом значення уставки струму спрацювання МС3, напруга на виході ФУ порівнюється із напругою із Д_{ОН1}. Компаратор Кп3 спрацьовує, відкриває S2 та підключає інтегратор (І1). Відкриття S2 призведе до спрацювання вихідного реле К3 (миттєвий МС3). Одночасно напруга на

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виході І1 начне зростати. Швидкість зростання напруги залежить: від уставки часу ФУЧ; від заданої уставки часу ФУЧ та значення вхідного струму.

Коли напруга на виході інтегратора досягне значення $+U_{оп}$ ($D_{он1}$) спрацює компаратор КП2. Коли вихідний сигнал КП2 відкриє ключ S1, що приведе до спрацювання вихідних реле K1, K2. Одночасно із цим вихідний сигнал із КП2 надходить на ключі S11 та S4. Ключ S11 відкривається і замикає контакти реле, що визиває загоряння світлодіоду VD3 «Спрацювання МСЗ».

Ключ S4, при наявності сигналу із компаратора КП4 замикає контакт реле K4 в схемі АПВ.

Перетворювачі ФП1 та ФП2 забезпечують залежні характеристики спрацювання, а перемикач S – вибір необхідної характеристики.

Живлення схеми АПВ забезпечує випрямляч ВП3 та джерело живлення Д2, на виході якого формується напруга $+10$ та -10 В. Після ввімкнення високовольтного вимикача замикається його контакт БКВ і на клемі БКВ пристрою з'явиться напруга 250 В. Через резистор R5 розпочинається заряджання конденсатора С3. Напруга конденсатора С3 надходить на один із входів компаратора КП4. На інший вхід КП4 надходить опорна напруга від $D_{он2}$. Приблизно через 30 секунд після початку заряджання С3 напруга на ньому зрівняється із опорною, компаратор КП4 спрацює. Вихідний сигнал КП4 відкриває ключ S8 і загоряється світлодіод VD2 «Готовність АПВ». Одночасно вихідний сигнал КП4 знімає заборону на відпирання ключів S4 та S6.

У випадку спрацювання МСЗ або СВ, на ключ S4 надходить сигнал відкривання від КП2 або СЗ 1. Якщо світлодіод VD2 «Готовність АПВ» не горить, то ключ S4 не відкриється і АПВ працювати не буде. Якщо ж VD2 горить, то ключ S4 відкриється і замкне контакт реле K4. В результаті на S7 через R4 буде подано позитивну напругу, S7 відкриється і спрацює реле K5.

Контакт K5, що розмикається включить інтегратор І2. Напруга на виході І2 почне зростати. Швидкість зростання напруги залежить від заданої оператором на панелі пристрою уставки АПВ.

Вихідна напруга інтегратора І2 надходить на один із входів компаратора КП5, на інший вхід якого подається опорна напруга від $D_{он2}$. В момент

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

зрівняння напруги на входах К_П5 він спрацює, відкриє ключ S9, який у свою чергу підключить до обмотки вихідного реле К6 напругу зарядженого конденсатора С3. Реле К6 спрацює, а конденсатор С3 почне розряджатися. Через 0,25...0,4 секунди після відключення К6 конденсатор С3 майже повністю розрядиться, компаратор К_П4 повернеться у вихідний стан. При цьому відключиться світлодіод VD2 «Готовність АПВ» і сформується сигнал заборони на відкривання S4, S6. Розмикається контакт К4, закривається S7, контакти реле К5 повертаються до вихідного стану. Цикл роботи АПВ завершується.

Запускання АПВ можливе, також, від інших зовнішніх захистів. Для цього вихідний замикаючий контакт зовнішнього захисту необхідно підключити до клем «Дистанційний запуск АПВ» пристрою УЗА-АТ. В момент замикання вихідного контакту зовнішнього захисту на клемі «Дистанційний запуск АПВ» з'явиться напруга +250 В. Якщо світлодіод VD2 не горить, ключ S6 не відкривається (із-за дії заборони від компаратора К_П4) і схема АПВ працювати не буде. Якщо ж VD2 світиться, то S6 відкривається і замикає контакти реле К4. Далі робота АПВ відбувається аналогічно, як описано вище.

Релейний захист – це автоматизована система, що включає в себе низку приладів – реле, які реагують на зміни в режимі роботи будь-якої частини мережі та надсилають сигнал на відключення цієї частини комутаційними пристроями, або на подачу сигналу тривоги. Для коректного і своєчасного виконання поставлених завдань, релейний захист має гарантувати необхідну швидкість спрацювання, чутливість, селективність та надійність.

4.3 Максимальний струмовий захист повітряних ліній 10 кВ

Основним аварійним станом повітряної лінії є короткі замикання (к. з.). Під час к. з. в системі живлення відбувається збільшення сили струму та зменшення напруги. Вхідними сигналами вимірювальної частини пристроїв релейного захисту є величини, котрі формуються на основі даних про струми та напруги на захищених ділянках. Принцип дії захисту безпосередньо залежить від характеру вхідної величини.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						62
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

З огляду на методику реалізації селективності захисту під час зовнішніх к.з., що було розглянуто раніше, розрізняють два основні типи захисту:

- захист із відносною селективністю;
- захист із абсолютною селективністю.

Для радіальних повітряних ліній живлення з однобічним живленням в районі, необхідно обирати варіант релейного захисту з відносною селективністю. Потрібно передбачити максимальний двоступеневий струмовий захист з комбінованими характеристиками витримки часу, а також струмову відсічку лінії без затримки часу.

Розрахунок МСЗ виконуємо для двотрансформаторної («неповна зірка») дворелейної схеми.

Струм спрацювання МСЗ слід встановлювати, беручи до уваги робочий струм лінії електропередачі та ймовірні стрибки струму самозапуску електродвигунів [11]:

$$I_{с.МСЗ} = \frac{k_n}{k_n} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб.мах} , \quad (4.1)$$

де k_n – коефіцієнт надійності реле $k_n=1,2$;

$k_{с.зан}$ – коефіцієнт самозапуску, $k_{с.зан}=1,3$;

k_n – коефіцієнт повернення реле, $k_n=0,82$.

Селективна дія МСЗ лінії забезпечується якщо виконується умова:

$$I_{с.МСЗ} \geq 1,4I_{пл} , \quad (4.2)$$

де $I_{пл}$ – струм, при якому плавка вставка запобіжника згорає за 5 секунд, А.

Струм спрацювання реле визначається за формулою [11, 12]:

$$I_{с.р.МСЗ} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}^{(3)}}{K_{мс}} , \quad (4.3)$$

де $I_{с.МСЗ}$ – найбільший з отриманих за виразом (4.1) та (4.2), струм спрацювання захисту, А;

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						63
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$K_{cx}^{(3)}$ – коефіцієнт схеми, $K_{cx}^{(3)}=1$;

K_{mc} – коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Значення отримані за виразом (4.3) округляємо до струму уставки реле:

$$I_y \geq I_{c.p.MC3}, \quad (4.4)$$

Уточнене значення струму спрацювання МСЗ [11, 12]:

$$I'_{cn.MC3} = I_y \cdot \frac{K_{mc}}{K_{cx}^{(3)}}. \quad (4.5)$$

Чутливість захисту визначаю за формулою:

$$K_{ч.MC3} = \frac{I_{к.min} \cdot K_{cx}}{I_y \cdot K_{m.c.}} \geq 1,5, \quad (4.6)$$

де $I_{к.min}$ – струм двофазного к.з. у кінці ділянки, що захищається, А;

K_{cxmin} – мінімальна величина коефіцієнта схеми з'єднання трансформатора струму.

