

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ
Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії**

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до кваліфікаційної магістерської роботи
освітнього ступеня - магістр**

галузі знань 14 - Електрична інженерія
спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
спеціалізації – Електротехнічні системи електроспоживання
на тему:
«Моніторинг технічного стану об'єктів електричних мереж»

Виконав: здобувач вищої освіти групи **ЕЕ-21зм**

Сас Антон Анатолійович

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Керівник

доц. Мелконова І. В.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Завідувача кафедри

доц. Руднєв Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Рецензент

доц. Мазнєв Є.О.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ – 2022 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр

Напрямок підготовки 14 "Електрична інженерія"

Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та
Електромеханіка"

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри
доц Руднев Є.С.

"_____" _____ 2022 року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ

Сас Антон Анатолійович

1. Тема проекту: Моніторинг технічного стану об'єктів електричних мереж

Керівник проекту к.т.н., доц. Мелконова Інна Вікторівна.

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

Затверджені наказом вищого навчального закладу від "№ 27/15.23-С від
12.10.2022

2. Строк подання студентом проекту _____ 10 листопада 2022 р. _____.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) _____ Вихідні дані визначені в переліку
питань, що підлягають розробці в магістерській роботі: характеристики
технічного стану об'єктів розподільних електричних мереж та режими їх
роботи

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки.

1. Загальна характеристика генеруючих об'єктів ОЕС України. 2. Аналіз
встановленої генеруючої потужності 3. Проблемні питання експлуатації
генеруючого обладнання. 4. Технічний стан та організація експлуатації
енергетичного обладнання споживачів. 5. Експертне оцінювання факторів
впливу на формування попиту на електричну енергію та потужність.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових
креслеників) – Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи в кількості
4 шт.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Основна частина	доц. Мелконова І.В.	15.09.2022	10.11.2022

7. Дата видачі завдання _____ 15 вересня 2022 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітки
1	Загальна характеристика генеруючих об'єктів ОЕС України.	15.09-25.09.2022	
2	Аналіз встановленої генеруючої потужності. Проблемні питання експлуатації генеруючого обладнання	25.09-30.09.2022	
3	Технічний стан та організація експлуатації енергетичного обладнання споживачів. Експертне оцінювання факторів впливу на формування попиту на електричну енергію та потужність	30.09-10.10.2022	
4	Оформлення отриманих результатів	10.10-20.10.2022	
5	Оформлення графічного матеріалу	20.10-31.10.2022	
6	Підготовка доповіді, роздаткового матеріалу	31.10-12.11.2022	

Студент _____

(підпис)

Сас А.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту _____

(підпис)

доц.Мелконова І.В.

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТА ЗАГАЛЬНИХ ПРОБЛЕМ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ.....	9
1.1 Загальна характеристика генеруючих об'єктів ОЕС України.....	10
1.2. Загальна характеристика магістральних електричних мереж.....	
1.3 Технічний стан розподільних електричних мереж.....	19
1.4 Технічний стан та організація експлуатації енергетичного обладнання споживачів.....	23
1.5 Аналіз проблемних питань об'єктів енергетики.....	25
1.6 Загальні підходи до формування системи моніторингу об'єктів енергетики.....	27
РОЗДІЛ 2 НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ.....	31
2.1 Загальні підходи формування системи моніторингу елементів електричних мереж.....	31
2.2 Загальна характеристика методичних засад проведення оцінки.....	37
2.3 Методи оцінки технічного стану об'єктів розподільних мереж з використанням нечіткої логіки.....	50
2.4 Експертне оцінювання факторів впливу на формування попиту на електричну енергію та потужність.....	67
РОЗДІЛ 3 ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ.....	70
3.1. Загальні характеристики силових трансформаторів.....	70
ВИСНОВОКИ.....	78
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	79

РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему: «Моніторинг технічного стану об'єктів електричних мереж» містить 82 сторінок тексту, 16 рисунків, 13 таблиць, 34 найменування використаних джерел.

Магістерська робота присвячена аналізу можливості використання метода нечіткої логіки для вирішення сучасних задач з приводу моніторингу об'єктів енергетики при різних вихідних параметрах. Набули подальшого розвитку питання формування системи моніторингу технічного стану об'єктів енергетичної галузі, а також проведено аналіз можливості використання.

Ключові слова: МОНІТОРИНГ, СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ, РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ, ТРАНСФОРМАТОР, НЕЧІТКА ЛОГІКА.

SUMMERY

Sas Anton « Monitoring of technical condition of electrical network facilities »
VOLODYMYR DAHL EAST UKRAINIAN NATIONAL UNIVERSITY.
ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT, group EE-21zm. – Kiyv, 2022.

Pages – 82; Drawings –16; Tables –13; Sources – 34.

The paper analyzes the possibility of using the fuzzy logic method for solving modern problems concerning the monitoring of energy objects at different output parameters. The further development of the question of the formation of a system for monitoring the technical state of the objects of the energy industry has been further developed and an analysis of the possibility of use has been made.

Keywords: MONITORING, MONITORING SYSTEM, DISTRIBUTION NETWORKS, TRANSFORMER, FUZZY LOGIC.

ВСТУП

Ключовою проблемою електроенергетичної галузі є високий рівень зношення електроенергетичного обладнання, що використовується для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії. На переважній більшості електричних станцій проектний ресурс обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад парковий термін експлуатації. Аналогічна ситуація спостерігається і з мережевим обладнанням системи передачі та систем розподілу електричної енергії.

Методи, що застосовуються для регулювання діяльності в секторі, не відповідають вимогам сьогодення та не створюють необхідних стимулів для інвестування в оновлення обладнання та розвиток галузі. Хоча встановлена потужність виробництва в ОЕС України суттєво перевищує пікові навантаження, через застарілість обладнання та недостатні запаси вугілля на електростанціях реальна доступна потужність електростанцій є нижчою, і в окремі періоди спостерігається дефіцит резервних потужностей.

Аналіз функціонування усіх складових частин електроенергетичної галузі України свідчить, що ОЕС України, в цілому, забезпечує поточні суспільні потреби країни в електричній енергії, а також здійснення її експорту, імпорту та транзиту, проте в роботі ОЕС існує цілий ряд ризиків і негативних тенденцій, які вже зараз перешкоджають здійсненню функцій виробництва і транспортування електричної енергії з прийнятними рівнями надійності та ефективності, з дотриманням сучасних вимог щодо енергозбереження, охорони навколишнього природного середовища та техногенної безпеки.

Загальний технічний стан розподільних електричних мереж характеризується як незадовільний, що суттєво впливає на запровадження ринкових відносин в енергетичній галузі. Для становлення ринкових відносин в економіці країни незмінно вимагається перегляд та удосконалення, а іноді і розробка нових систем моніторингу технічного стану об'єктів енергетичної галузі

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТА ЗАГАЛЬНИХ ПРОБЛЕМ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

Відповідно до [1] основними визначеннями, є :

- об'єднана енергетична система України (далі - ОЕС України) - сукупність електростанцій, електричних мереж, інших об'єктів електроенергетики, що об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної енергії при централізованому управлінні цим режимом;

- об'єкт електроенергетики - електрична станція (крім ядерної частини атомної електричної станції), електрична підстанція, електрична мережа;

- електрична мережа - сукупність електроустановок для передачі та/або розподілу електричної енергії.

Основою електроенергетики країни є ОЕС України, яка здійснює централізоване забезпечення електроенергією внутрішніх споживачів, взаємодіє з енергосистемами суміжних країн, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. Вона поєднує енергогенеруючі потужності, розподільчі мережі регіонів України, пов'язані між собою системо утворюючими лініями електропередачі напругою 220–750 кВ. Централізоване диспетчерське (оперативно-технологічне) управління ОЕС України та організацію паралельної роботи з енергетичними системами інших держав виконує державне підприємство НЕК «Укренерго» (функції Системного оператора згідно Закону України «Про засади функціонування ринку електричної енергії України»).

ОЕС України працює в паралельному режимі з електроенергетичними об'єднаннями Республіки Білорусь, Республіки Молдови, Російської Федерації (ОЕС Центра, ОЕС Півдня), окрім так званого «острова Бурштинської електростанції» (включає Бурштинську ТЕС, Калуську ТЕЦ та Теремле-Рікську ГЕС), який синхронізовано з Європейською мережею системних операторів з

передачі електроенергії (ENTSO-E). Електричні зв'язки між ОЕС України та суміжними енергосистемами здійснюються по мережах 110-750 кВ [2].

1.1 Загальна характеристика генеруючих об'єктів ОЕС України

Згідно з [2] основні генеруючі потужності ОЕС України зосереджені в:

- п'яти енергогенеруючих компаніях: ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «Донбасенерго», ПАТ «Центренерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго», ПАТ «ДТЕК Східенерго», які загалом експлуатують 14 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, та на трьох ТЕЦ (Харківська ТЕЦ-5, Київські ТЕЦ-5 і 6) з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт інших компаній. Загальне число енергоблоків на ТЕС і ТЕЦ становить 106 одиниць, у тому числі потужністю: 100 (120) МВт – 4, 150 МВт – 6, 200 МВт – 42, 250 МВт – 5, 300 МВт – 42, 800 МВт – 7 одиниць;

- ДП «НАЕК «Енергоатом», на чотирьох атомних електростанціях якого перебуває в експлуатації 15 енергоблоків, з яких 13 – з реакторами ВВЕР-1000 потужністю по 1 000 МВт і 2 – з реакторами ВВЕР-440 потужністю 415 та 420 МВт. Крім того, на балансі компанії знаходиться Ташлицька ГАЕС, що наразі експлуатує два гідроагрегати та Олександрівська ГЕС (2 гідроагрегати);

- ПАТ «Укргідроенерго», яке має у своєму складі каскади гідроелектростанцій на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці.

1.1.1 Аналіз встановленої генеруючої потужності

На рисунку 1.1 представлено розподіл встановленої генеруючої потужності об'єктів ОЕС України за їх видами станом на 2016 рік. На рисунку 1.2 показана питома вага різних типів генеруючих об'єктів України станом на 2016 рік. На рисунку 1.3 представлена питома вага обсягів продажу в ОРЕ за 2016 рік у розрізі генеруючих об'єктів.

