

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)
прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(назва факультету)
Електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній ступінь)

на тему: **Розробка технічних заходів для забезпечення
надійності роботи силового обладнання тягової підстанції**

Виконав: студент (ка) 6 курсу, групи ЕЕмз-61

напряму підготовки (спеціальності) 141 –

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Голик Ю.І.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

(підпис)

Буняк О.А.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

(підпис)

Вакуленко О.О.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Інститут, факультет, відділення прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра, циклова комісія Електричної інженерії

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

Напрямок підготовки 14 – електрична інженерія

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри, голова циклової комісії ЕІ

д.т.н. проф. Тарасенко М.Г.

“ ” _____ 2019 року

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Голику Юрію Ігоровичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розробка технічних заходів для забезпечення надійності роботи силового обладнання тягової підстанції

керівник проекту (роботи) Буняк Олег Андронікович, к.т.н., доцент,

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від “23” серпня 2019 р. № 4/7-731

Строк подання студентом проекту (роботи) 15 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Однолінійна схема електропостачання. Паспортні дані електроенергетичного обладнання. Графіки добових (річних) навантажень. Дані обліку електричної енергії.

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

Вступ. 1. Аналітична частина. 2. Науково-дослідна частина. 3. Технологічна частина. 4. Проектно-конструкторська частина. 5. Спеціальна частина. 6. Обґрунтування економічної ефективності. 7. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 8. Екологія. Загальні висновки до дипломної роботи. Перелік посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Загальні положення, що виносяться на захист; Структурно-логічна схема та методика розрахунку надійності системи тягового електропостачання; Однолінійна схема електропостачання тягової підстанції 110/27,5/10 кВ; Однолінійна схема електропостачання I та II секції ланки 27,5 кВ; Однолінійна схема комутаційного розподільного пристрою 10 кВ; Загальні висновки до дипломної роботи.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Екологія	к.т.н., доцент Зварич Н.М.		
Охорона праці	к.т.н., доцент Гурик О.Я.		
Безпека в надзвичайних ситуаціях	старший викладач Стручок В.С.		
Обґрунтування економічної ефективності	д.е.н., доцент Мельник Л.М.		

7. Дата видачі завдання 26 серпня 2019 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	01.09.19 - 30.09.19	
2	Науково-дослідна частина	01.09.19 - 01.11.19	
3	Технологічна частина	15.09.19 - 01.11.19	
4	Проектно-конструкторська частина	01.10.19 - 01.11.19	
5	Спеціальна частина	15.09.19 - 01.11.19	
6	Обґрунтування економічної ефективності	01.10.19 - 01.11.19	
7	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	01.10.19 - 10.10.19	
8	Заходи з екології	01.10.19 - 10.10.19	
9	Загальні висновки до дипломної роботи	01.12.19 - 10.12.19	
10	Формування пояснювальної записки та плакатів по дипломній роботі	01.11.19 - 10.12.19	
11	Попередній захист дипломної роботи	15.12.19 - 24.12.19	

Студент

(підпис)

Голик Ю.І.

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

(підпис)

Буняк О.А.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Дипломна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор. – 99; рис. – 6; табл. – 9; літературних джерел – 27.

У дипломній роботі вирішено практичну проблему забезпечення надійності роботи силового обладнання тягової підстанції на основі проведення модернізації силових агрегатів та впровадження заходів обслуговування та діагностики стану силових трансформаторів.

Проведені розрахунки електричних навантажень та електричних захистів фідерів контактної мережі тягової підстанції та власних потреб підстанції.

Проведений аналіз покращення показників надійності агрегатів тягової підстанції.

Розроблена структурно-логічна схема розрахунку показників надійності системи електропостачання тяги поїздів постійного струму та розрахована ймовірність відмови підсистеми регулювання напруги знижувальних та перетворювальних трансформаторів, які працюють паралельно.

Запропоновані методи обслуговування та діагностики стану силових трансформаторів тягової підстанції.

Ключові слова: тягова підстанція, фідер, показники надійності, електричне навантаження.

ANNOTATION

Diploma paper. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Department of electrical engineering, group EEM3-61. – Ternopil.: 2019.

Page – 99; Figure – 6; Table – 9; literature – 27.

In diploma work is solves the practical problem of ensuring the reliability of the operation of traction substation power equipment based on the modernization of the power units and the introduction of maintenance and diagnostics of the status of power transformers.

The calculations of electrical loads and electrical protection of the feeders of the traction substation contact network and the substation's own needs were carried out.

The analysis of improvement of reliability indicators of units of traction substation is carried out.

A structural and logical scheme for calculating the reliability indicators of the DC traction power supply system has been developed and the probability of failure of the voltage regulation subsystem of lowering and converting transformers operating in parallel has been calculated.

The methods of service and diagnostics of the condition of power transformers of the traction substation are offered.

Keywords: traction substation, feeder, reliability indicators, electrical load.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	9
1.1 Оцінка надійності силового обладнання системи тягового електропостачання	9
1.2 Аналіз електропостачання електричної тяги	14
1.3 Висновки до першого розділу	20
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	22
2.1 Аналіз особливостей розрахунку надійності системи тягового електропостачання	22
2.2 Побудова структурно-логічної схеми для оцінки надійності системи тягового електропостачання	24
2.3 Висновки до другого розділу	32
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	33
3.1 Розрахунок прогнозованих електричних навантажень тягової підстанції та обґрунтування заміни трансформатора	33
3.2 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань та збірних шин тягової підстанції	38
3.3 Висновки до третього розділу	42
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	43
4.1 Розрахунок електричного захисту фідерів 27,5 кВ контактної мережі тягової підстанції	43
4.2 Розрахунок власних потреб підстанції	49
4.3 Вибір пристроїв електричного захисту фідерів	54
4.4 Впровадження пристрою визначення наявності коротких замикань	58
4.5 Висновки до четвертого розділу	61
5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	62
5.1 Обґрунтування необхідності обслуговування та діагностики стану силових трансформаторів тягової підстанції	62

5.2 Сучасні методи технічної діагностики тягових підстанцій	63
5.3 Висновки до п'ятого розділу	71
6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	72
6.1 Планування експлуатаційних витрат тягової підстанції	72
6.2 Визначення собівартості передачі та розподілу електроенергії	77
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	78
7.1 Заходи з охорони праці та техніки безпеки на тяговій підстанції	78
7.2 Заходи щодо підвищення стійкості роботи тягової підстанції за умов надзвичайних ситуацій	85
8 ЕКОЛОГІЯ	89
8.1 Заходи з екологічної безпеки на тягових підстанціях	89
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	94
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	96

ВСТУП

Актуальність теми. В умовах ринкової економіки набуває широкого використання залізничний транспорт. Це вимагає підвищення технічних вимог до тягових підстанцій та силового обладнання для регулювання режимів системи тягового електропостачання.

Основним завданням для забезпечення безперебійного електропостачання залізничного транспорту, є підвищення надійності силових агрегатів і устаткування. Аналіз показав [1, 2], що силове обладнання тягових підстанцій є застаріле. Це призводить до великих експлуатаційних витрат на ремонти та ріст технологічних витрат в системі електропостачання.

Тому, основним методом підвищення надійності роботи силових агрегатів тягових підстанцій є модернізація силового устаткування з врахуванням прогнозованого зростання електричних навантажень. До силових агрегатів тягових підстанцій відносяться силові трансформатори, які характеризуються високою вартістю, високовольтні вимикачі змінного струму, роз'єднувачі, швидкодіючі вимикачі постійного струму, пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН) або вольт додаткові пристрої. Також, на надійність тягових підстанцій істотно впливає вибір випрямляча, який у великій мірі забезпечує економічність роботи та якість випрямленої напруги [3].

Виходячи з викладеного при вирішенні практичних завдань підвищення надійності в системах електропостачання залізниці необхідно розглядати вказані силові агрегати при проведенні модернізації.

Мета і завдання дослідження. Метою дипломної роботи є розробка технічних рішень підвищення надійності тягової підстанції на основі модернізації силового обладнання.

Відповідно до вказаної мети поставлені наступні завдання:

- провести техніко-економічний аналіз роботи тягової підстанції та контактної мережі;
- провести оцінку надійності системи тягового електропостачання з врахуванням схеми регулювання;

- провести розрахунки електричних навантажень із обґрунтуванням необхідної заміни силових агрегатів;
- провести розрахунки електричного захисту фідерів контактної мережі;
- розробити технічні заходи підвищення ефективності використання електроенергії на тяговій підстанції;
- розробити організаційно-технічні заходи обслуговування та діагностики стану силових трансформаторів тягової підстанції.

Об’єкт дослідження – процеси забезпечення надійності систем електропостачання тягових підстанцій.

Предмет дослідження – методи підвищення технічної надійності роботи силового обладнання тягових підстанцій.

Наукова новизна отриманих результатів.

– отримало подальший розвиток застосування технічних та організаційно-технічних заходів підвищення надійності системи електропостачання тягової підстанції.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані технічні рішення підвищення надійності силового обладнання тягової підстанції дозволить знизити експлуатаційні витрати на ремонт та технологічні витрати в системі електропостачання.

Апробація.

Результати досліджень за темою дипломної роботи були представлені на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (27-28 листопада 2019 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Оцінка надійності силового обладнання системи тягового електропостачання

Основним силовим агрегатом тягової підстанції є силові знижувальні трансформатори. Вимоги до надійності трансформаторів визначаються по ГОСТ 52719 - 2007 «Трансформатори силові. Загальні технічні умови» [3].

Для силових трансформаторів встановлюють такі показники надійності: встановлений період безвідмовної роботи – не менше 25000 год; ймовірність безвідмовної роботи за напрацювання 8800 годин – не менше 0,995; термін служби до першого капітального ремонту – не менше 12 років; повний термін служби - не менше 30 років.

Аналіз даних про відмови силових трансформаторів тягових підстанцій на Львівській залізниці [4] показує, що в основному до пошкоджень схильні трансформатори, термін служби яких відповідає терміну до першого капітального ремонту та становить близько 12 років. Це пояснюється тим, що в порівнянні з трансформаторами підстанцій енергосистем і промисловості, силові трансформатори тягових підстанцій працюють в більш важких умовах [2].

Як показують дослідження [5, 6] основні вимоги до експлуатації силових трансформаторів тягової підстанції не дають точної оцінки показників надійності, тому, при експлуатації силових трансформаторів в системі тягового електропостачання рекомендовано проводити додаткову періодичну діагностику їх стану.

Основними небезпечними впливами на силові трансформатори є комутаційні та грозові перенапруги, підвищення робочого напруги, струми короткого замикання, струми намагнічування при включенні, перевантаження трансформатора по струму, вплив вищих гармонік [7, 8].

Термін служби більшості силових трансформаторів, як і іншого електричного обладнання, яке експлуатується на підстанціях, значно вироблений. У зв'язку з цим велика частина трансформаторів і супутнього електрообладнання працює в недовантажених режимі, що дозволяє збільшити термін його експлуатації.

В процесі експлуатації силовий трансформатор також піддається різним зовнішнім впливам [8]. Найбільш істотний вплив вносять такі зовнішні впливи: фізичні і хімічні забруднення, вітер, зволоження, зміни температурного режиму.

Аналіз джерел [9-11] показав, що система технічного обслуговування та ремонту силових трансформаторів тягових підстанцій полягає у планово-попереджувальних ремонтах, що вимагає великих затрат коштів. Але при великому ресурсі напрацювання показник середньостатистичних відмови є достатньо високий. Тому в багатьох випадках [10-11] виникає необхідність модернізації трансформаторів в залежності від розрахованого навантаження на кожній із ділянок руху транспорту по залізниці.

Ефективність управління режимами систем електропостачання тяги поїздів істотно залежить від надійності регулювальних пристроїв (особливо на етапі інтенсивного зносу силового обладнання). У господарстві електропостачання та електрифікації Укрзалізниці організований збір інформації про відмови силового обладнання на основі [4]. У регулюванні режимів системи тягового електропостачання бере участь наступне обладнання [7, 8, 11]:

Високовольтні вимикачі змінного струму.

У пристроях електропостачання залізниць найбільш часто застосовуються масляні, елегазові та вакуумні вимикачі. Технічний стан масляних вимикачів залежить від якості оливи та ступеня зношення контактів вимикача. Діелектрична міцність оливи знижується зі зростанням числа відключень коротких замикань, що з часом призводить до підгоряння контактів вимикача. Це призводить до подальшого збільшення перехідного електричного опору. На

практиці, в процесі експлуатації, важко контролювати діелектричну міцність оливи та фактичне зношення контактів. Тому в тягових системах електропостачання знайшов застосування інтегральний параметр – сума струмів відключень. Для вимірювання суми відключених струмів застосовується акумулятор ФСТКЗ-76 [11]. Це суттєво підвищує надійність вимикачів змінного струму.

На жаль, немає систематичного наукового дослідження по надійності комутаційного обладнання систем електропостачання залізниць. Однак безліч публікацій було присвячено надійності комутаційного обладнання в системах зовнішнього електропостачання [5-11]. В [14] було показано, що параметр потоку відмов комутаційного обладнання має складну структуру, крім того, залежить від тривалості експлуатації обладнання, і призводить до багатократного розкиду значень розглянутого параметра: в 2-6 разів по компонентах і в 4-5 разів по терміну експлуатації.

Роз'єднувачі.

Характер фізичних процесів деградації роз'єднувачів при їх експлуатації залежить від місця встановлення (зовнішня або всередині приміщення).

В процесі експлуатації у роз'єднувачів систем тягового електропостачання можна спостерігати [13]: ослаблення кріплення контактів на ізоляторах; зміщення рухомого контакту щодо осі нерухомого; ослаблення з'єднання шин з нерухомим контактом, заземлення з роз'єднувачем; зміна щільності дотику рухомого і нерухомого контактів, допустимі значення витягувального зусилля не повинні перевищувати заданих значень;

– одночасність торкання ножів з губками трифазного роз'єднувача з межею поля допуску – 3 мм; відхилення часу замикання і розмикання блок-контактів; злам пластин гнучкої зв'язки вала заземлюючих ножів з каркасом роз'єднувача; ерозія, корозія і окислення місць контакту ножа і губки; абруднення і розтріскування ізоляторів.

Для опису надійності роз'єднувачів зазвичай використовуються наступні показники [11]:

- середнє напрацювання на відмову (циклів включення/відключення) – в середньому не менше 2000;
- механічний ресурс роз'єднувачів і приводів (циклів включення-відключення) – в середньому не менше – 10000;
- середній ресурс до капітального ремонту.

Для побудови моделі надійності перемикаючих пристроїв в задачах управління режимами системи тягового електропостачання в якості показника надійності роз'єднувачів найбільш підходить середнє напрацювання на відмову.

Швидкодіючі вимикачі постійного струму.

У господарстві електропостачання та електрифікації залізниць Укрзалізниці експлуатуються вимикачі АБ-2/4, ВАБ -28, ВАБ-43, ВАБ-48, ВАБ-206 [2-5]. Швидкодіючі вимикачі мають найбільше число ушкоджень серед устаткування тягових підстанцій постійного струму. Процес гасіння дуги постійного струму більш складний, ніж дуга змінного струму. На постійному струмі не можна погасити дугу в момент переходу струму через нуль в будь-якому середовищі. Для поліпшення гасіння дуги в системі тягового електропостачання залізниць доріг для фідерів застосовують послідовне включення вимикачів постійного струму.

Як показник напрацювання, який визначає технічний стан швидкодіючого вимикача, зручно використовувати кількість відключень і сумарну енергію, яка виділяється в дугогасильній камері. Число відключень безпосередньо впливає на ступінь зношення елементів і призводить до зміни струмів уставки [15]. Енергія, що виділилася в дугогасильній камері, викликає підвищення струму витоку і зношення основних контактів.

Відповідно до діючої інструкції з технічного обслуговування пристроїв тягових підстанцій [16] ремонт швидкодіючих вимикачів за технічним станом виробляється:

- після відмови в роботі або пошкодженні;

- для вимикачів АБ-2/4 і ВАБ-43 з одним розривом – після 40 відключень;
- для вимикачів з двома розривами (ВАБ-28) або здвоєних вимикачів – після 80 відключень;
- для вимикачів АБ-2/4, АБ-2/3, ВАБ-2 – при зменшенні зазору δ на 0,5 мм;
- для вимикачів ВАБ-43, ВАБ-49, встановлених на тягових підстанціях, які обладнані пристроями для шунтування реакторів, які мають фіксатори – суматори відключеного струму, ремонт виконується через 1000 кА відключеного струму з вимірюванням параметрів і зіставленням їх з допустимими.

Пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Імовірність безвідмовної роботи обладнань РПН залежить від надійності тих елементів, які визначають його безпосереднє функціонування.

З точки зору фізики відмов, до них можна віднести регулювальну обмотку, обмотки контактора та струмообмежувальних пристроїв, контактну систему, механічні деталі і вузли.

У першому наближенні можна скористатися даними інструкцій заводів-виготовлювачів РПН або вимогами ГОСТ 24126-80 «Пристрої регулювання напруги силових трансформаторів під навантаженням. Загальні технічні умови» [17]. Відповідно до [17] безвідмовна напрацювання пристроїв РПН повинна бути не менше 35000 перемикачів.

На тягових підстанціях також використовуються пристрої регулювання напруги за допомогою керованих реакторів або вольт додаткових трансформаторів [17]. Це призводить до формування так званої «жорсткої» зовнішньої характеристики. Однак на практиці зустрічаються випадки, в яких регульована характеристика в діапазоні номінальних струмів практично збігається з природною характеристикою.

Регулювання напруги за допомогою керованих реакторів здійснюється за допомогою реакторів типу РТДП-6300/10 і перетворювальних трансформаторів

ТРДП-16000/10. Застосування такої системи регулювання напруги призводить не тільки до збільшення втрат, але і до зниження коефіцієнта потужності, що обумовлено застосуванням більш потужних перетворювальних трансформаторів, а також наявністю керованих реакторів.

Випрямлячі. Надійна робота тягових підстанцій залежить у великій мірі від типу випрямляча. На практиці у більшості випадків застосовуються випрямлячі, що працюють за 6-ти імпульсними схемами. Недоліки таких схем такі: низький коефіцієнт потужності; спотворена форма кривої струму; великий вплив струмів на повітряні лінії зв'язку. Для покращення якісних показників випрямленої напруги та підвищення надійності доцільно використовувати 12-ти імпульсні випрямлячі [9, 11].

1.2 Аналіз електропостачання електричної тяги

З метою забезпечення надійного електроживлення електрорухомого складу тягова підстанція «Тернопіль» отримує живлення від двокової лінії електропередачі ПС 330кВ „Тернопільська”, яка відноситься до Південно-Західної енергетичної системи. В однолінійній схемі передбачено надійне постачання восьми фідерів контактної мережі, ліній ПЕ, СЦБ, ДПР та сторонніх споживачів. Схема дозволяє без перерви електропостачання планово виводити в ремонт електрообладнання (рис.1.1).

Підстанція 110/27,5/10 кВ ”Східна - Тяга” в нормальному режимі живиться по ПЛ – 110 кВ “Промислова” від 1 секції шин 110 кВ підстанції 330 кВ і ПЛ – 110 кВ “Тернопіль” від 2 секції шин 110 кВ підстанції 330 кВ.

ВРУ – 10 кВ виконано з двома секціями шин 110 кВ і ремонтною перемичкою. 1 і 2 секції шин 110 кВ з'єднані між собою через секційний вимикач 110 кВ. На підстанції встановлено два трансформатори типу ТДТНЖ – 25000/110.

Приєднання сторони ВН виконано через вимикач типу ВМТ – 110. ВРУ – 27,5 кВ виконано двома секціями шин з жорстким з'єднанням через роз'єднувачі.

