

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ

(повна назва інституту/факультету)

ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

(повна назва кафедри)

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри
_____ С. О. Кудря
(підпис) (ініціали, прізвище)

“ ____ ” _____ 2020 р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
спеціалізація «Електричні станції»

на тему: Нечітке моделювання технічного стану пристроїв регулювання
напруги силових трансформаторів в підсистемі з теплоелектроцентральною
потужністю 720 МВт.

Виконав: студент 2(6) курсу, групи ЕТ-91мп
(шифр групи)

ЯЙЧЕНЯ ДМИТРО ОЛЕКСАНДРОВИЧ

(прізвище, ім'я, по батькові)

(підпис)

Науковий керівник доцент, к.т.н. БАРДИК Є. І.
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Консультант охорона праці професор, д.т.н. Третякова Л. Д.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Консультант стартап-проект ст. викладач Бахмачук С. В.
(назва розділу) (науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ініціали)

(підпис)

Рецензент _____
(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

(підпис)

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць інших
авторів без відповідних посилань.

Студент _____
(підпис)

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені
Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет електроенерготехніки та автоматики
(повна назва інституту/факультету)

Кафедра відновлювальних джерел енергії
(повна назва кафедри)

Рівень вищої освіти – магістерський за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва)

Спеціалізація електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

С. О. Кудря
(підпис) (ініціали, прізвище)

« » 2020 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту**

Яйчені Дмитра Олександровича
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Нечітке моделювання технічного стану пристроїв регулювання напруги силових трансформаторів в підсистемі з теплоелектроцентральною потужністю 720 МВт.»

науковий керівник дисертації доцент, к.т.н., Бардик Євген Іванович,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «9» листопада 2020р. № 3260-С.

2. Строк подання студентом дисертації «17» грудня 2020р.

3. Об'єкт дослідження: силовий трансформатор

4. Предмет дослідження: технічний стан пристрою регулювання напруги силових трансформаторів

5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1). *Провести аналіз сучасного стану проблеми;* 2). *Визначення технічного стану пристрою РПН;* 3). *Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час експлуатації трансформатора.* 4) *Розроблення стартап-проекту.*

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1). Головна схема електричних з'єднань; 2). Методи та засоби регулювання напруги в енергосистемах; 3). Дефекти, несправності і методи оцінки технічного стану пристроїв РПН силового трансформатора; 4). Лінгвістична модель оцінки технічного стану пристроїв РПН силового трансформатора(ч1.); 5). Лінгвістична модель оцінки технічного стану пристроїв РПН силового трансформатора(ч.2); 6) Модельно-експериментальне діагностування пристроїв РПН (ч1.); 7) Модельно-експериментальне діагностування пристроїв РПН (ч2.).

7. Орієнтовний перелік публікацій: Бардик Є.І.,к.т.н., доцент, Яйченя Д.О., магістрант КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра відновлюваних джерел енергії – бс.

8. Консультанти розділів дисертації

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	професор, д.т.н. Третьякова Л. Д.		
Стартап-проект	ст. викладач Бахмачук С. В.		

9. Дата видачі завдання «3» вересня 2020 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Вибір структурної схеми	03.09.2018 – 14.09.2020	
2	Нечітке моделювання	17.09.2018 – 28.09.2020	
3	Моделювання технічного стану трансформатору	12.10.2018 – 09.11.2020	
4	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	14.11.2018 – 06.12.2020	
5	Стартап-проект	29.11.2018 – 10.12.2020	
6	Оформлення отриманих результатів	11.12.2018 – 12.12.2020	
7	Оформлення технічних креслень	12.12.2018 – 14.12.2020	

Студент

(підпис)

Д. О. Яйченя

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

Є. І. Бардик

(ініціали, прізвище)

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ 1. ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДАННЯ СТАНЦІЇ. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ	13
1.1 Вибір структурних схем електричної схеми.....	13
1.2 Вибір генераторів.....	17
1.3 Вибір трансформаторів зв'язку.....	19
1.4 Вибір блочного трансформатору.....	20
1.5 Вибір автотрансформаторів зв'язку 330/110 кВ.....	22
1.6 Вибір блочного автотрансформатора зв'язку 330/110 кВ.....	23
1.7 Вибір секційного реактору.....	24
1.8 Техніко-економічне порівняння варіантів.....	24
1.9 Вибір схем електричних з'єднань.....	28
1.9.1 Вибір схеми ВРП 110 кВ.....	28
1.9.2 Вибір схеми ВРП 330 кВ.....	30
1.10 Вибір електричної схеми ГРП.....	31
1.11 Вибір трансформаторів та схеми електропостачання власних потреб.....	33
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	38
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПРІСТРОЇВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	39
2.1 Задачі регулювання напруги в електричних системах.....	39
2.2 Види регулювання напруги в електричних мережах.....	42
2.3 Методи регулювання напруги.....	48
2.4 Особливості експлуатації трансформаторів з РПН.....	49
2.5 Дефекти і несправності пристроїв РПН.....	54
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	57
РОЗДІЛ 3. ТЕОРІЯ НЕЧІТКИХ МНОЖИН У ЗАДАЧАХ КЕРУВАННЯ І ДІАГНОСТУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПРІСТРОЇВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ	58

3.1 Загальна характеристика fuzzy-систем.....	58
3.2 Основи теорії нечітких множин.....	60
3.3 Загальні поняття нечіткого керування.....	66
3.4 Нечіткий логічний висновок для задач класифікації.....	70
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	71
РОЗДІЛ 4. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПРИСТРОЮ РПН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРУ ЗА ДОПОМОГОЮ НЕЧІТКОЇ МОДЕЛІ	72
4.1 Вхідні та вихідні лінгвістичні змінні нечіткої моделі оцінки технічного стану пристроїв РПН силового трансформатора.....	72
4.2 База знань нечіткої моделі оцінки технічного стану пристроїв РПН силового трансформатора.....	79
4.3 Модельно-експериментальне діагностування технічного стану пристроїв РПН силового трансформатора.....	83
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	92
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРУГОЮ 110/10 кВ.....	93
5.1. Загальна характеристика об'єкта.....	93
5.2. Перелік робіт та склад бригади.....	95
5.3. Аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників.....	97
5.4. Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих чинників на робочих місцях.....	97
5.5. Вибір технічних засобів і заходів безпеки робіт в енергоустановках.....	98
5.6. Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	99
5.7. Аналіз надзвичайних ситуацій і заходи їх запобігання.....	100
5.8. Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації.....	102
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	105

РОЗДІЛ 6. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ	106
6.1 Опис ідеї проекту.....	106
6.2 Технологічний аудит ідеї проекту.....	108
6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту.....	109
6.4 SWOT-аналіз стартап-проекту	111
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ	112
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	113
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	115

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація містить 116 сторінок, 21 рисуноків, 40 таблиць, 14 джерел за переліком посилань, 7 аркушів графічної частини.

Актуальність теми. Будь-який приймач електричної енергії проектують і конструюють так, щоб він експлуатувався при номінальній напрузі і частоті, що забезпечує оптимальні технічно-економічні характеристики приймача. Регулювання напруги в електричних мережах здійснюють з метою забезпечення технічних вимог щодо якості електричної енергії відповідно до чинних норм та підвищення економічності роботи електричних мереж і електроприймачів.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської дисертації є моделювання технічного стану пристроїв регулювання напруги силових трансформаторів.

Об'єкт дослідження. Силовий трансформатор.

Предмет дослідження. Технічний стан пристрою регулювання напруги силових трансформаторів

Методи дослідження. Під час виконання магістерської дисертації, було проведено аналіз методів регулювання напруги, особливостей експлуатації трансформаторів з РПН. Оцінка технічного стану пристроїв регулювання напруги силових трансформаторів за допомогою нечіткої моделі/

Публікації. Бардик Є.І., к.т.н., доцент, Яйченя Д.О., магістрант КПП ім. Ігоря Сікорського, кафедра відновлюваних джерел енергії – бс.

Ключові слова: оцінка технічного стану силового трансформатора, трансформатор з РПН, дефекти і несправності пристроїв РПН, нечітка логіка, нечітка модель.

ABSTRACT

The master's dissertation contains 116 pages, 21 figures, 40 tables, 14 sources under the list of references, 7 sheets of graphic part.

Actuality of theme. Every receiver of electric energy is designed and constructed to operated at nominal voltage and frequency, which provides optimal technical and economic characteristics of the receiver. Voltage regulation in electrical networks is carried out in order to ensure the technical requirements for the quality of electricity in accordance with current regulations and increase the efficiency of electrical networks and receivers.

The purpose and tasks of the study. Object of study. The purpose of the master's dissertation is to model the technical condition of voltage regulation devices of power transformers.

Subject of study. Power transformer.

Research methods. During the master's dissertation, an analysis of voltage control methods, features of operation of on-load tap-changers was performed. Estimation of technical condition of voltage transformers of power transformers by means of fuzzy model was carried out.

Publications. Бардик Є.І.,к.т.н., доцент, Яйченя Д.О., магістрант КІІІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра відновлюваних джерел енергії – бс.

Keywords: assessment of technical condition of power transformer, on-load tap-changer, defects and malfunctions of on-load tap-changers, fuzzy logic, fuzzy model.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АТ – автотрансформатор.

ВП – власні потреби.

ТС – технічний стан;

ФП – функція приналежності.

СТ – силовий трансформатор.

РПН – пристрій регулювання під навантаженням.

ХАРГ – хроматографічний аналіз розчинних газів.

НЧ – нечітка логіка.

НМ – нечітка модель.

АСУ – автоматика систем управління.

ВСТУП

Аналіз старіння основного електрообладнання сучасних вітчизняних і закордонних електростанцій, підстанцій й електричних мереж показує, що існує стійка тенденція до збільшення частки зношеного електрообладнання, що має термін служби близький або такий, що перевищує нормативний. Темпи приросту потужностей у світовій енергетиці істотно скоротилися й значно відстають від наростання обсягів електрообладнання, що відпрацювали свій термін служби.

Так, за станом на 2005 р. близько 65% силових трансформаторів США відробили більше 25 років, у Росії зношування основних фондів електроенергетики становить близько 50%. За станом на кінець 2005 р. середній строк експлуатації більшості одиниць електрообладнання України вже перевищує половину проектного строку.

Значне зношування електрообладнання призводить до додаткових втрат енергії, зниженню надійності функціонування, зростанню аварійності електрообладнання.

На сьогоднішній день у вітчизняних електроенергетичних системах склалася система технічного обслуговування й ремонтів електрообладнання, що базується на проведенні планово-попереджувальних ремонтів, виконуваних через певні, наперед установлені проміжки часу й не враховуючого фактичного технічного стану електрообладнання. Для електроенергетичних об'єктів така система не завжди виправдана тому що не рідко призводить до відключення працездатного електрообладнання й появи додаткових матеріальних і трудових витрат, погіршенню техніко-економічних показників енергооб'єктів.

Високий рівень аварійності обумовлений, з одного боку, великим рівнем спрацьованого електрообладнанням ресурсу, а з іншого боку - слабким розвитком методів і технічних засобів експлуатаційного контролю й діагностики. На деяких підприємствах електроенергетики обсяг зношеного електрообладнання досягає 80-90%.

Відновлення електрообладнання відбувається повільно й становить 2-10% у рік. Таким чином, відновлення електрообладнання не забезпечує рішення

проблем забезпечення необхідного рівня надійності в найближчі роки.

Рішення проблеми може ґрунтуватись на використанні нового напрямку в розвитку системи технічного обслуговування й ремонту - це розробка підходів, заснованих на індивідуальному спостереженні за реальними змінами технічного стану електрообладнання в процесі експлуатації. Тому найважливішим завданням експлуатації енергосистем є поступовий перехід від системи планово-попереджувальних ремонтів на ремонт по технічному стані на основі результатів діагностики електрообладнання. Для цього необхідно розробляти методи й засоби одержання діагностичної інформації, а також розробки комплексних математичних моделей оцінки технічного стану і управління окремих функціональних вузлів таких важливих для електроенергетики об'єктів як трансформатори, що базуються на використанні сучасних інформаційних технологій.

Одним з найбільшим відповідальних вузлів силових трансформаторів які в значній мірі визначають надійність їх функціонування, а також забезпечують якість електричної енергії в електроенергетичних системах є пристрої регулювання під навантаженням (РПН). Разом з тим, як показує практика експлуатації ресурс елементів контактної системи пристроїв РПН силових трансформаторів порівняно невеликий, оскільки доводиться часто комутувати струми. Ремонт же пристроїв РПН зазвичай операція трудосімка і вартість ремонту значна. Трансформатор при цьому виводиться з роботи (з баку трансформатора зливають масло), що супроводжується додатковими збитками від припинення електропостачання споживачів. В силу вищезазначених причин оперативний персонал веде режими таким чином за яких перемикання відпайок силового трансформатора виконується якомога рідше. З цієї причини автоматичні регулятори напруги силових трансформаторів зазвичай відключаються і відповідно якість напруги знижується, а втрати від неякісного електропостачання зростають.

У зв'язку з цим виникає необхідність в розробці ефективних методів і моделей діагностування технічного стану пристроїв РПН силових трансформаторів, а також таких алгоритмів і моделей регулювання напруги з допомогою РПН, які б з одного боку враховували реальний їх технічний стан, а з іншого забезпечували більш високу якість стабілізації напруги. Для вирішення цих задач присвячені наступні розділи

РОЗДІЛ 1. ВИБІР ОСНОВНОГО ОБЛАДАННЯ СТАНЦІЇ. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ

1.1 Вибір структурних схем електричної станції

Електрична схема станції повинна задовольняти наступні вимоги:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, а також відповідність технологічній схемі;
- легкість експлуатації, а саме: простота і наочність схеми; мінімальна кількість переключень, пов'язаних зі зміною режиму; придатність електричного обладнання до ремонту без порушення режиму установки;
- легкість споруди електричної частини з урахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів і ліній;
- можливість автоматизації установки в економічно цілісному обсязі;
- достатня, економічно виправдана ступінь надійності.

На генераторній напрузі ТЕЦ широке поширення знайшли схеми з двома системами збірних шин і з секціонуванням робочих шин. Власні потреби і навантаження живляться від збірних шин окремими лініями. Кожне приєднання підключається до збірної шини через розвилку двох шинних роз'єднувачів, що дозволяє здійснювати роботу як на одній, так і на іншій системі шин (один з шинних роз'єднувачів нормально відключений).

Перевагою схеми з двома системами збірних шин є можливість ремонту будь-якої системи шин без відключення споживачів і джерел. Іншою перевагою є те, що при к.з. на одній системі шин споживачі втрачають живлення тільки на час перемикання на резервну систему шин. Наявність шиноз'єднувальних вимикачів дозволяє виконувати всі необхідні перемикання з робочою системою шин на резервну. До того ж у цій схемі можна використовувати шиноз'єднувальний вимикач для заміни вимикача будь-якого приєднання.

Розглянута схема є гнучкою, перераховані її якості говорять про достатню надійності енергопостачання.

При заданому складі генеруючого обладнання можливі такі схеми електропостачання, де два або три генератори працюють на загальну систему шин. Складніші схеми для даного випадку неприйнятні, а вибрані варіанти економічно доцільні.

Структурні схеми трьох варіантів дані на рис.1.1, рис. 1.2 та рис. 1.3, де показані генератори Г, розподільні пристрої вищої РУ і і нижчої напруги ГРУ, місцеве навантаження Р_{мн}, трансформатори зв'язку Т1 і Т2, блочні трансформатори Т3 ,Т4, Т5, а також автотрансформатор АТ1 і блочний автотрансформатор АТ2. У першому варіанті два генератори по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРУ і один генератор на 100 МВт приєднаний до РУ 110 кВ за блочним принципом, а два генератори на 100 МВт приєднаний до РУ 330 кВ за блочним принципом, генератор на 300 МВт приєднаний до автотрансформатора за блочним принципом. У другому варіанті два генератори по 60 МВт приєднані кожен до своєї секції ГРУ, і два генератори на 100 МВт приєднанні до РУ 110 кВ за блочним принципом, а один генератор на 100 МВт приєднаний до РУ 330 кВ за блочним принципом, генератор на 300 МВт приєднаний до автотрансформатора за блочним принципом.

Перший варіант

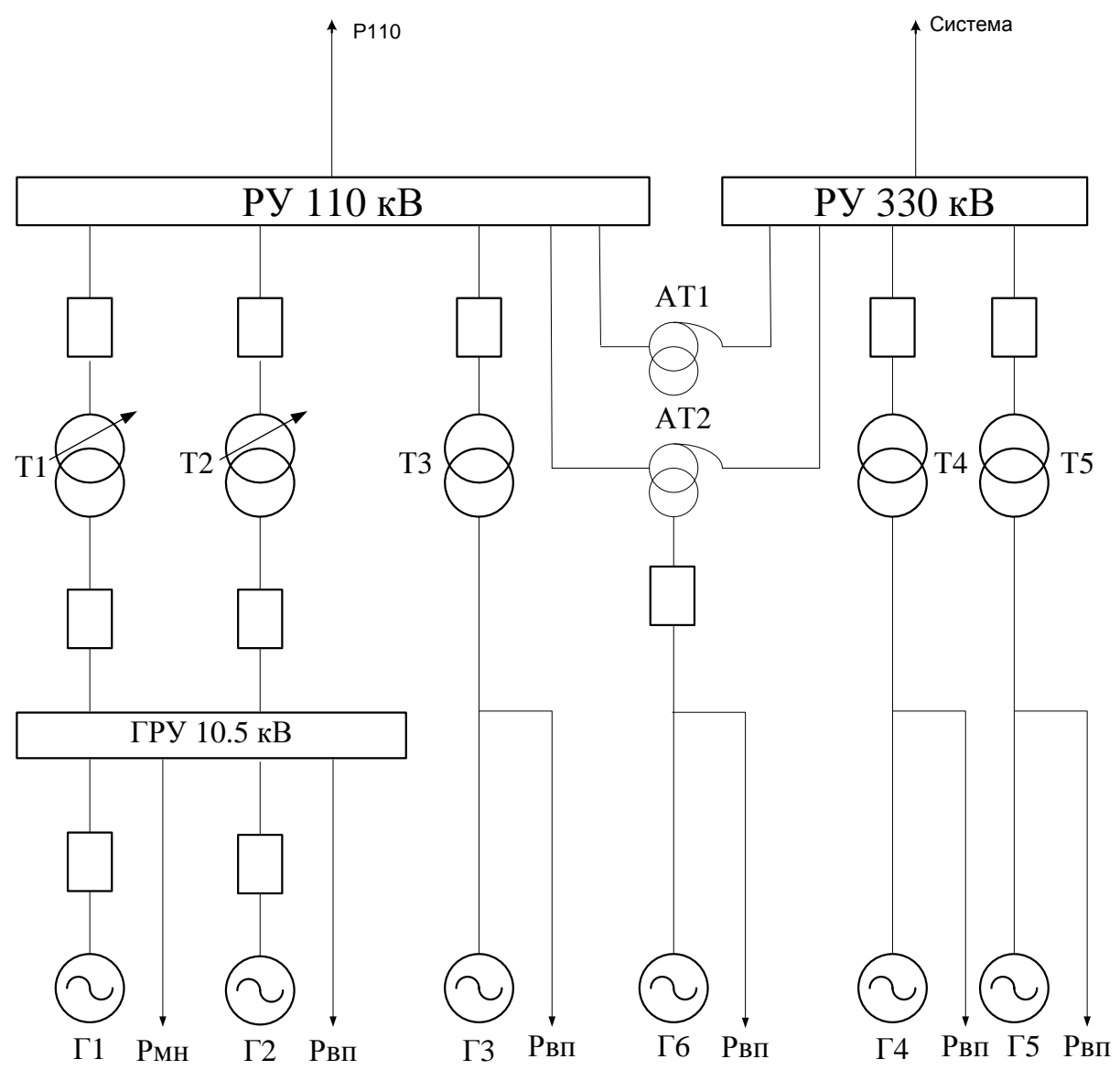


Рисунок 1.1

Другий варіант

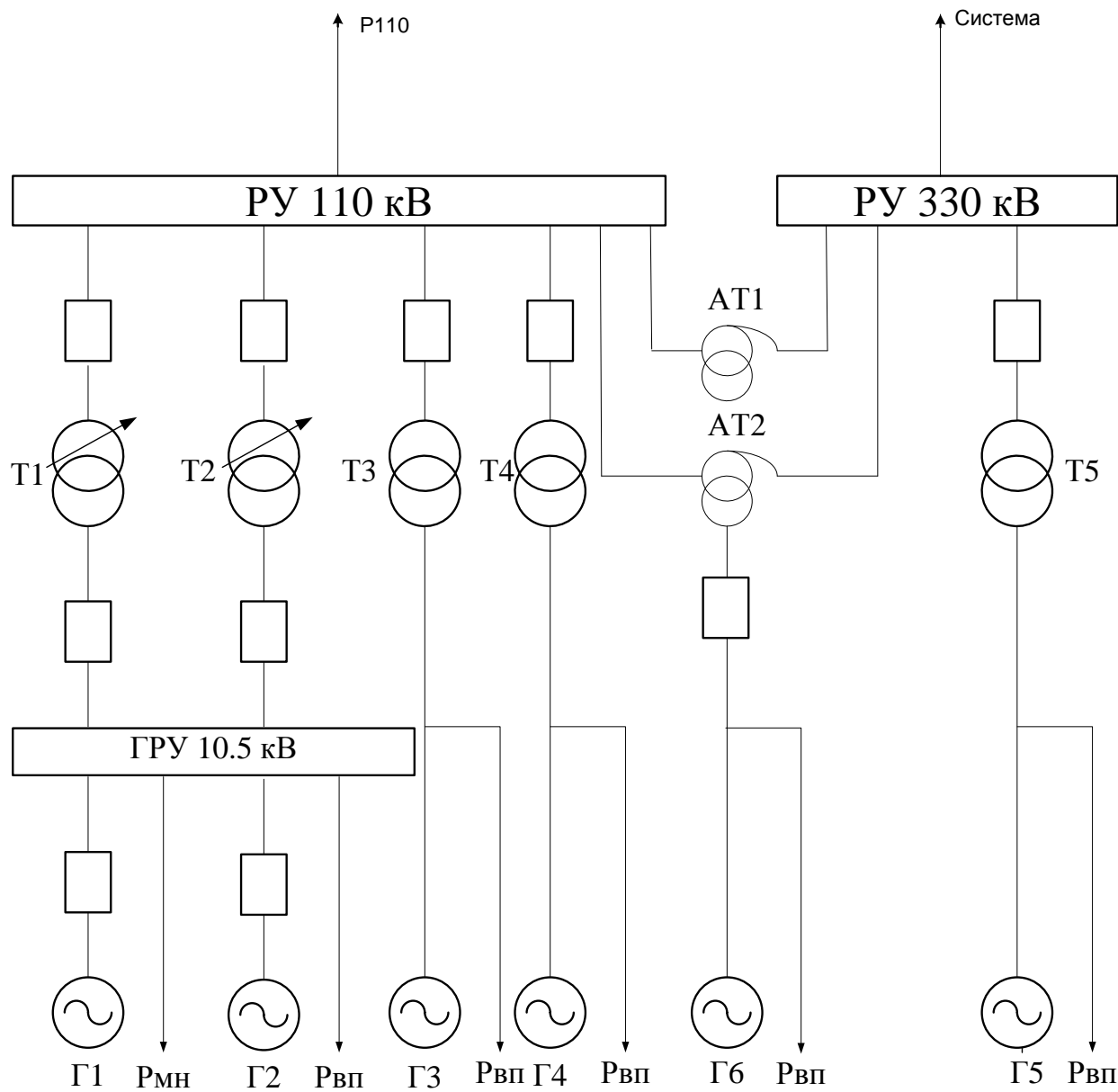


Рисунок 1.2

Третій варіант

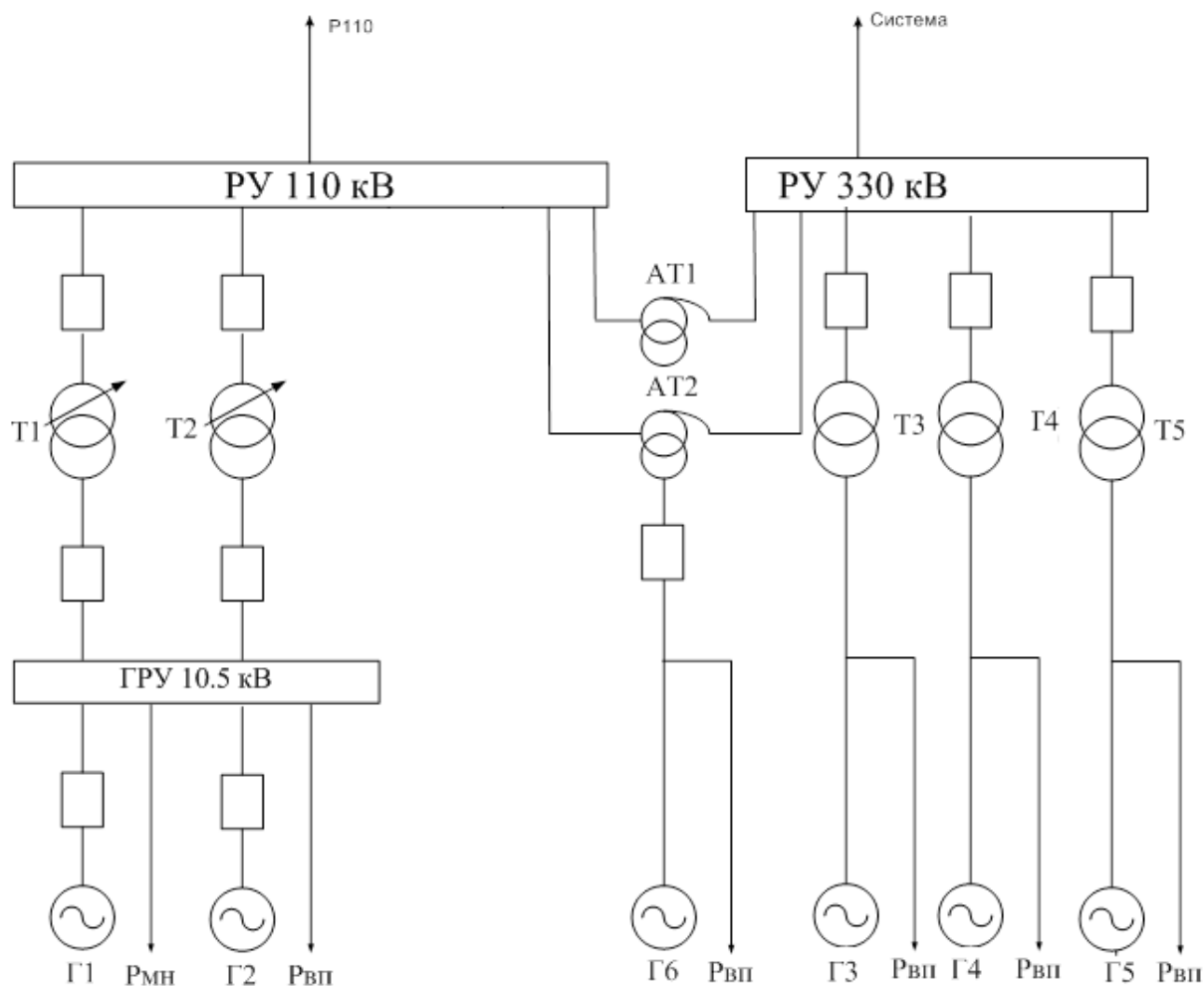


Рисунок 1.3

1.2 Вибір генераторів

Згідно з завданням номінальна напруга генераторів становить 10.5 кВ і в сумі вони повинні видавати активну потужність 120 МВт. Тому вибираємо два генератора типу **ТВФ-63-2У3**, три генератори типу **ТВФ-120-2У3** та один типу **ТГВ-300У3** паспортні данні яких приведенні в табл.1.1[4]:

Таблиця 1.1 - Номінальні характеристики генераторів ТВФ-63-2УЗ, ТВФ-120-2УЗ, ТГВ-300УЗ.