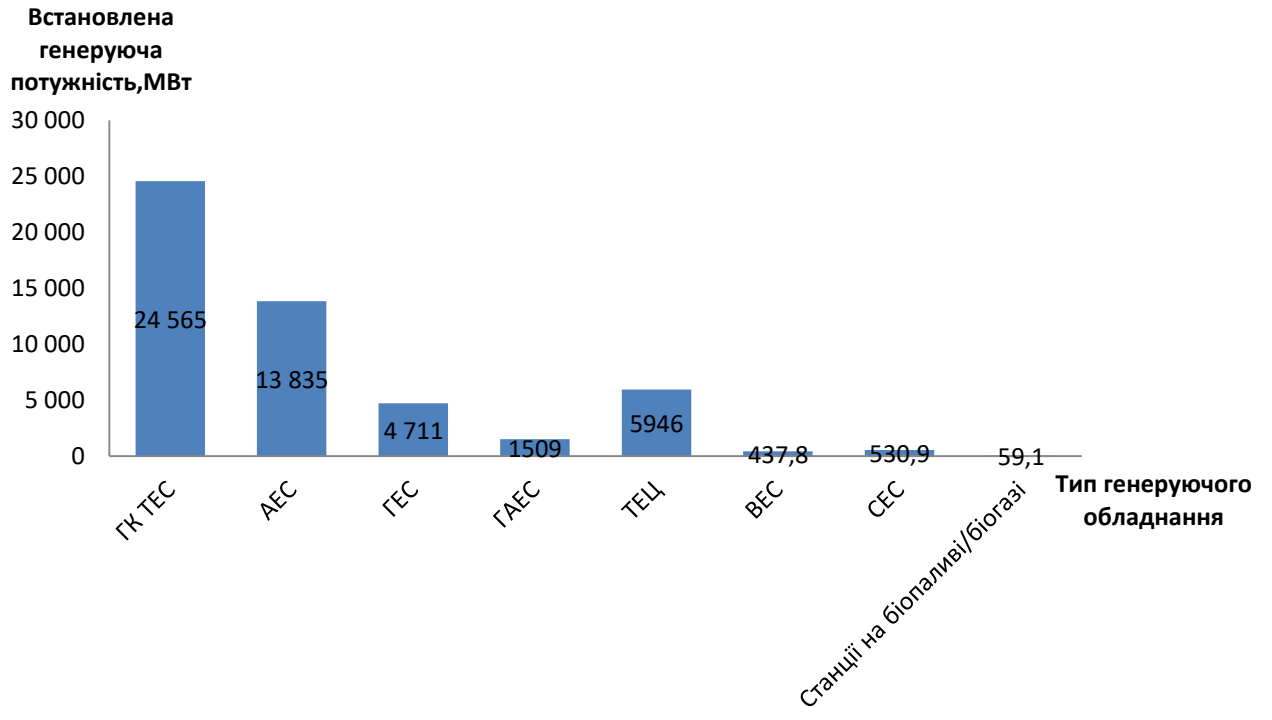


Рисунок 1.1

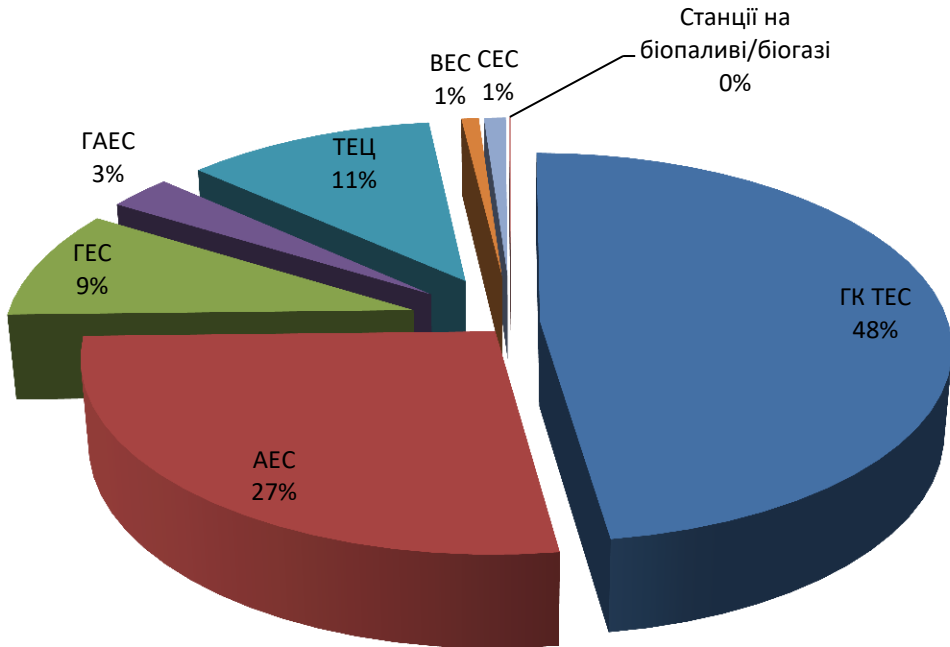


Рисунок 1.2

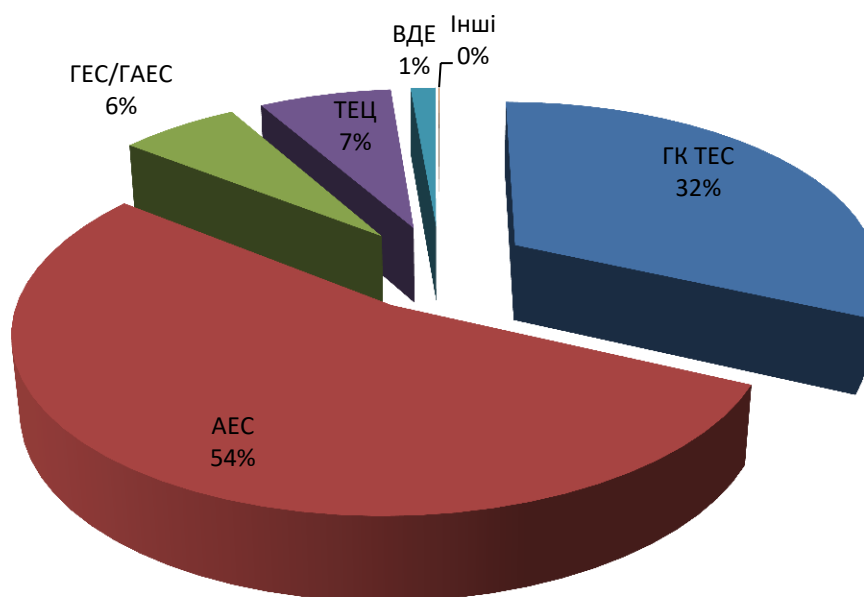


Рисунок 1.3

1.1.2 Аналіз режиму роботи генеруючого обладнання

Динаміка коефіцієнтів нерівномірності графіків навантаження ОЕС України та енергетичних підприємств за декілька років показує, що вони, незважаючи на істотне зменшення електроспоживання та обмеження електропостачання з боку енергопостачальних компаній, не мають тенденції до зростання. Це зумовлене збільшенням частки комунально-побутового сектора у структурі електроспоживання, зниженням питомої ваги неперервних електроємних виробництв, переходом на три-чотириденний робочий тиждень, зниженням коефіцієнта змінності. У промисловості за рахунок скорочення других і третіх змін. Внаслідок цього ОЕС України відчуває серйозні труднощі під час проходження піків і провалів добового графіка електричних навантажень через невідповідність маневрових можливостей існуючих електростанцій до динаміки зміни енергоспоживання протягом доби.

Як зазначено в [2] для проходження мінімальних навантажень за наявної структури генеруючих потужностей в ОЕС України використовується

зниження навантаження великих енергоблоків. Але є технічні обмеження, пов'язані із забезпеченням стійкої роботи блоків 300-800 МВт у такому режимі. Існує велика різниця між максимальним та мінімальним навантаженням ОЕС України, яка часто перевищує 7 млн. кВт для робочого дня. Половину цього навантаження покривають ГЕС, іншу - вугільні ТЕС з вимушеною зупинкою на ніч (на 4-6 год.) до 6 блоків 150-200 МВт і 3 блоків 300 МВт. Такі непроекtnі зупинки і пуски обладнання ТЕС, маневрові характеристики прискорюють його зношення, підвищують аварійність блоків і супроводжуються великими втратами палива. Так, на пуск одного енергоблоку потужністю 300 МВт витрачається 70 т мазуту, а середні перевитрати палива сягають 10-30% на вироблену кВт·год. електроенергії), призводять до необхідності частих пусків та зупинок обладнання КЕС.

Однією із найвагомiших причин, які ускладнили забезпечення необхідних режимів роботи ОЕС України, є значна частка АЕС у структурі генеруючих потужностей. Неможливість оперативних змін потужності АЕС ускладнює режим роботи ОЕС України в умовах нестачі маневрових потужностей. Це створює дуже важкий режим її роботи із значним (до 1,5 Гц) коливанням частоти струму, що обмежує можливості паралельної роботи ОЕС України з енергосистемами Росії, Молдови, країн Центральної Європи і зменшує можливість роботи на експорт та надходження коштів для розвитку електроенергетики України. Вимушена підтримка пікових та напівпікових електричних навантажень фізично зношеними енергоблоками ТЕС, які працюють у вкрай неекономічних непроекtnих режимах глибокого розвантаження (навіть з нічними зупинками), значно погіршує не лише економічність, а й надійність електрозабезпечення і створює ймовірність розвалу ОЕС України [3].

1.1.3 Проблемні питання експлуатації генеруючого обладнання

Станом на кінець 2016 року більша частина генеруючих активів зношена та неефективна [2]:

- 83% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ відпрацювали більше 200 тис. годин (граничний ресурс), є фізично зношеними й морально застарілими та потребують реконструкції або заміни. Зношеність устаткування призводить до перевитрат палива, зменшення робочої 10 потужності та погіршення екологічних показників. Станом на 31.12.2015 13 енергоблоків загальною потужністю 6,6 тис. МВт знаходяться в консервації або не експлуатуються з інших причин і протягом останніх 3-х років не виробляють електроенергії, а також 7 енергоблоків і 2 турбогенератори загальною потужністю 1,7 тис. МВт;

- енергоблоки АЕС наближаються до закінчення строку проектної експлуатації, 9 атомних блоків потребуватимуть продовження строку експлуатації у найближчі 10 років;

- баланс потужності ОЕС України характеризується дефіцитом маневрених і регулюючих потужностей; частка АЕС, енергоблоки яких працюють у базовому режимі, перевищує 50%; енергоблоки ТЕС, спроектовані для роботи в базовому режимі, використовуються для підтримки змінної частини графіка навантаження енергосистеми.

Відповідно до [2] на наступні 10 років планується значне збільшення потужностей електростанцій, які працюють на альтернативних джерелах енергії. Структура генеруючих потужностей ОЕС України з точки зору забезпечення ефективного регулювання частоти і потужності в енергосистемі є неоптимальною, що зумовлено наступними основними факторами:

- значною часткою АЕС, які, згідно технологічного регламенту їх експлуатації, використовуються для покриття базової частини графіку споживання та не залучаються до регулювання;

- зниженням маневреності енергоблоків ТЕС, які працюють на твердому паливі (знос і старіння обладнання, погіршення якості палива);

- розвитком генеруючих потужностей, що виробляють електроенергію з використанням альтернативних джерел (різко змінний графік роботи), сумарна встановлена потужність яких у 2014 -2015 роках зросла на 166 МВт (25,7%).

Структура генеруючих потужностей ОЕС України несприятлива за умовами регулювання графіка навантаження, тому що не відповідає тим співвідношенням базових і 12 пікових потужностей, які необхідні для забезпечення регулювання добового споживання в енергосистемі:

- частка АЕС (базовий режим) становить від 55 % до 40 % в покритті зимового мінімуму і максимуму навантажень;
- діапазон регулювання ТЕС, обумовлений технічним станом обладнання, становить не більше 20%;
- робота ТЕЦ обумовлена режимом теплопостачання і вони практично не приймають участі у регулюванні (базовий режим роботи);
- промислові станції працюють за графіком і так само як і ТЕЦ не приймають участі у регулюванні (базовий режим роботи);
- умови роботи електростанцій, які працюють на альтернативних джерелах енергії, встановлені чинним законодавством, дозволяють їм не приймати участі у регулюванні графіків навантаження (особливо це стосується вітрових електростанцій, які мають значну встановлену потужність і за технічними можливостями можуть приймати участь у регулюванні). Реальна структура покриття навантаження значно відрізняється від структури встановленої потужності. Високе базове навантаження АЕС та необхідність дотримання існуючих правил роботи ринку в частині використання потужностей ТЕС (визначають мінімальний склад обладнання в залежності від температури оточуючого середовища) ускладнює регулювання графіка навантаження тепловими станціями. Використання маневрених можливостей газомазутних енергоблоків 300-800 МВт, що мають потенційно високий регулюючий діапазон (до 50 %) ускладнене через високу ціну на газ і мазут, ці блоки більшу частину часу перебувають у простої, або працюють на технічному мінімумі і не приймають участі в регулюванні графіка навантаження. У цих умовах основний тягар регулювання графіка навантаження припадає на вугільні блоки 150-200-300 МВт ТЕС. Внаслідок наявних технічних обмежень (у першу чергу у зв'язку з технічним зношенням), фактичний регулювальний діапазон вугільних блоків

становить від 15% до 20% при проектному 30-40%. У зв'язку з несприятливою структурою потужності (низька питома вага маневреної потужності, обмеження регулювального діапазону ТЕС), в енергосистемі практикуються щодобові зупинки 7-10 блоків на період нічного зниження навантаження з наступними їх пусками до ранкового/вечірнього максимуму навантаження. Такі режими приводять до додаткового спрацювання ресурсу устаткування, підвищеної аварійності та перевитрат палива. У весняно-літній період, з урахуванням вищезазначених факторів, а також базисного режиму ГЕС у період повені, до щодобових зупинок-пусків залучається ще більша кількість енергоблоків ТЕС. Загальна кількість пусків енергоблоків (корпусів блоків) ТЕС ГК 150-300 МВт продовжує залишатися на досить високому рівні і в 2015 році становила 2 542 проти 2 823 пусків у 2014 році [2].

Таким чином, з урахуванням зазначених вище проблем, можна зробити висновок, що існуючі в енергосистемі генеруючі джерела фактично знаходяться на стадії вичерпання фізичних можливостей для забезпечення добового регулювання та раціональних режимів роботи електростанцій, тому вже найближчим часом необхідне виконання їх реконструкції, а також введення нових високоманеврових потужностей. При цьому, значний вплив на збільшення регулюючих можливостей може бути забезпечений шляхом впровадження ринку допоміжних послуг .

Нерівномірний розподіл енергогенеруючих потужностей по регіонах країни призводить до ускладнення режимів роботи ОЕС України та її регіональних енергосистем, також низький рівень надійності електропостачання обумовлений тривалим недофінансування мережевого будівництва.

1.2 Загальна характеристика магістральних електричних мереж

Звітні технологічні витрати електроенергії в магістральних електричних мережах (клас напруги 800 – 220 кВ) за 2016 рік склали 3754,9 млн. кВт·год або 2,66 % від відпуску електроенергії в мережу (141378,3 млн кВт·год), що у

порівнянні із 2015 роком менше на 0,33 %. На рисунку 1.4 зображено динаміку фактичних витрат електроенергії в магістральних мережах [4].



Рисунок 1.4

В таблиці 1.1 представлено довжини та терміни експлуатації ПЛ за класом напруги (станом на 31.12.2016, що знаходяться на балансі НЕК "Укренерго" [5]).