Для прикладу наводимо розрахунок параметрів максимального струмового захисту однієї повітряної лінії напругою 10 кВ (Фідер 161).

Струм спрацювання МСЗ:

$$I_{c.MC3} = \frac{1,2}{0,82} \cdot 1,3 \cdot 55,42 = 105,4 \text{ А.}$$

Струм спрацювання реле:

$$I_{c.p.MC3} = \frac{105,4 \cdot 1}{100/5} = 5,27 \text{ А.}$$

Струм уставки реле:

$$I_{y161} = 5,3 \text{ А.}$$

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						64
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Уточнене значення струму спрацювання МСЗ:

$$I'_{\text{сп.МСЗ}} = 5,3 \cdot \frac{100/5}{1} = 106\text{А.}$$

Чутливість захисту:

$$k_{\text{ч.МСЗ}} = \frac{10680 \cdot 1}{5,3 \cdot 100/5} = 100,75.$$

Параметри захисту інших повітряних ліній виконуємо аналогічно.
Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Розрахункові дані МСЗ ліній

Розрахункові формули	Розрахункові дані			
	Ф 161	Ф 162	Ф 165	Ф 166
$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \text{А}$	55,42	27,46	9,2	59,5
$I_{\text{с.МСЗ}} = \frac{K_H}{K_n} K_{\text{зап.}} I_{\text{раб.макс.}}, \text{А}$	105,4	52,2	17,5	113,2
$K_{\text{т.с.}}$	100/5	75/5	50/5	100/5
$I_{\text{с.р.МСЗ}} = \frac{I_{\text{с.р.}} K_{\text{сх}}^{(3)}}{K_{\text{тс}}}, \text{А}$	5,27	3,48	1,75	5,66
$I_y, \text{А}$	5,3	3,5	1,8	5,7
$I'_{\text{с.МСЗ}} = \frac{I_y K_{\text{тс}}}{K_{\text{сх}}^{(3)}}$	106	53	18	114
$I_{\text{к min}}^{(2)}, \text{кА}$	10,68	5,23	5,23	12,45
$K_{\text{ч.МСЗ}} = \frac{I_{\text{к.з. min}}^{(2)}}{I'_{\text{с.з}}} \geq 1,5$	100,75	99,62	290,5	109,21
Тип реле	УЗА-АТ	УЗА-АТ	УЗА-АТ	УЗА-АТ

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Приймаємо до встановлення МСЗ із розрахованими вище параметрами (таблиця 4.2).

4.4 Струмова відсічка ліній

Струм спрацювання відсічки ПЛ 10 кВ вибирається за умовами:

– струм спрацювання відсічки повинен бути більшим ніж максимальний струм к.з. у кінці ділянки, що захищається [11, 12]:

$$I_{c.CB} \geq k_n \cdot I_{\max}, \quad (4.7)$$

де $I_{\kappa.\max}$ – максимальний струм к.з. (трифазного) у точці підключення найближчого трансформатора 10 кВА;

k_n – коефіцієнт надійності ($k_n = 1, 2 \dots 1, 3$).

– струмова відсічка не повинна спрацьовувати під час кидків струму намагнічування трансформаторів 10/0,4 кВ:

$$I_{c.CB} \geq \frac{(4 \dots 5) \sum S_{n.m.}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (4.8)$$

де $\sum S_{n.m.}$ – сумарна потужність усіх ТП 10/0,4 кВ, що живляться від цієї лінії, кВА .

Струм спрацювання реле відсічки визначається за формулою [11, 12]:

$$I_{c.p.CB} = \frac{I_{c.в.} \cdot k_{cx}}{k_{mc}}, \quad (4.9)$$

де $I_{c.CB}$ – найбільший із значень за виразами (4.7) і (4.8).

Значення отримані за виразом (4.9) округляємо до струму уставки реле, за умовою [11, 12]:

$$I_y \geq I_{c.p.CB}, \quad (4.10)$$

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						66
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Уточнене значення струму спрацювання СВ [11, 12]:

$$I'_{cn.CB} = I_y \cdot \frac{K_{mc}}{K_{cx}^{(3)}}. \quad (4.11)$$

Чутливість струмової відсічки [11, 12]:

$$k_{ч.CB} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_y} \cdot \frac{k_{cx}}{k_{cm}} \geq 1,2, \quad (4.12)$$

де $I_{\kappa}^{(3)}$ – струм к.з. у місці установаження захисту в найбільш сприятливому за умовами чутливості режимі;

k_{cx} – коефіцієнт схеми.

Для прикладу наводимо розрахунок СВ для фідера 161.

Струм спрацювання відсічки ПЛ 10 кВ:

$$I_{c.CB} = 1,2 \cdot 1370 = 1644 \text{ A.}$$

$$I_{c.CB} \geq \frac{4 \cdot 2003}{\sqrt{3} \cdot 10} = 462,6 \text{ A.}$$

Струм спрацювання реле відсічки:

$$I_{c.p.CB} = \frac{1644 \cdot 1}{100/5} = 82,2 \text{ A.}$$

Струм уставки реле:

$$I_{y161} = 83 \text{ A.}$$

Уточнене значення струму спрацювання СВ:

$$I'_{cn.CB} = 83 \cdot \frac{100/5}{1} = 1660 \text{ A.}$$

Чутливість струмової відсічки:

$$k_{ч.CB} = \frac{1080}{83} \cdot \frac{1}{100/5} = 0,65.$$

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Згідно ПУЕ для додаткових захистів ПЛ $k_q \geq 1,2$, умова виконується [1, 11].

Параметри струмової відсічки інших повітряних ліній виконуємо аналогічно. Результати розрахунків заносимо в таблицю 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахункові дані релейного захисту ліній 10 кВ

Розрахункові формули	Розрахункові дані			
	Ф 161	Ф 162	Ф 165	Ф 166
$I_{к.мах}, \text{кА}$	1,37	1,37	1,61	2,37
$I_{с.СВ.} = k_{\kappa} I_{к.мах.}^{(3)}, \text{А}$	1644	1644	1932	2844
$I_{с.СВ.} \geq \frac{(4...5) \sum S_{н.м.}}{\sqrt{3} \cdot U_{\kappa}}, \text{А}$	462,6	152,4	56,1	497,2
$K_{м.с.}$	100/5	75/5	50/5	100/5
$I_{с.р.СВ} = \frac{I_{с.в.} \cdot k_{сх}}{k_{мс}}, \text{А}$	82,2	109,6	193,2	142,2
$I_y, \text{А}$	83	110	194	143
$I'_{сн.СВ} = I_y \cdot \frac{k_{мс}}{k_{сх}^{(3)}}, \text{А}$	1660	1650	1940	2860
$k_{\kappa.СВ.} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_y} \cdot \frac{k_{сх}}{k_{сн}}$	0,65	0,86	1,46	0,93
Тип реле	УЗА-АТ	УЗА-АТ	УЗА-АТ	УЗА-АТ

Приймаємо до встановлення струмову відсічку із розрахованими вище параметрами (таблиця 4.3).

