

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

**магістр**

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Підвищення ефективності реконструкції електромереж 110 кВ  
системами середньої напруги**

Виконав(ла): студент(ка) **VI** курсу, групи **ЕТм-61**  
спеціальності **141**

**електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**  
(шифр і назва спеціальності)

	<hr/>	<b>Санчела С. Ю.</b> (прізвище та ініціали)
Керівник	<hr/> (підпис)	<b>Лупенко А. М.</b> (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	<hr/> (підпис)	<b>Мовчан Л. Т.</b> (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	<hr/> (підпис)	<b>Тарасенко М. Г.</b> (прізвище та ініціали)
Рецензент	<hr/> (підпис)	<b>Трембач Р. Б.</b> (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 14 » листопада 2022 р.

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня магістр  
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

студенту Санчелі Світлані Юріївні  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Підвищення ефективності реконструкції електромереж 110 кВ системами середньої напруги

Керівник роботи Лупенко Анатолій Миколайович, д.т.н., професор  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «09» листопада 2022 року № 4/7-883

2. Термін подання студентом завершеної роботи 16 грудня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи Генеральний план району електропостачання ПС 330 кВ «Тернопільська»; характеристика та перелік наявних потужностей ПС 110 кВ; номінальна потужність – 2х25 МВА; однолінійна схема внутрішніх й зовнішніх електромереж підстанції; графік роботи – цілодобовий.

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Генеральний план району електропостачання ПС 110 кВ 1л. ф – А1

2. Однолінійна схема електричних з'єднань підстанції до модернізації 1л. ф – А1

3. Однолінійна схема електричних з'єднань підстанції після модернізації 1л. ф – А1

4. Математична модель ефективності реконструкції електромереж 110 кВ 1л. ф – А1

5. Схема електрична принципова кіл захисту силового трансформатора 1л. ф – А1

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Мовчан Л.Т., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання 16 листопада 2022 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	18.11.2022	
2	Аналітичний розділ	21.11.2022	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	28.11.2022	
4	Проектно-конструкторський розділ	05.12.2022	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	09.12.2022	
6	Висновки	12.12.2022	
7	Оформлення пояснювальної записки	14.12.2022	
8	Оформлення графічної частини	16.12.2022	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Санчела С. Ю.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Лупенко А. М.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

**Санчела С. Ю.** Підвищення ефективності реконструкції електромереж 110 кВ системами середньої напруги. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТм–61. - Тернопіль : ТНТУ, 2022.

Стор. - 60; рис. - 3; табл. -; креслень - 7; джерел - 31; додатків -.

В кваліфікаційній роботі досліджені проблеми підвищення ефективності реконструкції та зменшення втрат в електромережах 110 кВ впровадженням дворівневої системи напруг 110/20 кВ.

Проведений аналіз етапів реконструкції розподільчих електромереж, яка дозволить у перспективі відійти від застарілої триступеневої системи електропередачі та розподілу електроенергії (110/35/6 (10) кВ) до двоступеневої системи (110/20 кВ).

Проведене порівняльне дослідження економічної ефективності інвестицій в реконструкцію електромереж 10 чи 20 кВ із застосуванням методу мінімуму сумарних дисконтованих витрат.

Досліджена математична модель зменшення втрат електроенергії у ході реконструкції електромережі з класу напруги 10 кВ на клас напруги 20 кВ за допомогою регресійних залежностей втрат потужності короткого замикання та потужності холостого ходу.

Проведені дослідження конструктивних рішень та характеристик обладнання електромереж середнього класу напруги щодо улаштування захистів силового трансформатора 110/20 кВ, релейного захисту відвідних ліній 20 кВ, понижувальних підстанцій 20/0,4 кВ.

**Ключові слова:** ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК, ДВОРІВНЕВА СИСТЕМА НАПРУГ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ .....	8
1.1 Аналіз переваг електромереж середньої напруги .....	8
1.2 Аналіз проблем при переведенні електромереж на номінал середньої напруги .....	11
1.3 Порівняльний аналіз ефективності електричних мереж середньої та низької напруги .....	12
1.4 Аналіз технологічних можливостей реконструкції діючих електромереж .....	14
1.5 Висновки до розділу .....	17
2 РОЗРАХУНКОВО–ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ .....	19
2.1 Дослідження ефективності розподільних електромереж середнього класу напруги .....	19
2.2 Дослідження техніко-економічних показників електромереж середньої напруги .....	21
2.3 Дослідження конструктивних рішень електромереж середнього класу напруги .....	24
2.4 Висновки до розділу .....	28
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ .....	30
3.1 Улаштування повітряних ліній середньої напруги проводами із захисним покриттям .....	30
3.2 Конструктивне виконання жил проводів середньої напруги із захисним покриттям .....	31
3.3 Оболонка проводів середньої напруги із захисним покриттям ....	34
3.4 Типи електромереж середньої напруги та способи їх монтажу .....	37
3.5 Системи самонесучих ізольованих проводів середнього класу напруги .....	40
3.6 Повітряні захищені лінії .....	40

3.7 Надійність та вартість в експлуатації ліній середньої напруги ....	42
3.8 Фактори ризику в експлуатації .....	44
3.9 Висновки до розділу .....	46
<b>4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ</b>	
<b>СИТУАЦІЯХ .....</b>	<b>48</b>
4.1 Аналіз безпечності експлуатації електроустановок та розробка заходів щодо її підвищення .....	48
4.2 Заходи пожежної безпеки на трансформаторній підстанції .....	49
4.3 Організаційні заходи захисту персоналу підстанції .....	51
4.4 Роль цивільного захисту в системі національної безпеки .....	53
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....</b>	<b>56</b>
<b>ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....</b>	<b>58</b>

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Розвиток країни та її економіки неминуче призводить до зростання кількості енергоємного обладнання при загальному збільшенні кількості споживачів. У зв'язку з цим розглядається можливість поетапного переходу на використання класу середньої напруги 20 (35) кВ замість використовуваної напруги 6 (10) кВ. За дослідженнями авторів: Бахора З. М., Буйного Р. О., Денисюка С. П. цей напрямок розвитку розподільчих електромереж вважається перспективним і необхідним для електроенергетики країни.

На думку цих авторів реалізація плану модернізації електричних мереж зі зміною класу напруги на 20 кВ вимагає вирішення таких завдань:

- підготування нормативно-технічної бази реконструкції електромереж;
- реконструкція існуючих підстанцій живлення 220/110 кВ з виділенням резерву потужності для класу напруги 20 кВ;
- підготування комплексу технічної документації з економічним обґрунтуванням концепції впровадження електромережі з напругою 20 кВ;
- наявність ринку обладнання та кабельно-провідникової продукції вітчизняного виробництва для побудови електромереж з напругою 20 кВ.

За твердженням автора Денисюка С. П. в результаті реконструкції набудуть широкого застосування комплектні щоголові трансформаторні підстанції 20/0,4 кВ з сучасним обладнанням релейного захисту, які будуть розміщені якнайближче до споживачів, покриваючи наростаючу щільність навантажень, і будуть зменшувати втрати електроенергії в електромережах.

Таким чином, завдання зменшення втрат електроенергії та покращення надійності розподільних електромереж за допомогою реконструкції трирівневої системи напруг 110/10/0,4 кВ до дворівневої системи 110/20 кВ на основі застосування комплектних щоголових трансформаторних підстанцій 20/0,4 кВ залишається актуальною задачею.

**Мета і завдання дослідження.** Метою кваліфікаційної роботи є підвищення ефективності реконструкції електромереж 110 кВ системами середньої напруги 20 кВ та розробка заходів з підвищення їх надійності.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- аналіз характеристик електромереж 10(6) кВ, 35 кВ та перспективного класу напруги 20 кВ для визначення їх техніко-економічних показників;
- аналіз методів дослідження втрат потужності й напруги в електромережах із застосуванням відповідних математичних моделей;
- аналіз конструктивних рішень електромереж середньої напруги на базі ізолюваних проводів.

**Об’єкт дослідження** - процес підвищення ефективності електричної мережі 110 кВ за допомогою її реконструкції системами середньої напруги.

**Предмет дослідження** - характеристики електрообладнання номіналом 20 кВ для реконструкції електромережі 110 кВ.

**Наукова новизна отриманих результатів.**

- Отримали подальший розвиток методи підвищення ефективності електромереж шляхом зміни трирівневої системи напруг на дворівневу.
- Запропонована для подальшого дослідження модель зменшення втрат потужності і напруги для підвищення ефективності електромереж 110 кВ.

**Практичне значення отриманих результатів.**

Застосування результатів досліджень електромереж з середнім рівнем напруги матиме подальший розвиток для підвищення їх енергоефективності.

**Апробація.** Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на XI Міжнародній науково-практичній конференції молодих учених та студентів ТНТУ «Актуальні задачі сучасних технологій» на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

**Структура роботи.** Робота складається зі вступу, 4-х розділів, висновків, переліку посилань (31 найменування).

Загальний обсяг текстової частини - 60 стор., - табл., 3 рис.



# 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Аналіз переваг електромереж середньої напруги

Аналіз існуючих електричних мереж свідчить про фізичну і моральну зношеність електрообладнання (50-70 років). Через застарілу технічну базу для розподільчих електричних мереж стала звичною висока втрата електроенергії. Існує також проблема низького рівня автоматизації.

Розвиток країни та її економіки неминуче призводить до зростання кількості енергоємного обладнання при загальному збільшенні кількості споживачів. Дефіцит потужності прийнято вирішувати локально. Для забезпечення електроживленням нових споживачів від електростанцій (або підстанцій) прокладаються паралельно нові лінії електропередачі, будуються нові розподільчі підстанції. У зв'язку з цим розглядається можливість поетапного переходу на використання класу середньої напруги 20 (35) кВ замість використовуваної напруги 6 (10) кВ. Даний напрямок розвитку розподільчих електромереж вважається перспективним і необхідним для електроенергетики країни [3].

Впровадження напруги 20 кВ в існуючі електромережі (заміна старих електромереж або будівництво нових) економічно вигідне завдяки постійному збільшенню щільності навантаження, посиленню вимог до якості електроенергії. Наприклад, застосування електричних мереж з напругою 20 кВ вигідне у масштабі міст. Моделювання сільських мереж на напругу 10, 20 та 35 кВ показало, що електричні мережі 10 кВ доцільні при щільності навантаження менше  $60 \text{ кВт/км}^2$ . Електромережі з напругою 35 кВ економічно раціональні, якщо зона обслуговування перевищує 25 км. Впроваджувати електричні мережі з напругою 20 кВ доцільно в таких випадках: при щільності навантаження більше  $65 \text{ кВт/км}^2$ , при заміні ліній живлення 6 (10) кВ, при новому широкоформатному будівництві.

Реалізація плану модернізації електричних мереж зі зміною класу напруги на 20 кВ вимагає вирішення таких завдань:

- підготування нормативно-технічної бази реконструкції електромереж;
- реконструкція існуючих підстанцій живлення 220/110 кВ з виділенням

резерву потужності для класу напруги 20 кВ;

- підготування комплексу технічної документації з економічним обґрунтуванням концепції впровадження електромережі з напругою 20 кВ для певного об'єкту реконструкції;

- наявність ринку обладнання та кабельно-провідникової продукції вітчизняного виробництва для побудови електромереж з напругою 20 кВ [5].

Електричні мережі будь-якого номіналу складаються з трьох складових частин: трансформаторної підстанції, розподільних пристроїв та ліній електропередачі.

Силові трансформатори для основних понижувальних підстанцій (110/20 кВ і 220/20 кВ) є в номенклатурі вітчизняних фірм, що випускають високовольтне обладнання, але не з досить широким діапазоном потужностей, у порівнянні з трансформаторами на напругу 110/6 кВ або 110/10 кВ.

Розподільні пристрої 20 кВ складаються з високовольтних вимикачів, роз'єднувачів, запобіжників, вимикачів навантаження і т. ін. Високовольтні запобіжники на 20 кВ виготовляються багатьма фірмами і мають номенклатуру, схожу номенклатурі запобіжників на 10 кВ. Різниця у вартості комутаційного обладнання на 20 кВ та 10 кВ становить 20-30%. Під час проектування електромережі 20 кВ доцільне використання елегазових або вакуумних високовольтних вимикачів.

У разі реконструкції існуючих електричних мереж 6 (10) кВ на напругу 20 кВ для розміщення трансформаторів та комутаційного обладнання можливе використання будівель підстанцій 6 (10) кВ внаслідок ідентичності габаритів трансформаторів. Подібна ситуація складається і при зіставленні шаф КРУ (комплектних розподільчих пристроїв) - металеві шафи виготовляють уніфікованими для класів напруги 6, 10, 20 кВ [5].

Для поетапного переходу на електромережі середньої напруги номіналом 20 кВ необхідно проводити модернізацію існуючих електромереж 6 (10) кВ, які відпрацювали свій нормативний термін. Звичайна комплексна реконструкція електричних розподільчих мереж 6 (10) кВ, яка включає заміну обладнання на аналоги, розраховані на велику потужність, не дозволить збільшити пропускну здатність і не дасть економічного ефекту. Стандартна реконструкція дозволить

лише відновити функціонування. Тому, необхідно поетапно замінювати спочатку розподільні мережі 6 кВ (пізніше 10 кВ) на електромережі 20 кВ. Подібна реконструкція розподільчих електромереж дозволяє у перспективі відійти від застарілої триступеневої системи електропередачі та розподілу електроенергії (110/35/6 (10) кВ) до двоступеневої системи (110/20 кВ) як показано на рис. 1.1, а). Ефективність електромережі подальшого пониження напруги 20/0,4 кВ завдяки зменшенню загальної довжини електромережі 0,4 кВ та втрат у ній за допомогою застосування щоглових КТП 20/0,4 кВ, якнайближче розміщених до споживачів, подана на рис. 1.1, б) [7].