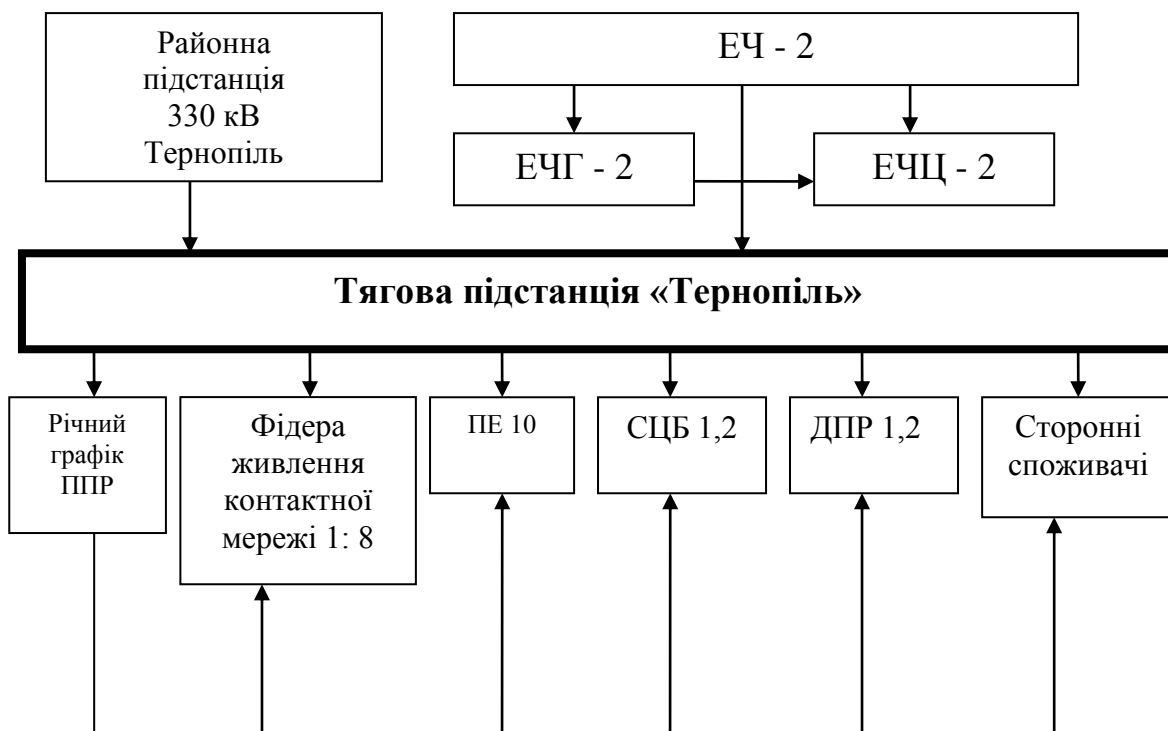


Рисунок 1.1 – Блок-схема тягової підстанції «Тернопіль».

Приєднання шин 27,5 кВ до СН трансформаторів виконано через вимикачі типу С – 35. Від шин 27,5 кВ живляться 2 лінії ДПР і трансформатор власних потреб, через вакуумні вимикачі ВБЗО – 27,5.

Сторону 10 кВ виконано у вигляді КРУЗ – 10 з двома секціями шин секційним вимикачем. КРУЗ – 10 обладнано вакуумними вимикачами ВВС – 10.

Окрім того, на території підстанції розташована ТП – 12, яка живить від тягової підстанції лінії СЦБ “Козова”, “Підволочиськ”, а також вузол Тернопіль. ТП – 12 обладнано вимикачами ВМ – 133 з приводом ПС – 11.

Власні потреби підстанції живляться від трансформатора власних потреб ТВП – 2 напругою 27,5/0,4 кВ і від шин 0,4 кВ ТП – 12.

Релейний захист і керування підстанцією виконано на постійному струмі від акумуляторної батареї. Батарея працює в буферному режимі із зарядним пристроєм, який в свою чергу живиться від шин 0,4 кВ підстанції.

З одного боку контактна мережа (КМ) діляниць Тернопіль-Зборів та Тернопіль – Підволочиськ живиться від фідерів ЕЧЕ-53 Тернопіль до ПСК.

З другого боку КМ до ПСК – Зборів та ПСК – Підволочиськ отримує живлення відповідно від фідерів тягової підстанції ЕЧЕ - Красне (ЕЧ-1 Львів) та ЕЧЕ - Гречани (ЕЧ-3 Жмеринка) (рис. 1.2).

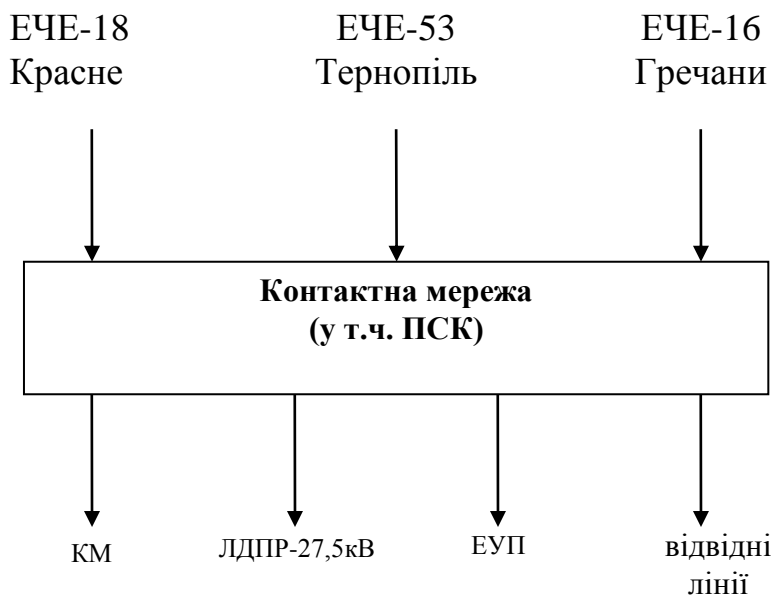


Рисунок 1.2 – Блок схема електроживлення контактної мережі.

Напруга на відповідних фідерах є зфазованою. Струм, що протікає від тягової підстанції Тернопіль до електрорухомого складу, розподіляється між проводами КМ і повертається на тягову підстанцію через рейкові ланцюги, землю і відсмоктувальну лінію.

Лінія ДПР-27,5 кВ є 3-м резервним фідером для Л-10 СЦБ. Через електромережі району контактної мережі одержують живлення наступні споживачі :

а) двох-ланцюгові лінії ПЛ-10 кВ СЦБ, ПЕ на ділянках Тернопіль – Красне та Тернопіль – Підволочиськ з підключеним до них обладнанням;

б) пристрої електропостачання об'єктів станцій, переїздів, зупиночних пунктів (у т.ч. зовнішнє освітлення, електричний обігрів стрілочних переводів для очищення їх від снігу);

в) сторонні споживачі.

Електроживлення дільниць Тернопіль-Золочів та Золочів-Красне здійснюється від трансформаторної підстанції ТП-11 вузла Тернопіль, від ТП-1 ст. Золочів та ЕЧЕ-18-Красне відповідно до затвердженої ЕЧ-2 карти нормального розміщення об'єктів.

Електроживлення дільниці Тернопіль – Підволочиськ здійснюється від трансформаторної підстанції ТП- 2 ст. Підволочиськ та ТП-12 вузла Тернопіль відповідно до затвердженої ЕЧ-2 карти нормального положення об'єктів.

Споживачі першої категорії забезпечені електроживленням з 2х зфазованих незалежних джерел таким чином, що при зникненні напруги на основному фідері, пристрої РЗА майже миттєво вмикають комутаційні апарати живлення від резервного фідера чим забезпечується безперебійне функціонування пристроїв споживача.

Схеми живлення та секціонування пристроїв КМ та електропостачання в ЕЧК дозволяють без перерви електропостачання планово виводити в ремонт обладнання.

Надходження, витрата та споживання електроенергії на тяговій підстанції є такою:

- отримано електроенергії збоку для власного споживання та сторонніх Укрзалізниці споживачів від усіх джерел електропостачання – 57891,1 тис. кВт;
- втрати електроенергії у мережах та трансформаторах – 2014,8 тис. кВт;
- корисна відпущена електроенергія споживачам свого структурного підрозділу та стороннім Укрзалізниці споживачам – 55876,3 тис. кВт.

У таблиці 1.1 представлено основні технічні параметри тягової підстанції Тернопіль.

Таблиця 1.1 – Основні технічні параметри тягової підстанції

Вхідна напруга	110 кВ
Вихідна напруга	27,5; 10 кВ
Кількість фідерів контактної мережі	8 шт.
Кількість фідерів ДПР	2 шт.

Техніко–економічна характеристика ділянки Зборів-Підволочиськ.

Згідно з концепцією Державної цільової програми впровадження на залізницях швидкісного руху пасажирських поїздів на 2005-2015 роки впроваджено швидкісні лінії за напрямками Київ-Жмеринка-Львів, Київ-Полтава, Полтава-Харків, Полтава-Дніпропетровськ, Полтава-Донецьк, Дніпропетровськ – Сінельникове – Сімферополь, Київ – Одеса.

Ділянка залізничної колії Зборів–Підволочиськ входить до швидкісної лінії за напрямком Київ-Жмеринка-Львів. Експлуатаційна довжина електрифікованої ділянки – 142 км, розгорнута довжина контактної підвіски – 373,1 км. Живлення електротяги поїздів через контактну мережу здійснюється від тягової підстанції «Тернопіль».

Технічні засоби тягової підстанції:

- стаціонарні тягові підстанції – 1 од., у т. ч. змінного струму – 1 од.;
- стаціонарні тягові підстанції 110 кВ – 1 од.;
- стаціонарна транзитна тягова підстанція – 1 од.;
- пости секціонування (змінного струму) – 2 од.;
- понижувальні трансформатори 110 кВ – 2 од.;
- встановлена потужність понижувальних трансформаторів – 2x25 МВт;
- вимикачі 110 кВ – 7 од.;
- дизель-генератори на тягових підстанціях – 1 од.;
- фідери контактної мережі постійного струму 27,5 кВ (із запасним включно) – 9 од.;
- фідери не тягових споживачів (10 кВ) – 5 од.;

– розрядники, всього – 50 од., у т. ч.: ОПН – 27,5 кВ – 10 од., ОПН – 10 кВ – 18 од.;

– довжина кабелів на тягових підстанціях:

високовольтних – 2,0 км;

контрольних – 32,8 км;

силових до 1000 В – 1,8 км;

– кількість підстанцій обладнаних показчиками місць коротких замикань “Регіна” – 1 од.

Технічні засоби контактної мережі

– розгорнута довжина контактної підвіски – 373,1 км;

– розгорнута довжина проводів фідерних ліній – 31,9 км;

– розгорнута довжина проводів відсмоктування – 107,0 км;

– розгорнута довжина підсилюючих проводів - 75,5 км;

– кількість відсмоктуючих трансформаторів – 9 од.;

– опори – 6520 од.;

– жорсткі поперечини – 298 од.;

– секційні ізолятори – 91 од.;

– роз’єднувачі – 84 од., у т. ч. з дистанційним управлінням – 49 од.

Технічні засоби електропостачання пристроїв автоблокування та не тягових споживачів

– довжина ліній електропостачання пристроїв СЦБ, всього – 282,4 км;

– довжина ліній повздовжнього електропостачання – 141,9 км;

– дволанцюгова лінія 6-10 кВ – 282,4 км;

– опори на основних та резервних лініях – 6378 од.;

– стаціонарні електростанції дизельні – 4 од.;

– встановлена потужність – 0,158 тис. кВт;

– пересувні електростанції – 5 од.;

– встановлена потужність – 0,2 тис. кВт;

– трансформаторні підстанції – 265 од.;

– шафи для електричного обігріву стрілочних переводів – 17 од.;

- довжина високовольтних повітряних ліній електропередач – 403,5 км., у т. ч. 110 кВ – 1,7 км.; 10 кВ – 401,8 км;
- довжина високовольтних кабельних ліній електропередач (10 кВ) – 17,9 км;
- опори високовольтних та низьковольтних ліній – 8046 од., у т. ч. залізобетонних – 6245 од.; дерев'яних з приставками – 1801 од.;
- освітлення на жорстких поперечинах – 28 од.

Під час впровадження швидкісного руху електрифікація дільниць, спорудження нових ЛЕП та підстанцій всіх видів, реконструкція пристроїв електропостачання виконуються засобами підрозділів служби «Електрифікація залізниць».

Підрозділи служби виконують роботи з технічного огляду і ремонту контактної мережі напругою 27,5кВ, тягових підстанцій - 110/35/27,5/10кВ, ЛЕП-6-10кВ, трансформаторних підстанцій різних типів, ліній ДПР-27,5кВ, низьковольтних ЛЕП-0,23-0,4кВ, освітлення станцій, платформ, переїздів та інших споживачів електричної енергії.

1.3 Висновки до першого розділу

Проведена оцінка надійності силового обладнання системи тягового електропостачання та аналіз системи електропостачання тягової підстанції «Тернопіль».

Проведений аналіз показав, що ефективність управління режимами системи електропостачання поїздів суттєво залежить від надійності регулювальних пристроїв наряду із силовими трансформаторами, особливо при інтенсивному зношенні силового обладнання. Особливо це стосується високовольтних вимикачів змінного струму, роз'єднувачів, швидкодіючі вимикачів постійного струму, пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Встановлено, що оцінку надійності необхідно проводити на основі побудови структурно-логічної схеми, тобто дослідити вплив на рівень надійності всієї системи за складовими її елементів.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Аналіз особливостей розрахунку надійності системи тягового електропостачання

Система електропостачання електрифікованих залізниць містить різні пристрої, що мають особливості конструкції і функціонування. Ці особливості призводять до відмінностей у визначенні їх надійності.

Система електропостачання складається з трьох підсистем, що мають різне функціональне призначення. Це пристрої перетворення, передачі енергії, захисту та управління [21].

Кожна підсистема характеризується заданими навантаженнями. Для частини об'єктів це перш за все струмові навантаження, для іншої частини - навантаження від рівня напруги. Велика група об'єктів електротяги крім навантажень від струму і напруги піддаються також і механічним навантаженням, а контактна мережа ще й навантаженням від струмознімання. Також, різна ступінь впливу метеореологічних умов [21].

Силові обладнання розташоване, яке розташоване на відкритих частинах розподільних пристроїв, більше схильне до кліматичних впливів, ніж те, що знаходиться всередині приміщень тягових підстанцій. Контактна мережа й повітряні лінії електропередач взагалі цілком розташовані під відкритим небом. Кабельні лінії піддаються впливу корозії як ґрунтової, так і викликаної блукаючими струмами [21].

Пристрої електропостачання в різній мірі схильні до забруднень як промисловими (в тому числі і від перевезених вантажів), так і природним [21].

Різна ступінь структурної складності. Наприклад, пристрої управління та захисту мають високу структурну складність та велику кількість різних з'єднань.

Великі відмінності є в рівнях сигналів, величині робочих струмів та напруг. У різних розподільних пристроях тягових підстанцій рівні струмів і напруг розрізняються на порядки. В одних вирішальне значення матимуть навантаження від струму, в інших – від напруги. Сигнали в ланцюгах управління та захисту невеликі за амплітудою, і тут виникає проблема впливу завад [21].

Для частини елементів системи електропостачання електротяги переважаючим є відмова типу «обрив», як електричний, так і механічний. Це, перш за все, різні провідники, шини, проводи.

Для іншої частини характерна відмова типу «коротке замикання», наприклад, для ізоляції. Для третьої частини мають значення обидва типи відмов. Наприклад, напівпровідниковий вентиль може вийти з ладу як через обрив, так і з-за пробою.

Відмінності в конструкціях, які виконуються функції і навантаженнях призводять до переваги поступового зношення або раптових (випадкових) відмов. Наприклад, для потужних трансформаторів переважаючими є процеси довгострокового зношення.

Самі процеси зношення силових агрегатів електротяги також різні. Для деяких пристроїв це монотонні процеси погіршення параметрів, наприклад, через забруднення і старіння ізоляції, або механічного зносу. Для інших пристроїв це випадкові блукання параметра, наприклад, роз регулювання зигзагів [21].

Різна ступінь забезпеченості резервом. Наприклад, на тягових підстанціях все основне обладнання має той чи інший вид резервування. Контактна мережа резерву не має.

Важливою особливістю пристроїв електропостачання є їх різна ступінь розподілу в просторі. Якщо обладнання тягових підстанцій розташовано компактно, то лінії електропередач і контактна мережа розподілені на досить протяжних ділянках простору [21].

Як висновок встановлено, що всі перераховані особливості впливають на вибір методів і підходів для визначення надійності пристроїв електропостачання. Тому при проведенні розрахунку надійності необхідно наводити певні допущення для спрощення розрахунків.

2.2 Побудова структурно-логічної схеми для оцінки надійності системи тягового електропостачання

Оцінку надійності проводимо для режиму регулювання напруги на тяговій підстанції. У нашому випадку оцінку надійності системи тягового електропостачання здійснимо на основі побудови структурно-логічної схеми.

У цьому випадку можливо простежити як впливає на рівень надійності всієї системи основні силові агрегати, що входять в цю систему.

Передбачається, що показники надійності всіх елементів відомі або можуть бути розраховані як на основі параметричних, так і непараметричних моделей відмов [22]. Елементи системи можуть бути як відновлюваними, так і не відновлювальними. Якщо система відновлювана, то в результаті можна отримати показники готовності. Розглядаються системи з незалежними і повними відмовами елементів.

Найпростішою формою структурної схеми надійності є паралельно-послідовний структура. На ній паралельно з'єднуються елементи, спільний відмова яких призводить до відмови системи. У послідовний ланцюг з'єднуються такі елементи, відмова кожного з яких призводить до відмови об'єкта. Не завжди тип з'єднання по надійності збігається з типом електричного (механічного) з'єднання [22]. Наприклад, розглянемо вітку ізоляторів. Електрично та механічно елементи (ізолятори) такої системи (вітки) з'єднані послідовно. Якщо розглядаються відмови типу "механічний обрив", то в цьому випадку з'єднання елементів (ізоляторів) по надійності буде також послідовним. Бо обрив одного ізолятора призводить до розчіплювання (відмови) всієї вітки (системи). Але якщо розглядається в тій же вітці відмова

типу "пробій" ізолятора, то з'єднання по надійності вже буде паралельним [22]. Пробій одного ізолятора не призводить до відмови всієї вітки.

Складаємо структурно-логічну схему розрахунку показників надійності системи тягового електропостачання з врахуванням регулювання її режимів. В даній схемі (рис. 2.1) будемо враховувати лише ті елементи, які беруть участь в процесі регулювання режимів системи електропостачання, інші елементи вважаємо абсолютно надійними [11].

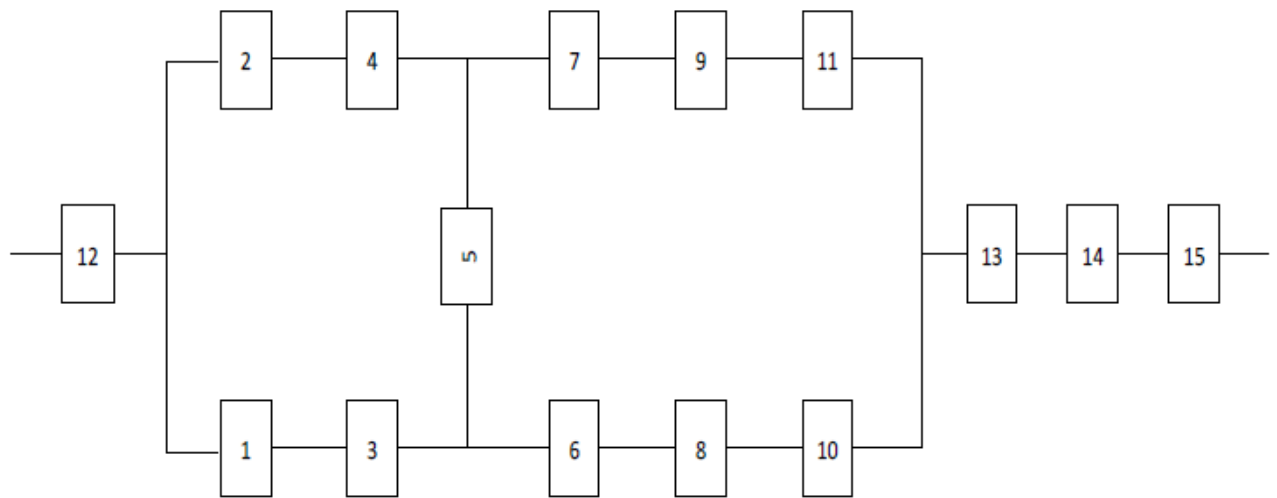


Рисунок 2.1 – Структурно-логічна схема розрахунку надійності системи тягового електропостачання при регулюванні режимів.

В даній схемі: елементи 1,2,5 – високовольтні вимикачі змінного струму; елементи 3,4 – пристрої РПН знижувальних трансформаторів; елементи 6,7 – вимикачі змінного струму; 8,9 – пристрої РПН перетворювальних трансформаторів; елементи 10,11 – швидкодіючі вимикачі постійного струму; елемент 12 – система телемеханіки; елементи 13 та 15 – пости паралельних з'єднання (ППЗ); елемент 14 – установка постів секціонування (ПСК).

Пости секціонування (ПСК – для змінного струму, ПС – для постійного струму) призначені для електричного з'єднання секцій контактної мережі двоколійних і одноколійних ділянок електрифікованих залізниць і захисту від струмів перевантаження і короткого замикання [11].

Пункти паралельного з'єднання (ППС) призначені для електричного з'єднання контактної мережі двох шляхів на ділянках залізниць і забезпечують селективність роботи захисту фідерів [11].