№	Тип генератора	Характеристика	Одиниці вимірювання	Умовне позначення	Номінальне значення
1	ТВФ-63-2УЗ	Номінальна частота	об/хв	$n_{\text{ном}}$	3000
	ТВФ-120-2УЗ	обертання			
	ТГВ-300УЗ				
2	ТВФ-63-2УЗ	Номінальна повна	МВА	$S_{\text{ном}}$	78.75
	ТВФ-120-2УЗ	потужність			125
	ТГВ -300УЗ				353
3	ТВФ-63-2УЗ	Номінальна активна	МВт	$P_{\text{ном}}$	63
	ТВФ-120-2УЗ	потужність			100
	ТГВ -300УЗ				300
4	ТВФ-63-2УЗ	Номінальна напруга	кВ	$U_{\text{ном}}$	10.5
	ТВФ-120-2УЗ				20
	ТГВ -300УЗ				
5	ТВФ-63-2УЗ	Коефіцієнт потужності	-	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	0.8
	ТВФ-120-2УЗ				
	ТГВ -300УЗ				0.85
6	ТВФ-63-2УЗ	Надперехідний опір	В.О.	X_d''	0.153
	ТВФ-120-2УЗ				0.192
	ТГВ -300УЗ				0.195
7	ТВФ-63-2УЗ	Ціна	тис.грн.		3301.58
	ТВФ-120-2УЗ				4444.44
	ТГВ -300УЗ				11428.5

1.3 Вибір трансформаторів зв'язку

При виборі трансформаторів зв'язку потрібно врахувати, що потужність їх повинна бути достатньою для передачі в систему надлишкової потужності ТЕЦ при максимальному тепловому споживанні та мінімальному електричному навантаженні району, з іншого боку має бути забезпечення живлення району від системи при максимальному електричному навантаженні і мінімальному тепловому споживанні. Рекомендується для цього режиму враховувати вихід з роботи найбільш потужного генератора, підключеного до ЗРУ. З причини частого реверсу потужності і різних вимог до регулювання напруги на шинах системи та генераторних шинах, трансформатори зв'язку повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН). Виходячи з вимог надійності електропостачання місцевих споживачів на ТЕЦ передбачається два трансформатора зв'язку .

Навантаження власних потреб (ВП) приймаємо 15% від генерації (120 МВт).

Потужність, що передається через трансформатори: $\Delta P = P_{\Gamma} - P_{ВП} - P_{нав}$

Для трансформатора зв'язку визначаються наступні параметри приведені в табл.1.2:

Таблиця 1.2 - Характеристики режимів трансформаторів зв'язку.

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Режими		
			Нормальний	Мінімальний	Аварійний
1	Виробництво	МВт	120	120	60
2	Споживання МН	МВт	76.4	53.48	76.4
3	Власні потреби	МВт	18	18	18
4	Перетік	МВт	55.6	48.52	-34.4

За найбільшим розрахунковим навантаженням:

$P_{пер} = 55.6$ МВА визначаємо потужність кожного з двох трансформаторів:

$$S_{розрах.тр} = \frac{P_{пер}}{2 \cdot \cos\varphi} = \frac{55.6}{2 \cdot 0.85} = 32.7 \text{ МВА}$$

В якості трансформаторів зв'язку вибираємо два трансформатори типу **ТДН-40000/110** , які мають паспортні дані приведені в табл. 1.3[4]:

Таблиця 1.3 - Номінальні характеристики трансформатора ТДН-40000/110.

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	ТДН-40000/110		
2	Номінальна потужність	МВА	$S_{\text{ном}}$	40
3	Напруга короткого замикання трансформатора	%	U_k	10.5
4	Напруга обмотки ВН	кВ	$U_{\text{ВН}}$	115
5	Напруга обмотки НН	кВ	$U_{\text{НН}}$	10.5
6	Втрати х.х	кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$	34
7	Втрати к.з	кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$	170
8	Струм х.х	%	$I_{\text{хх}}$	0.45

Для 1-го і 2-го варіантів тип трансформаторів зв'язку буде однаковим.

1.4 Вибір блочного трансформатора

На електростанціях, що мають шини генераторної напруги, передбачається установка трансформаторів для зв'язку цих шин з шинами підвищеної напруги. Такий зв'язок необхідний для видачі надлишкової потужності в енергосистему в нормальному режимі, коли працюють всі генератори, і для резервування живлення навантажень на напрузі 10.5 кВ при плановому або аварійному відключенні одного генератора.

При блочному з'єднанні генератора потужність трансформатора вибирається за розрахунковою потужністю:

$$S_{\text{ТР1розрах}} = \frac{P_{\text{Г}} - P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi} = \frac{100 - 15}{0.85} = 100 \text{ МВА}$$

Для обох варіантів блочні трансформатори будуть одаковими. У першому варіанті вибираємо трансформатор типу **ТДЦ-125000/110** та два трансформатори типу **ТДЦ-125000/330**. У другому варіанті вибираємо два трансформатори типу **ТДЦ-125000/110** та **ТДЦ-125000/330** і заносимо дані до табл. 1.4 і табл. 1.5[4]:

Таблиця 1.4 - Номінальні характеристики трансформатора ТДЦ-125000/330.

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	ТДЦ-125000/330		
2	Номінальна потужність	МВА	$S_{ном}$	125
3	Напруга к.з трансформатора	%	U_k	11
4	Напруга обмотки ВН	кВ	$U_{ВН}$	347
5	Напруга обмотки НН	кВ	$U_{НН}$	13.8
6	Втрати х.х	кВт	ΔP_{xx}	125
7	Втрати к.з	кВт	$\Delta P_{кз}$	380
8	Ціна	тис.грн.		6180

Таблиця 1.5 - Номінальні характеристики трансформатора ТДЦ-125000/110.

№	Найменування величини	Одиниці вимірювань	Умовне позначення	Номінальне значення
1	Тип трансформатора	ТДЦ-125000/110		
2	Номінальна потужність	МВА	$S_{ном}$	125
3	Напруга к.з трансформатора	%	U_k	10.5
4	Напруга обмотки ВН	кВ	$U_{ВН}$	121
5	Напруга обмотки НН	кВ	$U_{НН}$	13.8
6	Втрати х.х	кВт	ΔP_{xx}	120
7	Втрати к.з	кВт	$\Delta P_{кз}$	400
8	Струм х.х	%	I_{xx}	0.55
9	Ціна	тис. грн..		2888.9

1.5 Вибір автотрансформаторів зв'язку 330/110 кВ

Вибір автотрансформаторів здійснюється по перетоку потужності через них в різних можливих режимах роботи. Для вибору автотрансформаторів зв'язку розглянемо три режими:

- режим максимального навантаження шин;
- режим мінімального навантаження шин 10 та 110 кВ;
- аварійний режим(вихід з ладу 1 турбогенератора на генераторній напрузі).

Перший варіант:

Нормальний режим:

$$S_{\text{норм}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi} = \frac{220}{0.85} - \frac{88.4 + 76.4 + 33}{0.85} = 26.117 \text{ МВА}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi} = \frac{220}{0.85} - \frac{61.88 + 53.48 + 33}{0.85} = 84.282 \text{ МВА}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{авар}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi} = \frac{120}{0.85} - \frac{88.4 + 76.4 + 33}{0.85} = -91.539 \text{ МВА}$$

По найбільшому розрахунковому навантаженню визначаємо потужність автотрансформатора:

$$S_{\text{розрахАТ}} = S_{\text{авар}} = 91.539 \text{ МВА}$$

Вибираємо автотрансформатори зв'язку типу **АТДЦТН-125000/330/110** з параметрами, які занесені до табл.1.6[4]:

Таблиця 1.6 - Номінальні характеристики автотрансформатора АТДЦТН-125000/330/110.

S _н , МВА	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ	ΔP _{ХХ} , кВт	ΔP _{КЗ} , кВт	I _{ХХ} , %	U _{к(ВС)} , %	U _{к(ВН)} , %	U _{к(СН)} , %	Ціна, тис.грн
125	330	115	10.5	100	345	0.45	10	35	24	4493.4

Другий варіант:

Нормальний режим:

$$S_{\text{норм}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi} = \frac{320}{0.85} - \frac{88.4 + 76.4 + 33}{0.85} = 143.764 \text{ МВА}$$

Режим мінімального навантаження:

$$S_{\text{мін}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi} = \frac{320}{0.85} - \frac{61.88 + 53.48 + 33}{0.85} = 198.929 \text{ МВА}$$

Аварійний режим:

$$S_{\text{авар}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi} - \frac{P_{110} + P_{\text{МН}} + P_{\text{ВП}}}{\cos\varphi} = \frac{220}{0.85} - \frac{88.4 + 76.4 + 33}{0.85} = 22.117 \text{ МВА}$$

По найбільшому розрахунковому навантаженню визначаємо потужність автотрансформатора:

$$S_{\text{розрахАТ}} = S_{\text{мін}} = 198.929 \text{ МВА}$$

Вибираємо автотрансформатор зв'язку типу **АТДЦТН-200000/330/110** з параметрами, які занесені до табл.1.7[4]:

Таблиця 1.7 -Номінальні характеристики автотрансформатора АТДЦТН-200000/330/110.

S _н , МВА	U _{ВН} , кВ	U _{СН} , кВ	U _{НН} , кВ	ΔP _{ХХ} , кВт	ΔP _{КЗ} , кВт	I _{ХХ} , %	U _{к(ВС)} , %	U _{к(ВН)} , %	U _{к(СН)} , %	Ціна, тис.грн
200	330	115	10,5	155	560	0,45	10.5	38	25	5482.6

1.6 Вибір блочного автотрансформатора зв'язку 330/110 кВ

Оскільки до блочного автотрансформатора буде підключено генератор потужністю 300 МВт, то обираємо автотрансформатор **АТДЦТН-400000/330/110** з параметрами, які занесені до табл.1.8[4]:

Таблиця 1.8 - Номінальні характеристики автотрансформатора АТДЦТН-400000/330/110.

S _н , МВА	U _{вн} , кВ	U _{сн} , кВ	U _{нн} , кВ	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{к(вс)} , %	U _{к(вн)} , %	U _{к(сн)} , %	Ціна, тис.грн
400	330	115	20	180	720	0.2	10.5	11	42	12380.95

1.7 Вибір секційного реактору

Для обмеження рівня струмів к.з. на ТЕЦ застосовують секційні реактори. У нормальному режимі потужності між секціями розподілені рівномірно й перетоки потужності через секційний реактор практично дорівнюють нулю.

Реактор вибирається по струму секції.

$$I_c = 0.6 \cdot \frac{P_c}{\cos\varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U} = 0.6 \cdot \frac{60}{0.85 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.474 \text{ кА}$$

Вибираємо реактор типу **РБГ 10-2500-0.35У3** з параметрами, які приведені в табл.1.9[4]:

Таблиця 1.9 - Номінальні параметри секційного реактора РБГ 10-2500-0.14У3.

U _{вн} , кВ	Тривалий струм, А	X _{ном} , Ом	Номін. втрати на фазу, кВт	I _{дин} , кА	I _{терм} , кА	t _{терм} , сек
10	2500	0.14	11	79	31.1	8

Для 1-го і 2-го варіантів тип секційного реактора буде однаковим.

1.8 Техніко-економічне порівняння варіантів

$$t = 8760 \text{ год.}$$

$$\tau = 3500 \text{ год.}$$

Техніко-економічне порівняння варіантів виконаємо в табличній формі.

$$W = n \cdot P_x \cdot t + n \cdot P_k \cdot \left(\frac{S_{max}}{S_{ном}} \right) \cdot \tau$$

$$W_1 = 2 \cdot 34 \cdot 8760 + 2 \cdot 170 \cdot \left(\frac{32.7}{40} \right) \cdot 3500 = 1.569 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{2.1} = 1 \cdot 120 \cdot 8760 + 1 \cdot 400 \cdot \left(\frac{100}{125}\right) = 2.171 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{2.2} = 2 \cdot 120 \cdot 8760 + 2 \cdot 400 \cdot \left(\frac{100}{125}\right) = 4.342 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{3.1} = 2 \cdot 125 \cdot 8760 + 2 \cdot 380 \cdot \left(\frac{100}{125}\right) = 4.318 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_{3.2} = 1 \cdot 125 \cdot 8760 + 1 \cdot 380 \cdot \left(\frac{100}{125}\right) = 2.159 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_4 = 1 \cdot 100 \cdot 8760 + 1 \cdot 345 \cdot \left(\frac{91.539}{125}\right) = 1.76 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_5 = 1 \cdot 155 \cdot 8760 + 1 \cdot 560 \cdot \left(\frac{198.929}{200}\right) = 3.307 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

$$W_6 = 1 \cdot 180 \cdot 8760 + 1 \cdot 720 \cdot \left(\frac{317.71}{400}\right) = 3.578 \text{ млн. кВт} \cdot \text{год}$$

Таблиця 1.10 - Втрати потужності (млн.кВт. год).

	Тип трансформатора	Перший варіант		Другий варіант	
		Кількість	Втрати потужності	Кількість	Втрати потужності
1	ТДН-40000/110	2	1.569	2	1.569
2	ТДЦ-125000/110	1	2.171	2	4.342
3	ТДЦ-125000/330	2	4.318	1	2.159
4	АТДЦТН-125000/330/110	1	1.76	-	-
5	АТДЦТН-200000/330/110	-	-	1	3.307
6	АТДЦТН-400000/330/110	1	3.578	1	3.578
	Σ		13.396		14.955

Складаємо порівняльну таблицю вартості варіантів:

Таблиця 1.11 - Порівняльна таблиця вартості обох варіантів.

№ п/п	Назва і тип обладнання	Ціна, тис. грн.	Перший варіант		Другий варіант	
			п	Вартість, тис.грн.	п	Вартість, тис.грн.
1	ТДН-40000/110	3670	2	7340	2	7340
2	ТДЦ-125000/110	2888.89	1	2888.89	2	5777.78
3	ТДЦ-125000/330	6180	2	12360	1	6180
4	АТДЦТН-125000/330/110	4493.47	1	4493.47	-	-
5	АТДЦТН-200000/330/110	-	-	4493.47	1	5482.6
6	АТДЦТН-400000/330/110	12380.95	1	12380.95	1	12380.95
7	Комірка 110 кВ	115	10	1150	11	1265
8	Комірка 330 кВ	465	6	2790	5	2325
9	ВЛ-110кВ, одноланцюгова	46.5	4	186	4	186
10	ВЛ-330кВ, одноланцюгова	83.7	2	167.4	2	167.4
	Σ			36416.71		33764.73

Розрахуємо щорічні витрати і занесемо дані до табл. 1.12.

Таблиця 1.12 - Щорічні витрати.

Найменування	Варіанти	
	Перший	Другий
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, B_{et} -всього в т.ч.	98.8008	94.4008
ВЛ 110-330 кВ, 1.2% від К	4.2408	4.2408
РУ 110-330 кВ, 2.4% від К	94.56	86.16
Амортизаційні відрахування, A_{pt} -всього в т.ч.	1305.3472	1209.8759
ВЛ 35-750 кВ, 2% від К	7.068	7.068
РУ 10-750 кВ, 3.6% від К	1298.2792	1202.8079
Вартість втрат, $B_{втрат}$ (96.69 коп/кВт.год)	4841.1461	5674.0971
Разом щорічні витрати	6245.2941	6978.3738

Розрахунок:

1. Прибуток

$$D_t = P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot C_{\text{вих}} = 720000 \cdot 3500 \cdot 0.4361 = 1.099 \text{ млрд. грн}$$

2. Балансовий прибуток

$$\Pi_{\text{бт}} = D_t - B_{\Sigma} = 1.099 - 0.0062452941 = 1.093 \text{ млрд. грн}$$

3. Податок на прибуток

$$H_{\text{нт}} = \rho \cdot \Pi_{\text{бт}} = 0.21 \cdot 1.093 = 0.29 \text{ млрд. грн}$$

4. Поточний річний чистий прибуток

$$\Pi_{\text{пт}} = \Pi_{\text{бт}} - H_{\text{нт}} = 1.093 - 0.229 = 0.863 \text{ млрд. грн}$$

5. Інтегральний ефект

$$\Pi_{\text{дс}} = \frac{\Pi_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}}{E} - K = \frac{0.863 + 0.001305}{0.1} - 0.03642 = 8.609 \text{ млрд. грн}$$

6. Рентабельність інвестицій

$$R_t = \frac{\Pi_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}}{K} = \frac{0.863 + 0.001305}{0.03642} = 23.741$$

7. Строк окупності

$$T_{\text{ок}} = \frac{1}{R_t} = \frac{1}{23.741} = 0.042$$

Таблиця 1.13 - Розрахунок показників ефективності, млрд.грн.

Найменування	Варіант	
	Перший	Другий
Прибуток	1.099	1.099
Балансовий прибуток	1.093	1.092
Податок на прибуток	0.229	0.229
Поточний річний чистий прибуток	0.863	0.863
Інтегральний ефект	8.609	8.605
Рентабельність інвестицій	23.741	25.585
Строк окупності	0.042	0.039

Отже, по результатам, які ми отримали в табл.1.13. можемо зробити висновок, що з економічної точки зору більш доцільно обрати перший варіант схеми.

1.9 Вибір схем електричних з'єднань

1.9.1 Вибір схеми ВРП 110 кВ

Загальні положення. Остаточний вибір схеми розподільного пристрою схеми (РП) 110 кВ ТЕЦ здійснюється на підставі техніко-економічного зіставлення варіантів.

До цих РП підключаються споживчі лінії, лінії системоутворюючої мережі й міжсистемних зв'язків, трансформатори генераторних блоків і резервні трансформатори в.п., тобто приєднання в основному великої потужності й відповідальні. Схема РП багато в чому визначає як надійність видачі станцією потужності й передачі обмінних потоків потужностей з однієї частини системи в іншу, так і надійність електропостачання цілого району й окремих споживачів.

Схеми РП підвищених напруг варто складати з урахуванням таких вимог:

- а) ремонт вимикачів 110 кВ і вище робити без відключення приєднань;
- б) повітряну лінію відключати від РП не більш ніж двома вимикачами;

в) трансформатори блоків відключати від РП не більш ніж трьома вимикачами;

г) відмови вимикачів РП в нормальному й ремонтному режимах не повинні приводити до одночасної втрати двох транзитних ліній, а також до одночасного відключення декількох ліній, якщо при цьому порушується стійкість паралельної роботи енергосистем;

д) при відмовах вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключатися більше одного блоку, а в ремонтному - не більше двох блоків, при цьому не повинні виникати перевантаження ліній і порушення стійкості.

На РП 110-220 кВ застосовують обхідну систему шин з обхідним вимикачем, щоб виконувалася вимога ремонту вимикачів без відключення приєднань. Якщо приєднань 12-16, одну із двох систем шин секціонують. Якщо приєднань більше 16, секціонують обидві системи шин.

У РП 110-220 кВ при секціонуванні однієї системи шин обхідний вимикач установлюється на кожній секції. При двох секціонованих системах збірних шин, застосовується для кожної секції сполучений і обхідний вимикач.

Відповідно до вище викладених вимог вибираємо ВРП - 110 кВ за схемою подвійна система збірних шин з обхідною (з обхідним (ОВ) і шиноз'єднуючим (ШЗВ) вимикачами).

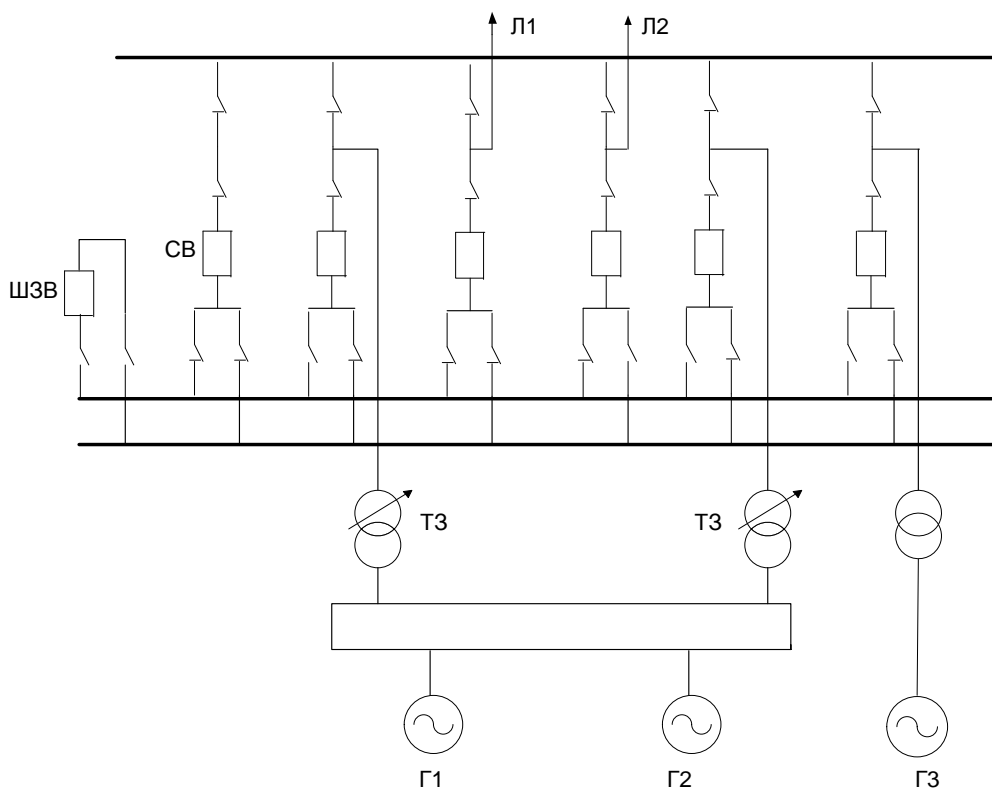


Рисунок. 1.4 - Схема електричних з'єднань ВРП-110 кВ

1.9.2 Вибір схеми ВРП 330 кВ

Для ВРП 330 кВ вибираємо схему 3/2 [3]. До ВРП приєднується 2 лінії та два автотрансформатора. Схема 3/2 має такі переваги:

- ревізія будь-якого вимикача або системи шин проводиться без порушення роботи приєднань і з мінімальним числом операцій при виведенні цих елементів в ремонт;
- роз'єднувачі використовуються тільки при ремонті (забезпечення видимого розриву до елементів РП, що знаходяться під напругою);
- обидві системи шин можуть бути відключені одночасно без порушення роботи приєднань .

Схема 3/2 поєднує надійність схеми зі збірними шинами з маневреністю схеми багатокутника. Схема 3/2 представлена на рис. 1.5.