Задля забезпечення найефективнішого струмового захисту та відключення від мережі повітряних ліній електропередавання (ПЛ) напругою 10 кВ, які живляться від підстанції, остаточно зупиняємось на використанні мікроелектронних реле УЗА-АТ з параметрами, зазначеними вище.

Принципову схему релейного захисту наведено на аркуші 21ЕЕД.10950128.06.25.410000ЭЗ графічної частини проєкту, а схему підмикання – на аркуші 21ЕЕД.10950128.06.25.420000Э5.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз нормативно-правової бази з охорони праці

Створення нормальних і безпечних умов праці - одна із головних передумов її продуктивності. В процесі розвитку промисловості в Україні передбачено створення належних умов для ліквідації виробничого травматизму і захворюваності.

З метою подальшого поліпшення умов праці та усунення виявлених недоліків в галузі охорони праці і техніки безпеки на діючих підприємствах необхідно виділяти достатні кошти на забезпечення здорових умов праці, закупівлю спецодягу та технічних засобів, а також на підвищення технічних знань і виробничої кваліфікації працівників.

Для забезпечення належного рівня охорони праці при проведенні робіт під час реконструкції електричних мереж напругою 10 кВ південно-східної частини Вільнянського району, а також при виконанні робіт з поточного обслуговування обладнання слід дотримуватись вимог наступних законодавчих та нормативно-правових актів [15-19]:

- Кодекс законів про працю України – регулює загальні питання охорони праці;
- Закон України «Про охорону праці» – визначає права і обов'язки роботодавців і працівників щодо безпеки праці;
- Закон України «Про електроенергетику» (замінений Законом Про ринок електричної енергії – містить вимоги до експлуатації електроустановок;
- Закон України «Про регулювання містобудівної діяльності» – регулює питання реконструкції інженерних мереж.

Постанови Кабінету Міністрів України:

- Постанова КМУ № 1107 від 26.10.2011 р. – «Про порядок проведення експертизи проєктів будівництва;
- Постанова КМУ № 687 від 10.07.2013 р. – «Про затвердження Порядку розслідування та обліку нещасних випадків на Виробництві.

Накази Міністерства енергетики та Держпраці:

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						69
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

– Правила охорони праці під час експлуатації електроустановок споживачів (наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 476 від 25.07.2017 р.);

– Правила безпечної експлуатації електроустановок (наказ Держгірпромнагляду № 40 від 06.02.2007 р.);

– НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів»;

– НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила безпечного виконання робіт у діючих електроустановках».

Будівельні норми та стандарти:

– ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення»;

– ДБН В.2.5-27:2010 «Електропостачання міст і сільських населених пунктів»;

– ГОСТ 12.1.019-79 «Електробезпека. Загальні вимоги та норми»;

– ПУЕ (Правила улаштування електроустановок) – основний документ для електромонтажних робіт.

Інші документи [15-19]:

– Інструкції з охорони праці для працівників електроенергетики, розроблені відповідно до НПАОП;

– Журнал реєстрації інструктажів з охорони праці;

– Посвідчення з допуску до робіт в електроустановках;

– Виконання реконструкції електромереж повинно відповідати вимогам охорони праці, електробезпеки та екологічної безпеки.

5.2 Аналіз потенційних небезпек при експлуатації електричних мереж району

Експлуатація електричних мереж у межах району супроводжується низкою потенційних загроз, що здатні негативно впливати на безпеку

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

населення, стабільність електропостачання та тривалість функціонування обладнання. До основних ризиків належать [15-19]:

1. Технічні ризики

Зношування устаткування – старість та іржавіння кабелів, трансформаторів, стовпів ліній електропередачі здатні ставати причинами аварійних ситуацій.

Перевищення ліміту навантаження на мережу, здатне призвести до критичного перегріву проводів та різних пристроїв, а також спровокувати аварійні короткі замикання.

Неякісна електроенергія - стрибки напруги, зміни частоти здатні вивести з ладу пристрої споживачів та зменшити продуктивність функціонування електромережі.

Вплив зовнішніх сил, таких як гроза, вітер, обмерзання, повені та інші стихійні лиха, здатен спричиняти переривання ліній електропередач та пошкодження устаткування.

2. Операційні ризики

Недотримання правил використання – неналежне обслуговування чи несвоєчасне виправлення поломок здатне призвести до тяжких аварій.

Недостатній рівень професіоналізму працівників – брак належної освіти здатен спровокувати прорахунки при ремонтних роботах або під час використання техніки.

Недотримання графіків технічного обслуговування – відсутність профілактичних оглядів збільшує ймовірність виникнення неполадок.

3. Екологічні та техногенні ризики

Забруднення навколишнього середовища – витікання мастила з трансформаторів, самовільне скидання відходів здатні чинити негативний вплив на довкілля.

Потенційна загроза пожежі виникає через коротке замикання в електромережі або дефектне обладнання, що може призвести до спалаху.

Викиди електромагнітних хвиль, якщо їх рівень перевищує встановлені норми, здатні чинити негативний вплив на здоров'я населення.

4. Соціальні та економічні ризики

Викрадення обладнання, таке як кабелі, трансформаторна олія чи інші коштовні деталі, спричиняє збої в роботі мережі.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Несанкціоновані підключення – здатні спричинити перевантаження й аварійні ситуації.

Фінансові труднощі – брак коштів на оновлення та лагодження інфраструктури здатний підривати їх стабільність.

Заходи щодо зменшення ризиків.

Технічне обслуговування та оновлення обладнання на регулярній основі.

Автоматизація систем моніторингу стану мережі.

Навчання та удосконалення професійного рівня персоналу.

Застосування новітніх технологій для підвищення якості електропостачання.

Робота з громадянами стосовно правил безпеки та ощадливого використання електроенергії.

5.3 Розробка інструкції з ліквідації технологічних порушень в мережі підстанції «Михайло-Лукашево»

1. Загальні положення [15-19].

1.1. Дана інструкція визначає послідовність дій персоналу у випадку виникнення технічних збоїв у мережі.

1.2. Інструкція є обов’язковою для виконання всіма працівниками, відповідальними за експлуатацію мережі.

1.3. Технологічна аварія – це будь-який надзвичайний випадок, що спричиняє часткову або повну непрацездатність компонентів мережі.

2. Виявлення та класифікація порушень

2.1. Персонал зобов’язаний проводити безперервний моніторинг стану мережі.

2.2. При виявленні ознак невідповідності необхідно негайно зафіксувати проблему та повідомити чергового відповідального.