Таблиця 1.1

Клас напруги	Всього, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації (років) (по ланцюгах)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
800 кВ	98,540	98,540	-	-	-	98,540
750 кВ	4120,541	4120,541	218,080	411,600	2382,690	1108,171
500 кВ	374,760	374,760	38,100		159,600	177,060
400 кВ	338,950	338,950	-	-	-	338,950
330 кВ	12862,389	13423,662	1276,368	798,278	2202,918	9146,098
220 кВ	3019,385	3975,965	178,628	56,425	338,212	3402,700
110 кВ	448,728	549,780	52,730	26,920	34,085	436,045
35 кВ	112,441	114,051	21,318	12,530	17,400	62,803
Разом:	21375,734	22996,249	1785,224	1305,753	5134,905	14770,367

В таблиці 1.2 представлено довжини та терміни експлуатації ПЛ за класом напруги в електроенергетичних системах (станом на 31.12.2016, що знаходяться на балансі НЕК "Укренерго" [5]).

Таблиця 1.2

ЕС	Всього, км		У т. ч. знаходяться в експлуатації (років)			
	по трасі	по ланцюгах	до 25	25-30	30-40	Більше 40
Дніпровська	3993,740	4264,620	194,260	623,340	594,510	2852,510
Донбаська	1346,049	1856,599	114,456	21,999	287,837	1432,307
Західна	3301,410	3678,910	90,860	100,100	1230,480	2257,470
Південна	2581,818	2650,972	644,819	-	881,129	1125,024
Південно-Західна	2259,870	2263,400	229,540	46,820	502,060	1484,980
Північна	4202,654	4545,013	344,903	432,894	680,592	3086,624
Центральна	2415,370	2425,620	15,760	20,500	780,00	1609,360
Разом:	21375,734	22996,249	1785,224	1305,753	5134,905	14770,367

В таблиці 1.3 представлено кількість підстанцій за класом напруги та встановлена потужність автотрансформаторів та силових трансформаторів (станом на 31.12.2016, що знаходяться на балансі НЕК "Укренерго" [5]).

Таблиця 1.3

Клас напруги, кВ	Кількість ПС, шт	Встановлена потужність АТ та СТ, МВА
110	4	286,0
220	33	9394,2
330	88	48897,9
400	2	1609,0
500	2	1753,0
750	8	16613,0
Разом	137	78553,1

1.2.1 Проблемні питання магістральних електричних мереж

Станом на кінець 2016 року більша частина магістральних і міждержавних електричних мереж зношена та неефективна: більше 90% ліній електропередачі напругою 220 кВ і вище та 55% основного устаткування підстанцій відпрацювали розрахунковий технічний ресурс (25 років), а 56% ЛЕП і 17% ПС експлуатуються понад 40 років.

1.3 Технічний стан розподільних електричних мереж

На сьогодні стан розподільних електричних мереж характеризується наступними показниками [2]:

- понад 6,6% ліній електропередачі напругою 35-110(150) кВ та 11,5% ліній електропередачі напругою 0,4- 10(6) кВ прийшли в технічно непридатний стан і потребують значних щорічних зростаючих витрат на технічне обслуговування та ремонт;

- близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни;

- фактичні витрати електричної енергії в електричних мережах в середньому складають 12,1%, а в мережах окремих компаній сягають 18%;

- внаслідок змін в структурі споживання електричної енергії, а саме: зростання навантажень в містах та зменшення їх в сільській місцевості – електричні мережі значних і найзначніших міст вимагають збільшення пропускної здатності та спорудження додаткових ПС 110 (150) кВ.

Витрати на ремонт електричних мереж по роках зменшилися і складають близько 60% від необхідних, які визначаються Правилами технічної експлуатації електричних мереж.

На сьогодні єдиним механізмом, який дозволяє керувати розвитком електричних мереж, є інвестиційні програми. Обсяг фінансування інвестиційних програм у 2013 році склав 3,772 млрд. грн., в 2014 – 2,023 млрд.

грн., в 2015 – 2,347 млрд. грн. Обсяги фінансування розвитку електричних мереж складають близько 75% від цієї суми [6].

Загальна кількісна характеристики існуючих електричних мереж 0,4 – 110 (150) кВ енергопостачальних компаній наведена в таблиці 1.4 [7].

Таблиця 1.4

Кількість	Напруга, кВ					Питома вага у загальній кількості, %
	110(150)	35	10(6)	0,4 кВ і нижче	Всього	
Лінії електропередачі						
Довжина ЛЕП, км, всього	34823,5	55810,8	292123,6	413453,7	796211,6	100
ПЛ	34803,2	55380,0	253705,8	383550,6	727439,6	91,4
КЛ	20,3	430,8	38417,8	29903,1	68772,0	8,6
Питома вага у загальній кількості, %	11,4		88,6		100	
Підстанції						
Кількість ПС, од.	1312	3412	182243		186967	
Питома вага у загальній кількості, %	2,5		97,5		100	
Сумарна потужність трансформаторів, МВА	48244	19615	37486		105345	
Питома вага у загальній кількості, %	64,4		35,6		100	

Згідно [7] стосовно співвідношення розвиненості мережі 0,4-110(150) кВ енергопостачальних компаній, то довжина ліній 35-110(150) кВ в одноколовому обчисленні становить 11,4% від загальної довжини мереж 0,4 – 110(150) кВ, кількість підстанцій 35-110(150) кВ складає 2,5%, а їх трансформаторна потужність – 64,4% від сумарної потужності трансформаторів 0,4-110(150) кВ. Серед ліній електропередачі (далі – ЛЕП) 0,4-10(6) кВ кількість КЛ 0,4-10(6) кВ становить 9,7%.

На сьогодні понад 6,6% ліній електропередачі напругою 35-110 (150)кВ та 11,5% ліній електропередачі напругою 0,4-10(6) кВ прийшли в технічно непрацездатний стан, близько 22,3% трансформаторів напругою 35-110 (150) кВ і 14,9% трансформаторів напругою 10(6) кВ відпрацювали передбачений технічною документацією термін експлуатації, мають значні втрати, недостатню надійність та потребують заміни [7].

1.3.1 Проблемні питання розподільних електричних мереж

Розподільні електричні мережі України напругою 0,4...35 кВ представляють кінцеву ланку в системі забезпечення споживачів електричною енергією. Вони перебувають у безпосередній взаємодії як зі споживачем, так і районними та магістральними електричними мережами. Тому стан та функціонування розподільних електричних мереж впливають на показники надійності, якості і ефективності роботи об'єднаної енергосистеми України [8].

На сьогоднішній день електричні мережі України базуються на застарілій конструкції середини 20 століття. Це одна з основних причин складності розширення мережевої інфраструктури для задоволення постійно зростаючих енергетичних потреб. У наступному десятилітті очікується, що попит на електроенергію зросте на 19%, а існуюча мережева інфраструктура має можливість збільшити свою продуктивність лише на 6% [9-11]. З цих причин відключення споживачів і перебої електропостачання – проблеми для більшості електричних мереж.

Традиційні системи електропостачання (далі - СЕП) мають ряд суттєвих недоліків, до яких можна віднести [9, 12, 13]: 1) зростання цін на електроенергію; 2) моральне та фізичне старіння активів; 3) зниження надійності електропостачання; 4) обмеженість приєднання нових споживачів електроенергії; 5) низька якість електроенергії; 6) високий рівень втрат електроенергії в мережах; 7) непрозорість і непослідовність регуляторної політики; 8) надмірне адміністративне втручання в діяльність ринку і його суб'єктів; 9) економічно необґрунтовані тарифи на виробництво й передачу

електроенергії; 10) практика перехресного субсидування між групами споживачів і між споживачами різних галузей; 11) низька ефективність управління активами, що перебувають у державній власності, та інші проблеми наведені в таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 - Недоліки сучасних СЕП України та їхній опис

Недоліки	Опис
Значна фізична та моральна зношеність обладнання	Подальша експлуатація такого обладнання несе значні ризики не тільки щодо виконання головної функції – забезпечення економіки і населення електроенергією, але й щодо виникнення техногенних аварій, неконтрольованого збільшення собівартості електроенергії, загострення екологічних проблем
Незбалансованість структури генеруючих потужностей нестача ресурсів для ефективного регулювання потужності та частоти	За відсутності достатнього попиту на електроенергію вночі в країні обмежується не лише виробництво дешевої атомної електроенергії, а й вимушено зупиняється до десятка енергоблоків ТЕС, щоб вранці знов запустити їх на повну потужність
Недосконалість систем вимірювання, автоматики, релейного захисту та оперативного керування	Відставання з впровадження сучасних технологій, обладнання, приладів та засобів забезпечення ефективного та надійного функціонування електричних мереж та систем
Відсутність маневрових та пікових потужностей	ОЕС не в змозі забезпечити оптимальний графік навантажень, вимоги із частоти, рівні напруги і, зрештою, ефективну синхронну роботу з енергетичними об'єднаннями інших країн
Нестабільна робота та виникнення аварійних ситуацій	Стан споживачів електроенергії, а також процеси, які протікають в них, є маловідомими для джерела електроенергії, що спричинює виникнення різного роду аварійних ситуацій
Висока собівартість електроенергії через низьку ефективність її генерації та передачі	Причиною цього є недостатньо висока ефективність генерації електроенергії, передачі до споживачів та процесу споживання
Відсутність механізмів накопичення інформації про час та обсяги споживання	Такі механізми дають змогу раціоналізувати споживання та зменшити навантаження на електромережу в цілому

Ці складові розглядаються як основа для досягнення глобальної мети – забезпечення сталого розвитку, що гарантує стабільне зростання економіки,

рівня життя населення, захист навколишнього середовища та його збереження для наступних поколінь [14].

Зараз гостро постає питання оновлення енергетичної системи України. Така ситуація співпала з розвитком нового напрямку галузі – інтелектуальної енергетики, що в світі отримала назву Smart Grid [9, 12, 15, 16].

1.4 Технічний стан та організація експлуатації енергетичного обладнання споживачів

Згідно з [17] за інформацією електропередавальних організацій, які здійснюють ліцензовану діяльність з постачання електричної енергії за регульованим тарифом, станом на 01.01.2018 на підконтрольних Україні територіях налічувалось 17 405 383 споживачі електричної енергії (за договорами) з урахуванням побутових споживачів, що на 66 522 од. більше, ніж на початок 2017 року.

Розподіл споживачів електричної енергії мав наступний вигляд:

- промислових та прирівняних до них споживачів – 51 480;
- виробничих сільськогосподарських – 24 044;
- непромислових та інших – 454 415;
- побутових – 16 875 444.

Характеристика розподілу кількості споживачів за регіонами:

- Дніпровський регіон – 2 771 970;
- Донбаський регіон – 1 262 296;
- Західний регіон – 2 810 915;
- Південний регіон – 1 971 000;
- Південно-Західний регіон – 2 150 763;
- Північний регіон – 2 503 417;
- Центральний регіон – 3 935 022.

На рисунку 1.5 зображено розподіл загальної кількості споживачів електричної енергії у 2017 році за регіонами (%).

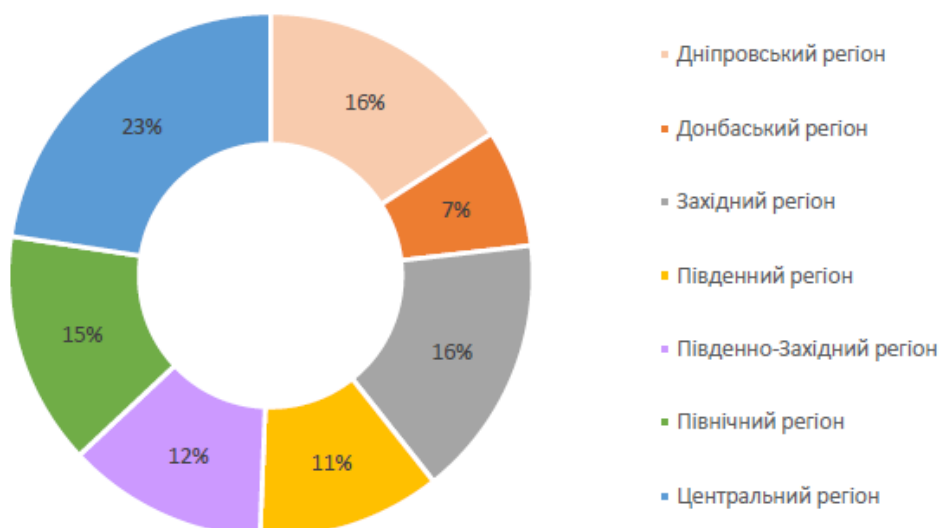


Рисунок 1.5

Держенергонагляд у 2016 році у галузі електроенергетики провів понад 11,8 тис. заходів з державного енергетичного нагляду. У споживачів електричної енергії було проведено 8001 захід з державного енергетичного нагляду(контролю) з питань технічного стану, організації експлуатації електроустановок та режимів споживання електричної енергії. За результатами проведених заходів виявлено 137,8 тис. порушень вимог чинного законодавства, на усунення яких видано 5044 розпорядчі документи. Таким чином у середньому 17 порушень виявлялось у кожного споживача [17].

Слід зазначити перелік питань, які підлягають розгляду та за якими виявлено порушення зазначені в [18], яким затверджено уніфіковану форму акту для здійснення державного енергетичного нагляду. 80 % питань передбачених для розгляду стосуються технічного стану енергетичного обладнання споживача. Зазначене підтверджує недостатній рівень організації експлуатації та забезпечення належного технічного стану енергетичних об'єктів споживача.