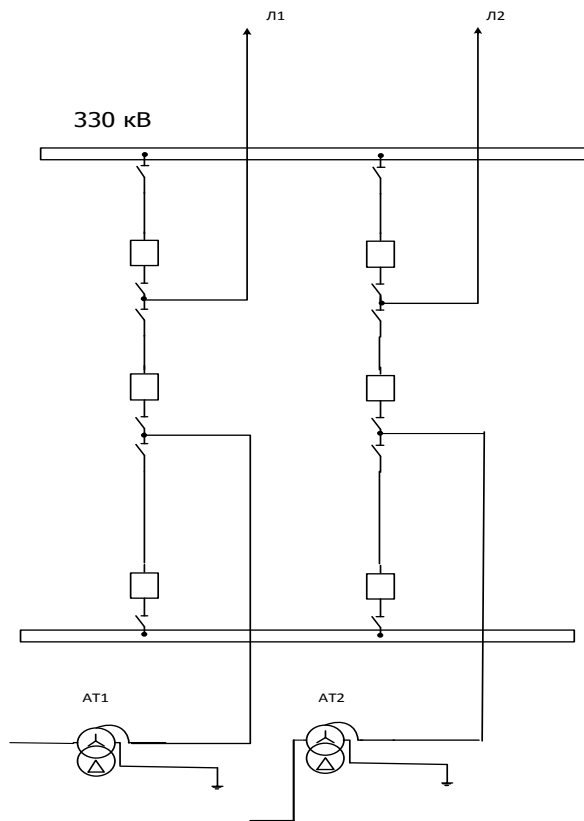


Рисунок. 1.5 - Схема електричних з'єднань ВРП-330 кВ

1.10 Вибір електричної схеми ГРП

ДО ГРП 6-10,5 кВ підключається невелике число приєднань, що живлять (генератори, трансформатори зв'язку) і багато ліній, що відходять до місцевих споживачів.

Схема ГРП 6-10,5 кВ повинна задовольняти наступним вимогам:

Погашення секцій збірних шин і відключення не повинне приводити до перерви електропостачання відповідальних споживачів (1-й категорії по ПЕУ)

Розширення ГРП з ростом місцевих навантажень не повинне приводити до зміни схеми і виконання значних будівельних і монтажних роб.

Для зазначених вимог найбільш раціональна схема: подвійне секціонування системи збірних шин. При необхідності подальшого розширення нові лінії приєднують до існуючих секцій або споруджують нові секції.

Переваги схеми:

- Можливість ремонту будь-якої секції системи збірних шин без перерви живлення споживачів і можливість ремонту будь-якого шинного роз'єднувача з відключенням лише одного приєднання,

- Споживачі втрачають живлення тільки на час перемикання оперативним персоналом відповідних приєднань на резервну систему шин,

- Наявність шиноз'єднуючих вимикачів (ШЗВ1 і ШЗВ2) дозволяє переводити будь-які приєднання із робочої системи шин на резервну без відключень відповідних споживачів.

До недоліків варто віднести велику кількість роз'єднувачів, ізоляторів, струмоведучих матеріалів і вимикачів, більш складну конструкцію РП, істотним недоліком є використання роз'єднувачів як оперативних апаратів.

Вибираємо подвійну секціоновану систему шин із шиноз'єднуючими вимикачами (ШЗВ1,ШЗВ2) напругою 10,5 кВ. Секції з'єднуються між собою секційним вимикачем і секційним реактором.

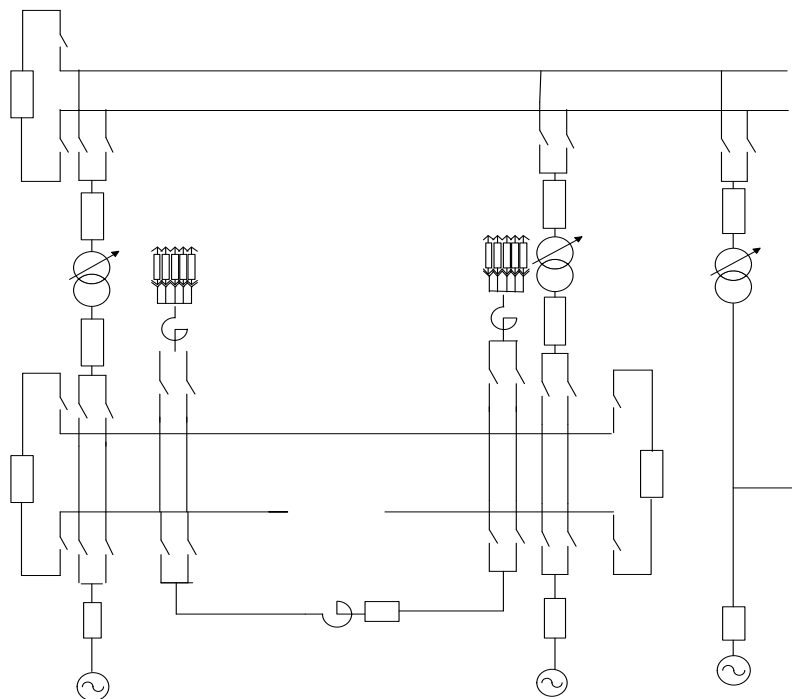


Рисунок.1.6 - Схема електричних з'єднань ГРП-10,5 кВ

1.11 Вибір трансформаторів та схеми електропостачання власних потреб

Головні елементи електроустановок в.п. електростанції - машинні агрегати, що являють собою сукупність робочих машин або механізмів в.п. (насоси, вентилятори, млини й т.п.) і приводи. Як привод у більшості випадків вибирають електродвигуни трифазного змінного струму, які становлять близько 90% всього навантаження в.п. Інші види електроприймачів в.п. - електроосвітлювачі, обігрівальні пристрої та ін. Для живлення цих електроприймачів необхідні джерела енергії, трансформатори (реактори), розподільні пристрої, кабельні мережі, сукупність яких визначає схему живлення електроустановок в.п.

В основу проектування схеми в.п. покладені наступні загальні положення.

1) Для живлення електроприймачів в.п. застосовують два рівні напруги 6-10 кВ (двигуни 200 кВт і більше) і 0,4-0,66 кВ (інші двигуни, освітлення та ін.). При цьому використовують принцип послідовної трансформації.

2) Робоче живлення всіх видів електроприймачів в.п. здійснюється відбором потужності на генераторній напрузі головної електричної схеми за допомогою трансформаторів або реакторів. Якщо на електростанції передбачається ГРП 6-10 кВ, то РП в.п. одержує живлення безпосередньо від шин ГРП реакторними лініями (ГРП 6 кВ) або через понижувальний трансформатор в.п. (ГРП 10 кВ). Якщо є блокові генератори, то живлення в.п. здійснюється відпайкою від блоку.

3) Розподільні пристрої в.п. виконують із однією секціоновано системою шин з одним вимикачем на приєднання.

4) Резервне живлення відповідальних і невідповідальних електроприймачів в.п. забезпечують відбором потужності від головної електричної схеми, дотримуючись умови, що місця приєднання ланцюгів резервного живлення незалежні від місць приєднання ланцюгів робочого живлення.

5) Потужність трансформаторів в.п. (ТВП) вибирають із урахуванням числа й потужності споживачів в.п.

На ГРП 10.5 кВ електроприймачі ВП одержують живління безпосередньо від шин ГРП через трансформатор що понижує. На РП 110 кВ та 220 кВ живління електроприймачі ВП здійснюється відпайкою від блоку.

Резервне живління електроприймачів ВП 1 категорії та 2 категорії (згідно ПУЕ) забезпечуємо шляхов встановлення резервних ТВП до шин 110 кВ та через резервний АТ до шин 220 кВ.

Електроприймачі ВП 0.4 кВ приєднуються до секції 0.4 кВ, яка отримає живлення від трансформаторів що понижують другого ступеня. Трансформатори другого ступеня встановлюються поблизу розміщення груп електроприймачів.

Збірні шини 0.4 кВ секціонуються для підвищення надійності живлення електроприймачів ВП. Тому найбільш відповідальні споживачі отримують живлення не тільки від РТВП, але і від дизель-генератора.

Схема ВП проектованої ТЕЦ приведена нижче на Рис.1.7.

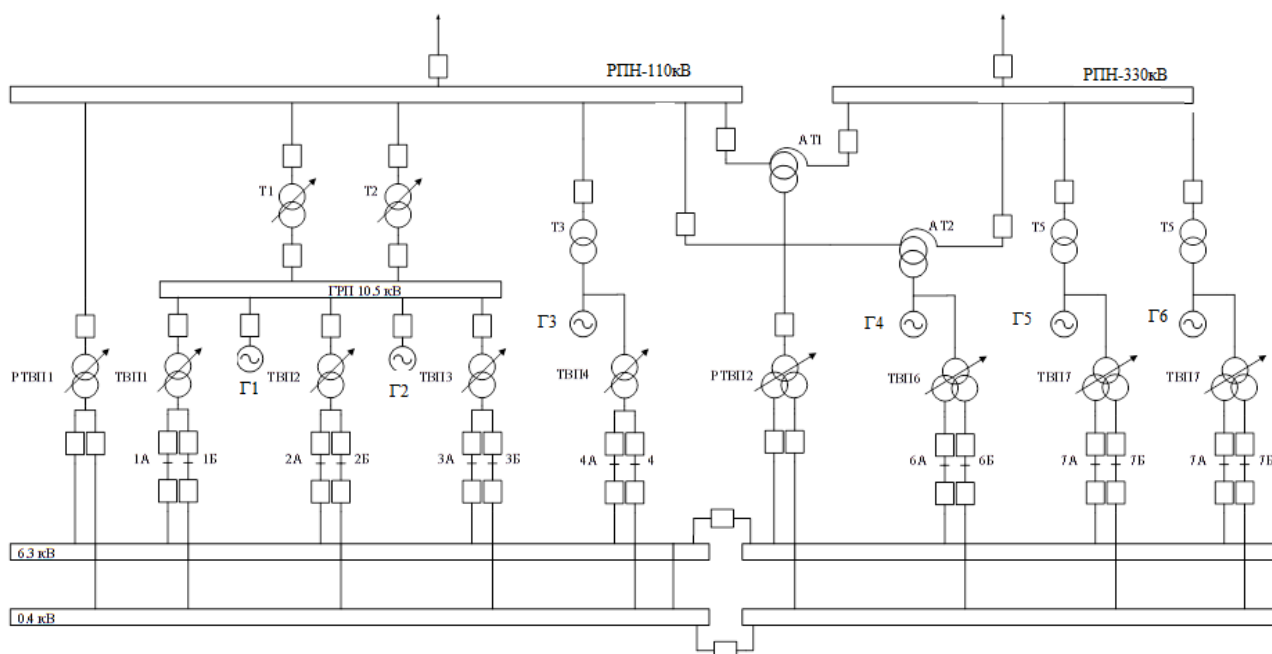


Рисунок 1.7 - Схема ВП проектованої ТЕЦ

Вибираємо трансформатори в.п.:

$$S_{T.ВП} \geq \frac{P}{\cos \phi} * 0.1 = \frac{60}{0.8} * 0.1 = 7.5(MVA) \quad (1.35)$$

Вибираємо на трансформатор з розчіпленою обмоткою ТМН-16000/10 паспортні дані покажемо в табл. 1.12

Таблиця 1.14 - Паспортні дані трансформатора ТМН-16000/10.

Номінальні параметри	ТМН-16000/10
Номінальна напруга обмотки ВН ($U_{ВН}$), кВ	10,5
Номінальна напруга обмотки НН ($U_{НН}$), кВ	6,3
Втрати х.х (P_x), кВт	17
Втрати к.з ($P_{кз}$), кВт	85
Напруга к.з. (U_k), %	10
Струм х.х (I_x), %	0.7

Резервний трансформатор ВП, що з'єднує шини ВП з шинами ВРП-110 вибираємо такий самий – ТМН-16000

Виберемо трансформатор ВП,що знаходиться після генератора потужністю 100 МВт на 10кВ:

$$S_{T.ВП} \geq \frac{P}{\cos \phi} * 0.1 = \frac{100}{0.8} * 0.1 = 12.5(MVA) \quad (1.36)$$

Вибираємо на трансформатор з розчіпленою обмоткою ТМН-16000/10 паспортні дані покажемо в табл.1.13

Таблиця 1.15 - Паспортні дані трансформатора ТМН-16000/10.

Номінальні параметри	ТМН-16000/10
Номінальна напруга обмотки ВН ($U_{ВН}$), кВ	10,5
Номінальна напруга обмотки НН ($U_{НН}$), кВ	6,3
Втрати х.х (P_x), кВт	17
Втрати к.з ($P_{кз}$), кВт	85
Напруга к.з. (U_k), %	10
Струм х.х (I_x), %	0.7

Виберемо трансформатор ВП,що знаходиться після генератора потужністю 300 МВт на 20кВ:

$$S_{T.ВП} \geq \frac{P}{\cos \phi} * 0.1 = \frac{300}{0.8} * 0.1 = 37.5(MVA)$$

Вибираємо на трансформатор з розчіпленою обмоткою ТРДНС-40000/20 (табл.1.14)

Таблиця 1.16 - Паспортні дані тра-ра ТРДНС-40000/20

Номінальні параметри	ТРДСН-40000/20
Номінальна напруга обмотки ВН ($U_{ВН}$), кВ	20
Номінальна напруга обмотки НН ($U_{НН}$), кВ	6,3
Втрати х.х (P_x), кВт	36
Втрати к.з ($P_{кз}$), кВт	170
Напруга к.з. (U_k), %	12,7
Струм х.х (I_x), %	0.6

Резервний трансформатор ВП, що з'єднує шини ВП з шинами ВРП-330 вибираємо такий самий - ТРДНС-40000/20.

Отже, за рахунок більшого значення інтегрального ефекту і менших затрат на виробництво електроенергії вибираємо 1 варіант схеми.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

1. На основі техніко-економічного порівняння варіантів обрано структурну схему електричних з'єднань ТЕЦ-720 МВт з більшим значенням інтегрального ефекту і меншими затратами на виробництво.

2. Обрано головне обладнання електричної станції, зокрема , синхронні генератори, трансформатору зв'язку, блочний трансформатор, автотрансформатор, блочний автотрансформатор.

3. Обрано схеми ВРП різних класів напруг та схему власних потреб електростанції.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПРИСТРОЇВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Задачі регулювання напруги в електричних системах

Значення напруги у вузлі визначається балансом потужностей і в першу чергу реактивних. Напруга є локальним параметром. Будь який приймач електричної енергії проектується і конструюється так, щоб він експлуатувався при номінальній напрузі і частоті, що забезпечує оптимальні технічно-економічні характеристики приймача. Важливі характеристики напруги установлені ДОСТ 13109-97 – відхилення напруги, розмах зміни напруги, доза коливань напруги, тривалість провалу напруги та імпульсна напруга. При цьому однією з найважливіших характеристик напруги є відхилення напруги і питання регулювання напруги важливе.

У об'єднаних електричних системах, що мають складну схему і значну протяжність, шини генераторів електричних станцій і шини приймачів електроенергії розділяють мережі декількох рівнів номінальної напруги. При постійному рівню напруги на шинах генераторів рівні напруги на шинах в живлячих і розподільчих мережах і на шинах споживачів змінюються. Відхилення напруги зумовлені повільними процесами зміни втрат напруги через зміну навантажень у електричній системі, та зміну її конфігурації. Відключення і вмикання елементів електричної системи проводиться за планом для організації ремонтів і створення найкращих режимів роботи. Мають місце також відключення результаті аварій.

Відхилення напруги справляють різний вплив на режими роботи окремих споживачів.

Для мереж до 35 кВ установлені припустимі відхилення напруги від номінального значення. Для високовольтних мереж напругою 35 кВ і вище встановлені граничні значення напруги за умовами роботи ізоляції: 35 кВ - 220 кВ + 15 %, 330 кВ +10 % , більш високих напруг +5 %.

Неминуча зміна напруги в мережі з одного боку й обмеження на область можливих змін напруги з іншого боку призводять до необхідності регулювання

напруги в електричних системах.

У енергетиці використовується ієрархічна система регулювання реактивних потужностей і напруги. Реалізується ця система у вигляді погоджених дій оперативного персоналу різноманітних об'єктів і рівнів (електричні станції, підстанції, підприємства електричних мереж, електрична система) керування. Історично склалося так, що в основному засоби і способи регулювання знаходяться в нижній ланці керування й утворюють локальну систему регулювання. Але й у ній можна виділити локальне централізоване регулювання і локальне місцеве регулювання (рис. 2.1).

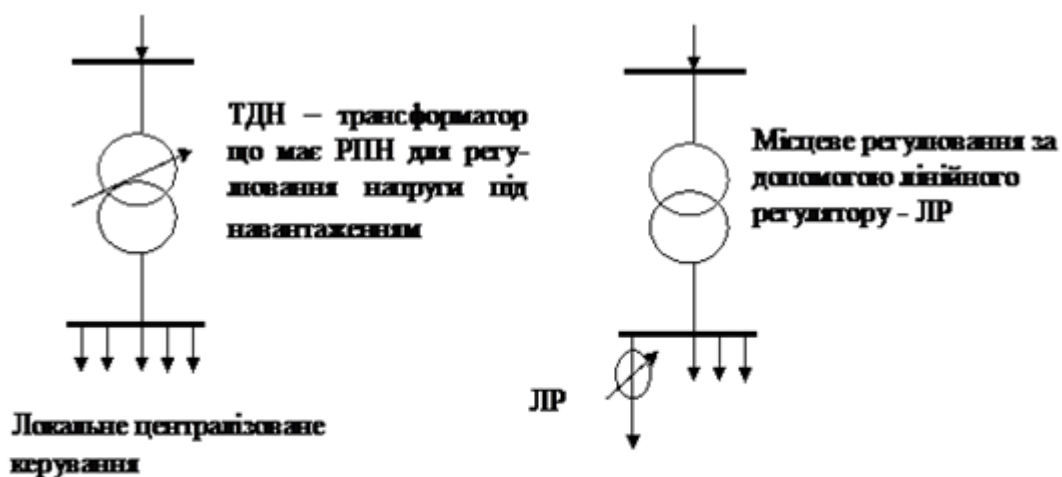


Рисунок 2.1 - Локальне централізоване регулювання і локальне місцеве регулювання.

Регулювання напруги можливо по двох осях - поздовжній й поперечній [5]. На рис. 2.2 представлені векторні діаграми напруги при регулюванні: U_1 - напруга до регулювання, U_2 - після регулювання, ΔU - додаткова ЕРС (з індексом "р" - по поперечній осі, з індексом "а" - по поздовжній осі), δ - кут повороту.

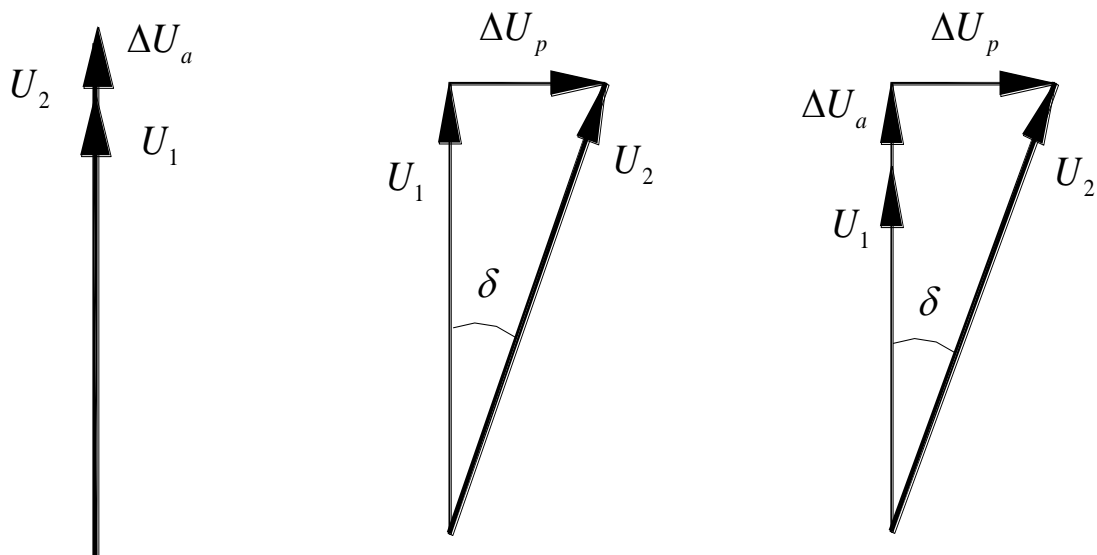


Рисунок 2.2 – Векторні діаграми напруги при регулюванні.

При регулюванні по поздовжній осі змінюється значення (модуль вектора) напруги. Цей вид регулювання найбільш добре відомий і широко застосовується. Класичними пристроями поздовжнього регулювання є трансформатори з РПН, а також вольтододаткові трансформатори. При поздовжньому регулюванні напруги найбільш часто вирішується завдання підтримки значення напруги на шинах споживачів у межах, нормованих ДСТУ.

При регулюванні напруги по поперечній осі проводиться змінення фази напруги - поворот вектора напруги на кут δ . У нашій країні цей вид регулювання порівняно мало відомий й, відповідно, рідко застосовується. Пристроями поперечного регулювання є вольтододаткові трансформатори. На відміну від поздовжнього регулювання, що перерозподіляє потоки реактивної потужності, при поперечному регулюванні здійснюється перерозподіл потоків активних потужностей. Ця особливість дозволяє використати поперечне регулювання для зниження втрат у неоднорідних замкнутих мережах.

У загальному випадку, за допомогою регулювання напруги вирішують наступні два основні завдання :

1. Забезпечення балансу вироблення й споживання електричної енергії.
2. Забезпечення необхідного значення напруги на виводах споживачів електричної енергії.

Таким чином фактично друга вимога є своєрідним продовженням першої вимоги, тому що необхідність забезпечення номінального значення напруги в споживача - це вимога підтримки напруги на рівні, найбільш сприятливому для споживання електричної енергії.

Регулювати значення напруги в мережах можна декількома способами. Одним з них є використання трансформаторів із РПН.

Початкове настроювання автоматичних пристроїв регулювання напруги виконується на основі інженерного досвіду й інтуїції. Згодом, однак, режим електричної мережі повинен уточнюватися на основі інформації, що надходить від електроспоживачів з різних вузлів мережі. Проблема інформації про режим роботи розподільної мережі продовжує залишатися винятково гострою.

На сьогоднішній день засоби одержання інформації й трудомісткість їхньої обробки не відповідають можливостям експлуатаційного персоналу розподільних мереж. Тому поряд з розширенням мережі каналів інформації продовжує залишатися актуальним питання про сполучення вимірювальних пристроїв з найпростішими автоматичними установками, що обробляють і зберігають отриману інформацію.

Найбільш підходящим видом обробки інформації виявляється подання її в нечіткій формі. При цьому з'являється можливість використати апарат теорії нечітких множин і зокрема , один з її практичних розділів - нечітку логіку.

2.2 Види регулювання напруги в електричних мережах

Для підтримання рівня напруги на затискачах споживача в допустимих межах в різних місцях електричної мережі проводять регулювання напруги, яке може бути централізованим або локальним [6].

Централізоване регулювання напруги проводиться у вузлах електричних мереж і використовується при живленні великої кількості споживачів (велике підприємство, місто). В такому регулюванні можна виділити три підходи: стабілізація напруги, двоступінчасте регулювання напруги і зустрічне регулювання напруги.

Стабілізація напруги застосовується для споживачів з практично незмінним навантаженням, наприклад для тризмінних підприємств, де рівень напруги необхідно підтримувати постійним протягом доби. Добовий графік таких споживачів приведений на рис. 2.3.

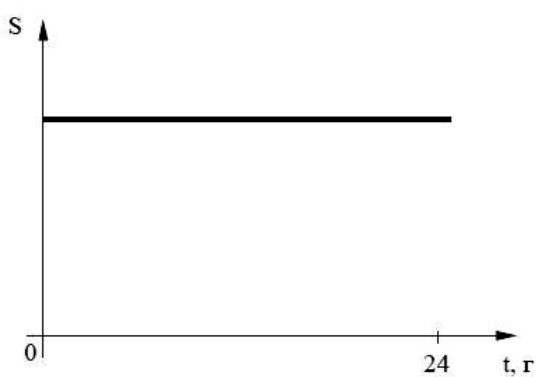


Рисунок 2.3 - Добовий графік для споживачів з незмінним навантаженням.

Для споживачів з чітко вираженим двоступінчастим графіком навантаження (рис. 2.4), наприклад, для однозмінних підприємств, застосовують двоступінчасте регулювання напруги. При цьому підтримуються два рівні напруги впродовж доби у відповідності з графіком навантаження.

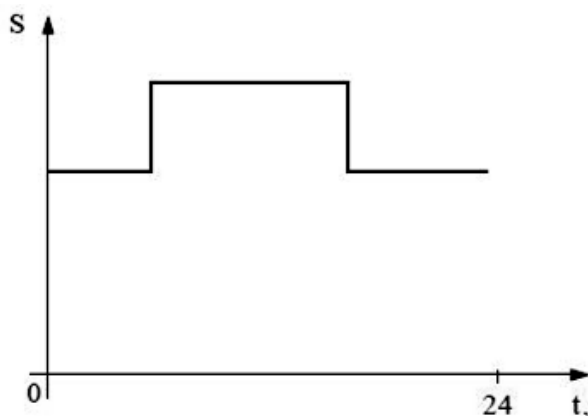


Рисунок 2.4 - Добовий графік для споживачів з двоступінчастим навантаженням.

У випадку змінного протягом доби навантаження (рис. 2.5) здійснюється так зване зустрічне регулювання. Для кожного значення навантаження будуть мати своє значення і втрати напруги, отже, і сама напруга буде змінюватись із зміною навантаження. Для того, щоб відхилення напруги не виходили за межі допустимих значень, необхідно регулювати напругу в залежності від струму навантаження.

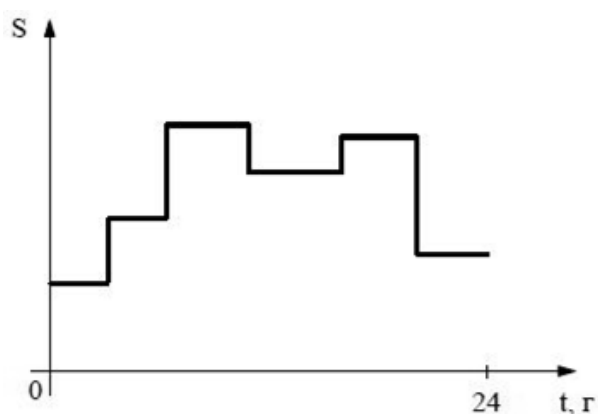


Рисунок 2.5 - добовий графік споживачів із змінним навантаженням.