2.3. Технологічні порушення поділяються на:

- Незначні (локальні, які суттєво не впливають роботу всієї системи);
- Критичні (масштабні, що здатні призвести до серйозних наслідків).

3. Дії при виникненні порушення

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						72
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3.1. При незначних порушеннях:

- Визначити причину порушення;
- Вжити заходи щодо усунення неполадки без припинення роботи мережі;
- Зафіксувати подію в журналі обліку порушень.

3.2. При критичних порушеннях:

- Терміново повідомити керівництво та відповідальних осіб;
- У разі загрози безпеці припинити роботу мережі;
- Виконати аварійні заходи згідно з планом ліквідації аварій;
- Організувати роботу з відновлення працездатності мережі;
- Оформити відповідну документацію щодо інциденту.

4. Відповідальність та звітність

4.1. Відповідальні особи повинні забезпечити належний контроль за виконанням заходів ліквідації порушень.

4.2. Після ліквідації порушення необхідно скласти звіт із зазначенням причин, вжитих заходів та рекомендацій щодо запобігання подібним ситуаціям у майбутньому.

4.3. У разі недотримання даної інструкції винні особи несуть відповідальність згідно з чинним законодавством.

5. Профілактичні заходи

5.1. Регулярне технічне обслуговування обладнання мережі.

5.2. Проведення навчальних тренувань для персоналу щодо дій у надзвичайних ситуаціях.

5.3. Впровадження автоматизації систем моніторингу та діагностики мережі.

5.4 Розрахунок пристрою заземлення підстанції

Виникнення напруги на неструмопровідних елементах електроустановок зумовлено пошкодженням ізоляції та замиканням на корпус. Головними технічними методами для уникнення електротравм під час замикань на корпус є захисне заземлення, занулення та захисне вимкнення.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		73

Захисне заземлення використовують в електричних мережах з напругою до 1000 В, де нейтраль ізольована, а також у мережах, де напруга перевищує 1000 В, незалежно від того, який режим роботи нейтралі джерела живлення [3].

Захисне заземлення – це спеціальне електричне з'єднання з ґрунтом або його аналогом, що використовується для з'єднання з землею неструмопровідних частин обладнання, які за звичайних умов не перебувають під напругою, але можуть опинитися під нею.

Коли корпус обладнання не має заземлення, та трапляється замикання однієї з фаз на нього, дотик людини до такого корпусу стає аналогічним дотику до самої фази. Якщо ж корпус електрично з'єднаний із землею, то він опиниться під напругою замикання $U_z = R_z \cdot I_z$, а людина, яка доторкається до такого корпусу, потрапляє під напругу доторкання $U_{\text{дон}} = U_z \cdot \alpha$. Струм, який пройде через людину, при цьому визначається із виразу [3]:

$$I_{\text{л}} = \frac{U_{\text{дон}}}{R_{\text{л}}} = I_z \cdot R_z \cdot \frac{\alpha}{R_{\text{л}}}, \quad (5.1)$$

Із виразу (5.1) видно, що чим меншими є значення R_z та α , тим менший струм пройде через тіло людини, яка стоїть на землі та торкається до корпусу устаткування. Таким чином, захист від ураження струмом забезпечується шляхом приєднання корпусу до заземлювача, який має малий опір заземлення R_z та малий коефіцієнт напруги доторкання α .

Якщо прийняти, що опір людини $R_{\text{л}} = 1000 \text{ Ом}$, а опір заземлення $R_z = 4 \text{ Ом}$, то струм, який пройде через людину, що доторкнулася до заземленого корпусу, котрий опинився під напругою, буде в 250 разів менший ніж у випадку, коли таке захисне заземлення відсутнє [1, 3].

Заземлювальним пристроєм називають систему, що складається з конструктивно з'єднаних заземлювальних провідників та заземлювача. Заземлювач – це провідник чи їх сукупність, електрично сполучених між собою, які безпосередньо контактують з землею або її аналогом. Розрізняють заземлювачі природного та штучного походження.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Як природні заземлювачі застосовують електропровідні елементи будівельних та виробничих споруд, а також комунікацій, котрі забезпечують стійкий контакт із землею (водопровідні та каналізаційні труби, фундаменти будівель тощо).

Для виготовлення штучних заземлювачів використовують сталеві труби діаметром 35-50 мм (товщина стінок не менше 3,5 мм) та кутники (40×40 та 60×60 мм) довжиною 2,5-3,0 м, а також сталеві пруті діаметром не менше ніж 10 мм та довжиною до 10 м.

В більшості випадків штучні вертикальні заземлювачі знаходяться у землі на глибині $h = 0,5 - 0,8 \text{ м}$. Вертикальні заземлювачі з'єднують між собою сталевою смугою з поперечним перерізом не менше ніж 4×12 мм або прутом з діаметром не менше ніж 6 мм за допомогою зварювання.

З'єднання заземлювального провідника з корпусом обладнання виконується зварюванням. Об'єкти, що потребують заземлення, під'єднуються до основної магістралі заземлення винятково паралельно, використовуючи для цього окремий провідник.

Залежно від того, де знаходяться заземлювачі відносно обладнання, яке потрібно заземлити, виділяють виносне (або зосереджене) та контурне (розподілене) заземлення.

Перевага зовнішнього заземлення полягає в можливості визначати розташування заземлювачів, орієнтуючись на найменший опір ґрунту.

Заземлювачі для контуру заземлення розміщують впритул до периметру (обводу) території, де знаходиться обладнання, що заземлюється. Таке розташування дає змогу зрівняти потенціали всередині контуру, що, своєю чергою, зменшує напругу дотику та крокову напругу.

Опір захисного заземлення в електроустановках до 1000 В, з потужністю понад 100 кВА, не може бути більшим за 4 Ом. Таке обмеження визначається значенням напруги, що виникає між корпусом заземленого обладнання та землею при пошкодженні ізоляції. Саме це забезпечує безпечність струму, який проходить через людину, якщо вона торкається обладнання [1, 3].

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		75

Такою напругою замикання U_z прийнято вважати напругу до 42 В, а оскільки найбільший можливий струм замикання на землю в електроустановках до 1000 В становить 10 А, то максимально допустимий опір заземлення дорівнює [1]:

$$R_z = \frac{U_z}{I_z} \quad (5.2)$$

Захисне заземлення належить виконувати: при напрузі змінного струму 380 В і вище та 440 В і вище для постійного струму – у всіх електроустановках; при номінальних напругах змінного струму вище 42 В та постійного струму вище 110 В – тільки в електроустановках, що розташовані в приміщеннях з підвищеною небезпекою, зокрема небезпечних, а також у зовнішніх електроустановках; за будь-якої напруги змінного та постійного струму – у вибухонебезпечних установках [1, 3].

