

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту (роботи)

магістр

(освітній (освітньо-кваліфікаційний) рівень)

на тему: **Розробка заходів із підвищення надійності електропостачання трансформаторної підстанції 110/10 кВ**

Виконав: студент VI курсу, групи ЕЕМ-61

напряму підготовки (спеціальності) 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Долопікула В. М.

(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник

Бабюк С. М.

(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль

Вакуленко О. О.

(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент

(підпис) (прізвище та ініціали)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

Кафедра Електричної інженерії

Освітній рівень магістр

Напрямок підготовки _____

(шифр і назва)

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри д.т.н., проф. М.Г. Тарасенко

«02» вересня 2019 р.

ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТУ

Долопікулі Вініті Мирославівні

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Розробка заходів із підвищення надійності електропостачання трансформаторної підстанції 110/10 кВ

Керівник проекту (роботи) Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.

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

Затверджені наказом по університету від «23» серпня 2019 року № 4/7-731

2. Термін подання студентом проекту (роботи) 20 грудня 2019 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Електрично-принципова схема підстанції, графіки електричних навантажень підстанції, значення активних та реактивних опорів мережі, технічна документація на вакуумні вимикачі, технічна документація на мікропроцесорні реле

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, слайдів)

1. Електрична схема ПС 110/10 кВ

1л. ф – А1

2. План підстанції

1л. ф – А1

3. Розріз ПС 110/10 кВ по комірці РП ВН. Схема заповнення РП НН

1л. ф – А1

4. Електрично-принципова схема власних потреб ПС 110/10 кВ

1л. ф – А1

5. Схема релейного захисту силового трансформатора

1л. ф – А1

6. Схема грозозахисту та захисного заземлення ПС 110/10 кВ

1л. ф – А2

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

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

7. Дата видачі завдання **02 вересня 2019 року**

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Термін виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Вступ	15.09.2019	
2	Аналітична частина	25.09.2019	
3	Науково-дослідна частина	10.10.2019	
4	Технологічна частина	01.11.2019	
5	Проектно-конструкторська частина	20.11.2019	
6	Спеціальна частина	01.12.2019	
7	Обґрунтування економічної ефективності	10.12.2019	
8	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2019	
9	Екологія	10.12.2019	
10	Висновки	15.12.2019	
11	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2019	
12	Оформлення графічної частини	20.12.2019	

Студент _____
(підпис)

Долопікула В. М. _____
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи) _____
(підпис)

Бабюк С. М. _____
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Долікула В. М. "Розробка заходів із підвищення надійності електропостачання трансформаторної підстанції 110/10 кВ." 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕм-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2019.

Стор.– 115; рис. - 18 табл. - 39; креслень - 6; джерел - 19; додатків - .

Основною метою роботи є аналіз та розробка заходів для підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції шляхом модернізації основних складових частин системи електропостачання, що дозволить знизити втрати електричної енергії, підвищити надійність електропостачання споживачів.

Вибрано сучасне електротехнічне обладнання для усіх ступенів напруги і перевірено на дію струмів короткого замикання.

Виконаний короткий розрахунок параметрів проектованої повітряної лінії електропередачі 110 кВ.

Перевірені силові трансформатори на аварійне і систематичне перевантаження по зимовому добовому графіку навантажень підстанції.

В якості пристроїв релейного захисту і автоматики застосовані мікропроцесорні захисту електрообладнання фірми «Бреслер». Зроблені розрахунки основних параметрів релейного захисту.

Зроблений розрахунок навантаження власних потреб підстанції і вибрано відповідні трансформатори.

Перелік ключових слів: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕННЯ, РОЗПОДІЛЬНИЙ ПРИСТРІЙ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ЗАЗЕМЛЕННЯ.

ANNOTATION

Dolopikula V. Development of activities for increasing the reliability of the transformer substation 110/10 kV power supply. 141 Electrical Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics. Ternopil Ivan Puluj National Technical University. Faculty of Applied Information Technologies and Electrical Engineering. Chair of Electrical Engineering EEM-61. – Ternopil.: TNTU, 2019.

Page – 115; Illustrations – 18; Tables – 39; Blueprints – 6; Sources – 19; Applications – -.

The primary purpose of work are an analysis and development of measures for the increase of reliability of work of transformer substation by modernisation of basic component parts of the system of power supply, that will allow to bring down the losses of electric energy, promote reliability of power supply of consumers.

A modern electrical engineering equipment is chosen for all degrees of tension and it is checked for the action of currents of short circuit.

Executed short calculation of parameters of the designed air-track of electricity transmission of 110 kV.

The tested power transformers are on an emergency and systematic overload on winter day's chart of loading of substation.

As devices of relay defence and automation the microprocessor to defence electrical equipments of firm «Бреслер» are applied. Figured on basic parameters of relay defence.

Done calculation of loading of own necessities of substation and corresponding transformers are chosen.

Keywords: POWER SUPPLY, TRANSFORMER SUBSTATION, GRAPHIC ARTS of LOADING, DISTRIBUTIVE DEVICE, RELAY DEFENCE, GROUNDING.

ЗМІСТ

ВСТУП	<u>7</u>
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	<u>10</u>
1.1 Коротка характеристика об'єкту модернізації	<u>10</u>
1.2 Переваги та недоліки використання цифрових реле	<u>12</u>
1.3 Обґрунтування доцільності модернізації трансформаторної підстанції	<u>15</u>
2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	<u>18</u>
2.1 Оцінка надійності підстанції	<u>18</u>
2.2 Розрахунок показників надійності елементів схеми	<u>19</u>
2.2.1. Модель відмов і відновлення силового трансформатора	<u>19</u>
2.2.2 Модель відмов автоматичного вимикача	<u>22</u>
2.2.3. Модель відмов повітряної лінії електропередач	<u>26</u>
2.2.4 Модель відмов і відновлення для роз'єднувачів	<u>29</u>
2.2.5 Модель відмов і відновлення для відділювачів і короткозамикачів	<u>30</u>
2.2.6 Модель відмов і відновлення для шин	<u>31</u>
3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	<u>33</u>
3.1 Обробка графіку навантажень споживачів і перевірка силових трансформаторів по навантаженню підстанції	<u>33</u>
3.2 Вибір головної схеми підстанції	<u>37</u>
3.3 Розрахунок параметрів проекрованої ПЛ-110 кВ	<u>37</u>
3.4 Розрахунок струмів короткого замикання	<u>39</u>
4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	<u>50</u>
4.1 Вибір основного електрообладнання і струмоведучих частин	<u>50</u>
4.1.1 Вибір гнучких шин 110 кВ	<u>50</u>
4.1.2 Вибір вимикачів на стороні ВН	<u>52</u>
4.1.3 Вибір роз'єднувачів на стороні ВН	<u>54</u>
4.1.4 Вибір трансформаторів струму на стороні ВН	<u>57</u>
4.1.5 Вибір трансформаторів напруги на стороні ВН	<u>61</u>
4.1.6 Вибір вимикачів на стороні НН	<u>63</u>

4.1.7	Вибір трансформаторів струму на стороні НН	<u>64</u>
4.1.8	Вибір трансформаторів напруги на стороні НН	<u>66</u>
4.1.9	Вибір обмежувачів перенапруги	<u>67</u>
4.2	Вибір релейного захисту і пристроїв автоматики	<u>68</u>
4.2.1	Розрахунок диференціального захисту трансформаторів	<u>68</u>
4.2.2	Розрахунок максимального струмового захисту	<u>71</u>
4.2.3	Захист від перевантаження	<u>72</u>
4.2.4	Газовий захист	<u>73</u>
4.2.5	Автоматичне включення резерву та автоматичне повторне включення	<u>74</u>
4.2.6	Вибір захисту проектованої ПЛ-110 кВ	<u>75</u>
4.3	Власні потреби підстанції	<u>75</u>
5	СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА	<u>78</u>
5.1	Розрахунок надійності схеми електропостачання	<u>78</u>
5.1.1	Розрахунок послідовних з'єднань	<u>78</u>
5.2	Облік резервування	<u>84</u>
6	ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	<u>87</u>
6.1	Функціонально-вартісною аналіз проектованого варіанту	<u>87</u>
6.2	Розрахунок окупності і економічна оцінка проекту	<u>97</u>
7	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	<u>101</u>
7.1	Охорона праці і техніка безпеки при обслуговуванні електрообладнання підстанції	<u>101</u>
7.2	Розрахунок грозозахисту підстанції	<u>102</u>
7.3	Забезпечення безпеки життєдіяльності в умовах надзвичайної ситуації	<u>106</u>
8	ЕКОЛОГІЯ	<u>108</u>
8.1	Оцінка стану навколишнього середовища	<u>108</u>
8.2	Небезпека електромагнітного забруднення	<u>109</u>
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	<u>112</u>
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	<u>113</u>

ВСТУП

Актуальність теми. В наш час при проектуванні підстанції зайнята величезна кількість інженерно-технічних працівників, що накопичили значний досвід. Проте у період бурхливого прогресу в техніці і, зокрема, в енергетиці висуваються усе нові проблеми і питання, які повинні враховуватися при проектуванні і спорудженні сучасних мережевих об'єктів.

Головна схема електричних з'єднань підстанції є тим основним елементом, який визначає усі властивості, особливості і технічну характеристику підстанції в цілому. При виборі головної схеми невід'ємною частиною її побудови є обґрунтування і вибір параметрів обладнання і раціональне їх розставляння в схемі, а також принципове рішення питань захисту, міри автоматизації і експлуатаційного обслуговування підстанції. Останні питання у свою чергу роблять безпосередній вплив на наявність або відсутність експлуатаційного або ремонтного персоналу на підстанції.

Надійність вже вибраної головної схеми електричних з'єднань визначається надійністю і її складових елементів, до числа яких входять силові трансформатори, вимикачі, роз'єднувачі, збірні шини, ізоляція.

Економічна доцільність головної схеми електричних з'єднань підстанції визначається сумарними мінімальними розрахунковими витратами.

Системи електропостачання (СЕП), як і інші об'єкти повинні відповідати певним техніко-економічним вимогам. Вони повинні мати мінімальні витрати при забезпеченні усіх технічних вимог, забезпечувати необхідну надійність, бути зручними в експлуатації і безпечними в обслуговуванні, мати гнучкість, що забезпечує оптимальний режим експлуатації в нормальних умовах і близьких до них в післяаварійних ситуаціях.

При побудові СЕП треба враховувати велике число чинників, що роблять вплив на структуру СЕП і типи використовуваного в них обладнання.

До них відносяться:

- споживана потужність;

- категорії надійності живлення;
- характер графіків навантажень споживачів;
- умови довкілля;
- місцезонашування і параметри джерел живлення;
- наземні і підземні комунікації.

З причини низької надійності електропостачання підстанції із сторони високої напруги і того, що її електрообладнання фізично застаріло, передбачається часткова реконструкція і модернізація електричної частини підстанції.

Мета і завдання дослідження.

Метою дипломної роботи є розробка заходів із підвищення надійності електропостачання трансформаторної підстанції 110/10 кВ, шляхом часткової реконструкції і модернізації електричної частини підстанції.

Відповідно до вказаної мети розв'язувалися наступні завдання:

- аналіз схеми електропостачання та графіка електричного навантаження підприємства, з метою визначення доцільності модернізації;
- аналіз можливості та доцільності використання сучасного комутаційного обладнання у спроектованій схемі електропостачання, його вибір та перевірка за умовами термічної та електродинамічної стійкості;
- аналіз моделей відмов та розрахунок показників надійності елементів схеми електропостачання;
- вибір головної схеми підстанції, та розрахунок проектованої лінії 110 кВ;
- розробка еквівалентної схеми та схеми заміщення мережі, проведення розрахунків струмів короткого замикання, з вибором високовольтного та низьковольтного електрообладнання, раціональних перетинів кабелів і проводів, а також пристроїв релейного захисту та автоматики;
- розрахунок надійності схеми електропостачання.

Об'єкт дослідження – електричні мережі розподільних трансформаторних підстанцій.

Предмет дослідження – розробка заходів підвищення надійності роботи трансформаторних підстанцій.

Наукова новизна отриманих результатів:

– дістало подальший розвиток дослідження та розробка технічних заходів для підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції, шляхом часткової реконструкції і модернізації електричної частини підстанції.

Практичне значення отриманих результатів.

– модернізація основних складових частин системи електропостачання трансформаторної підстанції, дозволить знизити втрати електричної енергії, а також підвищити надійність електропостачання споживачів.

Апробація. Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на VIII Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів "Актуальні задачі сучасних технологій", на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 8 розділів, висновків, переліку посилань (19 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 115 сторінок.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Коротка характеристика об'єкту модернізації

Підстанція 110/10 кВ була споруджена в 1970 році і підключена до енергосистеми шляхом спорудження двох ліній: ПЛ-1 110 кВ (для забезпечення основного живлення) і ПЛ-2 110 кВ (для забезпечення резервного живлення).

На підстанції встановлено наступне основне обладнання випуску сімдесятих років :

1) ВРП 110 кВ (виконана за схемою «дві робочі секції шин з робочою перемичкою з віддільниками в колах трансформаторів»):

- роз'єднувачі РНДЗ-1Б-110/600, РНДЗ-2-110/600;
- віддільники ОД-110/600;
- короткозамикачі КЗ-110;
- розрядники РВС-110;

2) КРП 10 кВ (виконано за схемою «одна секціонована система збірних шин»):

- шафи серії К-30;
- вимикачі ВММ-10;
- розрядники РВС - 10;

3) трансформатори Т1 і Т2 : ТМН-6300/110/10.

Схема електричних з'єднань існуючої підстанції представлена на рис.1.1.

За час експлуатації усе електротехнічне устаткування виробило свій ресурс.

Характерною особливістю даного енерговузла є зосередження в нім відповідальних споживачів 2 і 3 категорій по надійності електропостачання, тому потрібна модернізація діючої підстанції, метою якої є : проект ПЛ-110 кВ, зміна головної схеми по високій стороні, заміна застарілого обладнання і автоматики.

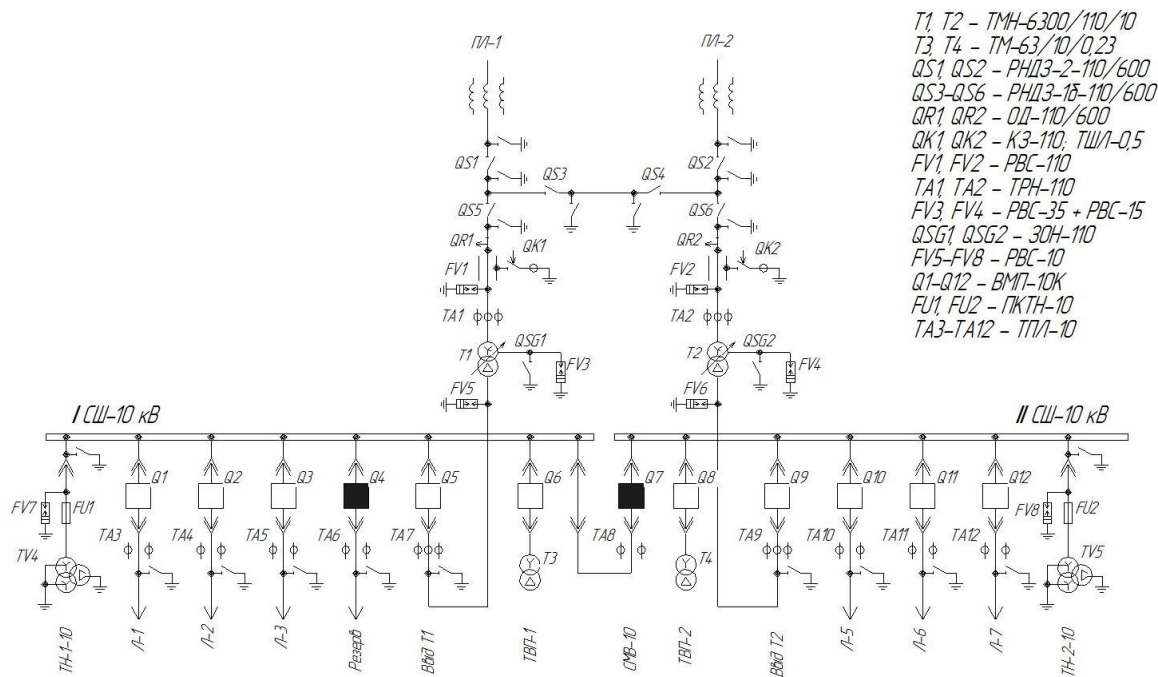


Рисунок 1.1 – Схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ

У основу модернізації ВРП 110 кВ підстанції закладені наступні принципи:

- збереження надійності роботи транзиту;
- збереження зв'язку між ВРП 110 кВ і ЗРП 10 кВ;
- мінімальна кількість перемикачів комутаційного обладнання;
- мінімальна кількість і протяжність тимчасових перемичок і ділянок ліній.

До існуючого ЗРП 10 кВ ПС «ЗБК» підключені лінії електропередачі, одні з яких забезпечують електропостачання відповідальних споживачів вузла. Вказані особливості приєднань ЗРП 10 кВ визначають розрахункові умови, в яких повинна робитися модернізація діючої підстанції. При модернізації ЗРП 10 кВ спорудження нових фундаментів в існуючій частині ЗРП не потрібно.

У основу приведенного нижче варіанту модернізації ЗРП 10 кВ закладені наступні принципи:

- максимальне збереження в роботі усіх приєднань;
- забезпечення видачі усієї встановленої потужності;
- збереження зв'язку між ВРП 110 кВ і ЗРП 10 кВ;
- мінімальна кількість тимчасових перемичок;

- виключення використання комірок міжсекційного вимикача для тимчасового підключення приєднань;
- проведення робіт у межах одного шинного прольоту.

1.2 Переваги та недоліки використання цифрових реле

Впровадження цифрових реле (ЦР) на електроенергетичних об'єктах обґрунтовується наступними технічними і економічними перевагами:

1. Багатофункціональність ЦР. При малих габаритах одне ЦР замінює від 10 до 20 аналогових реле, а також декілька вимірювальних приладів, які в сукупності виконують такі ж функції (економія підраховується за вартістю реле, приладів і монтажних робіт).

2. Безперервна самодіагностика і висока апаратна надійність. У разі несправності ЦР за рахунок безперервної самодіагностики миттєво видається сигнал про несправність і можлива оперативна заміна цього реле або несправного блоку. При використанні ЦР практично унеможливлено відмову захисту при ушкодженнях і ненормальних режимах і, як наслідок, можна запобігти збитків від недовідпуску електроенергії. Самодіагностика ЦР, крім того, дозволяє у декілька разів збільшити період планових перевірок або взагалі від них відмовитися, що дозволяє зменшити чисельність ремонтного персоналу і економити витрати на заробітну плату. Так, за даними мережевого району VIRAT (Фінляндія), в усіх підстанціях, які обладнані цифровими реле, істотно знизилася витрати на ремонт, скоротилися перерви електропостачання. На відміну від цифрових аналогові захисти не мають властивості самодіагностики і можуть опинитися в несправному стані в період між плановими перевірками, періодичність яких 2-5 років, а це неминуче приведе до відмови захисту при пошкодженнях і ненормальних режимах.

3. Висока швидкодія захисту. При використанні ЦР істотно зменшуються ступені селективності, тобто підвищується швидкодія захисту і підвищується

точність спрацьовування ЦР, що дозволяє застосовувати проводи ліній або кабелів меншого перерізу при виборі їх по умові термічної стійкості.

Незважаючи на вказані переваги у цифрових пристроїв релейного захисту присутні певні недоліки.

Повернемося до ситуації з електромеханічними реле, що склалася в 70-80-х роках минулого століття. Тоді, під натиском напівпровідникових технологій, що нестримно розвивалися, багато хто припускав, що ера електромеханічних реле закінчилася. Заводи, що виробляли такі реле, в терміновому порядку переоснащувалися під виробництво напівпровідникових пристроїв релейного захисту або закривалися. Проте за певних обставин через декілька років випуск електромеханічних реле був відновлений. Модернізовані контактні матеріали і сплави, нові пластмаси і лаки дозволили різко зменшити розміри і підвищити надійність електромеханічних реле. Сьогодні усім стало абсолютно ясно, що напівпровідникові реле можуть зайняти лише певну нішу, але не здатні повністю витіснити електромеханічні реле, наприклад, на підстанціях і розподільних пунктах зі змінним оперативним струмом. Крім того, необхідно відмітити, що електромеханічні реле не вимагають наявності стороннього джерела живлення.

Недоліки і справедливі нарікання на деякі конкретні типи електромеханічних реле (дуже обмеженої номенклатури) чисто психологічно розповсюджуються на весь клас електромеханічних реле. Прагнення позбавитися від постійного обслуговування зношених електромеханічних реле є важливим стимулом при переході на багатообіцяючі мікропроцесорні пристрої для вітчизняних інженерів, що займаються проектуванням і обслуговуванням пристроїв релейного захисту. Проте багато фахівців не здогадуються, що витрати на обслуговування старих реле можуть бути анітрохи не більшими витрат на придбання дорогих електронних блоків ЦР, що вийшли з ладу і не підлягали ремонту.

Інформаційний фон, цілеспрямовано створюваний компаніями-виробниками, дає спотворене уявлення про мікропроцесорні реле захисту, як про пристрої, що мають тільки переваги та не мають недоліків. Слабкі місця мікропроцесорних реле, на жаль, не обговорюються навіть на сторінках спеціа-

лізованих науково-технічних журналів. Масовий же перехід на мікропроцесорні пристрої обумовлений не принциповою нездатністю електромеханічних реле забезпечити ефективний захист електротехнічних установок від аварійних режимів і не їх недостатньою надійністю, а прагненням найбільших компаній світу отримати надприбуток від виробництва модних цифрових терміналів.

Віддаючи перевагу мікропроцесорному релейному захисту, слід орієнтуватися не лише на рекламні проспекти великих електротехнічних корпорацій, але і на думку незалежних фахівців. Проте у будь-якому випадку такий перехід має бути зваженим і дуже обережним, особливо відносно реле, вироблених маловідомими фірмами.

З різних причин (економічним, маркетинговим, кадровим та ін.), безпосередньо залежних від виробників ЦР, вже на стадії проектування або реконструкції електроустановок, а згодом і в експлуатації, виявляється цілий ряд недоліків мікропроцесорних реле.

Нижче наводиться перелік деяких проблем, з якими довелося зіткнутися електротехнічному персоналу при впровадженні на трансформаторній підстанції цифрових реле типу Seram 2000 фірм «Schneider Electric» (Франція) :

- на друкованій платі китайського виробництва деякі резистори перегрівались і виходили з ладу. Кілька разів відбувалися відмови захисту вводів 10 кВ. При цьому самодіагностика реле не показувала несправність;
- по рекламних проспектах цифрові реле Seram 2000 відносяться до вільно програмованих пристроїв в логічній частині захисту, проте на практиці програматор, за допомогою якого перепрограмується картридж в реле, знаходиться у фірми-виробника або в її представництві (замовникові програматор не продається). В зв'язку з цим при необхідності зробити навіть незначні зміни у вихідній логіці захисту вимагається викликати представника фірми, що пов'язано іноді з нерозв'язаними проблемами і істотними додатковими витратами.

Необхідність перепрограмування реле в процесі експлуатації виникала у зв'язку з наступними причинами:

1. У зарубіжних цифрових захистах трансформатора відсутня функція максимального струмового захисту (МСЗ) з пуском по мінімальній напрузі. У ЦР є діюча на вихідне реле МСЗ і захист мінімальної напруги. Фільтру-реле напруги зворотної послідовності взагалі не передбачено.

2. У цифрових реле електродвигуна закладена функція захисту від замикання на землю (ЗЗ). Причому в меню реле є або напрямлений, або ненапрявлений ЗЗ залежно від типу реле. На деяких електродвигунах підстанції ненапрявлений захист виявляється нечутливим, зважаючи на значну довжину кабельної лінії, що живить електродвигун. В цьому випадку виникає задача або закупити нове реле із напрямленим ЗЗ, або викликати представника фірми для перепрограмування реле.

3. На підстанціях з синхронними двигунами автоматичне введення резерву працює від функції «ресинхронізація», що запрограмована в декількох реле: синхронного двигуна, секційного вимикача і вводу. Проте датчик зворотної активної потужності встановлений в реле захисту синхронного двигуна, замість реле захисту вводу, як цього вимагає класичний спосіб. В результаті при спільному вибіганні асинхронних і синхронних двигунів функція «ресинхронізації» відмовляє в роботі.

1.3 Обґрунтування доцільності модернізації трансформаторної підстанції

Основою для вибору цієї теми послужила низька надійність електропостачання споживачів, що живляться від підстанції 110/10 кВ. Це викликано недостатньою надійністю її живлення по високій стороні. Електропостачання підстанції здійснюється по двох лініях: ПЛ-110 кВ ПЛ-1 (для забезпечення основного живлення) і ПЛ-2 (для забезпечення резервного живлення). Існуюча ПЛ-110 кВ не забезпечує надійного електропостачання через велике число приєднань. Крім того, нині, через дану трансформаторну підстанцію здійснюється транзит по лінії 110 кВ.