Для детального розглядання зустрічного регулювання напруги використаємо схему, подану на рис. 2.6, а, де - трансформатор представлений як опір трансформатора та ідеальний коефіцієнт трансформації n . На рис. 2.6, а прийняті такі позначення: U_1 - напруга на шинах центра живлення; U_{2B} - напруга на шинах високої напруги (ВН) районної підстанції; U_{2H} - напруга на шинах низької напруги (НН) районної підстанції; U_3 - напруга у споживачів.

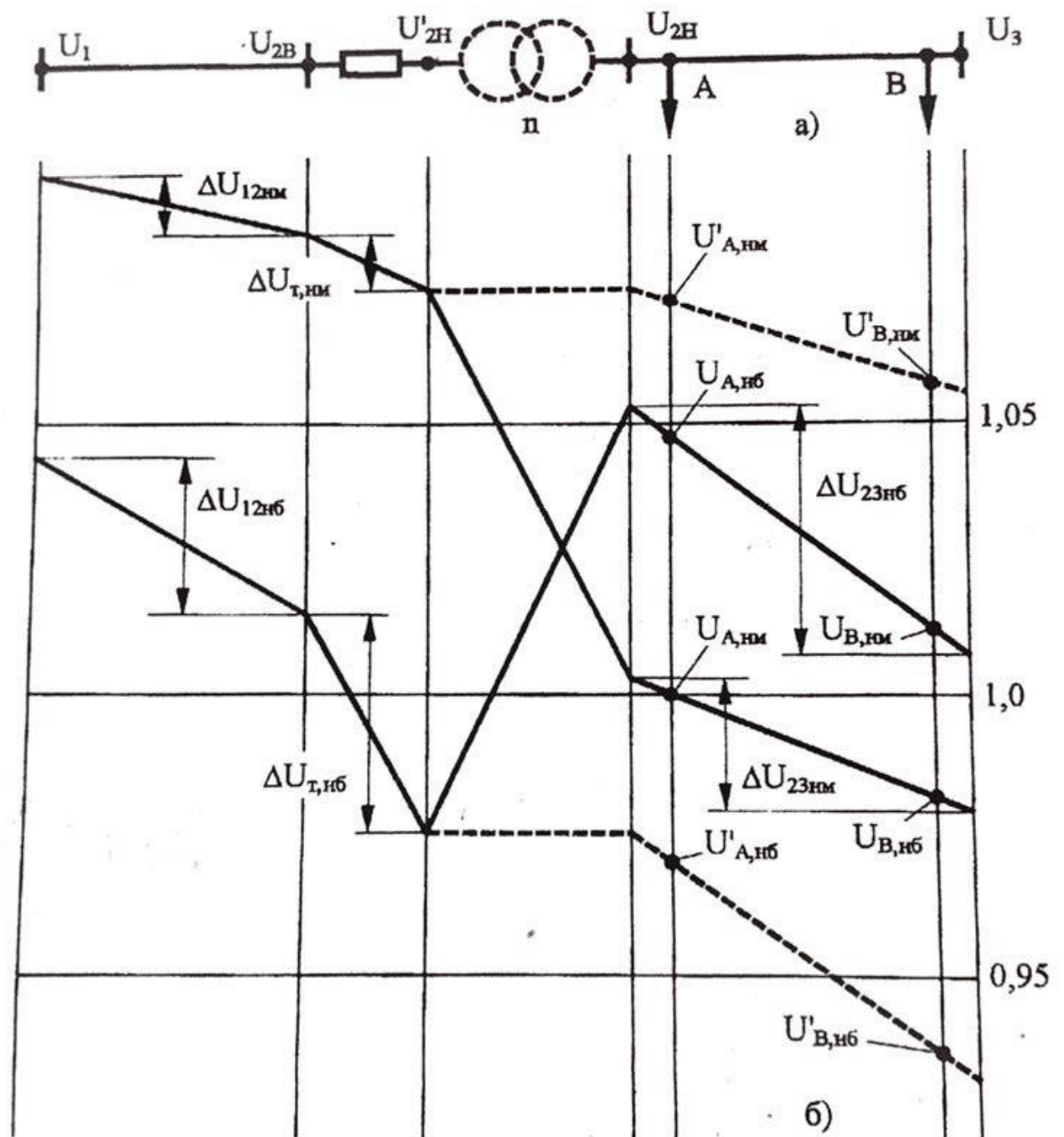


Рисунок 2.6 - Зустрічне регулювання напруги: а – заступні схеми; б – еюри напруг.

Напруга на шинах ВН районної підстанції визначається формулою

$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_{12}, \quad (2.1)$$

де ΔU_{12} - падіння напруги в лінії 12.

Напруги на шинах ВН і НН відрізняються на величину втрат напруги в трансформаторі ΔU_T , і, крім того, в ідеальному трансформаторі напруга понижується у відповідності з коефіцієнтом трансформації, що необхідно враховувати при виборі регулювального відгалуження.

На рис. 2.6, б представлені графіки зміни напруги для двох режимів: найменших та найбільших навантажень. При цьому по осі абсцис відкладені втрати напруги, а по осі ординат - значення відхилень напруги.

З рис. 2.6, б (пунктирні лінії) видно, що при $n=1$ в режимі мінімальних навантажень напруга у споживачів буде вище, а в режимі максимальних навантажень - нижче за допустиме значення (тобто відхилення U більші за допустимі). При цьому приймачі електроенергії, що під'єднанні до мережі НН (тобто в точках А і В), працюватимуть в недопустимих умовах. Змінюючи коефіцієнт трансформації трансформатора районної підстанції n , змінюють $U_{2Н}$, тобто регулюють напругу на споживачах (суцільна лінія на рис. 2.6, б).

В режимі найменших навантажень підвищують коефіцієнт трансформації n , зменшуючи вторинну напругу $U_{2Н}$ до значення, якомога ближчого до $1.0U_{ном}$. В даному режимі вибирають таке найбільше стандартне значення U , щоб виконувалась умова

$$U_{2Н,нм} \leq 1,0U_{ном}. \quad (2. 2)$$

В режимі найбільших навантажень знижують n , збільшуючи напругу $U_{2Н}$ до значення, якомога ближчого до $1.05U_{ном}$. В цьому режимі вибирають таке найбільше стандартне значення n , щоб виконувалась умова

$$U_{2Н,нб} \geq 1,05U_{ном}. \quad (2. 3)$$

Таким чином, напруга на затискачах споживачів як віддалених, так і близько розташованих вводиться в допустимі межі. При такому регулюванні в режимі найбільших навантажень напруга нижча і вона підвищується, а в режимі

найменших навантажень, навпаки, напруга вища і вона понижується. Тому таке регулювання називається зустрічним.

Локальне регулювання напруги проводиться безпосередньо на споживачі (електродвигуні, електричній печі, відповідальній установці тощо) і поділяється на групове та індивідуальне. Групове регулювання застосовується для групи споживачів, а індивідуальне - в основному в спеціальних цехах.



Рисунок 2.7 - Класифікація

2.3 Методи регулювання напруги

Регулювання напруги в електричних мережах здійснюють з метою забезпечення технічних вимог щодо якості електричної енергії відповідно до чинних норм [7] та підвищення економічності роботи електричних мереж і електроприймачів. При цьому використовують різні способи регулювання напруги. Для підтримки необхідного режиму напруги в електричних системах використовуються наступні принципи регулювання напруги: - централізоване регулювання, коли вплив виявляється на велику кількість вузлів мережі. Таке регулювання здійснюється генераторами і трансформаторами ОРУ електростанцій, трансформаторами великих системних та районних підстанцій, синхронними компенсаторами; - місцеве регулювання використовується у зв'язку з тим, що централізованого регулювання виявляється недостатньо для підтримки напруги в необхідному діапазоні в усіх вузлах. Таке регулювання здійснюється трансформаторами понижуючих підстанцій і батареями статичних конденсаторів; - змішане регулювання, що використовує обидва принципи. Матеріали V Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів.

Регулювання напруги здійснюється такими методами:

- генераторами електростанцій, в яких збільшення струму збудження веде до збільшення ЕРС і напруги на шинах генераторної напруги . Автоматичне регулювання збудження (АРВ) дозволяє плавно регулювати напругу або підтримувати його постійне значення;
- зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів на підстанціях;
- перерозподілом потоків активної і реактивної потужності ;
- зміною параметрів мережі з застосуванням установок поздовжньої компенсації (КПК);
- вольтододатковими трансформаторами;

За конструктивним виконанням розрізняють трансформатори двох типів:

- 1) з перемиканням регулювальних відгалужень без збудження, тобто з відключенням від мережі (скорочено - трансформатори з ПБЗ);
- 2) з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням (скорочено - трансформатори з РПН).

Зазвичай, регулювальні відгалуження виконуються на стороні високої напруги ВН трансформатора, яка має менший робочий струм. При цьому спрощується перемикаючий пристрій.

2.4 Особливості експлуатації трансформаторів з РПН

Використання пристроїв РПН. Трансформатор з РПН можна вважати нормально працюючим тільки при використанні перемикаючого пристрою по його прямому призначенню, тобто для регулювання напруги без відключення трансформатора від мережі. Тим часом донедавна пристрої РПН використалися зовсім недостатньо.

Обстеження енергосистем, проведене в останні роки показало, що на 18% трансформаторів РПН взагалі не виконували перемикань, а більше 1 рази в добу перемикалася тільки третина загального числа трансформаторів. Найбільш високий рівень використання пристроїв РПН, який був досягнутий в значній кількості енергосистемах складав у середньому близько 10 перемикань у добу, причому в деяких системах майже половина трансформаторів перемикалася більше 10 разів у добу. В цілому рівень використання пристроїв РПН залишається дуже низьким (середнє число перемикань у добу по всіх обстежених системах рівнялося 2,65) .

Разом з цим, останнім часом відношення до регулювання напруги різко змінилося на краще, зокрема рівень використання трансформаторів з РПН помітно підвищився. Це спричиняється насамперед підвищенням вимог до якості напруги, підвищенням культури експлуатації, впровадженням сучасних

пристроїв автоматичного регулювання, а також рядом заходів по підвищенню надійності пристроїв РПН, особливо їхніх приводних механізмів.

На сьогоднішній день пристрої РПН трансформаторів використовуються приблизно на 40-50%, що значно вище колишнього рівня, але, мабуть, недостатньо.

Неодмінною умовою безаварійної й надійної роботи трансформаторів з РПН є дотримання правил їхньої експлуатації, викладених у заводських інструкціях, і розуміння процесів, що відбуваються при перемиканні.

Припустиме число перемикань. Заводські інструкції підприємств-виробників пропонують робити ревізію контактора пристрою РПН після 10 000-20 000 перемикань під навантаженням. Таке число перемикань зізнається рядом організацій недостатнім й, очевидно, повинно бути переглянуте, тим більше, що після зазначеного числа перемикань огляд контактів звичайно не виявляє неприпустимо високого ступеня їхнього зношування, що перешкоджає подальшій нормальній роботі пристрою РПН.

З огляду на можливі зміни ступеня регулювання, нечутливості й витримки часу регулятора і ґрунтуючись на досвіді експлуатації автоматичних перемикаючих пристроїв, можна стверджувати, що для силових трансформаторів загального призначення число перемикань, достатнє в переважній більшості випадків, не перевищує 10-20 у добу й лише в окремих випадках може доходити до 30 . Однак такі показники використання пристроїв РПН на силових трансформаторах загального призначення практично ще не скрізь досягнуті.

У деяких промислових установках, наприклад на трансформаторах, що обслуговують дугові електричні печі, за умовами технології виробництва можлива значно більша частота перемикань (до 50 і навіть до 300 протягом доби).

Зношення й термін служби контактів контакторів. Припустимим вважається таке зношування контактів, при якому ще забезпечується надійна

робота пристрою РПН. Поява нерівностей на поверхні контактів, викликане зношуванням, а також осадження вуглецю з масла саме по собі ще не перешкоджає подальшій експлуатації контакту. Найчастіше контактори мають досить великий запас по нагріванню, причому зношування контактів незначно збільшує їхній перехідний опір і нагрівання при тривалій роботі, особливо при наявності окремих головних і дугогасних контактів. Вирішальне значення при визначенні припустимого ступеня зношування має змінення діаграми роботи контактів внаслідок зменшення їхньої товщини або зміни форми.

Контакти контакторів можна вважати ще працездатними, якщо дотримуються наступні умови:

1) значення кутів на кругових діаграмах і часу на тимчасових діаграмах перебувають у припустимих межах;

2) у жодній точці поверхні контакту не спостерігається повного зношування металокераміки, що може при подальшій роботі контактора призвести до прискореного зношування мідної підстави контактів, а також відшаровуванню металокерамічної пластини.

Для пристроїв РПН, що не мають окремих контакторів, зношування вважається припустимим, якщо діаграма задовільна, тому що зазвичай порушення діаграми настає швидше, ніж помітне погіршення якості контакту в нормальному робочому положенні пристрою. Зношені контакти, що не задовольняють зазначеним умовам, варто замінити новими. При установці нових контактів повинно бути забезпечене їхнє надійне торкання. Установку контактів і контактне натискання варто відрегулювати відповідно до заводських інструкцій.

Терміни служби контактів сильно залежать від умов експлуатації, тому для орієнтування можуть бути зазначені тільки нижні границі термінів служби при найбільш важких умовах. Саме в такий спосіб варто розглядати дані про термін служби контактів. Ніколи не слід змішувати поняття граничного терміну служби контактів, фактичного строку зміни контактів в експлуатації й строку ревізії

контактів. Пристрій РПН ніколи не працює в найважчих умовах (за винятком деяких спеціальних електропічових і перетворювальних трансформаторів) при кожному перемиканні. Тому зміну контактів слід проводити не після закінчення нормованого строку, а залежно від їхнього стану.

Є припустимим вказувати поряд з випробуванням також орієнтовний експлуатаційний термін служби контактів. Крім того, строки ревізії завжди вказуються значно менші, чим терміни служби контактів. Це потрібно також мати на увазі так як фірми-виробники рекламують терміни служби до 300-500 тис. перемикань. В експлуатаційних інструкціях тих же фірм указуються значно більш скромні цифри, не більше 20-35 тис. перемикань.

У цілому недостатнє використання пристроїв РПН не дозволяє поки встановити їхню фактичну зносостійкість в експлуатації. Для усунення цього недоліку необхідна розробка і впровадження методів діагностування ресурсу пристроїв РПН.

Експлуатація масла в контакторах. Погіршення якості масла, у першу чергу виражається в його почорнінні через наявність зважених часток вільного вуглецю й супроводжуване погіршенням характеристик масла, відбувається значно швидше, ніж зношування контактів.

Основною ознакою непридатності для роботи контакторів є зниження електричної міцності масла, тому заміну масла варто робити при зниженні його електричної міцності до граничного значення, зазначеного в ДСТУ. Інші показники, у тому числі зміст вільного вуглецю (%), вміст металу, кислотність, кут діелектричних втрат, не мають істотного значення для оцінки якості масла в контакторі. Тому не можна вважати правильною практику багатьох енергосистем, коли заміна масла в контакторі проводиться на підставі виміру його прозорості або вмісту вуглецю. Така практика призводить до необґрунтованих частих ревізій зі зміною масла в баку контактора. При досить високій електричній міцності навіть сильно насичене вуглецем масло можна вважати придатним.

Випробування контакторів пристроїв РПН на заводах проводять прискореним методом - при великій частоті перемикачів, що виключають можливість осадження зважених часток, а також зволоження масла в процесі випробувань. При заміні масла бак контактора повинен бути очищений від бруду.

В умовах підвищеної вологості повітря термін служби масла значно збільшується при герметизації ущільнення кришки й установці на газовідводний отвір контактора силікагелевого воздухоосушного фільтра. Фільтр забезпечує нормальне пропущення газів, що виділяються при розриві дуги, причому тиск у баку не підвищується навіть при роботі контактора без інтервалів між перемикачними .

Робота при перевантаженнях. Експлуатаційні перевантаження на 10-20% можуть зустрітися досить часто, перевантаження в 1,5-2 рази можливі тільки при аварійних режимах і порівняно рідко. Перевантаження трансформатора не обов'язково пов'язано з перевантаженням перемикаючого пристрою. Практично варто брати до уваги лише ті трансформатори, на яких пристрій РПН даного типу працює в умовах, які близькі до граничної по вимикаючій здатності контактора.

Перевантаження під час перемикачів у силу їхньої короткочасності й епізодичності не можуть істотно вплинути на зношування контактів. Потрібно тільки, щоб час горіння дуги не був неприпустимо більшим за умовами надійності роботи пристрою.

Робота при низьких температурах. При зниженні температури в'язкість трансформаторного масла різко зростає, від чого збільшується його опір руху рухливих частин пристрою РПН. Це особливо важливо для резисторних пристроїв зі швидкодіючими пружинними механізмами.

Робота пристроїв РПН гарантується при -20°C . Для контакторів заглибної конструкції більш низькі температури малоймовірні, оскільки навіть при неробочому ході трансформатора температура масла усередині бака звичайно вище -20°C за рахунок нагрівання, створюваного втратами в сталі. У

контакторах з резисторами, установлених на ізоляторі, а також у приставних конструкціях доводиться пред'являти більш жорсткі вимоги до пружинних механізмів або передбачати підігрів кожуха. Резисторні пристрої, як правило, можна перемикаєти при низьких температурах без яких-небудь обмежень, якщо виключити вкрай рідкі випадки практично повного замерзання масла (при температурі в кожуху контактора $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ і нижче). Температура застигання вітчизняних сортів масла нижча, ніж у закордонних.

2.5 Дефекти і несправності пристроїв РПН

Ручне керування. Перемикання під навантаженням вручну в окремих випадках допускається, однак при ручному керуванні пристроями реакторного типу іноді спостерігається деяке підвищення часу горіння дуги, супроводжуване виділенням великої кількості газів і частковим викидом масла.

Експлуатація приводних механізмів. Найбільше число несправностей пристроїв РПН пов'язана з роботою приводних механізмів. Найбільш часті причини ушкоджень - неправильне зчленування приводного механізму з перемикаючим пристроєм після часткового розбирання, ревізії або ремонту, неправильне регулювання контактів контактора або кінцевих вимикачів.

Спостереження за приводним механізмом зводиться до його періодичного огляду, під час якого підтягуються ослаблі гвинти й гайки, перевіряється стан контактів реле, наявність змащення на тертьових деталях й у масельниках. Змащення варто робити не рідше 1 рази на місяць, причому при низькій навколишній температурі повинні застосовуватися спеціальні види змащення, Якщо буде потреба проводять регулювання гальмування. Правила регулювання зазначені в заводських інструкціях для експлуатації.

Якщо при розмиканні контактів пускової кнопки перемикаючий пристрій зупиняється й перемикання залишається незавершеним або якщо після тимчасового відключення живлення механізм не повертається в нормальне положення, це свідчить про відсутність контакту в контролері. Кінцеві вимикачі повинні надійно забезпечувати зупинку приводного механізму в крайніх

положеннях. Після ремонту й регулювання насамперед потрібно переконатися в справності кінцевих вимикачів, установлюючи механізм у крайні положення рукояткою й натискаючи по черзі пускові кнопки при відключеному живленні двигуна.

Якщо при ревізії або ремонті проводилося розчіплювання валів приводного механізму й перемикаючого пристрою, не можна включати живлення електродвигуна перш, ніж буде перевірена правильність зчленування.

Робота в проміжному положенні. При зупинці реакторного пристрою в будь-якому проміжному положенні, наприклад внаслідок зникнення оперативного струму приводу, як правило, не виникає безпосередньої небезпеки ушкодження самого пристрою, а також трансформатора або реактора. Для резисторного пристрою така зупинка також не небезпечна, звичайно, якщо не відбулося поломки акумулюючого пружинного пристрою і перемикання контактора завершене. Однак, якщо виборець перебуває в проміжному положенні, можливе зменшення ізоляційних відстаней між рухливим і нерухомим контактами, що знижує надійність роботи перемикаючого пристрою. Можливе також підвищене нагрівання контактів при неповному торканні. Тому з першою нагодою перемикаючий пристрій повинен бути повернутим в нормальне положення.

Використання "мостів" у якості додаткових нормальних положень для зменшення ступені регулювання можливо, якщо циркулюючий (намагнічуючий) струм реактора дорівнює половині навантажувального, а кожний з робочих контактів пристрою розрахований на повний струм. Виключенням є пристрій типу РНТ-9, де робота з "мостами" не забезпечує досить надійного контакту.

Несправності контакторів і виборців. При правильній експлуатації контактори пристроїв РПН працюють безвідмовно й надійно забезпечують розрив дуги при кожному перемиканні. Неприпустимо великий час горіння дуги, небезпечне для перемикаючого пристрою й усього трансформатора, може мати місце при недостатньому рівні масла в контакторі, при зношуванні механізму

контактора (кулачки, що ведуть ролики) або при несправності пружинного механізму.

Зношування дугогасних контактів, якщо воно перебуває в припустимих межах, не є несправністю. Сліди електричного зношування на головних (струмонесучих) контактах контактора (замикачах) і на контактах виборця неприпустимі й свідчать про неправильну роботу пристрою.

Однією з можливих причин несправності може бути неправильне або неточне зчленування елементів пристрою РПН між собою. У найбільш важких випадках воно може призвести до появи дуги у виборці, наприклад якщо кут недостатній і дуга в контакторі не встигла згаснути до моменту розмикання перемикача.

Щоб уникнути подібних випадків після ревізії або ремонту особливу увагу слід звернути на правильність зчленування приводного механізму, виборця й контактора. При установці й регулюванні необхідно керуватися рисками, нанесеними при випуску перемикаючого пристрою із заводу. Перед включенням у роботу необхідно перевірити правильність зчленування, обережно повернувши механізм вручну від першого до останнього робочого положення. Головним методом контролю правильності роботи й ступеню зношування пристрою РПН є зняття діаграми роботи контактів.

Виборець, що перебуває в баку трансформатора, повинен оглядатись тільки при ревізіях трансформатора. При цьому варто перевіряти контактне натискання. Після кожної ревізії, коротких замикань, аварійних відключень, а також у тих випадках, коли тривалий час не проводились перемикання, необхідно зробити прогін пристрою від першого до останнього положення й назад 5-10 разів для очищення контактів від окислів.

Час знаходження на повітрі апарату пристрою РПН, нормально працюючого в маслі, не повинен перевищувати часу, зазначеного для відповідних напруг в інструкціях із включення трансформатора, у противному випадку апаратура повинна бути висушена в маслі.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

Основна мета розділу – розглянути сучасний стан, проблеми регулювання напруги в вузлах електроенергетичних систем.

В результаті проведеного аналізу встановлено:

1. На сьогоднішній день гостро стоїть проблема забезпечення якості електроенергії, яка тісно пов'язана з надійністю і ресурсом роботи різного роду споживачів, причому найбільш вимогливі споживачі можуть функціонувати лише при високій якості напруги.
2. Основним засобом регулювання напруги в розподільчих мережах є трансформатори районних підстанцій, оскільки вони можуть узгодити вимоги до напруги близьких і віддалених споживачів.
3. Проведений аналіз існуючих способів регулювання напруги в електричних мережах з допомогою пристроїв РПН силових трансформаторів показав, що подавляюча більшість з них не враховують наявний ресурс пристроїв РПН.
4. Реалізовані в автоматичних регуляторах пристроїв РПН силових трансформаторів закони регулювання напруги забезпечуючи достатню якість регулювання не враховують обмеження на кількість перемикачів, що призводить до зниження надійності їх функціонування.

РОЗДІЛ 3. ТЕОРІЯ НЕЧІТКИХ МНОЖИН У ЗАДАЧАХ КЕРУВАННЯ І ДІАГНОСТУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПРИСТРІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

3.1 Загальна характеристика fuzzy-систем

Поява нових способів керування об'єктами енергосистем обумовлене тим, що при проектуванні й експлуатації складних систем доводиться стикатися з тим комплексом проблем, які не завжди повністю піддаються рішенню традиційними методами. Неповнота знань про об'єкт, неминучі похибки датчиків, непередбачуваність реальних ситуацій - все це змушує людей думати про створення інтелектуальних систем, здатних працювати в умовах невизначеності й нечіткості вихідної інформації [8].

Ще одна проблема - велика розмірність стає реальним стримуючим фактором при рішенні багатьох складних завдань. Проектувальник не в змозі врахувати й звести в загальну систему рівнянь всю сукупність зовнішніх умов.

Системи, що функціонують на основі теорії нечітких множин, можуть впоратися з вищевикладеними проблемами. У загальному виді, нечітка логіка - це логіка, що оперує лінгвістичними змінними за допомогою правил, зрозумілих людині й близьких за структурою до звичайної розмовної мови. Переваги fuzzy- систем у порівнянні з іншими:

- можливість оперувати нечіткими вхідними даними: наприклад, що безперервно змінюються в часі значення (динамічні процеси), значення, які неможливо задати однозначно (результати статистичних опитувань, рекламні компанії й т.д.);
- можливість нечіткої формалізації критеріїв оцінки й порівняння: оперування критеріями "більшість", "можливо", "переважно" і т.д.;
- можливість проведення якісних оцінок як вхідних даних, так і вихідних результатів: можливість оперування не тільки значеннями даних, але і їхнім ступенем вірогідності і її розподілом;
- можливість проведення швидкого моделювання складних динамічних систем й їхній порівняльний аналіз із заданим ступенем точності, оперуючи принципами поведінки системи, описаними fuzzy-методами. У цьому випадку, по-перше, не

витрачається багато часу на з'ясування точних значень змінних і складання рівнянь, що описують процес, по-друге, стає можливим оцінити різні варіанти вихідних значень [9].