Під час експлуатації електроустановок існує ймовірність пошкодження цілісності заземлювальних провідників та зростання опору заземлення вище встановлених нормативів. Передбачено виконання візуального контролю (огляду) цілісності заземлювальних провідників, а також вимірювання опору заземлення. Зазвичай, ці вимірювання виконуються за найменшої провідності ґрунту: влітку – під час найбільшого висихання або взимку – під час найбільшого промерзання ґрунту. Вимірювання опору заземлення рекомендовано здійснювати після монтажу електроустановки, після її ремонту чи реконструкції, а також з періодичністю щонайменше один раз на рік.

Вихідною інформацією для проєктування та втілення у життя заземлювальних пристроїв є граничні (дозволені) значення їх опорів, які беруться згідно з ПУЕ, враховуючи напругу, режим нейтралі та складову електроустановки, яка підлягає заземленню. Відповідно до ПУЕ, заплановано виконати шість повторних заземлень нульового проводу [1].

Опір заземлюючого пристрою визначають наступними умовами.

Для електроустановок напругою вище 1000 В з ізольованою нейтраллю[1]:

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						76
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$r_3 \leq 250 / I_3 . \quad (5.3)$$

Якщо заземлюючий пристрій одночасно використовується і для установок до 1000 В, то:

$$r_3 \leq 67 / I_3 , \quad (5.4)$$

де I_3 – розрахунковий струм замикання на землю, А

Ємнісний струм замикання на землю визначаємо за наближеною формулою:

$$I_3 = \frac{U_n(35l_k + l_g)}{350}, \quad (6.5)$$

де l_k, l_g – відповідно, довжина електрично пов'язаних між собою кабельних та повітряних ліній, км:

$$I_3 = \frac{10(35 \cdot 2 + 16,9 + 7,2 + 7,2 + 20,0)}{350} = 3,47 \text{ А.}$$

$$r_3 \leq \frac{67}{3,47} = 19,3 \text{ Ом.}$$

Приймаємо $r_3 = 3 \text{ Ом.}$

Визначимо розрахунковий опір ґрунту для стержневих заземлювачів:

$$\rho_{розр} = \kappa_c \psi \rho_{вим}, \quad (5.6)$$

де κ_c – коефіцієнт сезонності, $\kappa_c = 1,1$;

ψ – коефіцієнт підвищення, $\psi = 1,1$;

$\rho_{вим}$ – питимий опір ґрунту, $\rho_{вим} = 300 \text{ Ом м.}$

$$\rho_{розр} = 1,1 \cdot 1,1 \cdot 300 = 363 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Опір розтікання струму вертикального заземлювача з круглої сталі:

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						77
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_B = 0,366 \rho_{розр} \left[\lg(k \cdot l / d) + 0,5 \lg \left(\frac{4h_{cp} + l}{4h_{cp} - l} \right) \right] / l, \quad (5.7)$$

де k – числовий коефіцієнт для вертикального заземлювача, $k = 2$;

l – довжина електроду, м;

d – зовнішній діаметр труби або стрижня, м;

h_{cp} – глибина закладення, яка дорівнює відстані від поверхні землі до середини труби або стрижня, м.

Заземлюючий контур у вигляді прямокутного чотирикутника виконують шляхом закладення в ґрунт вертикальних сталевих стрижнів довжиною 5 м і діаметром 10 мм, з'єднаних між собою сталюю смугою 40×4 мм. Глибина закладення стрижнів – 0,8 м, смуги – 0,9 м.

$$R_B = 0,366 \cdot 363 \left[\lg \left(2 \cdot \frac{5}{0,01} \right) + 0,5 \lg \left(\frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) \right] / 5 = 84,8 \text{ Ом.}$$

Опір повторного заземлення $R_{i.з.}$ не повинен перевищувати 30 Ом при $\rho_{вим} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ і нижче. При $\rho_{âî} > 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ допускається приймати

$$R_{n.з.} = 30 \rho / 100. \quad (5.8)$$

$$R_{n.з.} = 30 \cdot \frac{363}{100} = 108,9 \text{ Ом.}$$

Для повторного заземлення приймаємо один стрижень довжиною 5 м і діаметром 10 мм, опір якого $84,8 \text{ Ом} < 108,9 \text{ Ом}$.

Загальний опір всіх шести повторних заземлень:

$$r_{n.з.} = R_{n.з.} / n = R_g / n. \quad (5.9)$$

$$r_{n.з.} = \frac{84,8}{6} = 14,1 \text{ Ом.}$$

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						78
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо розрахунковий опір заземлення нейтралі трансформатора з врахуванням повторних заземлень [3]:

$$r_{um.} = r_3 \cdot r_{n.3.} / (r_{n.3.} - r_3) \quad (5.10)$$

$$r_{um.} = 3 \cdot 14,1 / (14,1 - 3) = 3,81 \text{ Ом.}$$

Згідно із ПУЕ опір заземлюючого пристрою при приєднанні до нього електрообладнання напругою до і вище 1000 В не повинен перевищувати 10 Ом.

Приймаємо для розрахунку найменше з цих значень $r_{um} = 4 \text{ Ом.}$

Визначаємо теоретичне число стержнів:

$$n_T = R_B / r_{um} \quad (5.11)$$

$$n_T = \frac{84,8}{4} = 21.$$

Приймаємо 21 стержнів і розташовуємо їх в ґрунті на відстані 2,5 м один від одного. Довжина смуги зв'язку $l = a \cdot n = 2,5 \cdot 21 = 52,5 \text{ м.}$

$$R_T = 0,366 \rho_{розр} \lg[2l^2 / (d \cdot h)] / l . \quad (5.12)$$

$$\rho_{розр} = 1,5 \cdot 1 \cdot 300 = 450 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_T = 0,366 \cdot 450 \lg[2 \cdot 52,5^2 / (0,04 \cdot 80)] / 52,5 = 10,2 \text{ Ом.}$$

При $n = 21$ і $a/l = 52,5/5 = 10,5$ коефіцієнти екранування вертикальних і горизонтальних заземлювачів $\eta_B = 0,95$ і $\eta_T = 0,85$.

Тоді дійсне число стержнів [3]:

$$n_D = R_B \cdot \eta_T / \eta_B [1 / (r_{um} \cdot \eta_T) - 1 / R_T]. \quad (5.13)$$

$$n_D = 84,8 \cdot 0,85 / 0,95 [1 / (4 \cdot 0,85) - 1 / 10,2] = 14,9.$$

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						79
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Якщо по формулі отримують $n_D \leq n_T$, то для виконання заземлення приймають число стрижнів, рівне n_T . Отже приймаємо $n_D = n_T = 21$ стержнів і проводимо перевірочний розрахунок.

Дійсний опір штучного заземлення [3]:

$$r_{\text{шт}} = R_B \cdot R_T / (R_T \cdot n \cdot \eta_B + R_B \cdot \eta_T). \quad (5.14)$$

$$r_{\text{шт}} = 84,8 \cdot 10,2 / (10,2 \cdot 21 \cdot 0,95 + 84,8 \cdot 0,85) = 3 \text{ Ом} < 7 \text{ Ом}.$$

Опір заземлюючого пристрою з урахуванням повторних заземлень [3]:

$$r_{\text{розр}} = r_{\text{шт}} \cdot r_{\text{н.з.}} / (r_{\text{шт}} + r_{\text{н.з.}}). \quad (5.15)$$

$$r_{\text{розр}} = 3 \cdot 14,1 / (3 + 14,1) = 2,47 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}.$$

Таким чином, однією із важливих гарантій забезпечення охорони праці та безпеки працівників на виробництві є суворий нагляд і контроль за дотриманням законодавства про працю. Також виникає необхідність виконувати необхідні розрахунки заземлюючих пристроїв, які повинні відповідати нормативному значенню ПУЕ, тобто гарантувати безпеку для персоналу підстанції та забезпечувати надійність її обладнання [1, 3].