1.5 Аналіз проблемних питань об'єктів енергетики

Ключовою проблемою електроенергетичної галузі є високий рівень зношення електроенергетичного обладнання, що використовується для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, основна частина якого введена в експлуатацію в 1960–1970-х роках минулого століття, а спроектована за нормами 1950-х років. На переважній більшості електричних станцій проектний ресурс обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад парковий термін експлуатації. Аналогічна ситуація спостерігається і з мережевим обладнанням системи передачі та систем розподілу електричної енергії [19].

Нормативно-правова база та методи, що застосовуються для регулювання діяльності в секторі, не відповідають вимогам сьогодення та не створюють необхідних стимулів для інвестування в оновлення обладнання та розвиток галузі. На ринку електричної енергії зберігається викривлена система ціноутворення (як на оптовому, так і в роздрібному сегментах), відсутність ринкових механізмів формування цін та глибокий рівень перехресного субсидіювання, особливо побутових споживачів. Одним із проблемних залишається питання рівня оплати за куплену електричну енергію на оптовому ринку електроенергії, що призводить до заборгованості перед її виробниками. Залишається нестабільною ситуація з постачанням палива на електростанції, що працюють на антрацитовій групі вугілля. Хоча встановлена потужність виробництва в ОЕС України суттєво перевищує пікові навантаження, через застарілість обладнання та недостатні запаси вугілля на електростанціях реальна доступна потужність електростанцій є нижчою, і в окремі періоди спостерігається дефіцит резервних потужностей. Відсутність потужних зв'язків з енергетичним об'єднанням ENTSO-E обмежує можливості енергосистеми України щодо диверсифікації джерел постачання електроенергії у періоди недостатності внутрішнього виробництва [20].

Згідно з [21] аналіз функціонування усіх складових частин електроенергетичної галузі України свідчить, що ОЕС України, в цілому,

забезпечує поточні суспільні потреби країни в електричній енергії, а також здійснення її експорту, імпорту та транзиту, проте в роботі ОЕС існує цілий ряд ризиків і негативних тенденцій, які вже зараз перешкоджають здійсненню функцій виробництва і транспортування електричної енергії з прийнятними рівнями надійності та ефективності, з дотриманням сучасних вимог щодо енергозбереження, охорони навколишнього природного середовища та техногенної безпеки. До основних факторів, які негативно впливають на роботу ОЕС України, належать:

- фізичне зношення й моральне старіння більше, ніж 80% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ;
- відпрацювання розрахункового технічного ресурсу більшістю ЛЕП і ПС напругою 220 кВ і вище;
- наближення до закінчення строку проектної експлуатації енергоблоків АЕС;
- не завершеність, у відповідності з проектами, схем видачі потужності АЕС і передачі її до енергодефіцитних регіонів, особливо до центру й на схід країни;
- зниження базового електроспоживання;
- неоптимальна структура генеруючих потужностей;
- дефіцит маневрених і регулюючих потужностей в енергосистемі, недостатня забезпеченість мобільним резервом на ТЕС;
- недостатні рівні статичної і динамічної стійкості окремих вузлів енергосистеми.

До зменшення витрат електричної енергії в мережах енергопостачальних компаній мають призводити технічне переоснащення та реконструкція електричних мереж, що проводяться в зв'язку зі старінням основних фондів і їх моральним зносом. В планах розвитку розподільних мереж для зменшення витрат електричної енергії разом з оновленням електричних мереж є ряд заходів, направлених на вдосконалення схем електричних мереж та поліпшення технічного стану їх елементів, а саме:

- реконструкція існуючих мереж шляхом розукрупнення розгалужених ліній, скорочення довжин протяжних ЛЕП, будівництва ПС 35-110 (150) кВ та встановлення розвантажувальних ТП;
- підвищення пропускної здатності ділянок мережі, а саме заміна проводів та кабелів на нові більшого перерізу, підвіска другого кола на існуючих опорах ПЛ та прокладання другого кола КЛ;
- поетапне переведення існуючих мереж 6 кВ на напругу 10 кВ;
- застосування в електричних мережах сучасних типів комутаційних апаратів;
- заміна трансформаторів на сучасні зі зниженими втратами. За необхідністю заміна трансформаторів на більш потужні;
- встановлення на ПС та в ТП регулюючих пристроїв та джерел реактивної потужності для підвищення пропускної здатності мережі та зниження рівня втрат електроенергії.

1.6 Загальні підходи до формування системи моніторингу об'єктів енергетики

Для забезпечення своєчасного реагування на зміни, що відбуваються в ОЕС України та у споживача, формування рішень щодо усунення наслідків, зокрема переривів в електропостачанні повинна бути створена та налаштована модель моніторингу об'єктів енергетики, яка представлена на рисунку 1.6.

Згідно [22] єдність цілей та системи завдань утворюють цільовий блок моделі, комплексне рішення яких забезпечить її досягнення. Мета - поліпшення якості системи моніторингу об'єктів енергетики та підвищення рівня компетентності персоналу. В цільовому блоці окреслено зміст й розвиток інших блоків моделі та описано умови їхньої взаємодії та поєднання в одне ціле.

Технологічний блок даної моделі показує технологію проведення моніторингу об'єктів енергетики з метою поліпшення якості системи моніторингу та підвищення рівня компетентності персоналу.

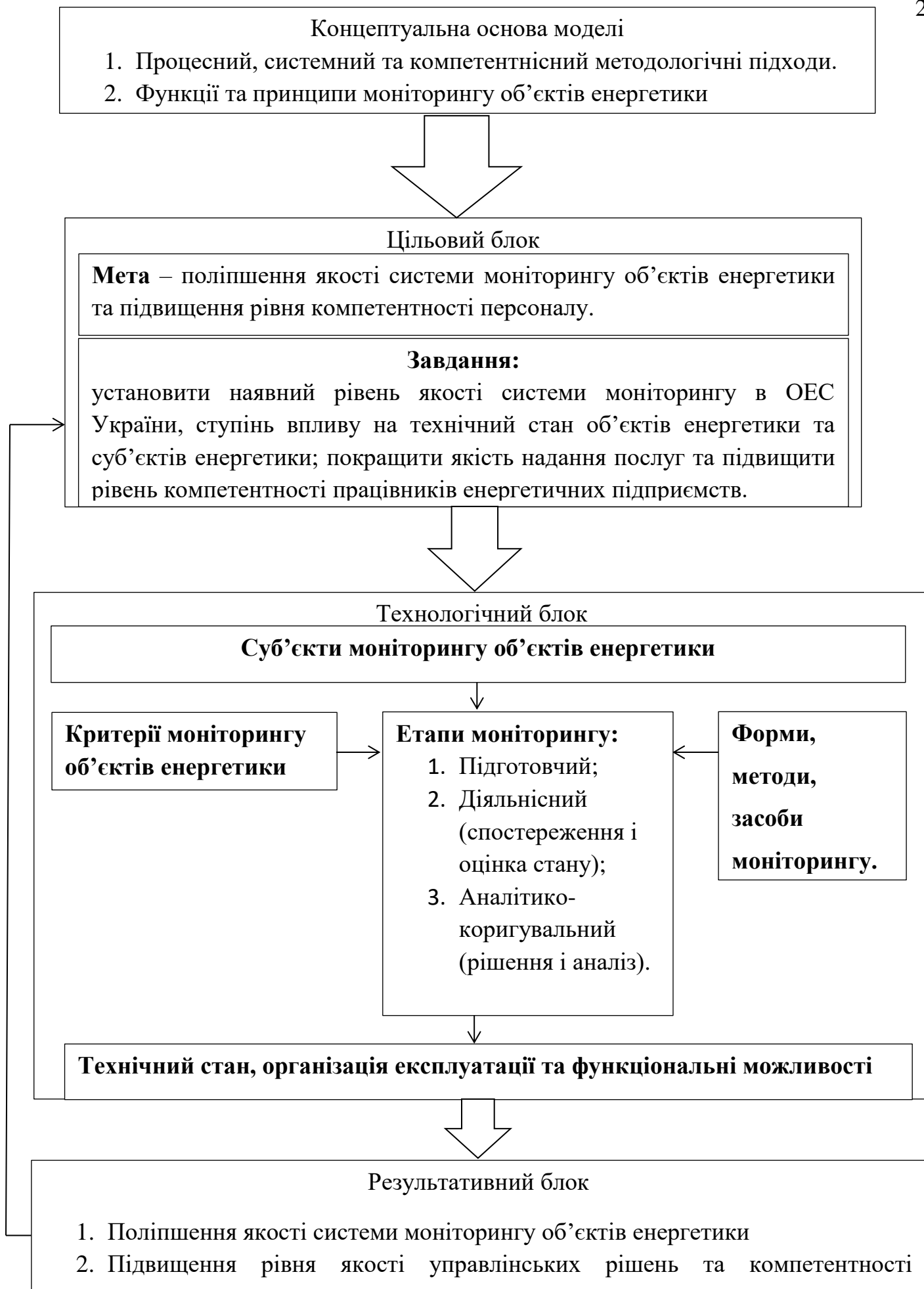


Рисунок 1.6

Також технологічний блок передбачає систематизацію та аналіз отриманих даних, виявлення рівня негативного чи позитивного впливу тих чи тих управлінських рішень на систему моніторингу, прийняття щодо поліпшення якості системи моніторингу об'єктів енергетики.

Результативний блок містить чітке уявлення про якість системи моніторингу об'єктів енергетики та ефективність системи управління цією якістю, результативність проведеного коригування управлінської діяльності та ступень досягнення мети й завдань моніторингу. Останнє свідчить про те, що цільовий та результативний блоки постають у своїй єдності, оскільки отримані результати моніторингу ми порівнюємо з метою та завданнями моделі [22].

На рисунку 1.7 представлено цикл моніторингу об'єктів енергетики.



Рисунок 1.7

Запропонована модель моніторингу може бути реалізована для генеруючих об'єктів, магістральних електричних мереж та розподільних електричних мереж. Далі в роботі будуть досліджуватися системи моніторингу елементів електричних мереж.

РОЗДІЛ 2

НАУКОВО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ

2.1 Загальні підходи формування системи моніторингу елементів електричних мереж

Для забезпечення надійності роботи обладнання, своєчасного усунення порушень в його роботі необхідним є проведення оцінки технічного стану, яка зокрема має входити до системи моніторингу розподільних електричних мереж.

З урахуванням [23] моніторинг розподільних електричних мереж - спеціально організоване систематичне автоматичне спостереження за технологічними процесами електричних мереж з оцінкою або без оцінки їхнього стану. Моніторинг вже розглядається і як спостереження, так і спостереження та оцінка стану. При цьому під оцінкою стану вважається не тільки поточна оцінка, а і ретроспективний аналіз та прогнозування стану. Моніторинг розподільних електричних мереж розуміється автоматичним, якщо не оговорено інше. Обґрунтованою на сьогодні є вимога щодо включення до складу процесу моніторингу питань винесення рішення про подальшу роботу об'єкту електричної мережі. Це обумовлено перш за все необхідністю on-line реагування на процеси, що проходять в мережах. На рисунку 2.1 зображена пропозиція щодо моделі моніторингу розподільних електричних мереж.

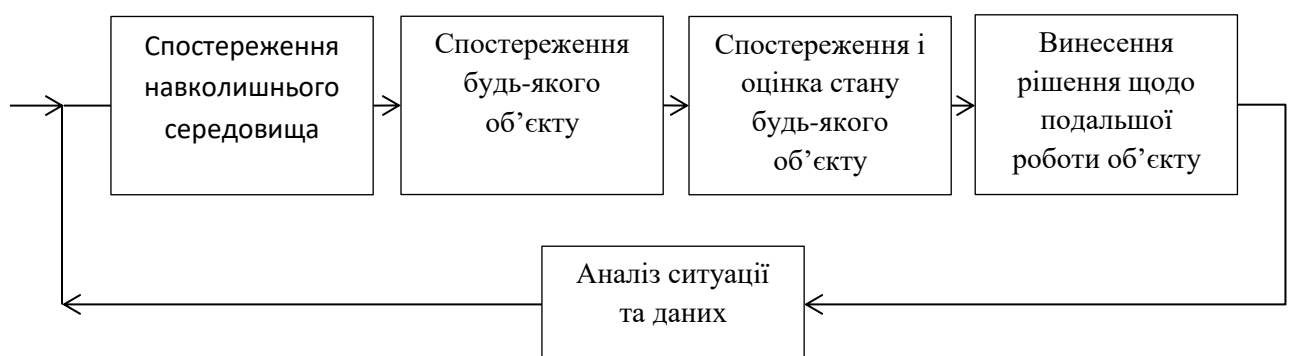


Рисунок 2.1

Як зазначається [23] у цьому визначенні моніторингу розподільних електричних мереж мається на увазі те, що будь-який технологічний процес – це не тільки власне процес, а і, по-перше, все те різноманітне обладнання, за допомогою якого він реалізується (системи, машини, апарати, установки та інше), по-друге, функціональні матеріали (провідникові, магнітні, ізоляційні, оптичні, конструкційні та ін.), які використовуються для забезпечення технологічного процесу і, по-третє, зовнішнє середовище (погода, електромагнітне поле, радіація та інші явища), що помітно впливає на технологічний процес. Усі ці складові основного технологічного процесу підлягають моніторингу розподільних електричних мереж.