Пости секціонування та пункти паралельного з'єднання виконані у вигляді модулів. Корпус модуля складається з жорсткого опорного каркаса, обшитого зовні і зсередини металевими панелями, проміжок між якими заповнений теплоізоляційним матеріалом (пінополіуретаном) [22].

Підключення ПСК та ППЗ до контактної мережі здійснюється через прохідні ізолятори і анкерний пристрій.

Принципіальна схема ПСК і ППЗ приведена на рис. 2.2.

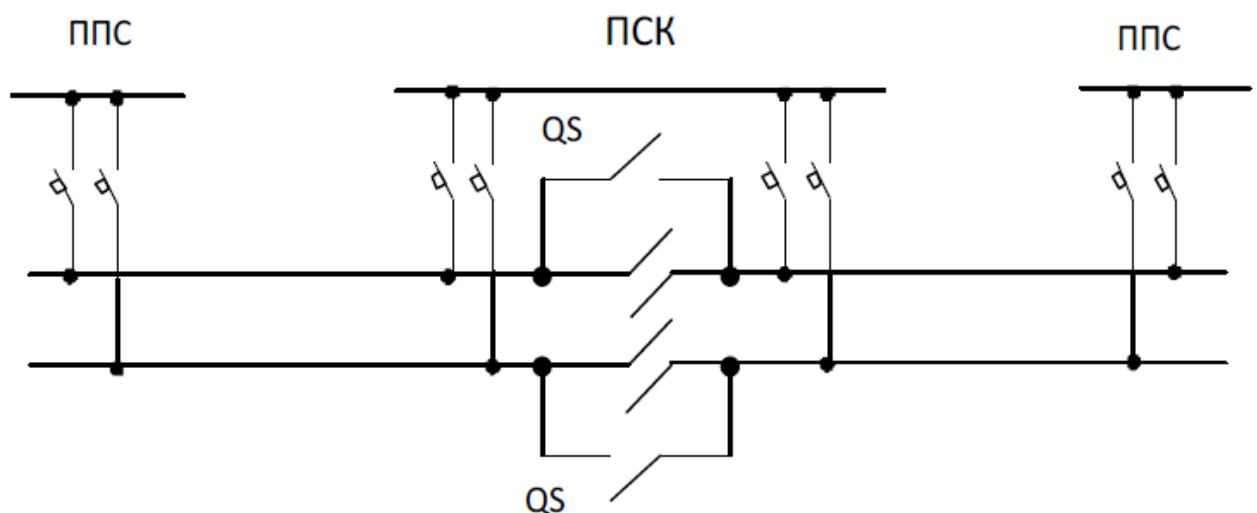


Рисунок 2.2 – Спрощена принципіальна схема ПСК та ППЗ.

Схема, наведена на рис. 2.1 відноситься до складних структурно-логічних схем і може бути зведена шляхом перетворень до еквівалентної мостової схеми. Розрахувати показники надійності мостової схеми можливо, скориставшись методом розкладання відносно певного елемента [11].

Як видно з принципіальної схеми (рис. 2.2) можна вважати, що всі вимикачі, які входять до складу ПСК та ППЗ з'єднані по надійності послідовно, тому що при відмові будь-якого вимикача настане відмова підсистеми «ПСК-ППЗ».

Для розрахунку визначення цільової функції на кожному кроці моделювання необхідно розрахувати економічні втрати від можливої відмови силового обладнання, яке бере участь в регулюванні режимів системи електропостачання.

Для визначення економічних втрат від можливих відмов необхідно мати інформацію про величину потоку відмов системи елементів, що беруть участь в регулюванні. З огляду схеми роботи тягової підстанції «Тернопіль» та процесу регулювання режимів визначимо відповідні значення параметра потоку відмов.

Дамо визначення пропускної здатності об'єкта. Будь-технічний об'єкт можна розглядати як чорний ящик, який має вхід і вихід. У загальному випадку, якщо об'єкт справний, то при подачі сигналу на вхід, на виході також виявляється сигнал [22].

Наприклад, в нашому випадку досліджуємо надійність в режимі регулювання тягову підстанцію. Сигнал, в даному випадку це електрична енергія. Якщо підстанція справна, то при подачі напруги на шини вхідного розподільчого пристрою, на шинах вихідних розподільних пристроїв також з'явиться напруга. Якщо всі елементи підстанції справні, то кількість електроенергії, яка може вона перетворена, буде відповідати паспортним (проектним) значенням. Відповідність паспортним значенням маємо на увазі дотримання всіх показників якості функціонування. Тепер, якщо відмовить система регулювання напруги, то частина показників якості функціонування буде порушена. Буде порушена частково і пропускна здатність об'єкта «тягова підстанція». Тобто, пропускна здатність системи залежить від стану елементів.

При розрахунку функціональної надійності ця подія класифікується як часткова відмова, при розрахунку структурної надійності, як в нашому випадку, відмова всієї системи. Різну пропускну здатність можуть мати і окремі елементи. Так, наприклад, нормальне електропостачання споживачів може бути забезпечене тільки при паралельній роботі двох трансформаторів. Відмова любого із них призведе до перевантаження. Відповідно необхідно або знизити

навантаження, або обмежити час живлення споживачів. В цьому випадку пропускна здатність одного елемента (трансформатора) менше одиниці.

При розрахунку структурної надійності пропускну здатність кожного елемента вважається рівною одиниці.

Для розрахунку структурної надійності систем необхідно правильно скласти структурну схему надійності. Під структурною схемою надійності розуміється наочне (графічне) уявлення умов, при яких працює або не працює досліджувана система. Для складання схеми аналізують процес функціонування системи, вивчають функціональні зв'язки між елементами, види відмов. Степінь дроблення системи на елементи залежить від конкретного завдання розрахунків. Наприклад, перетворюючий агрегат може бути розділений на випрямну шафу, трансформатор, шафу РС і розрядники або до окремих вентилів. Важливо при складанні структурної схеми надійності не забувати про з'єднання (особливо електричних) між елементами і включати їх в схему в якості окремих елементів [22].

Тягова підстанція працює при паралельно включених знижувальних трансформаторах і при паралельно включених перетворювальних трансформаторах. Регулювання напруги здійснюється на шинах тягової підстанції за допомогою РПН знижувальних трансформаторів та РПН перетворювальних трансформаторів.

В цьому випадку структурно-логічна схема виходячи з загальної схеми (рис. 2.1) буде мати вигляд, представлений на рис. 2.3 [22].

Подана на рис. 2.2 схема відноситься до класу складних послідовно-паралельних схем. Визначити сумарну величину потоку відмов підсистеми регулювання напруги в даному випадку можна за допомогою методу перетворення вихідної схеми.

Структурно-логічні схеми, в яких присутнє паралельне з'єднання зручно розраховувати визначивши спочатку ймовірності відмов такої системи.

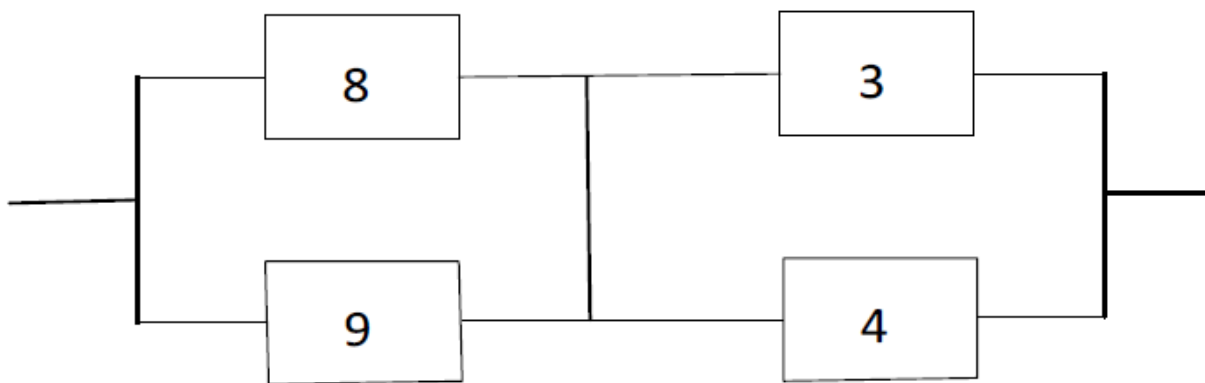


Рисунок 2.3 – Структурно-логічна схема розрахунку надійності підсистеми регулювання напруги для випадку паралельної роботи знижувальних і перетворювальних трансформаторів.

У разі використання теорії ймовірності відмов при аналізі послідовних або паралельних ланок користуються поняттями надійності $p(t)$ або ненадійності $q(t)$ елемента (системи) [23].

У разі послідовного з'єднання декількох елементів ймовірність безвідмовної роботи системи (елемента системи) дорівнює добутку ймовірностей безвідмовної роботи її елементів [23]:

$$p = \prod_{i=1}^n p_i \approx 1 - \sum_{i=1}^n q_i. \quad (2.1)$$

У разі паралельного з'єднання декількох елементів ймовірність їх відмови дорівнює добутку ймовірностей відмов її елементів [23]:

$$q = \prod_{i=1}^n q_i. \quad (2.2)$$

При виведенні формул оцінки надійності будемо нехтувати аргументом напрацювання. З поданої схеми на рис. 2.3 ймовірність відмови ланки 3-4 отримає такий вигляд:

$$p_{34} = 1 - q_1 \cdot q_2, \quad (2.3)$$

де, p_{34} – ймовірність безвідмовної роботи квадрату елемента 3-4, утвореного паралельним з'єднанням елементів 3 та 4;

q_3 та q_4 – ймовірності відмов елементів 3 та 4, відповідно.

Аналогічно можна записати ймовірність відмови ланки 8-9:

$$p_{89} = 1 - q_8 \cdot q_9, \quad (2.4)$$

де, p_{89} – ймовірність безвідмовної роботи квадрату елементів 8-9, утвореного паралельним з'єднанням елементів 8 та 9;

q_8 та q_9 – ймовірності відмов елементів 8 та 9, відповідно.

Сумарна ймовірність безвідмовної роботи підсистеми регулювання напруги за допомогою пристроїв РПН може бути визначена за таким виразом:

$$p_U = p_{34} \cdot p_{89} = (1 - q_3 \cdot q_4)(1 - q_8 \cdot q_9), \quad (2.5)$$

де p_U – ймовірність безвідмовної роботи підсистеми регулювання напруги.

Ймовірність виникнення відмови визначиться таким чином:

$$q_U = 1 - p_U = 1 - (1 - q_3 \cdot q_4)(1 - q_8 \cdot q_9), \quad (2.6)$$

де q_U – ймовірність відмови роботи підсистеми регулювання напруги.

Зробимо припущення, що всі елементи працюють в сталому періоді експлуатації, тоді для кожного елемента для опису характеру виникнення відмов можна використовувати експоненціальну модель. У такому випадку ймовірність виникнення відмови можна визначити таким чином:

$$q_U(t) = 1 - \left(1 - \left(1 - e^{-\omega_3 t}\right)\left(1 - e^{-\omega_4 t}\right)\right)\left(1 - \left(1 - e^{-\omega_8 t}\right)\left(1 - e^{-\omega_9 t}\right)\right). \quad (2.7)$$

У тому випадку, коли елементи, що беруть участь в регулюванні напруги на шинах трансформаторної підстанції ідентичні за надійністю $\omega_3 = \omega_4 = \omega_8 = \omega_9 = \omega_{РПН}$ отримуємо спрощене рівняння:

$$q_U(t) = 1 - \left(1 - \left(1 - e^{-\omega_{РПН} t}\right)^2\right)^2. \quad (2.8)$$

Слід відмітити, що в якості напрацювання на відмову t розуміємо кількість комутацій.

Визначимо ймовірність відмови підсистеми регулювання напруги знижувальних та перетворювальних трансформаторів які працюють паралельно

згідно схеми на рисунку 2.3. Представимо розрахунок для знижувальних підстанцій керуючись ймовірністю відмов протягом року, врахувавши допущення щодо комутаційного обладнання. Дані для розрахунку:

$$q_{Л3} = q_{Л4} = 0,1 \text{ – ймовірність відмови ліній ЛЕП 110 кВ до пристроїв 3 і 4;}$$

$q_{РПН3} = q_{РПН4} = 0,01$ – ймовірність відмови пристроїв регулювання під напругою (пристрої 3 і 4);

$$q_B = 0,01 \text{ – ймовірність відмови вакуумного вимикача.}$$

Ймовірність відмови підсистеми знаходимо за формулою суми умовних ймовірностей [23]:

$$q_{34} = 0,05 \cdot q_L \cdot P_{РПН34} \cdot P_{СВ34} = 0,05 \cdot P_L \cdot (q_{РПН34} \cdot P_{СВ} + P_{РПН34} \cdot q_{СВ} + q_{РПН34} \cdot q_{СВ}),$$

де q_L , $q_{РПН34}$, $q_{СВ}$; P_L , $P_{РПН34}$, $P_{СВ}$ – ймовірності відмов та безвідмовної роботи відповідно лінії ЛЕП 110 кВ, двох РПН та секційного вимикача:

$$q_L = q_{Л3} \cdot q_{Л4} = 0,01, \quad q_{РПН34} = q_{РПН3} + q_{РПН4} = 0,02, \quad \text{секційного вакуумного вимикача}$$

$$q_{СВ34} = (q_{Л1} + q_{Л2}) \cdot q_6 = 0,002.$$

Підставивши значення отримаємо:

$$q_{34} = 0,01 \cdot 0,98 \cdot 0,998 + 0,5 \cdot 0,99(0,02 \cdot 0,998 + 0,98 \cdot 0,002 + 0,02 \cdot 0,002) =$$

$$= 0,0098 + 0,5 \cdot 0,99(0,01996 + 0,00196 + 0,00004) = 0,0207.$$

Дані для ланки q_{89} підсистеми регулювання перетворювальних трансформаторів ідентична, тобто: $q_{89} = 0,0207$.

Використавши формулу 2.6 знаходимо ймовірність відмови роботи підсистеми регулювання напруги в цілому:

$$q_U = 1 - (1 - 0,0207)(1 - 0,0207) = 0,040971.$$

Відповідно, сумарна ймовірність безвідмовної роботи підсистеми регулювання напруги за допомогою пристроїв РПН становить:

$$P_U = 1 - q_U = 1 - 0,040971 = 0,959029.$$

Як показують розрахунки, надійність РПН підсистеми знижувальних та перетворювальних трансформаторів є високою.

2.3 Висновки до другого розділу

Складена структурно-логічна схема розрахунку показників надійності системи електропостачання тяги поїздів постійного струму для визначення сумарної інтенсивності потоку.

Визначено методологічні підходи до оцінки надійності регулювальних пристроїв системи електропостачання тягової підстанції при здійсненні регулювання режимів.

Розрахована ймовірність відмови підсистеми регулювання напруги знижувальних та перетворювальних трансформаторів які працюють паралельно.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок прогнозованих електричних навантажень тягової підстанції та обґрунтування заміни трансформатора

На підставі техніко-економічного аналізу ділянки для дослідження та стану обладнання тягової підстанції проводимо розрахунок добового електричних навантажень при зростанні пасажиропотоку для розробки заходів підвищення надійності. Враховуємо, що електропостачання здійснюється через силові трансформатори потужністю $S = 25000$ кВА із регулюванням на стороні 110 кВ пристроєм РПН.

Розглядаємо існуючі навантаження тягової підстанції:

- приєднана потужність $P_{ст} = 25000$ кВм;
- максимальне добове навантаження $P_{max} = 9240$ кВм;
- мінімальне добове навантаження $P_{min} = 1320$ кВм; кВт;
- добове споживання електроенергії $E_{акт} = 132000$ кВм · год;
- середньодобове навантаження $P_{cp} = E_{акт} / t = 132000 / 24 = 5500$ кВм;
- коефіцієнт використання встановленої потужності трансформатора

визначаємо за формулою:

$$K_{mp} = \frac{P_{cp}}{P_{ст} \cdot \cos \varphi} = \frac{5500}{25000 \cdot 0,91} = 0,24.$$

Середня кількість пар поїздів, які проходять через дільницю Зборів-Підволочиськ протягом доби:

- пасажирських – 25;
- вантажних – 20.

При впровадженні додаткового пасажиропотоку зростання обсягів перевезень вантажів і пасажирів становило 150-200% та переведення на електротягу нових дільниць з вантажопотоками, що забезпечують окупність капітальних інвестицій в терміни до десяти років. Зазначені фактори

призведуть до збільшення споживання електроенергії та відповідно, зниження надійності при використанні силового трансформатора тягової підстанції потужністю $S = 25000 \text{ кВА}$.

Основним показником, що характеризує об'єм робіт локомотивних депо в експлуатації, є тонно-кілометри брутто (т-км брутто). В більшості структурних підрозділів, що здійснюють послуги по вигляду діяльності «Послуги інфраструктури» (дистанції дороги, електропостачання, сигналізації і зв'язку).

Розрахунок об'єму робіт здійснюється в тонно-кілометрах брутто, тому, для вищеназваних розрахунків, проведемо вимірний аналіз за цією методикою [3].

Вихідні дані для розрахунку навантажень після впровадження додаткового пасажиропотоку:

- довжина електрифікованої ділянки – 90 км;
- середня кількість пар пасажирських потягів – 60;
- середній вантажопотік в основному напрямку – 34,2 млн.т;
- середній вантажопотік у зворотному напрямку – 23,94 млн т;
- середня маса пасажирського потяга – 1500 т;
- середня маса вантажного потяга – 3000 т.

Визначаємо обсяг вантажних перевезень:

$$M_{\text{вант}} = (B_{\text{ос}} + \alpha \cdot B_{\text{ос}} + B_{\text{зв}} + \alpha \cdot B_{\text{зв}} + (B_{\text{ос}} - B_{\text{зв}}) \cdot L, \quad (3.1)$$

де $B_{\text{ос}}$ – вантажопотік в основному напрямку;

$B_{\text{зв}}$ – вантажопотік у зворотному напрямку;

α – коефіцієнт перерахування, приймаємо: $\alpha = 0,58$;

L – довжина електрифікованої ділянки;

$$M_{\text{вант}} = (34,2 + 0,58 \cdot 34,2 + 23,94 + 0,58 \cdot 23,94 + (34,2 - 23,94) \cdot 90 = 8803,08 \text{ млн. т - км брутто.}$$

Визначаємо обсяг пасажирських перевезень:

$$M_{\text{нас}} = 2 \cdot N_{\text{нас}} \cdot 365 \cdot Q_{\text{нас}} \cdot L \cdot 10^{-6}, \quad (3.2)$$

де $N_{\text{нас}}$ – число пар пасажирських потягів у добу;

$Q_{нас}$ – маса пасажирського потяга;

L – довжина електрифікованої ділянки;

$$M_{нас} = 2 \cdot 60 \cdot 365 \cdot 1500 \cdot 90 \cdot 10^{-6} = 5913 \text{ млн. т - км брутто.}$$

Визначаємо загальний обсяг перевезень:

$$M = M_{вант} + M_{нас}, \quad (3.3)$$

де $M_{вант}$ – обсяг вантажних перевезень;

$M_{нас}$ – обсяг пасажирських перевезень;

$$M = 8803,08 + 5913 = 14716,08 \text{ млн. т - км брутто.}$$

Визначаємо перевитрати електроенергії тяговими підстанціями:

1. Визначаємо витрати електроенергії на тягу потягів:

$$W_m = (W_{вант} \cdot M_{вант} + W_{нас} \cdot M_{нас}) \cdot 10^{-3}, \quad (3.4)$$

де $W_{вант}$ – питома витрата електроенергії вантажних потягів;

$W_{нас}$ – питома витрата електроенергії пасажирських потягів;

$M_{вант}$ – обсяг вантажних перевезень;

$M_{нас}$ – обсяг пасажирських перевезень;

$$W_m = (12 \cdot 8803,08 + 30 \cdot 5913) \cdot 10^{-3} = 283,03 \text{ млн. кВт·год.}$$

2. Визначаємо витрати електроенергії на не тягових споживачів:

$$W_{нт} = 0,5 \cdot W_m, \quad (3.5)$$

де W_m – витрата електроенергії на тягу потягів;

$$W_{нт} = 0,5 \cdot 283,03 = 141,52 \text{ млн. кВт·год.}$$

3. Визначаємо витрати електроенергії на власні потреби:

$$W_{вп} = \frac{1,2 \cdot W_m}{10}. \quad (3.6)$$

$$W_{вп} = \frac{1,2 \cdot 283,03}{10} = 33,96 \text{ млн. кВт·год.}$$

4. Визначаємо загальні річні перевантаження електроенергії тяговою підстанцією:

$$W = W_m + W_{нт} + W_{вп}, \quad (3.6)$$

$$W = 283,03 + 141,52 + 33,96 = 458,51 \text{ млн кВт}\cdot\text{год.}$$

Визначаємо кількість пар потягів на добу:

1. Визначаємо кількість пар вантажних потягів у добу:

$$N_{\text{вант}} = \frac{M_{\text{вант}} \cdot 10^6}{2 \cdot 365 \cdot Q_{\text{вант}}} \cdot L, \quad (3.7)$$

де $M_{\text{вант}}$ – обсяг вантажних перевезень;

$Q_{\text{вант}}$ – маса вантажного потяга;

L – довжина електрифікованої ділянки;

$$N_{\text{вант}} = \frac{8803,08 \cdot 10^6}{2 \cdot 365 \cdot 3000 \cdot 90} = 45 \text{ пар.}$$

2. Визначаємо загальну кількість пар потягів у добу:

$$N = N_{\text{вант}} + N_{\text{пас}}, \quad (3.8)$$

де $N_{\text{вант}}$ – кількість пар вантажних потягів у добу;

$N_{\text{пас}}$ – число пар пасажирських потягів у добу;

$$N = 30 + 45 = 75 \text{ пар.}$$

Розраховуємо енергетичні показники мережі, виходячи із значень потужності на ланках 110, 27,5, 10 кВ для оцінки затрат та техніко-економічного аналізу.