На підстанції відсутні вимикачі на стороні 110 кВ, а ВРП 110 кВ виконана за схемою «дві робочі секції шин з робочою перемичкою з віддільниками в колах трансформаторів». Це також знижує показники надійності електропостачання, оскільки серед споживачів районного центру є багато споживачів другої категорії по надійності електропостачання, а саме: центральна районна лікарня, пологовий будинок, дитсад, декілька дрібних заводів і підприємств. Крім того, існує ще один вагомий недолік – це проблема виводу в ремонт повітряних ліній 110 кВ. При такій схемі ВРП вивід в ремонт будь-якої ПЛ-110 кВ спричиняє за собою повне погашення підстанції на якийсь час, необхідний для виконання перемикань, що негативно позначається на споживачах, що живляться від цієї підстанції. Час знаходження підстанції без живлячої напруги, пов'язаний з виконанням перемикань, тягне до збільшення недовідпуску електроенергії споживачам, що так само негативно позначається на реалізації електроенергії.

У зв'язку з цим виникло питання про модернізацію підстанції і проектування додаткової ПЛ-110 кВ з метою поліпшення надійності електропостачання і безпроблемного виводу в ремонт повітряних ліній електропередачі і обладнання підстанції при збереженні транзиту.

Необхідно подолати ряд труднощів на шляху вирішення поставленої задачі. Передусім, це економічне обґрунтування проекту: чи варто модернізувати стару підстанцію або ж простіше поставити нову?

З точки зору монтажних організацій, яким простіше і цікавіше працювати з новим обладнанням і які не торкатимуться обладнання, що зносилося часом і експлуатацією, звичайно, легше поставити нову підстанцію.

Але є і інша точка зору: щоб побудувати нову підстанцію треба: по-перше, знайти місце для підстанції, живлячих ліній, що відходять; по-друге, потрібні узгодження з усіма комунікаціями району, тому легше модернізувати вже наявну підстанцію, чим будувати нову.

Далі необхідно змінити схему ВРП 110 кВ, вибрати обладнання і перевірити його стійкість на дію струмів короткого замикання, перевірити силові

трансформатори по навантаженню підстанції, виконати релейний захист силових трансформаторів, замінити масляні вимикачі 10 кВ на вакуумні, розрахувати захисне заземлення і громозахист підстанції.

На підстанції є забетонований маслоприймач на випадок викиду масла з баків трансформаторів.

2 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

2.1 Оцінка надійності підстанції

Сьогодні методи аналізу надійності використовуються вже у багатьох галузях техніки. Проте проблема надійності в її кількісній постановці при проектуванні і експлуатації систем електропостачання незвичайно складна. Так для розгляду питань надійності, при експлуатації систем електропостачання необхідно врахувати як сучасні досягнення сучасної теорії надійності, так і специфіку функціонування систем силового типу, схильних значною мірою впливу несприятливих дій зовнішнього середовища і безпосередньо пов'язаних з електричною системою.

Більшість споруджуваних останнім часом підстанцій мають з боку високої напруги спрощену схему з відділювачем і короткозамикачем. На дані підстанції застосована схема блок трансформатор-лінія

Захист трансформатора діє на вимикач 10 кВ і на короткозамикач. Останній створює штучне коротке замикання (при напрузі 110 кВ - однофазне) в лінії. Лінія відключається лінійним захистом. Після цього у бестокову паузу відключається віддільник пошкодженого трансформатора і АПВ знову включає лінію.

Експлуатаційна надійність схеми через відсутність вимикачів дуже висока. Крім того відмова від установки вимикача дає економію капітальних і експлуатаційних витрат, скорочує терміни споруди. Так, наприклад, вартість комірки силового трансформатора ВРП-110 кВ з відділювачем більш ніж в три рази менше вартості такої ж комірки з повітряним вимикачем ВВН-110.

Відповідно необхідна чисельність monterів по ремонту і експлуатаційному обслуговуванню 10 комірок з відділювачем складає 0,16 чол., а 10 комірок з ВВН-110 - 1,38 чол.

2.2 Розрахунок показників надійності елементів схеми

2.2.1. Модель відмов і відновлення силового трансформатора

Розглянемо трансформатор як елемент, що умовно складається з двох послідовно сполучених елементів, в одному з яких можуть з'являтися раптові відмови, а в іншому - поступові. Раптові відмови з'являються внаслідок різкої, раптової зміни основних параметрів під впливом одного або декількох випадкових чинників зовнішнього середовища або внаслідок помилок обслуговуючого персоналу. При поступових відмовах спостерігається плавна, поступова зміна параметра елементів в результаті зносу окремих частин або усього елемента в цілому.

Вірогідність безвідмовної роботи представимо твором вірогідності

$$P_{mp}(t) = P_v(t) * P_u(t), \quad (2.1)$$

де $P_v(t)$ і $P_u(t)$ — відповідно до вірогідності безвідмовної роботи умовних елементів, що відповідають раптовій і поступовій відмові в наслідку зносу.

У теорії надійності в якості основного розподілу часу безвідмовної роботи при раптових відмовах приймається показовий розподіл

$$P(t > T) = e^{-\lambda t}. \quad (2.2)$$

Поступові відмови трансформатора відбувається в основному унаслідок зносу ізоляції. Знос можна описати законом розподілу Вейбулла-Гнеденко

$$P(t > T) = e^{-c(t-t_0)^k}, \quad (2.3)$$

де t_0 — поріг чутливості, тобто елемент гарантовано не відмовить, в інтервалі часу від 0 до t_0 може дорівнювати нулю. Тоді остаточно маємо

$$P_{mp}(t) = e^{-\lambda t} \cdot e^{-c t}. \quad (2.4)$$

Причинами раптових відмов трансформатора є ушкодження введень трансформатора внаслідок перекриття контактних з'єднань, витік олії. Причинами поступових відмов у свою чергу будуть порушення ізоляції обмоток внаслідок виникнення зовнішніх і внутрішніх перенапружень, наскрізних струмів коротких замикань і дефектів виготовлення. На підставі

прийнятих критеріїв виділимо два статистичні ряди для раптових і поступових відмов таблиці.2.1.

Таблиця 2.1 – Статистичний ряд раптових і поступових відмов силового трансформатора

Y, год.	Y, год.	Y, год.	X, год.	X, год.	X, год.
61039	57546	53529	43774	45022	45850
59612	55392	51355	41283	42078	42906
57981	53986	60205	38793	39628	40455
56107	52062	58217	36302	36728	37554
54349	60483	56438	44608	45436	46264
52573	58564	55216	41664	42492	43320
60761	56854	52914	39215	40041	40869
58783	55739	50785	36581	37141	37967
		54733			38380
Y_{ср}		Δt	T		λ
56209		1827	40974		2,44057E-05

Параметр показательного закона λ находим по формуле:

$$\lambda = \frac{1}{x_{cp}};$$

$$\lambda = \frac{1}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i}, \quad (2.5)$$

де x_{cp} — середнє значення напрацювань на відмову.

Середній час безвідмовної роботи визначимо по формулі

$$\overline{T}_{imp} = \frac{1}{\lambda_{imp}}. \quad (2.6)$$

Оцінимо параметри розподілу Вейбулла-Гнеденко [8]. Для цього вичислимо середнє значення напрацювання на відмову

$$y_{cp} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m y_i. \quad (2.7)$$

Розіб'ємо вибірку на інтервали, які виберемо по формулі

$$\Delta t = \frac{y_{\max} - y_{\min}}{1 + 3,31 \lg m}. \quad (2.8)$$

Підрахуємо скільки відмов потрапило в кожного з отриманих інтервалів

Таблиця 2.2 – таблиця відмов

інтервали	1	2	3	4	5	6
мін	50785	52612	54439	56265	58092	59919
макс	52612	54439	56265	58092	59919	61746
1	52573	54349	57981	56107	59612	61039
2	52062	53986	57546	55392	58783	60761
3	51355	53529	56854	55739	58564	60483
4	50785	52914	56438	55261	58217	60205
Y_{ср}	51694	53695	57205	55444	58794	60622
p_i	0,16	0,16	0,16	0,2	0,16	0,16
D	σ	v	1/α	C	T	λ
8734345	2955	0,052578	0,045	1,63E-106	56209	1,779E-05

Відносну частоту подій визначаємо по формулі

$$p_i = m_i / m. \quad (2.9)$$

Визначимо середнє значення для кожного інтервалу

$$\bar{y}_i = \frac{1}{m_i} \sum_{j=1}^m y_{ij}. \quad (2.10)$$

Вчислимо значення дисперсії D по формулі

$$D = \sum_{i=1}^R (\bar{y}_i - \bar{y}_{cp})^2 \cdot p_i. \quad (2.11)$$

Визначимо середньоквадратичне відхилення

$$\sigma = \sqrt{D}. \quad (2.12)$$

Вчислимо коефіцієнт варіації по формулі

$$v = \frac{\sigma}{\bar{y}_{cp}}. \quad (2.13)$$

Знаходимо значення параметра форми $1/\alpha = 0,31$. По знайдених значеннях вчислимо параметр масштабу λ розподілу Вейбула-Гнеденко :

$$c = \left(\frac{\bar{y}_{cp}}{\Gamma(1 + \frac{1}{\alpha})} \right)^{-\alpha}; \quad (2.14)$$

$$\Gamma(1,0351) = 0,987.$$

Середній час безвідмовної роботи для розподілу Вейбула-Гнеденко визначимо по формулі

$$\overline{T}_{2mp} = \frac{\Gamma(1+1/\alpha)}{c^{1/\alpha}}; \quad (2.15)$$

$$\lambda_{2mp} = 1/T_{2mp} = 0,00002. \quad (2.16)$$

Інтенсивність відновлення визначимо за даними статистичного ряду представленому в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Статистичний ряд часу відновлення раптових і поступових відмов силового трансформатора

ВІДНОВЛЕННЯ			
15,8	18,7	22,4	26,1
18,2	21,7	25,4	20,5
21,2	24,7	17,6	23,6
24,2	17,1	20,1	26,5
16,4	19,5	22,9	27,2
T=21,49		μ=0,0465333	

Інтенсивність відновлення визначимо по формулі

$$\mu_{mp} = \frac{1}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_i}. \quad (2.17)$$

Вірогідність відновлення силових трансформаторів визначимо по формулі

$$P_{вос. mp} = 1 - e^{-\mu mp}. \quad (2.18)$$

Результати розрахунків представлені в табл.2.1, 2.2, 2.3.

2.2.2 Модель відмов автоматичного вимикача

Розглянемо масляний вимикач як елемент складається з двох елементів, в одному з яких може з'явитися раптова відмова, а в іншому поступовий [8]. Вірогідність безвідмовної роботи представлена формулою

$$P_{вк}(t) = P_{в}(t) * P_{п}(t)$$

де $P_{в}(t)$ і $P_{п}(t)$ — відповідно до вірогідності безвідмовної роботи умовних елементів що відповідають раптовій і поступовій відмові в наслідку зносу.

Поступові відмови вимикача відбуваються в наслідку зносу дугогасительных камер і контактів. Причинами раптової відмови є: неспрацьовування приводів, механічні ушкодження, перекриття ізоляції при зовнішніх і внутрішніх перенапруженнях. На підставі прийнятих критеріїв сформуємо два статистичні ряди представлених в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Статистичний ряд раптових і поступових відмов ввідного масляного вимикача

X, год.	X, год.	X, год.	Y, год.	Y, год.	Y, год.
7842	8557	8554	8961	11568	7568
8749	10412	10715	10052	14008	11434
10436	11238	11102	8499	14699	9918
12650	11476	12317	10955	11463	8079
15540	20379	15451	10662	11650	14350
9452	11510	13480	9462	9734	17044
6358	6693	7752	17465	16484	13927
7075	7683	6958	16155	17535	16736
					10349
T		λ	Y_{ср}		λ₀
10516		9,5E - 05	12350		8,1E - 05

Згідно теорії надійності раптові відмови мають показовий закон розподілу напрацювання на відмову

Параметр показового закону розподілу визначаємо згідно формули (2.5)

де $x_{ср}$ - середнє значення напрацювань на відмову.

Середній час безвідмовної роботи визначимо по формулі (2.6).

Поступові відмови вимикача мають наступний закон розподілу

$$P_u(t) = \sum_{i=0}^{R-1} \frac{(\lambda_0 t)^i}{i!} e^{-\lambda t} \quad (2.19)$$

де λ_0 - це інтенсивність спрацьовування вимикача, яка визначається за даними статистичного ряду

$$\lambda_0 = \frac{1}{\frac{1}{m} \sum_1^m y_i};$$

R — допустиме число відключень.

Припускаючи, що комутуючий струм розподілений за нормальним законом між максимальним і мінімальним значенням. Визначимо витрату p

$$p_{\rho} \frac{I_{max} I_{min}}{\sum I} \times \frac{\lg I_{max} - \lg I_{min}}{I_{max} - I_{min}} ;$$

$$\sigma_{\rho} \sqrt{\frac{I_{max} I_{min}}{(\sum I)^2} - p_{\rho}^2}$$

де I_{max} і I_{min} — максимальний і мінімальний комутований струм;

ΣI – похідна номінального струму відключення на гарантоване число відключень.

Допустиме число відключень визначимо по формулі

$$R = \left[\frac{1,3\sigma_{\rho}}{2p_{\rho}} + \sqrt{\frac{1,3\sigma_{\rho}}{2p_{\rho}} + \frac{1}{p_{\rho}}} \right]^2$$

Середній час безвідмовної роботи при поступових відмовах

$$\overline{T_{2\sigma}} = \frac{R}{\lambda_0}$$

Інтенсивність відновлення визначимо за даними з табл. 2.5 і формулі (2.17).

Таблиця 2.5 – Статистичний ряд часу відновлення раптових і поступових відмов ввідного масляного вимикача

ВІДНОВЛЕННЯ			
16,6	20,0	22,8	19,8
25,6	25,9	19,6	21,4
18,0	24,6	19,4	21,2
18,4	22,0	17,1	18,6
21,3	21,1	17,5	17,5
T=20,4196		μ=0,04897	

Таблиця 2.6 – Результати розрахунків

I_{max}	I_{min}	n	Гвідкл
7,5	5	20	20
ΣI	p_{ρ}	σ_{ρ}	k
400	0,0066	0,01381	121

Інтенсивність відновлення визначимо по формулі

$$\mu_{вк} = \frac{I}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_i}$$

Вірогідність відновлення масляного вимикача визначається по формулі

$$P_{відн.вк} = 1 - e^{-\mu}$$

Результати розрахунків за приведеними вище формулами зведені в таблиці. 2.4,2.5,2.6.

Аналогічно проведемо розрахунки для секційного масляного вимикача. Початкові дані і результати розрахунків зведені в таблиці. 2.7, 2.8, 2.9.

Таблиця 2.7 – Статистичний ряд раптових і поступових відмов секційного масляного вимикача

Х, год.	Х, год.	Х, год.	У, год.	У, год.	У, год.
8341,45	9107,29	9104	9637	12466	8128
9313,07	11096,7	11422,3	10820	15119	12321
11123	11982,9	11837	9137	15871	10675
13500	12238,5	13142	11801	12352	8682
16607,9	21820,4	16512,2	11483	12556	15490
10066,5	12275,9	14392,1	10180	10475	18424
6752,77	7111,97	8245,21	18883	17814	15031
7520,51	8170,86	7394,87	17455	18960	18088
					11143
Т		λ	У_{ср}		λ₀
11212		8,9E-05	13320		7,5E-05

Таблиця 2.8 - Статистичний ряд часу відновлення раптових і поступових відмов секційного масляного вимикача

Відновлення			
16,5	19,9	22,6	19,7
25,5	25,8	19,5	21,2
17,9	24,5	19,3	21,0
18,3	21,8	17,0	18,5
21,1	20,9	17,4	17,4
Т=20,2969		μ=0,04927	

Таблиця 2.9 – Результати розрахунків

I_{\max}	I_{\min}	n	$I_{\text{відкл}}$
5,5	4	20	20
ΣI	ρ_p	σ_p	k
400	0,00507	0,01057	162

2.2.3. Модель відмов повітряної лінії електропередач

ЛЕП розглянемо як елемент умовно складається з двох послідовно сполучених елементів. У одному з яких може з'явитися раптова відмова, а в іншому поступовий. Вірогідність безвідмовної роботи представимо як похідну вірогідності двох незалежних подій сполучених послідовно відносно надійності

$$P_{\text{ЛЕП}}(t) = P_v(t) \cdot P_u(t).$$

Подальший розрахунок проведемо як і для трансформатора. Статистичні дані приведені в таблиці 2.10 приведені до одиничної довжини 1 км, як для раптових і поступових відмов.

Таблиця 2.10 – Статистичний ряд раптових і поступових відмов для ЛЕП

X , год	X , год	X , год	Y , год	Y , год	Y , год
174,11	203,04	179,13	309,12	326,04	343,86
180,83	412,13	187,67	316,75	334,17	351,59
189,38	208,17	194,54	324,5	341,94	313,62
201,33	177,41	211,58	332,25	349,68	321,37
206,46	185,96	196,21	340,02	312,08	329,12
175,72	192,79	213,29	347,75	319,82	338,01
184,25	204,75	197,92	310,54	327,58	345,78
191,08	209,88	215,67	318,29	336,09	363,25
T		λ	$Y_{\text{ср}}$		Δt
1904		0,00052523	331		10

У теорії надійності в якості основного розподілу часу безвідмовної роботи при раптових відмовах ЛЕП приймається показовий розподіл

$$P(t > T) = e^{-\lambda t}$$

Поступові відмови ЛЕП відбуваються в основному унаслідок зносу ізоляції. Знос можна описати законом розподілу Вейбула-Гниденко.

$$P(t > T) = e^{-c(t-t)^k}$$

де t_0 — поріг чутливості, тобто елемент гарантовано не відмовить, в інтервалі часу від 0 до t_0 може дорівнювати нулю. Тоді остаточно маємо

$$P_{ЛЕП}(t) = e^{-\lambda t} \cdot e^{-ct}.$$

Параметр показового закону (знаходимо по формулі

$$\lambda_{ЛЕП} = \frac{1}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i}.$$

де x_{cp} – середнє значення напрацювань на відмову.

Середній час безвідмовної роботи визначимо по формулі

$$\overline{T}_{ЛЕП} = \frac{1}{\lambda_{ЛЕП}}.$$

Оцінимо параметри розподілу Вейбула-Гнеденко. Для цього вичислимо середнє значення напрацювання на відмову

$$y_{cp} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m y_i.$$

Розіб'ємо вибірку y на інтервали, які виберемо по формулі

$$\Delta t = \frac{y_{max} - y_{min}}{1 + 3,3 \lg m}$$

Підрахуємо скільки відмов потрапило в кожного з отриманих інтервалів

Таблиця 2.11 – Результати обрахунів

інтервали	1	2	3	4	5	6
мін	309,12	318,86	328,61	338,35	348,10	357,84
макс	319	329	338	348	358	368
1	309,12	316,75	324,5	332,25	340,02	347,75
2	310,54	318,29	326,04	334,17	341,94	349,68
3	312,08	319,82	327,58	336,09	343,86	351,59
4	313,62	321,37	329,12	338,01	345,78	363,25
Y_{ср}	311	319	327	335	343	353
p_i	0,1666666	0,1666666	0,1666666	0,16667	0,16667	0,16667
D	s	n	1/a	C	T	I
199	14	0,0425237	0,035	5,7E - 73	331	0,00302

Dsljycye частоту подій визначаємо по формулі

$$p_i = m_i/m.$$

Визначимо середнє значення для кожного інтервалу

$$\bar{y}_i = \frac{1}{m_i} \sum_{j=1}^m y_{ij}.$$

Вичислимо значення дисперсії D по формулі

$$D = \sum_{i=1}^R (\bar{y}_i - \bar{y}_{cp})^2 \cdot p_i$$

Визначимо середньоквадратичне відхилення

$$\sigma = \sqrt{D}.$$

Вичислимо коефіцієнт варіації по формулі

$$v = \frac{\sigma}{\bar{y}_{cp}}.$$

По номограмі знаходимо значення параметра форми [8] $1/\alpha=0,36$. По знайдених значеннях вичислимо параметр масштабу c розподілу Вейбула-Гнеденко

$$c = \left(\frac{\bar{y}_{cp}}{\Gamma(1 + \frac{1}{\alpha})} \right)^{-\alpha};$$

$$\Gamma(1,36)=0,8902$$

Середній час безвідмовної роботи для розподілу Вейбула-Гнеденко визначимо по формулі

$$\bar{T}_{2ЛЭП} = \frac{\Gamma(1 + 1/\alpha)}{c^{1/\alpha}};$$

$$\lambda_{2ЛЭП} = 1/\bar{T}_{2ЛЭП}.$$

У таблиці 2.10 представлений статистичний ряд відновлення відмов ЛЕП. Інтенсивність відновлення визначимо по формулі (2.17).

Вірогідність відновлення ЛЕП визначається по формулі

$$P_{\text{відн.ЛЕП}} = 1 - e^{-\mu}.$$

Таблиця 2.12 – Статистичний ряд відновлення раптових і поступових відмов ЛЕП

ВІДНОВЛЕННЯ			
7,1	9,2	11,3	13,4
8,9	10,9	13	8,6
10,7	12,7	8,1	10,3
12,3	4,8	9,9	12,1
4,5	9,6	11,7	18,8
T=10,395		μ=0,0962	

2.2.4. Модель відмов і відновлення для роз'єднувачів

Представимо роз'єднувача як елемент складається з одного елементу з раптовою відмовою, з показовим законом розподілу напрацювання на відмову (2.1). Статистичний ряд напрацювань на відмову і часу відновлення представлений в таблиці 2.13, 2.14.

Параметр показового закону (знаходимо по формулі

$$\lambda = \frac{1}{x_{сер}};$$

$$\lambda_{раз} = \frac{1}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i}.$$

де $x_{сер}$ — середнєє значення напрацювань на відмову.

Середній час безвідмовної роботи визначимо по формулі

$$\overline{T}_{раз} = \frac{1}{\lambda_{раз}}$$

Таблиця 2.13 – Статистичний ряд раптових відмов роз'єднувачів

X, г	X, г	X, г	X, г
6,64	7,40	6,68	7,13
7,06	7,17	7,44	7,06
6,86	7,12	7,20	7,22
7,20	6,98	6,83	7,11
6,79	6,83	7,24	7,48
T=7		λ=0,14143	

Інтенсивність відновлення визначимо по формулі (2.17)

Вірогідність відновлення роз'єднувачів визначається

$$P_{\text{відн.раз}} = 1 - e^{-\mu}$$

Таблиця 2.14 – Статистичний ряд часу відновлення роз'єднувачів

відновлення			
8,3	6	6,2	7
7,5	8	8,3	7,2
9,1	9,2	10,9	9
6,8	10,4	9,4	8,1
10,1	7,1	8,5	6,1
T=8,16		μ=0,12255	

2.2.6. Модель відмов і відновлення для віддільників і короткозамикачів

Для віддільників і короткозамикателів складемо модель аналогічну роз'єднувачам і проведемо подібний розрахунок. Початкові дані і результати розрахунку зведемо в таблицю 2.15, 2.16, 2.17.

Таблиця 2.15 – Статистичний ряд раптових відмов віддільників

Х, год.	Х, год.	Х, год.	Х, год.
31377	35695	31623	34179
33786	34416	35974	33762
32653	34130	34558	34679
34579	33325	32455	34091
32231	32471	34825	36149
T=33848		λ=3E-05	

Таблиця 2.16 – Статистичний ряд часу відновлення віддільників

відновлення			
8,1	5,9	6,1	6,9
7,4	7,8	8,1	7,1
8,9	9,0	10,6	8,8
6,7	10,2	9,2	7,9
9,9	7,0	8,3	6,0
T=7,98933		μ=0,12517	

Таблиця 2.17 – Статистичний ряд раптових відмов короткозамикачів

X, год.	X, год.	X, год.	X, год.
32430	36893	32685	35326
34920	35570	37181	34895
33749	35275	35718	35842
35739	34443	33544	35235
33312	33560	35993	37362
T=	34984	λ=	2,9E - 05

Таблиця 2.18 – Статистичний ряд часу відновлення короткозамикача

ВІДНОВЛЕННЯ			
8,3	6	6,2	7
7,5	8	8,3	7,2
9,1	9,2	10,9	9
6,8	10,4	9,4	8,1
10,1	7,1	8,5	6,1
T=8,16		μ=0,12255	

2.2.7. Модель відмов і відновлення для шин

Розглядаємо два типи шин : живлячі шини, що йдуть від трансформатора до ввідного вимикача; секції шин. Оскільки шини голі те для них застосуємо показовий закон розподілу раптових відмов. Причиною раптових відмов є дія струмів короткого замикання. Розрахунок зробимо аналогічно результати розрахунків зведемо в таблиці 2.19, 2.20, 2.21, 2.22.