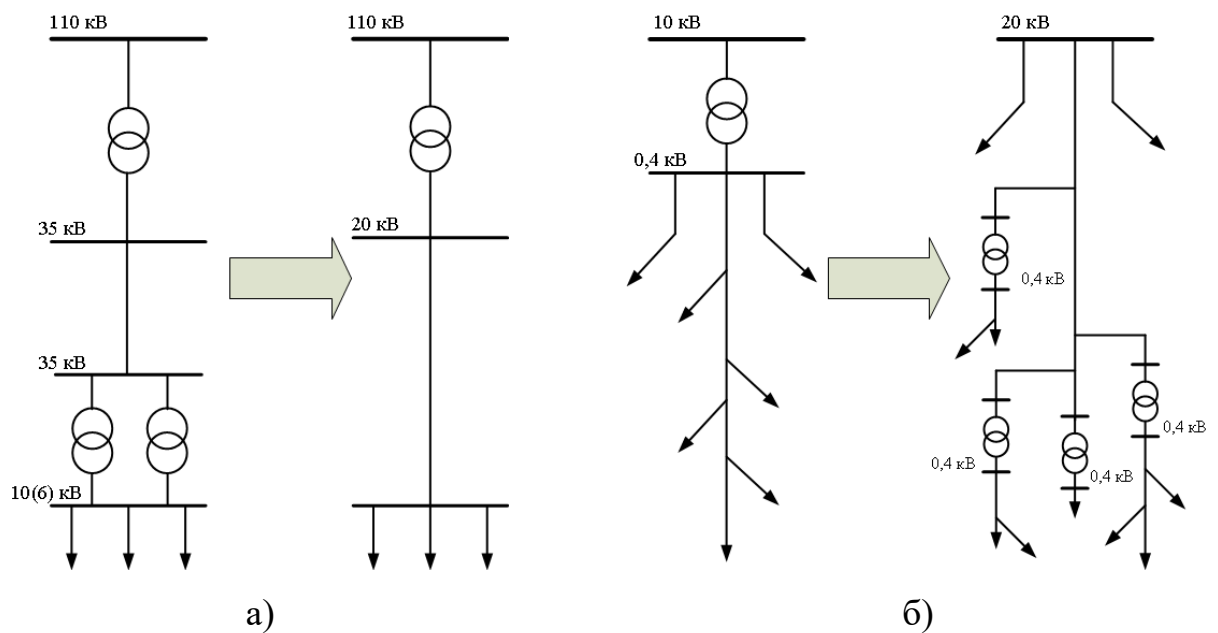


Рисунок 1.1 - Етапи модернізації триступеневої електромережі 110–35–10 (6) кВ на двоступеневу електромережу 110–20 кВ за допомогою щоглових КТП

Таким чином, основні переваги використання технологій передачі електроенергії напругою 20 кВ порівняно з електромережами 6 (10) кВ такі:

- зменшення технологічних витрат електроенергії при її передачі на значну відстань;
- підвищення пропускної спроможності електричної мережі за однакових перерізів кабелів;
- можливість використання старих приміщень КТП для розміщення обладнання електромереж 20 кВ;
- зменшення загальної протяжності електромереж 0,4 кВ та втрат в них завдяки застосуванню щоглових КТП 20/0,4 кВ;

- підвищення надійності передачі електроенергії до кінцевого споживача;
- конструктивна можливість використання існуючих повітряних ЛЕП 6 (10) кВ;
- наближення параметрів якості електропостачання (SAIDI та SAIFI) до європейських стандартів.

## **1.2 Аналіз проблем при переведенні електромереж на номінал середньої напруги**

Відомо, що номінал напруги 20 кВ у багатьох країнах – це базова середня напруга. Наприклад, частими є посилання на досвід Франції, Фінляндії, Швеції, Болгарії, Чехії, Японії та ін. країн Європи, Азії та Америки. Мережі напругою 20 кВ забезпечують більш високий рівень надійності електропостачання споживачів та більшу пропускну спроможність розподільчих мереж. У нашій країні історично перевагу віддали мережам напругою 10 кВ, але слід зазначити, що для вітчизняної енергосистеми напруга 20 кВ – це не новина. Однак, якщо раніше напруга 20 кВ використовувалася переважно в мережах, близьких до ТЕЦ з генераторною напругою 20 кВ, то сьогодні сфера її застосування набагато ширша [7].

Особливо активно у професійній спільноті обговорюється застосування напруги 20 кВ у міських електромережах. Ущільнення міської забудови має на меті забезпечити споживачів електроенергією без розширення земель, що відчужуються під будівництво підстанцій та розподільчих пунктів. Особливість нинішньої реконструкції - використання з'єднувальних пунктів (ЗП) на вимикачах навантаження замість розподільних (РП).

Особливостями побудови розподільчих мереж 20 кВ є те, що це складні розподільчі підстанції з великою кількістю ліній, що відходять. До того ж вони мають дуже високий рівень автоматизації. Обладнання диспетчерських служб дозволяє контролювати будь-які ризики, пов'язані з можливими аварійними ситуаціями, шляхом дистанційного моніторингу та віддаленого оперування об'єктами завдяки функціям телемеханіки та сигналізації.

Необхідно відзначити, що роботу енергетиків значно полегшує те, що вітчизняне розподільне обладнання на напругу 20 кВ – майже повний аналог

таких же відомих пристроїв на напругу 10 кВ.

Використання сучасного автоматизованого обладнання, а саме: елегазових, вакуумних вимикачів, реклоузерів, мачтових КТП дозволить підвищити рівень надійності електропостачання споживачів України, зменшити (обмежити) струми коротких замикань, знизити можливість втрат електроенергії, підвищити безпеку при експлуатації електромереж середньої напруги.

### **1.3 Порівняльний аналіз ефективності електричних мереж середньої та низької напруги**

Ефективність економіки України безпосередньо залежить від працездатності розподільчих електричних мереж середнього та низького рівня напруги. Адже електропостачання 15 млн. одиниць різних груп споживачів (промисловість, побутовий сектор, сільське господарство тощо) здійснюється від цих електромереж, довжина яких становить 92 % мереж усіх класів напруги, а потужність розподільчих установок, до яких приєднані безпосередньо зазначені споживачі, складає понад 52% встановленої потужності на трансформаторних підстанціях усіх електропередавальних організацій України.

Енергогенеруючі компанії експлуатують близько 69 тис. км повітряних та кабельних ліній електропередачі, які електрично з'єднані між собою майже 4500 од. підстанцій загальною потужністю понад 28000 МВА, на яких вищою або середньою напругою є напруга 35 кВ. Вони ж експлуатують близько 330 тис. км ліній електропередачі напругою 6 (10) кВ та близько 200000 од. трансформаторних підстанцій напругою 6 (10)/0,4 кВ загальною потужністю майже 47000 МВА. Протяжність електричних мереж напругою 0,4 кВ становить понад 460 тис. км.

Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах напругою 35 кВ, 6 (10) кВ та 0,4 кВ становлять, відповідно, в межах 4-5%, 8-9% та 10-12% від обсягів її пропускання цими електромережами.

Електроустаткування підстанцій напругою 6-35 кВ відпрацювало вже 2 терміни служби від задекларованих нормативними документами. При цьому, конструкція комутаційних апаратів цих підстанцій, особливо короткозамикачів,

відокремлювачів, роз'єднувачів, оливних вимикачів, а також схеми релейного захисту та автоматики, побудовані на електромеханічних реле та ін. застарілих електротехнічних пристроях, потребують негайної заміни, особливо, зважаючи на наявність достатньої кількості аналогічного високотехнологічного електрообладнання та пристроїв, у тому числі й вітчизняного виробництва.

Прямим наслідком такого технічного стану електромереж середньої напруги є дуже високі показники аварійних відключень ліній електропередачі та електрообладнання, а також середньої тривалості відключення одного споживача (SAIDI) та кількість відключень одного споживача (SAIFI), які характеризуються такими величинами. За рік відбувається в середньому понад 2000 аварійних відключень повітряних ліній (ПЛ) 35 кВ. Питома величина аварійних відключень ПЛ 35 кВ складає лише 3 відкл./100 км. Аварійні відключення ПЛ 6 (10) кВ становлять понад 13000 відключень на рік. Питома величина аварійних відключень ПЛ 6-10 кВ складає 10 відкл./100 км. Перевищення цього показника для ПЛ 6-10 кВ щодо ПЛ 35 кВ досягло 3,3 рази, що пояснюється, в основному, більшою вразливістю ліній 6-10 кВ стихійними явищами. Так, наприклад, у середньому на рік на ПЛ 35 кВ припадає 20% випадків відключень через стихійні явища, а на ПЛ 6-10 кВ - 58 % випадків.

Найбільше аварійних відключень електрообладнання напругою 6 - 35 кВ від загальної кількості припадає на вимикачі 6-10 кВ (8%), вимикачі 35 кВ (3%) і засоби релейного захисту (3%). Середній показник тривалості відключень одного споживача (SAIDI) в Україні становить у межах 1200 хв./рік, що у 64 рази перевищує аналогічний показник, наприклад, в електромережах Франції, яка має найкращий рівень цього показника у світі, а саме 19 хв./рік. Щодо показника середньої кількості відключень одного споживача (SAIFI), то він в Україні становить 5,4 і перевищує аналогічний показник електромереж тієї ж Франції у 12 разів. Недовідпуск електроенергії в електричних мережах напругою 35 кВ становить 5,5%, в електромережах 6 (10) кВ досягає 76%, у мережах 0,4 кВ – 18,5% від загального обсягу недовідпуску електроенергії у цих мережах [6].

Наведені аналітичні дослідження дають підстави вважати, що електричні мережі класом напруги 35 кВ мають значно вищі основні техніко-економічні показники, ніж електромережі класом напруги 6 (10) кВ. В розподільчих

електричних мережах необхідно при проектуванні нових та реконструкції існуючих об'єктів переходити на електроустаткування більш високого ступеня номінальної напруги (з 6 (10) кВ на 20-35 кВ) й досить високими технічними та конструктивними характеристиками.

#### **1.4 Аналіз технологічних можливостей реконструкції діючих електромереж**

Основні концептуальні положення нових підходів до побудови розподільних електричних мереж напругою 35-20/0,4 кВ полягають в наступному [27]:

1. Замість магістралей електричних мереж напругою 6 (10) кВ споруджуються магістралі та перемички електричних мереж 35-20 кВ з урахуванням їхньої пропускної спроможності. За допомогою вакуумних реклоузерів 35-20 кВ формуються замкнуті схеми електропостачання з приєднанням магістралей до різних джерел живлення та із заходами їх до кожного перспективного населеного пункту.

2. Неперспективні, особливо сільські, населені пункти заживлюються відгалуженнями від магістралей (перемичок) 35-20 кВ шляхом приєднання існуючих електромереж 6 (10) кВ до найближчих спрощених розподільчих установок напругою 35/10 кВ.

3. У населених пунктах влаштовуються спрощені транзитні та тупикові розподільчі установки 35-20/6 (10) кВ, 35-20/6 (10)/0,4 кВ та 35/0,4 кВ на базі вакуумних реклоузерів напругою 35 кВ.

4. Підприємства малого та середнього бізнесу приєднуються до електричних мереж 35-20 кВ за схемою «глибоке введення».

5. Функції існуючих електричних мереж 6 (10) кВ звужуються до розподілу навантаження в основному між побутовими споживачами населеного пункту з улаштуванням за допомогою вакуумних реклоузерів 10 кВ кільцевих схем з АВР та спрощених стовпових три- та однофазних трансформаторних пунктів.

6. Електричні мережі 0,4 кВ будуються протяжністю до 0,5 км з влаштуванням їх на опорах електромережі 6 (10) кВ та використанням спрощених

розподільчих установок 35-20/0,4 кВ, 6 (10)/0,38 кВ та однофазних трансформаторів 10/ 0,22 кВ.

7. Автоматизована система управління електричною мережею напругою 35-20 кВ здійснюється за допомогою вакуумних реклоузерів на ці класи напруг, які забезпечені засобами релейного захисту та автоматики, а також відповідним програмним забезпеченням, що здійснює децентралізоване управління автоматикою розподільчих електричних мереж.

Нові підходи до побудови розподільних електричних мереж напругою 35-20/0,4 кВ дають можливість [28]:

- розпочати створення інтелектуальних електричних мереж 35-20/0,4 кВ, що забезпечить безперебійне, якісне та економічно ефективне електропостачання споживачів.

- зменшити протяжність електромереж 0,4 кВ та 6 (10) кВ порівняно з їх обсягами, що перебувають в експлуатації. При цьому, за рахунок введення електромереж середньої напруги протяжність електромереж напругою 6 (10) кВ і 0,4 кВ зменшиться удвоє.

- істотно знизити фінансові витрати на будівництво та обслуговування електромереж 35-20/0,4 кВ за рахунок оптимізації їхньої протяжності та застосування спрощених схем розподільчих установок з новітнім, надійнішим електрообладнанням та пристроями, що мають низькі показники витрат на монтаж та обслуговування. Щорічна економія витрат на експлуатацію електромереж становитиме в межах 1 млрд грн.

- довести величину технологічних втрат електроенергії в електромережах 35-20/0,4 кВ до рівня 5-6% від обсягу постачання електроенергії в цю мережу (за сьогоdnішнього рівня в цих мережах - 12%) шляхом використання у схемах електропостачання споживачів вищого класу напруги, забезпечення оптимальних режимів роботи електромережі. Це дасть змогу щорічно економити понад 5 млрд грн за нинішнього рівня надходження електроенергії до розподільчих електричних мереж.

- зменшити втрати напруги на 72% та втрати потужності на 92% за рахунок впровадження мережі 35-20 кВ замість мережі 10 кВ. Це дасть змогу довести рівень якості електроенергії до стандартних вимог, знизити рівень



ушкодженості електроустаткування та пристроїв.