Визначаємо сумарний максимум активного навантаження споживачів:

$$P_{\text{max}}^{\text{мер}} = P_{\text{max}110} + P_{\text{max}27,5} + P_{\text{max}10} = 147,2 + 48,88 + 49,92 = 246 \text{ МВт.}$$

Визначаємо річний корисний відпуск електричної енергії:

$$\begin{aligned} W_{\text{від}}^{\text{мер}} &= P_{\text{max}110} \cdot T_{\text{max}110} + P_{\text{max}27,5} \cdot T_{\text{max}27,5} + P_{\text{max}10} \cdot T_{\text{max}10} = \\ &= 147,2 \cdot 4900 + 48,88 \cdot 5600 + 49,92 \cdot 6200 = \\ &= 1,304 \cdot 10^6 \text{ МВт}\cdot\text{год} = 1304 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год.} \end{aligned}$$

Визначаємо середньорічне споживання електроенергії мережею:

$$W_{\text{спож}}^{\text{мер}} = W_{\text{від}}^{\text{мер}} + \Delta W = 1304 \cdot 10^6 + 8,69 \cdot 10^6 = 1312,69 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

Згідно розрахунків річне споживання електроенергії електричною тягою на ділянці Зборів – Підволочиськ становить 458,51 млн кВт·год.

Звідси обчислене активне середньодобове навантаження на один трансформатор, становить 26170,66 кВт [3].

Отже, враховуючи зношеність встановлених силових трансформаторів і неможливість роботи в режимах роботи вище номінальних та для забезпечення надійності тягової підстанції в загальному проводимо заміну трансформаторів на вищу потужність 40 МВА. Встановлюємо трансформатор для тягових підстанцій ТДТНЖУ-40000/110/27,5/10.

Технічна характеристика трансформатора представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики трансформатора

Тип трансформатора		ТДТНЖ-40000/110
Номінальна потужність трансформатора, кВ·А		40000
Номінальна напруга обмоток, кВ	ВН	115
	СН	27,5; 35,5
	НН	6,6; 11; 27,5
Напруга КЗ, %	ВН	10,5
	СН	17
	НН	6
Втрати КЗ, кВт		140
Втрати ХХ, кВт		31
Струм ХХ, %		0,7
Схема и група з'єднань обмоток		У _Н -/У _Н /Д-0-11
Маса, кг	транспортна	69500
	повна	81000

3.2 Розрахунок максимальних робочих струмів приєднань та збірних шин тягової підстанції

Розрахунок максимальних робочих струмів проводимо на основі відомих значень потужності на ланках напруг тягової підстанції. Струми фідерів на ланці 27,5 кВ проведемо у четвертому розділі.

Розраховуємо максимальний робочий струм на введеннях № 1 та № 2 тягової підстанції за формулою [15]:

$$I_{роз.ТПС} = \frac{K_{н.р.} \cdot S_{ТПС}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.9)$$

де $S_{ТПС}$ – максимальна повна потужність тягової підстанції, кВА;

$U_{ном}$ – номінальна напруга на введеннях та збірних шинах підстанції, кВ;

$K_{н.р.}$ – коефіцієнт перспективи розвитку тягової підстанції та споживача,

приймаємо: $K_{н.р.} = 1,3$ [15];

$$I_{роз.ТПС} = \frac{1,3 \cdot 26170,66}{\sqrt{3} \cdot 110} = 178,57 \text{ A.}$$

Розраховуємо максимальний робочий струм на первинній обмотці тягової підстанції:

$$I_{роз.ТП1} = \frac{K_{пер.} \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.1}}, \quad (3.10)$$

де $S_{ном.Т}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{ном.1}$ – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора, кВ;

$K_{пер.}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження трансформатора,

приймаємо: $K_{пер.} = 1,4$ [15];

$$I_{роз.ТП1} = \frac{1,4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,92 \text{ A.}$$

Розраховуємо максимальний робочий струм на введеннях ОРУ 27,5 кВ:

$$I_{роз.ОРУ} = \frac{S_{мак.тяг.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.2}}, \quad (3.11)$$

де $S_{мак.тяг.}$ – номінальна потужність тягового навантаження, $кВА$;

$U_{ном.2}$ – номінальна напруга вторинної обмотки трансформатора на ланці $27,5 кВ$, $кВ$;

$$I_{роз.ОРУ} = \frac{11200}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 235,14 А.$$

Розраховуємо максимальний робочий струм на збірних шинах ОРУ $27,5 кВ$:

$$I_{роз.3Ш} = \frac{K_{р.н.} \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.2}}, \quad (3.12)$$

де $S_{ном.Т}$ – номінальна потужність трансформатора, $кВА$;

$U_{ном.2}$ – номінальна напруга вторинної обмотки трансформатора на ланці $27,5 кВ$, $кВ$;

$K_{р.н.}$ – коефіцієнт розподілення навантаження на шинах розподільного пристрою, приймаємо: $K_{р.н.} = 0,7$ [15];

$$I_{роз.3Ш} = \frac{0,7 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 587,84 А.$$

Розраховуємо максимальний робочий струм на первинній обмотці трансформатора власних потреб:

$$I_{роз.ТВП} = \frac{K_{пер.} \cdot S_{ном.ТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.2}}, \quad (3.13)$$

де $S_{ном.ТВП}$ – номінальна потужність трансформатора власних потреб, $кВА$;

$U_{ном.2}$ – номінальна напруга вторинної обмотки трансформатора на ланці $27,5 кВ$, $кВ$;

$K_{пер.}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження трансформатора, приймаємо: $K_{пер.} = 1,4$ [15];

$$I_{роз.ТВП} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 27,5} = 18,51 \text{ A.}$$

Розраховуємо максимальний робочий струм на введенні ОРУ ланки 10 кВ за формулою [15]:

$$I_{роз.ПУ10} = \frac{K_{н.р.} \cdot S_{макс.10}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном3}}, \quad (3.14)$$

де $S_{макс.10}$ – максимальна повна потужність не тягового навантаження, кВА;

$U_{ном3}$ – номінальна напруга вторинної обмотки трансформатора на ланці 10 кВ, кВ;

$K_{н.р.}$ – коефіцієнт перспективи розвитку тягової підстанції та споживача, приймаємо: $K_{н.р.} = 1,3$ [15];

$$I_{роз.ПУ10} = \frac{1,3 \cdot 1420}{\sqrt{3} \cdot U_{ном3}} = 106,57 \text{ A.}$$

Розраховуємо максимальний робочий струм на збірних шинах ОРУ 10 кВ:

$$I_{роз.ЗШ10} = \frac{K_{р.н.} \cdot S_{макс.ЗШ10}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном3}}, \quad (3.15)$$

де $S_{макс.ЗШ10}$ – максимальна потужність на шинах 10 кВ не тягових споживачів, кВА;

$U_{ном3}$ – номінальна напруга вторинної обмотки трансформатора на ланці 10 кВ, кВ;

$K_{р.н.}$ – коефіцієнт розподілення навантаження на шинах розподільного пристрою, приймаємо: $K_{р.н.} = 0,7$ [15];

$$I_{роз.ЗШ10} = \frac{0,7 \cdot 2440}{\sqrt{3} \cdot 10} = 98,6 \text{ A.}$$

Розраховуємо максимальний робочий струм не тягових споживачів ланки 10 кВ за формулою [15]:

$$I_{роз.н.с} = \frac{K_{н.р.} \cdot P_{макс.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}, \quad (3.16)$$

де $P_{\text{макс.}}$ – максимальна активна потужність не тягового навантаження на ланці 10 кВ, кВА;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на збірних шинах підстанції на ланці 10 кВ, кВ;

$K_{\text{н.р.}}$ – коефіцієнт перспективи розвитку тягової підстанції та споживача, приймаємо: $K_{\text{н.р.}} = 1,3$ [15];

$$I_{\text{роз.н.с}} = \frac{1,3 \cdot 521,4}{\sqrt{3 \cdot 10 \cdot 0,91}} = 29,93 \text{ А.}$$

Отримані значення максимальних робочих струмів використовуємо при виборі обладнання релейного захисту на ланках тягової підстанції.

Розрахунок компенсації реактивної потужності не проводимо враховуючи проведену модернізацію на етапі виконання дипломної роботи.

В системі електропостачання електричної тяги, як правило використовують централізоване електропостачання контактної мережі від однієї тягової підстанції з одностороннім живленням. Проте, в нашому випадку використовується двостороннє живлення тягової мережі, що дозволяє значно зменшити втрати електроенергії. Тому, з точки зору економії електроенергії при невеликій кількості поїздів на дільниці, будемо при оцінці надійності електропостачання використовувати двостороннє живлення дільниць тягової мережі.

На тягових підстанціях бажано підтримувати постійну напругу живлення перетворюючих агрегатів. В ряді випадків підвищують напругу живлення в залежності від зростання навантаження тягової мережі. Для цього використовують або автотрансформатори, включені на вході трансформаторів перетворюючих агрегатів, або понижуючі трансформатори з РПН. В нашому випадку використані понижувальні трансформатори з РПН.

Крім цього для забезпечення енергозбереження на необхідному рівні необхідно:

- знизити до мінімуму кількість затримок потягів на світлофорах;

- постійна діагностика та заміна при необхідності контактного проводу;
- знижувати витрати на власні потреби тягових підстанцій;
- запроваджувати використання режимних карт та оптимальних графіків руху поїздів в залежності від навантажень лінії;
- зниження простоїв електричних вагонів.
- використовувати рекуперативне гальмування, що призводить до повернення енергії в мережу.

3.3 Висновки до третього розділу

Проведені розрахунки електричних навантажень тягової підстанції та власних потреб підстанції.

Обґрунтовано для забезпечення надійності заміну існуючих трансформаторів тягової підстанції та силових агрегатів.

Проведені розрахунки максимальних робочих струмів приєднань та збірних шин тягової підстанції для вибору комутаційного обладнання та устаткування захисту електричної мережі. Запропоновані ключові заходи забезпечення підвищення енергетичної ефективності на залізниці.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок електричного захисту фідерів 27.5 кВ контактної мережі тягових підстанцій

При проектуванні ділянок для швидкісного руху система тягового електропостачання повинна перевірятися на [20]:

- нагрівання проводів тягової мережі, включаючи фідерні і відсмоктувальні лінії підстанцій;
- рівень напруги на струмоприймачах електрорухомого складу;
- потужність перетворювачів і понижувальних трансформаторів тягових підстанцій, комутаційного обладнання;
- відповідність уставок захисту фідерів тягової мережі;
- небезпечні і паразитні магнітні впливи на лінії зв'язку та суміжні комунікації;
- необхідну потужність установок компенсації реактивної потужності.

Захист фідера контактної мережі тягової підстанції є двоступінчатим.

При розрахунку використовуються наступні значення питомих опорів тягової мережі:

Z_{11} – повний питомий опір тяговій мережі однолінійної ділянки, Ом/км;

Z_{21} – повний питомий опір тяговій мережі однолінійної дороги двоколінійної ділянки за відсутності струму в контактній мережі сусідньої лінії, Ом/км;

Z_{22} – повний питомий опір тяговій мережі однолінійної дороги двоколінійної ділянки при однакових по величині та напрямку струмах в контактній мережі обох доріг, Ом/км.

Дистанційний не напрямлений захист [20].

Це перший рівень захисту ДС-1, який відмикає без затримки за часом короткого замикання в межах 80-85 % зони підстанція – пост секціонування.

Для захисту від помилкових дій першого рівня захисту із-за значного зниження напруги при короткому замиканні на шляху передбачено автоматичне переведення давача ДС-1 в режим давача струму. Тобто, при значному зниженні напруги, що надходить від трансформатора напруги, струм в схемі ДС-1 визначається стабілізованою напругою U_{cm} , у зв'язку з чим ДС-1 перетворюється на давач струму.

Оскільки перший рівень захисту має власний час спрацювання 30 (60) *мс*, то з метою зменшення часу відключення короткого замикання, який супроводжується великим струмом, додатково встановлюємо прискорену струмову відсічку (ПСВ), час спрацювання якої $5 \div 10$ *мс*.

Другий рівень захисту, який захищає зону до шин суміжної підстанції, є дистанційним направленим захистом з витримкою часу $0,4 \div 0,5$ *мс*. На даному рівні використовується давач повного опору ДС-2 з коловою характеристикою, радіусом, який рівний опору спрацювання другого рівня, та фазовий орган ФТН, що забезпечує спрацювання другого рівня в заданому діапазоні кутів $45^{\circ} \div 95^{\circ}$.

Первинний опір спрацювання захисту вибираємо найменшим з таких трьох умов:

а) за умовою селективної роботи із захистами фідерів поста секціонування:

$$Z_{c.z.} = (0,8 - 0,85) \cdot Z_{11} \cdot \frac{l}{2}, \quad (4.1)$$

де $l = 50$ *км* – відстань до суміжної підстанції:

$$Z_{c.z.} = 0,85 \cdot 0,42 \cdot \frac{50}{2} = 8,925 \text{ Ом.}$$

б) за умовою селективності до максимального струму навантаження фідера:

$$Z_{c.z.} = \frac{U_{p.min}}{k_H \cdot I_{H.max}}, \quad (4.2)$$

де $U_{p.\min}$ – мінімальна напруга на шинах підстанції в робочому режимі ($U_{p.\min} = 25 \text{ кВ}$);

$k_H = 1,2 \div 1,3$ – коефіцієнт надійності;

$I_{H.\max}$ – максимальний струм навантаження фідера підстанції, кА:

$$Z_{c.з.} = \frac{25000}{1,2 \cdot 500} = 41,7 \text{ Ом.}$$

в) за умовою селективності до максимального струму живлення від з'єднань сусідньої підстанції при короткому навантаженні на сусідньому фідері:

$$Z_{c.з.} = \frac{U_{c.з.}}{k_H \cdot I_{к.\max.Б}}, \quad (4.3)$$

де $U_{c.з.}$ – напруга переходу захисту в режим струмового відсічення:

$$U_{c.з.} = \frac{U_{к.\min.}}{k_H}, \quad (4.4)$$

де $U_{к.\min.}$ – мінімальна напруга на шинах підстанції при короткому замиканні на шинах поста секціонування.

Напруга $U_{к.\min.}$ визначається за формулою:

$$U_{к.\min.} = \frac{U_{ном} \cdot Z_{11} \cdot l_1}{(4 \cdot (X'_{c.\min.A} + X_{н.м.}) + Z_{11} \cdot l_1)}, \quad (4.5)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга (27,5 кВ);

l_1 – відстань до поста секціонування;

$X'_{c.\min.A}$ – опір системи електропостачання підстанції A для мінімального режиму роботи, приведені до напруги 27,5 кВ, Ом;

$$X'_{c.\min.A} = X_{c.\min.A} \left(\frac{U_{ном}}{U_c} \right)^2, \quad (4.6)$$

де $X_{c.\min.A}$ – мінімальний опір системи;

$X_{н.м.}$ – опір знижувального трансформатора, приведений до напруги 27,5 кВ, Ом;

$$X_{n.m.} = \frac{u_{к.п.} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{n.m.}}, \quad (4.7)$$

де $S_{n.m.}$ – номінальна потужність знижувального трансформатора, *МВА*;

$I_{к.маx.Б}$ – максимальний струм підживлення від сусідньої підстанції;

$$I_{к.маx.Б} = \frac{U_{ном}}{(4 \cdot X'_{c.маx.Б} + 2X_{n.m.} + Z_{22} \cdot l)}, \quad (4.8)$$

де $X'_{c.маx.Б}$ – опір системи електропостачання сусідньої підстанції для максимального режиму роботи, приведене до напруги 27,5 кВ, *Ом*.

Проведемо розрахунки за формулами 4.2 – 4.8.

$$X'_{c.min.A} = 25 \cdot 1,2 \left(\frac{27,5}{115} \right)^2 = 1,72 \text{ Ом};$$

$$X_{n.m.} = \frac{17 \cdot 27,5^2}{100 \cdot 40} = 3,21 \text{ Ом};$$

$$U_{к.min.} = \frac{27,5 \cdot 0,55 \cdot 25}{(4 \cdot (1,72 + 3,21) + 0,55 \cdot 25)} = 11,3 \text{ кВ};$$

$$U_{c.з.} = \frac{11,3}{1,25} = 9,04 \text{ кВ};$$

$$I_{к.маx.Б} = \frac{27,5}{(4 \cdot 0,8 \cdot 1,43 + 2 \cdot 3,21 + 0,55 \cdot 50)} = 0,714 \text{ кА};$$

$$Z_{c.з.} = \frac{9,04}{1,25 \cdot 0,714} = 10,1 \text{ Ом}.$$

Вибір опору спрацювання $Z_{c.з.}$ здійснюємо за найменшим із трьох значень. Отже: $Z_{c.з.} = 8,93 \text{ Ом}$.

Опір, напругу та струм спрацювання електричних захистів визначаємо за формулами:

$$Z_{c.p.} = \frac{Z_{c.з.} \cdot k_{mm}}{k_{т.н}} = \frac{8,93 \cdot 120}{275} = 3,9 \text{ Ом}, \quad (4.9)$$

$$U_{c.p.} = \frac{U_{c.з.}}{k_{т.н}} = \frac{9040}{275} = 32,9 \text{ Ом}, \quad (4.10)$$

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{k_{m.n.}} = \frac{9040}{8,93 \cdot 120} = 8,44 \text{ A}, \quad (4.11)$$

де $k_{m.m.}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$k_{m.n.}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Прискорена струмова відсічка [20].

Первинний струм спрацювання прискореної струмової відсічки $I_{c.з.}$ вибираємо за найбільшим з двох розрахованих значень, забезпечуючи такі умови:

а) за умовою селективності роботи із захистами поста секціонування:

$$I_{c.з.} = K_H \cdot I_{к.маx}, \quad (4.12)$$

де $I_{к.маx}$ – максимальний струм короткого замикання, що протікає через захист фідера підстанції на шинах поста секціонування, $кА$:

$$I_{к.маx.Б} = \frac{U_{ном}}{(2 \cdot X'_{c.min.A} + X_{n.m.} + Z_{22} \cdot l_1)}, \quad (4.13)$$

$$I_{к.маx.Б} = \frac{27,5}{(2 \cdot 1,72 + 3,21 + 0,42 \cdot 25)} = 1,66 \text{ кА};$$

$$I_{c.з.} = 1,25 \cdot 1,66 = 2,075 \text{ кА}.$$

б) за умовою селективності максимальному струму навантаження фідера:

$$I_{c.з.} = K_H \cdot I_{н.маx}, \quad (4.14)$$

$$I_{c.з.} = 1,25 \cdot 0,5 = 0,625 \text{ кА}.$$

Чутливість захисту перевіряється за умовою:

$$K_q = \frac{I_{к.min}}{I_{c.з.}} > 2, \quad (4.15)$$

де $I_{к.min}$ – мінімальний струм, що протікає по вимикачу при короткому замикання біля установки захисту.

$$K_q = \frac{2,512}{1,66} \cdot 1,2 < 2.$$

Оскільки умова (4.15) не виконується, то струм спрацювання захисту зменшуємо (скорочуємо зону її дії), приймаючи її рівним:

$$I_{c.з.} = \frac{I_{k.min}}{2} = \frac{2,512}{2} = 1,256 \text{ кА.}$$

Дистанційний направлений захист з витримкою часу [20].

Відноситься до другого рівня захисту.

Первинний опір спрацювання другого рівня вибираємо виходячи від значення мінімального струму короткого замикання на шинах суміжної підстанції:

$$Z_{c.з. II} = k_r \cdot |Z_{k.max}|, \quad (4.16)$$

де $Z_{k.max}$ – максимальний вимірний опір захистом при короткому замиканні на шинах суміжної підстанції, при цьому суміжний шлях на ділянці поста секціонування – суміжна підстанція вважається відключеною, Om ;

$k_r = 1,5$ – коефіцієнт чутливості захисту.