Таблиця 2.19 – Статистичний ряд раптових відмов живлячих шин

X, ч	X, ч	X, ч	X, ч
760215	856936	768768	867865
1001326	870594	1001022	874998
794916	905950	964405	814378
969966	956631	840253	903270
888089	806707	894381	823804
T=878224		λ=1,14E-06	

Таблиця 2.20 – Статистичний ряд часу відновлення живлячих шин

відновлення			
2,1	2,9	2,3	3,5
3,7	3,8	3,8	3,9
3,0	4,3	3,0	3,7
4,4	3,9	4,7	2,4
3,3	3,6	3,1	4,2
T=3,48353		μ=0,28707	

Таблиця 2.21 – Статистичний ряд раптових відмов секцій шин

X, ч	X, ч	X, ч	X, ч
760215	856936	768768	867865
1001326	870594	1001022	874998
794916	905950	964405	814378
969966	956631	840253	903270
888089	806707	894381	823804
T=878224		λ=1,1E-06	

Таблиця 2.22 – Статистичний ряд часу відновлення секцій шин

відновлення			
2,0	2,7	2,2	3,3
3,5	3,6	3,6	3,7
2,8	4,2	2,8	3,5
4,3	3,7	4,5	2,3
3,1	3,4	2,9	4,1
T=3,33011		μ=0,30029	

На підставі отриманих показників надійності елементів можна визначити надійність усієї схеми. Розрахунки представлено в розділі 5.

3 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Обробка графіку навантажень споживачів і перевірка силових трансформаторів по навантаженню підстанції

Основними вимогами при виборі числа і потужності трансформаторів є: надійність електропостачання споживачів (врахування категорії приймачів електроенергії відносно необхідної надійності), а також мінімум приведених витрат на трансформатори з урахуванням динаміки росту електричних навантажень.

Потужність силових трансформаторів в нормальних умовах повинна забезпечувати живлення усіх приймачів електроенергії промислового підприємства.

Потужність силових трансформаторів вибирають з урахуванням економічно доцільного режиму роботи і відповідного забезпечення резервування живлення споживачів при відключенні одного трансформатора, а також навантаження трансформаторів в нормальних умовах не повинне (по нагріву) викликати скорочення природного терміну його служби.

Необхідність забезпечення необхідної якості напруги у споживачів при навантаженні, що змінюється, вимагає застосування на підстанціях 35 кВ і вище трансформатори зі вбудованими пристроями, для автоматичного регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Виходячи з того, що приймачі електроенергії даного району відносяться до II і III категорії, то для забезпечення необхідної надійності електропостачання на ПС 110/10 мають бути встановлені два трансформатори. Трансформатор вибирається з урахуванням компенсації реактивної потужності і з урахуванням розвитку на 5 років (плюс 25% від S_p).

Номінальна потужність кожного з трансформаторів повинна задовольняти умові:

$$S_{т.ном.} > (0,65-0,7) \cdot S_{макс} . \quad (3.1)$$

На підстанції вибрано два трифазні трансформатори однакової потужності $S_{т.ном} = 6,3 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, максимальне зимове навантаження $S_{макс.} = 6,8 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, звідси:

$$S_{т.ном.} > 0,7 \cdot 6,8; S_{т.ном.} > 4,76 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

У отриманому значенні потужності одного трансформатора вже врахований коефіцієнт 1,4 що коригує номінальну потужність трансформаторів підстанції у бік збільшення при систематичних і аварійних перевантаженнях, наприклад, при відмові одного з трансформаторів підстанції. Систематичне перевантаження трансформаторів можливе за рахунок нерівномірного навантаження протягом доби, а також за рахунок недовикористання його при сезонних коливаннях за умови нормального зносу ізоляції.

Побудуємо добовий графік навантажень трансформаторів на основі зимових вимірювань на ПС, які приведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Дані зимових вимірювань на ПС 110/10 кВ

Час t , год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
S_{max} , МВ·А	4,98	4,88	5,04	5,24	5,24	5,14	5,81	6,23	6,49	6,44	6,28	5,71
Час t , год.	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
S_{max} , МВ·А	5,45	5,61	5,61	5,66	6,38	6,54	6,49	6,75	6,80	6,28	5,61	5,45

Для трансформаторів з системами охолодження М, Д, ДЦ, і Ц допускається на протязі не більше 5 діб перевантаження на 40%, але не більше 6 годин на добу, якщо коефіцієнт початкового навантаження K_1 не перевищує 0,93. Уточнимо потужність трансформаторів ПС отриманих розрахунковим шляхом $S_{ном.} = 4,76 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ з потужністю трансформаторів, що випускаються промисловістю. Найближчою за значенням номінальною потужністю до розрахункової є трансформатор ТМН-6300-110/10, такі ж встановлені на нашій підстанції. Перевіримо цей трансформатор на відповідність допустимим аварійним і систематичним перевантаженням.

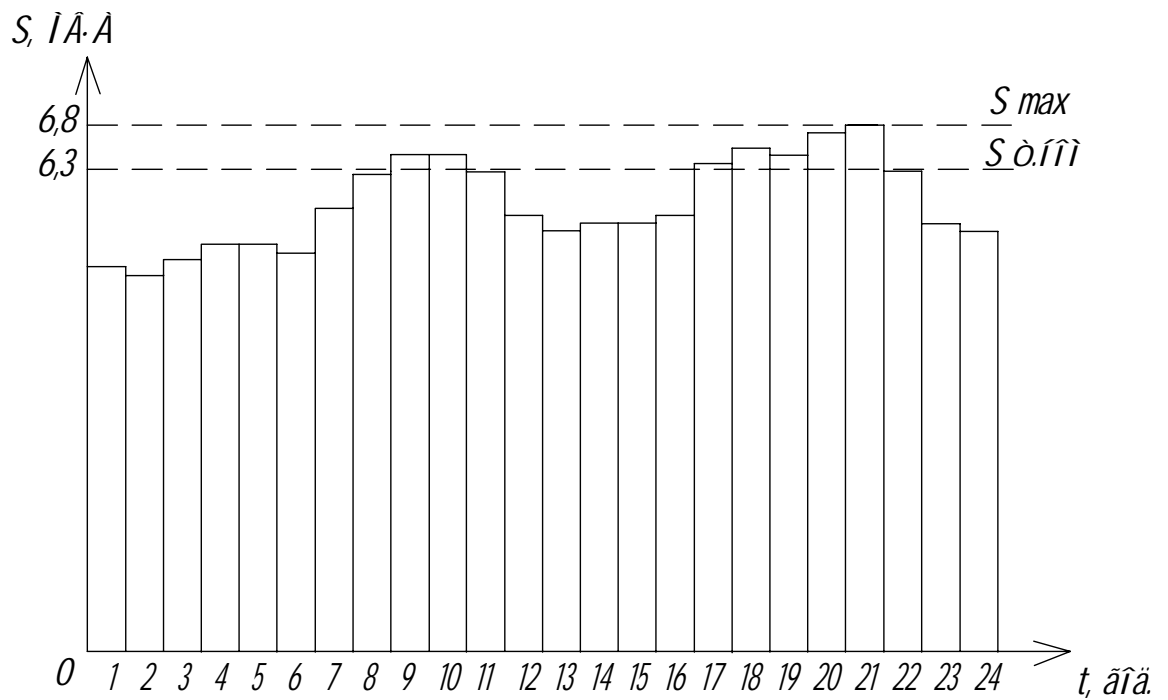


Рисунок 3.2 – Добовий графік навантажень трансформаторів

Коефіцієнт початкового навантаження K_1 визначається по формулі

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном.}} \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta t_1 + S_2^2 \cdot \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}, \quad (3.2)$$

де S_1, S_2, \dots, S_m – значення навантаження меншого $S_{m.ном}$ в інтервалах часу $t_1, t_2, \dots, t_m, S_{ном} > S_{ср.}$.

$$K_1 = \frac{1}{6,3} \sqrt{\frac{4,98^2 + 4,88^2 + 5,04^2 + 5,24^2 \cdot 2 + 5,14^2 + 5,81^2 + 6,23^2 + 6,28^2 \cdot 2 + 5,71^2}{11}} \\ \sqrt{\frac{5,45^2 \cdot 2 + 5,61^2 \cdot 3 + 5,66^2}{6}} = 0,882.$$

Коефіцієнт максимального навантаження K_2' в інтервалі $h = \Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p$ визначається по формулі (попереднє значення K_2)

$$K_2' = \frac{1}{S_{ном.}} \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot \Delta h_1 + S_2^2 \cdot \Delta h_2 + \dots + S_m^2 \cdot \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}, \quad (3.3)$$

де S_1, S_2, \dots, S_m – значення навантаження більше $S_{m.ном}$ в інтервалах часу $t_1, t_2, \dots, t_m, S_{ном} < S_{ср.}$.

$$K_2' = \frac{1}{6,3} \sqrt{\frac{6,49^2 \cdot 2 + 6,44^2 + 6,38^2 + 6,54^2 + 6,75^2 + 6,8^2}{7}} = 1,04.$$

Якщо $K_2' > 0,9 \cdot S_{нав.макс.} / S_{ном.}$, то приймаємо $K_2 = K_2'$;

$0,9 \cdot 6,8 / 6,3 = 0,97$ $K_2' > 0,97$, отже $K_2 = K_2' = 1,04$.

Тривалість перевантаження h' перевіряємо по формулі

$$h' = K_2 \cdot h / (0,9 \cdot K_{макс.}), \quad (3.4)$$

де $K_{макс.} = S_{нав.макс.} / S_{ном.}$.

$$K_{макс.} = 6,8 / 6,3 = 1,08;$$

$$h' = 1,04 \cdot 7 / (0,9 \cdot 1,08) = 7,5 \text{ год.}$$

Для трансформаторів встановлені максимально можливі значення перевантажень: перевантаження в діапазоні $1,5 < K_2 < 2$ можна допускати тільки за узгодженням із заводом-виробником трансформатора.

Значення допустимого аварійного перевантаження визначаємо по табл. 11 [20] залежно від коефіцієнта початкового навантаження K_1 , температури довкілля $\Theta_{охл}$ під час виникнення аварійного перевантаження h і тривалість перевантаження h . Максимальне значення аварійного перевантаження не повинно перевищувати $2 \cdot S_{т.ном.}$

Знаючи середню еквівалентну температуру довкілля за час дії графіку навантажень ($\Theta_{охл.} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$), систему охолодження трансформатора (М), коефіцієнт початкового навантаження $K_1 = 0,882$, тривалість перевантаження $h = 7$ год.: по табл. 11 [20] визначаємо допустимість відносного перевантаження K_3 . $K_2 = 1,2$, отже по аварійному перевантаженню трансформатор проходить ($K_2 = 1,04$).

Згідно зі спрощеною методикою по табл. 4 [20] при $K_1 = 0,882$ і $K_2 = 1,04$ знаходимо тривалість допустимого систематичного перевантаження $h = 10$ год. Це більше тривалості максимуму по графіку (7 годин), отже для такого трансформатора систематичне перевантаження у вказаних межах допустиме.

3.2 Вибір головної схеми підстанції

Вибір схеми електричних з'єднань є важливим і відповідальним етапом проектування підстанцій. Від вибраної схеми залежить надійність роботи електроустановки, її економічність, оперативна гнучкість (тобто пристосовність до умов роботи, що змінюються) і зручність експлуатації, безпека обслуговування, можливість розширення.

Для забезпечення надійного електропостачання виберемо схему підстанції по ВН «Дві робочих і обхідна системи шин». Ця схема рекомендована в мережах напругою 110 кВ. Вона має високу надійність (в порівнянні з існуючою), гнучкість і зручність експлуатації, дозволяє вивести в ремонт будь-який елемент схеми при збереженні живлення споживачів і транзиту, сприяє розвитку енергосистеми, тобто збільшенню числа приєднань.

Недоліком цієї схеми є велика кількість роз'єднувачів, тобто можливість помилкових дій обслуговуючим персоналом при проведенні перемикачів. Але при дотриманні правил експлуатації і техніки безпеки персоналом підстанції помилкових дій бути не повинно.

3.3 Розрахунок параметрів проекрованої ПЛ-110 кВ

ПЛ-110 кВ проектується одноколвою і проходить паралельно до існуючої ПЛ-110 кВ без відгалужень на підстанції. Протяжність проекрованої лінії складає 60,5 км.

Визначимо переріз проводу одноколвої ПЛ-110 кВ по економічній щільності струму [18].

Економічний переріз проводу:

$$F_{ек.} = \frac{I_p}{j_{ек.}}, \quad (3.5)$$

де $j_{ек.} = 1, 1 \text{ А/мм}^2$ – економічна щільність струму з табл. 1.3.36 [1];

I_p – розрахунковий струм, А.

В якості розрахункового прийемо струм, що відповідає обтяжуючому режиму, тобто в режиму, коли існуюча ПЛ-110 кВ знаходиться у вимкненому стані. В цьому випадку уся потужність (споживана підстанцією і транзит) передається по проєктованій лінії.

$$I_p = \frac{S_{\text{спож.}} + S_{\text{транз.}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (3.6)$$

$$I_p = \frac{6700 + 18800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 133,8 \text{ А};$$

$$F_{\text{ек.}} = \frac{133,8}{1,1} = 122 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід марки АС-120/19 перерізом 120 мм².

По табл. 1.3.29 ПУЕ допустимий тривалий струм для проводу марки АС-120/19 складає 390 А, отже вибраний провід по струмовому навантаженню проходить.

Довідкові дані проводу АС-120/19 [2].

Активний питомий опір – $r_0=0,249$ Ом/км.

Індуктивний питомий опір – $x_0=0,427$ Ом/км.

Втрати напруги в обтяжуючому режимі:

$$\Delta U = \frac{P_H \cdot R_L + Q_H \cdot X_L}{U_H}, \quad (3.7)$$

де P_H – активна потужність навантаження,

$$P_H = S_H \cdot \cos \varphi; \quad (3.8)$$

$$P_H = 25,5 \cdot 0,8 = 20,4 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Q_H – реактивна потужність навантаження,

$$Q_H = S_H \cdot \sin \varphi; \quad (3.9)$$

$$Q_H = 25,5 \cdot 0,6 = 15,3 \text{ МВАр},$$

R_L – активний опір лінії.

$$R_L = L \cdot r_0; \quad (3.10)$$

$$R_L = 60,5 \cdot 0,249 = 15,1 \text{ Ом},$$

Q_l – реактивний опір лінії.

$$X_l = L \cdot x_0; \quad (3.11)$$

$$X_l = 60,5 \cdot 0,427 = 25,8 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = \frac{20,4 \cdot 15,1 + 15,3 \cdot 25,8}{115} = 6,1 \text{ кВ};$$

$$\Delta U = \frac{6,1}{115} \cdot 100\% = 5,3 \text{ \%}.$$

Втрати напруги в обтяжуючому режимі на лінії склали 5,3 %, що сумірно з межами регулювання пристрою РПН трансформаторів ($9 \times 1,78\%$) 16 %.

3.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Коротким замиканням (КЗ) називається порушення нормальної роботи електричної установки, викликане замиканням фаз між собою, а також замиканням фаз на землю в мережах з глухозаземленими нейтраліями.

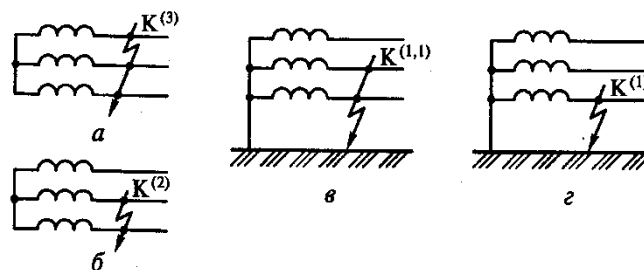
Причинами КЗ зазвичай є порушення ізоляції, викликані її механічними пошкодженнями, старінням, накиданнями сторонніх тіл на проводи ліній електропередачі, проїздом під лініями механізмів (кранів з піднятою стрілою і тому подібне) негабаритів, прямими ударами блискавки, перенапругами, незадовільним доглядом за обладнанням. Часто причиною пошкоджень в електроустановках, що супроводжуються короткими замиканнями, є неправильні дії обслуговуючого персоналу. Прикладами таких дій є помилкові відключення роз'єднувачем кола зі струмом, включення роз'єднувачів на закоротку, помилкові дії при перемиканнях в головних схемах і в схемах релейного захисту і автоматики.

При КЗ струми в пошкоджених фазах збільшуються у декілька разів в порівнянні з їх нормальним значенням, а напруга знижується, особливо поблизу місця пошкодження.

Протікання великих струмів КЗ викликає підвищений нагрів провідників, а це веде до збільшення втрат електроенергії, прискорює старіння і руйнування ізоляції, може привести до втрати механічної міцності струмоведучих частин та електричних апаратів.

Зниження рівня напруги при КЗ в мережі веде до зменшення моменту електродвигунів, що обертаються, їх гальмування, зниження продуктивності і навіть до повної зупинки.

Різде зниження напруги при КЗ може привести до порушення стійкості паралельної роботи генераторів електростанцій і частин електричної системи, виникнення системних аварій.



a – трифазне КЗ; *б* – двофазне КЗ; *в* – двофазне КЗ на землю; *г* – однофазне КЗ

Рисунок 3.3 – Види коротких замикань

Види КЗ в трифазній мережі і їх позначення приведені на рис. 3.3.

Трифазні і двофазні КЗ можливі у будь-яких трифазних мережах.

Для проходження струму при однофазному або двофазному КЗ на землю необхідно, щоб на ділянці мережі, де сталося пошкодження, була хоча б одна заземлена нульова точка (нейтраль) трансформатора, електрично пов'язана з місцем КЗ (див. рис. 3.3, *в*, *г*). Чим більше буде заземлених нейтралей, тим більшим буде струм КЗ при цих видах пошкоджень.

Важливим чинником є відносна частота виникнення різних видів КЗ. За усередненими даними вона складає: трифазні – 5%; двофазні — 10%; однофазні — 65%; двофазні КЗ на землю – 20 м. Іноді один вид замикань переходить в

інший (наприклад, в кабельних лініях 6-10 кВ замикання однієї фази на землю часто переходить в міжфазні КЗ).

Як правило, в місці КЗ виникає електрична дуга, яка утворює разом з опорами елементів шляху струму КЗ перехідний опір. Іноді виникають металеві КЗ без перехідного опору.

Для забезпечення надійної роботи енергосистем і запобігання пошкодженню обладнання при КЗ необхідно швидко відключати пошкоджену ділянку, що досягається застосуванням пристроїв релейного захисту з мінімальними витримками часу і швидкодіючих відключаючих апаратів (вимикачів). Важливу роль грають пристрої АРВ і швидкодіючі форсування збудження синхронних генераторів, які збільшують струм збудження синхронних генераторів при коротких замиканнях, завдяки чому менше знижується напруга в різних ланках мережі, а після відключення КЗ напруга швидше відновлюється до нормальної.

До заходів, що зменшують небезпеку розвитку аварій, відносяться: вибір раціональної схеми мережі, правильний вибір апаратів за умовами КЗ, застосування струмообмежувальних пристроїв і тому подібне

Для здійснення вказаних заходів необхідно вміти визначати струми КЗ і враховувати характер їх зміни в часі.

Розрахунки струмів КЗ потрібні для:

- зіставлення, оцінки і вибору головних схем електричних станцій, мереж і підстанцій;
- вибору і перевірки електричних апаратів і провідників;
- проектування і налаштування пристроїв релейного захисту і автоматики;
- визначення впливу струмів нульової послідовності ліній електропередачі на лінії зв'язку;
- проектування заземлюючих пристроїв;
- аналізу аварій в електроустановках і електричних системах;
- оцінки допустимості і розробки методики проведення різних випробувань в електричних системах;

- аналізу стійкості роботи енергосистем.

Для вирішення більшості завдань, що зустрічаються на практиці, приймають ряд допущень, які значно спрощують розрахунки, не вносячи при цьому істотних похибок. При розрахунках струмів КЗ допускається не враховувати:

- зсув по фазі ЕРС і зміна частоти обертання роторів синхронних генераторів, компенсаторів і електродвигунів, якщо тривалість КЗ не перевищує 0,5 с;
- струм намагнічення силових трансформаторів і автотрансформаторів;
- насичення магнітних систем електричних машин;
- поперечну ємність повітряних ліній електропередач напругою 110 кВ, якщо їх довжина не перевищує 200 км, і напругою 330-500 кВ, якщо їх довжина не перевищує 150 км;
- при розрахунку періодичної складової струму КЗ – активні опори елементів електроенергетичної системи, зокрема повітряних і кабельних ліній електропередачі, якщо результуючий еквівалентний активний опір відносно точки КЗ не перевищує 30 % результуючого еквівалентного індуктивного опору. Проте активний опір необхідно враховувати при визначенні постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ T_a .

Розрахунок струмів трифазного КЗ виконується в наступному порядку:

- 1) складається розрахункова схема даної електроустановки, намічаються розрахункові точки КЗ;
- 2) на підставі розрахункової схеми складається еквівалентна схема заміщення, усі опори на ній нумеруються;
- 3) визначаються величини опорів усіх елементів схеми заміщення у відносних або іменованих одиницях і вказуються на схемі заміщення; позначаються розрахункові точки КЗ;
- 4) шляхом поступового перетворення відносно розрахункової точки КЗ приводять схему заміщення до найбільш простого виду, щоб кожне джерело

живлення або група джерел, що характеризується певними значеннями еквівалентної ЕРС $E''_{ЕКВ}$ і ударного коефіцієнта $k_{уд}$, були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором;

5) визначають за законом Ома початкове діюче значення періодичної складової струму КЗ I_{n0} , а потім ударний струм $i_{уд}$, періодичну і аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу t (I_{nt} , i_{at}).

Вважається достатнім розглянути струм трифазного КЗ в характерних точках системи електропостачання і визначити періодичну складову цього струму для найбільш важкого режиму роботи мережі.

Для практичних розрахунків струмів КЗ слід виходити з наступних умов:

- усі джерела, що беруть участь в живленні даної точки к.з. працюють одночасно з номінальним навантаженням;
- коротке замикання настає в такий момент часу, при якому струм к.з. матиме найбільше значення;
- усі синхронні машини мають автоматичне регулювання напруги і пристрої форсування збудження;
- ЕРС усіх джерел співпадають по фазі;
- розрахункова напруга кожного ступеня приймається на 5% вище за номінальну напругу мережі;
- на струми к.з. роблять впливи синхронні двигуни, приєднані до даної мережі;
- трансформатори працюють окремо.

На рис. 3.4 і 3.5 приведені розрахункова схема і схема заміщення ТП 110/10 кВ

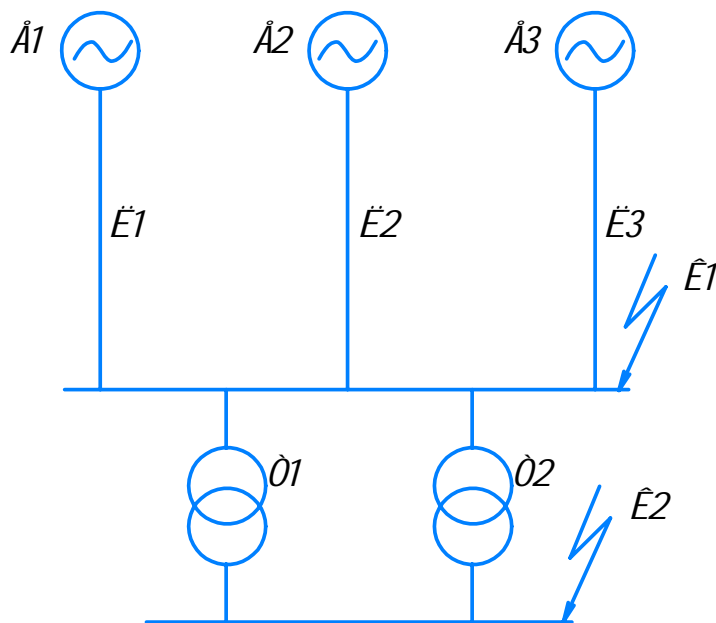


Рисунок 3.4 – Розрахункова схема ТП 110/10 кВ

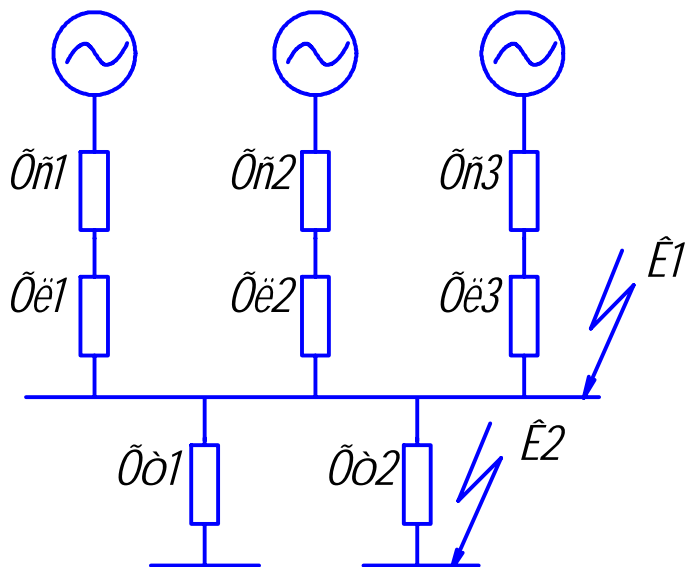


Рисунок 3.5 – Схема заміщення ТП 110/10 кВ

Початкові дані для розрахунку:

Т1: трансформатор ТМН-6300/110: $S_H=6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $u_k = 11,1\%$.

Т2: трансформатор ТМН-6300/110: $S_H=6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $u_k = 11,1\%$.

Л1: одноколова ПЛ з проводом АС-120/19: $x_0=0,427 \text{ Ом/км}$, $L=60,5 \text{ км}$.

Л2: одноколова ПЛ з проводом АС-120/19: $x_0=0,427 \text{ Ом/км}$, $L=15,4 \text{ км}$.