При описі об'єктів й явищ за допомогою нечітких множин використовують поняття нечіткої й лінгвістичної змінних. Нечітка змінна характеризується трійкою $\langle \alpha, X, A \rangle$, де

- α - ім'я змінної,
- X - універсальна множина (область визначення α),
- A — нечітка множина на X , що описує обмеження (тобто $\mu_A(x)$) на значення нечіткої змінної α .

Лінгвістичною змінною називається набір $\langle \beta, T, X, G, M \rangle$, де

- β - ім'я лінгвістичної змінної;
- T - множина його значень (терм-множина), що представляють імена нечітких змінних, областю визначення, яких є множина X . Множина T називається базовою термам-множиною лінгвістичної змінної;
- G — синтаксична процедура, що дозволяє оперувати елементами терм-множини T , зокрема, генерувати нові терми (значення). Множина $T \cup G(T)$, де $G(T)$ - множина згенерованих термів, називається розширеною терм-множиною лінгвістичної змінної;
- M — семантична процедура, що дозволяє перетворити нове значення лінгвістичної змінної, утвореною процедурою G , у нечітку змінну, тобто сформувати відповідну нечітку множину.

Щоб уникнути великої кількості символів приймемо:

- символ β використають як для назви самої змінної, так і для всіх його значень;
- для позначення нечіткої множини і його назв користуються одним символом, наприклад, терм "молодий", є значенням лінгвістичної змінної $\beta = \text{"вік"}$, і одночасно нечіткою множиною M ("молодий").

Присвоювання декількох значень символам припускає, що контекст не допускає невизначеності.

Нечіткими висловлюваннями будемо називати висловлювання наступного виду:

1. Висловлювання $\langle \beta^o \beta' \rangle$, де β - ім'я лінгвістичної змінної, β' - її значення, якому відповідає нечітка множина на універсальній множині X . Наприклад, висловлювання $\langle \text{тиск великий} \rangle$ припускає, що лінгвістичної змінної "тиск" надається значення "великий", для якого на універсальній множині X змінної "тиск" визначено, відповідно до даного значення "великий", нечітка множина.

2. Висловлювання $\langle \beta^o m\beta' \rangle$, де m - модифікатор, якому відповідають слова "ДУЖЕ", "БІЛЬШ-МЕНШ", "НАБАГАТО БІЛЬШЕ" й ін.

3. Складні висловлювання, утворені з висловлень виду 1 і 2 і союзів "ТА", "АБО", "ЯКЩО..., ТОДІ...", "ЯКЩО..., ТОДІ..., ІНАКШЕ".

3.2 Основи теорії нечітких множин

Основи теорії нечітких множин були закладені наприкінці 60-х років у працях відомого американського математика Лотфі Заде [8]. Його робота "Fuzzy Sets", що з'явилася в 1965 р. у журналі "Information and Control", №8, заклала основи моделювання інтелектуальної діяльності людини й з'явилася початковим поштовхом до розвитку нової математичної теорії.

Заде розширив класичне канторовське поняття множини, допустивши, що характеристична функція (функція приналежності елемента множині) може приймати будь-які значення в інтервалі $[0,1]$, а не тільки значення 0 або 1. Такі множини були названі їм нечіткими (fuzzy). Заде також визначив ряд операцій над нечіткими множинами й запропонував узагальнення відомих методів логічного висновку.

Увівши потім поняття лінгвістичної змінної й допустивши, що в якості її значень (термів) виступають нечіткі множини, Л. Заде створив апарат для опису процесів інтелектуальної діяльності, включаючи нечіткість і невизначеність виражень.

Подальші роботи професора Заде і його послідовників заклали міцний фундамент нової теорії й створили передумови для впровадження методів нечіткого керування в інженерну практику.

Спектр їхнього застосування широкий: від керування процесом відправлення й зупинки поїздів метрополітену, керування вантажними ліфтами й доменною піччю до моделювання роботи пральних машин, пиłosосів і СВЧ-печей. При цьому нечіткі системи дозволяють підвищити якість продукції при зменшенні ресурсо- і енерговитрат і забезпечують більше високу стійкість до впливу факторів, що заважають, у порівнянні із традиційними системами автоматичного керування.

Інакше кажучи, нові підходи дозволяють розширити сферу використання систем автоматизації за межі застосування класичної теорії. У цьому змісті цікава точка зору самого Заде: "Я вважаю, що зайве прагнення до точності стало робити дію, що зводить нанівець теорію керування й теорію систем, тому що воно призводить до того, що дослідження в цій області тих і тільки тих проблем, які піддаються точному рішенню. У результаті багато класів важливих проблем, у яких дані, цілі й обмеження є занадто складними або погано визначеними для того, щоб допустити точний математичний аналіз, залишалися й залишаються осторонь із тієї причини, що вони не піддаються математичному трактуванню. Для того, щоб сказати що не будь істотне для проблем подібного роду, ми повинні відмовитися від наших вимог точності й допустити результати, які є трохи розмитими або невизначеними".

Зсув центра досліджень нечітких систем убік практичних додатків привів до постановки цілого ряду проблем, таких як нові архітектури комп'ютерів для нечітких обчислень, елементна база для комп'ютерів і контролерів, інструментальні засоби розробки, інженерні методи розрахунку й розробки нечітких систем керування й багато чого іншого. Відбулося виділення спеціального підрозділу, що має практичне застосування, так називаної нечіткої логіки.

Математична теорія нечітких множин дозволяє описувати нечіткі поняття й знання, оперувати цими знаннями й робити нечіткі висновки. Нечітке керування виявляється особливо корисним, коли технологічні процеси є занадто складними для аналізу за допомогою загальноприйнятих кількісних методів або коли доступні джерела інформації трактуються якісно, неточно або невиразно. Нечітка логіка, на якій

засноване нечітке керування, ближче за духом до людського мислення й природних мов, ніж традиційні логічні системи. Нечітка логіка в основному забезпечує ефективні засоби відображення невизначеностей і неточностей реального миру. Наявність математичних засобів відображення нечіткості вихідної інформації дозволяє побудувати модель, адекватну реальності.

Нехай маємо універсальну множину E, x - його елемент, а P - деяка властивість. Звичайна (чітка) підмножина A універсальної множини E , елементи якого задовольняють властивості P , визначаються як множина пар

$$A = \{ \mu_A(x) / x \}, \quad (3.1)$$

де $\mu_A(x)$ - характеристична функція, що приймає значення 1, якщо x задовольняє властивості P , і 0 у противному випадку. Тобто у класичній теорії множин елемент або належить множині, або ні. Нечітка підмножина відрізняється від звичайної тим, що для елементів x з E немає однозначної відповіді "так/ні" щодо властивості P , елемент належить множині з деяким ступенем. Приналежність елемента x нечіткій множині A описується спеціальною функцією приналежності $\mu_A(x)$. При цьому, якщо $\mu_A(x) = 1$, то елемент x належить множині A , у випадку ж, якщо $\mu_A(x) = 0$, то елемент x не належить множині A . У всіх інших випадках функція приналежності лежить у межах від 0 до 1. Нечітка підмножина A універсальної множини E визначається як множина упорядкованих пар з характеристичною функцією приналежності або просто функцією приналежності який приймає значення в деякій цілком упорядкованій множині M (найчастіше $M = [0,1]$).

Функція приналежності вказує ступінь (або рівень приналежності елемента x підмножині A). Множина M називають множиною приналежності. Якщо $M = \{0,1\}$, то нечітка множина A може розглядатися як звичайна або чітка множина.

У деяких випадках використовують прямі методи визначення функцій приналежності, коли експерт просто задає значення $\mu_A(x)$ для кожного $x \in E$. Як правило, прямі методи завдання функції приналежності використовуються для вимірних понять, таких як швидкість, час, відстань, тиск, температура й т.д., або коли

виділяються полярні значення. При прямих методах використовуються також групові прямі методи, коли, наприклад, групі експертів пред'являють конкретну особу й кожен повинен дати один із двох відповідей, наприклад: "ця людина лиса" або "ця людина не лиса", - тоді кількість позитивних відповідей, ділена на загальне число експертів, дає значення μ для даної особи.

Крім зазначеного в нечіткій логіці для завдання функцій приналежності використовуються також типові форми функцій приналежності, які можуть мати різний вигляд. Найбільше часто застосовуються наступні види: трикутна, трапецевидна, гауссова, подвійна гауссова, узагальнена колоподібна, сигмоїдальна, подвійна сигмоїдальна й т.д. (рис. 3.1) [8].

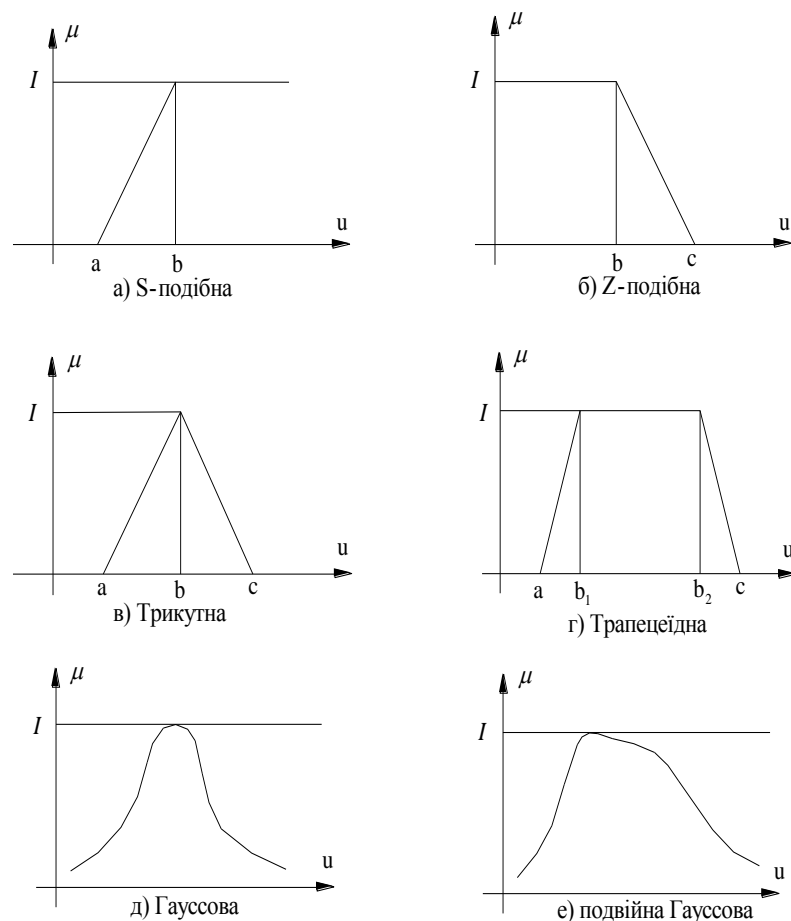


Рисунок 3.1 – Деякі види функцій приналежності

Приміром, можна накреслити графік приналежності значення напруги такій нечіткій множині, як "Нормальна напруга" (рис.3.2).

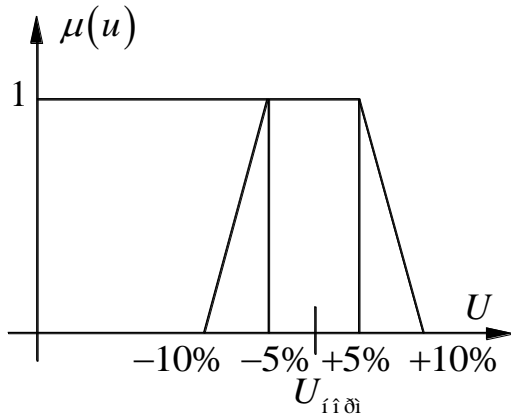


Рисунок 3.2 - Приклад функції приналежності для поняття "Нормальна напруга"

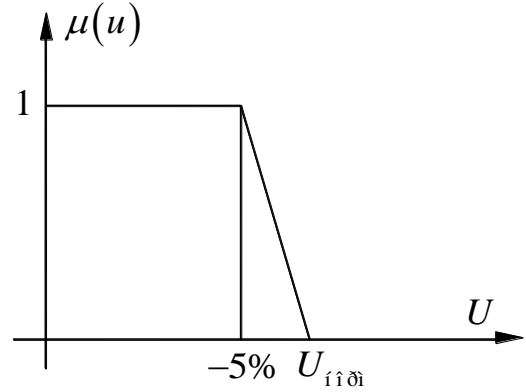


Рисунок 3.3 - Приклад функції приналежності поняття "Низька напруга»

Над нечіткими множинами визначені наступні основні операції.

Логічні.

- Включения

Нехай A та B - нечіткі множини на універсальній множині E . Говорять, що A міститься в B , якщо $\forall x \in E \mu_A(x) \leq \mu_B(x)$.

Позначення: $A \subset B$.

- Іноді використовують термін "домінування", тобто у випадку, коли $A \subset B$, говорять, що B домінує над A .

- РІВНІСТЬ

A та B рівні, якщо $\forall x \in E \mu_A(x) = \mu_B(x)$

Позначення: $A = B$.

- Доповнення

Нехай $M=[0,1]$, A та B - нечіткі множини, задані на E . A та B доповнюють один одного, якщо $\forall x \in E, \mu_A(x) = 1 - \mu_B(x)$.

Позначення: $B = \bar{A}$ та $A = \bar{B}$.

Очевидно, що $(\bar{A}) = A$ (доповнення визначене для $M = [0,1]$, але очевидно, що його можна визначити для будь-якого впорядкованого M).

$A \cap B$ - найбільша нечітка підмножина, що міститься одночасно в A та B

$$\mu_{A \cap B}(x) = \min(\mu_A(x), \mu_B(x)) = \mu_A(x) \wedge \mu_B(x),$$

- Об'єднання.

$A \cup B$ - найменша нечітка підмножина, що включає як A , так й B , з функцією приналежності

$$\mu_{A \cup B}(x) = \max(\mu_A(x), \mu_B(x)) = \mu_A(x) \vee \mu_B(x),$$

Алгебраїчні.

- Алгебраїчний добуток

A та B позначається $A \cdot B$ і визначається як:

$$\forall x \in E, \mu_{A \cdot B}(x) = \mu_A(x) \cdot \mu_B(x),$$

- Алгебраїчна сума

Позначається $A + B$ і визначається як:

$$\forall x \in E, \mu_{A+B}(x) = \mu_A(x) + \mu_B(x) - \mu_A(x) \mu_B(x).$$

На основі операції алгебраїчного добутку визначається операція зведення в ступінь α нечіткої множини A , де α - позитивне число. Нечітка множина A^α

визначається функцією приналежності $\mu_{A^\alpha}(x) = \mu_A^\alpha(x)$. Окремими випадками зведення в ступінь є:

$\text{CON}(A) = A^2$ - операція концентрування (ущільнення),

$\text{DIL}(A) = A^{0.5}$ - операція розтягання, які використовуються при роботі з лінгвістичними невизначеностями.

- Декартовий (прямий) добуток нечітких множин.

Нехай A_1, A_2, \dots, A_n - нечітка підмножина універсальних множин E_1, E_2, \dots, E_n відповідно. Декартовий або прямий добуток $A = A_1 \times A_2 \times \dots \times A_n$ є нечіткою підмножиною множини $E = E_1 \times E_2 \times \dots \times E_n$ з функцією приналежності

$$\mu_A(x_1 + x_2 + \dots + x_n) = \{\mu_{A_1}(x_1) + \mu_{A_2}(x_2) + \dots + \mu_{A_n}(x_n)\}$$

3.3 Загальні поняття нечіткого керування

У задачах керування досить часто встає потреба розробки такого алгоритму, який би найкраще підходив для даного конкретного випадку. Вимоги, які найбільш часто пред'являють до таких алгоритмів - це висока швидкість, простота реалізації, мала необхідна обчислювальна потужність і т.д. Дуже часто виявляється, що об'єкт керування може бути представлений тільки за допомогою складної математичної моделі, реалізація якої досить важка, або взагалі неможлива. У цьому випадку модель звичайно спрощують, використовуючи ряд допущень. При цьому, на жаль, губиться адекватність моделі її фізичному аналогу [9].

Причини неможливості, або дуже великої складності створення математичної моделі об'єкта бувають різними. У деяких випадках спрощення моделі відбувається внаслідок неможливості одержання достатньої кількості інформації, її неточності, або в її нечіткому, лінгвістичному характері (великий, небагато маленький, високий, дуже швидкий і т.д.).

Дуже часто в цих випадках найкращим рішенням буде застосування нечіткого керування. Перевагою нечіткого регулювання є швидкість обробки інформації й вироблення керуючого рішення, простота реалізації, легкість складання правил і т.д. Процес уведення нечітких правил у вже налагоджену систему доставляє чимало задоволення, оскільки протягом цього процесу відбувається оперування поняттями, близькими до людської мови й весь процес програмування близький до спілкування з людиною.

Недоліком нечіткого керування є знижена точність, якою довелося пожертвувати на користь швидкодії й простоти [10]. Але цей недолік у переважній більшості прикладних завдань не грає істотної ролі, тому що точність, одержувана в результаті нечіткого керування, виявляється цілком достатньою.

Нечітке (фазі або fuzzy) керування засноване на так званій "нечіткій логіці" або нечітких висновках. Використовуваний у різного роду експертних і керуючих системах механізм нечітких висновків у своїй основі має базу знань, сформовану фахівцями предметної області у вигляді сукупності нечітких предикатних правил виду

Π_1 : якщо $x \in A_1$, то $y \in B_1$;

Π_2 : якщо $x \in A_2$, то $y \in B_2$;

...

Π_n : якщо $x \in A_n$, то $y \in B_n$.

де x - вхідна змінна (ім'я для відомих значень даних), y - змінна висновку (ім'я для значення даних, що буде обчислене); A та B - функції приналежності, визначені, відповідно, на x та y .

Знання експерта $A \rightarrow B$ відбиває нечітке причинне відношення передумови й висновку, тому його можна назвати нечітким відношенням і позначити через R :

$$R = A \rightarrow B,$$

де " \rightarrow " називають нечіткою імплікацією. Відношення R можна розглядати як нечітку підмножину прямого добутку $X \times Y$ повної множини передумов X і висновків Y . Таким чином, процес одержання (нечіткого) результату висновку B' з використанням даного спостереження A' і знання $A \rightarrow B$ можна представити у вигляді формули

$$B' = A' \sqcap R = A' \sqcap (A \rightarrow B),$$

де " \sqcap " - операція згортки.

Як операцію композиції, так й операцію імплікації в алгебрі нечітких множин можна реалізовувати по-різному (при цьому, природно, буде відрізнятися й підсумковий одержуваний результат), але в кожному разі загальний логічний висновок здійснюється за наступні чотири етапи (рис. 3.4.) [11]:

1. Нечіткість (введення нечіткості, фазифікація, fuzzification). Функції приналежності, визначені на вхідних змінних, застосовуються до їхніх фактичних значень для визначення ступеня істинності кожної передумови кожного правила.

1. Логічний висновок. Обчислене значення істинності для передумов кожного правила застосовується до висновків кожного правила. Це призводить до однієї нечіткої підмножини, що буде призначено кожній змінній висновку для кожного правила. В якості правила логічного висновку зазвичай використовуються тільки операції \min (мінімум) або prod (множення). У логічному висновку \min функція приналежності висновку "відтинається" по висоті, відповідного обчисленого ступеня істинності передумови правила (нечітка логіка "І"). У логічному висновку prod функція приналежності висновку масштабується за допомогою обчисленого ступеня істинності передумови правила.

2. Композиція. Нечіткі підмножини, призначені для кожної змінної висновку (у всіх правилах), поєднуються разом, щоб сформувати одна нечітку

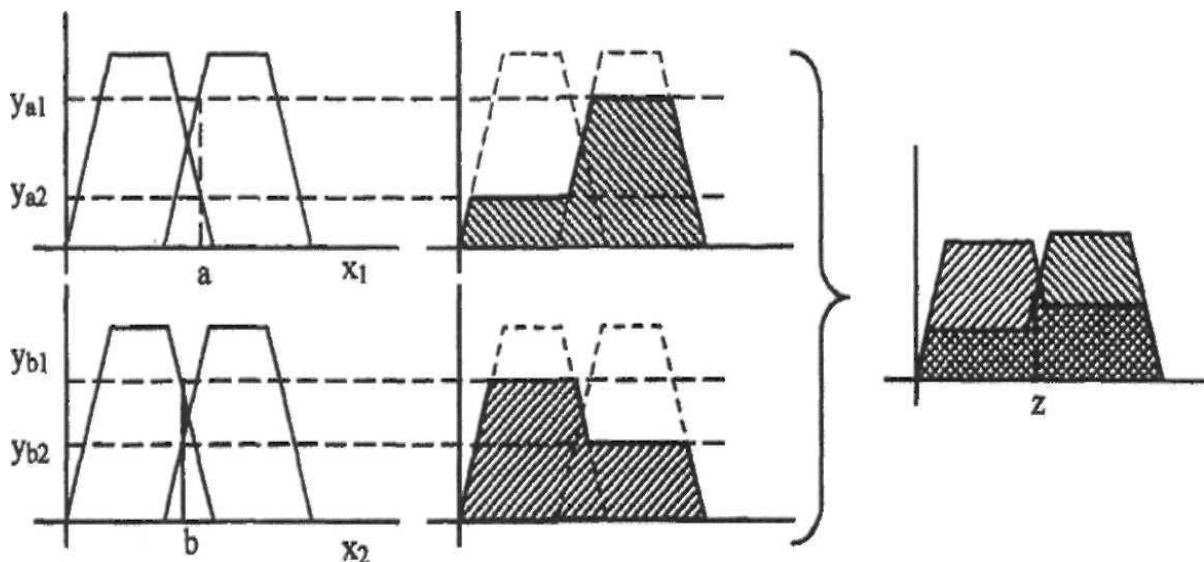


Рисунок 3.4 - Ілюстрація принципу роботи нечіткого висновку

підмножину для кожної змінної висновку. При подібному об'єднанні звичайно використовуються операції \max (максимум) або sum (сума). При композиції \max комбінований висновок нечіткої підмножини конструюється як поточковий максимум по всіх нечітких підмножинах (нечітка логіка "АБО"). При композиції sum комбінований висновок нечіткої підмножини конструюється як поточкова сума по всіх нечітких підмножинах, призначеним змінній висновку правилами логічного висновку.

4. Приведення до чіткості (дефаззифікація, *defuzzification*), що використовується, коли корисно перетворити нечіткий набір висновків у чітке число .

Розглянемо наступні найбільш уживані модифікації алгоритму нечіткого висновку, думаючи, для простоти, що базу знань організують два нечіткі правила виду

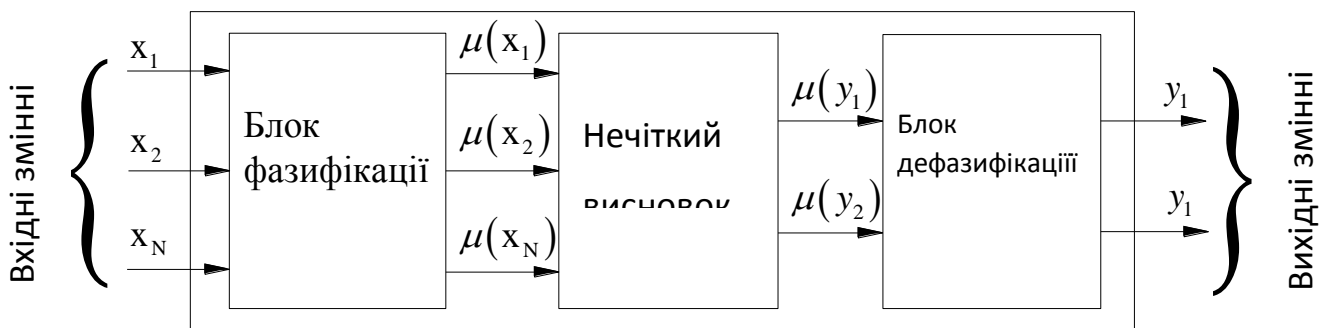
P_1 : якщо $x \in A_1$, та $y \in B_1$, тоді $z \in C_1$;

P_2 : якщо $x \in A_2$, та $y \in B_2$, тоді $z \in C_2$;

де x та y - імена входних змінних, z - ім'я змінної висновку, $A_1, A_2, B_1, B_2, C_1, C_2$ - деякі задані функції приналежності, при цьому чітке значення z_0 необхідно визначити на основі наведеної інформації й чітких значень x_0 та y_0 .

У загальному випадку, блокову схему нечіткого регулятора можна представити такою, що складається із трьох основних блоків (рис. 3.5).

У першому блоці відбувається фазифікація входних змінних, тобто визначаються їхні функції приналежності до того або іншого нечіткого значення лінгвістичної



змінної.

Рисунок 3.5 – Блочна схема нечіткого регулятора

У другому блоці відбувається безпосередньо сам нечіткий висновок, заснований на тому або іншому нечіткому алгоритмі (Мамдані, Сугено або іншому) і формуються нечіткі значення вихідних лінгвістичних змінних.

У більшості задач на виході необхідне одержання не нечітких значень лінгвістичних змінних, а цілком певні "чіткі" значення (конкретні цифри, управляючі сигнали). Для цієї мети вихідні змінні необхідно привести до чіткості - дефазифікувати. Для цієї мети й служить останній блок - блок дефазифікації.