Кресленик пристрою заземлення підстанції 35/10 кВ «Михайло-Лукашево» наведений на аркуші 21ЕЕД.10950128.06.25.510000ВО графічної частини кваліфікаційного проекту.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПРОЄКТУ

Для виявлення економічної вигідності запропонованих у кваліфікаційній роботі рішень, застосовуємо показник мінімальних приведених витрат. Цей показник відображає суму поточних виробничих витрат (експлуатаційних витрат), разом із одноразовими капіталовкладеннями. Всі показники приводяться до єдиного вимірника з використанням нормативного коефіцієнта ефективності капітальних інвестицій [3, 20, 21].

Розрахунок приведених (зведених) витрат:

$$Z_i = B_i + E_n \cdot K, \quad (6.1)$$

де B_i – експлуатаційні витрати, тис. грн;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності вкладень, $E_n = 0,12$;

K – капітальні вкладення, тис. грн.

До складу експлуатаційних витрат зараховуються: виплата заробітної плати персоналу, оплата електроенергії, палива та мастильних матеріалів, відрахування на амортизацію, витрати на поточний ремонт та інші безпосередні витрати.

Економічну ефективність визначаємо за наступними показниками:

1) собівартість продукції (передачі електричної енергії) [3, 20, 21]:

$$C_{пер.} = \frac{\sum B_i}{W_{кор}}, \quad (6.2)$$

де $W_{кор}$ – кількість електроенергії, що відпущена споживачам кВт·год;

2) прибуток:

$$П = (Ц_{е.е.} - (C + C_{пер.})) \cdot W_{кор} \cdot 10^{-2}, \quad (6.3)$$

де $Ц_{е.е.}$ – середня вартість (ціна) 1 кВт·год електричної енергії, $B = 8,64$ коп. [за даними Вільнянського РЕМ], переважно побутове навантаження;

C – вартість електричної енергії для оператора мереж;

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						81
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3) строк (термін) окупності [3]:

$$T_{ак.} = \frac{K}{\Pi}. \quad (6.4)$$

Загальна кількість капітальних вкладень:

$$K = K_{35/10} + K_{10} + K_{авт}, \quad (6.5)$$

де $K_{35/10}$ – капітальні вкладення у обладнання підстанції 35/10 кВ, тис. грн;

K_{10} – капітальні вкладення у повітряні лінії 10 кВ, тис. грн;

$K_{Р.з.}$ – капітальні вкладення в релейний захист підстанції, тис. грн.

Вартість обслуговування обладнання системи електропостачання [3]:

$$B_{експл} = \gamma \cdot \sum n_i, \quad (6.6)$$

де γ – вартість однієї умовної одиниці, $\gamma = 440$ грн.;

n_i – кількість умовних одиниць обладнання.

Капітальні вкладення на реконструкцію системи електропостачання північної частини Вільнянського району наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Капітальні вкладення в реконструкцію системи електропостачання частини району

Найменування робіт або витрат	Од. вимір	Кіл-ть	Вартість, тис/грн	
			На одиницю	Загальна
1	2	3	4	5
Трансформатор 35/10 кВ 2500 кВА	шт	2,0	375,0	750,0
Масляні вимикачі ВТ-35/630	шт.	9,0	150,0	1350,0
Вакуумні вимикачі ВР1-10-20/630 У2	шт.	12,0	90,5	1086,0
Роз'єднувач РВЗ-10/630	шт.	24,0	3,6	86,4
Обмежувач перенапруги ОПН-КР/TEL-10	шт.	6,0	1,0	6,0
Високочаст. загороджув. ВЗ-600-1,25	шт.	2,0	30,0	60,0
Трансформатор струму ТПЛ-10М	шт.	9,0	6,0	54,0

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						82
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 6.1

1	2	3	4	5
Запобіжник ПКН-10	шт.	4,0	0,17	0,68
Трансформатори напруги НТМИ-10	шт.	2,0	24,0	48,0
Трансформатор власних потреб ТМ25/10	шт.	2,0	76,0	152,0
Тип опорних ізоляторів ИО-10-7.5	шт.	13,0	0,4	5,2
Тип прохідних ізоляторів ИП-10-630	шт.	13,0	1,3	16,9
Тип комірки КРН-3-10	шт.	13,0	35,0	455,0
Пристрій РЗ УЗА-АТ	шт.	7,0	6,0	42,0
Монтаж пристроїв релейного захисту	шт.	7,0	6,0	42,0
Реконструкція ПЛ проводом АС 70	км	41,1	70,0	2877,0
Реконструкція ПЛ проводом АС 50	км	21,4	50,0	1070,0
Разом капітальних вкладень				8101,2

Таблиця 6.2 – Розрахунок умовних одиниць обладнання мереж району та підстанції до реконструкції

Найменування об'єкта	Норма у.о	Кількість	Число у.о
Вимикачі напругою 35 кВ	54,7	9,0	492,3
Силовий трансформатор	35,6	2,0	71,2
Вимикачі напругою 10 кВ	29,1	12,0	349,2
ПЛ 10 кВ на ж/б опорах	4,5	50,0	225
Шафи 10 кВ	3,4	8,0	27,2
Разом:			1164,9

$$V_{\text{експл.1}} = 440 \cdot 1164,9 = 512556 = 512,5 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 6.3 – Розрахунок умовних одиниць обладнання мереж району та підстанції після реконструкції

Найменування об'єкта	Норма у.о	Кількість	Число у.о
Вакуумний вимикач 35 кВ	44,5	9,0	400,5
Силовий трансформатор	35,6	2,0	71,2
Вакуумний вимикач 10 кВ	15,2	12,0	182,4
ПЛ-10 кВ	5,5	50,0	275
Шафи 10 кВ	5,5	8,0	44
Шафи 10 кВ	2,9	8,0	23,2
Разом:			996,3

$$B_{\text{експл.2}} = 440 \cdot 996,3 = 438372 = 438,4 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в силових трансформаторах [3, 4]:

$$B_{\text{втр.е.е.ТП}} = \left(\left(\frac{S_p}{S_n} \right)^2 \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \tau + \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{г}} \right) \cdot C_{\text{е.е.}} \cdot 10^{-2}, \quad (6.7)$$

де S_p – розрахункова потужність ТП-35/10 кВ, кВА; $S_p = 5059,0$ кВА;
 S_n – номінальна потужність трансформатора, кВА; $S_n = 2 \times 2500$ кВА;
 ΔP_{κ} – номінальні витрати в обмотках трансформаторів, $\Delta P_{\kappa} = 25,5$ кВт;
 τ – час втрат, $\tau = 2000$ год/рік;
 ΔP_{xx} – номінальні втрати у сталі трансформатора, $\Delta P_{xx} = 6,5$ кВт;
 $T_{\text{г}}$ – час роботи трансформатора на рік, $T_{\text{г}} = 8760$ год;
 $C_{\text{е.е.}}$ – вартість (ціна) 1 кВт·год електричної енергії, $B = 8,64$ коп. [за даними Вільнянського РЕМ], переважно побутове навантаження.