Л3: одноколова ПЛ з проводом АС-120/19: $x_0=0,427 \text{ Ом/км}$, $L=14,5 \text{ км}$.

Визначимо параметри схеми заміщення при наближеному приведенні у відносних одиницях.

Розрахуємо струми короткого замикання в максимальному режимі.

Струми КЗ в максимальному режимі:

- на шинах ПС «Тернопіль» $I_{K3max}=11600$ А;
- на шинах ПС «Нова» $I_{K3max}=3620$ А;
- на шинах ПС «Микулинці» $I_{K3max}=3465$ А.

Прийmemo базисну потужність $S_B = 1000$ МВ·А, за базисну напругу приймаємо середню номінальну напругу $U_B = 115$ кВ .

Опір систем у відносних одиницях:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_B}; \quad (3.12)$$

$$X_{C1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11,6 \cdot 115} = 0,43 \text{ в.о.};$$

$$X_{C2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,62 \cdot 115} = 1,38 \text{ в.о.};$$

$$X_{C3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 3,456 \cdot 115} = 1,45 \text{ в.о.}$$

Опір повітряних ліній:

$$X_L = x_0 \cdot l_{пл} \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (3.13)$$

$$X_{L1} = 0,427 \cdot 60,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,95 \text{ в.о.};$$

$$X_{L2} = 0,427 \cdot 15,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,5 \text{ в.о.};$$

$$X_{L3} = 0,427 \cdot 14,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,47 \text{ в.о.}$$

Опір трансформаторів:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{u_{K3} \cdot S_B}{100\% \cdot S}, \quad (3.14)$$

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{11,1 \cdot 1000}{100 \cdot 6,3} = 17,62 \text{ в.о.}$$

Еквівалентний опір систем і ліній

$$\frac{1}{X_{EKB.}} = \frac{1}{X_{C1} + X_{Л1}} + \frac{1}{X_{C2} + X_{Л2}} + \frac{1}{X_{C3} + X_{Л3}}; \quad (3.15)$$

$$\frac{1}{X_{EKB.}} = \frac{1}{0,43 + 1,95} + \frac{1}{1,38 + 0,5} + \frac{1}{1,45 + 0,47} = 1,47;$$

$$X_{EKB.} = \frac{1}{1,47} = 0,67 \text{ в.о.}$$

Базисний струм:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \quad (3.16)$$

$$I_B = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Визначимо струм короткого замикання в точці К1 (шини 110 кВ).

Струм короткого замикання в точці К1 (періодична складова $I_{Пт}$ приймається незмінною впродовж усього процесу замикання і рівною її початковому значенню $I_{П0}$)

$$I_{K1} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{E_{EKB.} \cdot I_B}{X_{EKB.}}; \quad (3.17)$$

$$I_{K1} = I_{П.0} = I_{П.т} = \frac{1 \cdot 5020}{0,67} = 7492 \text{ А.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К1

$$i_{yд.} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{K1}, \quad (3.18)$$

де $k_y = 1,8$ – ударний коефіцієнт.

$$i_{yд.} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7492 = 19070 \text{ А.}$$

Аперіодична складова струму к.з.

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}; \quad (3.19)$$

$$i_{at1} = \sqrt{2} \cdot 7492 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 3191,$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової, для установок напругою вище 1000 В величина $T_a = 0,05$ с.

Робочий струм в обтяжуючому режимі:

$$I_{роб.обт.} = \frac{1,4 \cdot S_{н.м.}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (3.20)$$

$$I_{роб.обт.} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,28 \text{ А.}$$

Визначимо струм короткого замикання в точці К2 (шини 10 кВ).

$$I_{K2} = I_{П.О} = I_{П.т} = \frac{E_{екв.} \cdot I_B}{X_{екв.} + X_{T1}} k_{мп.}; \quad (3.21)$$

$$I_{K2} = I_{П.О} = I_{П.т} = \frac{1 \cdot 5020}{0,67 + 17,62} \cdot \frac{115}{11} = 2869 \text{ А.}$$

Ударний струм короткого замикання в точці К2:

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot k_{y.} \cdot I_{K2}; \quad (3.22)$$

$$i_{уд.} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 2869 = 7303 \text{ А.}$$

Аперіодична складова струму к.з.

$$i_{ат2} = \sqrt{2} \cdot I_{K2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}; \quad (3.23)$$

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot 2869 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,05}} = 1222 \text{ А.}$$

Потужність трифазного к.з.

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{ПО}; \quad (3.24)$$

$$S_{к.з.} = \sqrt{3} \cdot 11 \cdot 2,869 = 54,66 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Робочий струм в режимі, що обважнює

$$I_{роб.обт.} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 463 \text{ А.}$$

Розрахуємо струми короткого замикання в мінімальному режимі.

Струми КЗ в мінімальному режимі:

- на шинах ПС «Тернопіль» $I_{K3min}=780$ А;
- на шинах ПС «Нова» $I_{K3min}=1260$ А;

- на шинах ПС «Микулинці» $I_{K3min}=1715$ А.

Прийемо базисну потужність $S_B = 1000$ МВ·А, за базисну напругу приймаємо середню номінальну напругу $U_B = 115$ кВ.

Опір систем у відносних одиницях:

$$X_C = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot I_{K3} \cdot U_B}; \quad (3.25)$$

$$X_{C1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,78 \cdot 115} = 6,44 \text{ в.о.};$$

$$X_{C2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1,26 \cdot 115} = 3,98 \text{ в.о.};$$

$$X_{C3} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1,715 \cdot 115} = 2,93 \text{ в.о.}$$

Еквівалентний опір систем і ліній

$$\frac{1}{X_{EKB.}} = \frac{1}{X_{C1} + X_{Л1}} + \frac{1}{X_{C2} + X_{Л2}} + \frac{1}{X_{C3} + X_{Л3}}; \quad (3.26)$$

$$\frac{1}{X_{EKB.}} = \frac{1}{6,44 + 1,95} + \frac{1}{3,98 + 0,5} + \frac{1}{2,93 + 0,47} = 0,6365;$$

$$X_{EKB.} = \frac{1}{0,6365} = 1,57 \text{ в.о.}$$

Визначимо струм короткого замикання в точці К1 (шини 110 кВ).

Струм короткого замикання в точці К1:

$$I_{K1} = \frac{E_{EKB.} \cdot I_B}{X_{EKB.}}; \quad (3.27)$$

$$I_{K1} = \frac{1 \cdot 5020}{1,57} = 3197 \text{ А.}$$

Визначимо струм короткого замикання в точці К2 (шини 10 кВ).

Струм короткого замикання в точці К2:

$$I_{K2} = \frac{E_{EKB.} \cdot I_B}{X_{EKB.} + X_{T1}} \cdot k_{TP.}; \quad (3.28)$$

$$I_{K2} = \frac{1 \cdot 5020}{1,57 + 17,62} \cdot \frac{115}{11} = 2735 \text{ А.}$$

Результати розрахунків зводимо в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок струмів КЗ

Параметр	Максимальний режим		Мінімальний режим	
	Точка К1	Точка К2	Точка К1	Точка К2
$I_{КЗ}$	7492 А	2869 А	3197 А	2735 А
$i_{y\delta}$	19070 А	7303 А	-	-
i_{at}	3191 А	1222 А	-	-

Розрахункові струми короткого замикання на шинах ТП 110/10 кВ вийшли невеликі, отже додаткових пристроїв для зниження цих струмів не потрібно. Вимикачі, що випускаються в наш час, здатні відключити такий струм без додаткових заходів по зниженню струмів К.З.

4 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

4.1 Вибір основного електрообладнання і струмоведучих частин

4.1.1 Вибір гнучких шин 110 кВ

Струмоведучі частини з боку 110 кВ виконуємо гнучкими проводами. Переріз вибираємо по економічній щільності струму. $J_e = 1,1$ А/мм² при $T_{max} = 3000-5000$ год. для неізолюваних шин і дротів з алюмінію.

$$q_s = \frac{I_n}{J_e}, \quad (4.1)$$

де I_n – струм нормального режиму, без перевантажень;

J_e – нормована щільність струму, А/мм².

$$I_n = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (4.2)$$

$$S_{max} = S_{нав.} + S_{транз.}; \quad (4.3)$$

$$I_n = \frac{6700 + 18800}{\sqrt{3} \cdot 110} = 133,8 \text{ А};$$

$$q_e = \frac{133,8}{1,1} = 121,6 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід марки АС-120/19 перерізом 120 мм², $I_{дон} = 380$ А.

Перевіряємо провід по допустимому струму:

$$I_{нав. max} < I_{дон};$$

$$133,8 \text{ А} < 380 \text{ А}.$$

Перевірка на схльостування не виконується, оскільки $I < 50$ кА.

Перевірка на термічну дію струмів короткого замикання не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка на коронування.

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (4.4)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу (для багатожильних проводів $m=0,82$);

r_0 – радіус проводу.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається за виразом:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (4.5)$$

де U – лінійна напруга, кВ;

D_{cp} – середнє геометричне відстань між проводами фаз; при горизонтальному розташуванні фаз $D_{cp} = 1,26 \cdot D$;

де D – відстань між сусідніми фазами.

Проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля на поверхні будь-якого проводу не більша $0,9E_0$.

Таким чином, умову утворення корони можна записати у вигляді:

$$1,07E \leq 0,9E_0; \quad (4.6)$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}} \right) = 33,37 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 250}{0,76}} = 8,5 \text{ кВ/см};$$

$$1,07 \cdot 8,5 \text{ кВ} < 0,9 \cdot 33,37 \text{ кВ};$$

$$9,1 \text{ кВ} < 30 \text{ кВ}.$$

Таким чином, провід АС-120/19 за умовами корони проходить.

4.1.2 Вибір вимикачів на стороні ВН

Вимикач — це комутаційний апарат, призначений для включення і відключення струму.

Вимикач є основним апаратом в електричних установках, він служить для відключення і включення в колі у будь-яких режимах: тривале навантаження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід, несинхронна робота. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів КЗ і включення на існуюче коротке замикання.

До вимикачів високої напруги пред'являють наступні вимоги:

- надійня відключення будь-яких струмів (від десятків ампер до номінального струму відключення);
- швидкість дії, тобто найменший час відключення;
- придатність для швидкодіючого автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача відразу ж після відключення;
- можливість пофазного (пополюсного) керування для вимикачів 110 кВ і вище;
- легкість ревізії і огляду контактів;
- вибухо- і пожежобезпечність;
- зручність транспортування і експлуатації.

Вимикачі високої напруги повинні тривало витримувати номінальний струм $I_{ном}$ і номінальну напругу $U_{ном}$.

Відповідно до ГОСТ 687-78Е вимикачі характеризуються наступними параметрами:

1) номінальний струм відключення $I_{відкл.ном}$ — найбільший струм КЗ (діюче значення), який вимикач здатний відключити при напрузі, рівній найбільшій робочій напрузі за заданих умов напруги, що відновлюється, і заданому циклі операцій. Струм КЗ складається з періодичної і аперіодичної складових. Номінальний струм відключення визначається діючим значенням періодичної складової у момент розходження контактів;

2) допустимий відносний вміст аперіодичної складової струму в струмі відключення $\beta_{\text{норм}}$, %, яке визначається по кривий рис. 4.1.

$$\beta_{\text{норм}} = \frac{i_{a.\text{ном}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл.ном}}} \cdot 100. \quad (4.7)$$

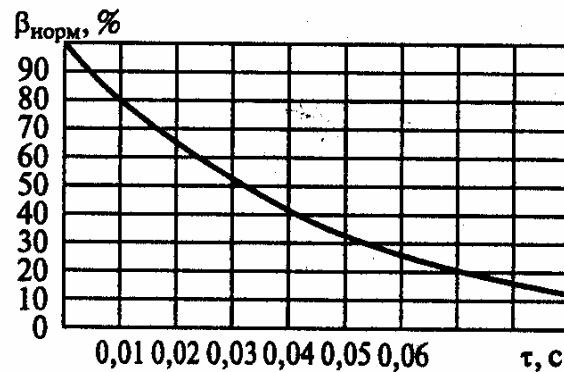


Рисунок 4.1 – Нормований склад аперіодичної складової

Нормоване значення β_n визначається для моменту розходження контактів $\tau = t_{\text{зmin}} + t_{\text{в.в}} = 0,01 + t_{\text{в.в}}$.

Якщо $\tau > 0,09$ с, то приймають $\beta_{\text{норм}} = 0$;

3) цикл операцій – виконується вимикачем послідовність комутаційних операцій із заданими інтервалами між ними;

4) стійкість при наскрізних струмах – характеризується струмами термічної стійкості $I_{\text{тер}}$ і електродинамічної стійкості $i_{\text{дин}}$ (діюче значення), $i_{\text{дин}}$ - найбільший пік (амплітудне значення); ці струми вимикач витримує у включеному положенні без ушкоджень, що перешкоджають подальшій роботі. Завод-виробник повинен витримувати співвідношення $i_{\text{дин}} = 2,55 \cdot I_{\text{відкл.ном}}$;

5) номінальний струм включення – струм КЗ, який вимикач з відповідним приводом здатний включити без приварювання контактів і інших пошкоджень, при $U_{\text{ном}}$ і заданому циклі. У каталогах наводиться діюче значення цього струму $I_{\text{вкл.ном}}$ і амплітудне значення $i_{\text{вкл.ном}}$.

Вимикачі конструюються таким чином, що дотримуються умови:

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{відкл.ном}};$$

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,8\sqrt{2} I_{\text{відкл.ном}};$$

б) власний час відключення $t_{в.в}$ – інтервал часу від моменту подання команди на відключення до моменту зупинення зіткнення дугогасячих контактів.

Час відключення $t_{відкл.в}$ – інтервал часу від подання команди на відключення до моменту згасання дуги в усіх полюсах.

Час включення $t_{вкл.в}$ – інтервал часу від моменту подання команди на включення до виникнення струму в колі;

7) параметри напруги, що відновлюється, визначаються відповідно до нормованих характеристик власної перехідної напруги (ПВН), що відновлюється.

Вибір вимикачів представлений в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вибір вимикачів на стороні 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача ВГТ-110-20/1000У1
$U_m = U_n$	$U_n = 110$ кВ	$U_n = 110$ кВ
$I_{роб.обт} \leq I_n$	$I_{роб.обт} = 133,8$ А	$I_n = 1000$ А
$I_{нт} \leq I_{відкл}$	$I_{нт} = 7,492$ кА	$I_{відкл} = 20$ кА
$i_{ат} \leq i_{аном}$	$i_{ат} = 3,191$ кА	$i_{аном} = 20$ кА
$I_{но} \leq I_{дин}$	$I_{но} = 7,492$ кА	$I_{дин} = 50$ кА
$I_{уд} \leq I_{дин.макс}$	$i_{уд} = 19,07$ кА	$I_{дин.макс} = 76$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 8,42$ кА ² ·с	$B_k = 2400$ кА ² ·с

4.1.3 Вибір роз'єднувачів на стороні ВН

Роз'єднувач – це контактний комутаційний апарат, призначений для відключення і включення електричного кола без струму або з незначним струмом. При ремонтних роботах роз'єднувачем створюється видимий розрив між частинами, що залишилися під напругою і апаратами, виведеними в ремонт.

Роз'єднувачами не можна відключати струми навантаження, оскільки контактна система їх не має дугогасильних пристроїв і у разі помилкового відключення струмів навантаження виникає стійка дуга, яка може привести до

міжфазного КЗ і нещасних випадків з обслуговуючим персоналом. Перед операцією роз'єднувачем коло має бути розімкнене вимикачем.

Проте для спрощення схем електроустановок допускається використати роз'єднувачів для виробництва наступних операцій :

- відключення і включення нейтралі трансформаторів і заземлюючих дугогасильних реакторів за відсутності в мережі замикання на землю;
- зарядного струму шин і обладнання усієї напруги (окрім батарей конденсаторів);
- струму навантаження до 15 А триполюсними роз'єднувачами зовнішнього встановлення при напрузі 10 кВ і нижче.

До роз'єднувачів пред'являються наступні вимоги:

- створення видимого розриву в повітрі, електрична міцність якого відповідає максимальній імпульсній напрузі;
- електродинамічна і термічна стійкість при протіканні струмів короткого замикання;
- виключення мимовільних відключень;
- чітке включення і відключення за найгірших умов роботи (обмерзання, вітер).

Роз'єднувачем дозволяється також робити операції, якщо він надійно шунтований низькоомним паралельним колом (шиноз'єднувальним або обхідним вимикачем).

Значення струму, що відключається роз'єднувачем, залежить від його конструкції (вертикальне, горизонтальне розташування ножів), відстані між полюсами, номінальної напруги установки, тому допустимість такої операції встановлюється інструкціями і директивними вказівками. Порядок операцій при відключенні намагнічуючого струму трансформатора також відіграє важливу роль. Наприклад, трансформатори, що мають РПН, необхідно перевести в режим недозбудження, оскільки струм намагнічування різко зменшується при зменшенні індукції в магнітопроводі, яка залежить від підведеної напруги. Крім того, при відключенні ненавантаженого

трансформатора потрібно попередньо ефективно заземлити нейтраль, якщо в нормальному режимі трансформатор працював з розземленою нейтраллю. Якщо до нейтралі трансформатора був підключений заземлюючий реактор, то заздалегідь його слід відключити.

Якщо в колі є роз'єднувач і віддільник, то відключення і включення намагнічуючого струму і зарядних струмів необхідно виконувати віддільниками, що мають пружинний привід, який дозволяє швидко зробити цю операцію.

Роз'єднувачі по числу полюсів можуть бути одно- і трьох-полюсними, по роду встановлення – для внутрішніх і зовнішніх установок, по конструкції – рубяючого, поворотного і підвісного типу. За способом встановлення розрізняють роз'єднувачі з вертикальним і горизонтальним розташуванням ножів.

Вибір роз'єднувачів виконується:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по робочому струму: $I_{max} \leq I_{ном}$;
- по конструкції;
- по електродинамічній стійкості: $I_{уд} \leq I_{дин}$;
- по термічній стійкості: $B_k \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}$.

Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ представлений в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Вибір роз'єднувачів на стороні 110 кВ

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані роз'єднувача РНДЗ-1-110/1000 У1
$U_M = U_H$	$U_H = 110$ кВ	$U_H = 110$ кВ
$I_{роб.обт} \leq I_H$	$I_{роб.обт} = 133,8$ А	$I_H = 1000$ А
$I_{уд} \leq I_{дин.макс}$	$i_{уд} = 19,07$ кА	$I_{дин макс} = 80$ кА
$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 8,42$ кА ² ·с	$B_k = 999$ кА ² ·с

4.1.4 Вибір трансформаторів струму на стороні ВН

Трансформатор струму призначений для зменшення первинного струму до значень, найбільш зручних для вимірювальних приладів і реле, а також для відділення кіл вимірювання і захисту від первинних кіл високої напруги.

Трансформатор струму характеризується номінальним коефіцієнтом трансформації:

$$K_I = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}}, \quad (4.8)$$

де $I_{1ном}$ і $I_{2ном}$ – номінальні значення первинного і вторинного струму відповідно.

Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму не є строго постійною величиною і може відрізнятись від номінального значення внаслідок похибки, обумовленої наявністю струму намагнічення. Струмова похибка визначається за виразом:

$$\Delta I\% = \frac{K_I I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100. \quad (4.9)$$

Похибка трансформатора струму залежить від його конструктивних особливостей: перерізу магнітопровода, магнітної проникності матеріалу магнітопровода, значення середньої довжини магнітного шляху $l_{\omega l}$. В залежності від вимог, що висуваються, випускаються трансформатори струму з класами точності 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Вказані цифри є струмовою похибкою у відсотках номінального струму при навантаженні первинної обмотки струмом 100-120% для перших трьох класів і 50-120 % для двох останніх. Для трансформаторів струму класів точності 0,2; 0,5 і 1 нормується також кутлова похибка.

Похибка трансформатора струму залежить від вторинного навантаження (опір приладів, проводів, контактів) і від кратності первинного струму по відношенню до номінального. Збільшення навантаження і кратності струму призводять до збільшення похибки.

При первинних струмах, значно менших номінального, похибка трансформатора струму також зросте.

Трансформатори струму класу 0,2 застосовуються для приєднання точних лабораторних приладів, класу 0,5 – для приєднання лічильників грошового розрахунку, класу 1 – для усіх технічних вимірювальних приладів, класів 3 і 10 – для релейного захисту.

Окрім розглянутих класів, випускаються також трансформатори струму з вторинними обмотками типів Д (для диференціального захисту), З (для земляного захисту), Р (для інших релейних захистів).

Струмові кола вимірювальних приладів і реле мають малий опір, тому трансформатор струму нормально працює в режимі, близькому до режиму КЗ. Якщо розімкнути вторинну обмотку, магнітний потік в магнітопроводі різко зросте, оскільки він визначатиметься тільки МРС первинної обмотки. У цьому режимі магнітопровід може нагрітися до неприпустимої температури, а на вторинній розімкненій обмотці з'явиться висока напруга, що досягає в деяких випадках десятків кіловольт.

Через вказані явища не дозволяється розмикати вторинну обмотку трансформатора струму при протіканні струму в первинній обмотці. При необхідності заміни вимірювального приладу або реле заздалегідь замикається накоротко вторинна обмотка трансформатора струму (чи шунтується обмотка реле, приладу).

Трансформатор струму вибирають:

- по напрузі установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по робочому струму $I_{max.роб} \leq I_{ном}$; номінальний струм має бути як можна ближчий до робочого струму установки, оскільки недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок;
- по конструкції і класу точності;
- по електродинамічній стійкості

$$i_{y0} \leq \sqrt{2} \cdot I_{ном} \cdot K_{ед}; \quad i_{y0} \leq i_{дин},$$

де i_{y0} – ударний струм КЗ за розрахунками;

K_{e0} – кратність електродинамічної стійкості по каталогу;

$I_{1ном}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму;

$i_{дин}$ – струм електродинамічної стійкості;

- по термічній стійкості $B_k \leq (\kappa_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{мер}$; $B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$,

де B_k – тепловий імпульс за розрахунками;

κ_m – кратність термічної стійкості по каталогу;

- по вторинному навантаженню $Z_2 \leq Z_{2ном}$,

де Z_2 – вторинне навантаження трансформатора;

$Z_{2ном}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму у

вибраному класі точності.

Індуктивний опір струмових обмоток невеликий, тому $Z_2 \approx r_2$. Вторинне навантаження складається з опору приладів, сполучних проводів і перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{прил} + r_{пров} + r_k. \quad (4.10)$$

Опір приладів визначається за виразом

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}, \quad (4.11)$$

де $S_{прил}$ – потужність, споживана приладами;

I_2 – вторинний номінальний струм приладу.

Опір контактів приймаємо 0,1 Ом. Опір сполучних проводів залежить від їх довжини і перерізу. Щоб трансформатор струму працював у вибраному класі точності, необхідно витримати умову:

$$r_{прил} + r_{пров} + r_k \leq Z_{2ном}. \quad (4.12)$$

Звідки:

$$r_{пров} = Z_{2ном} - r_{прил} - r_k. \quad (4.13)$$

Переріз сполучних проводів визначаємо по формулі:

$$q = \frac{\rho \times l_{роз.}}{r_{прил.}}, \quad (4.14)$$

де ρ – питомий опір проводу з алюмінієвими жилами;

$l_{роз}$ – розрахункова довжина, що залежить від схеми з'єднання трансформатора струму.

Таблиця 4.3 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження по фазах, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Ватметр	Д-350	0,5	-	0,5
Лічильник активної і реактивної потужності	СЭТ-4ТМ.02	2,0	2,0	2,0
Разом:		3	2	2,5

Сама навантажена Фаза «А». Загальний опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом.}$$

Для ТФЗМ 110-У1

$$Z_{2ном} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}; \quad (4.15)$$

$$Z_{2ном} \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір проводу:

$$r_{пров} = 1,2 - 0,12 - 0,1 = 0,98 \text{ Ом.}$$

Для підстанції застосовуємо кабель з алюмінієвими жилами, орієнтовна довжина якого 100 м, трансформатори струму сполучені в неповну зірку, тому

$l_{роз} = \sqrt{3} \cdot l$, тоді:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{роз.}}{r_{пров}}; \quad (4.16)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 100}{0,98} = 5,0 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель АКРВГ з жилами перерізом 6мм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 100}{6} = 0,82 \text{ Ом.}$$

Таким чином, вторинне навантаження складає

$$r_2 = 0,12 + 0,82 + 0,1 = 1,04 \text{ Ом.}$$

Таблиця 4.4 – Розрахунок трансформатора струму 110 кВ

Розрахункові дані	Дані ТФЗМ-110Б1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 133,8 \text{ А}$	$I_{1\text{ном}} = 150 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 19,07 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 150 \text{ кА}$
$B_k = 8,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1874 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,04 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,2 \text{ Ом}$

Вибираємо трансформатор струму ТФЗМ-110Б1 з коефіцієнтом трансформації 150/5А, клас точності 0,5Р, 10Р/10Р.

4.1.5 Вибір трансформаторів напруги на стороні ВН

Трансформатор напруги призначений для пониження високої напруги до стандартного значення 100 або $100/\sqrt{3}$ В і для відділення кіл вимірювання і релейного захисту від первинних кіл високої напруги.