а) при вузловій схемі:

$$\begin{aligned} Z_{k.max} &= 2 \cdot \left(\frac{Z_{02} \cdot l}{2} + \frac{Z_{01} \cdot l}{2} \right) = 2 \cdot \left(\frac{(0,152 + j0,357) \cdot 50}{2} + \frac{(0,239 + j0,472) \cdot 50}{2} \right) = \\ &= 19,55 + j41,45 = 45,82 e^{j64,74} \text{ Ом.} \end{aligned}$$

б) при роздільному живленні шляхів:

$$Z_{k.max} = 2 \cdot Z_{02} \cdot l = 2 \cdot (0,152 + j0,357) \cdot 50 = 15,2 + j35,7 = 38,8 e^{j66,93} \text{ Ом.}$$

За розрахункове значення $Z_{k.max}$ приймаємо найбільше з отриманих значень, тобто $Z_{k.max} = 45,82 \text{ Ом.}$

Установка за кутом другого рівня фідера підстанції дорівнює $64,74^\circ$.

Тоді за формулою (4.16):

$$Z_{c.з. II} = 0,5 \cdot 45,82 = 22,91 \text{ Ом.}$$

Отримані при розрахунках значення первинних опорів $Z_{c.з.}$, напруги $U_{c.з.}$ та струму $I_{c.з.}$ спрацювання захистів приводимо до вторинних кіл вимірювальних трансформаторів, тобто, визначаємо для відповідних величин уставки реле електричних захистів.

$$Z_{c.p.} = Z_{c.з.} \cdot \frac{n_m}{n_n}; U_{c.p.} = \frac{U_{c.з.}}{n_n}; I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.}}{n_m}. \quad (4.17)$$

де n_m, n_n – коефіцієнти трансформації трансформатора струму та трансформатора напруги, відповідно:

$$n_m = \frac{1000}{5} = 200; n_n = \frac{27500}{100} = 275.$$

Тоді за формулою 4.17 отримуємо:

$$Z_{c.p.I} = 10,8 \cdot \frac{200}{275} = 7,85 \text{ Ом}; Z_{c.p.II} = 22,91 \cdot \frac{200}{275} = 16,66 \text{ Ом}; U_{c.p.} = \frac{3,2}{275} = 0,012 \text{ кВ};$$

$$I_{c.p.} = \frac{0,219}{200} = 0,0011 \text{ кА}.$$

4.2 Розрахунок власних потреб підстанції

До власних потреб підстанції вважаємо допоміжні пристрої, механізми та апарати, які необхідні для експлуатації в нормальному та аварійному режимах.

До них відносяться: трансформатори власних потреб, акумуляторна батарея, зарядно–підзарядний пристрій (ЗПУ).

До схем живлення установок власних потреб ставляться такі вимоги:

- забезпечення високої надійності живлення споживачів власних потреб;
- простота виконання та низька вартість;
- простота в експлуатації та невеликі експлуатаційні витрати;
- безпека при обслуговуванні.

Живлення споживачів власних потреб може бути індивідуальне, групове, змішане. В даний час широко застосовують змішане живлення, коли найбільш відповідальні споживачі підключаються безпосередньо до шин джерел власних потреб.

Розрахунок власних потреб підстанції зводиться до розрахунку потужності і вибору типу трансформатора власних потреб. Розрахункова максимальна потужність для живлення приймачів власних потреб, яке

приходиться на один трансформатор визначається з суми навантажень власних потреб підстанції. У таблиці 4.1 приведені споживачі і їх потужності.

Таблиця 4.1 – Потужність споживачів власних потреб

Найменування споживачів	Потужність 1-го споживача	Кількість споживачів	Повна потужність
Підігрів масла вимикача:			
ВМТ-110Б	15,0	3	45,0
С-35М	3,6	4	14,4
Підігрівання приводів вимикачів:			
ВМТ-110Б	0,8	18	14,4
Обдув знижувального трансформатора потужністю $S_{ном} = 40 \text{ МВА}$	10,0	2	20,0
Привід ПДН-1	1,5	16	24,0
Підігрів шаф СН	6,0	2	12,0
Підігрів відсіків розміщення приладів:			
КРУЗ РУ 10 кВ	15,0	1	15,0
КРУН автоблокування	5,0	2	10,0
Освітлення відкритої частини підстанції	5,0	1	5,0
Трансформатори автоблокування	100,0	1	100,0
Черговий пункт дистанції КС	54,0	1	54,0
Пересувна база масляного господарства	20,0	1	20,0
Опалювання будівлі підстанції	40,0	1	40,0
Освітлення будівлі підстанції	3,0	1	3,0
Калорифер приміщення акумуляторної	8,0	1	8,0
Вентиляція приміщення акумуляторної	4,0	1	4,0
Вентиляція машинного залу	1,6	1	1,6
Підзарядний пристрій батареї	10,0	1	10,0
Електропідігрівач душу	18,0	1	18,0
Слюсарна майстерня	3,0	1	3,0
Невраховане навантаження	100,0	1	100,0

Таким чином, сумарна потужність споживачів СН рівна $S = 521,4 \text{ кВт}$.

Прийнятий трансформатор власних потреб ТМ-630/35 задовольняє потребам потужності не тягових споживачів.

Розрахунок і вибір акумуляторної батареї.

На тягових підстанціях застосовуємо постійний оперативний струм, джерелом якого є акумуляторні батареї типу СК, які працюють в режимі постійної підзарядки. Акумуляторну батарею вибираємо за необхідною ємністю та за напругою, що повинна підтримуватися на шинах постійного оперативного струму [20].

До постійного навантаження на підстанціях відносяться кола управління, сигналізації, захисту, автоматики, телемеханіки, блокувань безпеки.

Кількість послідовно сполучених акумуляторних елементів визначається необхідною напругою на шинах. Застосуємо батареї на 220 В. Результати вибору навантаження батареї зводимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати вибору навантаження батареї

Споживачі постійного струму	Кількість	Струм одиниці, А	Навантаження батареї, А	
			довготривале	короткочасне
Постійно приєднані приймачі:				
Лампи розміщення вимикачів	25	0,065	1,6	–
Пристрої управління та захисту	–	–	15	–
Приймачі приєднані при аварійному режимі:				
Пристрої телекерування, телесигналізації і зв'язку	–	–	1,4	–
Аварійне освітлення	–	–	10	–
Привід вимикача ВМТ-110Б	–	–	–	244
Разом:			28	244

Вибір батарей для забезпечення власних потреб підстанції здійснюємо в такій послідовності [21]:

1. Визначаємо струм тривалого розряду в аварійному режимі:

$$I_{m.p.} = \sum I_n + \sum I_{ав}, \quad (4.18)$$

де $\sum I_n$ – сума струмів постійного навантаження, A ;

$\sum I_{ав}$ – сума струмів в аварійному режимі, A .

Тоді з таблиці 4.2 отримаємо:

$$I_{m.p.} = 1,6 + 12 + 1,4 + 10 = 24 \text{ } A.$$

2. Визначаємо струм короткочасного розряду в аварійному режимі:

$$I_{к.р.} = I_{m.p.} + I_{вкл}, \quad (4.19)$$

де $I_{вкл}$ – струм короткочасного навантаження приводу ВМТ-110Б. Звідси:

$$I_{к.р.} = 28 + 244 \text{ } A.$$

3. Визначаємо необхідну розрахункову ємність батареї:

$$Q_p = I_{m.p.} \cdot t_{ав}, \quad (4.20)$$

де $t_{ав}$ – тривалість розряду при аварії. Для тягових підстанцій приймаємо

$t_{ав} = 2 \text{ год}$. Звідси:

$$Q_p = 28 \cdot 2 = 56 \text{ } A \cdot \text{год}.$$

4. Вибираємо номер батареї за необхідною ємністю:

$$N \geq \frac{1,1 \cdot Q_p}{Q_{N=1}}, \quad (4.21)$$

де $Q_{N=1}$ – ємність акумулятора СК-1. При тривалості розряду $t_{ав} = 2 \text{ год}$.

отримуємо: $Q_{N=1} = 22 \text{ } A \cdot \text{год}$. Тоді $N \geq \frac{1,1 \cdot 56}{22} = 2,8$.

Приймаємо $N = 3$.

5. Вибираємо номер батареї за струмом короткочасного розряду:

$$N \geq \frac{I_{к.р.}}{46}, \quad (4.22)$$

де 46 – значення короткочасно допустимого розрядного струму акумулятора типу СК-1, А. Отримуємо: $N \geq \frac{276}{46} = 5,9$.

Остаточню приймаємо акумуляторну батарею СК-6.

6. Визначаємо повне число послідовно ввімкнених елементів батареї:

$$N \geq \frac{U_{\text{шн}}}{U_{\text{а.з.}}}, \quad (4.23)$$

де $U_{\text{шн}}$ – напруга на шинах включення. При первинній напрузі підстанції 110 кВ приймаємо $U_{\text{шн}} = 258 \text{ В}$;

$U_{\text{а.з.}}$ – напруга акумуляторного елемента при заряджанні. Приймаємо рівною $U_{\text{а.з.}} = 2,15 \text{ В}$. Звідси: $N \geq \frac{258}{2,15} = 120$.

7. Проводимо вибір зарядно–підзарядного пристрою (ЗПП).

Визначаємо напругу заряду ЗПП:

$$U_{\text{зар.}} = n \cdot 2,15 + (2 \div 3) \quad (4.24)$$

де n – повне число елементів батареї. Звідси: $U_{\text{зар.}} = 120 \cdot 2,15 + 2 = 260 \text{ В}$.

Визначаємо зарядний струм батареї для СК-6, А:

$$I_{\text{зар.}} = 3,75 \cdot N = 3,75 \cdot 6 = 22,5 \text{ А}$$

Визначаємо розрахункову потужність ЗПП:

$$P_{\text{ЗПП}} = U_{\text{зар.}} \cdot (I_{\text{зар.}} + I_n) \quad P_{\text{зар.ЗПП}} = U_{\text{зар.}} \cdot (I_{\text{зар.}} + I_{\text{ност.}}), \quad (4.25)$$

$$\text{Отримуємо: } P_{\text{ЗПП}} = 260 \cdot (22,5 + 16,5) \cdot 10^{-3} \text{ кВт.}$$

За отриманими значеннями напруги, струму та потужності приймаємо зарядно-підзарядний пристрій типу ВАН-380/260-40/80, технічні дані якого задовольняють умовам вибору:

$$I_{\text{н.ЗПП}} = 80 \text{ А} > I_{\text{зар.}} + I_{\text{ност.}} = 39,1 \text{ А};$$

$$U_{\text{н.ЗПП}} = 260 \text{ В} = U_{\text{зар.}} = 260 \text{ В};$$

$$P_{\text{н.ЗПП}} = 20,8 \text{ кВт} > P_{\text{зар.ЗПП}} = 10,2 \text{ кВт.}$$

4.3 Вибір пристроїв електричного захисту фідерів

На основі проведених розрахунків робочих максимальних значень струмів ланок напруги тягової підстанції (розділ третій) та обладнання фідерів ланки електропостачання $27,5 \text{ кВ}$ проводимо вибір пристроїв захисту фідерів, як основного обладнання забезпечення надійності тягової підстанції «Тернопіль».

Для захисту від коротких замикань тягових фідерів ділянок залізниць, електрифікованих на змінному струмі промислової частоти вибираємо пристрій УЭЗФМ ТУ 32ЦЭ-482-83.

Пристрій застосовується в системах живлення $27,5 \text{ кВ}$ і $2 \times 25 \text{ кВ}$ та призначений для установки на тягових підстанціях з оперативною напругою 110 В та 220 В постійного струму та на постах секціонування з оперативною напругою 220 В випрямленого пульсуючого струму.

Приведемо технічні характеристики пристрою [7]:

Основні показники	Значення
Основне живлення від джерела змінного струму промислової частоти напругою, V	220
Потужність, яка споживається пристроєм від джерела основного живлення, $B \cdot A$	не більше 15
Резервне живлення від джерела постійної напруги, B	110, 220
Резервне живлення від джерела змінного струму промислової частоти, B	220
Потужність, яка споживається від джерела резервного живлення, Bm	не більше 15
Напруга живлення електронної схеми пристрою (щодо загальної шинки «загальний мінус»), B	$+(10 \pm 2)$; $+(5 \pm 1)$; $+(3,5 \pm 0,7)$;

Для відключення фідера контактної мережі електрифікованих ділянок залізниць змінного струму системи $27,5 \text{ кВ}$ та $2 \times 25 \text{ кВ}$ замість пристрою захисту УЭЗФМ встановлюємо мікроелектронний захист мережі змінного струму на базі пристрою МЗКС, призначений для встановлення на тягових підстанціях і постах секціонування.

Приведемо технічні характеристики пристрою [16]:

Основні показники	Значення
Напруга основного живлення змінного струму промислової частоти, V	220 (+22 ÷ 33)
Напруга резервного живлення постійного струму, V	220 + 11; 110 + 5
Потужність, яка споживається від джерела основного живлення, $Вт$	не більше 20
Потужність, споживана від джерела резервного живлення, $Вт$	не більше 20
Кліматичне виконання за ДСТ 15150-69 УХЛЗ.1	П

Проведемо аналіз особливостей захисту для тягових підстанцій та постів секціонування. Захист виконаний за триступінчастою схемою роботи:

Перша ступінь – дистанційний напрямлений захист із блокуванням за струмом без витримки часу.

Друга ступінь – дистанційний напрямлений захист із сектором спрацювання $0 \dots 20 \text{ ел. град.}$, з витримкою за часом $t_2 = 0,3 \text{ с}$.

Третя ступінь – дистанційний напрямлений захист із сектором спрацювання $45 \dots 120 \text{ ел. град.}$, та витримкою за часом часу $t_3 = 0,6 \text{ с}$.

Крім цього додатково використано резервний максимальним струмовий захист з витримкою за часом $t_{рез} = 0,9 \text{ с}$.

Для поста секціонування використовуємо схему двоступінчастого захисту:

Перша ступінь – дистанційний напрямлений захист із сектором спрацювання $0 \dots 120$ ел.град.

Друга ступінь – дистанційний напрямлений захист із витримкою за часом $t_2 = 0,3$ с.

Крім цього додатково використано резервний максимальним струмовий захист із витримкою за часом $t_{рез} = 0,9$ с.

Для захисту лінії $27,5$ кВ встановлюємо вакуумні вимикачі типу ВБЗО–27,5 з електромагнітним приводом для комутації однофазних електричних ланок і для автоматичного відключення цих ланок при короткому замиканні та перевантаженні [21].

Вимикачі ВБЗО–27,5 застосовуються в блоках відкритих розподільних пристроїв $27,5$ кВ тягових підстанцій залізниць. Основні переваги вакуумних вимикачів такі:

- висока швидкодія спрацювання;
- малі розміри та низька вартість технічного обслуговування;
- відсутність екологічної небезпеки.

Конструктивні особливості вакуумного вимикача ВБЗО–27,5 такі: вакуумні камери вмонтовані у фарфорові полюси; електромагнітний привід винесений за межі основної рами вимикача і розташовується в окремій шафі, яка максимально віддалена від високовольтних частин вимикача; присутня можливість ручного відключення та неоперативного включення: можливість роботи як при змінній, так і при постійній оперативній напрузі.

Вимикачі ВБЗО–27,5 працюють в діапазоні температур від -45°C до $+50^\circ\text{C}$. За температур нижче -25°C відбувається автоматичне прогрівання приводу нагрівальними елементами.

Використання вакууму в якості дугогасильного середовища має такі переваги:

- швидке відновлення діелектричної проникності проміжку після вимкнення струму при незначному розходженні контактів, після чого дуга горить не більше 0,5 періоду;
- вимкнення струму при першому проходженні його через нуль після розходження контактів, відсутність повторних замикань;
- невеликі витрати потужності на ввімкнення і вимкнення, а також малий час спрацювання через невеликий хід і масу контактів;
- повна пожежна та вибухова безпека.

Приведемо технічні характеристики вимикача *ВБЗО–27,5* [21]:

Номінальна напруга, <i>кВ</i>	27,5
Номінальний струм, <i>А</i>	1000 (50 Гц) 630 (60 Гц)
Номінальний струм відключення, <i>кА</i>	20
Механічний ресурс, циклів	1000
Діапазон робочої температури, <i>°С</i>	від - 45°С до +50°С
Габаритні розміри вимикача, мм:	
ширина	1118
глибина	920
висота	2592
Маса не більше, кг:	350

Для захисту від перенапруги на заміну вентильним розрядникам встановлюємо обмежувачі перенапруги *ОПН–27,5*, які призначені для захисту ізоляції електроустановок мереж класу напруги *27,5 кВ* змінного струму частоти *50 Гц*, що працюють з ізольованою нейтраллю та володіють такими основними перевагами:

- глибоким рівнем обмеження всіх видів перенапруги;

- відсутністю супроводжуючого струму після загасання хвилі перенапруги;
- простотою конструкції і високою надійністю в експлуатації;
- стабільністю характеристик і стійкістю до старіння та здатністю до розсіювання великих енергій.

4.4 Впровадження пристрою визначення наявності коротких замикань

Для підвищення надійності тягових підстанцій і контактної мережі необхідне впровадження ресурсозберігаючих технічних засобів. При використанні таких систем планується забезпечити:

- зниження вірогідності перепалу контактної мережі;
- зниження числа включень при короткому замиканні та відповідних відключень високовольтної комунікаційного обладнання;
- зменшення кількості пошкоджень обладнання тягових підстанцій та електрорухомого складу.

Для забезпечення вказаних умов застосовуємо пристрій – показник короткого замикання (ПКЗ) [16], який визначає присутність короткого замикання в тяговій мережі після певного часу спрацювання релейного захисту та аварійного відключення фідерів. Робота ПКЗ полягає на використанні залишкової напруги, яка генерується в контактну мережу розчеплювачем та допоміжним обладнанням. Якщо внаслідок аварійного відключення фідера $27,5 \text{ кВ}$ коротке замикання усунулося, то на протязі $0,3 \div 0,7 \text{ с.}$ присутня залишкова напруга. При стійкому короткому замиканні напруга рівна нулю. При гальмуванні розчеплювача величина та частота залишкової напруги зменшується і вже через $2 \dots 3$ періоду відбувається відставання за фазою на $60 \dots 90 \text{ ел.град.}$, а через $7 \dots 8$ періодів встановлюється в протифазі з напругою шин підстанції.

Ввімкнення ПКЗ здійснюється до трансформаторів напруги шин $27,5 \text{ кВ}$ трансформатор ОН та приєднується до вимикача фідера з боку контактної мережі та вмикається паралельно з швидкодіючим АПВ фідера. Якщо коротке замикання не є стійким то ПКЗ дає дозвіл на спрацювання швидкодіючого АПВ. У цьому випадку час знеструмлення тягової мережі не перевищує $0,6 \dots 0,8 \text{ с.}$, що знижує кидки за струмом тягових двигунів та фідерів $27,5 \text{ кВ}$ при коротких замиканнях та підвищує надійність спрацювання обладнання.

Керування налагодженням захист у пристрої ПКЗ здійснюється шляхом коректування програми роботи цифрового захисту. Для роботи необхідно встановлення трансформатора напруги на вимикачі фідера зі сторони контактної мережі. Крім цього при наявності стійкого короткого замикання контактної мережі, що призводить до відключення фідера пристрій ПКЗ блокує роботу швидкодіючого АПВ.

Проводимо орієнтовний техніко-економічний розрахунок зростання надійності роботи обладнання контактної мережі при встановленні пристрою ПКЗ для однієї ділянки тягової підстанції «Тернопіль» довжиною 50 км при терміні використання 1 рік .

1. Число ремонтів масляного вимикача фідера із заміною масла на одну зону зменшується на одиницю. Вартість ремонту – 7 тис. грн.

2. Пошкодження тягового трансформатора на зоні в 1 тис. км – один. Вартість ремонту – 200 тис. грн.

Тоді втрати приведені до однієї зони фідера (50 км) рівний:

$$(200 \cdot 50) / 1000 = 10 \text{ тис. грн.}$$

3. Вартість ремонту одного перепалу контактного дроту на одну тис. км. – 20 тис. грн.