- забезпечити індекс середньої тривалості перерв в електропостачанні (SAIDI) та індекс середньої частоти перерв в електропостачанні (SAIFI) електричних мереж 35-20/0,4 кВ, а також показники аварійності на рівні світових величин за рахунок впровадження більш стійких до зовнішнього впливу магістралей 35-20 кВ, переміщення повітряних ЛЕП 6 (10) кВ у населені пункти, їх секціонування, а також застосування новітнього електроустаткування, матеріалів та оптимізації проектних рішень. Це дасть змогу збільшити валовий дохід енергопостачальних компаній за рахунок доведення величини недовідпуску електроенергії до мінімально можливого рівня, суттєво зменшити випадки застосування штрафних санкцій у 2-кратному розмірі від недовідпущеної електроенергії та відшкодувати матеріальні збитки, заподіяні споживачам внаслідок аварійного припинення постачання.

Сучасне автоматизоване обладнання, а саме: елегазові, вакуумні вимикачі, реклоузери, мачтові ТП дозволять підвищити рівень надійності електропостачання споживачів України, призведуть до зменшення (обмеження) струмів коротких замикань, зниження можливостей втрат електроенергії, підвищення безпеки при експлуатації електромереж.

## **1.5 Висновки до розділу**

1.1 Встановлено, що впровадження напруги 20 кВ в існуючі електромережі економічно вигідне завдяки постійному збільшенню щільності навантаження, посиленню вимог до якості електроенергії.

1.2 Проведений аналіз плану модернізації електричних мереж зі зміною класу напруги на середню (20 кВ), що вимагає підготування нормативно-технічної бази реконструкції електромереж, виділення резерву потужності для цього класу напруги, підготування економічного обґрунтування концепції впровадження електромереж середньої напруги, наявність ринку обладнання та кабельно-провідникової продукції вітчизняного виробництва.

1.3 Проведений аналіз етапів реконструкції розподільчих електромереж, яка дозволить у перспективі відійти від застарілої триступеневої системи

електропередачі та розподілу електроенергії (110/35/6 (10) кВ) до двоступеневої системи (110/20 кВ).

1.4 Проведений аналіз комплексу заходів при переведенні електромереж на номінал середньої напруги шляхом впровадження сучасного автоматизованого обладнання, а саме: елегазових, вакуумних вимикачів, реклоузерів, мачтових КТП.

1.5 Проведений порівняльний аналіз ефективності електричних мереж середньої та низької напруги. Встановлено, що електричні мережі середнього класу напруги (35 кВ) мають значно вищі основні техніко-економічні показники, ніж електромережі низького класу напруги (6 (10) кВ).

1.6 Проведений аналіз технологічних можливостей реконструкції діючих електромереж за допомогою вакуумних реклоузерів, схем «глибокого вводу», мачтових трансформаторних пунктів, засобів релейного захисту та автоматики з відповідним програмним забезпеченням.

1.7 Проаналізовані можливі результати реконструкції розподільних електричних мереж середньої напруги, що забезпечить безперебійне, якісне та економічно ефективне електропостачання споживачів.

## 2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Дослідження ефективності розподільних електромереж середнього класу напруги

Сучасні світові тенденції у розвитку електричних мереж свідчать про прагнення багатьох розвинених країн до впровадження вищих класів напруги, що дозволить зменшити втрати електричної енергії, збільшити дальність її передачі, зменшити обсяг використання кольорового металу. Розглянемо переваги середнього класу напруги 20 кВ над іншими класами напруги [7].

Порівняно з низьким класом напруги 6 (10) кВ:

- велика пропускна потужність, що важливо за умов сучасного збільшення споживання електроенергії;
- цей клас напруги вдвічі збільшує радіус обслуговування підстанцій та значно скорочує число великих прохідних підстанцій, враховуючи, що з кожної трансформації втрачається від 5 до 7 % трансформованої потужності та енергії;
- зменшує втрати електроенергії у 1,5 рази, що в еквіваленті зберігає мільйони тон зекономленого палива.

Порівняно з середнім класом напруги 35 кВ:

- менша вартість прокладки повітряних ЛЕП, порівнянна із вартістю прокладки ліній 6 (10) кВ;
- менша за площею охоронна зона, що дає змогу знизити витрати на вирубку лісу, а також знизити негативний вплив на екологічну обстановку;
- зниження вартості побудови об'єктів з робочою напругою 20 кВ замість електромереж 35 кВ становить 45–50%.

Завдяки своїм вадам в електромережах 6 (10 кВ ) об'єктивно відбувається погіршення міжнародно признаних показників щодо надійності електропостачання споживачів: індексу середньої тривалості відключень (SAIDI =

$$\sum_{i=1}^m n_i \cdot T_i / N_c, \quad \text{де } m - \text{кількість ділянок електромережі;}$$

$n_i$  – кількість споживачів на  $i$  – тій ділянці ;  $T_i$  – щорічна тривалість перерв електропостачання споживачів ;  $N_c$  – загальна кількість споживачів ) та індексу

середньої частоти відключень ( $SAIFI = \sum_{i=1}^m n_i \cdot \lambda_i / N_c$ , де  $\lambda_i$  – інтенсивність відмов на  $i$  – тій ділянці електромережі. Так, тривалість реального переривання постачання електроенергії в Україні становить від 600 до 900 хв.; в той же час у країнах ЄС цей показник становить до 40 хв. [28].

Класу напруги 20 кВ притаманна також перевага в пропускній здатності у порівнянні до напруги 10 кВ, що є позитивною властивістю при сучасному підвищенні в споживанні електроенергії. Наприклад, кабельною лінією номіналом напруги 20 кВ та перетином 240 мм<sup>2</sup> можна передати потужність порядку 14 МВ·А, тоді як лінією 10 кВ - тільки 6 МВ·А.

Також перевагою електромережі номіналом 20 кВ є зменшення втрат електроенергії і напруги при її передачі. Так, січення проводів для напруг 10 і 20 кВ будуть відмінними в 2-3 рази ( $F_{10} > F_{20}$ ); відношення втрат потужностей при цих напругах  $\Delta P_{10} / \Delta P_{20} = (R_{10} / R_{20}) / (U_{10} / U_{20})^2$  також буде значним - в межах (1,3 ... 1,6) як і відношення втрат напруг [6].

Економічну ефективність інвестицій в реконструкцію електромереж 10 чи 20 кВ найбільш доцільно оцінювати із застосуванням методу дослідження мінімуму сумарних дисконтованих витрат. Якщо інвестиції залучаються протягом року, то затрати визначаються згідно виразу:

$Z_{oc} = B/E + K - L$ , де  $B$  - витрати на експлуатацію та обслуговування електромереж й витрати на покриття втрат електричної енергії;  $K$  – капіталовкладення у реконструкцію;

$L$  - ліквідна вартість устаткування, що демонтується;  $E = 0,1$  – норма дисконту.

В результаті розрахунку підтверджено, що кращі техніко-економічні показники (майже 10% дисконтованих витрат) має варіант реконструкції з середньою номінальною напругою 20 кВ [3].

Період повернення капіталу  $T_n$ , починаючи з якого кумулятивна сума чистих грошових потоків  $P_{oc}$  переходить з від'ємної зони в додатну, дорівнює року  $t$  розрахункового періоду і визначається згідно виразу:

$P_{oc} = \sum_{t=1}^{T_n} \Pi_{ct} / (1 + E)^t = 0$ , де  $\Pi_{ct}$  - чистий прибуток в  $t$  - й рік розрахункового

періоду.

## 2.2 Дослідження техніко-економічних показників електромереж середньої напруги

Найважливішим техніко-економічним показником електромережі (ЕМ) будь-якого класу напруги є втрати в ній електроенергії внаслідок їх стану та якості облікової системи. За деякий еталон можна вважати втрати електроенергії в електромережах європейських держав на рівні 4-7%.

Дослідженнями О. Р. Буйного встановлено [5]: «Аналіз паспортних даних трансформаторів 10/0,4 кВ та 20/0,4 кВ показав, що втрати потужності короткого замикання  $\Delta P_{K3}$  та потужності холостого ходу  $\Delta P_{XX}$  мають деякі регресійні залежності з їхньою номінальною потужністю  $S_{TH}$ » виду:

$$\begin{cases} \Delta P_{K310} = 0,86 + 0,011 \cdot S_{TH}; & \Delta P_{XX10} = 0,18 + 0,002 \cdot S_{TH}; \\ \Delta P_{K320} = 1,14 + 0,01 \cdot S_{TH}; & \Delta P_{XX20} = 0,24 + 0,0009 \cdot S_{TH}. \end{cases} \quad (2.1)$$

У ході реконструкції електромережі з класом напруги 10 кВ на клас напруги 20 кВ меншими будуть втрати електроенергії на величину:

$$\delta W = \Delta W_{10} - \Delta W_{20}, \quad (2.2)$$

де  $\Delta W_{10}$ ,  $\Delta W_{20}$  – втрати електроенергії за рік в ЕМ 10 кВ та 20 кВ, відповідно.

Основний технічний показник для характеризування ефективності електропередачі називається річними втратами електричної енергії в мережі. Їх можна оцінити згідно виразу [3]:

$$\Delta W = \Delta P_{\Sigma \max} \cdot \tau_{\max} + \Delta P_{\Sigma XX} \cdot 8760, \quad (2.3)$$

де  $\Delta P_{\Sigma \max}$  – сумарні максимальні навантажувальні втрати активної потужності в лініях електропередавання (ЛЕП) та трансформаторах;

$\Delta P_{\Sigma XX}$  – сумарні втрати холостого ходу в розподільних трансформаторах;

$\tau_{\max}$  – тривалість найбільших втрат за рік.

Підставляємо у вираз (2.3) складники, що характеризують втрати потужності в ЛЕП та втрати в трансформаторах на ділянках ЕМ:

$$\Delta W = \left( \frac{S_{\max}^2}{U^2} \cdot \frac{\rho}{F} \cdot l \cdot \frac{\sum_{m=0}^{n-1} (n-m)^2}{1000} + n \cdot \Delta P_{K3} \cdot \beta^2 \right) \cdot \tau_{\max} + n \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760, \quad (2.4)$$

де  $S_{\max}$  – повна потужність навантаження  $i$ -тої підстанції (ТП);

$U$  – номінальна напруга ЕМ;

$\rho$  – питомий опір матеріалу жили кабелю;

$F$  – січення кабелю;

$l, n$  – відстань між ТП та їх кількість в ЕМ, відповідно;

$m = 0, 1, 2, \dots, n-1$ ;

$\Delta P_{K3}, \Delta P_{XX}$  – втрати в трансформаторі активної потужності короткого замикання та холостого ходу;

$\beta$  – коефіцієнт завантаженості трансформатора.

Підставляючи у вираз (2.4) залежності (2.1) та (2.2), отримаємо спрощений вираз для оцінювання зменшення втрат в ЕМ при її реконструкції з напруги 10 кВ на напругу 20 кВ:

$$\delta W = \left[ 3,68 \cdot 10^6 \cdot S_{TH}^2 \cdot \frac{\rho}{F} \cdot l \cdot \sum_{m=0}^{n-1} (n-m)^2 + n \cdot (0,72 \cdot S_{TH} - 141) \right] \cdot \tau_{\max} + n \cdot (11,51 \cdot S_{TH} - 480). \quad (2.5)$$

Слід мати на увазі, що у виразі (2.5) завантаженість трансформаторів становить 70% ( $\beta = 0,7$ ), а також:

– для обчислення втрат напруги в ЛЕП використовуємо вираз:

$$\Delta U_{\Sigma} = \frac{\beta \cdot S_{TH} \cdot \cos \varphi}{10 \cdot U^2} \cdot (r_0 + x_0 \cdot \operatorname{tg} \varphi) \cdot l \cdot \frac{1}{2} \cdot n \cdot (n-1) \leq 0,08;$$

– кількість трансформаторних підстанцій, що під'єднані до ЕМ у післяаварійному режимі, будемо визначати згідно допустимого струму  $I_{\text{дон}}$  нагрівання кабелю головної ділянки ЕМ за такою умовою:

$$n \leq U \cdot I_{\text{дон}} / S_{TH}.$$

Методика техніко-економічного розрахунку відносно модернізації ЕМ включає визначення інтегрального ефекту  $IE_t$  за  $t$  років згідно виразу [3]:

$$IE_t = \sum_{k=1}^t \frac{E_k}{(1+D)^k} - K, \quad (2.6)$$

де  $E_k$  – економічний ефект у  $k$  – му році ;

$K$  – капіталовкладення ;

$D$  – норма дисконту .

Тоді у ході будівництва ЕМ з  $n$  трансформаторних підстанцій і кабельних ліній капітальними вкладеннями буде вартість основних об'єктів:

$$K = n \cdot (C_T + C_{PI} + C_{KL} \cdot l), \quad (2.7)$$

де  $C_T$  – вартість трансформаторів;

$C_{PI}$  – вартість розподільних пристроїв;

$C_{KL}$  – вартість кабельної лінії довжиною 1 км.

Складові виразу (2.7) нижче подані у вигляді регресійних залежностей для ЕМ номіналом 10 кВ та 20 кВ, відповідно, згідно з [3]:

- вартість трансформаторів залежно від їх ном. потужності  $S_{TH}$  ;

- вартість кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену залежно від січення їх

жил  $F$  та екранів  $F_{екр}$ :

$$\begin{cases} C_{T10} = 1,48 + 0,004 \cdot S_{TH}; & C_{KL10} = 7,344 + 0,053 \cdot F + 0,317 \cdot F_{екр}; \\ C_{T20} = 1,85 + 0,005 \cdot S_{TH}; & C_{KL20} = 9,68 + 0,058 \cdot F + 0,31 \cdot F_{екр}. \end{cases} \quad (2.8)$$

Модернізацію ЕМ з напруги 10 кВ на напругу 20 кВ можна оцінити річним економічним ефектом згідно виразу:

$$\delta E_k = E_{k20} - E_{k10} = C_0 \cdot \delta w - p_a \cdot (K_{20} - K_{10}), \quad (2.9)$$

де  $C_0$  – вартість втрат 1 кВт × год електроенергії ;

$p_a$  – амортизаційні відрахування .