Номінальний коефіцієнт трансформації визначається наступним виразом:

$$K_U = \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}}, \quad (4.17)$$

де $U_{1\text{ном}}$, $U_{2\text{ном}}$ – номінальна первинна і вторинна напруга.

Розсіяння магнітного потоку і втрати в осерді приводять до похибки вимірювання:

$$\Delta U \% = \frac{K_I \cdot U_2 - U_1}{U_2} \cdot 100. \quad (4.18)$$

Так само як і в трансформаторах струму, вектор вторинної напруги зміщений відносно вектору первинної напруги не точно на кут 180° . Це визначає кутову похибку. Залежно від номінальної похибки розрізняють класи точності 0,2; 0,5; 1; 4.

Похибка залежить від конструкції магнітопровода, магнітної проникності сталі і від $\cos\varphi$ вторинного навантаження. У конструкції трансформаторів напруги передбачається компенсація похибки по напрузі шляхом деякого зменшення числа витків первинної обмотки, а також компенсація кутової похибки за рахунок спеціальних компенсуючих обмоток.

Сумарне споживання обмоток вимірювальних приладів і реле, підключених до вторинної обмотки трансформатора напруги, не повинне перевищувати номінальну потужність трансформатора напруги, оскільки інакше це приведе до збільшення похибки.

Трансформатори напруги вибираються:

- по напрузі установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по конструкції і схемі з'єднання обмоток;
- по класу точності;
- по вторинному навантаженню $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,

де $S_{ном}$ – номінальна потужність у вибраному класі точності. При цьому слід мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, сполучених в зірку, приймається сумарна потужність усіх трьох фаз, а для сполучених за схемою відкритого трикутника – подвоєна потужність одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження усіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

Навантаження приладів визначається по формулі

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{прил} \cdot \cos \varphi_{прил})^2 + (\sum S_{прил} \cdot \sin \varphi_{прил})^2}; S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{прил}^2 + Q_{прил}^2} \cdot (4.19)$$

Таблиця 4.5 – Вторинне навантаження трансформатора напруги 110кВ

Прилад	Тип	S однієї обмотки В·А	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приладів	Загальна потрібна потужність	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	
Лічильник	СЭТ-4ТМ.02	2,0	3	0,5	0,86	1	3	5,16
Разом:							8	5,16

Вторинне навантаження трансформатора напруги $S_{2\Sigma} = 9,52 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Вибираємо трансформатор напруги НКФ-110-58 з наступними параметрами:

- 1) $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$;
- 2) номінальна напруга обмотки :
 - первинної – $110000/\sqrt{3} \text{ В}$;
 - основної вторинної – $100/\sqrt{3} \text{ В}$;
 - додаткової вторинної – 100 В ;
- 3) номінальна потужність в класі точності 0,5 $S_{ном} = 400 \text{ В}\cdot\text{А}$;
- 4) максимальна потужність $S_{max} = 2000 \text{ В}\cdot\text{А}$.

4.1.6 Вибір вимикачів на стороні НН

Вимикач в колі силового трансформатора 110/10 кВ на стороні низької напруги вибирають по обтяжуючому режиму $I_{роб.обт} = 463 \text{ А}$.

Секційний вимикач вибираємо з умови:

$$I_{роб.обт} = \frac{S_{p.n}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (4.20)$$

$$I_{роб.обт} = \frac{3500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 101 \text{ А}.$$

Вимикачі відходящих ліній вибираємо по струмах найбільш обтяжуючого режиму найбільш завантаженої лінії Л-5 (1,5 МВ. А)

$$I_{роб.обт} = \frac{1500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 43,3 \text{ А.}$$

Вибір і перевірка вимикачів робиться за наступними параметрами:

1) номінальній напрузі $U_n \geq U_{уст}$;

2) номінальному струму $I_n \geq I_{роб.обт}$,

де $I_{роб.обт}$ – робочий струм через вимикач в обтяжуючому режимі;

3) номінальному струму електродинамічної стійкості :

- симетричному $I_{n,0} \leq I_{пр.с.}$;

- асиметричному $i_{уд. макс.} \leq i_{гр.с.}$;

4) номінальному струму відключення:

- симетричному $I_{nt} \leq I_{відкл.}$;

- асиметричному $\sqrt{2} \cdot I_{nt} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{відкл.} \cdot (1 + \beta_n / 100)$;

5) номінальному імпульсу квадратичного струму к.з.

$$B_k = I_{nt}^2 \cdot (t_{відкл} + T_a) \leq I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.}$$

Вибір вимикачів представлений в табл. 4.6.

Таблиця 4.6 – Вибір вимикачів на стороні 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові величини	Каталожні дані вимикача ВВ/ТЕЛ - 10/630/20
$U_m = U_n$	$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{роб.обт} \leq I_n$	$I_{роб.обт} = 463 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$
$I_{nt} \leq I_{відкл}$	$I_{nt} = 2,869 \text{ кА}$	$I_{відкл} = 20 \text{ кА}$
$i_{at} \leq i_{аном}$	$i_{at} = 1,222 \text{ кА}$	$i_{аном} = 20 \text{ кА}$
$I_{но} \leq I_{дин}$	$I_{но} = 2,869 \text{ кА}$	$I_{дин} = 38,18 \text{ кА}$
$I_{уд} \leq I_{дин.макс}$	$i_{уд} = 7,303 \text{ кА}$	$I_{дин макс} = 52 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{тер.}^2 \cdot t_{тер}$	$B_k = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.1.7 Вибір трансформаторів струму на стороні НН

Вимірювальні трансформатори призначені для зменшення первинних струмів і напруги до значень, найбільш зручних для підключення вимірювальних приладів, реле захисту, пристроїв автоматики. Застосування

вимірювальних трансформаторів забезпечує безпеку обслуговуючого персоналу, оскільки кола низької і високої напруги розділені, а також дозволяють уніфікувати конструкцію вимірювальних приладів і реле.

Трансформатори струму (ТС) вибираємо за наступними умовами:

- по конструкції і класу точності;
- по напрузі установки $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по первинному струму $I_{max} \leq I_{1ном}$.

Номинальний первинний струм має бути як можна ближчий до розрахункового струму, оскільки недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок;

- по термічній стійкості $B_k \leq (\kappa_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_T$;
- по вторинному навантаженню $Z_2 \leq Z_{2ном}$.

Визначимо максимальний робочий струм, що протікає по ввідних вимикачах 10 кВ (при відключенні одного з трансформаторів і включенні секційного вимикача)

$$I_{max} = I_{роб.обт.} = 463 \text{ А};$$

$$i_{yd} = 7,303 \text{ кА};$$

$$B_k = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Вибираємо трансформатор струму типу ТЛМ-10 $I_{ном}=600\text{А}$, клас точності вторинної обмотки 0,5/Р.

Дані розрахунків зведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Вибір трансформаторів струму 10 кВ

Розрахункові дані	Дані ТЛМ-10
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 463 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_{yd} = 7,303 \text{ кА}$	$I_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 313,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 0,69 \text{ Ом}$	$Z_{2.ном.} = 0,8 \text{ Ом}$

Таблиця 4.8 – Вторинне навантаження трансформатора струму

Прилад	Тип	Навантаження по фазах, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-350	0,5	-	-
Ватметр	Д-350	0,5	-	0,5
Лічильник активної і реактивної потужності	СЭТ-4ТМ.02	2,0	2,0	2,0
Разом:		3	2	2,5

Найбільш навантажена Фаза «А».

Загальний опір приладів

$$r_{\text{прил}} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

$$\text{Для ТЛМ - 10 } Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Допустимий опір проводу:

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,12 - 0,1 = 0,58 \text{ Ом.}$$

Для підстанції застосовуємо кабель з алюмінієвими жилами, орієнтовна довжина якого 100м.

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{роз}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{0,58} = 4,88 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо контрольний кабель АКРВБ з жилами перерізом бмм².

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{6} = 0,47 \text{ Ом.}$$

Таким чином, вторинне навантаження складає

$$r_2 = 0,12 + 0,47 + 0,1 = 0,69 \text{ Ом.}$$

4.1.8 Вибір трансформаторів напруги на стороні НН

Трансформатор напруги вибирається:

- по напрузі установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по конструкції і схемі з'єднання обмоток;

- по класу точності;
- по вторинному навантаженню $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$.

Вторинне навантаження трансформаторів напруги приведені в табл. 4.9.

Таблиця 4.9 – Вторинне навантаження трансформатора напруги 10 кВ

Прилад	Тип	S однієї обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приладів	Загальна потрібна потужність		
							P, Вт	Q, Вт	
Вольтметр	ЭЗ37	2,0	1	1	0	1	2		
Лічильник (ввід 10кВ)	СЭТ-4ТМ.02	2,0	3	0,5	0,86	1	3	5,2	
Лічильник (ПЛ 10кВ)	СЭТ-4ТМ.02	2,0	2	0,5	0,86	3	6	10,3	
Разом:							11	15,5	

Вторинне навантаження трансформатора:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} ; \quad (4.21)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{11^2 + 15,5^2} = 19,0 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Вибираємо два трансформатори напруги НТМИ-10-66.

Трансформатори мають номінальну потужність в класі точності 0,5 $S_{ном} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$. $S_{2\Sigma} < S_{ном}$, тобто трансформатори працюватимуть у вибраному класі точності.

4.1.9 Вибір обмежувачів перенапруги

До 70-х років традиційним апаратом для захисту ізоляції електрообладнання від перенапруги є вентиляний розрядник, який містив нелінійний елемент з симетричною вольт-амперною характеристикою на основі карбіду кремнію і послідовно включені з ним іскрові проміжки. Через відносно слабку нелінійність не лінійного елемента він не міг підключатися до мережі безпосередньо, оскільки при робочій напрузі через нього протікав би значний струм.

У 70-х роках з'явилися нелінійні елементи на основі окису цинку, що мають вольт-амперні характеристики з набагато більшою нелінійністю, що дозволяло підключати їх до мережі безпосередньо, без послідовних іскрових проміжків. У нашій країні захисні апарати з оксидно-цинковими елементами дістали назву обмежувачі перенапруження нелінійні (ОПН). За кордоном подібні апарати називаються безіскровими розрядниками. Відсутність послідовних іскрових проміжків дозволяє значно поліпшити захисні характеристики апарату і зменшити його масогабаритні показники. На початок 70-х років безіскрові захисні апарати отримали переважне поширення.

ОПН є апаратом опорного типу і містить високонелінійний резистор, що складається з послідовно сполучених в колонку дисків оксидно-цинкових варисторів виробництва кращих зарубіжних фірм, поміщених в ізоляційну оболонку. Обмежувачі виконання УХЛ1 мають вибухобезпечний чохол з комбінованої полімерної ізоляції: склопластиковий циліндр з обрєбленим покриттям з кремнійорганічної гуми.

Принцип роботи ОПН полягає в наступному: в нормальному режимі через апарат протікає незначний струм при появі сплесків перенапружень будь-якої фізичної природи через різку нелінійність вольт-амперної характеристики обмежувача струм через нього зростає до значень від ампера до десятків кілоампер, знижуючи рівень перенапруги до заданих значень.

Вибираємо обмежувачі перенапруги.

Для напруги 10 кВ вибираємо ОПН-10/11,5-10(I) УХЛ1.

Для напруги 110 кВ вибираємо ОПН-110/84-10(I) УХЛ1.

Для захисту нейтралі трансформатора - ОПН-35/40,5-10(I) УХЛ1.

4.2 Вибір релейного захисту і пристроїв автоматики

4.2.1 Розрахунок диференціального захисту трансформаторів

Вибір параметрів захисту включає визначення первинних струмів для усіх сторін трансформатора, що захищається. По цих струмах визначаються

вторинні струми в плечах захисту, виходячи з коефіцієнта схеми і коефіцієнта трансформації трансформаторів струму.

Розрахунок приведений в табл. 4.10.

Таблиця 4.10 – Значення первинних і вторинних струмів в плечах захисту

Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення	
		110 кВ	10 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66$
Схема з'єднання обмоток трансформатора	-	Y	Δ
Схема з'єднання трансформаторів струму	-	Y	Y
Коефіцієнт трансформації	-	75/5	400/5
Первинний струм в плечах захисту, А	$I_{2.ном} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_{тр}}$	$\frac{31,63 \cdot \sqrt{3}}{75/5} = 3,65$	$\frac{330,66 \cdot 1}{400/5} = 4,13$

Струм спрацьовування захисту

$$I_{с.з.} = K_{нал.} \cdot I_{ном}; \quad (4.22)$$

$$I_{с.з.} = 1,3 \cdot 31,63 = 41,12 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.} = K_{нал.} \cdot I_{нб.роз.}, \quad (4.23)$$

де $I_{нб.роз.}$ – розрахунковий струм небалансу :

$$I_{нб.роз.} = \frac{K_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot K_{ап} + \Delta U_{рег.}}{100\%} \cdot I_{кз.вн}^{(3)}, \quad (4.24)$$

де $K_{одн.}=1$ – коефіцієнт одночасності для різнотипних трансформаторів;

$\varepsilon=10\%$ – повна похибка трансформаторів струму;

$\Delta U_{рег.}=9 \cdot 1,78\% = 16\%$ – межа регулювання напруги пристроями РПН трансформаторів.

$$I_{\text{нб.роз.}} = \frac{1 \cdot 10 \cdot 1 + 16}{100\%} \cdot 7492 = 1948 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з.}} = 1,3 \cdot 1948 = 2532 \text{ А}.$$

Таким чином, струм спрацьовування захисту визначуваний з двох отриманих значень при $K_{\text{нал.}}=1,4$. В якості розрахункового вибираємо найбільше значення, тобто $I_{\text{с.з.}}=2532 \text{ А}$.

Зробимо розрахунок параметрів захисту для мікропроцесорного терміналу фірми «Бреслер» ТОР 200-Т 72 в якому передбачений диференціальний захист, три максимальних струмових захисту (з них ми використовуємо тільки два, та один залишається в резерві) і газовий захист трансформатора та пристроїв РПН.

Струм спрацьовування терміналу ТОР 200 для ВН:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_m}; \quad (4.25)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{2532 \cdot \sqrt{3}}{75 / 5} = 292,4.$$

Струм спрацьовування терміналу ТОР 200 для НН:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{2532 \cdot 1}{400 / 5} = 31,65.$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_u = \frac{I_{\text{кз.мін}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}; \quad (4.26)$$

$$I_{\text{кз.мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мін}}^{(3)}; \quad (4.27)$$

$$I_{\text{кз.мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7492 = 6488 \text{ А};$$

$$K_u = \frac{6488}{2532} = 2,56 > 2.$$

4.2.2 Розрахунок максимального струмового захисту

МСЗ виконується на максимальному струмовому захисті терміналу ТОР 200-Т 72. Розрахунок МСЗ на стороні вищої напруги.

Струм двофазного КЗ на стороні ВН в мінімальному режимі:

$$I_{\text{кз.мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мін}}^{(3)} ; \quad (4.28)$$

$$I_{\text{кз.мін}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3197 = 2769 \text{ А.}$$

Номінальний струм на стороні ВН:

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U} ; \quad (4.29)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{нал.}} \cdot K_{\text{зан.}}}{K_n} \cdot I_{\text{ном}} , \quad (4.30)$$

де $K_n=0,8$ – коефіцієнт повернення для терміналу ТОР 200;

$K_{\text{зан.}}=1,5$ – коефіцієнт запуску.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 31,63 = 77,1 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_q = \frac{2769}{77,1} = 35,9 > 1,5 .$$

Струм спрацьовування МСЗ терміналу ТОР 200:

$$I_{\text{сп.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_{\text{ТС}}} ; \quad (4.31)$$

$$I_{\text{сп.}} = \frac{77,1 \cdot \sqrt{3}}{75 / 5} = 8,9 \text{ А.}$$

Час спрацьовування приймаємо 0,4 - 0,6 с.

Розрахунок МСЗ на стороні нижчої напруги

Струм двофазного КЗ на стороні НН в мінімальному режимі по (4.28):

$$I_{кз.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2735 = 2368 \text{ А.}$$

Номинальний струм на стороні НН по (4.30):

$$I_{ном} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{с.з.} = \frac{1,3 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 330,66 = 799 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості:

$$K_{\psi} = \frac{2368}{799} = 2,9 > 1,5.$$

Струм спрацьовування МСЗ терміналу ТОР 200 по (4.31):

$$I_{с.р.} = \frac{799 \cdot 1}{400 / 5} = 9,99 \text{ А.}$$

Час спрацьовування вибираємо 0,1 с.

Перевірка чутливості захисту показала, що МСЗ задовольняє вимогам, що пред'являються до чутливості захисту, і може застосовуватися в якості резервного захисту трансформатора.

4.2.3 Захист від перевантаження

Захист від перевантаження виконаний на максимальному струмовому захисті в терміналі ТОР 200.

Струм спрацьовування захисту

$$I_{с.з.пер.} = I_{ном} \cdot \frac{k_n}{k_n}; \quad k_n = 1,05; \quad k_n = 0,8; \quad (4.32)$$

$$I_{с.з.} = 330,66 \cdot \frac{1,05}{0,8} = 434 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування МСЗ терміналу ТОР 200

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{сх}}{k_{ТС}}; \quad (4.33)$$

$$I_{c.p.} = \frac{434 \cdot 1}{\frac{400}{5}} = 5,43 \text{ A.}$$

Захист від перевантаження виконуємо без витримки часу з дією на сигнал.

4.2.4 Газовий захист

Газовий захист встановлюється на трансформаторах, автотрансформаторах, перетворювальних агрегатах і реакторах з масляним охолодженням, що мають розширювачі. У нашому випадку ми застосовуємо його для захисту трансформатора.

Газовий захист отримав широке застосування в якості чутливого при виникненні внутрішніх пошкоджень (міжвиткових замиканнях), що супроводжуються електричною дугою або нагрівом деталей, що призводить до розкладання масла, ізоляційних матеріалів і утворенню летких газів.

Інтенсивність газоутворення і хімічний склад газу залежать від характеру і розмірів пошкодження. Тому захист виконується так, щоб при повільному газоутворенні подавався попереджувальний сигнал, а при бурхливому газовиділенні, що відбувається при КЗ, – сигнал на відключення трансформатора. Окрім цього, газовий захист реагує на пониження рівня масла у баку трансформатора.

Небезпечним внутрішнім пошкодженням є «пожежа сталі» магнітопровода, що виникає при порушенні ізоляції між листами сталі осердя, що веде до збільшення втрат на гістерезис і вихрові струми.

В якості реагуючого органу ставиться газове реле типу ВР - 80/Q виробництва Німеччини. Уставка швидкісного елемента приймається 0,6 м/с. Він діє на відключення трансформатора через вихідне реле РП-255, що забезпечене утримуючою котушкою по струму відключення. Відбір газу з корпусу реле робиться через кран, розміщений на рівні наземного обслуговування.

Типовими схемами захисту трансформаторів передбачається, відповідно до вимог ПУЕ, можливість переведення дії відключаючого контакту газового реле (окрім відсіку РПН) на сигнал і виконання роздільної сигналізації від сигнального і відключаючого контактів. Газове реле відсіку РПН вибрано URF виробництва Німеччини і працює тільки на відключення.

4.2.5 Автоматичне включення резерву та автоматичне повторне включення

Вимоги, що пред'являються до АВР (автоматичного включення резерву):

- схема АВР повинна приводитися в дію при зникненні напруга на шинах споживачів з будь-якої причини, у тому числі при помилковому або самовільному відключенні вимикачів робочого джерела живлення, зникненні напруги на шинах робочого джерела живлення. Включення резервного джерела живлення допускається також при КЗ на шинах підстанції;
- включення резервного джерела живлення повинне робитися якомога швидше, відразу ж після відключення робочого джерела для зменшення тривалості перерви живлення споживачів;
- схема АВР не повинна приходити в дію до відключення вимикача робочого живлення, щоб не допустити включення джерела резервного живлення на діюче КЗ;
- схема АВР повинна доповнюватися спеціальним пусковим органом мінімальної напруги для пуску АВР при зникненні напруги на шинах робочого джерела живлення, коли його вимикач залишається включеним;
- для прискорення відключення резервного джерела живлення у разі включення на існуюче КЗ застосовують прискорення дії захисту після АВР.

Основні вимоги, що пред'являються до АПВ (пристроїв автоматичного повторного включення) :

- пристрої АПВ повинні приводитися в дію при аварійному або мимовільному відключенні вимикача, що знаходиться в роботі;

- АПВ не повинно запускатися при оперативному відключенні вимикача персоналом;
- схеми АПВ повинні забезпечувати певну кількість повторних включень. Найбільшого розповсюдження отримали АПВ одноразової дії;
- час дії АПВ має бути мінімально можливим.

4.2.6 Вибір захисту проектованої ПЛ-110 кВ

Для захисту проектованої ПЛ-110 кВ від струмів короткого замикання вибираємо мікропроцесорний високочастотний захист типу «Бреслер-0711.01». Він призначений для захисту двокінцевих або багатокінцевих ліній електропередачі напругою 110-330 кВ.

Захист складається з двох напівкомплектів, що встановлюються по кінцях повітряної лінії. Пристрої напівкомплекту захисту для однієї сторони ПЛ складаються з терміналу захисту (релейна частина) і відповідного обладнання ВЧ-зв'язку (високочастотна частина), що забезпечує передачу високочастотних сигналів на іншу сторону лінії, що захищається, по фазних проводах або по провідних тросах.

До складу релейної частини входить мікропроцесорний термінал «Бреслер-0701». Високочастотна частина захисту складається з приймача, обладнання, а також каналу (лінії) зв'язку і відповідної високовольної частини. Приймач забезпечує автоматичний контроль каналу зв'язку. Пристрій призначений для спільної роботи з високочастотними приймачами ПВЗУ-Е, ПВЗУ-М, ПВЗ-90М, ПВЗ-90М1, АВЗК-80 та ін.

4.3 Власні потреби підстанції

Склад споживачів власних потреб підстанції (ВП) залежить від потужності трансформаторів, конструктивного виконання підстанції, типу електрообладнання, способу обслуговування і виду оперативного струму.

Найменша кількість споживачів ВП на підстанціях, виконаних за спрощеними схемами, без синхронних компенсаторів – це електродвигуни обдування трансформаторів, обігріву приводів шаф КРП, а також освітлення підстанції.

Найбільш відповідальними споживачами ВП підстанції є оперативні кола, система зв'язку, телемеханіки, аварійне освітлення, система пожежогасіння.

Потужність споживачів ВП невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220В, яка отримує живлення від знижувальних трансформаторів.

Потужність трансформаторів ВП вибирається по навантаженнях ВП з урахуванням коефіцієнта завантаження і одночасності, при цьому окремо враховується літнє і зимове навантаження, а також навантаження в період ремонтних робіт на підстанції.

Навантаження ВП підстанції визначається по встановленій потужності, зі застосуванням $\cos \varphi = 0,85$ і підраховується по формулі:

$$S_{роз} = k_n \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (4.34)$$

де k_n – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності і завантаження. У наближених розрахунках можна прийняти $k_n = 0,8$.

При двох трансформаторах ВП з постійним чергуванням, потужність трансформаторів вибирається з умови:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{роз}}{k_{пер}}, \quad (4.35)$$

де $k_{пер}$ - коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження, його можна прийняти рівним 1,4.

Схема підключення ТВП вибирається з умови надійного забезпечення живлення відповідальних споживачів. Вибираємо схему живлення ВП з постійним оперативним струмом. Трансформатори ВП приєднуються до секцій шинам 10 кВ КРП через вимикачі.

Розрахункове навантаження при $K_n=0,8$.

$$S_{роз} = 0,8 \times \sqrt{81,25^2 + 9,5^2} = 65,4 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{ном} \geq \frac{65,4}{1,4} = 46,4 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Приймаємо два трансформатори ТМ-63/10/0,4 $S_{ном.}=63$ кВ·А. При відключенні одного трансформатора, другий буде перевантажений на $65,4/63=1,038$, тобто менше ніж на 40 %, що допустимо.

Таблиця 4.11 – Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	Встановлена потужність		$\cos \varphi$	$tg \varphi$	Навантаження	
	Одиниці кВт × кількість	Всього Вт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВАр
Панель зарядно-підзарядного пристрою АКБ типу ВАЗП	15 × 1	15	0,85	0,62	12,7	9,3
Підігрівання вимикачів і приводів	0,6 × 7	4,2	1	0	4,2	-
Підігрівання шаф КРП	1 × 16	16	1	0	16	-
Підігрівання приводів роз'єднувачів	0,6 × 28	16,8	1	0	16,8	-
Опалення ЗРП-10 кВ	-	20	1	0	20	-
Вентиляція приміщення АКБ	0,18 × 2	0,36	0,85	0,62	0,3	0,2
Освітлення ЗРП-10 кВ	0,1 × 10	1	1	0	1	-
Освітлення ВРП-110 кВ	0,75 × 11	8,25	1	0	8,25	-
Обладнання зв'язку і телемеханіки	-	1	1	0	1	-
Сигнальні лампи і вимірювальні прилади	-	1	1	0	1	-
Разом:					81,25	9,5

5 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Розрахунок надійності схеми електропостачання

5.1.1 Розрахунок послідовних з'єднань

Розрахунок проведемо аналітичним методом. Представляємо зв'язок між елементами у вигляді послідовних і паралельного їх з'єднання, описуємо відключення споживачів. Поетапне еквівалентування розрахункової схеми рис.1.3. з послідовно і паралельно сполучених елементів дозволяє оцінити показники надійності схеми електропостачання. Аналіз системи послідовно сполучених, відновлюваних елементів проводитимемо з урахуванням двох умов: перше при відмові одного елемента інтенсивності відмови елементів, що залишилися в роботі, не змінюються; друге відновлення не обмежене, тобто будь-який елемент, що відмовив, починає негайно відновлюватися.