Тоді на зону 50 км отримуємо:

$$(20 \cdot 50) / 1000 = 1000 \text{ грн.}$$

4. Вартість ремонту пошкодження одного тягового двигуна електровоза на зоні в одну тис. км. – *50 тис. грн.*

Тоді на одну зону отримуємо:

$$(5 \cdot 50) / 1000 = 2,5 \text{ тис. грн.}$$

Визначаємо значення зниження сумарних втрат при впровадженні пристрою ПКЗ:

$$7 + 10 + 1 + 2,5 = 20,5 \text{ тис. грн.}$$

При капітальних затратах на встановлення пропонованого пристрою, що становить *15,2 тис. грн.* термін окупності складе:

$$T = 15,2 / 20,5 = 0,75 \text{ року.}$$

При використанні запропонованого пристрою вдалося досягти:

- зниження числа включень вимикача фідера при короткому замиканні, що призводить до зниження числа ревізій вимикача;

- зниження числа включень тягового трансформатора, що призводить до зниження динамічної впливу на обмотки трансформатора. Це призводить до зниження вірогідності пошкодження трансформатора від електродинамічної дії та підвищує надійність роботи.

- зниження вірогідності перепалу контактного дроту при включенні фідера та спрацюванні АПВ при короткому замиканні;

- зниження вірогідності включення фідера при кидках струми навантаження після знеструмлення ділянки, які збільшуються за рахунок кидків струму намагнічування трансформаторів електровоза;

- зниження вірогідності зупинки «важких» поїздів на підйомах, коли для їх руху необхідний виклик «товкачів».

- зниження пошкодження двигунів електровозів із-за виникнення «колового вогню» на колекторі двигуна внаслідок кидків струму при включенні фідера тягової мережі з існуючим АПВ через 4,5 с. При впровадженні швидкодіючого АПВ з контролем наявності короткого замикання призводить

до «м'якого» включення тягового двигуна, що підвищує надійність роботи електрорухомого складу.

4.4 Висновки до четвертого розділу

Проведені розрахунки електричних захистів фідерів контактної мережі тягових підстанцій та власних потреб підстанції.

На основі технологічних розрахунків запропоноване обладнання щодо захисту фідерів тягової підстанції та проведено техніко-економічне обґрунтування. Здійснено аналіз покращення показників надійності агрегатів тягової підстанції при встановленні ефективного обладнання захисту фідерів від коротких замикань та перенапруги.

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

1. Обґрунтування необхідності обслуговування та діагностики стану силових трансформаторів тягової підстанції

Обладнання, яке входить в систему електричної тяги, володіє різним призначенням, межами використання електричних параметрів змінної та постійної складової. Злагоджена робота може порушитися при виході з працездатного стану будь-якої одиниці обладнання цієї системи та призвести до значних економічних втрат.

Основним обладнанням, що забезпечує узгоджену роботу елементів системи електричної тяги є силові трансформатори тягових підстанцій, які здійснюють розподілення електричних параметрів різних величин. Висока зношеність силових трансформаторів призводить до потенційної небезпеки технічному обслуговуючому персоналу та споживачам [4, 5].

Проведений аналіз літературних джерел [4-6] дозволив встановити, що більшість силових трансформаторів тягових підстанцій виробили свій нормативний ресурс. Висока вартість, брак коштів для проведення модернізації та заміни силових трансформаторів вимагає подальшої експлуатації обладнання при існуючих навантаженнях. Статистичний аналіз причин виходу з ладу трансформаторів тягової підстанції показав, що основними елементами відмов є: старіння та зношення ізоляції обмоток – призводить до коротких замикань у витках; низька якість трансформаторної оливи – зниження температурних режимів охолодження елементів, що призводить до руйнування [4, 5].

Вказані відмови, що призводять до критичного стану силових трансформаторів, пов'язані з кліматичними умовами, так як більшість трансформаторів електротяги розміщені на відкритому просторі. Великий діапазон перепадів температури (20–30 градусів за добу), атмосферні перенапруги вносять істотний вплив на надійність ізоляції обмоток та стан оливи, враховуючи композиційну систему охолодження ізоляції.

Ще одним важливим фактором, що впливає на руйнування ізоляції є якість електроенергії [4, 5].

Зокрема, це поява вищих гармонійних складових за напругою, при роботі трансформатора в режимах близьких до номінальних. Відмови, які виникають, пов'язані з нагрівом як окремих обмоток так і трансформатора в цілому. При перегріванні ми отримуємо додаткові втрати викликані скін-ефектом міді обмоток трансформатора, зростання втрат на гістерезис та вихрові струму в магнітопроводі трансформатора [13].

Також, істотний вплив на зношеність трансформаторів вносить такий показник як несиметрія напруги (при відхиленнях в 2%), що призводить до скорочення терміну служби трансформаторів на 4% , а несинусоїдальність напруги зі значенням $K_U = 7\%$ знижує термін використання на 5,5% [13].

Тому, актуальність аналізу, вибору та застосування сучасних систем технічної діагностики полягає в наступному [5, 13]:

- велика кількість трансформаторів із закінченим нормативним терміном експлуатації, що призводить до великої кількості відмов;
- методи тестового контролю, які регламентовані ГОСТ не дозволяють забезпечити надійність роботи трансформаторів;
- необхідність виявлення появи дефектів на ранній стадії розвитку.

5.2 Сучасні методи технічної діагностики тягових підстанцій

При проведенні технічної діагностики необхідно дотримуватися виконання трьох основних завдань для розуміння технічного стану об'єктів дослідження [7, 9]:

1. Завдання визначення технічного стану, в якому знаходиться об'єкт в даний момент – діагностування;
2. Завдання передбачення технічного стану в якому виявиться об'єкт в деякий майбутній момент часу – прогнозування;

3. Завдання визначення технічного стану, в якому знаходився об'єкт в певний момент часу в минулому – генез.

З позиції обслуговування силових трансформаторів та високовольтного обладнання тягових підстанцій як показали аналіз джерел [4, 13] можна зробити висновок, що технічне обслуговування та ремонт здійснюється на неналежному рівні, не дотримується періодичність та обсяг виконання профілактичних заходів, неможливість проведення оцінки технічного стану та діагностики із-за високої вартості обладнання та громіздкості операцій. Слід зазначити, що методи діагностування, які застосовуються, не враховують показники надійності, тобто, не проводиться аналіз та оцінка.

Як означає ряд джерел [3-8], головним показником якості системи діагностування є повнота виявлення та глибина пошуку дефектів. До числа «вторинних» щодо якості систем діагностування можна віднести витрати на обладнання, час, енергію, а також показники надійності засобів діагностування, в тому числі достовірність діагнозу [7, 9].

Види діагностики електрообладнання: діагностика ізоляції; діагностика контактних з'єднань; діагностика силових трансформаторів і реакторів; діагностика високовольтних вимикачів.

Одним з головних шляхів підтримки експлуатаційної надійності тягової підстанції є організація якісного технічного обслуговування трансформаторів.

Проведена технічна діагностика дозволяє [7, 9]:

- суттєво знизити витрати на ремонти за рахунок вчасного попередження появи аварійних ситуацій;
- здійснити реальний стан електричного обладнання;
- використати параметр безперервної діагностики в реальному масштабі часу при роботі обладнання.

В даний час в експлуатацію крім традиційних випробувань все більш широкое застосування знаходять такі сучасні методи, як високоефективна рідинна та газова хроматографія, визначення фракційного складу механічних домішок і характеру забруднень за допомогою автоматичних лічильників

частинок і пристроїв мембранної фільтрації, інфрачервона спектроскопія, визначення електричної провідності трансформаторної оливи [8].

Але, при проведенні технічної діагностики, особливо трансформаторів з тривалим терміном експлуатації, задіється технічний персонал тягової підстанції, який не володіє статистикою зміни діагностичних параметрів, тобто, доцільно проводити комплексні діагностичні обстеження, залучаючи для цього спеціалізовані організації.

Одним із методів вирішення завдання діагностування електричного обладнання тягових підстанцій є проведення аналізу на основі тепловізійних обстежень [6, 9].

В основу діагностичного обладнання покладені інфрачервоні камери з широким діапазоном оптичного розширення при різних діапазонах вимірювальних температур. Такі системи, не вимагають охолодження термочутливого елемента рідким азотом. Системи володіють здатністю автоматично відраховувати температуру, здійснювати побудову області поширення температурного поля в режимі реального часу та здійснювати накопичення отриманих зображень на системний носій для створення бази діагностичного матеріалу досліджень стану об'єкта та обробку отриманих термограм.

Тепловізійне діагностування дає можливість виконувати практичні завдання, такі як [6, 9]:

- діагностичне обстеження великої кількості обладнання при низькій затраті людських ресурсів при обслуговуванні однієї тепловізійної камери;
- виявлення значної кількості обладнання, яке знаходиться в аварійному стані (контактні з'єднання високовольтних вимикачів та розрядників, трансформатори струму та напруги, обмежувачі перенапруги, тощо);
- виявлення дефектів, які не можуть бути діагностовано іншими методами, наприклад [6], точкове перегрівання конструктивних елементів баків силових трансформаторів, нагрівання з'єднувальних болтів в конструкціях

шинопроводів, перевантаження окремих елементів вентиляльних розрядників 110 кВ.

У системах тягового електропостачання метод термографії доцільно застосовувати на всьому циклі розподілу та споживання електроенергії – від тягових підстанцій до електроустаткування ПСЗ та ПСК. Отримані термографічні зображення в режимі реального часу встановлять місце виникнення дефектів задовго до того, як вони перетворяться у великі експлуатаційні проблеми [6, 9].

На сучасному рівні використання тепловізійного методу обстеження дефектів ділянок обладнання ставиться, в основному, питання визначення локального теплового перегрівання, що звужує рамки проведення технічного обслуговування та використання дорого вартісного обладнання. Для повноцінного технічного обслуговування необхідно застосовувати використання математичних методів та технологій аналізу результатів проведених досліджень [6, 9].

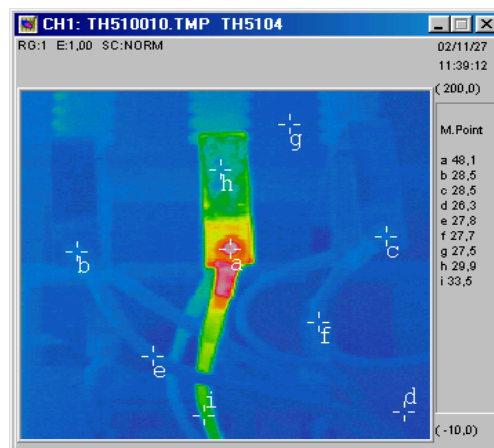
Тепловізійні дослідження (ТД) відносяться до методів проведення неруйнівного контролю. Проводиться аналіз зміни температурних полів на основі отриманих термограм (рис. 5.1). За результатами ТД приймаються експертні рішення про стан обладнання.

Основними об'єктами ТД на електроустановках тягових підстанцій є контактні з'єднання відкритих і закритих розподільних пристроїв, які можуть визначити такі пошкодження силових трансформаторів: виникнення магнітних полів розсіювання; присутність застійних зон в баку трансформаторів; зміщення ізоляції обмоток; несправності системи подачі оливи; дефекти вводів і систем охолодження [6, 9].

Для тягових силових трансформаторів ТД є достатньо ефективні, якщо оцінка проводиться на базі експертної системи [14].



а)



б)

Рисунок 5.1 – Приклад інфрачервоного діагностування контактних з'єднань; а) фотографія об'єкта дослідження; б) термограма.

Експертна система – використання програмного забезпечення, що містить базові положення щодо розв'язку завдань у вузькій області, в нашому випадку система діагностики стану обладнання силових трансформаторів. Основу експертної системи становить накопичена база даних в процесі довгострокового обслуговування та експлуатації системи діагностування [6, 9].

База даних об'єктів діагностування (трансформатори, вимикачі, розрядники) містить результати ТД, а також технічну інформацію про експлуатацію конкретного устаткування: час використання, умови експлуатації; види профілактичних ремонтних робіт; результати проведених вимірювань.

Комплексний аналіз наявних факторів дозволить об'єктивно оцінити технічний стан об'єкта.

Тобто, при виконанні дослідження та тестування беруться до уваги дані, що стосуються конкретної проблеми. Експертна система формулює висновки та пропонує варіанти прийняття рішення за допомогою механізмів виведення інформації. Якість виведення визначається методом, який обраний для представлення інформації, обсягом інформації в базі даних [6, 9].

Для оцінки і підтримки необхідної надійності силових трансформаторів тягових підстанцій дуже важливим є моніторинг [6, 9].

Як означувалося вище, метод тепловізійного обстеження в якості технічної діагностики силових трансформаторів є високовартісний хоч і ефективним. Тому, проаналізований метод діагностування неможливо впровадити найближчим часом. Беремо до уваги факт, що в методах періодичного контролю існуюча система аналізу не дозволяє виявляти дефекти, які швидко розвиваються [5].

Тому, пропонується здійснювати побудову системи діагностики на використанні фізичних методів, які дозволяють прогнозувати виявлення дефектів та не вимагають великих коштів при проведенні модернізації.

Перспективним для проведення поточного діагностування є метод низьковольтного частотного аналізу (НЧА), який дозволяє виявляти відхилення в геометричному розміщенні обмоток на стадії діагностування та після випробувань, які виникають в процесі коротких замикань у витках. Суттєвою особливістю цього методу є можливість проведення діагностики при включеному обладнанні, що є суттєво, наприклад, для трансформаторів струму [5].

Робота НЧА базується на побудові спектрограм аналізу асиметрії обмоток трансформатора при використанні низьковольтного сигналу з широким діапазоном частот. Задаючи схему з'єднання, проводяться вимірювання та отримані спектри порівнюються за фазами та для обмоток кожної фази для визначення асиметрії обмотки. Так як всі фази трансформатора є однакові для трифазного трансформатора, є можливість порівняння відмінностей геометрії на різних фазах за допомогою отриманих спектрограм, а також прослідкувати зміни в конструктивних особливостях елементів трансформатора: незначна деформація призведе до асиметрії в порівнянні з показами, які отримані для обмоток без деформації. Суттєво відмітити, що температура та стан оливи не впливають на здатність визначати деформації обмоток, тому що вказані параметри рівномірно впливають на всі обмотки [5].

Існуючі в силових трансформаторах діелектричні та механічні дефекти в силових оливних трансформаторах викликані механічними структурними змінами в обмотках, тобто відбуваються геометричні зсуви. Причинами цих змін може бути транспортування, однофазне, двофазне коротке замикання, процеси старіння ізоляції. Виявлення зсувів перед виникненням дефекту ізоляції обмоток дозволить зменшити експлуатаційні витрати, підвищити надійність роботи силового високовольтного обладнання, та, відповідно, запобігти аварійним відключенням. Крім цього, визначений дефект може вказати пошкоджену фазу, яка вимагає ремонту.

Позитивною особливістю низькочастотного аналізу як методики є можливість створення бази даних отриманих спектрограм за трьома обмотками, що дозволяє проводити порівняння світлин з часом експлуатації: робота в інших температурних режимах або в інших кліматичних умовах [5].

В останні роки великого поширення отримали методи, які базуються на визначенні місця розміщення та вимірювання рівня часткових розрядів. Вони виникають в місцях із послабленою газовими включеннями ізоляцією. При їх присутності газовому прошарку, що межує з твердою ізоляцією, як правило відбувається пошкодження та утворення на поверхні ізоляції стійких струмопровідних слідів. Такі пошкодження можуть призвести до повного пробоя ізоляції [5].

Серед відомих методів реєстрації часткових розрядів найпоширенішого використання набули [5]:

- електричний метод – базується на вимиванні сигналів електричних ланок, що зв'язані з об'єктом контролю;
- електромагнітний метод – при якому відбувається дистанція реєстрація електромагнітного випромінювання часткових розрядів у СВЧ-діапазоні;
- оптичний метод – базується на дистанційній реєстрації оптичного випромінювання часткових розрядів;

– акустичний метод – в основі якого лежить вимірювання звукових коливань, які утворюються при часткових розрядах, за допомогою спеціальних приладів контактного або дистанційного типів.

Аналіз характеру навантажень силових трансформаторів, які встановлені на тягових підстанціях, показав доцільність використання методу акустико-емісійного контролю [5].

В електричному обладнанні можуть бути прості та складні умови поширення ультразвуку. На високовольтних вводах, вимірювальних трансформаторах, електричних кабелях, як правило, присутні прості умови розповсюдження ультразвуку, при яких звук від розряду розповсюджується в практично однорідному середовищі на відстані порядку сотні довжин хвиль [5].

В силових трансформаторах як і в елегазових високовольтних вимикачах джерело електричного розряду може знаходитись в глибині обладнання. В цьому випадку ультразвук проходить ряд перепон і суттєво затухає. Якщо в невеликих маслонаповнювальних об'єктів величина акустичного сигналу практично однакова, то при дослідженні силового трансформатора ця відмінність значна, і необхідно зміщувати давач для пошуку області поверхні з максимальним сигналом [5].

Як показали дослідження, акустичний метод доцільно застосовувати на тягових підстанціях. Різкі перепади напруг вносять суттєвий вплив на працездатність трансформаторів. На відміну від трансформаторів промислового електропостачання, в трансформаторах в системі тягового електропостачання більш чіткіше проявляються часткові розряди в момент руху поїздів. Характер навантаження залізнодорожнього транспорту суттєво відрізняється від характеру навантаження районних споживачів, тому доцільно застосовувати метод акустичної локації часткових розрядів із визначенням координат знаходження об'єкта дефекту [5].

5.3 Висновки до п'ятого розділу

На основі аналізу особливостей функціонування знижувальних трансформаторів електричної тяги проведений аналіз сучасних методів обслуговування та діагностики стану силових трансформаторів тягової підстанції.

Розглянуто ефективність застосування методу тепловізійного діагностування, методу низьковольтного частотного аналізу, акустично-емісійного методу.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Планування експлуатаційних витрат тягової підстанції

Планування штатної чисельності персоналу.

Визначаємо нормативну чисельність працюючих по оперативному та технічному обслуговуванню підстанції.

Таблиця 6.1 – Приведена нормативна чисельність оперативного персоналу підстанції

Підстанція	Напруга ВН, кВ	Кількість приєднань з вимикачами 10 кВ та більше	Нормативна чисельність працюючих на одну підстанцію, чол./підст.	Кількість однакових підстанцій	Нормативна чисельність працюючих
A1	110	32	4,35	1	4,35

З урахуванням коефіцієнтів:

$$Ч_{n.on} = Ч_{норм.оп}^{ПС} \cdot K_{10.n} \cdot K_{27.5.n}, \quad (6.1)$$

де, $Ч_{норм.оп}^{ПС}$ – нормативна чисельність працюючих по оперативному персоналу тягової підстанції;

$K_{10.n}$ – коефіцієнт, що враховує обслуговування обладнання ланки 10 кВ, приймаємо $K_{10.n} = 1,01$;

$K_{27.5.n}$ – коефіцієнт, що враховує обслуговування обладнання ланки 10 кВ, приймаємо $K_{10.n} = 1,01$.

$$Ч_{n.on} = 4,35 \cdot 1,01 \cdot 1,05 = 4,61 \text{ чол.}$$

Приймаємо чотирьох чоловік оперативного персоналу $Ч_{on.} = 4 \text{ чол.}$

Визначаємо нормативну чисельність працюючих ремонтного персоналу по тяговій підстанції (Таблиця 6.2).

З урахуванням коефіцієнтів:

$$Ч_{н.рем} = Ч_{норм.рем}^{ПС} \cdot K_{1рем} \cdot K_{2рем} \cdot K_{3рем}, \quad (6.2)$$

де, $Ч_{норм.рем}^{ПС}$ – нормативна чисельність працюючих по ремонтному персоналу тягової підстанції;

$K_{1рем}$ – коефіцієнт, що враховує ремонт високовольтного обладнання, приймаємо $K_{1рем} = 1,06$;

$K_{2рем}$ – коефіцієнт, що враховує ремонт масляних вимикачів, приймаємо $K_{2рем} = 1,23$;

$K_{3рем}$ – коефіцієнт, що враховує ремонт вакуумних вимикачів, приймаємо $K_{3рем} = 1,1$.

Таблиця 6.2 – Приведена нормативна чисельність ремонтного персоналу

Найменування устаткування	Напруга, кВ	Кількість пристроїв, шт.	Чисельність на 100 пристроїв, чол.	Норматив чисельності працюючих, чол.
Трансформатор ТДТНЖУ-40000/110/27,5/10	110	2	17,37	0,3474
Вимикач ВМТ-110	110	7	4,2	0,294
Вимикач С-35	35	10	1,45	0,2032
Вимикач ВБЗО-27,5	27,5	13	1,58	0,2054
Вимикач ВВЕ-10 - 45	10	3	0,96	0,0288
Приєднання з масляними вимикачами	10	22	0,96	0,2112
Всього на підстанції				2.0534

$$Ч_{н.рем} = 2,0534 \cdot 1,06 \cdot 1,23 \cdot 1,1 = 2,9449 \text{ чол.}$$

Приймаємо трьох чоловік ремонтного персоналу: $Ч_{н.рем} = 3 \text{ чол.}$

Загальна кількість персоналу на підстанції:

$$Ч_{ТП.пр} = Ч_{н.оп} + Ч_{н.рем} = 4 + 3 = 7 \text{ чол.}$$

Розрахунок оплати праці по підстанції.