3.4 Нечіткий логічний висновок для задач класифікації технічного стану пристроїв РПН силового трансформатора

Задача класифікації полягає у віднесенні об'єкту, заданого вектором інформативних ознак $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, до одного з наперед описаних класів $\{d_1, d_2, \dots, d_m\}$. Класифікація відповідає відображенню виду:

$$X = (x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow y \in \{d_1, d_2, \dots, d_m\}.$$

Для класифікації необхідна нечітка база знань виду:

$$\text{ЯКЩО } x_1 = a_{1,j1} \text{ I } x_2 = a_{2,j1} \text{ I } \dots \text{ I } x_n = a_{n,j1}, \text{ з вагою } w_{jk1} \text{ ТО } y = d_j$$

де $a_{1,j1}$ – нечіткий терм, який оцінюється змінна x_i в правилі з номером jp , $p=1, k_j$; k_j – кількість правил, що описують клас d_1 .

Ступені приналежності об'єкта $X^* = (x^*_1, x^*_2, \dots, x^*_n)$ класам d_j розраховуються наступним способом:

$$\mu_{dj} = (X^*) = \max_{p=1, k_j} w_{jp} \min_{i=1, n} (\mu_{jp}(x^*_i)), j = 1, m$$

де $\mu_{jp}(x_i)$ – функція приналежності входу x_i нечіткому терму $a_{i,jp}$,

В якості рішення обирають клас з максимальним ступенем приналежності:

$$y^* = \arg \max(\mu_{d1}(X^*), \mu_{d2}(X^*), \dots, \mu_{dm}(X^*)).$$

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

Основна мета розділу – розглянути можливі підходи до побудови моделей діагностування технічного стану і регулювання напруги пристроїв РПН силових трансформаторів. В результаті проведеного аналізу, було встановлено і запропоновано:

1. При і експлуатації складних об'єктів електроенергетичних систем (до них відноситься і трансформатор з РПН) виникає комплекс проблем, які не завжди піддаються вирішенню традиційними методами: неповнота інформації про стан, неминучі похибки датчиків, непередбачуваність реальних ситуацій, що спонукає до створення інтелектуальних систем, здатних працювати в умовах невизначеності і нечіткості вихідної інформації.
2. Дана загальна характеристика fuzzy-систем. Обґрунтовано доцільність і можливість використання нечіткої логіки для задач керування режимами стабілізації напруги в енергосистемі.
3. Існуючі традиційні методи технічного діагностування пристроїв РПН не враховують невідповідність реальних параметрів стану паспортним зазначенням, неможливості виміру параметрів у всіх необхідних точках, що потребує для вирішення задач оцінки технічного стану пристроїв РПН використання апарату нечіткої логіки.
4. Запропоновано модель і алгоритм класифікації технічних станів пристроїв РПН на нечіткій логіці.

РОЗДІЛ 4. ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ПРИСТРОЮ РПН СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРУ НЕЧІТКИМИ МОДЕЛЯМИ

4.1 Вхідні та вихідні лінгвістичні змінні нечіткої моделі оцінки технічного стану пристроїв РПН силового трансформатора

На сьогоднішній день до технічного стану електрообладнання в тому числі і пристроїв регулювання під напругою силових трансформаторів, які використовують зараз в електроенергетиці висовуються більш жорсткі вимоги до діагностування такого обладнання. Як показує практика експлуатації [12] пристрій РПН є достатньо складним і ненадійним елементом силового трансформатора, аварія на якому може призвести до вибухів, пожеж, що супроводжуються значними збитками. Аналіз пошкоджень силових трансформаторів (потужністю більш 100 МВА) 1985-2005 р.р. показує, що частка катастрофічних аварій по причинах пошкодження РПН сягає 15-40 % і включає такі види пошкоджень РПН: підвищений нагрів, механічні пошкодження – 4,1 %; перегрів контактів – 8,3 %; пошкодження або ЧР в ізоляції; механічні пошкодження – 0,83 %.

Разом з тим задача діагностування технічного стану пристроїв РПН трансформатора значно ускладнюється неповнотою та дискретністю даних про його стан. Неповнота інформації про параметри технічного стану РПН трансформатора зумовлена періодичним характером вимірювань параметрів, що змінюються безперервно.

Обмежена можливість встановлення статистичними методами залежності технічного стану РПН силового трансформатора одночасно від багатьох параметрів, а також значна суб'єктивність при визначенні технічного стану експертів (кваліфікованих представників служби ремонтів, експлуатуючих організацій і ін.) спричиняє високий рівень неповноти інформації про стан пристроїв РПН. В цьому випадку ефективно використання нечітких множин для діагностування технічного стану пристроїв РПН.

В табл. 4.1 наведено перелік можливих дефектів і пошкоджень, а також методів їх визначення для пристроїв РПН.

Таблиця 4.1 – Перелік можливих дефектів і пошкоджень.

Підсистема (вузол)	Дефекти (пошкодження)	Метод визначення дефекту
Пристрій РПН	Погіршення характеристик масла і зволоження ізоляції	Визначення вологовмісту масла; визначення пробивної напруги масла.
	Перегрівання контактів контактора	ХАРГ в маслі з бака контактора пристрою РПН
	Знос ущільнень контактора	ХАРГ в маслі бака вибірника пристрою РПН
	Знос (перегрівання) контактів вибірників	ХАРГ в маслі бака вибірника пристрою РПН
	Механічний знос пристрою РПН	Вимірювання омичних опорів
	Дефекти привода: - корозія деталей кінематики і окислення контактів апаратури шафи привода; - знос резинових ущільнень дверей шафи привода.	Зняття кругової діаграми РПН. Безпосередній огляд

Можна визначити наступні групи вимірювань і відповідно параметри стану, які дозволяють діагностувати поточний технічний стан пристроїв РПН.

В першу чергу аналіз проб масла з контактора пристроїв РПН для визначення методом хроматографії концентрації розчинених діагностичних газів в маслі контактора: окис вуглецю CO , вуглекислий газ CO_2 , етилен C_2H_4 , ацетилен C_2H_2 , етан C_2H_6 ; тангенс діелектричних втрат в маслі контактора $\text{tg } \delta$;

струм обертового моменту електричного двигуна приводу РПН I ; перехідний опір контактів контактора R ; вміст вологи в трансформаторному маслі контактора РПН W ; величина пробивної напруги $U_{\text{пр}}$.

Для побудови нечіткої моделі діагностування технічного стану пристроїв РПН для кожного діагностичного параметру в межах можливого діапазону його змінення можна виділити декілька областей (нечітких множин) :

«область нормального функціонування» - інтервал від значень параметрів після введення в дію (або після ремонту) до значень, які обмежують область нормального стану в експлуатації;

«Область ризику» експлуатації пристроїв РПН – інтервал значень параметрів, що обмежують область нормального стану до гранично допустимих значень в експлуатації. Для запобігання відмов тут потрібні додаткові заходи, пов'язані, наприклад, з більш частим проведенням контролю.

«Область функціонування за наявності дефекту», коли хоча б один з параметрів стану РПН перевищує гранично допустимі значення в експлуатації.

Розглянемо критерії для діагностування технічного стану пристроїв РПН за результатами окремих видів випробувань.

Інтерпретація результатів ХАРГ. Під час контролю масла в приставних баках використовують ті ж самі критерії, що встановлені для трансформаторів.

У нормально працюючому РПН склад газів у контакторі відповідає дуговому руйнуванню масла. Незалежно від типу масла під час дугового розряду основними газами є H_2 та C_2H_2 , а концентрація C_2H_4 становить приблизно 20 % концентрації C_2H_2 .

Зношення контактів контактора призводить до їх додаткового нагрівання та відповідно до збільшення кількості газів, що утворюються. При цьому концентрація C_2H_4 відносно C_2H_2 буде зростати. Для діагностики пошкодження

контактів використовують відношення газів, що характеризують нагрівання, C_2H_2 , C_2H_6 та CH_4 до «дугового» газу C_2H_2 [10]:

$$M_1 = \frac{C_2H_4}{C_2H_2}, \quad (4.1)$$

$$M_2 = \frac{CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4}{C_2H_2} \quad (4.2)$$

Таблиця 4.2 Критерії перегрівання контактів у контакторі.

Відношення газів	«Нормальний режим»	«Потребує уваги»	Можливе пошкодження
M_1	<1	$\geq 1; \leq 5$	≥ 5
M_2	$<0,8$	$\geq 0,8; \leq 4$	≥ 4

Для побудови нечіткої бази знань, що використовуються в експертних системах діагностування технічного стану пристроїв РПН визначимо лінгвістичні змінні і їх терм-множини діагностичних параметрів технічного стану, які визначаються за результатами ХАРГ (концентрації H_2 , C_2H_2 , C_2H_6 , CH_4 , C_2H_4 , CO , CO_2), тангенс дельта діелектричних втрат в трансформаторному маслі $tg\delta$, пробивна напруга $U_{пр}$, вологовміст в трансформаторному маслі контактора W , кислотне число KOH , за результатами випробувань привідного механізму (струм електричного двигуна приводу I), за результатами випробувань струмоведучих частин трансформатора і контактора (перехідний опір контактів контактора R).

$C_1 = \{T_{C1}^L, T_{C1}^M, T_{C1}^B\}$ - концентрація розчиненого в маслі водню (H_2), $\frac{\text{МКЛ}}{\text{Л}}$;

$C_2 = \{T_{C2}^L, T_{C2}^M, T_{C2}^B\}$ - концентрація розчиненого в маслі метану (CH_4), $\frac{\text{МКЛ}}{\text{Л}}$;

$C_3 = \{T_{C3}^L, T_{C3}^M, T_{C3}^B\}$ - концентрація розчиненого в маслі етану (C_2H_6), $\frac{\text{МКЛ}}{\text{Л}}$;

$C_4 = \{T_{C4}^L, T_{C4}^M, T_{C4}^B\}$ - концентрація розчиненого в маслі етилену (C_2H_4), $\frac{\text{МКЛ}}{\text{Л}}$;

- $C_5 = \{T_{C5}^L, T_{C5}^M, T_{C5}^B\}$ - концентрація розчиненого в маслі ацетилену (C_2H_2), $\frac{\text{МКЛ}}{\text{Л}}$;
- $C_6 = \{T_{C6}^L, T_{C6}^M, T_{C6}^B\}$ - концентрація розчиненого в маслі оксиду вуглецю (CO), $\frac{\text{МКЛ}}{\text{Л}}$;
- $C_7 = \{T_{C7}^L, T_{C7}^M, T_{C7}^B\}$ - концентрація розчиненого в маслі двооксиду вуглецю (CO_2), $\frac{\text{МКЛ}}{\text{Л}}$;
- $C_8 = \{T_{C8}^L, T_{C8}^M, T_{C8}^B\}$ - відношення газів $M_1 = \frac{C_2H_4}{C_2H_2}$, в.о.;
- $C_9 = \{T_{C9}^L, T_{C9}^M, T_{C9}^B\}$ - відношення газів $M_2 = \frac{CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4}{C_2H_2}$, в.о.;
- $C_{10} = \{T_{C10}^L, T_{C10}^M, T_{C10}^B\}$ - тангенс дельта діелектричних втрат масла, $(tg\delta)\%$;
- $C_{11} = \{T_{C11}^L, T_{C11}^M, T_{C11}^B\}$ - пробивна напруга, $(U_{пр})$, кВ;
- $C_{12} = \{T_{C12}^L, T_{C12}^M, T_{C12}^B\}$ - вологовміст в маслі контактора (W) , $\frac{\text{г}}{\text{т}}$;
- $C_{13} = \{T_{C13}^L, T_{C13}^M, T_{C13}^B\}$ - кислотне число (KOH) , $\frac{\text{мгКОН}}{\text{г}}$ масла;
- $C_{14} = \{T_{C14}^L, T_{C14}^M, T_{C14}^B\}$ - струм електричного двигуна приводу РПН, (I) , А;
- $C_{15} = \{T_{C15}^L, T_{C15}^M, T_{C15}^B\}$ - перехідний опір контактів контактора, (R) , Ом.

Основні фактори, що зменшують надійність РПН в процесі експлуатації є зношення контактів контактора, що характеризується відношенням газів (M_1) та (M_2), струмом електричного двигуна приводу РПН (I), перехідний опір контактів контактора (R). Тому в якості вхідних лінгвістичних змінних нечіткої моделі оцінки технічного стану пристроїв РПН силових трансформаторів у відповідності з загальними підходами використовуємо наступні:

$$C_1 = \{T_{C1}^L, T_{C1}^M, T_{C1}^B\} - \text{відношення газів } M_1 = \frac{C_2H_4}{C_2H_2} \text{ в.о.}$$

$C_2 = \{T_{C2}^L, T_{C2}^M, T_{C2}^B\}$ – відношення газів $M_2 = \frac{C_{H4} + C_{2H6} + C_{2H4}}{C_{2H2}}$ в.о.

$C_3 = \{T_{C3}^L, T_{C3}^M, T_{C3}^B\}$ – струм електричного двигуна приводу РПН, (I), А

$C_4 = \{T_{C4}^L, T_{C4}^M, T_{C4}^B\}$ – перехідний опір контактів контактора, (R), Ом

Терм-множинам T_{Ci}^j привласнені такі лінгвістичні значення, які ідентифікують значення параметрів технічного стану пристроїв РПН силових трансформаторів: T_{Ci}^L - низьке значення параметра (відповідає стану «Нормальна експлуатація пристроїв РПН»); T_{Ci}^M - середнє значення параметра (відповідає стану «Ризик експлуатації пристроїв РПН»); T_{Ci}^B - високе значення параметра (відповідає стану «Аварійний режим пристроїв РПН»).

Побудуємо базу знань для діагностування технічного стану пристроїв РПН. Можна виділити такі можливі технічні стани пристроїв РПН: D_1 - «Нормальний режим експлуатації пристроїв РПН», D_2 - «Ризик експлуатації пристроїв РПН», D_3 - «Аварійний стан пристроїв РПН».

Будемо вважати, що функції належності лінгвістичних змінних мають однаковий вигляд для кожного терма [42]. Нормативні документи регламентують «тверді» норми змінення параметрів, однак досвід діагностики по традиційних нормах показує, що на практиці норми коливаються в межах приблизно (5÷10) %, тому виникають помилки першого і другого роду [30]. Тому нечіткість твердих норм можна обмежити величиною ± 7 %. Будемо використовувати функції належності трапецієдального і трикутного видів. Базові форми функцій належності термів лінгвістичних змінних представлені нижче.

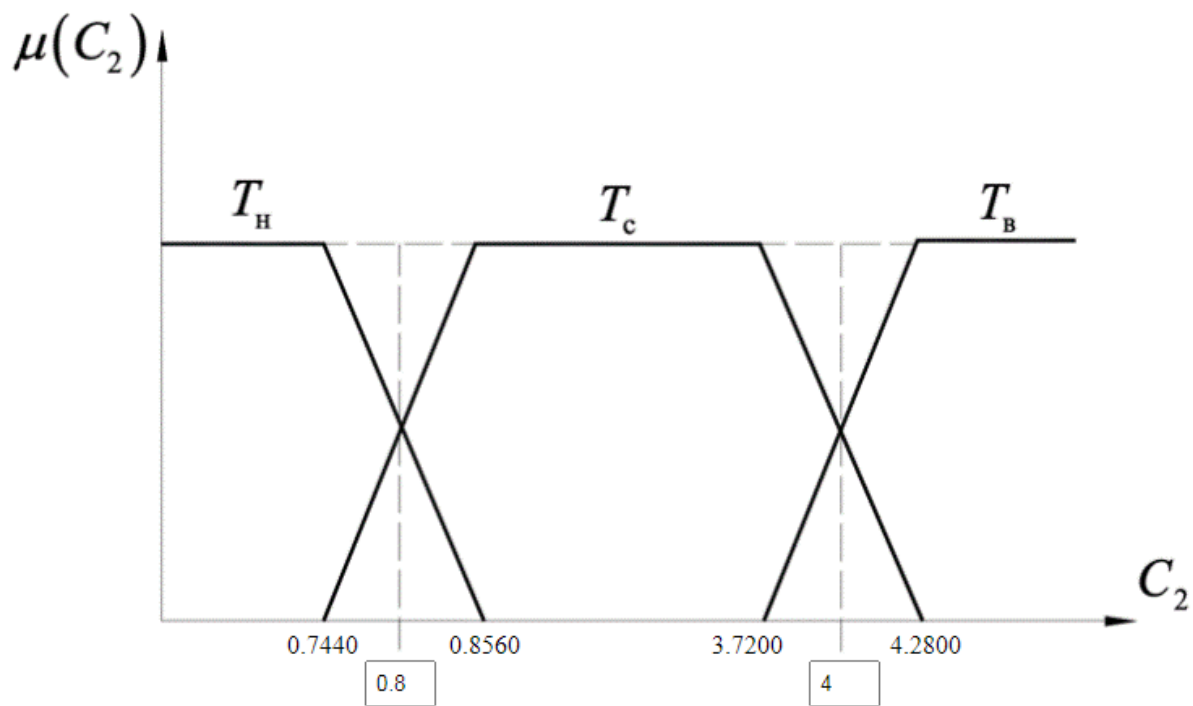
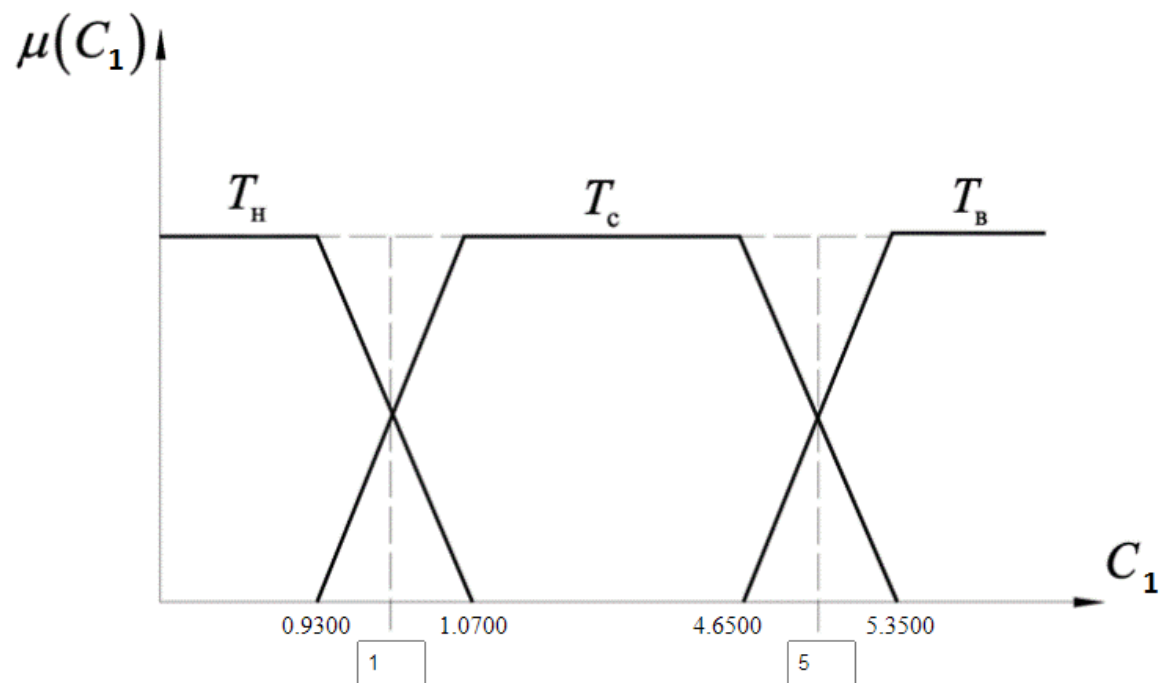


Рисунок 4.1 Базові форми функцій приналежності нечітких термів.

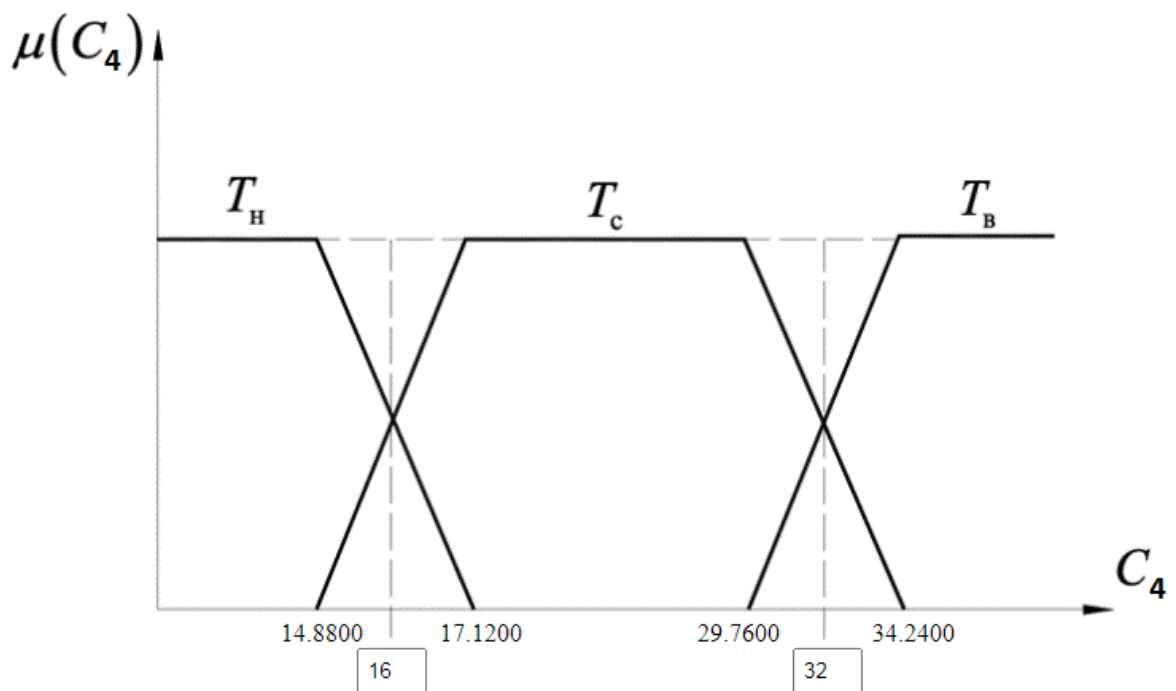
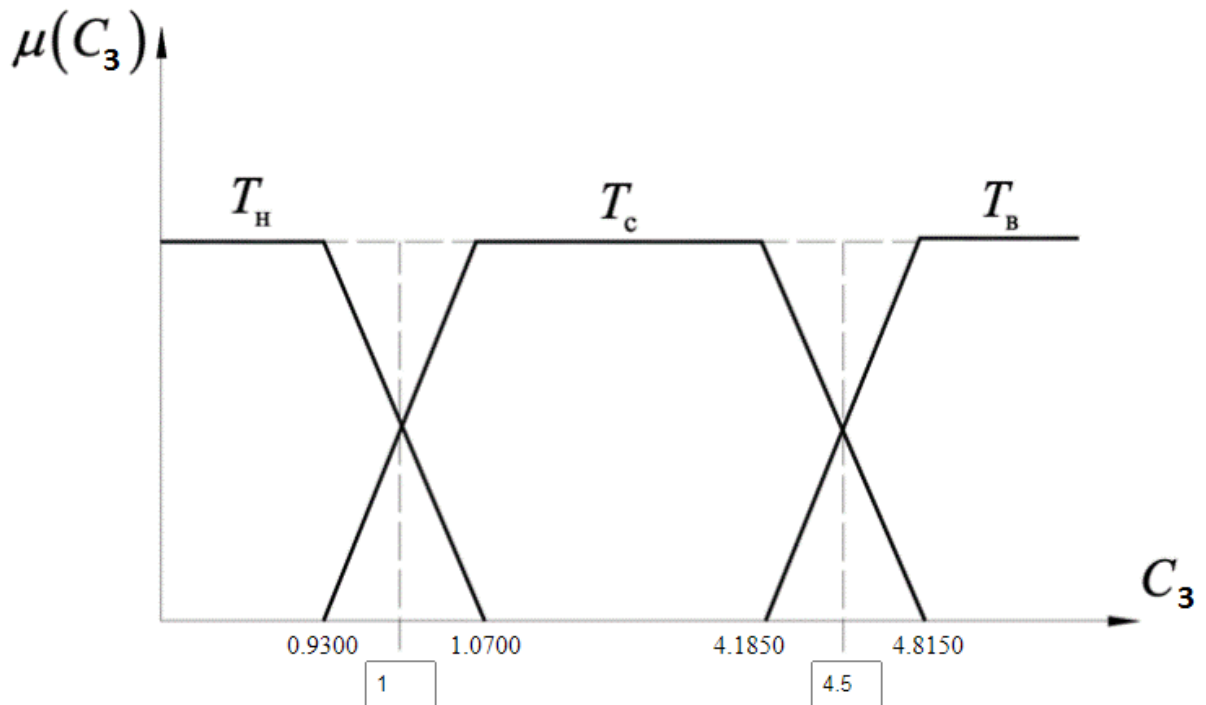


Рисунок 4.1 Базові форми функцій приналежності нечітких термів.

4.2 База знань нечіткої моделі оцінки технічного стану пристроїв РПН силового трансформатора

Для класифікації технічного стану пристроїв РПН створено базу знань, яка містить 81 правило нечіткого висновку.