Вартість втрат електроенергії в трансформаторах 35/10 кВ.

До реконструкції:

$$B_{\text{втр.в.в.ТП1}} = \left(\left(\frac{4500}{1500 + 2500} \right)^2 \cdot 25,5 \cdot 2000 + 6,5 \cdot 8760 \right) \cdot 8,64 \cdot 10^{-3} = 1049,6 \text{ тис. грн.}$$

Після реконструкції:

$$B_{\text{втр.в.в.ТП2}} = \left(\left(\frac{5059}{2500 + 2500} \right)^2 \cdot 25,5 \cdot 2000 + 6,5 \cdot 8760 \right) \cdot 8,64 \cdot 10^{-3} = 943,1 \text{ тис. грн.}$$

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ визначаємо за формулою [3]:

$$B_{\text{втр.е.е.ЛЛ}} = \left(\frac{S_p}{\sqrt{3}U_n} \right)^2 \cdot 3r_o \cdot L \cdot \tau \cdot C_{\text{е.е.}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.8)$$

де U_n – номінальна напруга в лінії, $U_n = 10$ кВ;
 S_p – розрахункове навантаження лінії, кВА;
 r_o – питомий опір проводів лінії, Ом/км;

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

L – довжина лінії 10 кВ, км.

Дані для розрахунку втрат електричної енергії в повітряних лініях району електропостачання напругою 10 кВ наведено в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Розрахункові дані ПЛ 10кВ

Марка проводу	L , км	r_o , Ом/км	τ , год/рік	S_p , кВА
До реконструкції				
АС-70	16,9	0,42	2000	2003
АС-50	7,2	0,59	2000	660
АС-50	7,2	0,59	2000	243
АС-70	20	0,42	2000	2153
Після реконструкції				
АС-95	16,9	0,35	1600	2003
АС-70	7,2	0,42	1600	660
АС-70	7,2	0,42	1600	243
АС-95	20	0,35	1600	2153

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ до реконструкції:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{втр.в.в.ПЛ1}} &= \left(\frac{2003}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 3 \cdot 0,42 \cdot 16,9 \cdot 2000 \cdot 8,64 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{660}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 3 \cdot 0,59 \cdot 7,2 \cdot 2000 \cdot 8,64 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{243}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 3 \cdot 0,59 \cdot 7,2 \cdot 2000 \cdot 8,64 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{2153}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 3 \cdot 0,42 \cdot 20 \cdot 2000 \cdot 8,64 \cdot 10^{-6} = 12012,5 \text{ тис. грн.}
 \end{aligned}$$

Вартість втрат електроенергії в лініях 10 кВ після реконструкції:

$$\begin{aligned}
 B_{\text{втр.в.в.ПЛ2}} &= \left(\frac{2003}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 3 \cdot 0,35 \cdot 16,9 \cdot 1600 \cdot 6,64 \cdot 10^{-6} + \\
 &+ \left(\frac{660}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 3 \cdot 0,42 \cdot 7,2 \cdot 1600 \cdot 6,64 \cdot 10^{-6} +
 \end{aligned}$$

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85

$$+ \left(\frac{243}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 3 \cdot 0,42 \cdot 7,2 \cdot 1600 \cdot 6,64 \cdot 10^{-6} +$$

$$+ \left(\frac{2153}{\sqrt{3} \cdot 10} \right)^2 \cdot 3 \cdot 0,35 \cdot 20 \cdot 1600 \cdot 6,64 \cdot 10^{-6} = 7973 \text{ тис. грн.}$$

Розрахуємо розмір амортизаційних відрахувань [3, 4]:

$$B_a = \frac{H_a}{100} \cdot K, \quad (6.9)$$

де H_a – норма амортизаційних відрахувань $H_a = 6,0\%$;

K – розмір капіталовкладень, тис. грн.

Необхідно визначити капіталовкладення в усю інфраструктуру підстанції і елементів електромережі до реконструкції. Вони становлять, виходячи із даних Вільнянського РЕМ, 6076 тис. грн.

Визначимо суму амортизаційних відрахувань до реконструкції:

$$B_{a1} = \frac{6,0}{100} \cdot 6076 = 364,6 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо суму амортизаційних відрахувань після реконструкції:

$$B_{a2} = \frac{6,0}{100} \cdot 8101,2 = 486,1 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо експлуатаційні витрати за рік:

$$\sum B = B_a + B_{\text{експл}} + B_{\text{втр.е.е.}}, \quad (6.10)$$

До реконструкції:

$$\sum B_1 = 364,6 + 512,5 + (1049,6 + 12012,5) = 13939,2 \text{ тис. грн.}$$

Після реконструкції:

$$\sum B_2 = 486,1 + 438,4 + (943,1 + 7973) = 9840,6 \text{ тис. грн.}$$

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						86
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначимо обсяги електроенергії, що реалізуються споживачам, за формулою [3, 4]:

$$W_{нов} = S_p \cdot \cos \varphi \cdot K_y \cdot K_z \cdot T, \quad (6.11)$$

де $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності;

K_y – коефіцієнт участі, $K_y = 0,7$;

K_z – коефіцієнт, який враховує вихід на повну потужність, $K_z = 0,7$;

T – час використання максимуму навантаження за рік, $T = 2500$ год.

До реконструкції:

$$W_{нов1} = 4500 \cdot 0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 2500 = 4410 \text{ тис. кВт. год.}$$

Після реконструкції:

$$W_{нов2} = 5059 \cdot 0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 2500 = 4957,8 \text{ тис. кВт. год.}$$

Вартість передачі і розподіл одного кВт·год електроенергії в мережі 10 кВ району електропостачання.