Для електротехнічного устаткування прийнято виділяти чотири складові часи відновлення

$$\tau = t_e + t_{OP} + t_{Л} + t_{випр},$$

де t_e - час виявлення; t_{OP} - час організації; $t_{Л}$ - час ліквідації відмови; $t_{випр}$ - час випробування і включення в роботу.

Оскільки кожна складова є випадковою величиною зі своїм законом розподілу, інтенсивність відновлення є величиною не постійною. Проте на підставі теореми теорії відновлення з достатньою точністю можна скористатися показовим законом розподілу. Інтенсивність відновлення визначається за даними статистичного ряду $Z_1..Z_n$, де Z_i - час відновлення після відмови. Інтенсивність відновлення

$$\mu = \frac{1}{\frac{1}{n} \cdot \sum_1^n Z_i}. \quad (5.1)$$

Інтенсивність відновлення усіх елементів схеми була розрахована в попередньому розділі.

Для системи з n послідовно сполучених відновлюваних елементів сумарна інтенсивність відмовивши колоу може бути знайдена за виразом

$$\Lambda = \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_i}. \quad (5.2)$$

Середній час безвідмовної роботи послідовного кола

$$T_{CP} = 1/\Lambda. \quad (5.3)$$

Середній час відновлення

$$\tau_{CP} = \frac{1}{\Lambda} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_i \cdot \mu_i} \quad (5.4)$$

Вірогідність безвідмовної роботи системи з n послідовно сполучених елементів на інтервалі часу від 0 до t_0

$$P = e^{-\Lambda t} \quad (5.5)$$

Коефіцієнт готовності

$$K = \frac{T_{CP}}{T_{CP} + \tau_{CP}}. \quad (5.6)$$

При розрахунку враховуємо, що самі шини і ввідні вимикачі на 6 і 10 кВ однакові, і розглядатимемо надійність електропостачання по одному з нижчої напруги, спростимо початкову схему рис. 5.1. до розрахункової рис. 5.2.

Розрахуємо послідовні ланки схеми, представленої на рис. 5.3. Оскільки схема складається з двох однакових відносно надійності паралельних гілок, то проведемо розрахунок тільки для однієї гілки. Спростимо схему для цього кожен послідовний коло елементів замінимо на еквівалентний відносно надійності елемент $E1$ і $E2$ (рис.2.3.) Тоді замінимо послідовно сполучені елементи: Л1.1, Л1.2, Р1, О1, КЗ1, Т1.1, Т1.2, Ш1, В1.1, В1.2, ШЗ на еквівалентний елемент $E1$ рис. 5.3.

Інтенсивність відмов

$$\Lambda = 1/T_{Л1.1} + 1/T_{Л1.2} + 1/T_{Р1} + 1/T_{О1} + 1/T_{КЗ1} + 1/T_{Т1.1} + 1/T_{Т1.2} + 1/T_{Ш1} + 1/T_{В1.1} + 1/T_{В1.2} + 1/T_{ШЗ}$$

$$\Lambda = 5.8/1699440 + 5.8/2899560 + 1/61320 + 1/33848 + 1/34984 + 1/40974 + 1/56209$$

$$+ 1/878224 + 1/11212 + 1/13320 + 1/878224 = 0.000289, \text{ год}^{-1}.$$

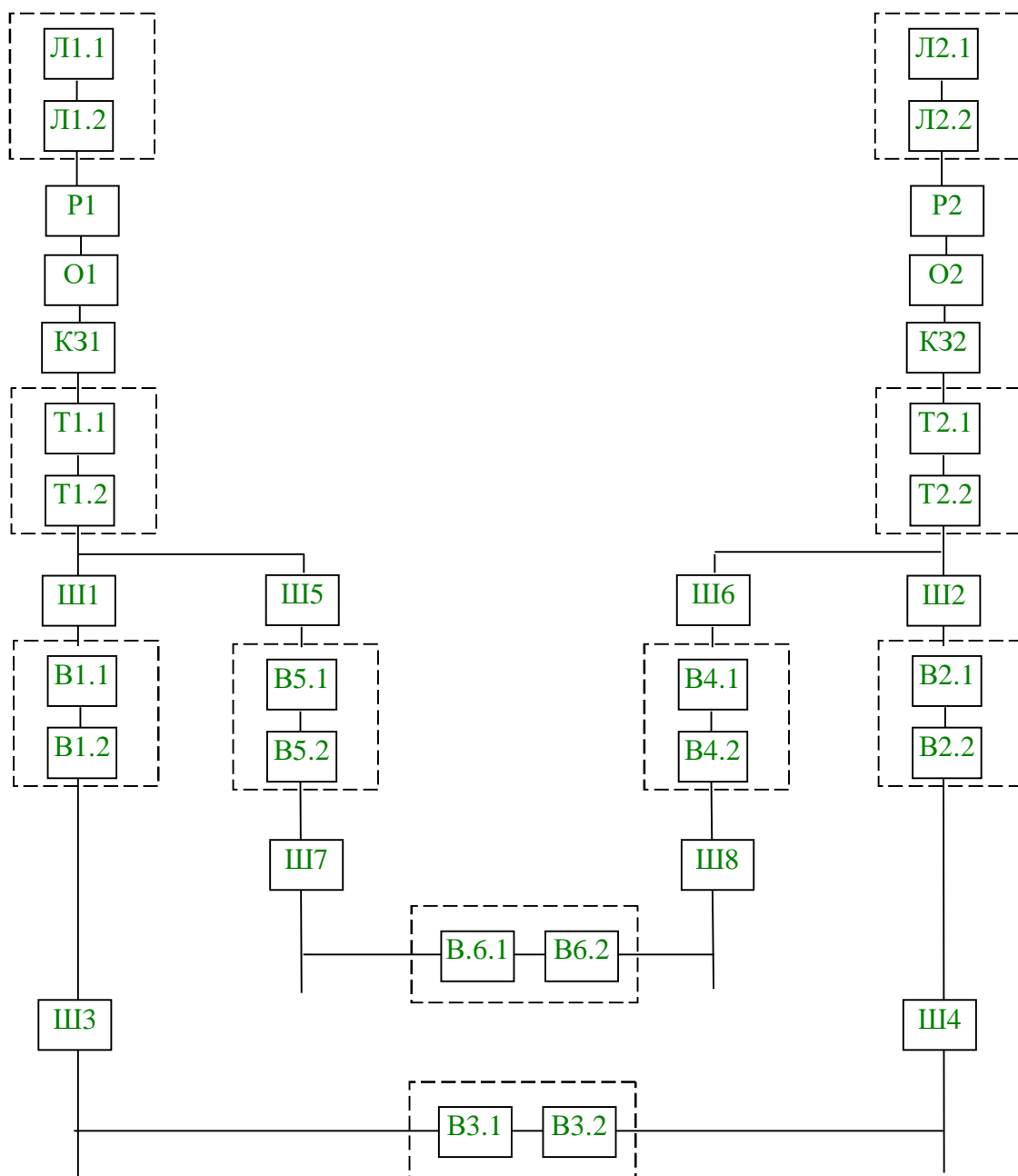


Рисунок 5.1. Схема електропостачання у відношенні надійності

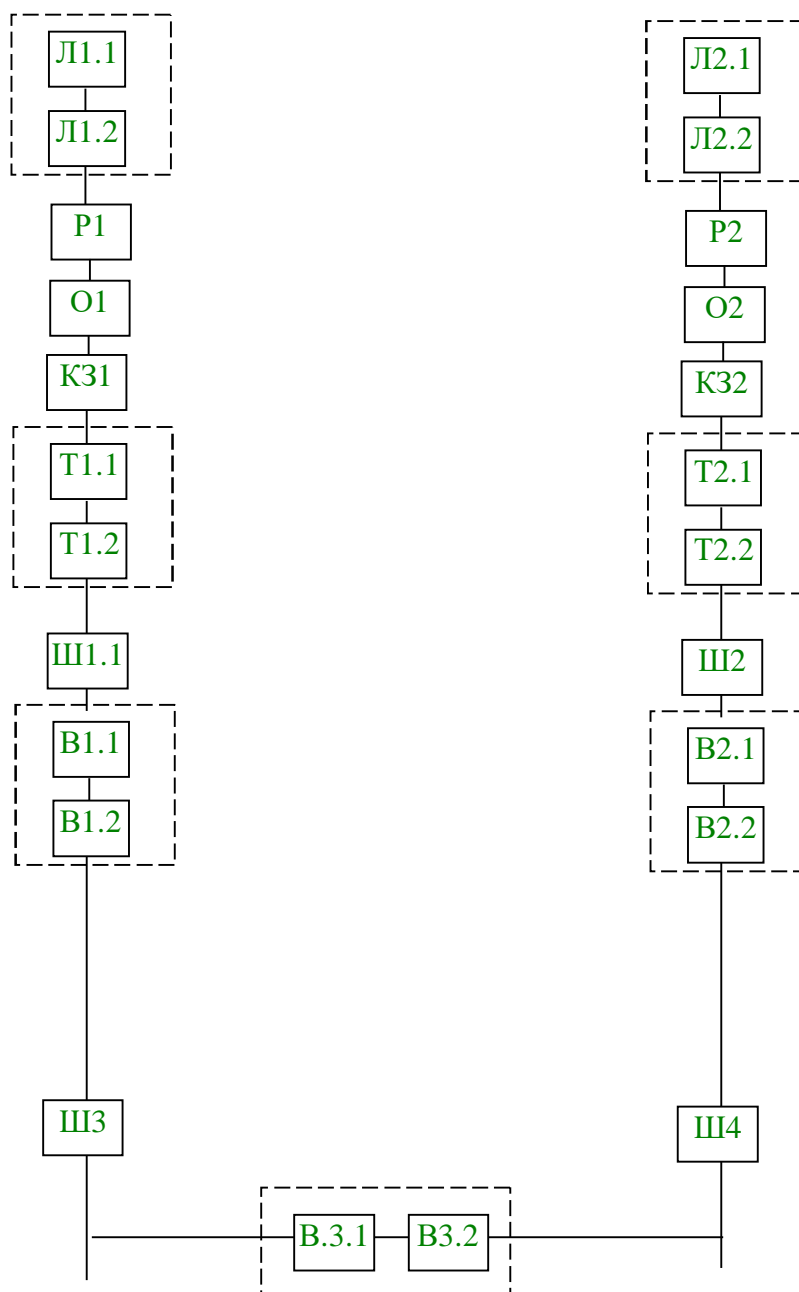


Рисунок 5.2. Спрощена схема електропостачання в відношенні надійності

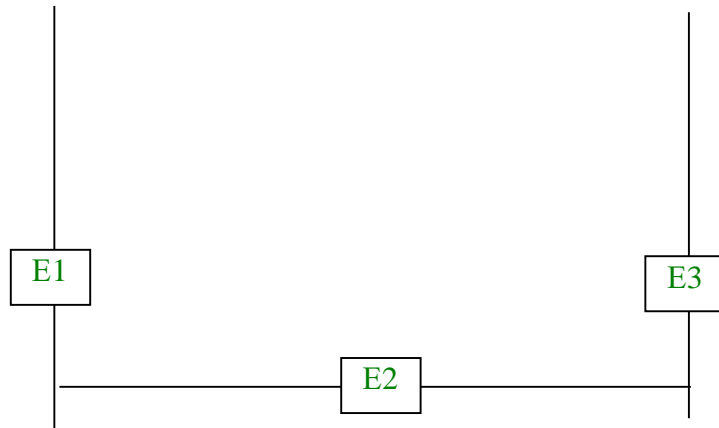


Рисунок 5.3. Еквівалентна схема



Рисунок 5.4. Перетворена еквівалентна схема

Середній час безвідмовної роботи послідовного кола

$$T_{СЕР} = 1/(=1/0.000289=3460, \text{ год.})$$

Середній час відновлення

$$\tau_{CP} = \frac{1}{\Lambda} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{1}{T_i \cdot \mu_i} = \frac{1}{0,000289} \left(\frac{5.8}{1699440 \cdot 0.0962} + \frac{5.8}{2899560 \cdot 0.0962} + \frac{1}{61320 \cdot 0.1225} \right. \\ \left. \frac{1}{33848 \cdot 0.12517} + \frac{1}{34984 \cdot 0.1225} + \frac{1}{40974 \cdot 0.465} + \frac{1}{56209 \cdot 0.465} + \frac{1}{878224 \cdot 0.3003} \right. \\ \left. \frac{1}{11212 \cdot 0.0493} + \frac{1}{13320 \cdot 0.0493} + \frac{1}{878224 \cdot 0.287} \right) = 14,14 \text{ год.}$$

Інтенсивність відновлення можна визначити як величину, зворотну середньому часу відновлення

$$\mu_i = \frac{1}{\tau_{CPi}} = \frac{1}{14,14} = 0,07 \text{ год}^{-1}.$$

Коефіцієнт готовності

$$K = \frac{T_{CP}}{T_{CP} + \tau_{CP}} = \frac{3460}{3460 + 14,14} = 0,996.$$

Секційний вимикач, представлений відносно надійності як два послідовно включених елементу замінимо на один еквівалентний E2 (рис. 5.3), і зробимо його розрахунок.

Інтенсивність відмов

$$\Lambda = 1/T_{B3.1} + 1/T_{B3.2} = 1/10516 + 1/12350 = 0.000176, \text{ год}^{-1}.$$

Середній час безвідмовної роботи послідовного кола

$$T_{CEP} = 1/\Lambda = 1/0.000176 = 5679, \text{ год}.$$

Середній час відновлення

$$\tau_{CP} = \frac{1}{\Lambda} \cdot \sum_1^n \frac{1}{T_i \cdot \mu_i} = \frac{1}{0,000176} \left(\frac{1}{10516 \cdot 0.0489} + \frac{1}{12350 \cdot 0.0489} \right) = 20,45 \text{ год}.$$

Інтенсивність відновлення можна визначити як величину, зворотну середньому часу відновлення

$$\mu_i = \frac{1}{\tau_{CPi}} = \frac{1}{20,45} = 0,049 \text{ год}^{-1}.$$

Коефіцієнт готовності

$$K = \frac{T_{CP}}{T_{CP} + \tau_{CP}} = \frac{5679}{5679 + 20,45} = 0,9964.$$

Далі визначимо параметри послідовного з'єднання елементів E1 і E2:

Інтенсивність відмов

$$\Lambda = 1/T_{E1} + 1/T_{E2} = 1/3460 + 1/5679 = 0.000465, \text{ ч}^{-1}.$$

Середній час безвідмовної роботи послідовного кола

$$T_{CEP} = 1/\Lambda = 1/0.000465 = 2150, \text{ год}.$$

Середній час відновлення

$$\tau_{CP} = \frac{1}{\Lambda} \cdot \sum_1^n \frac{1}{T_i \cdot \mu_i} = \frac{1}{0,000465} \left(\frac{1}{3460 \cdot 0.07} + \frac{1}{5679 \cdot 0.049} \right) = 16,6 \text{ год}..$$

Інтенсивність відновлення можна визначити як величину, зворотну середньому часу відновлення

$$\mu_i = \frac{1}{\tau_{CPi}} = \frac{1}{16,6} = 0,0620d^{-1}.$$

Коефіцієнт готовності

$$K = \frac{T_{CP}}{T_{CP} + \tau_{CP}} = \frac{2150}{2150 + 16,4} = 0,9924$$

Схема перетвориться до виду, представленого на рис.5.4.

5.2 Облік резервування

Аналіз систем паралельно сполучених відновлюваних елементів проводитимемо з урахуванням чотирьох умов:

- резервний елемент працює в навантаженому режимі;
- відновлення елементів, що відмовили, не обмежено;
- під час відновлення в елементах не можуть виникати вторинні відмови;
- збіг моментів настання двох різних подій вважаємо практично за неможливе.

Інтенсивність відмов кожного з елементів Λ_i знайдена в попередньому розрахунку. Інтенсивність відновлення можна визначити як величину, зворотну середньому часу відновлення

$$\mu_i = \frac{1}{\tau_{CPi}}.$$

Визначимо вірогідність кожного з чотирьох станів для стаціонарного режиму. Система може знаходитися в чотирьох станах, три з яких є працездатними, четверте - відмова:

- обидва елементи працюють;
- відмовив перший елемент;
- відмовив другий елемент;
- відмовили обидва елементи.

Вірогідність першого стану

$$P_1 = \frac{\mu_1 \cdot \mu_2}{(\Lambda_1 + \mu_1)(\Lambda_2 + \mu_2)}.$$

Вірогідність другого стану

$$p_2 = \frac{\Lambda_1 \cdot \mu_2}{(\Lambda_1 + \mu_1)(\Lambda_2 + \mu_2)}.$$

Вірогідність третього стану

$$p_3 = \frac{\mu_1 \cdot \Lambda_2}{(\Lambda_1 + \mu_1)(\Lambda_2 + \mu_2)}.$$

Вірогідність четвертого стану

$$p_4 = \frac{\Lambda_1 \Lambda_2}{(\Lambda_1 + \mu_1)(\Lambda_2 + \mu_2)}.$$

Коефіцієнт готовності системи

$$K_S = p_1 + p_2 + p_3.$$

Коефіцієнт простою системи

$$R_S = p_4.$$

Визначивши коефіцієнт простою, коефіцієнт готовності знайдемо як

$$K_S = 1 - p_4.$$

Вірогідність четвертого стану

$$p_4 = \frac{\Lambda_{E3} \Lambda_{E12}}{(\Lambda_{E3} + \mu_{E3})(\Lambda_{E12} + \mu_{E12})} = \frac{0,000465 \cdot 0,000289}{(0,000289 + 0,07)(0,000465 + 0,06)} = 0,000032.$$

Коефіцієнт готовності

$$K_S = 1 - p_4 = 1 - 0,000032 = 0,999968$$

Інтенсивність відмови системи з двох взаємнорезервуючих елементів

$$\Lambda_S = \Lambda_{E3} \cdot R_{E3} + \Lambda_{E12} \cdot R_{E12};$$

$$\Lambda_S = 0,000289 \cdot (1 - 0,996) + 0,000465 \cdot (1 - 0,9924) = 0,00000469.$$

Середній час безвідмовної роботи системи

$$T_{CPS} = 1/\Lambda_S = 1/0,00000469 = 213219 \text{ год.}$$

Для більшої частини елементів електричних систем відношення $\lambda/\mu = 10^{-3} \dots 10^{-4}$, тому в межах $t \leq 4 \dots 5 \cdot t_B$ справедливе співвідношення

$$M_S = M_{E3} + M_{E12} = 0,07 + 0,06 = 0,13.$$

Оскільки обмеження на відновлення не вводилося, то

$$\tau_{CPS} = \frac{\tau_{CP1} \cdot \tau_{CP2}}{\tau_{CP1} + \tau_{CP2}} = \frac{14,14 \cdot 16,6}{14,14 + 16,6} = 7,64 \text{ год.}$$

Таким чином результати обчислень показують, що існуюча схема підстанції 110/10 кВ. має достатню надійність.

6 ОБГРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

6.1 Функціонально-вартісною аналіз проектового варіанту

ФВА – це метод системного дослідження функцій об'єкту проектування, спрямований на мінімізацію витрат у сфері проектування будівництва, виготовлення і експлуатації системи електропостачання при збереженні або навіть підвищенні її якості, корисності, надійності і безпеки.

Проектна форма ФВА має наступні особливості, що визначають можливість і доцільність її використання при виробленні проектних рішень.

Мета творчої форми ФВА – запобігання появі зайвих функцій, елементів і витрат при збереженні (підвищенні) функціональних і споживчих властивостей об'єкту проектування.

Сфера використання – проектування системи електропостачання (СЕ).

Основний об'єкт вивчення – номінальні функції СЕ.

Міра автономності і використання – підлеглість традиційним етапам дослідно-конструкторських робіт (ДКР), зливається з процесом проектування, що алгоритмізує по заданих цільових функціях.

Порядок моделювання – від функціонального до структурного.

Спосіб визначення номінальних (потрібних) функцій – шляхом побудови «дерева цілей» і завдань проектування.

Різноманітність способів пошуку рішень – усі прийоми творчості.

Вартісна оцінка функції – початкова процедура проектування і інтерактивна для усіх етапів.

До складу завдань, що вирішуються за допомогою ФВА при виконанні проектних робіт входять : визначення раціональних меж значень техніко-економічних параметрів СЕ, що розробляється, або її елементів і оптимальних вимог до складу і ресурсу функцій; досягнення заданих вимог елементам витрат; забезпечення конкурентоспроможності; підвищення технічного рівня,

показників надійності, технологічної і екологічної безпеки; технологічності СЕ, зниження матеріаломісткості, енергоємності, експлуатаційних витрат.

ФВА при розробці проектів СЕ проводиться з урахуванням чинних нормативно-технічних документів, що регламентують порядок і правила проведення будівельно-монтажних, пуско-налагоджувальних, регламентних і ремонтних робіт і правил облаштування СЕ.

При проектуванні СЕ або елементів виконуються наступні процедури з використанням методології ФВА :

- аналіз вимог до СЕ, що розробляється;
- формування цілей і завдань розробки;
- визначення складу функцій майбутньої СЕ;
- побудова функціональної моделі СЕ;
- визначення допустимих витрат на функції пошуку формування варіантів рішень по функціях;
- оцінка техніко-економічного рівня варіантів рішень по основних функціях;
- побудова структурної моделі СЕ;
- комплексна функціонально-вартісна оцінка і остаточний вибір варіанту побудови СЕ.

Аналіз вимог до проектування СЕ служить для обґрунтування вимог до СЕ, що розробляється, або її елементів виходячи із споживчих властивостей СЕ та досягнень науки і техніки, а також з урахуванням перспективного розвитку, як системи електропостачання, так і системи електроспоживання й вимог екологічної та соціально-економічної безпеки, висока якість електроенергії.

Формування цілей і завдань проекту представляється у вигляді «дерева цілей». Рівні «дерева цілей» формуються послідовно по етапах проектування.

I рівень – «генеральна мета»: формується виходячи з головного функціонального призначення проектованої СЕ.

II рівень – «цілі» формуються на підставі заданих вимог до виробу, що розробляється, і умов, при яких можливе досягнення «генеральної мети».

III рівень – «завдання»: склад елементів цього рівня визначається шляхом деталізації вимог і елементів II рівня.

IV рівень – «шляхи рішення завдань» : елементи цього рівня конкретизують попередній рівень «дерева цілей» (у міру відробітку конструктивних, технологічних, організаційних і компонувальних рішень) з вказівкою можливих способів їх реалізації і необхідних умов.

Визначення складу функцій СЕ, що розробляється.

Основне призначення цієї процедури – визначення і формування необхідної кількості функцій, які повинні виконувати СЕ і її складові частини.

Функції виконуються в наступному порядку: головні, другорядні, основні, допоміжні.

Головні функції встановлюються виходячи з призначення СЕ, що розробляється, відповідно до мети проекту і вимог технічного завдання (у СЕ до числа головних відносяться функції забезпечення безпеки і надійності електропостачання).

Другорядні функції визначаються виходячи з вимог до експлуатації, екологічної прийнятності, естетики, ергономіки і так далі

Основні функції виявляються після вибору принципу реалізації головних відповідно до цілей і завдань проекту, що встановлюються при побудові «дерева цілей». Ці функції обов'язкові, підкоряються головній і визначають головний процес в СЕ. До них відносяться функції: прийому (введення), перетворення, виводу і розподілу електроенергії, функції забезпечення електробезпеки і якості електроенергії, функції управління СЕ і так далі

Допоміжні функції потрібні для реалізації основних, встановлюють після вибору принципу дії СЕ і складу її основних функцій, відповідно до IV рівнем «дерева цілей» – шляхи рішення завдань.

При виконанні основних і допоміжних функцій можлива поява небажаних ефектів. Для компенсації і пригнічення цих ефектів вводяться «функції-компенсатори» (функція охолодження трансформатора).

Якщо СЕ має у своєму складі функціонально завершені частини, то по кожній з них будується своя функціональна модель (ФМ) за тими ж правилами, що і для СЕ в цілому.

Правильність побудови ФМ перевіряється таким чином:

- будь-якій зміні стану об'єкту проектування повинна відповідати певна функція;
- кожна функція, що припускає складні перетворення, має бути розкрита через сукупність підпорядкованих функцій;
- між функціями мають бути виявлені формально-логічні стосунки;
- для виключення дублювання вищестоячих функцій у ФМ кількість підпорядкованих функцій має бути не менше двох.

Після побудови ФМ для СЕ, що розробляється, здійснюють її перевірку по відповідних коефіцієнтах функціональної організованості.

Визначення допустимих витрат на функції.

З цією метою передусім встановлюють значущість функції по рівнях.

Гранично допустимі витрати на основні функції визначаються по формулі

$$S = S_{\text{lim}} \cdot R_{Fj}, \quad (6.1)$$

де S_{lim} – допустимі прямі витрати виходячи з мінімальної собівартості СЕ встановленої в техзавданні (ТЗ);

R_{Fj} – відносна важливість функції.