Складаємо штатний розклад по підприємству з розрахованим місячним окладом згідно тарифної ставки (робітник I розряду – 1921 грн.) та приймаємо:

Назва посади	Кількість, чол.	Розряд	Місячний оклад, грн.	Професійна майстерність, %	Доплата за нічний (вечірній) час, %	Доплата за святкові дні, %
Начальник підстанції	1	–	7031,00	20,0	–	
Старший електромеханік	1	V	4639,20	20,0	–	
Черговий електромеханік тягової підстанції	2	IV	4087,90	16,0	40,0	3,0
Електромеханік підстанції по ремонту	3	IV	4303,00	16,0	20,0	3,0

Фонд заробітної плати складається з основної і додаткової.

Фонд основної заробітної платні складається з тарифного фонду, доплат за роботу в нічний час, святкові дні, надбавка за професійну майстерність.

Фонд додаткової заробітної плати складається з оплачування чергових відпусток робітників, а також на оплату часу на використання державних та суспільних обов'язків. Величину цих доплат можна прийняти в розмірі 11 % до основної. Дані по розрахунку заробітної плати зводимо в таблиці 6.3.

Річні експлуатаційні витрати по експлуатації та обслуговуванню електричного обладнання тягової підстанції включають в себе такі статті витрат: основна і додаткова заробітна плата; нарахування на заробітну плату; відрахування на амортизацію; затрати на розхідні матеріали; експлуатаційні затрати; інші витрати.

Стаття «експлуатаційні затрати» включає витрати по технічному обслуговуванню мереж і обладнання, що експлуатується підприємством. Величину експлуатаційних затрат приймаємо в розмірі 15% основної і додаткової зарплати обслуговуючого персоналу підстанції:

$$Z_{EKC} = 0,15 \cdot \Phi_{PIЧ} = 0,15 \cdot 582603,96 = 87390,6 \text{ грн.}$$

Таблиця 6.3 – Розрахунок річного фонду заробітної платні

група	Кількість	Основна заробітна платня, грн./міс				Додаткова заробітна плата, грн.	Річний фонд зарплатні, грн	Нарахування на зарплату, грн
		Місячний оклад, грн.	Доплата					
			Нічний час	Святковий	Майстерність			
Начальник тягової підстанції	1	7031,00	–	–	1406,20	773,41	110 527,32	87 316,6
Старший електромеханік	1	4639,20	–	–	927,84	510,32	72 928,32	57 613,4
Черговий електромеханік тягової підстанції	2	8 175,80	3 270,32	245,28	1 308,13	899,34	166 786,44	131 761,3
Електромеханік підстанції по ремонту	3	12909,00	2 581,80	387,27	2 065,44	1419,98	232 361,88	183 565,9
Всього	7	32755,00	5 852,12	632,55	5 707,61	3603,05	582 603,96	460 257,2

Вартість матеріалів і запчастин, що витрачається на ремонт електрообладнання, приймаємо 20% від фонду основної заробітної плати.

$$Z_{MB} = 0,2 \cdot \Phi_{PIQ} = 0,2 \cdot 539367,36 = 107873,5 \text{ грн.}$$

Стаття втрат «інші витрати» розраховують 15% від основної зарплати.

$$Z_{IB} = 0,15 \cdot \Phi_{PIQ} = 0,15 \cdot 539367,36 = 80905,1 \text{ грн.}$$

В процесі експлуатації обладнання піддається моральному і фізичному зносу. Для повної заміни після закінчення терміну обслуговування зношеного обладнання необхідно кошти. Для цього створюється амортизаційний фонд.

Визначаємо систему амортизаційних відрахувань виходячи з норм амортизаційних відрахувань та вартості основних засобів, що обслуговують персоналом тягової підстанції за статтю «Амортизація тягових підстанцій» за формулою:

$$Z_{ам.} = \sum C_{обл.} \cdot H_{ам.} / 100, \quad (6.3)$$

де, $C_{обл.}$ – вартість одиниці обладнання, що обслуговується персоналом тягової підстанції, тис. грн;

$H_{ам.}$ – норма амортизаційних відчислень, %. Приймаємо: $H_{ам.} = 2\%$.

Амортизаційні відрахування за обладнання що обслуговується персоналом тягової підстанції зводимо в таблицю 6.4. використовуючи дані таблиці 6.2 та вартість обладнання.

Таблиця 6.4 – Розрахунок амортизаційних відрахувань

Перелік по групах	Вартість одиниці, тис. грн	Відрахування на амортизацію з врахуванням кількості, тис. грн.
Трансформатор ТДТНЖУ-40000/110/27,5/10	3925,0	157,0
Вимикач ВМТ-110	180,3	25,2
Вимикач С-35	150,0	30,0
Вимикач ВБЗО-27,5	74,2	19,24
Вимикач ВВЕ-10 - 45	54,5	3,27
Приєднання з масляними вимикачами	32.6	36,344
Всього на підстанції		271,054

Результати розрахунку кошторису річних експлуатаційних витрат зводимо в таблицю 6.5.

Таблиця 6.5 – Кошторис річних експлуатаційних витрат

№	Стаття витрат	Витрати, тис. грн	Відсотки до загального, %
1	Основна і допоміжна зарплата	582, 604	36,6
2	Нарахування на заплату	460, 257	28,9
3	Експлуатаційні матеріали	87,391	5,5
4	Амортизаційні відрахування	271,054	17,0
5	Матеріали, запасні частини	107,874	6,8
6	Інші витрати	80,905	5,2
7	Разом	1590,085	100

6.2 Визначення собівартості передачі та розподілу електроенергії

Плата за електроенергію, яка отримується відділенням визначається по формулі:

$$П = Ц_{\text{ex}} \cdot E_{\text{отрим}}, \quad (6.4)$$

де, $Ц_{\text{ex}}$ – вартість 1 кВт·год електроенергії, *грн/кВт·год*. Згідно даних Обленерго $Ц_{\text{ex}} = 2,24 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$;

$E_{\text{отрим}}$ – кількість електроенергії, яка розподіляється тяговою підстанцією

Отже, плата за отриману електроенергію складе:

$$П = 2,24 \cdot 9552290,9 = 21397131,6 \text{ грн.}$$

Собівартість розподілу однієї кіловат-години корисного споживання електроенергії:

$$C_{\text{розп}} = \frac{B_{\text{експ}}}{E_{\text{річне}}}, \quad (6.5)$$

де $B_{\text{експ}}$ – річні експлуатаційні витрати, *грн*.

$$\text{отже, } C_{\text{розп}} = \frac{1590085}{21397131,6} = 0.074 \text{ грн / кВт} \cdot \text{год.}$$

Собівартість корисної одержаної електроенергії включає витрати тягової підстанції на оплату електроенергії, річні експлуатаційні витрати на утримання загальної схеми електропостачання.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Заходи з охорони праці та техніки безпеки на тяговій підстанції

Заходи пожежної безпеки на тяговій підстанції [25].

Забезпечення пожежної безпеки є складовою виробничої та іншої діяльності посадових осіб і персоналу енергетичних підприємств. Це відображається у трудових договорах (контрактах) та статутах підприємств.

Керівник тягової підстанції визначає обов'язки посадових осіб щодо забезпечення пожежної безпеки, призначає своїм наказом відповідальних за пожежну безпеку окремих будівель, споруд, приміщень, технологічного та інженерного обладнання, а також за утримання й експлуатацію технічних засобів протипожежного захисту.

На кожному енергетичному підприємстві необхідно розробити інструкції про заходи пожежної безпеки та інструкції для усіх пожежонебезпечних приміщень у відповідності з основними вимогами щодо документації з пожежної безпеки .

Інструкції періодично переглядаються на основі аналізу протипожежного стану об'єкта та відповідних наказів не рідше одного разу на 3 роки.

На підприємстві є встановлений відповідний протипожежний режим, яким визначені:

- можливість застосування відкритого вогню, побутових нагрівальних приладів;
- порядок проведення тимчасових пожежонебезпечних робіт (у тому числі зварювальних);
- правила проїзду та стоянки транспортних засобів;
- місця для зберігання і допустима кількість сировини, напівфабрикатів та готової продукції, які можуть одночасно бути у виробничих приміщеннях і на території;

- порядок прибирання горючого пилю й відходів, зберігання промасленого ганчір'я та спецодягу, очищення повітропроводів вентиляційних систем від горючих матеріалів;

- порядок відключення від мережі електрообладнання в разі пожежі;

- порядок огляду й зачинення приміщень після закінчення роботи;

- порядок проходження посадовими особами навчання та перевірки знань з питань пожежної безпеки, а також проведення з працівниками протипожежних інструктажів з призначенням відповідальних осіб за їх проведення;

- порядок організації експлуатації та обслуговування наявних технічних засобів протипожежного захисту (протипожежного водогону, насосних станцій, установок пожежної сигналізації, автоматичного пожежогасіння, димовидалення, вогнегасників тощо);

- порядок проведення планово-попереджувальних ремонтів та огледів електроустановок, опалювального, вентиляційного, технологічного та іншого інженерного обладнання;

- дії працівників у разі виявлення пожежі;

- порядок збирання складу добровільної пожежної дружини та відповідальних посадових осіб у разі виникнення пожежі, виклику вночі, у вихідні та святкові дні.

Відповідальними за пожежну безпеку окремих цехів, лабораторій, майстерень, складів і інших виробничих і допоміжних споруд підприємства є керівники цих структурних підрозділів або посадові особи, які виконують їхні обов'язки.

Керівники структурних підрозділів підприємства, а також інші посадові особи, відповідальні за пожежну безпеку, зобов'язані:

- забезпечити дотримання протипожежного режиму і виконання в установлені строки заходів, які підвищують пожежну безпеку;

- забезпечити справність і нормальну роботу технологічного обладнання відповідно до технологічних вимог і проектних рішень та негайно вживати

заходів до усунення виявлених несправностей, які можуть призвести до пожежі або загорання;

- організувати пожежно–технічне навчання персоналу і вимагати від нього дотримання протипожежного режиму та виконання встановлених вимог пожежної безпеки, особливо щодо технології виробництва;

- забезпечити контроль за виконанням вимог пожежної безпеки при проведенні ремонтних робіт, а також відключення електромережі після закінчення роботи;

- забезпечити утримання в справному стані і постійну готовність до дії всіх засобів виявлення та гасіння пожежі;

- при виявленні пожежі негайно викликати пожежний підрозділ, оповістити керівництво підприємства та організувати гасіння пожежі й евакуацію персоналу (при потребі).

Контроль за станом охорони праці на підприємстві [25].

До основних форм контролю за станом охорони праці на тяговій підстанції належать:

- оперативний контроль, що проводиться службою охорони праці підприємства (інженер з охорони праці).

- громадський контроль.

- адміністративно-громадський три ступеневий контроль.

Оперативний контроль з боку керівників робіт і підрозділів підприємства проводиться згідно із затвердженими посадовими обов'язками. Служба охорони праці контролює виконання вимог безпеки праці у всіх структурних підрозділах та службах підприємства. У справі створення здорових та безпечних умов праці значна роль відводиться громадському контролю, який здійснюється комісією з питань охорони праці підприємства та громадськими інспекторами з охорони праці.

Контроль за станом охорони праці на підприємстві проводиться на трьох рівнях.

На першій ступені контролю майстер спільно з громадським інспектором профгрупи щоденно перевіряють стан охорони праці на виробничій дільниці.

На другій ступені – начальник цеху спільно з громадським інспектором два рази в місяць перевіряють стан охорони праці згідно із затвердженим графіком.

На третій ступені контролю щомісячно (згідно із затвердженим графіком) комісія підприємства під керівництвом головного інженера перевіряє стан охорони праці на підприємстві.

Результати роботи комісії фіксуються в журналі триступеневого контролю і розглядаються на нараді. За результатами наради видається наказ по підприємству. Комісія створюється на підприємстві з числом працюючих 50 і більше чоловік. Комісія охорони праці формується зі спеціалістів, які мають вищу освіту та стаж роботи за профілем не менше 3-х років.

Навчання та систематичне підвищення рівня знань працівників населення України з питань охорони праці – один з основних принципів державної політики в галузі охорони праці. Фундаментальній основі безпеки праці – необхідна умова вдосконалення управління охороною праці й безпеки ефективної профілактичної роботи щодо запобігання аварій і травматизму на виробництві.

Основні напрямки та положення щодо навчання з питань охорони праці визначені «Типовим положенням про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці» – НПАОП 0.00-4.36-05.

На підприємствах розробляються й затверджуються наказом керівника відповідні положення підприємств та формуються плани–графіки проведення навчання й перевірки знань працівників з охорони праці. Навчання з питань охорони праці та відповідна перевірка знань можуть проводитися як традиційними методами так і з використанням сучасних технічних засобів навчання. Формою перевірки знань з питань охорони праці працівників є іспит, який проводиться за екзаменаційними білетами у вигляді усного опитування.

Результати перевірки знань працівників із питань охорони праці оформляються відповідним протоколом.

Навчання й перевірка знань із питань охорони праці посадових осіб і спеціалістів проводяться до початку виконання ними своїх обов'язків, а також періодично – один раз на три роки. Посадові особи й спеціалісти проходять навчання з питань охорони праці в галузевих навчальних закладах, які в установленому порядку одержали дозвіл органів «Держгірпромнагляд» на проведення відповідного навчання. Перевірка знань цієї категорії посадових осіб і спеціалістів проводиться комісією відповідного вищого органу.

Посадові особи й спеціалісти в службові обов'язки яких входить безпосереднє виконання робіт підвищеної небезпеки. При прийнятті на роботу проходять на підприємстві попереднє спеціальне навчання й перевірку знань із питань охорони праці, а надалі – періодичні перевірки знань не менше одного разу на рік.

Заходи щодо захисту від ураження електричним струмом [25].

Тягові підстанції в системі електропостачання електрифікованих залізниць перетворюють трифазний змінний струм, що отримується від енергосистем, в однофазний змінний струм напругою 27,5 кВ або в постійний струм напругою 3,3 кВ.

Тягові підстанції підрозділяються на опорні та проміжні залежно від схеми первинного електропостачання.

Опорні тягові підстанції служать для розподілу електроенергії, що поступає від електричної системи; від їх шин відходять лінії електропередачі для живлення інших тягових підстанцій. Опорною вважається підстанція, до шин 110-220 кВ якою приєднується не менше трьох живлячих ліній електропередачі.

Проміжні підстанції можуть бути проміжними або транзитними. Проміжні підключаються до відгалуження від ліній електропередачі, а транзитні – в розтин живлячих високовольтних ліній.

Правила електробезпеки на тяговій підстанції визначають два види заходів, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках:

- 1) організаційні заходи;
- 2) технічні заходи і засоби захисту.

До організаційних заходів належать:

а) вимоги до електротехнічного персоналу:

- вік персоналу для самостійної роботи повинен бути не менше 18 років;
- персонал повинен бути здоровий, не мати каліцтв, що перешкоджають роботі в електроустановках залізничного транспорту;

- персонал повинен бути навчений, мати кваліфікаційну групу, що свідчить про рівень знань у галузі правил експлуатації електроустаткування та техніки безпеки при експлуатації;

б) усі роботи в електроустановках виконуються, як правило, за нарядом, і тільки для оперативно–чергового персоналу допускається виконання робіт з усного розпорядження із записом в оперативному журналі.

До технічних заходів належать:

- відключення струмопровідних частин або устаткування, на яких будуть виконуватися ремонтні роботи або роботи з налагодження;

- встановлення попереджувальних, забороняючих плакатів і огорожень місця роботи;

- перевірка відсутності напруги;

- накладення переносних захисних заземлень на відключені струмопровідні частини з усіх боків, звідки може надходити напруга. Більшість нещасних випадків на виробництві виникають через невиконання організаційних заходів.

Захисними засобами в електроустановках залізничного транспорту називаються прилади, апарати, переносні пристосування й пристрої, що служать для захисту персоналу, який працює в електроустановках, від ураження електричним струмом, а також від впливу електричної дуги. Вони поділяються на ізолюючі, огорожувальні та допоміжні.

Ізолюючі захисні засоби – це засоби, виготовлені з ізоляційного матеріалу (бакеліт, текстоліт, фарфор, гума, пластмаса та ін.). Вони, у свою чергу, поділяються на основні й додаткові.

Основні захисні засоби – це такі, ізоляція яких надійно витримує робочу напругу електричної установки. За допомогою основних засобів можна торкатися струмопровідних частин, що знаходяться під напругою. До них відносяться: оперативні і вимірювальні штанги; ізолюючі і струмовимірні кліщі; покажчики напруги; спеціальні пристрої для ремонтних робіт (ізолювання майданчика, східці, ланки телескопічних вишок і т. п.). В установках до 1000 В основними захисними засобами є: діелектричні рукавички; інструмент з ізольованими ручками (заводського виготовлення); індикатори.

Додаткові захисні засоби – це такі засоби, що не гарантують надійну ізоляцію від робочої напруги і є додатковим заходом. До них належать:

- в установках вище 1000 В – діелектричні рукавички, діелектричні боти, діелектричні килими; ізолюючі підставки на порцелянових ізоляторах;
- в установках до 1000 В – діелектричні калоші, діелектричні килимки, ізолюючі підставки.

Огороджувальні захисні засоби. До них належать: ширма, бар'єри, щити, сітки; ізолюючі накладки і ковпаки (з ізоляційного матеріалу); переносні захисні заземлення; попереджувальні, забороняючі плакати.

Допоміжні захисні засоби. Застосовуються для захисту від падіння з висоти (захисні пояси, страхувальні канати), підйому на висоту (пазурі, східці, драбини), захисту від світлових, теплових, механічних, хімічних впливів електричного струму (захисні окуляри, протигази, рукавиці, фартухи, костюми, спецвзуття та ін.).

Використання засобів захисту на тяговій підстанції забезпечить безпеку експлуатації обладнання і захист персоналу від ураження електричним струмом.

7.2 Заходи щодо підвищення стійкості роботи тягової підстанції за умов надзвичайних ситуацій

Для підвищення стійкості роботи об'єктів залізничного транспорту передбачається здійснення комплексу інженерно-технічних і організаційних заходів [26].

Під стійкістю роботи об'єкта слід розуміти здатність безперебійно виконувати задані функції за умов впливу надзвичайних ситуацій, пристосованість об'єкта до швидкого відновлення у разі заподіяних ушкоджень. Цей вид стійкості іноді називають технологічною стійкістю об'єкта [26].

Що стосується діяльності транспорту, зокрема залізничного транспорту, під стійкістю роботи об'єкта слід розуміти його спроможність продовження процесу перевезень [26].

До особливо важливих об'єктів залізничного вузла слід віднести: основні залізничні шляхи, пристрої зв'язку, стрілочні розв'язки, штучні споруди, пристрої електропостачання; до менш важливим – локомотивне та вагонне депо, складські приміщення, пасажирські будинки (без вузла управління та зв'язку).

Стійкість роботи об'єкта загалом залежить від багатьох чинників, навіть від місця розташування, характеру й важливості виконуваних робіт.

Заходи підвищення стійкості роботи об'єктів складаються з комплексу інженерно-технічних і організаційних заходів.

Організаційні заходи – заходи, необхідні для змін або пристосування роботи об'єкта до умов воєнного часу [26].

До інженерно-технічних заходів відносяться заходи, необхідні для підвищення стійкості інженерно-технічного комплексу об'єкта, його технологічного процесу. Такі заходи, зазвичай, виконуються завчасно за типовими чи індивідуальними проектами та потребують значних коштів. До

них можна віднести будівництво захисних споруд, будівництво обходів залізничних вузлів, кільцювання енергетичних мереж, тощо.

У зв'язку з тим, що об'єкти залізничного транспорту за своїм призначенням, розмірами, конструктивними та технологічними особливостями відрізняються один від одного, виробити єдині, типові для всіх об'єктів заходи щодо підвищення стійкості роботи неможливо. На кожному об'єкті характер і масштаби інженерно-технічних і організаційних заходів будуть різними, властиві лише даному об'єкту [26].

Проте, основні шляхи (напрями) розв'язання цих заходів є загальними, спільними для ряду об'єктів.

Інженерно–технічні заходи вимагають великих матеріальних витрат і часу. Тому, дуже важливо при проектуванні об'єкта залізничного транспорту враховувати заходи щодо підвищення стійкості роботи.

Захист робочих, службовців, членів сімей і пасажирів у разі виникнення надзвичайних ситуацій мають першочергового значення для стійкості роботи об'єкта.

До способів захисту людей відноситься: своєчасне оповіщення про загрозу виникнення надзвичайної ситуації; безпосередня близькість до місця праці та проживання достатньої кількості захисних споруд для укриття; забезпечення чергового персоналу об'єкта (склад працівників, що обслуговують поїзди) індивідуальними укриттями; вчасне й організоване проведення евакуації та розосередження населення; наявність підготовлених формувань МНС; наявність завчасно розроблених графіків робочих змін [26].