До реконструкції:

$$C_{пер1} = \frac{13939,2}{4410} = 3,2 \text{ грн.}$$

Після реконструкції:

$$C_{пер2} = \frac{9840,6}{4957,8} = 2 \text{ грн.}$$

Прибуток підприємства визначається як різниця між виручкою від реалізації електроенергії та повної її собівартості:

$$П_{до рек.} = (8,64 - 2 - 3,2) \cdot 4410 = 15170,4 \text{ тис. грн.}$$

$$П_{після рек.} = (8,64 - 2 - 2) \cdot 4957,8 = 23004,2 \text{ тис. грн.}$$

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додатковий прибуток (економічний ефект) від збільшення відпуску корисної енергії та зниження собівартості її передачі визначається як різниця прибутку підприємства до і після реконструкції [3, 4]:

$$E = \Pi_{\text{після рек.}} - \Pi_{\text{до рек.}} \quad (6.12)$$

$$E = 23004,2 - 15170,4 = 7833,8 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо строк окупності капіталовкладень:

$$T_{\text{ок.}} = \frac{8101,2}{7833,8} = 1 \text{ рік.}$$

Приведені витрати до реконструкції:

$$З_{\text{пр1}} = 13939,2 + 0,12 \cdot 6076 = 14668,3 \text{ тис. грн.}$$

Приведені витрати після реконструкції:

$$З_{\text{пр2}} = 9840,6 + 0,12 \cdot 8101,2 = 10812,7 \text{ тис. грн.}$$

Приведені витрати за 2-м варіантом (після реконструкції) значно менші. Це пояснюється зменшенням втрат електроенергії в мережі району електропостачання та зменшенням витрат на експлуатацію нового обладнання підстанції. Запропонований варіант реконструкції системи електропостачання південно-східної частини Вільнянського району є ефективним з економічної та технічної точки зору.

В таблицю 6.5 зводимо техніко-економічні показники базового та проєктованого варіанта системи електропостачання.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						88
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 6.5 – Техніко-економічні показники кваліфікаційного проекту

Показники	До реконструкції	Після реконструкції
Додаткові капітальні вкладення, тис. грн.	-	8101,2
Річні експлуатаційні витрати, тис. грн	13939,2	9840,6
Приведені витрати, тис. грн..	14668,3	10812,7
Кількість відпущеної корисної електроенергії за рік, тис. кВт·год	4410	4957,8
Питомі втрати на передачу і розподіл 1кВт·год електроенергії, грн.	3,2	2
Прибуток підприємства від транспортування електроенергії, тис. грн	15170,4	23004,2
Економічний ефект, тис.грн.	-	7833,8
Строк окупності капітальних вкладень, рік	-	1,0

Техніко-економічні розрахунки показали, що після реконструкції системи електропостачання, збільшення відпущеної енергії від підстанції «Михайло-Лукашево» та зменшення її втрат в розподільних мережах дало додатковий прибуток у розмірі 7833,8 тис. грн. Строк окупності додаткових капіталовкладень на реконструкцію в розмірі 8101,2 тис. грн. становить один рік. Результати техніко-економічних розрахунків наведені на аркуші 21ЕЕД.10950128.06.25.610000ТБ графічної частини проекту.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		89

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційному проєкті було проведено низку заходів, спрямованих на розроблення проєкту реконструкції електропостачання південно-східної частини Вільнянського району Запорізької області. В процесі дослідження та проєктування були досягнуті наступні результати:

1. Проаналізовано існуючу систему електропостачання району, виявлено її недоліки, серед яких: застаріле обладнання, високі втрати електроенергії, недостатня надійність електропостачання та незадовільний технічний стан повітряних ліній електропередачі.

2. Проведено розрахунки електричних навантажень з урахуванням перспектив розвитку району, що дозволило визначити раціональні параметри для реконструйованої мережі.

3. Запропоновано технічні рішення щодо модернізації системи електропостачання, а саме: встановлення нових трансформаторних підстанцій з підвищеним класом надійності; впровадження автоматизованої системи обліку та контролю споживання електроенергії; підвищення рівня електробезпеки та зменшення втрат електроенергії.

4. Проведено електротехнічні та економічні розрахунки, які підтверджують доцільність запропонованих заходів. Очікується покращення надійності електропостачання, зниження експлуатаційних витрат та підвищення енергоефективності.

5. Впровадження реконструкції сприятиме покращенню якості життя населення, забезпеченню стабільного електропостачання для об'єктів соціальної інфраструктури, а також зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище.

Таким чином, розроблений проєкт реконструкції електропостачання південно-східної частини Вільнянського району є технічно обґрунтованим, економічно доцільним.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						90
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. Харків : ФОРТ, 2017. 760 с.
2. Козирський В. В., Волошин С. М. Основи електропостачання : підручн. Київ : Компрінт, 2021. 497с.
3. Проектування систем електропостачання в АПК / С.О. Єрмолаєв та ін. Мелітополь : Люкс, 2009. 568 с.
4. Коваленко О. І. Основи електропостачання : Навчальний посібник. Запоріжжя : ТДАТУ, 2024. 237 с.
5. Ковальчук, В. Г. Розрахунок навантажень в електричних мережах: навчальний посібник. Львів : Видавництво ЛНУ, 2018. 220 с.
6. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності [Чинний від 2014-10-01]. Вид. офіц. Київ : Національний стандарт України, 2014. 27 с
7. Бардик Є. І., Лукаш М. П. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання. Київ : "Політехніка" НТУУ "КПІ" 2012. 250 с.
8. Лисенко О. В. Наукові основи підвищення енергетичної ефективності та якості електропостачання в електротехнічних системах з комбінованою генерацією : дис. ... д-ра техн. наук : 05.09.03. Мелітополь, 2020. 365 с.
9. Демиденко, О.М. Електричні мережі та системи : підручник. Київ : Ліра-К, 2020. 456 с.
10. Левченко, О.М., Яковенко, Ю.С. Реконструкція та модернізація систем електропостачання. Харків : УПА, 2020. 198 с.
11. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем : навчально-методичний посібник. Запоріжжя : ЗДІА, 2017. 165 с.
12. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. Львів : Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. 533 с.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

13. Гулевський В. Б., Постол Ю. О., Добровенко І. Г. Огляд сучасного стану релейного захисту електричних мереж. Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету : електронне наукове фахове видання. Мелітополь : ТДАТУ, 2022. Вип. 12, т. 3.

14. ДСТУ 3321:2003. Система конструкторської документації. Терміни та визначення основних понять. На заміну ДСТУ 3321–96; [Чинний від 2003-12-08]. Вид. офіц. Київ : Держспоживстандарт України, 2005. 51с.

15. НПАОП 40.1-1.32-01. Правила охорони праці під час експлуатації електроустановок споживачів. Київ : Мінсоцполітики, 2021.

16. Про електроенергетику: Закон України від 20.04.2000 № 2017-III (зі змінами та доповненнями). URL : <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80#Text> (дата звернення : 29.05.2025).

17. НПАОП 40.1-1.32-01. Правила охорони праці під час експлуатації електроустановок споживачів. Київ : Мінсоцполітики, 2021.

18. Основи охорони праці : підручник / О. І. Запорожець та ін. 2-ге вид. Київ : ЦУЛ, 2016. 264 с.

19. Пожарова О. В. Охорона праці : навчальний посібник. Одеса, 2022. 86 с.

20. Офіційні матеріали НЕК «Укренерго» [Електронний ресурс].). URL: <https://ua.energy> (дата звернення : 29.05.2025)..

21. Техніко-економічні розрахунки систем електропостачання промислових підприємств: навч. посіб./ О. І. Соловей та ін.; за заг. ред. О. І. Солов'я. Черкаси : ЧДТУ, 2012. 247 с.

					21ЕЕД.10950128.06.25.000000ПЗ	Арк.
						92
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		