Як зазначається в різних наукових виданнях, результат моніторингу – це інформація у вигляді даних, графіків, показань, суджень, яка відображає як підсумок спостереження за поточним станом, так і отриману характеристику технологічного та технічного положення розподільчих електричних мереж в різносторонніх умовах використання, що дуже важливо при технологічному порушенні та аварії.

З урахуванням зазначеного, моніторинг розподільних електричних мереж можна визначити також і як моніторинг всього того, що визначає технологічні процеси розподільчих електричних мереж (власне процеси, обладнання, середовища, явища та ін.).

З урахуванням [23], що стосується основних завдань моніторингу розподільних електричних мереж, то їх можна визначити наступним чином:

- негайне, в on-line режимі, забезпечення інформацією в необхідному, інколи досить малому реальному часі автоматичного керування (автоматичного регулювання, автоматики, релейного захисту, стеження та ін.) і забезпечення інформацією автоматизованого та ручного оперативно-диспетчерського керування;

- накопичення даних, створення баз даних, баз знань, архівів;

- проведення перспективного (прогноз, планування) аналізу ситуацій,

ретроспективного (тенденції, напрями, оцінки розвитку), поточного (спостереження, контроль, діагностика, розпізнавання образів) та оцінка стану розподільних електричних мереж;

- формування обміну та передачі моніторингової інформації між об'єктами та суб'єктами, що мають відношення до розподільчих електричних мереж та їх технологічних процесів.

Враховуючи викладене вище, класифікацію моніторингу розподільчих електричних мереж за функціональною ознакою можна представити наступним чином:

- моніторинг оператора системи розподілу;
- моніторинг зі спостереженням стану розподільчих мереж (підрахунок, вимірювання);
- моніторинг зі спостереженням і оцінкою, а також прийняттям рішення щодо стану розподільчих мереж (контроль, діагностика, розпізнавання образів).

При цьому уніфікованими складовими для 2 і 3 слід вважати: індикацію, реєстрацію та передачу інформації.

За результатами розгляду може бути сформована модель моніторингу системи розподілу, при цьому важливим є забезпечення її зв'язку з завданнями Регулятора та наглядових органів для забезпечення надійного постачання електричної енергії споживачам.

В 2017 році було ухвалено Закон України "Про ринок електричної енергії України", суб'єктами відносин в якому виступають оператор системи розподілу і споживачі, в частині забезпечення надійності електропостачання. З іншого боку, згідно постанови НКРЕКП від 23.03.2017 № 345 Про затвердження форм звітності № 11-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників надійності електропостачання» та № 12-НКРЕКП (квартальна) «Звіт щодо показників комерційної якості надання послуг» та інструкцій щодо їх заповнення, національна комісія України, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, приділяє особливу увагу показникам якості надання послуг з

передачі та постачання електроенергії. Згідно з [24] НКРЕКП визначило основні показники надійності електропостачання для електророзподільних компаній: індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIDI), індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (SAIFI) та розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (ENS), а також процедуру збору первинної інформації, її обробки та надання звітності до НКРЕКП з метою моніторингу даних показників. Динаміку щодо фактичних показників SAIDI та ENS по Україні за період 2010-2017 років наведено на рисунку 2.2.

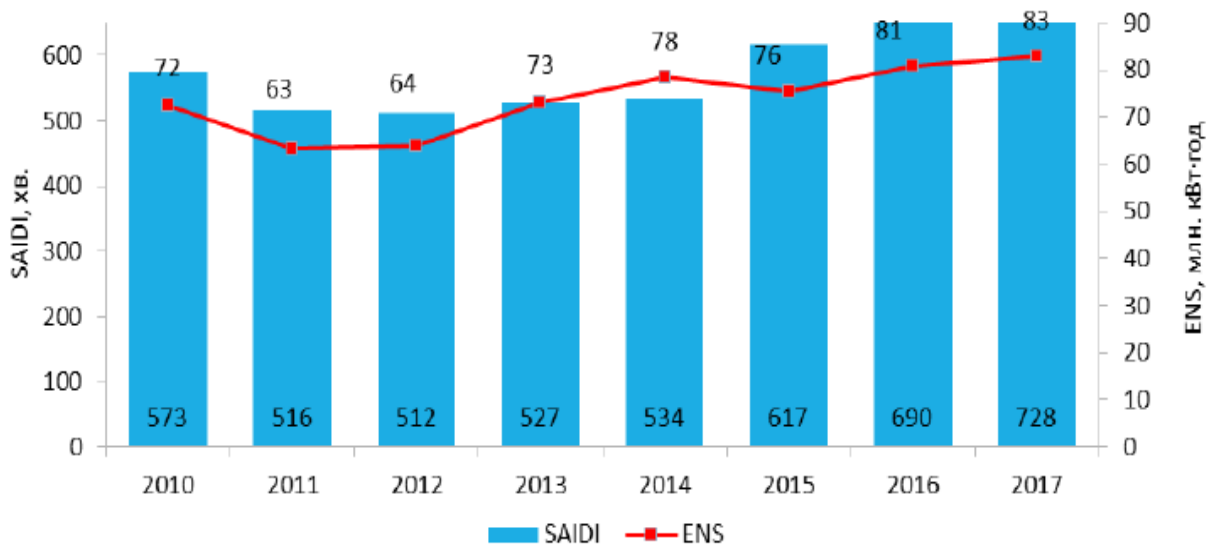


Рисунок 2.2

У 2017 році загальний показник SAIDI по Україні зріс на 5,4 %. Зокрема порівняно з попереднім роком показники SAIDI у 2017 році зросли у 19-ти електророзподільних компаній. НКРЕКП затверджує цільові показники якості електропостачання для електророзподільних компаній. Цільові індекси SAIDI (з вини компаній – планових без попереджень переривань та переривань, пов'язаних з технологічними порушеннями в мережах) за 2017 рік по кожному ліцензіату, що здійснює господарську діяльність з передачі електричної енергії

місцевими (локальними) електромережами, встановлено постановою НКРЕКП від 25.05.2017 № 685.

У порівнянні з даними 2016 року показники SAIDI з вини компаній зросли у 19 компаній. Найбільше показники SAIDI з вини компаній вирости в АК «Харківобленерго» (у 2,0 рази), ТОВ «Луганське Енергетичне Об'єднання» (у 1,9 рази), ПрАТ «Волиньобленерго» (в 1,7 рази), ПАТ «Черкасиобленерго» (у 1,5 рази), ПАТ «ЕК «Чернівціобленерго» (у 1,5 рази).

Порівняно з країнами ЄС показники SAIDI в Україні є значно вищими. Це обумовлюється у тому числі і тим, що в країнах ЄС здійснюється не лише моніторинг показників надійності електропостачання, а й їх регулювання, високим рівнем зносу електричних мереж в Україні, а також значно вищою часткою кабельних мереж у країнах ЄС, що зменшує частоту перерв в електропостачанні. Показники SAIDI країн Європи та України наведено на рисунку 2.3.

Сьогодні НКРЕКП створено нормативну базу регулювання показників SAIDI для компаній, які переходять на стимулююче регулювання, шляхом коригування необхідного доходу компанії за даними виконання завдання щодо досягнення цільових показників SAIDI. Зокрема, для таких компаній на восьмий рік з початку переходу на стимулююче регулювання встановлено цільові значення: SAIDI = 150 хвилин для міської та 300 хвилин для сільської місцевості.

У 2017 році НКРЕКП визначила основні показники безперервності передачі електричної енергії магістральними мережами: обсяг недовідпущеної електроенергії в розподільні мережі та прямим споживачам (ENS), індекс середньої тривалості відключень у системі (AIT).

За даними форми звітності ДП «НЕК «Укренерго» № 13-НКРЕКП (річна) у 2017 році показник ENS внаслідок технологічних порушень у мережах ліцензіата становив 29 тис. кВт·год, показник АІТ внаслідок технологічних порушень у мережах ліцензіата – 0,13 хв.

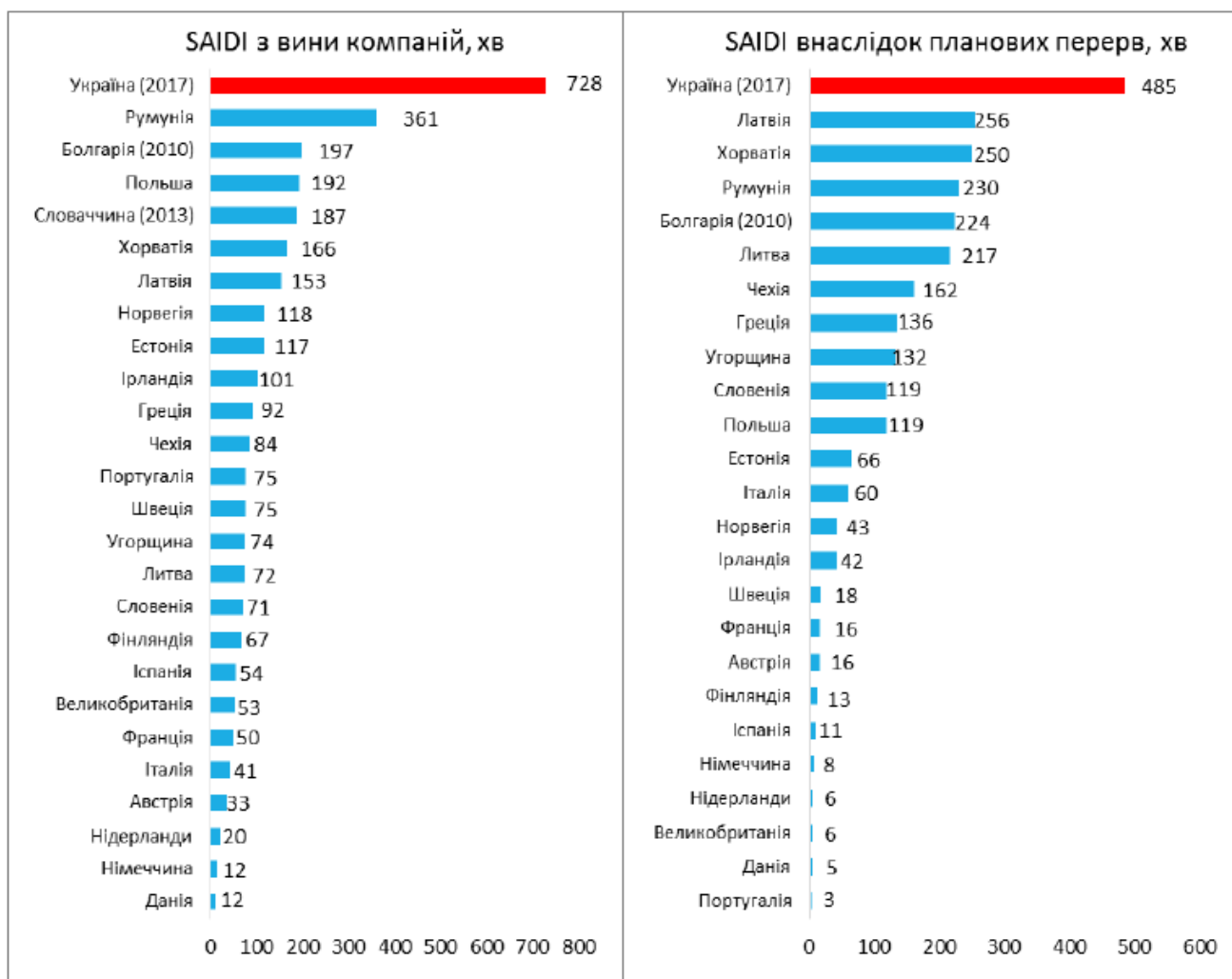


Рисунок 2.3

Показники якості електричної енергії (яка характеризується рівнем напруги, частоти, перенапруги тощо) сьогодні визначено у ДСТУ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення» та ДСТУ EN 50160:2014 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності».

Зростання показників головним чином зумовлене підвищенням достовірності первинних даних за рахунок: підвищення точності реєстрації перерв в електропостачанні на рівні напруги 0,4...20 кВ, зокрема завдяки розвитку колцентрів компаній; поглибленої перевірки даних окремих компаній у рамках планових перевірок та надання за результатами перевірок усім компаніям роз'яснення щодо уникнення типових порушень у реєстрації перерв в електропостачанні [25].

2.2 Загальна характеристика методичних засад проведення оцінки

На даний момент в діючих електропостачальних системах України для підтримки парку силових трансформаторів, в справному технічному стані найчастіше використовується планово-попереджувальна система моніторингу, технічного обслуговування і ремонту, яка регламентує виконання робіт по експлуатації з певною, чітко заданою, періодичністю. Існуюча система моніторингу, представлена в «Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільних мереж напругою 0,38-20 кВ з повітряними лініями електропередачі» затверджена міністерством палива та енергетики України від 03.12.2005 наказом № 60 базується на людському факторі, який не гарантує точності.