Аналогічно визначаються гранично допустимі витрати на допоміжні функції.

Пошук і формування варіантів рішень по основних функціях СЕ, що розробляється, здійснюється за допомогою морфологічного аналізу.

Побудова структурної моделі (СМ) СЕ здійснюється на основі ФМ шляхом встановлення варіантів матеріальних носіїв (пристроїв, систем, агрегатів), необхідних і достатніх для реалізації конкретної функції.

На підставі структурної моделі здійснюється вартісна оцінка вибраного рішення СЕ, виходячи з умов ринкового ціноутворення на матеріальні носії.

Побудова «дерева цілей» :

I рівень – «генеральна мета»:

- електропостачання усіх споживачів, підключених до підстанції;

II рівень – «цілі»:

- безперебійне електропостачання;
- безпечне електропостачання;
- управління і обліку електропостачання;

III рівень – «завдання»:

- резервування подання електроенергії;
- забезпечення комутацій в нормальному і аварійному режимах;
- захист підстанції і живлячих ліній від грозових перенапружень;
- захист від струмів короткого замикання;
- облаштування телемеханіки;
- облаштування автоматичного обліку електроенергії;

IV рівень - «шляхи вирішення завдань» :

- використання подвійної системи шин з обхідною;
- використання резервного живлення по високій стороні;
- встановлення елегазових вимикачів на стороні 110 кВ;
- встановлення вакуумних вимикачів на стороні 10 кВ;
- встановлення обмежувачів перенапруги;
- встановлення громозахисту;
- встановлення основного захисту трансформатора;
- встановлення резервного захисту трансформатора.

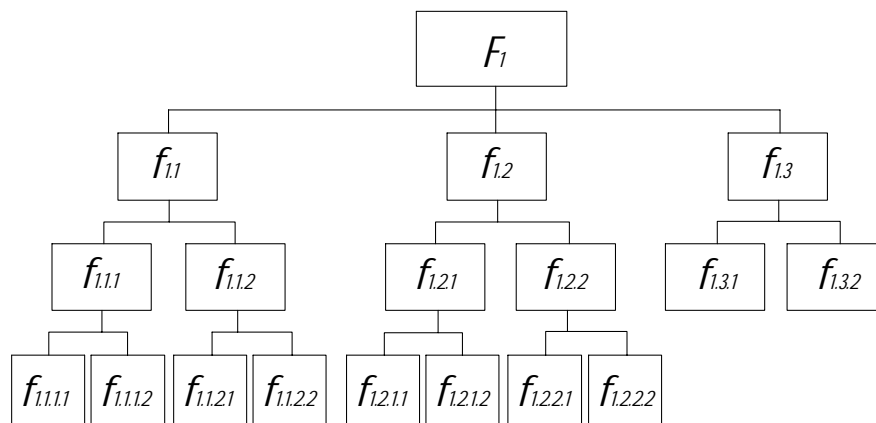


Рисунок 6.1 – Побудова функціональної моделі

- F_1 – електропостачання споживачів;
- $f_{1.1}$ – забезпечення безперебійного електропостачання;
- $f_{1.2}$ – забезпечення безпечного електропостачання;
- $f_{1.3}$ – забезпечення управління і обліку електропостачання;
- $f_{1.1.1}$ – резервування подання електроенергії;
- $f_{1.1.2}$ – забезпечення комутацій в нормальному і аварійному режимах;
- $f_{1.2.1}$ – захист підстанції і живлячих ліній від грозових перенапружень;
- $f_{1.2.2}$ – захист від струмів короткого замикання;
- $f_{1.3.1}$ – встановлення телемеханіки;
- $f_{1.3.2}$ – встановлення автоматичного обліку електроенергії;
- $f_{1.1.1.1}$ – використання подвійної системи шин з обхідною;
- $f_{1.1.1.2}$ – використання резервного живлення по високій стороні;
- $f_{1.1.2.1}$ – встановлення елегазових вимикачів на стороні 110 кВ;
- $f_{1.1.2.2}$ – встановлення вакуумних вимикачів на стороні 10 кВ;
- $f_{1.2.1.1}$ – встановлення обмежувачів перенапруги;
- $f_{1.2.1.2}$ – встановлення громозахисту;
- $f_{1.2.2.1}$ – встановлення основного захисту трансформатора;
- $f_{1.2.2.2}$ – встановлення резервного захисту трансформатора.

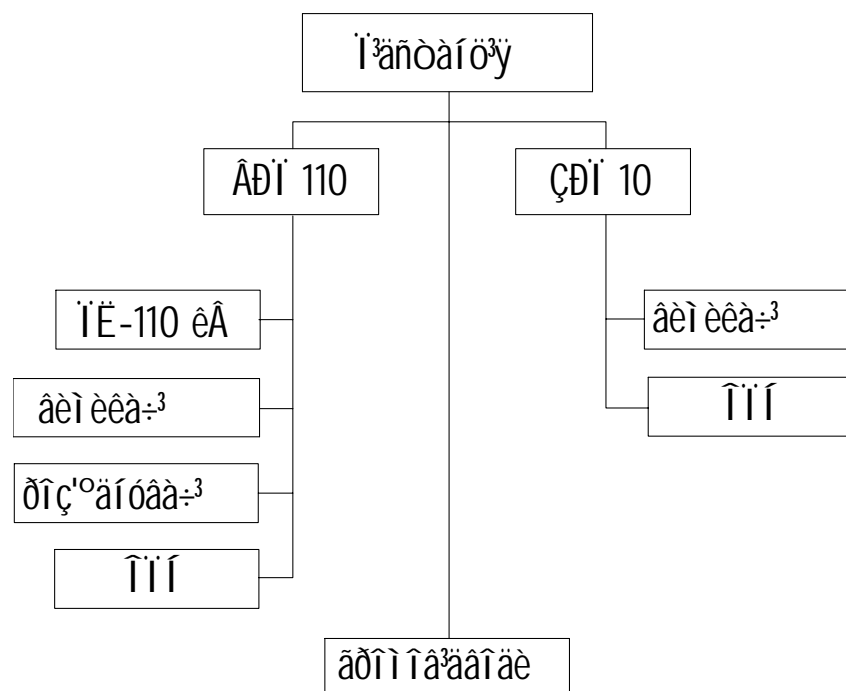


Рисунок 6.2 – Побудова структурної моделі

Побудова поєднаної функціонально-вартісної моделі системи.

Функціонально-вартісна модель (ФВМ) системи придатна для виявлення непотрібних функцій і елементів (даремних і шкідливих); визначення функціональної достатності і корисності елементів об'єкту; розподіли витрат по функціях; оцінки якості виконання функцій; виявлення дефектних функціональних зон в об'єкті; визначення рівня функціонально-структурної організації виробу.

Побудова ФВМ здійснюється шляхом поєднання ФМ і ВМ об'єкту.

Оцінка значущості функції ведеться послідовно по рівнях ФМ (зверху вниз), починаючи з першого. Для головної і другорядної, тобто для зовнішніх функцій об'єкту, при оцінці їх значущості початковим є розподіл вимог споживачів (показників якості, параметрів, властивостей) за значимістю (важливості).

Нормуючою умовою для функції є наступне:

$$\sum_{j=1}^n r_{ij} = 1, \quad (6.2)$$

де r_{ij} – значущість j -ої функції, що належить цьому i -ому рівню ФМ (визначається експертним шляхом);

$$j = 1, 2, \dots, n;$$

n – кількість функцій, розташованих на одному рівні ФМ і які відносяться до загального об'єкту вищестоячого рівня.

Для внутрішніх функцій визначення значущості ведеться виходячи з їх ролі в забезпеченні функцій вищестоячого рівня.

Визначення відносної важливості функції (R)

Враховуючи багатоступінчасту структуру ФМ, разом з оцінкою значущості функцій по відношенню до найближчої вищестоячої функції, визначається показник відносної важливості функції будь-якого i -го рівня R_{ij} по відношенню до виробу в цілому:

$$R_{ij} = \prod_i^{G-1} r_{ij}, \quad (6.3)$$

де G – кількість рівнів ФМ.

У разі, якщо одна функція бере участь одночасно в забезпеченні декількох функцій верхнього рівня ФМ, її значущість визначається для кожної з них окремо, а відносна важливість функції для об'єкту в цілому розраховується як сума значень R_{ij} по кожній гілці ФМ (від i -го рівня до першого), що проходить через цю функцію.

Оцінка якості виконання функцій (Q)

Узагальнений (комплексний) показник якості варіанту виконання функцій оцінюється по формулі:

$$Q_V = \sum_{n=1}^m \beta_n \cdot P_{nV}, \quad (6.4)$$

де β_n – відносна значущість n -ої споживчої властивості;

P_{nV} – міра задоволення n -ої властивості в V -му варіанті;

m – кількість властивостей.

Визначення абсолютної вартості функцій.

Функціонально необхідні витрати – мінімально можливі витрати на реалізацію комплексу функцій системи при дотриманні заданих вимог споживачів (параметрів якості) в умовах виробництва і застосування (експлуатації), організаційно-технічний рівень яких відповідає рівню складності спроектованого об'єкту.

Абсолютна вартість реалізації функцій $S_{абс}$ визначається по формулі:

$$S_{абс.} = S_{виг.} + S_{експл.} + S_{тр.} + S_{ен.} + S_{ін.}, \quad (6.5)$$

де $S_{виг}$ – витрати, пов'язані з виготовленням (придбанням) матеріального носія функції. До складу цих витрат входять: витрати на проектування, виготовлення (модернізацію), пуско-налагоджувальні роботи, навчання персоналу;

$S_{експл.}$ – експлуатаційні витрати;

$S_{тр}$ – витрати, пов'язані з трудомісткістю реалізації функції;

$S_{ен}$ – енерговитрати на реалізацію функції;

$S_{ін.}$ – інші витрати на реалізацію функції.

Визначення відносної вартості реалізації функцій

Відносна вартість реалізації функцій $S_{відн.F}$ визначається по формулі:

$$S_{відн.F} = \frac{S_{абс.Fij}}{\sum_1^n S_{абс.}}, \quad (6.6)$$

де $S_{абс}$ – сумарна абсолютна вартість функціонування об'єкту. Визначається шляхом підсумовування значень абсолютних вартостей реалізації функцій;

$S_{абсFij}$ – абсолютна вартість реалізації j -ої функції i -го рівня ФМ.

Побудова функціонально-вартісних діаграм (ФВД) і діаграм якості виконання функцій (ЯВФ)

Ці діаграми будуються для базового і проектного варіанту досліджуваної системи. Вони мають на меті виявлення зон диспропорції, тобто зон надмірної затратності реалізації функції, а також визначення зон функціональної недостатності (низької якості виконання функцій).

Діаграми ФВД і ЯВФ будуються для базового варіанту (до прийняття і реалізації проектного рішення) і проектного варіанту.

Побудова функціонально-вартісної моделі

Функціонально-вартісна модель представлена в табл. 6.1.

Функціонально-вартісні діаграми для базового варіанту представлені на рис. 6.3 і 6.4.

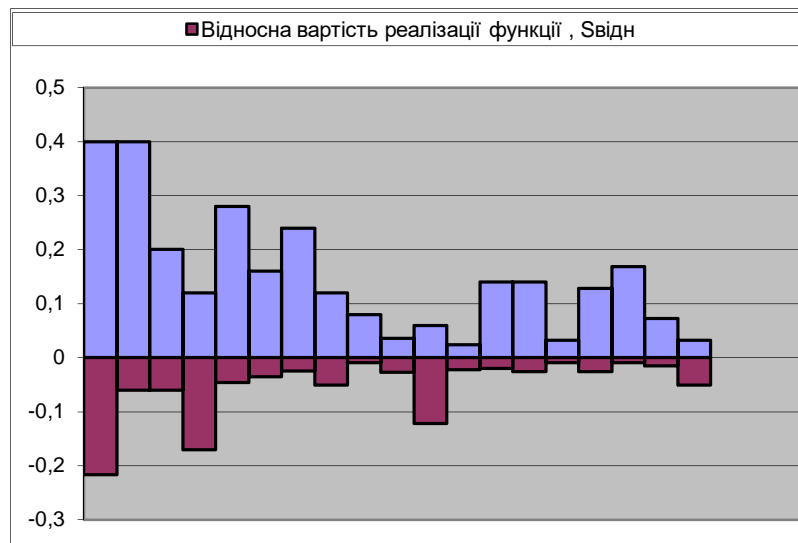


Рисунок 6.3 – Функціонально-вартісна діаграма базового варіанту

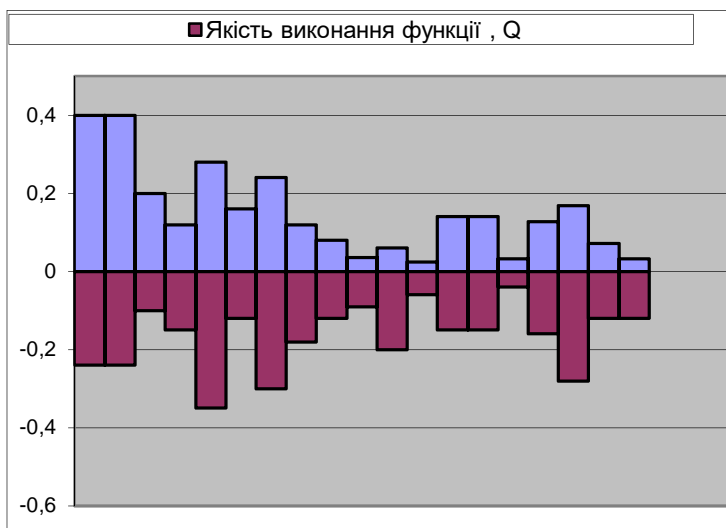


Рисунок 6.4 – Діаграма якості виконання функції

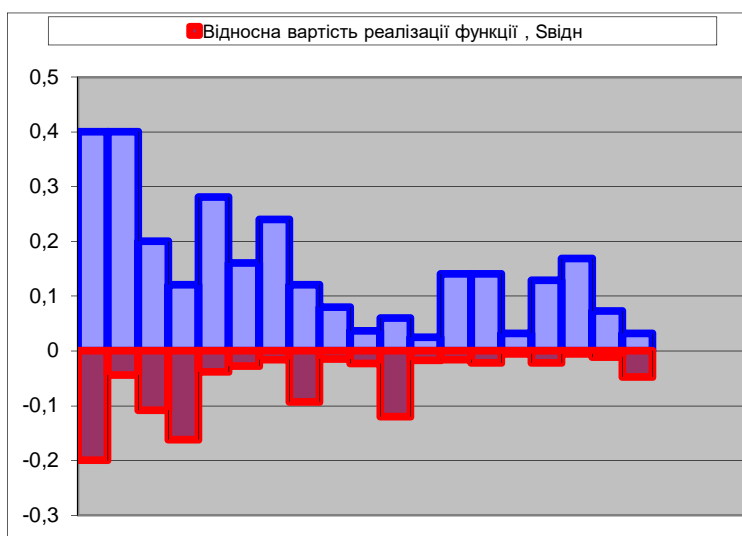


Рисунок 6.5 – Функціонально-вартісна діаграма проектованого варіанту

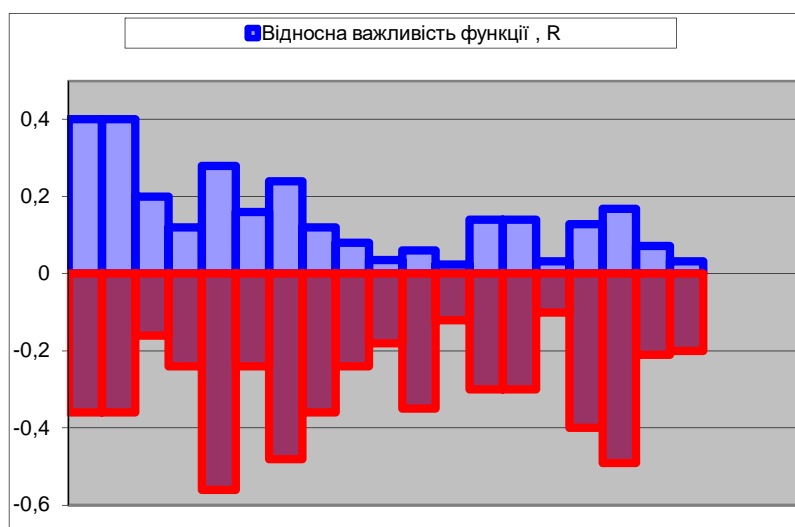


Рисунок 6.6 – Діаграма якості виконання функції

6.2 Розрахунок окупності і економічна оцінка проекту

Проведемо оцінку економічної ефективності проекту.

Для розрахунку робимо наступні допущення:

- модернізація підстанції і спорудження ПЛ-110 кВ триває 1 рік. Інвестування проекту здійснюється за рахунок власних засобів;
- горизонт розрахунку приймаємо 10 років. Крок розрахунку встановлюємо 1 рік;
- тариф на електроенергію, що купується, для кроку 0 приймаємо 1,1 грн./кВт·год. Приймаємо також, що в подальші роки тариф на електроенергію, що купується, росте на 10% в рік. Тариф на електроенергію, що відпускається споживачам з шин 10 кВ, приймаємо на 10% вищий;
- норму дисконту приймаємо рівною 0,15;
- норму відрахувань на експлуатацію приймаємо 6 % на усе обладнання;
- інфляцію не враховуємо.

Інвестиції в проект представлені в табл. 6.3.

Таблиця 6.3 – Інвестиційні вкладення в проект

Найменування	Тип	К-ть, шт.	Ціна, тис.грн.
ПЛ-110 кВ «ПЛ-1»	Одноколова 90 тис.грн/км	60,5 км	5455
Вимикач елегазовий 110 кВ	ВГТ-110	7	5600
Вимикач вакуумний 10 кВ	ВВ/TEL - 10	12	840
Роз'єднувач 110 кВ	РНДЗ - 110	28	308
Обмежувач перенапруги	ОПН - 110	2	60
Обмежувач перенапруги	ОПН - 35	2	40
Обмежувач перенапруги	ОПН - 10	4	40
		Разом:	12343

Окупність проекту досягається за рахунок прибутку від продажу електричної енергії споживачам, а також за рахунок підвищення якості електроенергії, що відпускається в мережу.

Схема формування грошового потоку представлена в табл. 6.4.

У перший рядок таблиці вносимо інвестиції в проект. Інші розрахунки проводимо в табл. 6.4.

Далі для кожного кроку визначаємо відрахування на обслуговування з розрахунку 6% від інвестиційних вкладень і заповнюємо другий рядок таблиці.

У третій рядок таблиці вноситься тариф на електроенергію, який збільшується з кожним кроком на 10%.

Витрати на купівлю електроенергії (рядок 4) визначаємо по формулі:

$$Z_W = (\Sigma P_i \cdot T_{нб} + \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau) \cdot C_e, \quad (6.7)$$

де $\Sigma P_i = 5,78$ МВт; $T_{нб} = 6300$ год/рік; $\tau = 4800$ год/рік;

C_e – вартість електроенергії;

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{ПС} + \Delta P_{xx}; \quad (6.8)$$

$$\Delta P_{ПС} = 0,5 \cdot \Delta P_K \cdot S_{н.б}^2 / S_{ном.т.}^2; \quad (6.9)$$

$$\Delta P_{ПС} = 0,5 \cdot 0,05 \cdot 6,8^2 / 6,3^2 = 0,03 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,03 + 0,013 = 0,043 \text{ МВт}.$$

На кроці 1 витрати на купівлю електроенергії складуть:

$$Z_{WI} = (5,78 \cdot 6300 + 0,043 \cdot 4800) \cdot 1,21 = 44310,7 \text{ тис.грн./рік}.$$

У п'ятий рядок таблиці поміщаємо загальні витрати. Вони визначаються підсумовуванням даних другого і четвертого рядків.

У шостий рядок поміщаємо результати, що отримуються від реалізації проекту. В даному випадку, єдиний результат – це виручка від продажу електроенергії споживачам. Її визначаємо по формулі з [33]:

$$P_W = \Sigma P_i \cdot T_{нб} \cdot 1,1 \cdot C_e. \quad (6.10)$$

На кроці 1 прибуток від продажу електроенергії складе:

$$P_{WI} = 5,78 \cdot 6300 \cdot 1,1 \cdot 1,21 = 48467 \text{ тис.грн./рік}.$$

Приведений ефект на кожному кроці розрахунку, що визначається шляхом віднімання від результату рядка 6 загальних витрат (без інвестицій), заповнюємо рядок 7.

У восьмий рядок поміщаємо значення коефіцієнта дисконтування, що визначається по формулі з [33]:

$$\xi_i = 1 / (1 + E)^i \quad (6.11)$$

Відповідно до прийнятих допущень, норма дисконту $E = 0,16$. Для кроку 1 коефіцієнт дисконтування:

$$\xi_1 = 1 / (1 + 0,15)^1 = 0,87.$$

У останньому рядку табл. 6.4 визначаємо на кожному кроці чистий дисконтований доход. На кроці 0 він негативний і дорівнює інвестиційним вкладенням (- 12343 тис.грн). На кроці 1 до нього додається приведений ефект з урахуванням коефіцієнта дисконтування

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ЧДД}_0 + (P_{w1} - Z_{w1}) \cdot \xi_1; \quad (6.12)$$

$$\text{ЧДД}_1 = - 12343 + (48467 - 45051,3) \cdot 0,87 = - 9371,3 \text{ тис.грн.}$$

На кроці 2

$$\text{ЧДД}_2 = \text{ЧДД}_1 + (P_{w2} - Z_{w2}) \cdot \xi_2; \quad (6.13)$$

$$\text{ЧДД}_2 = - 9371,3 + (53273,7 - 49445,7) \cdot 0,765 = - 6477,3 \text{ тис.грн.}$$

Розрахунок чистого дисконтованого доходу на інших кроках виконується аналогічно, усі результати розрахунку зводимо в табл. 6.4.

Таблиця 6.4 – Розрахунок чистого дисконтованого доходу

Показник	Одиниці вимірювання	Величина показника по кроках (роках)										
		Крок 0	Крок 1	Крок 2	Крок 3	Крок 4	Крок 5	Крок 6	Крок 7	Крок 8	Крок 9	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Інвестиції в проект	<u>тис.грн.</u> рік	12343										
Відрахування на експлуат. обслуговування	<u>тис.грн.</u> рік		740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6	740,6
Тариф на електроенергію, що купується	<u>грн.</u> кВт·год	1,1	1,21	1,33	1,46	1,61	1,77	1,95	2,14	2,36	2,59	
Витрати на купівлю електроенергії	<u>тис.грн.</u> рік		44310,7	48705,1	53465,8	58958,8	64818,1	71409,8	78367,6	86424,1	94846,8	

продовження таблиці 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Загальні витрати (без інвест-них вкладень)	<u>тис.грн.</u> рік		45051,3	49445,7	54206,4	59699,4	65558,7	72150,4	79108,2	87164,7	95587,4
Прибуток від реалізації електроенергії	<u>тис.грн.</u> рік		48467	53273,7	58480,9	64489,2	70898,1	78108	85718,6	94530,7	103743,5
Приведений ефект	<u>тис.грн.</u> рік		3415,7	3828	4274,5	4789,8	5339,4	5957,6	6610,4	7366	8156,1
Коефіцієнт дисконтування	-	1,0	0,870	0,756	0,658	0,572	0,497	0,432	0,376	0,324	0,284
Чистий дисконтований дохід	тис.грн.	-12343	-9371,3	-6477,3	-3664,6	-924,8	1728,8	4302,5	6788	9196,7	11513

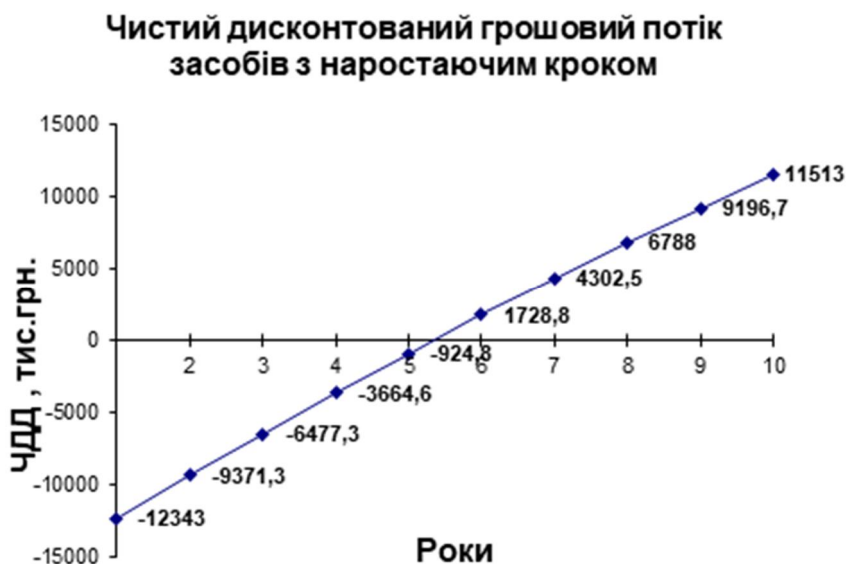


Рисунок 6.7 – Графік окупності проекту

По побудованих діаграмах видно, що якість заданих функцій проектного рішення вища, ніж у базового варіанту. Це означає, що підвищення надійності шляхом заміни комутаційного обладнання позитивно вплинуло на якість електропостачання споживачів підстанції. Відносна ж вартість, що включає встановлення, витрати на монтаж і обслуговування знову проектованого обладнання в порівнянні зі старим, зменшилася. Термін окупності проекту склав 5,3 року. Звідси можна зробити висновок, що проектне рішення модернізації підстанції було вірним.