Тоді, величина відносного інтегрального ефекту за  $t$  років, зумовлена модернізацією ЕМ з напруги 10 кВ на напругу 20 кВ, у відповідності з (2.8) може бути такою:

$$\Delta IE_t = \sum_{k=1}^t \frac{\delta E_k}{(1+D)^k} - (K_{20} - K_{10}). \quad (2.10)$$

Вираз (2.10) може бути використаний для визначення ефективності модернізації електромережі на клас напруги 20 кВ, т.я. з урахуванням обмежень

(2.6) та (2.7) є виразом цільової функції, що характеризує як технічні, так і економічні показники.

Мінімальну щільність електричних навантажень  $p_{min}$  в ЕМ середньої напруги 20 кВ з потужністю трансформаторів  $S_{TH}$  та відстанню між ними  $l$  і з коефіцієнтом потужності навантажень  $\cos \varphi_{cp} = 0,85$  можна визначити за допомогою виразу:

$$p_{min} = \frac{5,6 \cdot S_{TH} \cdot \cos \varphi_{cp}}{\pi \cdot l^2} = 1,5 \cdot \frac{S_{TH}}{l^2}. \quad (2.11)$$

Таким чином, виходячи з вище наведених виразів, до прикладу, міські ЕМ середньої напруги 20 кВ будуть мати економічну ефективність при комплектуванні трансформаторами з одиничною потужністю 630 й 1000 кВ·А та кабельними лініями з січенням не менше 240 мм<sup>2</sup>. Щодо щільності електричних навантажень, то вона буде не меншою за 2,4 МВт/км<sup>2</sup>.

### **2.3 Дослідження конструктивних рішень електромереж середнього класу напруги**

Розподільча електромережа призначена для передачі електричної енергії на невеликі відстані від шин високої напруги районних підстанцій (110 — 220 кВ) до промислових та побутових (міських й сільських) споживачів. Переважно в розподільчих мережах за середні прийняті напруги 6 (10) кВ.

Проблеми підвищення якості електроенергії, зменшення її втрат, підвищення пропускної здатності в розподільчих мережах повністю залежить від власників цих мереж. Одним із способів вирішення цих проблем є підвищення напруги з 6 (10) кВ до 20 кВ.

Більшість розвинутих країн, такі як США, Австрія, Німеччина, Італія, Франція, Фінляндія вже впровадили у свої електричні мережі більш високі класи напруг. Перехід електричних мереж середньої напруги з 10 на 20 кВ дасть змогу збільшити пропускну здатність розподільчих мереж орієнтовно в 2 — 2,5 рази. Ще однією перевагою електромереж 20 кВ є зниження втрат електроенергії. Наприклад, при виборі повітряних ЛЕП слід керуватися допустимим струмовим навантаженням. Тоді для однакової потужності, що передається проводами,



відношення їх січень для напруг 10 і 20 кВ будуть відрізнятися в 2-3 рази. При цьому, відношення втрат потужності для цих номіналів напруг буде перебувати в межах 1,3 — 1,6. Тобто, втрати потужності на напрузі 20 кВ будуть в 1,5 рази меншими, ніж при напрузі 10 кВ. Таке ж співвідношення зберігається й для втрат напруг.

Слід зазначити, що проведення комплексної реконструкції електромереж 6 (10) кВ не дасть можливості підвищити їх пропускну здатність, крім відновлення роботоздатності. Тому, оптимальним варіантом буде заміщення розподільчих мереж 6 (10) кВ, які відпрацювали свій нормативний строк, введеними в експлуатацію мережами 20 кВ, при необхідності — з використанням електромережевого обладнання з можливістю трансформації напруги 20/10 кВ (з використанням трансформаторних перехідних пунктів — ТПП 20/10 кВ).

Можливість під'єднання об'єктів мережі 10 кВ до нових мереж 20 кВ має дві очевидні переваги:

1) усунення дефіциту потужності на центрах живлення перевантажених РП-10 кВ існуючих підстанцій та створення резервів для гарантованого надійного електропостачання споживачів у періоди пікових навантажень чи несприятливих погодних явищ;

2) застосування ТПП 20/10 кВ дозволяє здійснити приєднання до нових електромереж 20 кВ споживачів, які традиційно мають схеми електропостачання на рівні напруги 10 кВ.

На рис. 2.1 подана схема ступеневого пониження напруги 220/110/20/0,4 кВ і улаштування нейтралі понижувальних трансформаторів.

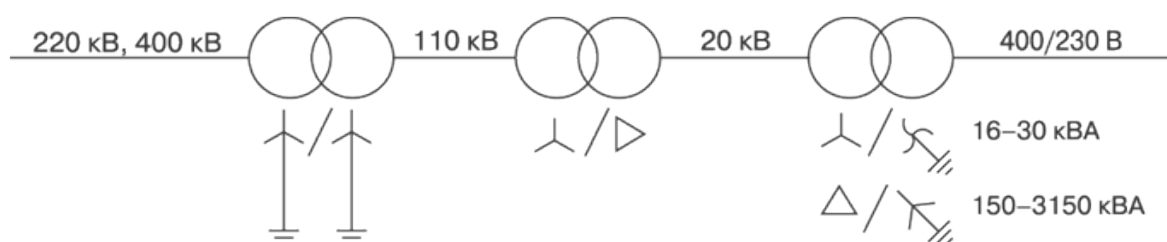
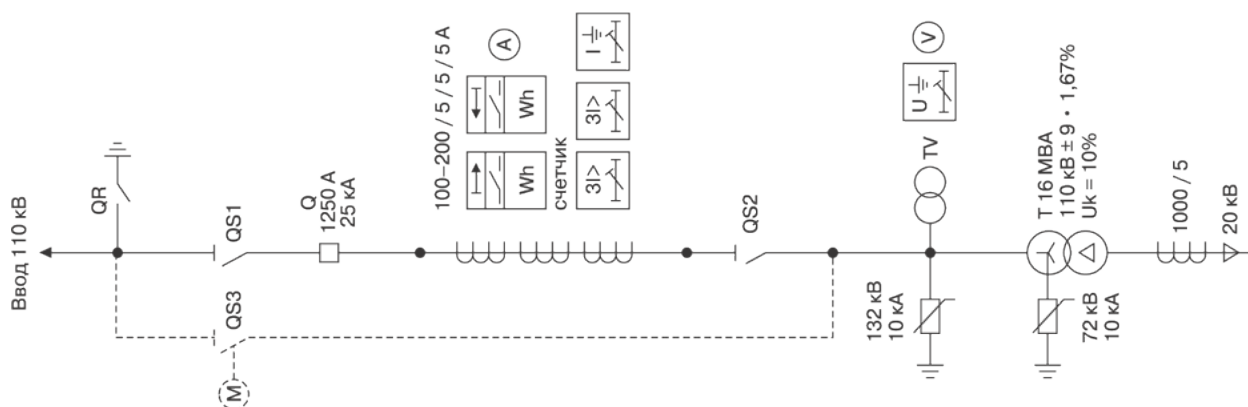


Рисунок 2.1 - Схема понижувальної електромережі та улаштування нейтралі

Схема пониження напруги 110/20 кВ на трансформаторній підстанції комплектується двома або трьома трансформаторами номіналом 25, 40 або 63

МВА. Конструктивно на стороні 110 кВ підстанція облаштовується подвійною системою шин або одинарною системою з обхідною системою шин. Подвійну систему шин використовують на стороні 20 кВ.

Трансформаторні підстанції сільської місцевості комплектуються одним або двома трансформаторами потужністю 6 або 25 МВА. На рис. 2.2 подана однострансформаторна підстанція з комутаційною апаратурою типу: роз'єднувач – заземлювач – силовий вимикач.



Рисунком 2.2 — Схема однолінійна трансформаторної підстанції 110/20 кВ

Використовується також обхідний роз'єднувач для виконання ремонтів і обслуговування силових вимикачів 110 кВ без відключення підстанції. Сторона середньої напруги 20 кВ комплектується одинарною системою шин або одинарною з обхідною системою шин [7, 29].

### 2.3.1 Улаштування захистів силового трансформатора.

Релейні захисти понижувального трансформатора 110/20 кВ на стороні вищої напруги:

- незалежна витримка трифазного максимально-струмового захисту;
- нульова послідовність резервного максимально-струмового захисту;
- захист диференційного типу для трансформаторів потужністю 25 МВА та більше.

Низька сторона 20 кВ обладнується груповим захистом: від заниженої частоти (система автоматичного частотного регулювання (АЧР)), від пониженої та підвищеної напруги [24].

### **2.3.2 Улаштування релейного захисту відвідних ліній 20 кВ.**

На відвідних повітряних або кабельних лініях 20 кВ встановлюють цифровий пристрій релейного захисту, що реагує на багатофазні к. з. з такими характеристиками: незалежна витримка часу; спрямований захист від однофазних замикань на землю (о.з.з.) при незалежній витримці часу. Останній захист діє на відключення вимикача. Для координації лінійного захисту із захистами понижувальних підстанцій споживачів встановлюється витримка часу на рівні 0,5 с [5].

Аналогічно улаштований захист ввідних вимикачів 20 кВ з витримкою часу запізнення спрацювання (1,0 ... 1,5) с.

На повітряних лініях (ПЛ) 20 кВ при обриві проводу і падінні його на землю виникають о.з.з. з активною провідністю. Такі замикання (перехідний опір до 500 Ом) відключаються автоматично без селективної витримки, так як є небезпечними для людей [24].

Трансформатори струму нульової послідовності і чутливий спрямований захист від о.з.з. спрацьовує на пошкодження зі струмом к.з. 0,5 А і більше.

На шинах 20 кВ при малих струмах замикання захист не має селективності, але діє при відключенні вимикача вводу з витримкою часу 5 с.

Підвищення надійності функціонування ПЛ 20 кВ досягають дворазовим автоматичним повторним увімкненням після витримки: першого разу - (0,3 ... 0,5) с, другого разу - (30 ... 180) с [24, 29].

### **2.3.3 Конструктивні особливості понижувальних підстанцій 20/0,4 кВ**

Конструкція понижувальної підстанції 20/0,4 кВ є одномачтовою або тримачтовою з трифазними трансформаторами.

Для підвищення швидкодії і чутливості на стороні 20 кВ встановлений релейний захист на стороні 0,4 кВ трансформатора замість плавких запобіжників.

На високій стороні 20 кВ використовують роз'єднувачі з пристроями гасіння дуги для відключення повністю навантаженого трансформатора.

Для захисту від струмів к. з. на стороні 0,4 кВ понижувальних підстанцій використовуються щоглові рубильники (роз'єднувач в комбінації із запобіжником), встановлені на опорі і керовані з землі штангою. При цьому,

струм навантаження і номінальний струм запобіжників кожного приєднання може бути знижений, що поліпшить чутливість захисту від струмів к. з.

Оскільки понижувальні підстанції 20/0,4 кВ потужністю до 16 кВ·А мають щоглове виконання і встановлюють безпосередньо біля споживача методом глухої відпайки без комутаційного апарату на високій стороні, істотно скорочується протяжність мережі 0,4 кВ та знижуються втрати.

## **2.4 Висновки до розділу**

2.1 Досліджено переваги середнього класу напруги 20 кВ над іншими класами напруги у пропускній потужності, збільшенні радіуса обслуговування підстанцій та значному скороченні числа великих прохідних підстанцій, зменшенні втрат електроенергії.

2.2 Наведена негативна статистика електромереж 6 (10) кВ щодо індексу середньої тривалості відключень та індексу середньої частоти відключень.

2.3 Досліджена перевага електромережі середнього номіналу перед існуючими у зменшенні втрат електроенергії і напруги при її передачі.

2.4 Проведене порівняльне дослідження економічної ефективності інвестицій в реконструкцію електромереж 10 чи 20 кВ із застосуванням методу мінімуму сумарних дисконтованих витрат.

2.5 Досліджена математична модель зменшення втрат електроенергії у ході реконструкції електромережі з класу напруги 10 кВ на клас напруги 20 кВ за допомогою регресійних залежностей втрат потужності короткого замикання та потужності холостого ходу.

2.6 Розглянута методика техніко-економічного розрахунку відносно модернізації електромережі з визначенням інтегрального ефекту від капітальних вкладень у вартість основних об'єктів.

2.7 Проведені дослідження конструктивних рішень та характеристик обладнання електромереж середнього класу напруги щодо улаштування захистів силового трансформатора 110/20 кВ, релейного захисту відвідних ліній 20 кВ, понижувальних підстанцій 20/0,4 кВ.

## 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

### 3.1 Улаштування повітряних ліній середньої напруги проводами із захисним покриттям

Електромережі середньої напруги монтуються, як правило, між високовольтними магістральними лініями електропередачі та низьковольтною розподільчою мережею. Така схема дозволяє постачати електроенергію населенню та промисловим підприємствам. Основна функція даних мереж - зниження рівня напруги в мережі на шляху до точки споживання електрики. Рівні напруги та перерізу проводу, що використовуються в таких мережах, можуть відрізнятися залежно від різноманітних параметрів — географічних, фінансових, електричних, механічних та ін. від 35 до 240 мм<sup>2</sup>.

Спочатку в лініях середньої напруги використовувалися неізолювані проводи. Монтаж таких ліній вимагає менших капіталовкладень, проте дана технологія пов'язана з низкою технічних труднощів — лінії вимагають спеціалізованого монтажу, обслуговування та суворого дотримання низки процедур. Лінії середньої напруги з неізолюваним проводом повинні відповідати нормам безпеки під час використання поблизу об'єктів. У них також є певні слабкі місця, такі як часті аварії через високу чутливість до коротких замикань.