2.2.1 Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6—20 кВ

Згідно з [26] на даний час вибір заходів щодо обслуговування електричних мереж здійснюється на основі якісної оцінки технічного стану об'єктів (ДСТУ 3429, «Правила устройства электроустановок», «Методические указания по обеспечению при проектировании нормативных уровней надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей»). Для визначення технічного стану об'єкта використовуються такі якісні критерії :

- добрий технічний стан;
- підлягає капітальному ремонту;
- підлягає реконструкції;
- підлягає повній заміні.

В даний час основними ознаками при виборі показника оцінки технічного стану об'єкта є такі критерії експлуатаційних робіт, проведених на об'єкті:

- у доброму технічному стані знаходяться об'єкти, в яких дефекти не виявлені або виявлені дефекти усуваються виконанням робіт, що відносяться до номенклатури технічного обслуговування;
- об'єкт підлягає капітальному ремонту (знаходиться в задовільному стані), якщо обсяг робіт з усунення виявлених дефектів відноситься до

номенклатури капітального ремонту і спрямований на збереження (відновлення) колишніх техніко-економічних характеристик об'єкта в межах засобів амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт.

Об'єкт підлягає реконструкції (знаходиться в незадовільному стані) при:

- перевищенні обсягів робіт з усунення виявлених дефектів номенклатури обсягів робіт капітального ремонту, визначеної згідно з «Методическими указаниями по организации системы эксплуатационного обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-20 кВ трансформаторных подстанций напряжением 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов 6-20 кВ», що провадяться за рахунок амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт;
- необхідності істотного поліпшення основних техніко-економічних характеристик об'єкта при проведенні різних типів робіт;
- об'єкт підлягає повній заміні (знаходиться в непридатному стані), якщо подальша його експлуатація технічно або економічно неможлива (недоцільна), оскільки необхідна заміна основного устаткування, стан якого не відповідає вимогам нормативно-технічної документації, або ж необхідна заміна непридатної до експлуатації будівельної частини. До реконструкції ліній електропередачі відносяться такі роботи, як підвищення їх пропускної здатності за рахунок збільшення перерізу проводів, підвищення другого кола або переходу на більш високий клас напруги, підвищення її механічної міцності (за рахунок установа додаткових опор задля зменшення довжини прольотів тощо), а також оснащення лінії пристроями автоматики, телемеханіки і дистанційних визначень до місць пошкодження.

До реконструкції ТП відносяться роботи з модернізації або заміни основного устаткування на устаткування більшої потужності або більш високої номінальної напруги, зміни електричної схеми підстанції, її розширення, а також роботи з оснащення підстанції пристроями автоматики і телемеханіки. Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 6-20 кВ визначається

з урахуванням технічного стану таких основних елементів ПЛ напругою 6-20 кВ: опор, ізоляторів і проводів.

Технічний стан опор однієї ПЛ напругою 6-20 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності опор КДО даної ПЛ [26]:

$$\text{КДО} = (0,87 \cdot \text{ОДД} + \text{ОДЗ}) / (0,87 \cdot \text{ОУД} + \text{ОУЗ}) \cdot 100 ,$$

де 0,87 - коефіцієнт приведення обсягу енергодеревини до обсягу залізобетону;

ОДД - обсяг дефектної енергодеревини опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, мЗ;

ОДЗ - обсяг дефектного З/Б опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, мЗ;

ОУД - обсяг установленної енергодеревини опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, мЗ;

ОУЗ - обсяг установленного З/Б опор даної ПЛ, що знаходиться в експлуатації за станом на 31 грудня звітного року, мЗ. Обсяги дефектної енергодеревини і дефектного З/Б опор ПЛ напругою 6-20 кВ визначаються виходячи з кількості дефектних елементів, зареєстрованих на даній ПЛ напругою 6-20 кВ за станом на 31 грудня звітного року:

$$\text{ОДД} = \sum_i^l n_{Di}^D V_{Di};$$

$$\text{ОДЗ} = \sum_j^m n_{3j}^D V_{3j},$$

де n_{Di}^D, n_{3j}^D - відповідно кількість дефектних дерев'яних (i) і залізобетонних елементів опор ПЛ напругою 6-20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт.;

l і m - кількість дерев'яних (i) і залізобетонних (j) елементів у опорах ПЛ напругою 6-20 кВ відповідно;

V_{Di}, V_{3i} - розрахунковий обсяг одного елемента опор напругою ПЛ 6-20 кВ, мЗ.

Обсяги встановленої енергодеревини і встановленого З/Б опор напругою ПЛ 6-20 кВ визначаються на підставі кількості встановлених елементів на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року:

$$\text{ОУД} = \sum_i^l n_{Di}^y V_{Di};$$

$$\text{ОУЗ} = \sum_j^m n_{3j}^y V_{3j},$$

де n_{Di}^y, n_{3j}^y - відповідно кількість установлених дерев'яних (i) і залізобетонних (j) елементів опор ПЛ напругою 6-20 кВ на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт.

Технічний стан ізоляторів однієї ПЛ напругою 6-20 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності ізоляторів (КДІ) даної ПЛ:

$$\text{КДІ} = \frac{n_1^D}{n_1^y} \cdot 100,$$

де n_1^D - кількість дефектних ізоляторів ПЛ напругою 6-20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт. Перелік дефектів ізоляторів, за наявності яких ізолятор вважається дефектним;

n_1^y - кількість установлених ізоляторів ПЛ напругою 6-20 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт.

Технічний стан проводів однієї ПЛ напругою 6-20 кВ встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності проводів КДП даної ПЛ:

$$\text{КДП} = \frac{L_{\Pi}^D}{L_{\Pi}^y} \cdot 100,$$

де L_{Π}^D - довжина дефектних проводів ПЛ напругою 6-20 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км;

L_{Π}^y - довжина встановлених проводів ПЛ напругою 6-20 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км.

Комплексна якісна оцінка технічного стану однієї ПЛ напругою 6-20кВ устанавлюється на підставі коефіцієнта дефектності КДВ даної ПЛ:

$$\text{КДВ} = 0,48 \cdot \text{КДО} + 0,07 \cdot \text{КДІ} + 0,45 \cdot \text{КДП},$$

де 0,48; 0,07; 0,45 - вагові коефіцієнти, що відбивають відповідно вплив технічного стану опор, ізоляторів і проводів на вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів ПЛ напругою 6-20 кВ справними елементами.

На підставі значення коефіцієнта дефектності даної ПЛ визначається комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

Значення коефіцієнта дефектності КДВ, %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ 6 - 20 кВ і її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
	Добрий	ТО	1	
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	КР	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

Комплексна якісна оцінка технічного стану сукупності ПЛ напругою 6-20 кВ устанавлюється на підставі комплексних якісних оцінок кожної з вхідних у дану сукупність ПЛ:

$$\text{КДСВ} = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100,$$

де $L_1 + L_2 + L_3 + L_4$ - сумарна довжина ПЛ напругою 6-20 кВ, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані, км;

0; 0,1; 0,3; 0,6 - вагові коефіцієнти комплексної оцінки технічного стану ПЛ напругою 6-20 кВ.

2.2.2 Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП напругою 6-20/0,38 кВ

Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП напругою 6-20/0,38 кВ різних типів визначається з урахуванням технічного стану таких елементів:

а) для щоглових трансформаторних підстанцій (далі - ЩТП) [26]:

1. Будівельна частина;
2. Корпус РУ 0,38 кВ;
3. Силові трансформатори;
4. Комутаційні апарати 6-20 кВ;
5. Апарати захисту від перенапруги 6-20 кВ;
6. Ізоляція збірних шин 6-20 кВ;
7. Комутаційні апарати 0,38 кВ;
8. Ізоляція збірних шин 0,38 кВ;
9. Ізоляція проводів низьковольтної комутації.

б) для комплектних трансформаторних підстанцій (далі - КТП):

1. Будівельна частина;
2. Корпуси РУ 6-20 і 0,38 кВ;
3. Силові трансформатори;
4. Комутаційні апарати 6-20 кВ;
5. Апарати захисту від перенапруги 6-20 кВ;
6. Ізоляція збірних шин 6-20 кВ;
7. Комутаційні апарати 0,38 кВ;
8. Апарати захисту від перенапруги 0,38 кВ;
9. Ізоляція збірних шин 0,38 кВ;
10. Ізоляція проводів низьковольтної комутації;

в) для закритих трансформаторних підстанцій (далі - ЗТП):

1. Будівельна частина;
2. Корпуси РУ 6-20 і 0,38 кВ;
3. Силові трансформатори;
4. Комутаційні апарати 6-20 кВ;

5. Апарати захисту від перенапруги 6-20 кВ;
6. Ізоляція збірних шин 6-20 кВ;
7. Комутаційні апарати 0,38 кВ;
8. Апарати захисту від перенапруги 0,38 кВ;
9. Ізоляція збірних шин 0,38 кВ;
10. Ізоляція проводів низьковольтної комутації.

Технічний стан будівельної частини ЩТП, змонтованої на опорах, і КТП, що встановлюються на вертикальних і горизонтальних стійках, визначається на підставі КДО за формулами. Дефекти елементів опор будівельної частини ЩТП і КТП, при наявності яких відповідний елемент підлягає заміні. Розрахунковий обсяг елемента будівельної частини ЩТП і КТП варто приймати з урахуванням його розміру.

Основні елементи будівельної частини ЗТП вважаються дефектними і такими, що підлягають заміні, при наявності дефектів. При наявності хоча б одного з таких дефектів ЗТП коефіцієнт дефектності будівельної частини КДЧ ЗТП приймається рівним 100, при відсутності - рівним 0.

Корпуси РП-10 кВ ЩТП, корпуси РП 6-20 кВ і РП 0,38 кВ КТП і ЗТП підлягають заміні при наявності в них дефектів з кодами С42*, С43* і С52. Відповідно при наявності хоча б одного такого дефекту коефіцієнт дефектності корпуса (КДК) ЩТП, КТП і ЗТП приймається рівним 100, а за відсутності - рівним 0.

Силовий трансформатор 6-20/0,38 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважається дефектним і підлягає заміні при наявності в ньому хоча б одного з дефектів з кодами Я11, Я12, Я15 або Я18. Відповідно при наявності хоча б одного такого дефекту коефіцієнт дефектності силового трансформатора (КДТ) приймається рівним 100, а при відсутності - рівним 0.

Комутаційний апарат 6-20 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважається дефектним і підлягає заміні при наявності в ньому хоча б одного дефекту з кодами В62*, В63*, В71, В73*, В75*, В81*, В91-В93*, В94, В95*-В98*. Відповідно при

наявності хоча б одного з цих дефектів коефіцієнт дефектності комутаційного апарата (далі - КДКАВН) приймається рівним 100, а при відсутності - рівним 0.

Апарат захисту від перенапруг РП 6-20 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважається дефектним і підлягає заміні при наявності в ньому хоча б одного дефекту з кодами В62*, В63*, В71, В73*, В75*, В81*. В91*-В93*, В94, В95*-В98*. Відповідно при наявності хоча б одного з цих дефектів коефіцієнт дефектності комутаційного апарата (далі - КДЗАВН) приймається рівним 100, а при відсутності - рівним 0. Ізолятори шин і приєднань РП 6-20 кВ ЩТП, КТП і ЗТП вважаються дефектними і підлягають заміні при наявності в них хоча б одного з дефектів з кодами В31, В33*, В41, В43*, В51, В53*. Відповідно при наявності цього дефекту коефіцієнт дефектності КДІНН приймається рівним 100, а при відсутності - рівним 0.