Захист інженерно–технічного комплексу об'єкта досягається забезпеченням однакової міцності всіх елементів об'єкта за рахунок підвищення стійкості найслабших елементів; організацією захисту цінного і унікального устаткування шляхом його укриття чи встановленням спеціальних захисних пристосувань; проведенням спеціальних заходів захисту радіотехнічних і електронних пристроїв від проникаючої радіації та електромагнітного імпульсу ядерного вибуху; будівництвом підземних споруд і

розміщенням пристроїв об'єкта під землею; розподіл розміщення окремих елементів об'єкта; будівництвом дублюючих споруд і пристроїв об'єкта; створенням резервів потужності основних елементів (пристроїв) і об'єкта загалом [26].

Підвищення стійкості управління та зв'язку на об'єкті залізничного транспорту досягається шляхом: створення добре захищеного та дубльованого зв'язку, здатного успішно працювати за умов надзвичайних ситуацій; заміни повітряних ліній зв'язку кабельними підземними лініями; визначення чітких функцій підрозділам об'єкту та окремим посадовим особам у надзвичайних ситуацій; розробка режимів і графіків виробничої роботи об'єкта у надзвичайних ситуацій, готовність керівного складу об'єкта під час надзвичайних ситуацій; широкого впровадження сучасних, надійних і добре захищених систем управління та зв'язку на період надзвичайних ситуацій [26].

Важливе значення в розробці й виконанні заходів захисту на об'єктах залізничного транспорту приділяється питанням недопущення виникнення вторинних чинників ураження (пожеж, вибухів, розливу сильнодіючих отруйних речовин), що призводить до припинення руху поїздів.

Підвищення стійкості електропостачання об'єкта передбачає забезпечення безперебійного постачання електроенергією, газом, стиснутим повітрям, парою й водою з дублюванням джерел отримання в укриттях та комунікаціях [26].

Стійкість електропостачання об'єкта залізничного транспорту забезпечується заміною односторонньої схеми електропостачання на двосторонню чи кільцеву; створення резервних і пересувних джерел енергії, захистом системи енергопостачання від землетрусу, повені та інших надзвичайних ситуацій, заміною повітряних комунікацій підземними кабельними лініями.

Підвищення стійкості матеріально-технічного постачання об'єкта забезпечується створенням розподілених запасів палива, сировини й матеріалів; надійним забезпеченням шляхом дублювання транспортних розв'язок об'єкта з

постачальниками запасними частинами та матеріалами; розробкою заходів у разі переходу роботи об'єкта на інший вид тяги, палива й сировини [26].

Створення протипожежної захисту та охорони об'єкта передбачає: суворе виконання встановлених нормативів щодо щільності забудови, наявність широких магістралей; будівництво штучних водоймищ і ставків; спорудження будинків та житлових споруд із важко займистих матеріалів і конструкцій; застосування вогнестійких покриттів для конструкцій; будівництво віддалених від об'єкта складів паливно-мастильних та інших вогнебезпечних і вибухонебезпечних матеріалів; організацію надійної охорони об'єкта.

Організація рятувальних і невідкладних аварійно-відбудовних робіт та швидкого відновлення технологічного процесу виробництва передбачає: завчасну розробку найімовірніших схем відновлення об'єкта, які забезпечують якнайшвидше відкриття наскрізного руху поїздів; створення умов та підготовку формувань МНС щодо рятувальних і невідкладних аварійно-відбудовних робіт та швидкого відновлення; створення запасів конструкцій, матеріалів і устаткування, необхідних для відновлення; розробку заходів із безаварійної зупинки технологічного процесу при раптовому виникненні надзвичайної ситуації [26].

Здійснення всіх перерахованих вище заходів сприяє підвищенню стійкості роботи тягової підстанції за умов надзвичайних ситуацій.

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Заходи з екологічної безпеки на тягових підстанціях

Вплив підприємств залізничного транспорту на стан довкілля незначний в порівнянні з іншими видами транспорту. Зокрема, на залізниці, від загальних обсягів по Україні, припадає тільки 0,04% використання земель, 0,18% свіжої води, менше 0,06% усіх скидів зворотних вод у водойми, 0,035% скидів забруднених зворотних вод у водойми, 0,26% викидів від стаціонарних та 2,7% від пересувних джерел викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря, 0,36% загальнодержавних об'ємів утворення відходів [27].

До того ж, витрачають залізниці на реалізацію природоохоронних заходів щороку понад 4% капітальних інвестицій від загальних витрат по Україні.

Завдяки виваженому поєднанню у вирішенні економічних та екологічних проблем щорічно зростають вкладання коштів залізниць на реалізацію заходів з охорони навколишнього природного середовища. У 2016 році залізницями загалом витрачено на реалізацію заходів з екологічної безпеки 616,46 млн. грн. власних коштів, що на 86,8 млн. грн., або на 16,4% більше ніж у 2007 році.

Реалізуючи природоохоронні заходи на місцях, підприємствами галузі було модернізовано та відремонтовано системи очищення стічних вод, створювалися зони санітарної охорони водозаборів, здійснювалися роботи з електрифікації та заходи із зменшення викидів у атмосферне повітря, з охорони земель, надр, рослинного та тваринного світу, з утилізації та переробки відходів, впроваджувалися енергозберігаючі технології, оснащувалися лабораторії для здійснення контролю за впливом на довкілля [27].

Характерною особливістю впливу підприємств електроенергетичної галузі на екологію є його багатоплановість (одночасний вплив на різні компоненти оточуючого середовища атмосферу, гідросферу, біосферу та населення), різноманітність характеру (відчуження територій, спотворення

ландшафтів, механічні порушення, хімічне забруднення, теплові, акустичні та інші фізичні впливи) [27].

Наслідком усіх цих негативних впливів на природне середовище з боку підприємств електроенергетичної галузі є щорічні економічні збитки, які спричиняються безпосереднім впливом на довкілля електричних підстанцій та транспортуванням електроенергії, енергоносіїв і продуктів їх переробки.

Вплив електричних мереж на довкілля визначається впливом електричного поля, використання земельних ресурсів, порушення природних ландшафтів.

Електричне поле високовольтних ліній електропередачі (ВЛ) – це шкідливий, біологічно активний фактор, що впливає на людину і довкілля.

Мережа ліній електропередачі, яка складається з повітряних високовольтних ліній електропередачі та електричних підстанцій, до складу яких можуть входити: розподільні пристрої, перетворювачі електроенергії, трансформатори, випрямлячі та інші пристрої та споруди, є джерелом електромагнітного випромінювання [27].

Найбільш характерним екологічними проблемами, з якими доводиться зіштовхуватися при проектуванні та будівництві ВЛ, є такі [27]:

- відчуження та вилучення земель, вирубка лісових насаджень, обмеження господарської діяльності в зоні відчуження землі для ВЛ;
- шкідливий вплив електромагнітного поля понад- і ультрависокої напруги на біосферу;
- виникнення радіоперешкод;
- акустичні шуми, створювані ВЛ, погіршення роботи засобів зв'язку, погіршення естетичного сприйняття ландшафту в місцях проходження трас ВЛ.

Лінії електропередачі, підстанції, пристрої та насамперед ВЛ створюють у навколишньому середовищі електричне поле (ЕП), напруженість якого знижується в міру віддалення від них. Електричне поле, в залежності від його рівня, може здійснювати шкідливий вплив на людину. Розрізняють такі види впливу [27]:

– безпосередній вплив, який проявляється при перебуванні в ЕП, причому ефект впливу посилюється зі збільшенням напруженості поля і часу перебування в ньому;

– вплив електричних розрядів (імпульсного струму), які виникають при дотику людини до незаземлених конструкцій, корпусів машин і механізмів на пневматичному ході і протяжних провідників або при дотику людини, ізолюваної від землі, до рослин, заземлених конструкцій та інших заземлених об'єктів;

– вплив струму, який проходить через людину, що знаходиться в контакті з ізолюваними від землі об'єктами (великогабаритними предметами, машинами і механізмами, протяжними провідниками), - струму стікання.

Крім того, ЕП може спричиняти займання або вибух випарів легкозаймистих речовин внаслідок виникнення електричних розрядів при контакті предметів і людей з машинами і механізмами.

З метою захисту населення від впливу ЕП встановлюються санітарно-захисні зони.

Санітарно-захисною зоною вважається територія, на якій напруженість ЕП перевищує 1 кВ/м.

Захисту навколишнього середовища на тяговій підстанції сприяють комплексні роботи з благоустрою території та ліквідації стихійних сміттєзвалищ, що створюються місцевим населенням.

З метою енергозбереження та зменшення викидів в атмосферу замінюються двигуни спеціального транспорту, застосовуються спеціальні присадки для дизельного пального та впроваджуються прилади контролю за витратами палива [27].

Проведені заходи з охорони навколишнього природного середовища дозволили зменшити використання свіжої води на виробничі потреби. зменшилося використання дизельного пального, що сприяло зменшенню викидів забруднюючих речовин в атмосферне повітря від пересувних джерел забруднення, поліпшується ситуація у сфері поводження з відходами.

З цього можна зробити висновок, що охорона довкілля – це комплексні заходи, по раціональному використанню природних ресурсів, їх збереженню і примноженню, а також забезпечення екологічної безпеки. Основною метою є звести до мінімуму шкідливі дії на довкілля.

Повітряні лінії електропередачі і підстанції в нормальному режимі експлуатації слабо забруднюють навколишнє природне середовище. По специфічному впливу на екологію електричні мережі можна віднести до «м'яких». Забруднення водного, повітряного середовища і ґрунту, як правило, відбувається лише під час будівництва і частково при ремонтних роботах.

До специфічних впливів повітряних ліній електропередачі та підстанцій відносяться: електромагнітні поля, акустичний шум, озон, оксиди азоту, електричне враження птахів, що сідають на дроти, ізолятори та конструкції опор [27].

Особливо негативно впливають на живу природу (за певних умов) електричні і магнітні поля. Захистом від цих впливів є дотримання гранично допустимих рівнів (ГДР) напруженості електричного поля, визначених «Санітарними нормами і правилами захисту населення від впливу електричних полів, створюваних високовольтними лініями промислової частоти».

Як гігієнічні норми ці ГДР мають сенс, але як екологічні – практично ні, оскільки не враховують специфіку конкретних біоценозів [27].

Виправданням застосування зазначених ГДР напруженості електричного поля в якості природоохоронних є екологічно безпечна тривала експлуатація великого числа повітряних ліній. Однак вплив ГДР нічим не підтверджено, оскільки гідросфера – не місце існування людини.

Таким чином, необхідно розробити системи об'єктивних екологічних нормативів, визначити допустимі межі втручання людини в хід природних процесів на відповідній території та інших середовищах. Встановлюючи ГДР по електричним і магнітним полям потрібно мати засоби вимірювання нормованих величин [27].

Такі вимірювання напруженості електричних і магнітних полів, а також метрологічні установки для їх атестації є розроблені.

В даний час випущена партія вимірювачів електричних полів, але ними оснащені далеко не всі мережеві підстанцій та санітарні служби.

Найбільш істотно повітряні лінії та підстанції впливають на орнітофауну. Вибір трас повітряних ліній і розміщення тягових підстанцій слід проводити з урахуванням місць розселення і шляхів міграції птахів, а також в залежно від їх складу і цінності. Захист птахів полягає в створенні умов, що виключають їх гніздування на опорних конструкціях, а також в реалізації технічних рішень, що перешкоджають перекриттю ізоляційних проміжків тушками птахів. Крім того, необхідно регіональний видовий склад орнітофауни.

Не специфічний негативний вплив на навколишню природу виявляється в основному при спорудженні повітряних ліній і тягових підстанцій в результаті вирубки лісу, відчуження певної території під конструкції, порушенні стійкості поверхневого шару ґрунту в тундрі, лісотундрі, напівпустелях, гірських районах, розвитку ерозійних і зсувних процесів, обмеження використання землі в охоронній зоні.

Мінімальний збиток для природного середовища забезпечується ландшафтно-екологічним супроводом повітряних ліній на всіх стадіях її спорудженні та функціонування. Основою такого супроводу є регіональна ландшафтно-екологічна інформація багатоцільового призначення.

Ландшафтно-екологічні карти можуть служити основою вибору природоохоронних заходів на всіх стадіях проектування, будівництва та експлуатації електричних мереж, в тому числі при її розширенні і технічному переозброєнні. Природоохоронні заходи повинні не тільки забезпечувати захист природних систем від впливу повітряних ліній і тягових підстанцій, але і виключати негативний вплив навколишнього середовища на нормальну роботу електропередачі [27].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

У дипломній роботі вирішено практичну проблему забезпечення надійності роботи силового обладнання тягової підстанції на основі проведення модернізації силових агрегатів та впровадження заходів обслуговування та діагностики стану силових трансформаторів.

1. Проведена оцінка надійності силового обладнання системи тягового електропостачання та аналіз системи електропостачання тягової підстанції «Тернопіль» дозволив встановити інтенсивне зношення, що вимагає його модернізація для забезпечення надійності.

2. Проведені розрахунки електричних навантажень тягової підстанції та власних потреб підстанції дозволили обґрунтувати для забезпечення надійності заміну існуючих трансформаторів тягової підстанції та силових агрегатів.

3. Проведені розрахунки електричних захистів фідерів контактної мережі тягових підстанцій та власних потреб підстанції. На основі технологічних розрахунків запропоновано обладнання щодо захисту фідерів тягової підстанції.

4. Проведений аналіз покращення показників надійності агрегатів тягової підстанції при встановленні ефективного обладнання захисту фідерів від коротких замикань та перенапруги.

5. Визначені методологічні підходи до оцінки надійності регулювальних пристроїв системи електропостачання тягової підстанції при здійсненні регулювання режимів.

6. Складена структурно-логічна схема розрахунку показників надійності системи електропостачання тяги поїздів постійного струму.

7. Розрахована ймовірність відмови підсистеми регулювання напруги знижувальних та перетворювальних трансформаторів які працюють паралельно. Сумарна ймовірність безвідмовної роботи підсистеми регулювання

напруги за допомогою пристроїв РПН становить $p_U = 0,959029$, що свідчить про високу надійність.

8. Запропоновані методи обслуговування та діагностики стану силових трансформаторів тягової підстанції. Розглянуто ефективність застосування методу тепловізійного діагностування, методу низьковольтного частотного аналізу, акустично-емісійного методу.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Практичні рекомендації з технолого-економічного управління експлуатаційною роботою залізниць. ЦД-0068: Затв. Наказом Укрзалізниці від 10.11.2006 №412-Ц [Текст] / розроб. В.О. Шиш. – К.: Мін-во трансп. та зв'язку України. Держ. адмін. заліз. трансп. України. Укрзалізниця. Голов. упр. перевезень. – 2007. – 56 с.
2. Технологічні карти з капітального, поточного ремонтів і профілактичних випробувань специфічного обладнання тягових підстанцій електрифікованих залізниць [Текст] / розроб. ВАТ „Укртрансprojekt”. – К.:Укрзалізниця. Головне управління електрифікації та електропостачання. – 2008. – 107 с.
3. Рекомендації з техніко-економічних розрахунків окремих показників експлуатаційної роботи залізниць. ЦД-0037: Затв. Наказом Укрзалізниці від 18.06.2001 № 329-Ц [Текст] / розроб. О.Ф. Вергун, Л.Ю. Гаркуша. – К.: Транспорт України. – 2001. – 64 с.
4. Інструкція з класифікації, розслідування, обліку та аналізу порушень нормальної роботи пристроїв електропостачання залізниць. ЦЕ-0013: Затв.: Наказ Укрзалізниці від 19.12.2005 р. № 408-Ц [Текст] / Головне управління електрифікації та електропостачання. – К.: Мін-во трансп. України. Держ. адмін. заліз. трансп. України. Укрзалізниця. – 2006. – 36 с.
5. Кузнецов В.Г. Надійність і діагностика пристроїв тягового електропостачання [Текст]: навчальний посібник / В.Г. Кузнецов, О.Г. Галкін, О.В. Єфімов, О.О. Матусевич. – Дніпропетровськ: Вид-во Маковецький. – 2009. – 248 с.
6. Полях О.М. Аналіз систем діагностування тягових трансформаторів / О.М. Полях / Энергетика «Энергосбережение, энергетика, энергоаудит. – № 6 (112). – 2013. – С. 38-45.
7. Прохорский, А.А. Тяговые и трансформаторные подстанции [Текст] / А.А. Прохорский. – М.: Транспорт. – 1983. – 496 с.

8. Давыдова И.К. Справочник по эксплуатации тяговых подстанций и постов секционирования [Текст] / И.К. Давыдова, Е.И. Попов, В.М. Эрлих. – М.: Транспорт, – 1978. – 416 с.
9. Шабалин, Н.Г. Новые возможности диагностики полупроводниковых преобразователей [Текст] / Н.Г. Шабалин, С.М. Курмашев, Е.Б. Зазыбина // Локомотив – 2002. – № 7.
10. Воронов М.М., Ляшук В.М. Дослідження можливості використання технічних заходів, що підвищують надійність тягових агрегатів / М.М. Воронов, В.М. Ляшук // Електрифікація транспорту. – № 1. – 2011. – С. 35-38.
11. Кузнецов В.Г. Учет надежности систем тягового электроснабжения при регулировании их режимов / В.Г. Кузнецов // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. « Энергосберегающие технологии и оборудование. – № 57. – 2012. – С. 20-24.
12. Reliability evaluations of railway power supplies by fault-tree analysis [Текст] / Chen, S K, Ho, T K, and Mao, B H // Electric Power Applications, IET. – 2007. – №2. – С. 161-172.
13. Кузнецов В.Г. Надійність і діагностика пристроїв тягового електропостачання [Текст]: навчальний посібник / В.Г. Кузнецов, О.Г. Галкін, О.В. Єфімов, О.О. Матусевич. – Дніпропетровськ: Вид-во Маковецький. – 2009. – 248 с.
14. Абдурахманов А.М. Разработка моделей надёжности коммутационного оборудования и рекомендаций по их применению в задачах электроэнергетики [Текст]: Автореф. дисс. ... канд. техн. наук: 05.14.02 / А.М. Абдурахманов; [ГОУ МЭИ]. – М. – 2008. – 20 с.
15. Фигурнов, Е.П. Релейная защита. Учебник для студентов электротехнических и электромеханических специальностей транспортных и других вузов [Текст] / Е.П. Фигурнов. – К.: Транспорт Украины. – 2004. – 213 с.
16. Сердинов С.М. Повышение надёжности устройств электроснабжения электрифицированных железных дорог [Текст] / С.М. Сердинов. – М.: Транспорт. – 1985. – 407 с.

17. ДСТУ 2860-94. Надійність техніки. Терміни та визначення [Текст] / – К.: Держстандарт України. – 1994. – 76 с.
18. Федоров А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий [Текст]: учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Л. Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
19. Бурбело М. Й. Електропостачання промислових підприємств (Курсове проектування) [Текст]: навч. посібник для студ. енергет. спец. / М. Й. Бурбело. – Вінниця: Вінницький держ. технічний ун-т. – 1998. – 103 с.
20. Беркович М.А. Основы автоматизации энергосистем / М.А. Беркович, А.Н. Комаров, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат. – 1981. – 433 с.
21. Андреев В. А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения [Текст] : учебник для вузов / В. А. Андреев. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Высшая школа. – 1985. – 391 с.
22. Ефимов А.В., Галкин А.Г. Надежность и диагностика систем электроснабжения железных дорог. [текст] / А.В. Ефимов, А.Г. Галкин. – М.: УМК МПС России. – 2000. – 176 с.
23. Бурбело М. Й. Математичні задачі електроенергетики. Математичне моделювання електропостачальних систем: навчальний посібник / М. Й. Бурбело. – Вінниця : ВНТУ. – 2016. – 185 с.
24. Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: економіка енергетики. Режим доступу: http://pidruchniki.com/73805/ekonomika/organizatsiyno-ekonomichni_zahodi_instrumenti_zabezpechennya_nadiynosti_elektropostachannya
25. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. . Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] // М-во палива та енергетики України. – Х.: Індустрія : Енергетичні рішення. – 2012. – 318 с.

26. Атаманчук П.С., Мендерецький В.В., Панчук О.П., Чорна О.Г. Інтегрований курс безпеки життєдіяльності (теоретичні основи): Навч. посіб. / П.С. Атаманчук, В.В. Мендерецький, О.П. Панчук, О.Г. Чорна. – Кам'янець-Подільський. – 2009. – 200 с.

27. Сухарев, С.М. Техноекологія та охорона навколишнього середовища [Текст]: навч. посібник / С.М. Сухарев. – Л.: –Новий світ-2000. – 2004. – 256 с.