Наприклад, поширеними причинами короткого замикання, яке може перервати електропостачання на кілька годин, є падіння гілок і дерев, випадкове зіткнення проводів двох фаз і т. ін. Через такі недоліки з'явилися підземні лінії електропередачі середньої напруги. Прокладання ліній електропередач під землею дозволяє захистити їх від небажаного зовнішнього впливу – знижується ймовірність збоїв, що виникають у повітряних мережах із неізолюваними проводами, коли їх зачіпають гілки дерев. Проте цей тип монтажу потребує більших фінансових витрат, ніж у випадку з повітряними лініями з неізолюваними проводами. Тому, монтаж ліній середньої напруги з проводами із захисним покриттям залишається важливим і перспективним напрямом, незважаючи на те, що вимагає досить великих капіталовкладень.

Лінії середньої напруги з проводами із захисним покриттям можуть мати

жили різної структури (кількість проводів та форму) й виконуватися з різних матеріалів. Так, жили можуть бути з алюмінію, алюмінієвого сплаву чи міді. Електричні мережі мають захисну оболонку з поліетилену. Захисне покриття виконується з того ж ізоляційного матеріалу, що й ізольованих ліній на 0,4 кВ, але не має ізолюючих діелектричних властивостей захисної оболонки. Лінія напругою понад 1 кВ та товщиною оболонки, що відповідає даному типу ліній, не досягає рівня діелектричної міцності, що забезпечується ізольованим низьковольтним дротом. Таким чином, поза оболонки зберігається залишковий потенціал. Тому поряд з терміном «захисне покриття» широко вживається термін «оболонка».

### **3.2 Конструктивне виконання жил проводів середньої напруги із захисним покриттям**

Жила проводу із захисним покриттям може бути одного з двох типів:

- З проводом круглого перерізу: типи BLL, BLX, CC/CCT, СП-3 та ін.
- Ущільнені жили: типи SAX, PAS/BLX тощо

Ці два типи жил забезпечують кілька різних поєднань за кількістю проводів, типу матеріалів жили і т.ін.

- Алюмінієвий провід (ААС). Завдяки своєму оптимальному співвідношенню маса/провідність найчастіше використовують алюміній марки 1350-Н19. Даний тип проводу має малу масу та використовується на коротких прольотах. Механічно він більш тендітний і тому слабший за проводи з алюмінієвого сплаву або зі сталеву серцевиною.

- Провід із алюмінієвого сплаву (АААС). Найбільш застосовна марка металу 6201-Т81. Даний матеріал забезпечує досить високу механічну міцність і таку ж провідність, як у проводів із алюмінієвого сплаву зі сталевим сердечником. Він використовується замість проводу з алюмінієвого сплаву зі сталеву серцевиною у прибережних районах через більшу стійкість до корозії. Даний тип проводу простіший у кріпленні, оскільки всі проводи виконані з одного матеріалу

Провід із алюмінієвого сплаву зі сталеву серцевиною (АССР). Перевагою даного типу проводу є висока механічна міцність, яка перевершує як міцність алюмінієвого проводу, так і міцність проводу з алюмінієвого сплаву. При рівному

перерізі механічна міцність дроту з алюмінієвого сплаву зі сталевою серцевиною удвічі більша, ніж у дроту без серцевини. Проводи з алюмінієвого сплаву зі сталевою серцевиною можуть використовуватися на більш довгих прольотах, проте кріплення їх складніше через наявність як сталевих, так і алюмінієвих провідників; Цей тип жили також використовує окреме кріплення для кожного типу проводу.

Багатожильний провід із алюмінієвого сплаву зі сталевою серцевиною (AACSR) та провід із алюмінієвого сплаву з алюмінієвою серцевиною (ACAR). У цих типах проводів поєднуються сталеві дроти та дроти з алюмінієвого сплаву 1350 Н19, або дроти з чистого алюмінію 1350 Н19 та алюмінієвого сплаву 6201-Т81. Це дозволяє отримати високу механічну міцність і пропускну здатність струму. Зустрічаються різні поєднання конструкцій таких проводів, але нині вони менш поширені.

Мідний провід. Використовується досить рідко. Має більшу пропускну здатність струму, ніж алюміній. Еквівалентної пропускну здатності струму можна досягти за допомогою алюмінієвого дроту удвічі більшого перерізу, ніж мідного. Недоліками використання мідних проводів є їхня велика маса і висока вартість:

### **3.2.1 Стійкість до корозії проводів середньої напруги.**

Алюміній, як і мідь, чутливий до корозії. Корозія матеріалів пришвидшується у присутності води чи корозійної атмосфери, здатних пошкодити кабель. Захисна оболонка проводу середньої напруги із захисним покриттям оберігає провідник від руйнівного впливу корозії через проникнення води. Тому потрібно, щоб лінія була повністю захищена та герметична і жодні її частини не створювали точок можливого попадання вологи. В іншому випадку оболонка утримує випаровування вологи та прискорює корозію, чого не відбувається в лініях з неізолюваними проводами. Тому, щоб уникнути корозії, важливо зберігати водонепроникність ліній електропередачі середньої напруги із захисним покриттям.

Допоміжне обладнання та арматура відіграє при цьому важливу роль у збереженні водонепроникності проводу. У міських та приміських умовах, де

важливою може бути щільність мережі розподілу, можуть використовуватися алюмінієві проводи, оскільки вони легші та краще підходять для коротких прольотів. Ці кабелі відмінно підходять для підвісних ліній із роздільними розпірками. У сільській місцевості щільність мережі розподілу має менше значення, тому використовуються проводи з алюмінієвого сплаву зі сталевим сердечником і дроти з алюмінієвого сплаву з меншим перетином. Дані типи проводів міцніші і здатні витримувати механічну напругу на більш довгих прольотах.

Перші лінії із захисним покриттям створювалися з жилами, оточеними кількома неущільненими дротиками круглого профілю. Жила у такому дроті виготовляється способом екструдуння, збирається у джгути, після чого покривається захисною оболонкою. Такий провід чутливіший до явища електромагнітної напруженості.

На поверхні проводу градієнт напруженості поля досягає максимуму по відношенню до найближчої точки з нульовим потенціалом. При контакті або випадковому торканні із заземленим предметом або іншою фазою напруженість поля створює між таким предметом та проводом електричний розряд, що може призвести до пробію захисної оболонки та втрати її ізолюючих та водозахисних властивостей. Цей градієнт може бути знижений додаванням напівпровідникового шару між провідниками та оболонкою, що дозволяє зрівняти градієнт потенціалу по краях дроту. У жилі дроту ущільненого дроту секторного профілю розташовані близько одна до іншої і утворюють круглий провідник, майже однорідний по всьому поперечному перерізу. Даний тип проводу забезпечує менший діаметр, ніж у проводах того ж перерізу з неущільненим дротом. У цьому випадку напруга на проводах краще розподіляється з обох боків провідника; крім того, скорочується електромагнітна напруга на зовнішній оболонці. Це також допомагає обійтися в проводах ущільнених без напівпровідникового шару.

### **3.3 Оболонка проводів середньої напруги із захисним покриттям**

Оболонка проводу середньої напруги із захисним покриттям може виконуватися із зшитого поліетилену високої щільності. Вона може мати кілька



шарів, кількість яких прямо пропорційна напрузі лінії та ступеню захисту оболонки. Залежно від товщини оболонки та її типу діелектрична щільність проводу або його стійкість до електричної напруги може змінюватись. Існує два типи проводів із захисним покриттям за кількістю шарів оболонки: одношарова; багатошарова.

Одношарова оболонка. Одношарова оболонка проводу середньої напруги із захисним покриттям виконується зі зшитого поліетилену (XLPE) або поліетилену високої щільності (HDPE). Існує кілька типів оболонки з різною товщиною в залежності від напруги лінії та від типу жили кабелю. Одношарова оболонка, зазвичай, використовується з ущільненими жилами, що дозволяють зменшити електромагнітну напруженість, зокрема у проводах SAX, PAS/BLX, СІП-3. Тут захисна оболонка виконується зі зшитого поліетилену з додаванням технічного вуглецю для підвищення стійкості до ультрафіолету. Деякі типи неущільнених проводів мають одношарову оболонку, наприклад – СС/СС. Товщина даної оболонки більша, ніж тип проводу SAX/BLX. Вона виконується зі зшитого поліетилену з додаванням технічного вуглецю або оксиду титану для підвищення стійкості до ультрафіолету і може бути чорного або сірого кольору відповідно до вимог стандартів низки країн.

Багатошарова оболонка. У таких проводах можуть використовуватися багатошарові оболонки з 2 або 3 шарів матеріалів з різними механічними та електричними властивостями. Дані проводи можуть застосовуватися при напрузі від 5 до 35 кВ або навіть понад 35 кВ. Залежно від кількості шарів провід має різні властивості:

- 2 шари: жила може виконуватися з алюмінію, алюмінієвого сплаву або алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям. Даний провід може використовуватись у лініях напругою до 15 кВ. Перший внутрішній шар оболонки тут складається із чистого поліетилену низької щільності. Зовнішній шар виконується з поліетилену високої густини або зшитого поліетилену. Зовнішній шар із поліетилену високої щільності дешевший, ніж ізолюючий шар. Він має високу діелектричну міцність, але не дуже надійний;

- 3 шари: жила з алюмінію, алюмінієвого сплаву або алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям, використовується в мережах напругою 15 кВ, 25 кВ, 35 кВ або

навіть 46 кВ і більше.

Жила може бути як ущільненою, так і не ущільненою. Перший шар, що стикається з жилою - поліетиленовий напівпровідник; наступний – чистий поліетилен низької щільності. Зовнішній шар виконується зі зшитого поліетилену низької густини або поліетилену високої густини. Напівпровідниковий шар у проводах із тришаровою оболонкою дозволяє зменшити напруженість електромагнітного поля при неущільненій жилі. Збільшення кількості шарів до 3 покращує діелектричні властивості проводу.

Ще одна характеристика захисної оболонки проводу, яка є важливою для запобігання трекінг-ефекту, - наявність або відсутність у ній технічного вуглецю. Зазвичай, технічний вуглець додають у поліетилен високої щільності для підвищення його стійкості до ультрафіолетового випромінювання. Недолік полягає у вищій електропровідності захисної оболонки – технічний вуглець сприяє проходженню електричних зарядів, які накопичуються на поверхні проводу. Зменшити вміст технічного вуглецю у зовнішній оболонці важко, оскільки від нього залежить стійкість проводу до ультрафіолету. Стандартний вміст вуглецю зазвичай становить 3%. Деякі компанії (Amo Kraft AB та Ritelite) пропонують провід BLL-T з оболонкою із зеленого поліетилену високої щільності, стійкий до ультрафіолету та з низьким вмістом технічного вуглецю (0,5%). Це не єдиний матеріал з такою властивістю: на ринку також присутній оксид титану, проте вартість його вища за технічний вуглець. Також слід зазначити, що використання додаткового обладнання та спеціальної арматури допомагає зменшити вплив трекінг-ефекту. З погляду механічного захисту зовнішній шар зі зшитого поліетилену дуже жорсткий. Він дозволяє досить надійно захистити провід від тертя, подряпин та пошкоджень.

### **3.3.1 Технології захисту оболонки від вологи.**

Наявність вологи в жилі проводу середньої напруги із захисним покриттям у звичайних умовах неприпустима. Для цього необхідно вживати запобіжних заходів для захисту оболонки при монтажі лінії. У разі недостатньо обережного поводження із захисною оболонкою та допоміжним обладнанням у ході монтажу, під оболонку може просочитися волога, яка нашкодить жилі проводу.

Залишаючись без випаровування під оболонкою проводу, вона по дротах жили потрапляє до точок з'єднань, і може призвести до перегріву або аварій в електромережі. Тому важливо зберігати ізолюючі властивості оболонки дроту. Сполучні, анкерні та підтримуючі затискачі, які забезпечують герметичність проводу, та інші методи захисту мають основне значення для підтримки лінії у працездатному стані.

Існує кілька способів запобігти попаданню вологи всередину дроту: • мастика або порошок; • шприцювання проводу; • консистентне мастило.

Мастика або порошок: Вводиться між жилами проводу та заповнює порожній простір між проводом. Ця процедура стає необхідною при використанні неущільнених жил, оскільки даний тип жили більш схильний до циркуляції води, ніж ущільнений.

Шприцювання проводу: Здійснюється за допомогою ЕВА етиленвінілацетату (ЕВА), який наноситься на кожний провідник у жилі проводу, а згодом на весь провідник.

Консистентне мастило: Дана технологія більше не використовується, оскільки зумовлює зісковзання оболонки.

### **3.4 Типи електромереж середньої напруги та способи їх монтажу**

Існують різні типи електромереж та способів їх монтажу. Вибір залежить від рішень технічних фахівців, що визначають структуру мережі, та умов зовнішнього середовища, в яких здійснюється монтаж системи. На перших лініях виникав ряд проблем, таких як переривання електропостачання через падіння гілок на дроти і пошкодження оболонки електричною дугою, що утворилася. Завдяки цим раннім досвідам конструкція була вдосконалена за допомогою більш сучасних та якісних технологій. В даний час існують три типи ліній:

- з проводами у захисній оболонці із зшитого поліетилену/поліетилену високої щільності – трипровідна система;
- з проводами у захисній оболонці та несучим тросом – системи з розділювальною розпіркою;
- з самонесучими проводами у захисній оболонці – системи з

багатожильним кабелем, також званий «універсальний кабель».

Лінії з багатожильним кабелем можуть використовуватись як на опорах повітряних ліній електропередачі, так і під землею. В силу своєї конструкції, в якій в одному кабелі зібрані три фази, багатожильний кабель оснащений металевим екраном. Способи роботи з даним типом кабелю відрізняються від попередніх та близькі до робіт на підземних кабельних лініях.