Для встановлення комплексної якісної оцінки технічного стану ТП напругою 6-20/0,38 кВ обчислюється коефіцієнт дефектності конкретної ТП за формулами:

для ЩТП:

$$\begin{aligned} \text{КДЩТП} = & 0,24\text{КДО} + 0,11\text{КДК} + 0,25\text{КДТ} + 0,08\text{КДКАВН} + 0,08\text{КДЗАВН} + \\ & + 0,08\text{КДІВН} + 0,08\text{КДКА}_{\text{нн}} + 0,08\text{КДЗА}_{\text{нн}} + 0,04\text{КДІ}_{\text{нн}}; \end{aligned}$$

для однострансформаторних КТП тупикового типу:

$$\begin{aligned} \text{КДКТП1} = & 0,1\text{КДО} + 0,2\text{КДК} + 0,25\text{КДТ} + 0,1\text{КДКА}_{\text{вн}} + 0,09\text{КДЗАВН} + \\ & + 0,09\text{КДІ}_{\text{вн}} + 0,09\text{КДКА}_{\text{нн}} + 0,05\text{КДЗА}_{\text{нн}} + 0,05\text{КДІ}_{\text{нн}}; \end{aligned}$$

для однострансформаторних КТП прохідного типу:

$$\begin{aligned} \text{КДКТП1п} = & 0,09\text{КДО} + 0,18\text{КДК} + 0,22\text{КДТ} + 0,18\text{КДКАВН} + 0,08\text{КДЗАВН} + \\ & + 0,08\text{КДІВН} + 0,08\text{КДКА}_{\text{нн}} + 0,04\text{КДЗА}_{\text{нн}} + 0,05\text{КДІ}_{\text{нн}}; \end{aligned}$$

для двотрансформаторних КТП:

$$\begin{aligned} \text{КДКТП2П} = & 0,04(\text{КДО1}+\text{КДО2})+0,09(\text{КДК1}+\text{КДК2})+0,11(\text{КДТ1}+\text{КДТ2})+ \\ & +0,09(\text{КДКАВН1}+\text{КДКАВН2})+0,04(\text{КДЗАВН1}+\text{КДЗАВН2})+ \\ & +0,04(\text{КДІВН1}+\text{КДІВН2})+0,04(\text{КДКАнн1}+\text{КДКАнн2})+0,02(\text{КДЗАнн1}+ \\ & +\text{КДЗАнн2})+0,03(\text{КДІнн1}+\text{КДІнн2}); \end{aligned}$$

для однострансформаторних ЗТП:

$$\begin{aligned} \text{КДЗТП1} = & 0,2\text{КДЧ}+0,14\text{КДК}+0,2\text{КДТ}+0,1\text{КДКАВН}+0,09\text{КДЗАВН}+ \\ & +0,09\text{КДІВН}+0,09\text{КДКАнн}+0,04\text{КДЗАнн}+0,05\text{КДІнн}); \end{aligned}$$

для двотрансформаторних ЗТП:

$$\begin{aligned} \text{КДЗТП2П} = & 0,2\text{КДЧ}+0,07(\text{КДК1} + \text{КДК2})+0,1(\text{КДТ1}+\text{КДТ2}) + \\ & +0,05(\text{КДКАВН1}+\text{КДКАВН2})+0,05(\text{КДЗАВН1}+\text{КДЗАВН2})+0,04(\text{КДІВН1}+ \\ & +\text{КДІВН2})+0,05(\text{КДКАнн1}+\text{КДКАнн2}) + 0,02(\text{КДЗАнн1}+\text{КДЗАнн2})+ \\ & +0,02(\text{КДІнн1}+\text{КДІнн2}), \end{aligned}$$

де числа, на які збільшуються коефіцієнти дефектності (КДО, КДТ тощо) є ваговими коефіцієнтами, що відбивають вплив технічного стану елементів ТП 6-20/0,38 кВ на вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів справними аналогічними елементами [26].

За обчисленим значенням коефіцієнта дефектності конкретної ТП напругою 6-20/0,38 кВ встановлюється комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 2.2.

Для встановлення комплексної якісної оцінки технічного стану довільної сукупності ТП напругою 6-20/0,38 кВ обчислюється коефіцієнт цієї сукупності ТП (КДСТ) за формулою:

$$K_{ДСТ} = \frac{0 \cdot N_1 + 0,1 \cdot N_2 + 0,3 \cdot N_3 + 0,6 \cdot N_4}{N_1 + N_2 + N_3 + N_4} \cdot 100$$

де $N_1 + N_2 + N_3 + N_4$ - кількість ТП напругою 6-20/0,38 кВ, що знаходяться на момент оцінки відповідно в доброму, задовільному, незадовільному або непридатному технічному стані, шт;

0; 0,1; 0,3; 0,6 - значення вагових коефіцієнтів, установлених для градацій комплексної якісної оцінки технічного стану ТП напругою 6-20/0,38 кВ: добрий, задовільний, незадовільний, непридатний відповідно.

Таблиця 2.2

Значення коефіцієнта дефектності (КДТП), %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ТП 6-20 кВ/0,38 кВ та її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
	Добрий	ТО	1	
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	Р	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

За обчисленим значенням коефіцієнта дефектності сукупності ТП напругою 6-20/0,38 кВ установлюється комплексна якісна оцінка її технічного стану.

2.2.3 Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ

Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ визначається з урахуванням технічного стану таких елементів: ПЛ, опор, ізоляторів, проводів і відгалужень від даної ПЛ [26].

Технічний стан проводів однієї ПЛ напругою 0,38 кВ установлюється на підставі коефіцієнта дефектності проводів (КДП) даної ПЛ:

$$\text{КДП} = \frac{L_{\text{П}}^{\text{Д}}}{L_{\text{П}}^{\text{У}}} \cdot 100,$$

де $L_{\text{П}}^{\text{Д}}$ - довжина дефектних проводів ПЛ напругою 0,38 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км.

$L_{\text{П}}^{\text{У}}$ - довжина встановлених проводів ПЛ напругою 0,38 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, км.

Технічний стан відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ до введів в будинки встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності відгалужень (КДЗ) даної ПЛ:

$$\text{КДЗ} = \frac{n_{\text{відг}}^{\text{Д}}}{n_{\text{відг}}^{\text{У}}} \cdot 100,$$

де $n_{\text{відг}}^{\text{Д}}$ - кількість дефектних відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ, зареєстрованих на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт. Перелік дефектів відгалужень, при наявності яких відгалуження вважається дефектним і підлягає заміні;

$n_{\text{відг}}^{\text{У}}$ - кількість установлених відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ, що знаходяться в експлуатації на даній ПЛ за станом на 31 грудня звітного року, шт.

Комплексна якісна оцінка технічного стану однієї ПЛ напругою 0,38 кВ встановлюється на підставі коефіцієнта дефектності (КДН) даної ПЛ 0,38 кВ:

$$\text{КДН} = 0,63 \cdot \text{КДО} + 0,23 \cdot \text{КДП} + 0,14 \cdot \text{КДЗ},$$

де 0,63; 0,23; 0,14 - вагові коефіцієнти, що відбивають відповідно вплив технічного стану опор, проводів і відгалужень від ПЛ напругою 0,38 кВ на вартість ремонтних робіт із заміни всіх дефектних елементів ПЛ справними аналогічними елементами.

На підставі значення коефіцієнта дефектності даної ПЛ напругою 0,38 кВ встановлюється комплексна якісна оцінка її технічного стану згідно з даними таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

Значення коефіцієнта дефектності (КДН), %	Комплексна якісна оцінка технічного стану ПЛ напругою 0,38 кВ та її індекс			Ваговий коефіцієнт оцінки
0	Добрий	ТО	1	0
Менше 25	Задовільний	КР	2	0,1
Від 25 до 50	Незадовільний	Реконструкція	3	0,3
50 і вище	Непридатний	Заміна	4	0,6

Комплексна якісна оцінка технічного стану сукупності ПЛ напругою 0,38 кВ установлюється на підставі комплексних якісних оцінок кожної з вхідних у сукупність ПЛ:

$$\text{КДСН} = \frac{0 \cdot L_1 + 0,1 \cdot L_2 + 0,3 \cdot L_3 + 0,6 \cdot L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \cdot 100,$$

де L_1, L_2, L_3, L_4 - сумарні довжини ПЛ напругою 0,38 кВ, що знаходяться відповідно в доброму, задовільному, незадовільному і непридатному технічному стані, км;

0; 0,1; 0,3; 0,6 - вагові коефіцієнти комплексної оцінки І технічного стану ПЛ.

2.2.4 Кількісна оцінка технічного стану об'єктів

Кількісна оцінка технічного стану об'єкта характеризує сумарну кількість його аварійних автоматичних і змушених відключень, яку можна чекати в наступному році. Кількісна оцінка технічного стану об'єкта визначається за даними переліку дефектів його елементів, складеного станом на 31 грудня звітного року на підставі даних, що були зареєстровані в журналі дефектів об'єктів.

Кількісна оцінка технічного стану енергопостачальної компанії/організації

визначається для кожного з об'єктів: однієї ПЛ напругою 6-20 кВ, однієї ТП напругою 6-20/0,38 кВ або однієї ПЛ напругою 0,38 кВ.

На підставі кількісної оцінки, отриманої для кожної ПЛ напругою 6-20 кВ, ТП напругою 6-20/0,38 кВ або ПЛ напругою 0,38 кВ, визначаються питомі і середні кількісні оцінки для всіх ПЛ напругою 6-20 кВ, ТП напругою 6-20/0,38 кВ або ПЛ напругою 0,38 кВ відповідно одного населеного пункту тощо.

Кількісні показники ймовірних відключень об'єкта на наступний рік можуть бути визначені за такими формулами:

для ПЛ:

$$VO_{ВЛ_i} = \sum_{i=1}^m n_{i_{ВЛ_j}} VD_{i_{ВЛ_j}};$$

$$VO_{ВЛ_i} = \frac{VO_{ВЛ_i} 100}{L_{ВЛ_j}};$$

$$VO_{ВЛ_c} = \frac{\sum_{j=1}^k VO_{ВЛ_j}}{k},$$

для ТП :

$$VO_{ТП_j} = \sum_{i=1}^m n_{i_{ТП_j}} VD_{i_{ТП_j}};$$

$$VO_{ТП_c} = \frac{\sum_{j=1}^k VO_{ТП_j}}{k},$$

де $VO_{ВЛ_i}$, $VO_{ТП_j}$, $VO_{ТП_c}$ - число ймовірних відключень j -го об'єкта, сукупності об'єктів (округляється до першого знака після коми), відключення/(об'єкт · рік);

$VO_{ВЛ_j}$, $VO_{ВЛ_c}$ - питоме число ймовірних відключень j -й ПЛ, сукупності ПЛ (округляється до першого знака після коми), відключення /(100 км · рік);

$VD_{i_{ВЛ_j}}$, $VD_{i_{ТП_j}}$ - число ймовірних відключень j -го об'єкта від прояву одного i -го дефекту, відключення /(об'єкт · рік);

$n_{i_{ВЛ_j}}$, $n_{i_{ТП_j}}$ - кількість проявів i -го дефекту на j -му об'єкті, шт.;

m - кількість типів дефектів на j -му об'єкті, шт.;

k - кількість однотипних дефектів, шт.;

$L_{ВЛ_j}$ - довжина j -ї ПЛ по трасі, км.

2.2.5 Аналіз можливостей застосування методики

Дана методика використовує експертні оцінки, що мають суб'єктивний характер і неспроможні надати оцінку можливих ситуацій з використанням обладнання.

Для забезпечення врахування різних факторів впливу на об'єкт оцінювання доречним є використання методів нечіткої логіки при здійсненні оцінки технічного стану об'єкту, це дозволить врахувати різноманітність його технічних станів, збільшити перелік факторів для розгляду та підвищити точність оцінки.

2.3 Методи оцінки технічного стану об'єктів розподільних мереж з використанням нечіткої логіки

2.3.1 Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання з використанням нечіткої логіки

Згідно з [27] зазвичай для забезпечення надійної роботи електроенергетичних систем (далі - ЕЕС) її проектують таким чином, щоб відключення одного або (рідше) декількох елементів у нормальному режимі при проходженні максимуму навантаження не призводило до неприпустимих перевантажень інших елементів або необхідності обмеження частини навантаження [28]. Якщо критерій N-і виконується в усіх розрахункових режимах, вважається, що ЕЕС є надійною. У протилежному випадку потрібно застосування відповідних заходів для забезпечення виконання встановлених нормативів. Такий підхід є детерміністським, оскільки не враховує імовірність появи аварійних ситуацій і тому не дає кількісної характеристики надійності ЕЕС, а характеризує надійність за ознакою відповідності нормативним вимогам. Перспективним підходом до оцінки надійності функціонування ЕЕС є імовірнісний підхід, згідно з яким аналізуються аварійні відключення елементів ЕЕС з визначенням ймовірнісних характеристик таких подій та їх наслідків. З розвитком ринкових відносин в електроенергетиці України, за яких надійність

розглядається як послуга, яка має кількісні характеристики, оцінка надійності імовірнісними методами є більш об'єктивною і повною.

На сьогодні ризик R експлуатації електрообладнання і окремих підсистем ЕЕС є найбільш інформативним інтегральним показником надійності їх функціонування [29-31]. Кількісно ризик визначають як добуток величини події A на міру можливості її появи q : $R(t) = A(t) \cdot q(t)$.

Складність оцінки ризику $R(t)$ в основному виникає при визначенні міри можливості появи події q , в якості якої часто використовують імовірність. Імовірнісний підхід, який включає множину імовірнісно-статистичних методів і ґрунтується на математичному моделюванні функціонування підсистеми ЕЕС, передбачає залежно від характеру вирішуємої проблеми застосування аналітичних методів і методів статистичного моделювання [32–34].

Аналітичні методи і моделі визначення ймовірностей відмов і відновлень елементів ЕЕС ґрунтуються на марківських випадкових процесах і припускають властивості стаціонарності, ординарності й відсутності післядії у подій відмови, що є характерним для елементів, які не випрацювали свого ресурсу. Наявність у сучасних ЕЕС значної кількості зношеного електрообладнання потребує уточнення моделі відмов електрообладнання, що може призвести до ускладнення аналітичних методів та недоцільності їх використання.

Найбільш прийнятним альтернативним методом оцінки імовірнісної складової ризику для електроенергетичних систем, особливістю яких є багатоелементність, складність структури та значний рівень зношеності електрообладнання, є використання методів статистичного моделювання, за яких виконуються обчислювальні експерименти з імітаційними математичними моделями поведінки складних випадкових процесів та реальних об'єктів, що піддаються випадковим збуренням.

Статистичний аналіз аварійності в електроенергетичних системах України та інших промислово розвинених країн показує, що існує стійка тенденція до підвищення кількості порушень електропостачання відповідальних

енергетичних об'єктів, а іноді й значних територій, що супроводжуються негативними соціальними, економічними та екологічними наслідками [35, 36].