База знань:

ПРАВИЛО 1: Якщо відношення газів M_1 є « низьке », і відношення газів M_2 є « низьке », і струм електричного двигуна I є « низький », і перехідний опір контактів контактора R є « низьким » то значення технічного стану РПН є « Нормальний режим експлуатації пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 2: Якщо відношення газів M_1 є « низьке », і відношення газів M_2 є « низьке », і струм електричного двигуна I є « низьке », і перехідний опір контактів контактора R є « середній » то значення технічного стану РПН є « Нормальний режим експлуатації пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 3: Якщо відношення газів M_1 є « низьке », і відношення газів M_2 є « низьке », і струм електричного двигуна I є « низьке », і перехідний опір контактів контактора R є « високий » то значення технічного стану РПН є « Ризик експлуатації пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 4: Якщо відношення газів M_1 є « низьке », і відношення газів M_2 є « низьке », і струм електричного двигуна I є « середнім », і перехідний опір контактів контактора R є « низький » то значення технічного стану РПН є « Нормальний режим експлуатації пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 5: Якщо відношення газів M_1 є « низьке », і відношення газів M_2 є « низьке », і струм електричного двигуна I є « середнім », і перехідний опір контактів контактора R є « середнім » то значення технічного стану РПН є « Ризик експлуатації пристроїв РПН ».

...

ПРАВИЛО 25: Якщо відношення газів M_1 є « низьке », і відношення газів M_2 є « високе », і струм електричного двигуна I є « високий », і перехідний опір контактів контактора R є « низький » то значення технічного стану РПН є « Аварійний стан пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 26: Якщо відношення газів M_1 є « низьке », і відношення газів M_2 є « високе », і струм електричного двигуна I є « високий », і перехідний опір контактів контактора R є « середній » то значення технічного стану РПН є « Аварійний стан пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 27: Якщо відношення газів M_1 є « низьке », і відношення газів M_2 є « високе », і струм електричного двигуна I є « високий », і перехідний опір контактів контактора R є « високий » то значення технічного стану РПН є « Аварійний стан пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 28: Якщо відношення газів M_1 є « середнє », і відношення газів M_2 є « низьке », і струм електричного двигуна I є « низький », і перехідний опір контактів контактора R є « низький » то значення технічного стану РПН є « Нормальний режим експлуатації пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 29: Якщо відношення газів M_1 є « середнє », і відношення газів M_2 є « низьке », і струм електричного двигуна I є « низький », і перехідний опір контактів контактора R є « низький » то значення технічного стану РПН є « Ризик експлуатації пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 30: Якщо відношення газів M_1 є « середнє », і відношення газів M_2 є « низьке », і струм електричного двигуна I є « низький », і перехідний опір контактів контактора R є « високий » то значення технічного стану РПН є « Ризик експлуатації пристроїв РПН ».

...

ПРАВИЛО 76: Якщо відношення газів M_1 є « високе », і відношення газів M_2 є « високе », і струм електричного двигуна I є « середній », і перехідний опір контактів контактора R є « низький » то значення технічного стану РПН є « Аварійний стан пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 77: Якщо відношення газів M_1 є « високе », і відношення газів M_2 є « високе », і струм електричного двигуна I є « середній », і перехідний опір

контактів контактора R є « середній » то значення технічного стану РПН є « Аварійний стан пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 78: Якщо відношення газів M_1 є « високе », і відношення газів M_2 є « високе », і струм електричного двигуна I є « середній », і перехідний опір контактів контактора R є « високий » то значення технічного стану РПН є « Аварійний стан пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 79: Якщо відношення газів M_1 є « високе », і відношення газів M_2 є « високе », і струм електричного двигуна I є « високий », і перехідний опір контактів контактора R є « низький » то значення технічного стану РПН є « Аварійний стан пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 80: Якщо відношення газів M_1 є « високе », і відношення газів M_2 є « високе », і струм електричного двигуна I є « високий », і перехідний опір контактів контактора R є « середній » то значення технічного стану РПН є « Аварійний стан пристроїв РПН ».

ПРАВИЛО 81: Якщо відношення газів M_1 є « високе », і відношення газів M_2 є « високе », і струм електричного двигуна I є « високим », і перехідний опір контактів контактора R є « високим » то значення технічного стану РПН є « Аварійний стан пристроїв РПН ».

База правил при використанні відповідних термів лінгвістичних вхідних і вихідних змінних буде мати вигляд:

1. IF ($C_1 = T_{C1}^L$), AND ($C_2 = T_{C2}^L$), AND ($C_3 = T_{C3}^L$), AND ($C_4 = T_{C4}^L$), THEN $D = D_1$
2. IF ($C_1 = T_{C1}^L$), AND ($C_2 = T_{C2}^L$), AND ($C_3 = T_{C3}^L$), AND ($C_4 = T_{C4}^M$), THEN $D = D_1$
3. IF ($C_1 = T_{C1}^L$), AND ($C_2 = T_{C2}^L$), AND ($C_3 = T_{C3}^M$), AND ($C_4 = T_{C4}^L$), THEN $D = D_1$
4. IF ($C_1 = T_{C1}^L$), AND ($C_2 = T_{C2}^M$), AND ($C_3 = T_{C3}^L$), AND ($C_4 = T_{C4}^L$), THEN $D = D_1$
5. IF ($C_1 = T_{C1}^M$), AND ($C_2 = T_{C2}^L$), AND ($C_3 = T_{C3}^L$), AND ($C_4 = T_{C4}^L$), THEN $D = D_1$

...

25. IF ($C_1 = T_{C1}^M$), AND ($C_2 = T_{C2}^L$), AND ($C_3 = T_{C3}^M$), AND ($C_4 = T_{C4}^M$), THEN $D = D_2$

26. IF ($C_1 = T_{C1}^M$), AND ($C_2 = T_{C2}^L$), AND ($C_3 = T_{C3}^M$), AND ($C_4 = T_{C4}^B$), THEN $D = D_2$
27. IF ($C_1 = T_{C1}^M$), AND ($C_2 = T_{C2}^L$), AND ($C_3 = T_{C3}^B$), AND ($C_4 = T_{C4}^L$), THEN $D = D_2$
28. IF ($C_1 = T_{C1}^M$), AND ($C_2 = T_{C2}^L$), AND ($C_3 = T_{C3}^B$), AND ($C_4 = T_{C4}^M$), THEN $D = D_2$
29. IF ($C_1 = T_{C1}^M$), AND ($C_2 = T_{C2}^M$), AND ($C_3 = T_{C3}^L$), AND ($C_4 = T_{C4}^L$), THEN $D = D_2$
30. IF ($C_1 = T_{C1}^M$), AND ($C_2 = T_{C2}^M$), AND ($C_3 = T_{C3}^L$), AND ($C_4 = T_{C4}^M$), THEN $D = D_2$
- ...
76. IF ($C_1 = T_{C1}^B$), AND ($C_2 = T_{C2}^B$), AND ($C_3 = T_{C3}^M$), AND ($C_4 = T_{C4}^L$), THEN $D = D_3$
77. IF ($C_1 = T_{C1}^B$), AND ($C_2 = T_{C2}^B$), AND ($C_3 = T_{C3}^M$), AND ($C_4 = T_{C4}^M$), THEN $D = D_3$
78. IF ($C_1 = T_{C1}^B$), AND ($C_2 = T_{C2}^B$), AND ($C_3 = T_{C3}^M$), AND ($C_4 = T_{C4}^B$), THEN $D = D_3$
79. IF ($C_1 = T_{C1}^B$), AND ($C_2 = T_{C2}^B$), AND ($C_3 = T_{C3}^B$), AND ($C_4 = T_{C4}^L$), THEN $D = D_3$
80. IF ($C_1 = T_{C1}^B$), AND ($C_2 = T_{C2}^B$), AND ($C_3 = T_{C3}^B$), AND ($C_4 = T_{C4}^M$), THEN $D = D_3$
81. IF ($C_1 = T_{C1}^B$), AND ($C_2 = T_{C2}^B$), AND ($C_3 = T_{C3}^B$), AND ($C_4 = T_{C4}^B$), THEN $D = D_3$

4.3 Модельно-експериментальне діагностування технічного стану пристроїв РПН силового трансформатора

Оцінка технічного стану пристроїв РПН по результатам ХАРГ. Вихідні дані: тип трансформатора – ТДН40000/110

Таблиця 4.3 - Дані про результати ХАРГ відбору.

№	C_2H_6 мкг/л	C_2H_4 мкг/л	C_2H_2 мкг/л	CH_4 мкг/л	$\frac{C_2H_4}{C_2H_2}$	$\frac{CH_4 + C_2H_6 + C_2H_4}{C_2H_2}$	I, %	R, мкОм
1	85	194	37	4,5	5,243	7,662	2,3	16,16

Таблиця 4.4 - Значення функції належності до нечітких термів.

№	Вхідні лінгвістичні змінні нечіткої моделі		Функції належності нечітких термів		
	Найменування	Значення	T_{Ci}^L	T_{Ci}^M	T_{Ci}^B
1	C1	5,243	0	0,1529	0,8471
	C2	7,662	0	0	1
	C3	2,3	0	1	0
	C4	16,16	0,4286	0,5714	0

Значення функцій приналежності для режиму експлуатації РПН «Нормальний режим»:

1. $\mu_{D1} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$
2. $\mu_{D1} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0$
3. $\mu_{D1} = 0 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,4286 = 0$
4. $\mu_{D1} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$
5. $\mu_{D1} = 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$

Значення функцій приналежності для режиму експлуатації РПН «Ризик експлуатації пристроїв РПН»:

6. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0$
7. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,5714 = 0$
8. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0 = 0$
9. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$
10. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0$
11. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0$
12. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0$
13. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,4286 = 0$
14. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,5714 = 0$
15. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0 = 0$
16. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$
17. $\mu_{D2} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0$

$$\begin{aligned}
18. \mu_{D2} &= 0 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0 \\
19. \mu_{D2} &= 0 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0 \\
20. \mu_{D2} &= 0 \wedge 1 \wedge 1 \wedge 0,4286 = 0 \\
21. \mu_{D2} &= 0 \wedge 1 \wedge 1 \wedge 0,5714 = 0 \\
22. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0 \\
23. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0 \\
24. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,4286 = 0 \\
25. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,5714 = 0 \\
26. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0 = 0 \\
27. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0 \\
28. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0 \\
29. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0 \\
30. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0 \\
31. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0 \\
32. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,4286 = 0 \\
33. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,5714 = 0 \\
34. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0 = 0 \\
35. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0 \\
36. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0 \\
37. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0 \\
38. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0 \\
39. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 1 \wedge 1 \wedge 0,4286 = 0,1529 \\
40. \mu_{D2} &= 0,1529 \wedge 1 \wedge 1 \wedge 0,5714 = 0,1529 \\
41. \mu_{D2} &= 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0 \\
42. \mu_{D2} &= 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0 \\
43. \mu_{D2} &= 0,8471 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,4286 = 0 \\
44. \mu_{D2} &= 0,8471 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,5714 = 0 \\
45. \mu_{D2} &= 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0 \\
46. \mu_{D2} &= 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0 \\
47. \mu_{D2} &= 0,8471 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,4286 = 0
\end{aligned}$$

$$48.\mu_{D2} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0,5714 = 0$$

Значення функцій приналежності для режиму експлуатації РПН «Аварійний стан пристроїв РПН»:

$$49.\mu_{D3} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$50.\mu_{D3} = 0 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$51.\mu_{D3} = 0 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$52.\mu_{D3} = 0 \wedge 1 \wedge 1 \wedge 0 = 0$$

$$53.\mu_{D3} = 0 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$$

$$54.\mu_{D3} = 0 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0$$

$$55.\mu_{D3} = 0 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$56.\mu_{D3} = 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$57.\mu_{D3} = 0,1529 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$58.\mu_{D3} = 0,1529 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$59.\mu_{D3} = 0,1529 \wedge 1 \wedge 1 \wedge 0 = 0$$

$$60.\mu_{D3} = 0,1529 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$$

$$61.\mu_{D3} = 0,1529 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0$$

$$62.\mu_{D3} = 0,1529 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$63.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$64.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0 = 0$$

$$65.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$$

$$66.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0$$

$$67.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$68.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$69.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 1 \wedge 0 = 0$$

$$70.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$$

$$71.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0$$

$$72.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 0 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$73.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$$

$$74.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0$$

$$75.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

$$76.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 1 \wedge 1 \wedge 0,4286 = 0,4286$$

$$77.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 1 \wedge 1 \wedge 0,5714 = 0,5714$$

$$78.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 1 \wedge 1 \wedge 0 = 0$$

$$79.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,4286 = 0$$

$$80.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0,5714 = 0$$

$$81.\mu_{D3} = 0,8471 \wedge 1 \wedge 0 \wedge 0 = 0$$

Таблиця 4.5 - Результати класифікації технічного стану силового трансформатора.

№	Значення функції належності до класу технічного стану РПН силового трансформатора			Максимальне значення ФН	Визначений клас технічного стану
	μ_{D1}	μ_{D2}	μ_{D3}	μ_{Dmax}	
1	0	0,1529	0,5714	0,5714	Аварійний стан пристроїв РПН

Виконає 15 випробувань, результати надані у табличній формі(табл.4.6):

Таблиця 4.6 - Дані про результати ХАРГ відбору.

№	C2H6 мкг/л	C2H4 мкг/л	C2H2 мкг/л	CH ₄ , мкг/л	$\frac{C2H4}{C2H2}$	$\frac{CH4 + C2H6 + C2H4}{C2H2}$	I, %	R, мкОм
1	85	194	37	4,5	5,243	7,662	2,3	16,16
2	275	325	120	3,7	2,7	4,15	4,8	31
3	50	50	10	1	5	10,1	1	16
4	190	302	60,4	5	5	8,22	3,8	16,9
5	51	95	46	4,5	2	3,27	2	17
6	25	10	10	0,5	1	3,55	1	16,3
7	2	25	30	0,2	0,83	0,9	0,85	15,35
8	110	176	60,4	10	2,91	4,9	2,5	13,5
9	60	185	47,8	21,5	3,8	5,57	0,41	16,89
10	88	125,5	87	15,6	3,2	4,1	1,05	15,86
11	63,5	98	133	26	0,73	1,4	0,5	15

12	16	24	26	1,5	0,923	1,596	2	17,5
13	90	156	45	30	4,466	6,133	0,8	16
14	55	85	47,5	55	1,789	4,105	4,7	26
15	35	48	121	13	0,39	0,79	0,5	15

Таблиця 4.7 - Значення функції належності до нечітких термів.

№	Вхідні лінгвістичні змінні нечіткої моделі		Функції належності нечіткий термів		
	Найменування	Значення	T_{Ci}^L	T_{Ci}^M	T_{Ci}^B
1	C1	5,243	0	0,1529	0,8471
	C2	7,662	0	0	1
	C3	2,3	0	1	0
	C4	16,16	0,4286	0,5714	0
2	C1	2,7	0	1	0
	C2	4,15	0	0,2321	0,7679
	C3	4,8	0	0,0238	0,9762
	C4	31	0	0,7232	0,2768
3	C1	5	0	0,5	0,5
	C2	10,1	0	0	1
	C3	1	0,5	0,5	0
	C4	16	0,5	0,5	0
4	C1	5	0	0,5	0,5
	C2	8,22	0	0	1
	C3	3,8	0	1	0
	C4	16,9	0,098	0,9	0
5	C1	2	0	1	0
	C2	3,27	0	1	0
	C3	2	0	1	0
	C4	17	0,0536	0,9464	0
6	C1	1	0,5	0,5	0

	C2	3,55	0	1	0
	C3	1	0,5	0,5	0
	C4	16,3	0,3661	0,6339	0
7	C1	0,83	1	0	0
	C2	0,9	0	1	0
	C3	0,85	1	0	0
	C4	15,35	0,7902	0,2098	0
8	C1	2,91	0	1	0
	C2	4,9	0	0	1
	C3	2,5	0	1	0
	C4	13,5	1	0	0
9	C1	3,8	0	1	0
	C2	5,57	0	0	1
	C3	0,41	1	0	0
	C4	16,89	0,1027	0,8973	0
10	C1	3,2	0	1	0
	C2	4,1	0	0,3214	0,6786
	C3	1,05	0,1429	0,8571	0
	C4	15,86	0,5625	0,4375	0
11	C1	0,73	1	0	0
	C2	1,4	0	1	0
	C3	0,5	1	0	0
	C4	15	0,9464	0,0536	0
12	C1	0,923	1	0	0
	C2	1,596	0	1	0
	C3	2	0	1	0
	C4	17,5	0	1	0
13	C1	4,466	0	1	0
	C2	6,133	0	0	1
	C3	0,8	1	0	0

	C4	16	0,5	0,5	0
14	C1	1,789	0	1	0
	C2	4,105	0	0,3125	0,6875
	C3	4,6	0	0,1825	0,8175
	C4	26	0	1	0
15	C1	0,39	1	0	0
	C2	0,793	0,5893	0,4107	0
	C3	0,5	1	0	0
	C4	15	0,9464	0,0536	0

Таблиця 4.8 - Результати класифікації технічного стану силового трансформатору.

№	Значення функції належності до класу технічного стану РПН силового трансформатора			Максимальне значення ФН	Визначений клас технічного стану
	μ_{D1}	μ_{D2}	μ_{D3}	μ_{Dmax}	
1	0	0,1529	0,5714	0,5714	Аварійний стан пристроїв РПН
2	0	0,2321	0,7232	0,7232	Аварійний стан пристроїв РПН
3	0	0,5	0,5	0,5	Аварійний стан пристроїв РПН
4	0	0,5	0,5	0,5	Аварійний стан пристроїв РПН
5	0	0,9464	0	0,9464	Ризик експлуатації пристроїв РПН
6	0,3661	0,5	0	0,5	Ризик експлуатації пристроїв РПН
7	0,7902	0,2098	0	0,7902	Нормальний режим експлуатації пристроїв РПН
8	0	1	0	1	Ризик експлуатації пристроїв РПН

9	0	0,8973	0	0,8973	Ризик експлуатації пристроїв РПН
10	0	0,5625	0	0,5625	Ризик експлуатації пристроїв РПН
11	0,9464	0,0536	0	0,9464	Нормальний режим експлуатації пристроїв РПН
12	0	1	0	1	Ризик експлуатації пристроїв РПН
13	0	0,5	0	0,5	Ризик експлуатації пристроїв РПН
14	0	0,3125	0,6875	0,6875	Аварійний стан пристроїв РПН
15	0,5893	0,0536	0	0,5893	Нормальний режим експлуатації пристроїв РПН

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

В розділі основна увага приділена розробці і тестуванню нечітких моделей діагностування технічного стану пристроїв РПН силових трансформаторів. При цьому отримані такі результати:

1. Проведений аналіз технічного стану пристроїв РПН показав, що найбільш інформативні параметри технічного стану визначаються з таких груп вимірювань: аналіз проб масла з контактора пристроїв РПН для визначення концентрації розчинених діагностичних газів в маслі контактора: окис вуглецю CO , вуглекислий газ CO_2 , етилен C_2H_4 , ацетилен C_2H_2 , етан C_2H_6 ; тангенс діелектричних втрат в маслі контактора $\text{tg}\delta$; струм обертового моменту електричного двигуна приводу РПН I ; перехідний опір контактів контактора R ; вміст води в трансформаторному маслі контактора РПН W ; величина пробивної напруги $U_{\text{пр}}$.
2. Розроблена нечітка база знань для діагностування технічного стану РПН, яка є складовою частиною експертно-діагностичної системи силового трансформатора дозволяє класифікувати такі поточні технічні стани пристроїв РПН: «Нормальна експлуатація пристроїв РПН», «Ризик експлуатації пристроїв РПН», «Аварійний стан пристроїв РПН».
3. Тестування нечітких моделей діагностування технічного стану і регулювання напруги пристроїв РПН показало їх більшу ефективність в порівнянні з класичними методами діагностування і високий рівень співпадання з результатами експлуатаційного діагностування.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРА НАПРУГОЮ 110/10 кВ

Вступ

Мета розділу: розробка заходів щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають в ході експлуатації трансформатора напругою 110/10 кВ.

Об'єкт досліджень: експлуатація трансформатора напругою 110 кВ.

Предмет дослідження: засоби і заходи з охорони праці при експлуатації трансформатора напругою 110 кВ.

Завдання досліджень:

а) аналіз умов праці під час експлуатації і вибір заходів щодо зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників;

б) розробка певних технічних та організаційних заходів з охорони праці та безпеки життєдіяльності під час експлуатації трансформатора напругою 110 кВ.

5.1 Загальна характеристика об'єкта

Теплоелектроцентральної потужністю 720 МВт. Проектом передбачена видача потужності напругою 110 кВ. В якості підвищуваних трансформаторів передбачається використання двохобмотковий трансформатор типу **ТДН-40000/110**. Основні технічні характеристики трансформатору (табл. 5.1).

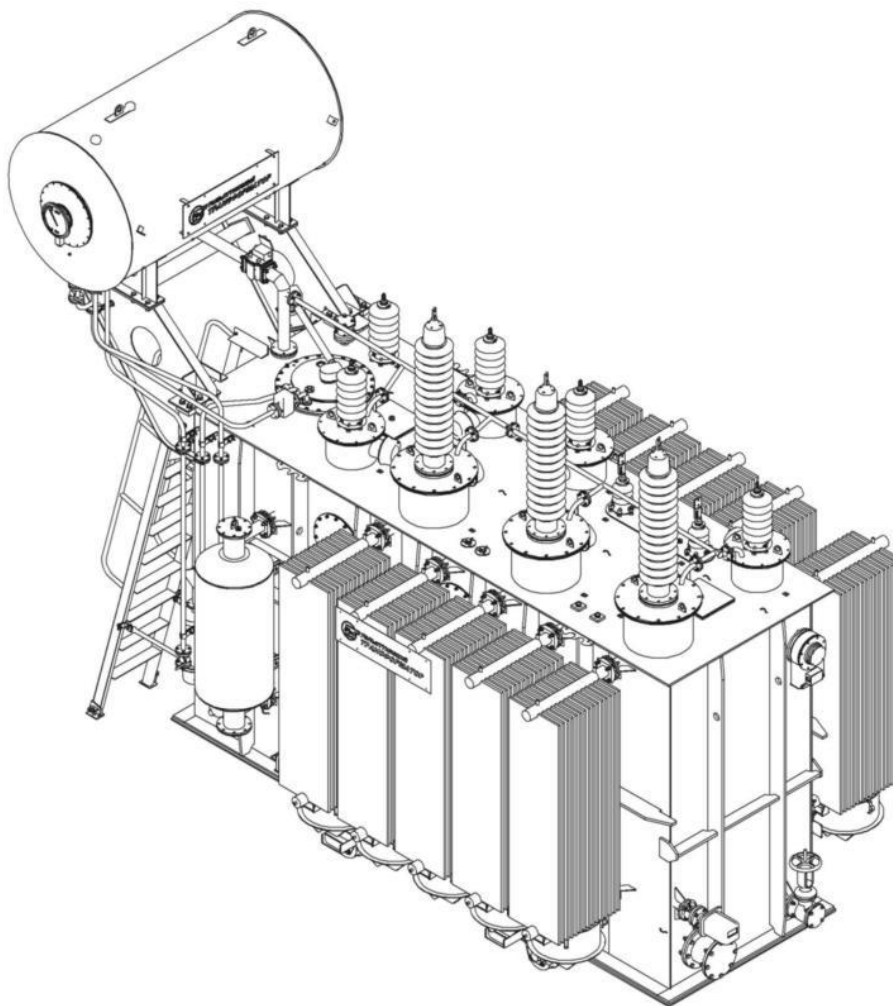


Рисунок 5.1 - Трансформатор ТДН-40000/110

Трансформатор переміщується по колії до місця установки, для цього до дна бака приварюють швелера, а до них поворотні каретки.

Таблиця 5.1 - Загальна характеристика об'єкту.

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Трансформатор ТДН-40000/110	Відкрита установка	На відкритій місцевості	Підвищена небезпека	Категорія Д

Таблиця 5.2 - Показники технічних характеристик трансформатора ТДН-40000/110.

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Трансформатор ТДН-40000/110	Напруга	115/10,5 кВ
	Потужність	40 МВА
	Маса повна	68 000 кг
	Габаритні розміри	569 x 439 x 570 см
	Маса і марка масла	17600 кг, МТК-60
	Термін служби	25 р

5.2 Перелік робіт та склад бригади

Залежно від завдань, які потрібно виконати, встановлюють послідовність виконання робіт. Незалежно від виду робіт можна виокремити такі однотипні дії:

- підготовка до виконання робіт;
- доставка працівників на робоче місце (трансформаторна підстанція, електростанція, повітряна або кабельна лінія тощо);
- виконання робіт з підключення захисних засобів (захисне заземлення, вирівнювання потенціалів та ін.);
- безпосереднє виконання робіт.

Таблиця 5.3 - Можливі види робіт.

Об'єкт роботи	Види роботи
Трансформатор	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зовнішній огляд; 2. Контроль рівня масла; 3. Контроль температури масла; 4. Відбирання проб масла для випробування та аналізу; 5. Періодичні випробування ізоляції (під час приймально-здавальних випробувань, або раз на 4 роки); 6. Профілактичний поточний ремонт (раз на 2 роки); 7. Профілактичний капітальний ремонт (перший раз через 12 років, наступні по мірі необхідності);
Система охолодження	<ol style="list-style-type: none"> 1. Зовнішній огляд; 2. Контроль тиску масла; 3. Профілактичний поточний ремонт; 4. Очищення фільтруючих пакетів маслоочисних фільтрів;

	5. Перевірка опору ізоляції електричних кіл;
Герметичні маслонаповнені вводи	1. Зовнішній огляд; 2. Контроль тиску масла у вводі; 3. Регулювання тиску масла у вводі і відбирання проб масла для випробування і аналізу; 4. Перевірка надійності заземлення спеціальних і вимірювальних виводів; 5. Перевірка стану верхніх ущільнень і надійності контактних з'єднань; 6. Заміна верхніх ущільнень; 7. Випробування вводів (Підвищення напруга 20 кВ);
Газовий захист трансформатора	1. Зовнішній огляд; 2. Профілактичний контроль (Раз на рік) ; 3. Профілактичне відновлення (Раз на 4 роки);
Вбудовані трансформатори струму	1. Перевірка опору ізоляції вторинних обмоток; 2. Зняття характеристик намагнічування на робочому коефіцієнті трансформації (Вольтамперна характеристика); Відсічний клапан: 1. Зовнішній огляд; 2. Перевірка і випробування
Запобіжний клапан	1. Перевірка стану;

Таблиця 5.4 - Склад бригади.