### **3.4.1 Ізольований кабель з оболонкою - трипровідна система.**

Дана система найбільш поширена серед ліній середньої напруги з проводами із захисним покриттям. У Європі, Америці та інших країнах таке розташування проводів на траверсах називають ще "деревоподібною структурою". Цей термін означає захищену повітряну лінію, в якій провідники всіх 3-х фаз розташовуються в горизонтальній або вертикальній площині, або по сторонах трикутника. Даний тип мереж вимагає кріплення та фіксації проводу на опорі. Такий тип ліній може використовуватися для напруги від 6 до 110 кВ і дозволяє розміщувати фази на близькій відстані один від одного. На лініях з неізованими проводами потрібна відстань між фазами близько 1 метра, у той час як при використанні проводів із захисним покриттям фази можуть розміщуватися на відстані 40 см. Перевагою даного типу ліній є підвищення безпеки для людей та менший вплив на навколишнє середовище, наприклад, у лісних районах, де високий ризик пожежі. Також знижується ймовірність короткого замикання у мережі. Такі лінії легко монтувати у різних мережах, включаючи високу напругу. Ними також можна замінити старі лінії середньої напруги з неізованими проводами, не змінюючи опор.

Витрати на монтаж проводу середньої напруги із захисним покриттям трохи вищі за витрати на лінії середньої напруги з неізованими проводами. Необхідний обсяг капіталовкладень на 10-20% вище, ніж при використанні неізованих проводів. Однак витрати на прокладання ліній у лісах можуть бути скорочені за рахунок зменшення площі вирубки просіки. Для цієї системи підходять всі типи захисних покриттів та жил. Вибір залежить від довжини прольотів, наявності чи відсутності лісів біля лінії, а також від необхідної потужності, залежно від якої вибирається тип жили та переріз проводу. Даний тип

ліній легко можна адаптувати до опор, які використовуються для ліній середньої напруги з неізолюваними проводами. Тому можлива заміна старих ліній середньої напруги з неізолюваними проводами на лінії даного типу без заміни опор.

### **3.4.2 Провід із захисним покриттям на несучому тросі (системи з розділювальною розпіркою).**

Даний тип мережі характеризується наявністю несучого троса, що знаходиться у верхній частині лінії, і наявністю трьох фазних проводів. Несучий трос - багатодротний сталевалюмінієвий неізолюваний, фазні провідники мають захисні оболонки. Вага лінії підтримується тросом, що несе проводи. Його також називають «захисним тросом», оскільки він служить для захисту від блискавки лінії. Він повинен мати дуже високу електропровідність і може бути заземлений. Трос може складатися з 7 дротів, 5 з яких - сталь з алюмінієвим покриттям, що забезпечує високу провідність, а 2 - чистий алюміній. Така конфігурація забезпечує більш високу механічну міцність, ніж у алюмінієвого дроту завдяки сталевим дротам, і більш високу провідність, ніж у проводів з алюмінієвого сплаву зі сталевим осердям завдяки алюмінієвим дротам. Кожна жила може бути заземлена на відстань до 150 м. Фазні проводи укладені в захисну оболонку і допускають тимчасове зіткнення фаз між собою або гілкою, не викликаючи перебоїв в електропостачанні.

Захисне покриття складається з трьох шарів: 1 - алюмінієвий провід; А - внутрішній напівпровідник; В - ізоляція з поліетилену низької щільності; С – поліетилен високої щільності. Жила проводу ущільнена та стійка до напруженості електромагнітного поля, яке також знижується напівпровідниковим шаром. Зовнішнє покриття з поліетилену високої щільності забезпечує високу стійкість до тертя та подряпин. Фази утримуються на відстані одна від одної за допомогою розподільчої розпірки. Вона є ключовою складовою таких ліній. Розпірка з поліетилену високої щільності кріпиться затискачем на неізолюваному несучому тросі, який підтримує кріплення і фазні проводи. Перевагою даного типу ліній є підвищення безпеки для людей та гарантія певного рівня надійності/безпеки у лісистих районах, де високий ризик пожежі. Найчастіше їх використовують у

міських районах завдяки малим габаритам. Витрати на монтаж системи з розпівкою вищі, ніж за трипровідної системи. У порівнянні з лінією з неізолюваними проводами лінія з розпівкою вимагає на 20-30% більших капіталовкладень. Тому, в наших умовах даний тип ліній не дуже привабливий, а допоміжні пристрої, що монтуються з обробкою кабелю, досить складні.

### **3.5 Системи самонесучих ізолюваних проводів середнього класу напруги**

Такий тип лінії може монтуватися на верхньому торці опори, під землею і навіть під водою. Перевага полягає в тому, що він є самонесучим і не потребує встановлення траверси. Для кріплення на опорі може використовуватись звичайна підвіска. Застосовуваний кабель містить три фази. Він має вигляд підземного трифазного кабелю, оскільки кожна фаза ізолювана трьома послідовними шарами: • внутрішній напівпровідник; • ізоляція; • зовнішній напівпровідник. Металевий екран забезпечує максимальний діелектричний захист від випадкового торкання. Він охоплює три фазні дроти. Тому цей тип лінії не дуже чутливий до явищ «трекінгу» та напруженості електромагнітного поля. При рівному перерізі даний кабель має менший повний опір на кілометр, ніж провід середньої напруги із захисним покриттям.

Внаслідок меншого провисання кабель дозволяє збільшити довжину прольотів. Але через більшу довжину прольотів кабель більш чутливий до умов зовнішнього середовища, таких як вітер, лід або сніг і може вимагати більшого обслуговування, ніж лінія середньої напруги із проводами із захисним покриттям. Лінії не потребують спеціального захисного обладнання чи траверсу. Однак, монтаж мереж даного типу залишається найбільш дорогим через вартість кабелю та особливості його повітряної прокладки.

### **3.6 Повітряні захищені лінії**

Конструктивні параметри визначають пропускну здатність проводу, механічну міцність лінії та стійкість до ультрафіолетового випромінювання. Вони також відіграють роль стійкості мережі до напруженості електромагнітного поля.

Оболонка забезпечує захист проводу середньої напруги із захисним покриттям. Вона виконується з поліетилену високої щільності або зшитого поліетилену і не є достатньою ізоляцією при напрузі, що існує в такій мережі. На зовнішній поверхні лінії існує ненульова залишкова напруга. Ця залишкова напруга нижча, ніж напруга, що заміряється на системі з неізольованими проводами (при тій же напрузі між фазами). Даний тип проводу із захисним покриттям дозволяє розміщувати фази на меншій відстані один від одного. Потрібна відстань між фазами скорочується завдяки захисній оболонці, при цьому ширина лінії скорочується до 40% порівняно з повітряними лініями з неізольованими проводами.

Наприклад, лінія середньої напруги (22 кВ) з неізольованими проводами вимагає розміщення проводів на відстані близько 1 м між фазами; ширина коридору – по 2 м з кожного боку. Таким чином, загальна ширина коридору, необхідного для цієї ЛЕП, становить 6 м. Лінії середньої напруги (22 кВ) із проводами із захисним покриттям скорочують загальний розмір системи до 2,5 м. Таким чином, трипровідна лінія середньої напруги з проводами із захисним покриттям надає менший вплив на довкілля і не вимагає розширення просіки в лісистих районах проти повітряних ліній з неізольованими проводами, розміри яких найбільші. Близькість розташування фаз змінює конфігурацію мережі. Вона дозволяє застосування опор, траверс, додаткового обладнання, провідників тощо меншого розміру та маси. Існує можливість монтажу двох мереж на одній і тій самій опорі.

Наприклад, лінія середньої напруги з неізольованими проводами напругою 22 кВ може розташовуватися спільно з лінією середньої напруги з проводами із захисним покриттям напругою 110 кВ. Лінії середньої напруги із проводами із захисним покриттям дозволяють використовувати дерев'яні опори. Дерев'яна опора забезпечує найкращу ізоляцію між лінією та землею. Економія місця є важливою характеристикою ліній із розпіркою. При цій конфігурації лінії середньої напруги з проводами із захисним покриттям можуть прокладатися до районів міської забудови без будь-якої небезпеки. Також можливий монтаж ліній даного типу біля річок, у горбистих чи гірських районах, у пожежонебезпечних лісових районах. У районах, де трапляються грози, несучий трос лінії з розпіркою

здатний витримувати удари блискавки і захищати фазні проводи. Даний тип ліній має високу надійність і механічну міцність, оскільки несучий трос виконаний із сталевих дротів. Фазні проводи піддаються меншому механічному навантаженню. Лінія захищена від впливу льоду та вітру за допомогою розпірки з поліетилену високої щільності, конструкція якої дозволяє витримувати механічне навантаження, яке створюється цими явищами.

.Частота обслуговування таких ліній менш важлива, ніж ліній з неізолюваними проводами, завдяки ромбовидній схемі розташування. Несучий трос забезпечує високоміцний механічний захист від дерев і гілок, що падають, а також дозволяє монтувати більш довгі прольоти. Скорочується частота втручань, а витрати на обслуговування лінії менш схильні до різних подій. Монтаж додаткового обладнання у цій мережі утруднений. Захисний шар з поліетилену високої щільності має високу міцність і забезпечує гарний захист від подряпин. При цьому зачищення та оголення дроту не доцільне. Тому для електричного з'єднання проводів із захисним покриттям між собою та з додатковим обладнанням лінії необхідне застосування спеціальних герметичних затискачів, що проколюють. Монтаж таких ліній потребує суворого дотримання технологічних правил та акуратної роботи з інструментом. Правила безпеки повинні бути такими ж, що і в основній мережі.

### **3.7 Надійність та вартість в експлуатації ліній середньої напруги**

Великою перевагою ліній середньої напруги з проводами із захисним покриттям є їх захисна оболонка. Вона особливо важлива для запобігання аваріям внаслідок таких подій, як падіння на лінію гілки або дерева, або випадкове торкання між фазами. У лінії середньої напруги з неізолюваним дротом випадкове падіння гілки або дерева між двома фазами викликає коротке замикання. В результаті такої аварії падає напруга між дотичними фазами. У Франції автоматичний вимикач джерела виявляє аварію і виконує дві спроби відключення і повторного включення лінії. Якщо при третьому повторному включенні, як і раніше, виникає збій, подача електроенергії припиняється, а для робіт на лінії висилається ремонтна бригада. У сухих умовах, як і в Австралії,



падіння на лінію дерева чи гілки може призвести до лісової пожежі. Австралія стала однією з перших країн, що розпочали встановлення ліній середньої напруги з проводами із захисним покриттям.

У лінії середньої напруги з проводами із захисним покриттям захисна оболонка забезпечує ізоляцію, завдяки якій падіння гілки або дерева між двома фазами не викликає негайного короткого замикання. Напруга на лінії зберігається і перебою в подачі електроенергії немає. На лінії необхідно проведення робіт з усунення предмета, що впав, для запобігання розриву кабелю або виникнення електростатичної напруги. За наявності оболонки збій у подачі електропостачання не виникає відразу, що дає більше часу для вжиття заходів, перш ніж створення електричної дуги призведе до пошкоджень. Таку подію виявити складніше через відсутність очевидного впливу на подачу електроенергії. Виявити її можна лише під час огляду лінії або з розробкою технології, що дозволяє вимірювати часткові розряди.

Витрати на монтаж лінії середньої напруги залежать від її типу (з трипровідною системою проводів або з розпіркою) та місця прокладки (сільська чи міська місцевість). У порівнянні з системою з неізольованими проводами, монтаж лінії середньої напруги з трипровідною системою проводів із захисним покриттям на 10—20% дорожчий за монтаж лінії середньої напруги з неізольованими проводами. Монтаж лінії з розпіркою може вимагати на 20-100% більших витрат, ніж лінія середньої напруги з неізольованим проводом.

Точніше, витрати на монтаж 3-фазної лінії середньої напруги із трипровідною системою проводів із захисним покриттям у міських районах може становити від 30000 до 75000 євро/км. Така різниця у вартості пояснюється відмінностями у зовнішніх умовах, у яких працюють будівельники лінії. Інтенсивний рух транспорту навколо місця робіт вимагає від них більшої уважності у роботі та планування її за часом таким чином, щоб повністю не блокувати трафік. Ландшафт може вимагати встановлення опор на бетонному фундаменті, що збільшує час роботи. Кожна лінія відрізнятиметься за процесом монтажу та розміром бюджету. Визначити бюджет на початок монтажу важко, проте можна визначити окремі чинники, які впливають на кожен статтю бюджету.

### 3.8 Фактори ризику в експлуатації

Для ліній середньої напруги з проводами із захисним покриттям існують певні фактори ризику і необхідно знати про них, щоб мати можливість керувати ними. Це такі фактори:

- потрапляння води;
- екстремальні погодні умови (сніг, лід, вітер);
- електрична напруга, що призводить до трекінг-ефекту;
- атмосферні електричні розряди (блискавки);
- електричне з'єднання шляхом проколу ізоляції.

Попадання води у провід. Зовнішня оболонка запобігає попаданню води у провід тільки у разі її збереження та відсутності пошкоджень. На відміну від ліній з неізольованими проводами, з яких вода випаровується природним чином, при попаданні води в жилу проводів із захисним покриттям вода утримується всередині лінії. Нагрівання кабелю під впливом струму створює згодом корозійне середовище. Це корозійне середовище поступово пошкоджує та послаблює жилу проводу. Довготривала дія призводить до поступового пошкодження жили. Тому критично важливим є збереження водонепроникності ліній середньої напруги з проводами із захисним покриттям. Для цього з'єднання, кріплення, підвіска та інші роботи з дротом повинні проводитись без зняття захисної оболонки. У разі зняття захисної оболонки з ділянки дроту важливо відновити ізолюючі та герметизуючі властивості захисного покриття. Відновлення виконується з використанням поліолефіну, стійкого до ультрафіолету, який запобігає попаданню води та стійкий до високих або низьких температур. Що стосується електричного з'єднання, доцільною є технологія з'єднання з проколюванням ізоляції при збереженні водонепроникності дроту. Така технологія забезпечує електричне з'єднання проводів без зняття зовнішньої оболонки шляхом перфорації та відновлює герметичність безпосередньо на проводі, не вимагаючи додаткових деталей.