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Охорона праці і техніка безпеки при обслуговуванні електрообладнання підстанції

Електроенергетика характеризується також величиною індивідуального ризику загибелі людей. Головною причиною (25,6%) нещасних випадків із смертельними результатами стає незадовільна організація виробництва.

Головні причини нещасних випадків по оглядах травматизму є:

- недостатня підготовленість персоналу до виконання заходів, що впливають на безпеку робіт;
- низька надійність технічних пристроїв та енергоустановок, що впливають на безпеку робіт, що проводяться;
- неефективність заходів підготовки персоналу з питань безпеки;
- неефективність заходів підтримки енергоустановки у безпечному стані;
- неефективність заходів, що забезпечують безпеку майбутніх робіт на енергоустановці;
- недостатній контроль за ефективністю заходів безпеки при експлуатації енергоустановок.

Комплексне рішення актуальних питань охорони праці, ергономіки, технічної естетики, охорони довкілля дозволяє не лише підвищити якість праці, але і поліпшити стан природного середовища наших міст і понизити величину індивідуального ризику загибелі людей.

Оцінимо небезпечні і шкідливі чинники, що впливають на обслуговуючий персонал підстанції 110/10 кВ.

При експлуатації об'єкту можливі наступні небезпечні чинники:

- ураження електричним струмом при дотику до струмоведучих частин;
- вплив електромагнітного поля на організм;
- ураження електричним струмом при роботі з несправним інструментом і засобами індивідуального та колективного захисту;

- ураження обслуговуючого персоналу, що знаходиться в зоні розтікання електричного потенціалу при замиканні на землю;
- можливість падіння персоналу з висоти;
- можливість ураження персоналу при проведенні комутаційних операцій;
- інші чинники.

Для запобігання впливу небезпечних чинників на персонал, в проекті необхідно передбачати наступні заходи:

- при неможливості обмеження часу перебування персоналу під впливом електричного поля необхідно застосувати екранування робочих місць екрануючими козирками і навісами над шафами керування;
- встановлення заземлюючого контура і заземлення обладнання;
- дотримання відстаней до струмоведучих частин і екрануючих пристроїв.

7.2 Розрахунок грозозахисту підстанції

Згідно з вимогами для ряду об'єктів очікувана кількість уражень блискавкою є показником, що визначає необхідність виконання громозахисту і його надійність. Підрахунок очікуваної кількості N уражень блискавкою в рік для будівель і споруд прямокутної форми робиться по формулі:

$$N = [(S + 6h)(L + 6h) - 7,7h^2]n \cdot 10^{-6}, \quad (7.1)$$

де h – найбільша висота будівлі або споруди, м;

S, L – відповідно ширина і довжина будівлі або споруди, м;

n – середньорічне число ударів блискавки в 1 км земної поверхні (питома щільність ударів блискавки в землю) в місці знаходження будівлі або споруди.

Для будівель і споруд складної конфігурації в якості S і L розглядаються ширина і довжина найменшого прямокутника, в який може бути вписана будівля або споруда в плані.

Для довільного пункту на території України питома щільність ударів блискавки в землю n визначається виходячи з середньорічної тривалості гроз в годинах таким чином:

Середньорічна тривалість гроз, год	Питома щільність ударів блискавки в землю n , 1/(км ² ·рік)
40 – 60 (Тернопільська область)	4

$$N = \left[(64 + 6 \cdot 14,4) \cdot (64 + 6 \cdot 14,4) - 7,7 \cdot 14,4^2 \right] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,084.$$

Трансформаторна підстанція згідно ПУЕ створює зону класу В-І.

Для захисту підстанції використовуємо поодинокі стержневі громовідводи. Встановлюємо 4 громовідводи на металеві щогли.

Необхідною умовою захищеності усєї площі ВРП є:

$$D \leq 8 \cdot h_a, \quad (7.2)$$

де D – діагональ чотирикутника, у вершинах якого розташовані громовідводи.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2}; \quad (7.3)$$

$$D = \sqrt{71^2 + 64^2} = 95,6 \text{ м},$$

де $a=71$ м і $b=64$ м відповідно, довжина і ширина площі, займаної підстанцією.

Активна висота громовідводу:

$$h_a \geq \frac{D}{8}; \quad (7.4)$$

$$h_a \geq \frac{D}{8} = \frac{95,6}{8} = 11,9 \text{ м}.$$

Прийmemo $h_a=12$ м.

Висота громовідводів:

$$h = h_a + h_x; \quad (7.5)$$

$$h = 12 + 14,4 = 26,4 \text{ м}.$$

де $h_x=14,4$ м – висота захисту громовідводів.

Зона захисту громовідводу:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a}{1 + \frac{h_x}{h}}; \quad (7.6)$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 12}{1 + \frac{14,4}{26,4}} = 12,42 \text{ м.}$$

Ширина зони, що захищається, при $a=71$ м:

$$b_{14} = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a}; \quad (7.7)$$

$$b_{14} = 4 \cdot 12,42 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 71}{14 \cdot 12 - 71} = 6,66 \text{ м;}$$

$$b_{1,4} = b_{2,3} = 6,66 \text{ м.}$$

Ширина зони, що захищається, при $b = 64$ м:

$$b_{12} = 4 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - b}{14 \cdot h_a - b}; \quad (7.8)$$

$$b_{12} = 4 \cdot 12,42 \cdot \frac{7 \cdot 12 - 64}{14 \cdot 12 - 64} = 9,55 \text{ м;}$$

$$b_{1,2} = b_{3,4} = 9,55 \text{ м.}$$

На рис. 7.1 показана зона захисту чотирьох окремо стоячих громовідводів.

В якості штучного заземлювача прийнятий сталевий трьохстержневий заземлювач.

Штучний заземлювач складається з трьох вертикальних електродів довжиною 5000 мм, $d=50$ мм об'єднаних горизонтальною смугою 40×4 мм, з відстанню між вертикальними електродами – 6000 мм.

Визначимо опір заземлювача.

Площа заземлювача $\underline{S}=15,6 \text{ м}^2$.

Довжина вертикальних заземлювачів $L_B = 15 \text{ м}$.

Довжина горизонтальних заземлювачів $L_T = 18 \text{ м}$.

Еквівалентний питомий опір ґрунту $\rho_e = 72,1 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Опір заземлювача:

$$R_3 = 0,378 \cdot \frac{72,1}{\sqrt{15,6}} + \frac{72,1}{18+15} = 6,9 + 2,2 = 9,1 \text{ Ом.}$$

Що менше допустимого опору для громовідводів, згідно ПУЕ, тобто менше 10 Ом.

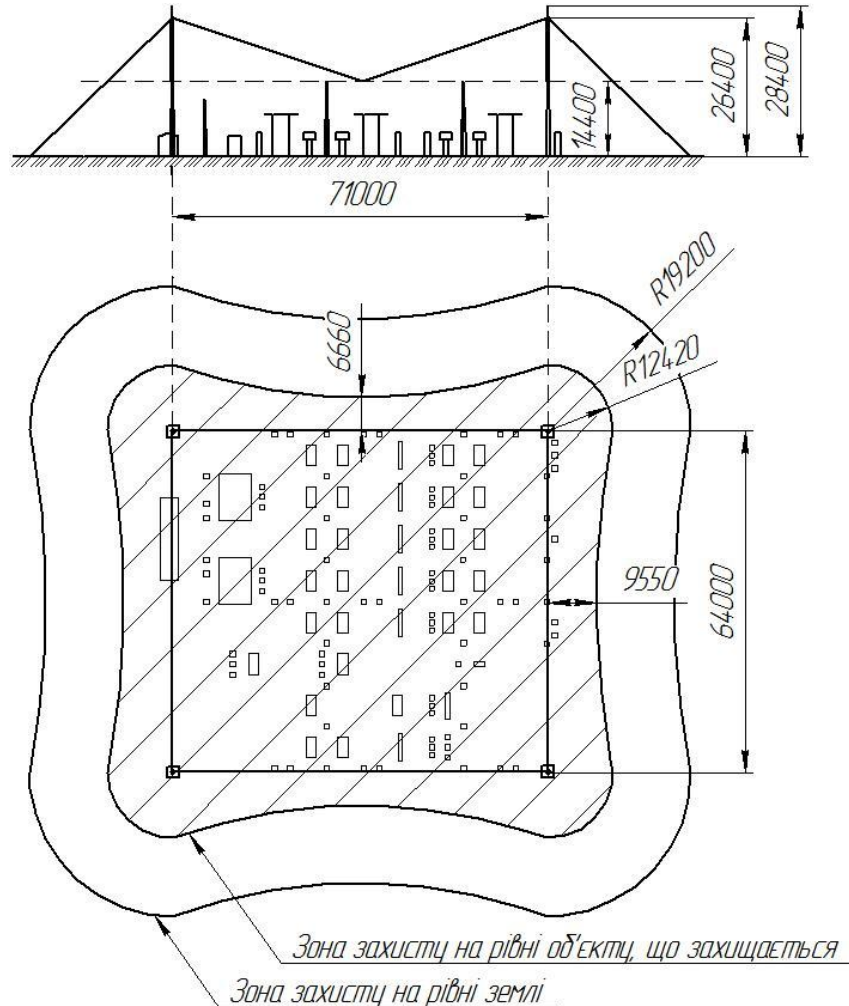


Рисунок 7.1 – Зона захисту ПС 110/10 кВ громовідводами

Технічна характеристика громовідводів.

Категорія громозахисту – 2.

Тип захисту – Б.

Висота громовідводів – 26400 мм.

Радіус зони захисту на рівні землі – 19200 мм.

Радіус зони захисту на рівні об'єкту, що захищається – 12420 мм.

Громоприймач – сталевий прут діаметром 20 мм довжиною 2000 мм.

Струмівідвід – сталева смуга 40×4 мм.

7.3 Забезпечення безпеки життєдіяльності в умовах надзвичайної ситуації

Ефективність захисту населення в НС може бути досягнута тільки на основі усвідомленого врахування принципів забезпечення безпеки в надзвичайних ситуаціях і ефективному використанні усіх засобів і способів, що зменшують їх негативні дії і збільшують безпеку населення.

Основний засіб захисту населення в надзвичайних ситуаціях – це евакуація населення, його укриття в захисних спорудах наприклад у бомбосховищах, використання засобів індивідуального захисту і медичної профілактики.

Окрім цього колективного способу захисту, важливі засоби індивідуального захисту (ЗІЗ) населення від попадання всередину організму, на шкірні покриви і одяг радіоактивних, отруйних речовин і бактеріальних засобі.

Важливу роль в цьому грають медичні засоби індивідуального захисту, призначені для профілактики і надання медичної допомоги населенню, постраждалому в НС. З їх допомогою можна зберегти життя, попередити або значно зменшити міру розвитку ураження людей, підвищити стійкість організму людини до дії деяких небезпечних і шкідливих чинників (іонізуючих випромінювань, токсичних речовин і бактеріальних засобів) До них відносяться радіопротектори, антидоти (речовини, які попереджають або послабляють дію токсичних речовин), протибактеріальні засоби а також засоби часткової санітарної обробки (індивідуальний перев'язувальний пакет, індивідуальний протихімічний пакет).

Велике значення для забезпечення безпеки життєдіяльності населення в НС завчасне здійснення адекватних заходів у ситуації, що склалася. Для цього необхідно навчити населення, працівників діям в НС, організувати своєчасне оповіщення про загрозу виникнення НС, проведення радіаційної, хімічної і бактеріологічної розвідки, а також дозиметричного і лабораторного (хімічного) контролю, проведення профілактичних протипожежних, протиепідемічних і

санітарно-гігієнічних заходів, створення запасів матеріальних засобів для проведення рятувальних невідкладних аварійних робіт (РНАВР), які необхідно провести після аварії.

Для зменшення негативних наслідків аварії на підприємстві важливий порядок оповіщення. При аварії, масштаби якої не виходять за межі санітарно-захисної зони (СЗЗ) об'єкту сповіщаються чергові зміни аварійних служб, невоєнізованої охорони, цехи, які потрапляють в зону хімічного зараження, керівний склад і штаб ЦЗ об'єкту, керівництво підприємства, установи, організації, у тому числі тих, які розташовані близько СЗЗ.

Сповіщення про аварію робиться черговим диспетчером по об'єктовій системі сповіщення з використанням гучномовців і електросирен Черговий диспетчер повинен доповісти черговому по відділу з надзвичайних ситуацій (НС) підприємства і міста (області).

Якщо масштаби аварії виходять за межі СЗЗ об'єкту черговий диспетчер в першу чергу повідомляє чергову зміну аварійно-технічних служб, керівництво цехів, які потрапляють в зону хімічного, біологічного, радіаційного зараження. Необхідно повідомити керівний склад і штаб ЦЗ об'єкту, органи державної адміністрації, чергових по відділу по НС міста (області). Це необхідно для швидкого сповіщення підприємств, установ, організацій (в першу чергу дитячих установ і шкіл) і населення. Текст звернення до працівників і службовців та населення має бути розроблений заздалегідь і затверджений начальником цивільний оборони міста (району, області).

8 ЕКОЛОГІЯ

8.1 Оцінка стану навколишнього середовища

В Україні щороку продовжує зростати антропогенне та техногенне навантаження на навколишнє середовище. Наша держава має найвищий в Європі рівень розораності сільськогосподарських угідь, споживання водних ресурсів, вирубки лісів. Близько 15% території України з населенням понад 10 млн. осіб знаходиться в критичному екологічному стані. В Україні близько 70% поверхневих вод і значна частка запасів підземних, втратили своє значення як джерела питної води. Занепокоєність викликає стан басейну р. Дніпро, який забезпечує питною водою понад 75% (35 млн.) населення країни. Якість води Дніпровського басейну поступово погіршується. Збільшуються середньорічні показники вмісту у воді амонійного азоту, нітратів, фосфатів та підвищення мінералізації води, забруднення водних об'єктів фенолами та нафтопродуктами. Погіршується і якість підземних вод внаслідок інтенсивної експлуатації продуктивних водоносних горизонтів. Виявлено понад 290 сформованих осередків забруднення підземних вод в основних водоносних горизонтах.

Витрати свіжої води на одиницю виробленої продукції в Україні перевищують аналогічні показники у Франції – у 2,5 рази, ФРН – у 4,3 рази, Великобританії і Швеції – у 4,2 рази. Обсяги викидів шкідливих речовин у атмосферу складають нині близько 10 т на 1 км², або понад 130 кг у розрахунку на одну особу. Протягом минулих років шкідливі викиди у повітряний басейн країни здійснювали понад 10 тис. промислових підприємств. Від їх діяльності в атмосферу надійшло у минулому році більше 4,5 млн. т. забруднюючих речовин, проти 4,4 млн. т. у 2015 році (у 2010 р. – 3,96 млн. т). Дві третини сумарних забруднень повітря припадає на підприємства та одна третина – на автомобільний, залізничний, водний та авіаційний транспорт. На сьогоднішній день у державі накопичено понад 30 млрд. т. відходів. Площа земель, зайнята

під них, становить 130 тис. га. Особливістю структури утворення відходів в Україні у зв'язку зі сировинною орієнтацією економіки залишається домінування у їх складі гірничопромислових відходів – 88%, тоді як частка відходів інших галузей промисловості становить 10%, а побутових – 2% . Як вторинна сировина у вітчизняній промисловості використовується лише 8% загального обсягу відходів.

Лісистість України нижча від науково-обґрунтованого рівня. Фактична – 15,7 %, оптимальна – 20 %. Сьогодні спостерігаються низькі темпи збільшення лісистості. Сучасний екологічний стан лісів зумовлюється як рівнем та інтенсивністю антропогенного впливу, так і зростаючим техногенним навантаженням, що порушує природну стійкість і середовищно-формуєчі функції лісових екосистем. На 17% території мають місце процеси підтоплення. Інтенсивною ерозією уражені 18% території України. Понад 54,6 тис. км² території України, забруднено радіацією. Територія зони відчуження сьогодні становить понад 2546 км². Свого негативного впливу додають парникові гази, виснажений озоновий шар, кислотні дощі, наслідки Чорнобильської катастрофи, спустошені гори Карпат.

8.2 Небезпека електромагнітного забруднення

Цілеспрямоване використання електромагнітної (ЕМ) енергії в найрізноманітніших областях людської діяльності привело до того, що до існуючого природного геомагнітного фону – електричного і магнітного полів Землі, атмосферній електриці, радіовипромінюванню Сонця і Галактики додалося електромагнітне поле штучного походження. Його рівень значно перевищує рівень природного електромагнітного фону. Енергоресурси світу подвоюється кожні десять років, а питома вага змінного електромагнітного поля (ЕМП) в електроенергетиці за цей час зростає ще в три рази.

Біологічно значимими є техногенні радіочастотні електромагнітні поля, а також низькочастотні поля, що створюються повітряними лініями і

підстанціями. Напруженість магнітних полів промислової частоти в місцях розміщення повітряних ліній і підстанцій надвисокої напруги на 13 порядків перевищує природні рівні магнітного поля Землі. Високі рівні електромагнітних випромінювань (ЕМВ) спостерігаються на територіях, а нерідко і за межами розміщення передавальних радіоцентрів низької, середньої і високої частоти.

Джерела електромагнітних випромінювань ультранизької (0-10 Гц) і дуже низ який частоти (10-1000 Гц) – електрифікований міський і залізничний транспорт, лінії електропередач, підстанції і кабельні траси.

Широко поширеними джерелами електромагнітного випромінювання в населених місцях є радіотелевізійні передавальні центри, що випромінюють в довкілля ультракороткі хвилі особливо високочастотних і ультрависокочастотних діапазонів. Причому найбільші рівні опромінення людей і дії на довкілля спостерігаються в районі розміщення радіо телепередавальних центрів з висотою антенної опори не більше 180 м.

Встановлений також вплив ЕМП електромагнітного випромінювання на здоров'ї людини від побутових електроприладів, яке може бути досить високим. Наприклад, на відстані 3 см магнітна індукція при роботі фену дорівнює 2 тис. мкТл, електробритви – 1,5 тис. мкТл (порівняйте: природний геомагнітний фон складає 3061 мкТл). При масовому поширенні радіотелефон, що прикладається час від часу до скроні, як випромінювач хвиль дециметрового діапазону з великою проникаючою здатністю, представляє небезпеку не лише для індивідуальних користувачів, але і для усього оточення. З 1970-х рр. робиться декілька мільйонів мікрохвильових печей, в яких використовується енергія надвисокочастотного (НВЧ) електромагнітного випромінювання.

Широке поширення ЕМП і їх стрімке проникнення в усі сфери діяльності людини привели до появи порівняно нового комплексу забрудників, що дістав назву «Електромагнітний смог» під яким розуміють сукупність ЕМП і різних випромінювань, що виникають під час роботи складного електромагнітного обладнання.

Нині достовірно встановлена висока біологічна активність ЕМП, усе живе дійсно надзвичайно чутливо до штучних ЕМП антропогенного походження. Деякі види живих істот і рослин особливо чутливі до певних частот. Так, риби погано переносять частоту 50 Гц при досить високій напруженості поля. Ріст лісу сповільнюється при дії НВЧ з модуляцією 12, 25, 50 і 100 Гц. Квіти реагують на звукові частоти. На більш високому рівні організації виникає різноманітність і диференціюється чутливість до ЕМП.

Техногенні поля несуть шлейф різних частот, паразитарних НВЧ випромінювань, шкідливих резонансних явищ, перед якими людський організм поки залишається беззахисним. Систематична дія ЕМП може призводити до порушення працездатності, пам'яті, уваги, стаючи причиною безлічі захворювань. ЕМП підвищують ризик серцево-судинних, ендокринних, онкологічних захворювань, знижують імунітет, потенцію. На думку експертів Всесвітньої організації охорони здоров'я, сьогодні міра електромагнітного забруднення навколишнього середовища виходить на рівень забруднення її шкідливими хімічними речовинами.

Широко відомі реакції організму на сильні дії. Набагато складніше вести мову про ефект слабких дій, за якими стоять так звані віддалені наслідки – генетичні і канцерогенні ефекти. Не виключено, що через деякий час буде встановлено, що антропогенні ЕМП належать до безпорогових подразників.

Огляд існуючих уявлень про біологічну активність ЕМП дозволяє виділити два основні підходи до цієї проблеми. Перший – пов'язаний з уявленням про енергетичну взаємодію, другий – з аналізом інформаційної взаємодії ЕМП з елементами біологічної системи.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ

В результаті виконання дипломної роботи здійснено розробку технічних заходів для підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції шляхом модернізації основних складових частин системи електропостачання, що дозволить знизити втрати електричної енергії, підвищити надійність електропостачання споживачів.

Отримані наступні результати:

1. Проведено аналіз системи електропостачання та графіка електричних навантажень підприємства, відповідно до чого зроблено висновок доцільності модернізації трансформаторної підстанції.

2. Проаналізовано методи оцінки надійності, та модель відмов і відновлення елементів схеми електропостачання.

3. Проведено аналіз можливості застосування сучасного комутаційного обладнання у проектованій системі електропостачання, здійснений його вибір та перевірка згідно умов термічної та електродинамічної стійкості.

4. Здійснено вибір головної схеми підстанції, а також проведено розрахунки проектованої лінії 110 кВ.

5. Розроблено еквівалентну схему та схему заміщення мережі, здійснено розрахунок струмів короткого замикання, відповідно до якого, вибрано низьковольтне та високовольтне електричне обладнання, раціональні перерізи кабелів і проводів.

6. Проведено розрахунки навантаження власних потреб трансформаторної підстанції і здійснено вибір відповідних трансформатори.

7. В якості пристроїв релейного захисту і автоматики впроваджено мікропроцесорні блоки захисту електричного обладнання. Здійснено розрахунок основних параметрів елементів релейного захисту.

8. Здійснено розрахунки надійності схеми електропостачання; результати розрахунків показують, що існуюча схема трансформаторної підстанції 110/10 кВ має достатню надійність.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
2. 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.
3. ДНАОП 0.00-2.32-2001 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.
4. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст] : навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П. П. Говоров [та ін.] ; Харківська держ. академія міського господарства. — К. : [б.в.], 1996. — 228 с.
5. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии / А.А. Герасименко, В.Т. Федин – Ростов-на-Дону: Феникс, 2006.
6. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. ИПК. – М: Издательство стандартов. – 1998. – 15 с.
7. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / И.В. Жежеленко. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 340 с.
8. Жежеленко И.В. Вопросы качества электроэнергии в электроустановках / И.В. Жежеленко, Ю.Л. Саенко. – Мариуполь: ПГТУ, 1996. – 173 с.
9. Жежеленко И.В. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, Ю.Л.Саенко. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 261 с.
10. Жук А.К. Анализ влияния тиристорного преобразователя на питающую сеть с учетом коммутационных колебаний / А.К. Жук // Електромашинобудування та електрообладнання. – 2003. – №60. – С.39-47.

11. Запальский В.Н. Спектральный анализ работы типовых полупроводниковых преобразователей в автономных электроэнергетических системах / В.Н. Запальский // Збірник наук. праць Дніпродзержинського державного технічного університету (технічні науки). – Тематичний випуск «Проблеми автоматизованого електропривода. Теорія й практика». – Дніпродзержинськ, ДДТУ, 2007. – С.230-231.

12. Качан Ю.Г. О количественной оценке качества электрической энергии в сетях промышленных предприятий / Ю.Г.Качан, А.В.Николенко, В.В. Кузнецов // Гірн. електромеханіка та автоматика: наук.-техн. зб. – Вип. 84. – Дніпропетровськ, 2010. – С.9-16.

13. Полилов Е.В. Экспериментальные исследования качества электрической энергии в основных цехах «АМК». Анализ гармонического состава сетевого напряжения / Е.В. Полилов, А.Б. Зеленев // Вісник КДПУ. – Випуск 3/2006(39). – Частина 1. – С.93-97.

14. Родькин Д.И. Обоснование критериев качества преобразования энергии в электромеханических системах / Д.И.Родькин, А.П.Черный, В.А. Мартыненко // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету. – Кременчук: КДПУ. – Вип.1. –2002. – С.81-85.

15. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения; под редакцией И.А.Баумштейна, С.А. Бажанова – [3-е изд.] – М.:Энергоатомиздат, 1989 г.

16. Шидловский А.К. Высшие гармоники в низковольтных электрических сетях / А.К. Шидловский, А.Ф. Жаркин. – К.: Наук. думка, 2005. – 210 с.

17. Электрические сети энергетических систем. Учебник для техникумов / [Боровиков В.А.и др.] – [3-е изд.] – Л.: Энергия, 1977 – 392 с.

18. Energiesparen mit elektrischen Antrieben. – Frankfurt am Main: Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. – 2007. – S. 24.

19. Yaow-ming Chen Passive Filter Design Using Genetic Algorithm // IEEE Transaction On Industrial Electronics. –Vol. 50. – No. 1. – Feb 2003.