Функції	Кількість (чол.)	Група з електробезпеки
Відповідальний керівник робіт	1	V
Виконавець робіт	2	IV
Член бригади	4	IV

5.3 Аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників

Таблиця 5.5 - Чинники умов праці та їх показники.

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Мікроклімат	Температура взимку Відносна вологість взимку Швидкість вітру взимку Температура влітку Відносна вологість влітку Швидкість вітру влітку	-32,2 °C 86 % 4,2 м/с +38,0 °C 76 % 3,6 м/с
Важкість праці	Статичні і динамічні навантаження	Категорія робіт III
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність	50 % робочого часу 50 % робочого часу 1 зміна, 8 один
Освітлення	Природне	100%

5.4 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих чинників на робочих місцях

Таблиця 5.6 - Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників.

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	110 кВ	6 В
Струм	182.2 А	0,6 мА
Напруженість електричного поля	3,5 кВ/м	5 кВ/м
Напруженість магнітного поля	2 кА/м	1,4 кА /м
Неелектричного походження		
Шум	106 дБА	85 дБА
Робота на висоті	5.7 м	1.8 м

5.5 Вибір технічних засобів і заходів безпеки робіт в енергоустановках

Таблиця 5.7 - Технічні і організаційні заходи.

Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки	
Знак небезпеки	Знак безпеки «Обережно, електрична напруга» (фон жовтий, сторони і стріла–червоний(чорний)) наноситься або кріпиться на корпус трансформатора.
Огорожа трансформатора	Сітчаста, висота 2 м, механічне блокування входу
Сигналізація	Спеціальна сигналізація – вказує про виникнення аварії за допомогою сигнальних реле (блінкерів)
Захисне заземлення	Трансформатор 110 кВ повинен працювати в режимі ізольованої нейтралі.
Організаційні заходи з електробезпеки	
Вид дозвільного документу на виконання робіт	Наряд-допуск
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги. Роботи поблизу струмовідних частин.
Підготовка робочого місця	1. виконати необхідні відключення та вжити заходи, які перешкоджають подачі напруги до місця роботи внаслідок помилкового чи самовільного включення комутаційної апаратури; 2. перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах, які повинні бути заземлені; 3. приєднати до «землі» переносні заземлення;
Порядок виконання робіт	Перед допуском до роботи відповідальний керівник і виконавець робіт, перевіряють виконання технічних заходів з підготовки робочого місця. Після перевірки технічних заходів проводиться допуск бригади, який полягає в тому: 1. чи відповідає склад бригади і кваліфікація включених в неї осіб записам в наряді; 2. прочитують за нарядом прізвища відповідального керівника, виконавця робіт, склад бригади і зміст

	дорученої роботи, пояснює бригаді, звідки знята напруга, де встановлені заземлення, які частини з сусідніх приєднань залишилися під напругою і які особливі умови при проведенні робіт повинні дотримуватися;
Плакати безпеки	Заборонні. На ключах дистанційного керування комутаційних апаратів вивішені заборонні плакати; Вказівні. На робочому місці: «Заземлено» Застережні. На робочому місці: «Стій - висока напруга», «Не вилазь - уб'є» Розпорядчі. На робочому місці: «Працювати тут»

5.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 5.8 - Перелік засобів індивідуального захисту.

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування	Гарантійний термін використання
Захисний одяг	Костюм для захисту від загальних виробничих забруднень і механічних впливів	Костюм робочий Lahti Pro Quest p. XL LPQK82	Не обмежений
Захисне взуття	Захист ніг від механічного впливу	Чоботи Talan Всюдихід BC405	Не обмежений
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички XL (10) L	5 робочих змін
Захист голови	Запобігання або зменшення впливу на голову від механічних впливів і електричних	ЗАХИСНА КАСКА DELTA PLUS QUARTZ UP III	Не обмежений
Захист очей	Захист спереду і з боків від поєднання випромінювань з впливом твердих частинок	Окуляри захисні Compass F-012-B	2 роки

Монтажний пояс	Пояс (ремні) монтажні для роботи на висоті	Пояс монтажный коžený Sigma 9450351	Не обмежений
Захист органів слуху	Захист вух від шуму	Противошумні навушники PELTOR X5A SNR	1 рік
Захист для роботи на висоті	Захисту робітників в разі падіння з висоти під час виконання робіт	Пояс лямковий ПЛК 3	До першого використання

Таблиця 5.9 - Перелік електрозахисних засобів.

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб індивідуального захисту	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою 10 кВ	Підключення після ремонту
	Діелектричне взуття	Для робіт під напругою 10 кВ	Підключення після ремонту
	Діелектрична каска	Для робіт під напругою 10 кВ	Підключення після ремонту
Контрольно-сигнальні прилади Контрольно-сигнальні прилади	Контактний показчик напруги 110 кВ	Для перевірки наявності або відсутності напруги в електроустановках	110 кВ
Захисні пристосування	Захисне переносне заземлення, ізолюючі підставки, плакати безпеки.	Виконання робіт	110 кВ

5.7 Аналіз надзвичайних ситуацій і заходи їх запобігання

Найбільш гостро питання пожежної безпеки стоять для трансформаторів з масленим охолодженням, до яких відноситься розглянутий в роботі трансформатор. Підвищена пожежна небезпека в таких трансформаторах обумовлена наявністю в них великих обсягів трансформаторного масла.

Таблиця 5.10 - Основні джерела небезпек.

Джерело небезпеки	Причини небезпеки	Наслідки небезпеки
Перевантаження струмовідних частин	Порушення нормального режиму роботи	Виникнення пожежі
Обрив фазного проводу	Механічне ушкодження	Виникнення нещасного випадку
Пошкодження маслонаповнених вводів	Пробій внутрішньої ізоляції	Виникнення пожежі
Відмови в роботі системи охолодження	Порушення нормального режиму роботи	Виникнення пожежі
Коротке замикання	Ушкодження ізоляції	Виникнення пожежі
Розряд блискавки	Протікання струму і наведення електромагнітного поля	Виникнення пожежі
Розлив трансформаторного масла	Порушення технологічної процедури	Виникнення пожежі

Таблиця 5.11 - Перелік заходів і засобів.

Група заходів	Вид заходу	Критерії вибору
Технічні	Наявність первинних засобів до тушіння пожеж (вогнегасник)	Вогнегасник через 40...70м. Вид вогнегасника ОУ, ОП, ОУБ.
	Наявність газового реле	Робота газового реле, встановленого на трансформаторі з плівковим захистом, перевіряється відповідно до інструкції на газове реле.
Організаційні	Навчання та тренінги	Постійні періодичні (раз на рік)
	Перевірка ізоляції обмоток трансформатора	Відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007
	Випробування вводів	Відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007

	Перевірка засобів пожежотушіння	Відповідно до технічних умов
	План дій з попередження надзвичайних ситуацій	Відділ з охорони праці
Засоби індивідуального захисту	Захисний одяг від хімічно-активних речовин	Індивідуально для усіх членів команди
	Захисне взуття	Індивідуально для усіх членів команди
	Захисні рукавички від механічних ушкоджень	Індивідуально для усіх членів команди
	Захисні рукавички від хімічних речовин	Індивідуально для усіх членів команди
	Протигаз з фільтром від моно оксиду вуглецю	Індивідуально для усіх членів команди

5.8 Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації

Розрахунок захисного заземлення:

Для захисту персоналу від непрямого дотику розрахуємо захисне заземлення.

Вихідні дані:

1. Наруга обладнання, що заземлюється: $U_{\text{обл.}} = 110$ (кВ)
2. Ґрунт території розміщення електроустаткування. Питомий опір ґрунту $\rho = 30$ (Ом · м) (чорнозем).
3. Для ЕУ напругою більше 110 кВ $R_{\text{доп}}$ можна прийняти до розрахунку 0.5 (Ом).
4. В якості вертикальних заземлювачів будемо використовувати металеві прутки довжиною 5 (м) та діаметром 10 (мм). В якості горизонтального заземлювача будемо використовувати металевий прут прямокутного перерізу з перетином 4x12 (мм), довжиною 6 (м).

Розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{розр}} = \rho_{\text{табл}} \cdot \Psi_2 = 30 \cdot 1,4 = 42 \text{ (Ом} \cdot \text{м)} \quad (5.1)$$

де Ψ_i – коефіцієнт сезонності (більше 1), залежить від вологості ґрунту і довжини електродів.

Заземлювачі можна розміщувати біля поверхні землі, або заглиблювати глибше зони промерзання ґрунту (цей показник становить 0,7..0,8 м). В нашому випадку будемо заглиблювати заземлювачі на глибину 0,8 м.

Визначемо опір розтікання вертикального заземлювача за формулою:

$$R_{B1} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_1}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) \right) \quad (5.2)$$

де $\rho_{\text{розр}}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту для ВЗ, Ом·м; l_1 – довжина ВЗ, м; d – діаметр, м; t – відстань від поверхні ґрунту до середини ВЗ, яку визначають за формулою:

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} \quad (5.3)$$

де t_0 – відстань від поверхні ґрунту, м

$$t = t_0 + \frac{l_1}{2} = 0,8 + \frac{5}{2} = 3,3 \text{ (м)}$$

$$\begin{aligned} R_{B1} &= \frac{\rho_{\text{розр}}}{2 \cdot \pi \cdot l_1} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot l_1}{d} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + l_1}{4 \cdot t - l_1} \right) \right) = \\ &= \frac{42}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left(\ln \left(\frac{2 \cdot 5}{0,01} \right) + \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right) = 9,74 \text{ (Ом)} \end{aligned}$$

Отже, оскільки $R_{B1} > R_{\text{доп}}$ (9,74 Ом > 0,5 Ом), то потрібно сполучити декілька вертикальних заземлювачів.

Визначимо теоритичну кількість вертикальних заземлювачів n , штук, без урвхування коефіцієнта вертикальних заземлювачів η_e :

$$n = \frac{R_{B1}}{R_3} = \frac{9,74}{0,5} = 19,48 \approx 20 \text{ (шт.)}$$

Розрахуємо необхідну кількість заземлювачів за формулою:

$$n' = \frac{R_{B1}}{R_3 \cdot \eta_e} = \frac{9,74}{0,5 \cdot 0,71} = 27,43 \approx 28 \text{ (шт.)} \quad (5.5)$$

Розрахуємо довжину горизонтального заземлювача за формулою:

$$l_r = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 5 \cdot 28 = 147 \text{ (м)} \quad (5.6)$$

Визначимо опір струму розтікання горизонтального заземлювача за формулою:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{розр.}\Gamma}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\Gamma}} \ln \left(\frac{2 \cdot l_{\Gamma}^2}{b_{\Gamma} \cdot t_{\Gamma}} \right) \quad (5.7)$$

де $\rho_{\text{розр.}\Gamma}$ – розрахунковий питомий опір ґрунту ГЗ, Ом·м; t_{Γ} – відстань від поверхні ґрунту до середини ГЗ, м; b_{Γ} – розмір боку кутника, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{30}{2 \cdot 3,14 \cdot 147} \ln \left(\frac{147^2}{0,1425} \right) = 0,381 \text{ (Ом)}$$

Результуючі опір заземлювального пристрою:

$$R_{\text{шт}} = \frac{R_{\text{в1}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{в1}} \cdot \eta_{\text{Геф}} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{Веф}} \cdot n} \quad (5.8)$$

$$\begin{aligned} R_{\text{шт}} &= \frac{R_{\text{в1}} \cdot R_{\Gamma}}{R_{\text{в1}} \cdot \eta_{\text{Геф}} + R_{\Gamma} \cdot \eta_{\text{Веф}} \cdot n} \\ &= \frac{9,74 \cdot 0,381}{9,74 \cdot 0,45 + 0,381 \cdot 0,71 \cdot 28} = 0,25 \text{ (Ом)} \end{aligned}$$

Отримане значення $R_{\text{шт}}$ не перевищує допустиме значення:

$$R_{\text{шт}} < R_{\text{доп}} \quad (5.9)$$

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

У даному розділі магістерської дисертації були обрані заходи щодо запобігання або зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації трансформатора напругою 110 кВ. Для індивідуального захисту персоналу від електричної напруги були обрані електрозахисті засоби:

- контактний покажчик напруги 10 кВ
- діелектричні рукавиці

Був здійснений вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників:

- костюм для захисту від загальних виробничих забруднень і механічних впливів Костюм робочий Lahti Pro Qest p. XL LPQK82
- рукавички XL (10) L
- захист ніг Чоботи Talan Всюдихід ВС405

Для захисту від непрямого дотику було розраховане захисне заземлення. В якості заземлюючого пристрою використовуються пруті зі сталі круглого перерізу довжиною 5 (м) та діаметром 10 (мм), з'єднані між собою ГЗ прямокутного перерізу з перетином 4x12 (мм) та довжиною 6 (м).

Був проведений аналіз надзвичайних ситуацій та обрані заходи їх запобігання.

РОЗДІЛ 6. РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

6.1 Опис ідеї проекту

У зв'язку з постійним зростанням рівня вимог, які висуваються що до стійкості, безпечності та ефективності роботи сучасних енергосистем, усе більше розповсюдження набувають інтелектуальні системи оперативного контролю стану електротехнічного обладнання, яке працює на енергетичних об'єктах.

Відмова силового трансформатора може призвести як до недовідпуску електричної енергії, що саме собою призводить до збитків, так і розвиток великої системної аварії, що окрім матеріальних збитків несе загрозу енергетичній безпеці. Тому розробка системи моніторингу стану обладнання та розрахунку ресурсу є перспективною та комерційно вигідною задачею. У таблиці 6.1. подано опис ідеї стартап-проекту.

Таблиця 6.1 – Опис ідеї стартап-проекту.

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигода для користувача
Розробка системи моніторингу технічного стану силового трансформатора	1. Індивідуальне застосування для визначення технічного стану	Отримання якісного продукту для визначення технічного стану парку трансформаторів та керування ним на основі отриманих даних. Зменшення ризиків виникнення аварійних ситуацій, уникнення матеріальних збитків
	2. Електричні станції	Зниження ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС
	3. Застосування системи як складової системи АСУ управління енергокомплексом	Можливість створення багаторівневої системи управління енергокомплексом, що матиме високі комерційні показники
	4. Оператори системи передачі	Задоволення потреб споживачів, у тому числі населення, щодо забезпечення надійності електропостачання

Для того, щоб зрозуміти чим же буде відрізнятись запропонована ідея від існуючих аналогів, був проведений аналіз потенційних техніко – економічних переваг.

Хроматографічний аналіз газів розчинених в маслі, є спеціальним методом, що слугує для виявлення пошкоджень і дефектів конструктивних вузлів електрообладнання, але не інформує про якість та стан самого масла. Хроматографічний аналіз (ХАРГ) дозволяє:

- Відстежувати розвиток процесів в обладнанні.
- Виявляти дефекти на ранній стадії їх розвитку, що не виявляються традиційними способами.
- Визначати передбачуваний характер дефекту і ступінь наявного ушкодження.
- Орієнтуватися при визначенні місця пошкодження.

Для оцінки стану маслonaповненого обладнання використовуються гази: водень (H_2), метан (CH_4), етан (C_2H_6), етилен (C_2H_4), ацетилен (C_2H_2), чадний газ (CO), вуглекислий газ (CO_2). Крім цього, завжди присутні кисень і азот, а їх концентрація змінюється в залежності від герметичності корпусу трансформатора і можуть виділятися такі гази як пропан, бутан і інші, але їх дослідження в діагностичних цілях не отримало широкого поширення.

Для успішного комерційного впровадження ідеї визначено потенційні сильні, слабкі та нейтральні сторони проекту та основного конкуренту (ХАРГ). Дана інформація зведена в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Характеристики проекту.

№ з/п	Техніко-економічні характеристики проекту	Концепції		Сторони проекту		
		Мій проект	Конкурент (ХАРГ)	Сильна	Нейтральна	Слабка
1	Постачання системи окремо від обладнання	+	-	+		
2	Можливість використання гнучких даних	+	-	+		
3	Ринкова вартість	+	+		+	
4	Відсутність можливості централізованого впровадження	+	-			+
5	Можливість подальшого розвитку	+	+		+	
6	Стабільність до великої кількості експлуатаційних факторів	+	-		+	

6.2 Технологічний аудит ідеї проекту

Розробка програмного комплексу системи моніторингу проводиться з використанням середовища програмування MatLab. При розробці системи використовуються існуючі методи і моделі з суттєвою доробкою та модернізацією. Технології та обладнання, що буде використовуватися при розробці комерційного зразка доступне авторам у необхідному об'ємі. Перелік необхідних технологій та засобів поданий в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Технологічна здійсненність ідеї проекту.

№ з/п	Ідея проекту	Технології її реалізації	Наявність технологій	Доступність технологій
1	Розробка алгоритмів та моделей	Програмні комплекси, прикладне ПЗ	наявні	доступні
2	Створення програмного комплексу	Програмні комплекси, обчислювальна техніка, середовища програмування	наявні	доступні
3	Створення комерційного зразка, його реалізація та просування	Прямий продаж, створення дилерської мережі	наявні	необхідне залучення інвестицій

Як видно із даних, що подані в таблиці, реалізація проекту на перших двох етапах не вимагає залучення інвестиційних чи кредитних коштів. Реалізація проекту цілком можлива у разі успішного пошуку інвестора чи відкриття кредитної лінії.

6.3 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Для визначення ринкових можливостей і можливості виходу на ринок проведено аналіз попиту. Дана інформація зведена в таблиці 6.4.

Таблиця 6.4 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту.

№ з/п	Показники стану ринку	Характеристика
1	Кількість потенційних споживачів, од	30
2	Загальний обсяг продажів, шт/рік	15
3	Динаміка ринку	зростає
4	Наявність обмежень	Відсутність вимог до стандартизації та нормативної документації
5	Специфічні умови до стандартизації	Потребують розробки
6	Середня норма рентабельності	Невідома

Серед клієнтів планується мати як великі енергетичні компанії, так і більш дрібні підприємства, що займаються ремонтом, обслуговуванням обладнання на договірних умовах або на умовах підряду. Характеристика потенційних клієнтів подана в таблиці 6.5.

Таблиця 6.5 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту.

№ п/п	Потреба, що формує ринок	Цільова аудиторія	Вимоги споживачів
1	Потреба у гнучкій системі визначення технічного стану силового трансформатору	Енергетичні компанії, ремонтні організації, виробники обладнання	Справедлива ціна, гнучкість, перспективність, простота, можливість інтеграції з різним обладнанням

За визначеними факторами конкурентоспроможності проведений аналіз сильних і слабких сторін стартап –проекту, наведено в табл. 6.6.

Таблиця 6.6 – Фактори загроз.

№ п/п	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Збільшення курсу валюти	Здорожчання вартості, помилки при виборі постачальника	Просування розробки унеможливилює зменшення ймовірності помилки
2	Заходи із підтримання українських виробників	Обмеження доступу іноземних компаній	Налагодження співпраці із вітчизняними виробниками

Таблиця 5.7 – Фактори можливостей.

№ п/п	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Ймовірне доручення до стандартів МЕК	Створення мінімально необхідної нормативної бази	Розробка компанією пропозиції з урахуванням стандартів МЕК
2	Зростання кількості впроваджених систем моніторингу технічного стану силового трансформатора	Потенційне збільшення попиту	Формування бази потенційних клієнтів

5.4 SWOT- аналіз стартап -проекту

SWOT-аналіз – матриця аналізу сильних (Strength) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) та можливостей (Opportunities) на основі виділених ринкових загроз та можливостей, та сильних і слабких сторін. Матриця представлена у табл. 6.8.

Таблиця 6.8 – SWOT–аналіз стартап-проекту

Сильні сторони	Постачання системи окремо від обладнання. Використання гнучких даних. Нові технології. Встановлення на будь-який силовий трансформатор.
Слабкі сторони	Відсутність нормативної документації на державному рівні. Необхідне створення нормативно-правової бази на загальнодержавному рівні
Можливості	На основі розробленої методики на початкових етапах можлива розробка нормативної бази на основі стандартів МЕК та зростання попиту на послуги моніторингу.
Загрози	Нестабільність економіки. Зростання цінового фактору для споживачів у зв'язку зі зростанням ціни на систему моніторингу технічного стану силового трансформатора. Потреба включення енергокомпаній в інвестиційні програми.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ

В розділі розглянуто основні стадії розробки проекту та його комерціалізації.

Визначено основні ідеї, що можуть бути впроваджені, їх перспективність та вигода для кінцевого споживача. Виконано технологічний аудит проекту, де розглянуто наявні технології та визначено такі, які потрібні для впровадження проекту. Проведено аналіз ринкових можливостей проекту, де визначено потенційних клієнтів.

Якщо аналізувати фактори загроз і можливостей, то варто відзначити, що тут як і для будь-якого бізнесу в Україні характерні з точки зору загроз нестабільна економічна та політична ситуація, недосконалість законодавства тощо. Серед можливостей варто відзначити ненасиченість ринку та бажання основних потенційних клієнтів до оновлення та модернізації обладнання та технологій.

Сильною стороною стартап-проекту є постачання системи окремо від обладнання, встановлення на будь-який силовий трансформатор. Слабкою - відсутність нормативної документації на державному рівні.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Основна увага в роботі приділялась вирішенню задачі ефективного діагностування технічного стану і регулювання напруги пристроїв РПН силових трансформаторів.

Пристрої РПН належать до найбільш відповідальних вузлів силових трансформаторів і в значній мірі визначають рівень надійності їх функціонування, а також забезпечують якість електричної енергії в ЕЕС. Разом з тим, ресурс елементів пристроїв РПН є невеликим, а ремонт їх трудомісткий і супроводжується виводом силового трансформатора з роботи. Це призводить до переривання електропостачання споживачів і тому автоматичні регулятори напруги силових трансформаторів часто відключаються і відповідно якість напруги знижується.

В зв'язку з цим важливим є розробка ефективних методів і моделей діагностування технічного стану і регулювання напруги пристроїв РПН силових трансформаторів. В ході проведених в роботі досліджень одержані такі результати:

1. На основі проведеного аналізу існуючих способів регулювання напруги в з допомогою пристроїв РПН силових трансформаторів показав, що більшість з них не враховують наявний ресурс пристроїв РПН і відповідно обмеження на кількість перемикачів, що призводить до зниження надійності їх функціонування.
2. Обмежуючим фактором у повному застосуванні пристроїв РПН є швидке спрацювання наявного ресурсу (особливо за наявності дефектів). Забезпечення своєчасного виявлення дефектів і продовження ресурсу пристроїв РПН можливо впровадженням профілактичних заходів «за станом» і використанням сучасних методів контролю і діагностування технічного стану.
3. Дана загальна характеристика fuzzy-систем. Обґрунтовано доцільність і можливість використання нечіткого моделювання для задач керування і оцінки технічного стану пристроїв РПН силових трансформаторів.

4. Для задач діагностування технічного стану пристроїв РПН силових трансформаторів запропоновано алгоритм нечіткої класифікації станів і лінгвістична модель ,що дає можливість визначити клас технічного стану пристроїв і обмеження на кількість перемикачів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2011 – 105 с.
2. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 2: Навчальний посібник/ Укл.: Є.І. Бардик, П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв./ – К.: НТУУ «КПІ», 2012 – 82 с.
3. Проектування електричної частини електричних станцій та підстанцій. Частина 3: Навчальний посібник/ Укл.: П.Л. Денисюк, Ю.В. Безбереж'єв, О.Г. Філатов./ – К.: НТУУ «КПІ», 2014 – 103 с.
4. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. - М.: «Энергия», 1976. – 552 с.
5. Гравко В.В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН. Монографія. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. —109 с.
6. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиз - дат, 1985.– 216 с.
7. Державний комітет України з енергозбереження. Способи регулювання напруги в електричних мережах. Режим доступу: http://acelektro.com.ua/text.php?news_id=30. (дата звернення: 24.10.16).
8. Леоненков А. В. Нечеткое моделирование в MATLAB и fuzzyTECH / А. В. Леоненков – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 736 с.
9. Зайченко Ю.П. Нечеткие модели и методы в интеллектуальных системах. Учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – К.: «Издательский дом «Слово», 2008. – 344 с
10. Штовба С.Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 288 с.

- 11.Дьяконов В.П., Круглов В.П. MATLAB 6.5 SP1/7/7 SP1/7 SP2 Simulink 5/6 Инструменты искусственного интеллекта и биоинформатики // Серия «Библиотека профессионала». – М.:СОЛОН-ПРЕСС, 2006. – 456 с
- 12.Порудоминский В В. Устройства переключения трансформаторов под нагрузкой. - изд 2-е, перераб. и справ. - М «Энергия», 1974-288с.
- 13.Методичні рекомендації до виконання розділу «Охорона праці і безпека у надзвичайних ситуаціях» у магістерській дисертації для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційним рівнем «магістр професійний» / Укл.: Л. Д. Третьякова. – К.: КПІ ім.. І. Сікорського, ІЕЕ, 2018. – 41 с.
- 14.Розроблення стартап-проекту [Електронний ресурс] : Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей / За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ : НТУУ «КПІ», 2016. – 28 с.