Погодні явища. Лінії середньої напруги з проводами із захисним покриттям при однаковому перерізі провідника та напрузі мають більший діаметр дроту та вагу, ніж лінії із неізольованим дротом. Причина полягає у захисній оболонці, яка

збільшує зовнішній діаметр та вагу дроту. Ці відмінності призводять до наступних явищ: посилення коливань дроту через вагу; зменшення сили демпферування коливань дроту за даної швидкості вітру; збільшення аеродинамічного впливу на провід енергії вітру. Дані явища зумовлюють вимогу меншої довжини прольотів між опорами в лініях середньої напруги з проводами із захисним покриттям. Виробниками арматури розроблено вироби, що дозволяють мінімізувати вплив довкілля. До цієї продукції належить, наприклад, спіральні гасителі вібрацій. Вони дозволяють звести до мінімуму вплив вібрації та збільшити відстань між опорами. Лінії з розділювальною розпіркою менш чутливі до вітрових навантажень завдяки розпірці та її захисту від розгойдування проводів.

Електрична напруга, що призводить до трекінг-ефекту. Явище трекінг-ефекту виникає на елементах підвіски або кріплення лінії. Близькість проводу до опори створює різницю потенціалів між елементами арматури проводу та заземленими конструкціями опори. Це викликає формування електромагнітного поля з нормальним розподілом напруженості, що іонізує повітряний простір між дротом та заземленням. Явище може бути прискорене при високій напрузі або розташуванні арматури в районі високого забруднення. При достатній іонізації повітряного проміжку та забруднених діелектричних поверхнях арматури та оболонки дроту, на них виникають плаваючі поверхневі потенціали, що призводять до утворення електричних розрядів. Це призводить до пошкодження зовнішньої оболонки дроту або арматури, утворення на них провідних вугільних доріжок. Дане явище несистематичне і залежить від ряду факторів, таких як рівень напруги, забруднення в районі лінії, вологість, клімат і т. ін. Таким чином, позбутися його неможливо. Однак його можна мінімізувати та захистити арматуру від руйнівної дії. Для цього в лінії середньої напруги з проводами із захисним покриттям плаваючий потенціал може бути з'єднаний з напругою лінії, що запобігає появі розрядів та пошкодженню арматури. Дане обладнання, таке як з'єднувачі та рокові розрядники з антитрекінговими пристроями, антитрекінгові комплекти або пристрої для захисту від формування різниці потенціалів, є частиною захисту.

Атмосферні перенапруги та грозозахист. Імпульсне грозове перекриття

(електрична дуга) може виникнути через удар блискавки від електромагнітного поля. Це явище має велике значення в районах з високою грозовою активністю. На лініях середньої напруги з неізольованими проводами електрична дуга, не знаходячи точки виходу на землю, може поширюватися лінією на відстань кількох кілометрів. Для ліній з проводами із захисним покриттям, що володіє достатнім електричним опором, електрична дуга, як правило, нерухома і утворюється між кабелем під напругою і заземленими траверсами ізоляторів або елементами заземлення опори. Тривала дія дуги може призвести до перепалу жили дроту. Захисні пристрої, наприклад, затискачі, оснащені роговими розрядниками та пристрої захисту від дуги, як з обмежувачами перенапруги, так і без них, можуть створити точку виходу та сформувати електричну дугу в потрібному місці. Даний тип захисних пристроїв захищає провід від пошкодження дугою і може запобігти перебоям в енергопостачанні, якщо вони також оснащені обмежувачами перенапруги.

### **3.9 Висновки до розділу**

3.1 Розглянуті загальні питання лаштування повітряних ліній середньої напруги проводами із захисним покриттям.

3.2 Розглянуті конструкторські рішення виконання жил проводів середньої напруги із захисним покриттям та їх стійкість до корозії.

3.3 Розглянуті особливості виконання оболонки проводів середньої напруги із захисним покриттям та технології їх захисту від вологи.

3.4 Розглянуті особливості виконання різних типів електромереж середньої напруги та способи їх монтажу: ізольований кабель з оболонкою (трипровідна система) й провід із захисним покриттям на несучому тросі (системи з розділювальною розпіркою).

3.5 Розглянуті конструкторські рішення систем самонесучих ізольованих проводів середнього класу напруги.

3.6 Оцінена надійність та вартість в експлуатації ліній середньої напруги.

3.7 Досліджені фактори ризику в експлуатації ліній середньої напруги з проводами із захисним покриттям.

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Аналіз безпечності експлуатації електроустановок та розробка заходів щодо її підвищення

Безпечність об'єкта електроенергетики - це властивість об'єкта за нормальної експлуатації та в разі аварії обмежувати вплив джерел небезпеки на персонал, населення та навколишнє середовище.

Рівень безпечності вважається прийнятним у разі, якщо забезпечене додержання вимог державних нормативних документів з техніки безпеки. Аварійний режим - режим функціонування об'єкта в разі виникнення аварії. Аварійний захист - передбачена у технічному проекті підприємства система пристроїв безпеки, що призначені для захисту персоналу та обладнання в аварійному режимі [29].

Ліквідація наслідків аварії - це режим функціонування, під час якого об'єкт після аварії переводиться у режим нормальної експлуатації або перетворюється в екологічно безпечну природно-технологічну систему.

До потенційно-небезпечних частин електроустановок відносяться неструмоведучі частини, на яких може з'явитися напруга внаслідок пошкодження ізоляції. Ці частини електроустановок підлягають захисному заземленню або зануленню в мережах напругою до 1000 В із глухозаземленою нейтраллю. Стосовно конкретних видів електрообладнання потенційно небезпечними частинами є [31]:

1) металеві корпуси трансформаторів (зокрема, зварювальних) та інших електроприймачів, окрім оснащених подвійною ізоляцією або таких, що живляться малою напругою, а також увімкнених через розділовий трансформатор чи захисно-вимикаючий пристрій;

2) рами і приводи вимикачів та інших комутаційних апаратів;

3) вторинні обвитки вимірювальних трансформаторів, окрім трансформаторів струму, що живлять лічильники електроенергії, розраховані на напругу 380/220 В;

4) каркаси розподільних щитів керування, шаф із електрообладнанням

(зйомні чи ті, що відкриваються, частини щитів і шаф) повинні бути заземлені або занулені окремим гнучким провідником, якщо на них встановлене електрообладнання напругою понад 42 В змінного чи 110 В постійного струму;

- 5) металеві оболонки проводів та броньовані кабелі;
- 6) сталеві труби для електропроводки;
- 7) троси у тросових електропроводках;
- 8) металеві кожухи шинопроводів, коробки і лотки;
- 9) електрообладнання, встановлене на рухомих частинах верстатів і розділених від станини шаром мастила;
- 10) арматура залізобетонних опор та їх дотові відтяжки.

Потенційно-небезпечними не вважаються [31]:

- 1) металеві скоби і закріпи для кріплення проводки;
- 2) труби для проходу проводки та кабелів через стіни;
- 3) гаки ізоляторів чи штирі на дерев'яних опорах і конструкціях, якщо на цих опорах прокладений кабель із заземленою бронею або неізолюваний заземлювальний провідник від розрядників.

Визначення потреби у спеціальному одязі, спеціальному взутті та інших засобах індивідуального захисту повинно бути виконано за чинним Положенням: «Мінімальні вимоги безпеки і охорони здоров'я при використанні працівниками засобів індивідуального захисту на робочому місці» (Введене Мінсоцполітики наказом №1804 від 29.11.2018 р.) згідно норм комплектування засобами захисту.

#### **4.2 Заходи пожежної безпеки на трансформаторній підстанції**

Згідно вимог Правил улаштування електроустановок [32] щодо пожежної безпеки з метою запобігання розтіканню оливи та розповсюдженню пожежі у разі пошкодження оливонаповнених силових трансформаторів повинні бути улаштовані оливоприймачі, оливовідводи і оливозбірники. За об'ємом оливоприймач повинен бути розрахований на одночасне приймання 100% оливи, яка знаходиться в корпусі трансформатора.

За умовами пожежної безпеки підстанція розташовується на відстані не менше 3 м від інших будівель.

Система протипожежного захисту представляє собою сукупність організаційних заходів і технічних засобів, спрямованих на запобігання впливу на людей небезпечних факторів пожежі та обмеження матеріальних збитків від неї продуктів горіння.

Основними засобами гасіння пожежі у силових трансформаторах є вуглекислота, повітряно-механічна піна, розпилена вода та порошкові суміші. Рекомендуються такі оптимальні значення інтенсивності подачі вказаних засобів гасіння [31]:

- розчин для піни -  $0,15 \text{ л}/(\text{с}\cdot\text{м}^2)$ ;
- розпилена вода -  $0,2 \text{ л}/(\text{с}\cdot\text{м}^2)$ ;
- порошкові суміші -  $0,3 \text{ л}/(\text{с}\cdot\text{м}^2)$ .

У разі горіння оливи на трансформаторі чи під ним необхідно вимкнути його з мережі з боку вищої та нижчої напруги, зняти залишкову напругу і заземлити. Після заземлення можливе гасіння кожним із перелічених вище засобів. Із трансформатора, що загорівся, не допускається зливати оливу, щоб запобігти пошкодженню обвиток та ускладненню гасіння пожежі. Випускання оливи із трансформаторів, сусідніх з трансформатором, на якому виникла пожежа, теж не здійснюють, оскільки у пустому баку є більш вірогідним загорання обвиток та виникнення вибуху.

На пожежах у розподільних пристроях горіння ізоляції кабелів, муфт і горіння оливи може бути ліквідоване піною, водою, двоокисом вуглецю і порошковими сумішами. Камера розподільного пристрою має бути обов'язково від'єднана від збірних шин розподільного пристрою.

Для безпечного виконання робіт, пов'язаних із гасінням пожеж, необхідно виконати такі умови [31]:

- дії з гасіння пожежі мають здійснювати не менше, ніж дві особи;
- провести необхідні вимикання та вжити заходів, що перешкоджають випадковій подачі напруги до місця гасіння пожежі;
- на рукоятках комутаційних апаратів (приводів) повісити плакати: «Не вмикати - працюють люди», «Не вмикати - робота на лінії»;
- приєднати до заземлюючого пристрою переносні заземлення та перевірити відсутність напруги на вимкнених для виконання робіт струмовідних

частинах.

### 4.3 Організаційні заходи захисту персоналу підстанції

Керування охороною праці на виробничих об'єднаннях і енергетичних підприємствах, організаціях здійснюється такими категоріями працівників [2]:

- першими керівниками - у цілому, їхніми заступниками (головними інженерами) - безпосередньо;

- відділами (службами старшого інженера, інженерами) охорони праці, на які покладається організаційно-методична робота з керування охороною праці і підготовка управлінських рішень (накази, розпорядження, інформаційні листи, вказівки), а також здійснення контролю за їхньою реалізацією;

- посадовими особами відділів, служб, відповідальними за виконання задач керування охороною праці (відділи: виробничо-експлуатаційний, технічний, капітального будівництва, організації праці і заробітної плати, матеріально-технічний, планово-економічний, фінансовий, бухгалтерія);

- у підрозділах енергетичних підприємств, організацій (цехах, службах, виробничих ділянках) - керівниками відповідних підрозділів, а також старшими майстрами, майстрами, бригадирами і виконавцями робіт (керівниками робіт) при провадженні робіт в енергоустановках за нарядами-допусками.

Перші керівники, їхні заступники (головні інженери) і відділи (служби, старші інженери, інженери) охорони праці повинні бути основною ланкою органу керування охороною праці.

Будь-який з органів керування охороною праці в рамках системи відповідає за таке: навчання працюючих безпеки праці, пропаганду питань охорони праці; безпека виробничого устаткування; безпека виробничих процесів; безпека будинків і споруд; нормалізація санітарно-гігієнічних умов праці; забезпечення працюючих засобами індивідуального захисту; забезпечення оптимальних режимів праці і відпочинку працюючих; лікувально-профілактичне обслуговування працюючих; санітарно-побутове обслуговування працюючих.

Пропаганда питань охорони праці включає [2]:

- проведення вступних інструктажів працівників, що поступають на роботу;



- навчання безпечним методам праці людей, що надходять на роботу з підвищеними вимогами безпеки праці;
- первинна перевірка знань з охорони праці й техніки безпеки експлуатації електроустановок, інструкцій, знань безпечних методів праці;
- проведення первинних інструктажів на робочому місці;
- дублювання повторних (планових) інструктажів, протиаварійних, протипожежних тренувань, планового навчання персоналу безпечним методам праці, періодичну (чергову) перевірку знань з охорони праці й техніки безпеки експлуатації електроустановок, інструкцій, знань безпечних методів праці.

Вимоги до персоналу: робітникам, що обслуговують електроустановки, повинна бути присвоєна група з електробезпеки, видане посвідчення установленої форми, яке вони зобов'язані мати при собі при провадженні робіт; в електроустановках вище 1000 В робітники з числа чергового чи оперативно-ремонтного персоналу, одноосібно обслуговуючі електроустановки, і старші по зміні повинні мати групу IV, інші - групу III [31].

Весь персонал, що знаходиться в приміщеннях з діючим енергоустаткуванням електростанцій і підстанцій (за винятком щитів керування, релейних пристроїв та ін.), у закритих і відкритих регульовальних пристроях, проводячи ремонтні роботи на повітряних лініях, зобов'язаний користуватися захисними касками.

#### **4.4 Роль цивільного захисту в системі національної безпеки**

В умовах сьогодення масштабність наслідків війни на Сході нашої країни, аварій, катастроф та стихійних лих ставить проблему ліквідації надзвичайних ситуацій та мінімізації негативних наслідків від них в ряд найбільш актуальних і важливих завдань держави. Тенденції, які спостерігаються впродовж останніх років, зокрема підвищення ризику виникнення НС, значні матеріальні й соціальні збитки внаслідок збільшення їхньої кількості та масштабу, становлять загрозу національній безпеці. За таких умов особливого значення набуває виконання державою власних функцій - захисту населення, територій, навколишнього природного середовища та майна від НС шляхом запобігання таким ситуаціям,

мінімізації та ліквідації їх наслідків і надання допомоги постраждалим у мирний час та в особливий період [1].

Відповідно до чинного законодавства, реалізація зазначених функцій покладається на цивільний захист. Разом з тим, на сьогодні, з урахуванням обстановки, яка склалася, та з появою нових викликів і загроз потребує уточнення роль цивільного захисту в системі забезпечення національної безпеки.

Основні засади державної політики, спрямованої на забезпечення національної безпеки визначаються Законом України “Про основи національної безпеки України”. Згідно зі ст. 1 зазначеного закону, національна безпека – це захищеність життєво важливих інтересів людини і громадянина, суспільства і держави, за якої забезпечуються сталий розвиток суспільства, своєчасне виявлення, запобігання і нейтралізація реальних та потенційних загроз національним інтересам [1]. У прийнятому законопроекті національна безпека визначається як захищеність державного суверенітету, територіальної цілісності, демократичного конституційного ладу та інших національних інтересів України від реальних та потенційних загроз.

Відповідно до Закону України “Про основи національної безпеки України” до загроз національним інтересам і національній безпеці України у сфері цивільного захисту відносяться:

- невідповідність сучасним викликам стану єдиної державної системи цивільного захисту, сил цивільного захисту, їх технічного оснащення;
- значне антропогенне і техногенне перевантаження території України, зростання ризиків виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру;
- погіршення технічного стану гідротехнічних споруд каскаду водосховищ на річці Дніпро;
- непідтримання в належному технічному стані ядерних об’єктів на території України;
- небезпека техногенного, у тому числі ядерного та біологічного, тероризму.

До завдань цивільного захисту відносяться: захист населення і територій від надзвичайних ситуацій, запобігання їх виникненню та ліквідація наслідків,

гасіння пожеж, забезпечення техногенної, природної та пожежної та безпеки, надання допомоги постраждалим, організація життєзабезпечення постраждалого населення, профілактика травматизму невиробничого характеру тощо.

Виходячи із аналізу завдань цивільного захисту, можна визначити, що цивільний захист спрямований на забезпечення таких складових національної безпеки [33]:

- екологічної безпеки – проведенням заходів техногенної, пожежної та природної безпеки в природних екосистемах, захисту навколишнього природного середовища від надзвичайних ситуацій та ліквідацією їх наслідків;

- економічної безпеки – у процесі підтримання на промислових об'єктах пожежної і техногенної безпеки, запобігання і ліквідації на них пожеж, аварій і катастроф, забезпечення сталого функціонування підприємств та зменшення їх можливих матеріальних втрат;

- соціальної безпеки – при проведенні заходів з організації життєзабезпечення та соціального захисту постраждалого населення, надання медичної і психологічної допомоги постраждалим, профілактики невиробничого травматизму тощо;

- протидії тероризму – проведенням заходів щодо захисту населення і територій у разі загрози та виникнення надзвичайних ситуацій, пов'язаних з технологічними терористичними проявами та іншими видами терористичної діяльності, участю у заходах з мінімізації та ліквідації наслідків таких ситуацій під час проведення антитерористичних операцій;

- воєнної безпеки – шляхом здійснення комплексу заходів оборонного характеру щодо захисту населення від вражаючих факторів надзвичайних ситуацій і засобів ураження, проведення рятувальних і невідкладних аварійних робіт з метою ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій та застосування зброї.

Враховуючи наведене і базуючись на положеннях Кодексу цивільного захисту України [20], цивільний захист можна визначити як один з основних елементів забезпечення національної безпеки, який призначений для реалізації конституційного права громадян на безпечне довкілля та захист їх життя і здоров'я від надзвичайних ситуацій шляхом запобігання таких ситуацій та ліквідації їх наслідків.

Виконання найважливіших завдань, що гарантують суспільству і кожному громадянину захист від загроз природного та техногенного характеру, відбувається в період загострення безпекової ситуації через військовий конфлікт на сході України. Забезпечення всебічної безпеки особистості стало пріоритетом найближчих десятиліть, перетворилося в одну з головних цілей держави. Тому, проблеми захисту населення і територій країни від надзвичайних ситуацій, а також від небезпек, що виникають при веденні військових дій або внаслідок цих дій, продовжують залишатися досить актуальними [28].

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі досліджені проблеми підвищення ефективності реконструкції та зменшення втрат в електромережах 110 кВ впровадженням дворівневої системи напруг 110/20 кВ.

Отримані такі результати:

1. Встановлено, що впровадження напруги 20 кВ в існуючі електромережі економічно вигідне завдяки постійному збільшенню щільності навантаження, посиленню вимог до якості електроенергії.

2. Проведений аналіз етапів реконструкції розподільчих електромереж, яка дозволить у перспективі відійти від застарілої триступеневої системи електропередачі та розподілу електроенергії (110/35/6 (10) кВ) до двоступеневої системи (110/20 кВ).

3. Проведений аналіз комплексу заходів при переведенні електромереж на номінал середньої напруги шляхом впровадження сучасного автоматизованого обладнання, а саме: елегазових, вакуумних вимикачів, реклоузерів, мачтових КТП.

4. Проведений аналіз технологічних можливостей реконструкції діючих електромереж за допомогою вакуумних реклоузерів, схем «глибокого вводу», мачтових трансформаторних пунктів, засобів релейного захисту та автоматики з відповідним програмним забезпеченням.

5. Проаналізовані можливі результати реконструкції розподільних електричних мереж середньої напруги, що забезпечить безперебійне, якісне та економічно ефективне електропостачання споживачів.

6. Досліджено переваги середнього класу напруги 20 кВ над іншими класами напруги у пропускній потужності, збільшенні радіуса обслуговування підстанцій та значному скороченні числа великих прохідних підстанцій, зменшенні втрат електроенергії.

7. Наведена негативна статистика електромереж 6 (10) кВ щодо індексу середньої тривалості відключень та індексу середньої частоти відключень.

8. Проведене порівняльне дослідження економічної ефективності інвестицій в реконструкцію електромереж 10 чи 20 кВ із застосуванням методу мінімуму

сумарних дисконтованих витрат.

9. Досліджена математична модель зменшення втрат електроенергії у ході реконструкції електромережі з класу напруги 10 кВ на клас напруги 20 кВ за допомогою регресійних залежностей втрат потужності короткого замикання та потужності холостого ходу.

10. Розглянута методика техніко-економічного розрахунку відносно модернізації електромережі з визначенням інтегрального ефекту від капітальних вкладень у вартість основних об'єктів.

11. Проведені дослідження конструктивних рішень та характеристик обладнання електромереж середнього класу напруги щодо улаштування захистів силового трансформатора 110/20 кВ, релейного захисту відвідних ліній 20 кВ, понижувальних підстанцій 20/0,4 кВ.

12. Розглянуті загальні питання улаштування повітряних ліній середньої напруги проводами із захисним покриттям.

13. Розглянуті конструкторські рішення виконання жил проводів середньої напруги із захисним покриттям та їх стійкість до корозії.

14. Оцінена надійність та досліджені фактори ризику в експлуатації ліній середньої напруги з проводами із захисним покриттям.

Підвищення ефективності електромережі 110 кВ дворівневим класом напруги 110/20 кВ покращить надійність функціонування системи електропостачання, а також сприятиме безпечній роботі персоналу.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Артем'єв С. Р. Уточнення ролі цивільного захисту в системі національної безпеки / С. Р. Артем'єв, О. Д. Малько // Матеріали 20-ї ВВПК «Сучасний стан цивільного захисту України та перспективи розвитку» (9–10 жовтня 2018 р., м. Київ) : Зб. тез доп. – К., 2018. – С. 24–26.
2. Батлук В. А. Охорона праці. Підручник / В. А. Батлук, М. П. Кулик, Р. А. Яцюк. – Львів : Вид-цтво НУ «Львівська політехніка», 2009, 360 с.
3. Бахор З. М. Техніко-економічні аспекти впровадження електричних мереж напругою 20 кВ / З. М. Бахор, А. Б. Козовий та ін. // Вісник Він. політехн. ін-ту. – 2018. - №1. – С. 53–58.
4. Бойко О. А. Єдина державна система цивільного захисту в умовах реалізації завдань децентралізації влади // Матеріали 20-ї ВВПК «Сучасний стан цивільного захисту України та перспективи розвитку» (9–10 жовтня 2018 р., м. Київ) : Зб. тез доп. – К., 2018. – С. 49–51.
5. Буйний Р. О. Обґрунтування області використання класу напруги 20 кВ у міських електричних мережах України / Р. О. Буйний, А. В. Красножон та ін. // Технічна електродинаміка. – 2019. - №1. – С. 68–71.
6. Буйний Р. О. Регресійні залежності вартісних показників елементів електричних мереж напругою 10–35 кВ / Р. О. Буйний, В. О. Перепечений, В. В. Зорін // Вісник НТУ ХПІ. Серія: Нові рішення в сучасних технологіях. – 2017. - №7. – С. 18–23.
7. Денисюк С. П. Перспективи використання технологій передачі електричної енергії на номінальній напрузі 20 кВ у розподільних електричних мережах України / С. П. Денисюк, Д. С. Горенко та ін. // Електрифікація транспорту. Електропостачання. – 2016. - №12. – С. 12–19.
8. Довідник з охорони праці на промисловому підприємстві / К. Н. Ткачук, Д. Ф. Іванчук, Р. В. Сабарно. – К. : Техніка, 1991. – 192 с.
9. Електробезпека на промислових підприємствах : довідник / Р. Б. Сабарно, А. Г. Степанов, А. В. Слонченко. – К. : Техніка, 1985. – 288 с.
10. Євдін О. М. Захист населення і територій від надзвичайних ситуацій. Т. 1. Техногенна та природна небезпека. Посібник / За заг. ред.

- В. В. Могильниченка. – К. : КІМ, 2007. – 636 с.
11. Жигулін О. А. Безпека праці в енергоустановках : навч. посібн. - Ніжин : Ніжин. агротехн. ін-т, 2020. - 189 с
  12. Зарубіжний досвід підвищення ефективного передавання та розподілу електроенергії, оптимізації втрат в електромережах всіх рівнів напруги / ВП НТЦЕ ДП «НЕК «Укренерго». - К. : Вид-во «Укренерго», 2015. - 85 с.
  13. Катеринич М. Б. Аналіз та оцінка інвестиційних проектів // Економічна наука. Інвестиції: практика та досвід. – 2007. - №16. – С. 11–17.
  14. Кодекс цивільного захисту України (від 02.10.2012 р.) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/5403-17>.
  15. Лежнюк П. Д. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах. Навч. посібн. – Вінниця : ВНТУ, 2006. – 89 с.
  16. Лук'яненко Ю. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навч. посібн. / Ю. В. Лук'яненко, Ж. І. Остапчук, В. В. Кулик. – Вінниця : ВДТУ, 2002.– 116 с.
  17. Лупенко А. М. Методи підвищення ефективності електромереж 110 кВ / А. М. Лупенко, О. О. Вакуленко, С. Ю. Санчела // Матеріали XI МНПК молодих учених та студ. ТНТУ «Актуальні задачі сучасних технологій» (7–8 грудня 2022 р., Тернопіль) : Зб. тез доп. – Тернопіль, 2022. – С. 95–96.
  18. Метод. вказівки щодо практ. занять з курсу «Проектування промислового освітлення» / Укл. Костик Л. М. - Тернопіль : ТНТУ, 2015 - 28 с.
  19. Мілих В. І. Електропостачання промислових підприємств : підр. для студ. електромех. спец. / В. І. Мілих, Т. П. Павленко. - К. : Каравела, 2018 - 272 с.
  20. Ниник Л. Р. Стійкість роботи промислових об'єктів у надзвичайних ситуаціях. – Рівне : Вид-во УДАВГ, 1998. – 162 с.
  21. Основи безпечної експлуатації електроустановок : підр. / С. В. Панченко, О. І. Акімов, М. М. Бабаєв. – Харків : УкрДУЗТ, 2021. – 149 с.
  22. Пашенко А. В. Формування бази даних в АСКОЕ для визначення втрат електроенергії в розподільних мережах // Вісник ВНТУ. – 2005. – № 6. – С. 160–165.
  23. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів : ДНАОП 0.00-1.21-1998 / Вид. офіційне. Мінпраці України. – К. : Офіційний вісник України,



- 12.03.1998. - №8. – С. 394.
24. Правила улаштування електроустановок / Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х. : Вид-во «Форт», 2017. – 760 с.
25. Сисак І. М. Вибір трансформаторів підстанцій за навантажувальною здатністю / І. М. Сисак, Н. В. Бабанін, А. В. Гапонюк // Матеріали VI МНТК молодих учених та студентів ТНТУ «Актуальні задачі сучасних технологій» (16–17 листопада 2017 р., Тернопіль) : Зб. тез доп. Т. 2. – Тернопіль : ТНТУ, 2017. – С. 89–90.
26. Сулейманов В. М. Моделі та методи оптимізації розвитку основних мереж енергосистем в умовах ринкових відносин / В. М. Сулейманов, В. А. Баженов, Т. Л. Кацадзе // Енергетика : економіка, технології, екологія. – 2014. – №4. – С.58–65.
27. Циганенко Б. В. Особливості функціонування розподільних мереж середнього класу напруги та їх переведення на 20 кВ / Б. В. Циганенко, В. В. Кирик // Гідроенергетика України. – 2016. - №3–4. – С. 7–13.
28. Циганенко Б. В. Перспективи переведення розподільних мереж України на номінальну напругу 20 кВ // Наук. праці ВНТУ. Енергетика та електротехніка. – 2016. - №1. – С. 1–4.
29. Шаманов Д. А. Розподільчі мережі Фінляндії. Особливості схемних рішень // Новини електротехніки. – 2005. - №6 (36). – С. 5–9.
30. Шестеренко В. Є. Електропостачання промислових підприємств : посібн. для курс. та дипл. проект. / В. Є. Шестеренко, О. В. Шестеренко. - К. : Нова книга, 2013. - 424 с.
31. Шкрабець Ф. П. Електропостачання : навч. посібн. - Д. : Нац. гірн. ун-т, 2015. - 540 с.