Зростання інтенсивності технологічних порушень і важкості наслідків, у першу чергу, викликане об'єктивно існуючим старінням і вичерпанням ресурсу працездатності електрообладнання, несприятливим погіршенням кліматичних умов, більш напруженими умовами роботи персоналу та іншими причинами організаційного характеру.

У зв'язку з цим для ЕЕС важливого значення набувають питання ефективної організації експлуатації та управління надійністю електропостачання для споживачів електроенергії та обґрунтування й впровадження заходів, направлених на запобігання виникнення аварій.

В умовах об'єктивно існуючого зниження надійності електропостачання споживачів, зумовленого перш за все значним старінням парку електрообладнання, зростає роль достовірності оцінки показників надійності електрообладнання та підсистем ЕЕС протягом заданого інтервалу часу. Рівень зниження надійності електропостачання споживачів доцільно оцінювати показником ризику [36, 36], що включає в себе ймовірність відмов електрообладнання та їх наслідки.

Значна частка (близько 90%) аварій, що виникають у сучасних ЕЕС, припадає на аварії в електричних мережах, переважно, внаслідок відмов силового та комутаційного обладнання, пристроїв релейного захисту та автоматики. При цьому важливим є забезпечення надійного відключення електрообладнання та недопущення розвитку аварії в ЕЕС. Задачі локалізації аварій в сучасних електричних системах і підстанціях, у першу чергу, виконують високовольтні вимикачі. Вони належать до найбільш важливих комутаційних апаратів, від надійності функціонування яких, у значній мірі, залежить стійкість забезпечення електропостачання споживачів як у нормальних, так і в аварійних режимах. Тому задача розробки математичних моделей оцінки технічного стану, прогнозування ресурсу працездатності та визначення ймовірності відмови електрообладнання, зокрема, високовольтних

вимикачів на інтервалі часу, є актуальною задачею.

Модернізація і розвиток сучасних ЕЕС на базі концепції Smart Grid, що передбачає вдосконалення і створення нових функціональних властивостей [35] за яких забезпечується необхідний рівень надійності електропостачання споживачів, на сьогодні є актуальною задачею.

Ефективність реалізації концепції Smart Grid в електроенергетичній галузі України і інших промислово розвинених країн суттєво залежить від того, наскільки енергосистема і її електрообладнання мають технічний стан за якого забезпечується високий рівень надійності електропостачання споживачів [35–37] та мінімізація ризику виникнення аварії.

В зв'язку з цим важливим є визначення елементів енергосистем, які мають найбільшу ймовірність відмови і ті, відмови яких можуть спричинити каскадний розвиток аварій в системі з тяжкими наслідками. Це дає можливість здійснити пріоритетний контроль цих елементів, спрогнозувати терміни можливих відмов, і таким чином, сформуванати перелік необхідних дій персоналу, а також виконати превентивне і адаптивне в залежності від розвитку ситуації, керування системою і її елементами [35–37].

Відмова електрообладнання може виникнути внаслідок вичерпання ресурсу працездатності, несприятливих метеоумов, помилкових дій персоналу, наявності дефекту та інших причин [36,37]. Особливої уваги заслуговують питання оцінки ймовірності відмов електрообладнання зі значним терміном експлуатації за наявності дефекту та дії збурень в зовнішній електричній мережі.

Силові трансформатори (далі - СТ) сучасних ЕЕС є одними з найвідповідальніших і вартісніших елементів основного електрообладнання ЕЕС від надійності функціонування яких значною мірою залежить надійність як систем електропостачання споживачів так і складної ЕЕС в цілому [38,39]. Збільшення частки силових трансформаторів зі значним терміном експлуатації загострює проблему забезпечення їх контролю, об'єктивної оцінки технічного стану (далі - ТС) і прогнозування ресурсу працездатності та визначення

імовірності відмов.

Особливо важливим, окрім оцінки ТС і прогнозування ресурсу працездатності СТ є ідентифікація виду і ступеню розвитку дефекту та визначення імовірності відмови СТ внаслідок дії зовнішніх збурень, зокрема при КЗ в зовнішній електричній мережі. Вирішення задач оцінки ТС СТ та ідентифікації можливого дефекту, а також визначення імовірності відмови СТ за наявності дефекту докладно розглянуто в публікаціях [39,40].

Надійність N функціонування підсистеми ЕЕС характеризується показником, в якості котрого приймаємо ризик R зниження надійності електропостачання споживачів, які входять до складу підсистеми ЕЕС, у результаті виникнення аварійних ситуацій:

$$N = f(R_1 \dots R_m),$$

де R_i - ризик зниження надійності при виникненні i -ї аварійної ситуації, $N \in [0; 1], R_i \in [0; 1]$.

Ризик зниження надійності підсистеми ЕЕС при всіх можливих відмовах обладнання і можливих аварійних сценаріях визначається зі співвідношення [36, 39, 34, 30]:

$$R = \sum_{j=1}^L \sum_{i=1}^K P(S_i)P(H_j|S_i)M_j,$$

де L - число можливих аварійних сценаріїв;

K - число одиниць обладнання в підсистемі ЕЕС;

M_j - наслідки при виникненні аварійної ситуації;

$P(H_j|S_i)$ - ймовірність виникнення конкретної j -ї аварійної ситуації в результаті відмови i -го елемента;

$P(S_i)$ - ймовірність відмови i -го елемента на інтервалі часу Δt .

На інтервалі часу Δt електрообладнання може відмовити внаслідок незадовільного технічного стану, помилкових дій персоналу, дії зовнішніх збурень (вітер, ожеледиця, перенавантаження) та інших факторів.

Відмова електрообладнання є випадковою подією, яка розглядається як

збурення в підсистемі ЕЕС, і виникає у випадковий момент часу τ , $0 < \tau < \Delta t$. Для визначення, яке електрообладнання E_i відмовить і в який момент часу, проводиться статистичне моделювання події відмови i -ї одиниці обладнання та часу його виникнення t_i серед множини електрообладнання M .

Якщо функціонування електрообладнання на інтервалі часу Δt характеризується модифікованою функцією розподілу імовірності безвідмовної роботи $F(t)$, то час безвідмовної роботи кожного об'єкта визначається наступним чином [41, 33, 31]:

- через генератор випадкових чисел (далі - ГВЧ) вибирається випадкове число R від 0 до 1;
- отримане число R піддається процедурі зворотного перетворення $F^{-1}(R)$ та визначається час відмови об'єкта τ ;
- якщо $t_1 \leq \tau \leq t_2$, приймається, що об'єкт відмовив на інтервалі часу Δt ;
- якщо $\tau < t_1$ або $\tau > t_2$, приймається, що об'єкт не відмовив на інтервалі часу Δt .

Якщо в цій реалізації статистичного моделювання відбулася відмова n елементів, то вибирається елемент, який має найменший час настання відмови $\tau = \min\{\tau_i, i = 1, n\}$.

Відмова такого елемента розглядається як збурення при моделюванні режиму підсистеми ЕЕС. При цьому можливі наступні підходи залежно від наявної інформації.

Для одиниці електрообладнання відома генеральна функція розподілу імовірності відмови $F(t)$. У цьому випадку схема статистичного моделювання організується таким чином.

Для оцінки імовірності відмови обладнання найдоцільніше використати статистичні дані щодо функціонування обладнання такого типу, класу напруги та потужності, на основі яких будується функція розподілу імовірності відмови [35, 42, 43]. Доцільність використання статистичних даних пояснюється тим, що вони враховують всі експлуатаційні фактори, у тому числі й вплив навколишнього середовища. Отримані в результаті обробки статистичних

даних функції розподілу імовірності події базуються на генеральній сукупності подій i , строго кажучи, не є імовірнісними характеристиками окремої одиниці електрообладнання.

Тому функції розподілу імовірнісних подій можна використовувати для отримання приблизної оцінки імовірності виникнення події відмови окремої одиниці електрообладнання, яка повинна уточнюватися для кожного елемента з урахуванням історії його функціонування, рівня відновлення ресурсу після ремонту [36], залишкового ресурсу до моменту спостереження [39], наявності дефектів й інших факторів.

Для одиниці електрообладнання на основі спостережень відомі зміни діагностичних параметрів за часом.

У цьому випадку найбільш доцільним є використання відповідних математичних моделей прогнозування зміни технічного стану і залишкового ресурсу одиниць електрообладнання [37, 38, 34, 44], з допомогою яких можливо визначити термін виходу діагностичного параметра за допустимі межі або імовірності параметричної відмови у будь-який момент часу на інтервалі часу спостереження Δt . Застосування методів параметричного прогнозування для будь-якого напрацювання інтервалу спостереження Δt і визначення ризику відмов на прикладі силового трансформатора і вимикача розглянуто в роботах [37, 38].

Точність результатів визначення імовірнісної складової ризику експлуатації підсистем ЕЕС при використанні як аналітичних методів, так і методів статистичного моделювання значною мірою визначається адекватністю використовуваних інтегральних функцій розподілу імовірності відмов $F(t)$ конкретних одиниць електрообладнання аналізуємо ЕЕС. Практика експлуатації показує, що одержати ретроспективні дані по відмовах конкретної одиниці електрообладнання дуже важко внаслідок недосконалої існуючої системи моніторингу стану електрообладнання та інших причин. В якості базової залежності між відмовами електрообладнання і терміном їх експлуатації, як зазначалось, доцільно взяти ці залежності для всієї сукупності

елементів енергосистеми такого виду обладнання або адаптований до реальних умов експлуатації варіант (якщо це можливо) для конкретної одиниці обладнання. Для основних одиниць силового електрообладнання ЕЕС (силові трансформатори і автотрансформатори, синхронні генератори і асинхронні двигуни), комутаційного електрообладнання на основі генеральної сукупності даних по відмовах на інтервалі напрацювання від 1 до 40-50 років було визначено та перевірено відповідно до критерію узгодженості Пірсона χ^2 – квадрат [28] види функцій розподілу $F(t)$ на всіх ділянках напрацювання, а також визначено параметри функцій розподілу на основі використання методів найменших квадратів та максимальної правдоподібності. Формування функцій $F(t)$ одиниць електрообладнання ЕЕС певного виду, для яких відсутні ретроспективні дані по відмовах, виконувалось на основі експертного оцінювання параметрів функції безвідмовної роботи з подальшою апроксимацією у вигляді функцій з нечітко заданими параметрами [42]. На рисунку 2.4 представлено статистичну функцію розподілу відмов повітряних вимикачів з приводами напругою 110...750 кВ.

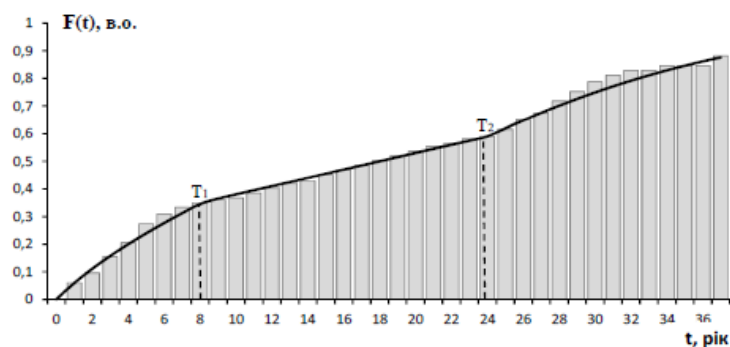


Рисунок 2.4

Забезпечення достовірного прогнозування імовірності відмови об'єкта на інтервалі часу Δt , як зазначалось, потребує врахування індивідуальних характеристик конкретної одиниці обладнання шляхом модифікації функції розподілу імовірності відмови обладнання, яка виконується з урахуванням наступних факторів: наявності працездатного стану в момент спостереження,

врахування величини загального спрацьованого ресурсу та рівня відновлення ресурсу після ремонту на момент спостереження. Метод побудови функції $F(t)$ з урахуванням ТС окремої одиниці обладнання докладно викладено в [39], а питання впливу рівня відновлення ресурсу після ремонту електрообладнання на імовірність його відмови розглянуто в [37].

Згідно з [36] імовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt (гіпотеза H_1) за умови появи події B (умовна імовірність відмови об'єкта на інтервалі часу Δt за умови, що в об'єкта було зафіксовано ТС S), визначається за формулою Байєса:

$$P(H_1/B) = \frac{p(H_1)p(B/H_1)}{p(H_1)p(B/H_1) + p(H_2)p(B/H_2)}$$

Умовні ймовірності можуть бути визначені на основі статистичних даних про ТС об'єкта в момент відмови. У разі відсутності таких статистичних даних в [45] запропоновано використання композиційного правила Заде [37, 45] з побудовою матриць нечітких причинних відношень на основі знань експерта за методом Сааті.

Врахування введених вище подій при визначенні імовірності відмови електрообладнання на інтервалі часу Δt дає можливість визначити нове значення функції розподілу імовірності $F'(t)$ в момент часу t_2 :

$$F'(t_2) = F(t_1) + p(H_1/B_1),$$

де $F(t_1)$ – значення функції в момент часу спостереження в t_1 .

Для визначення імовірнісної складової ризику по заданій моделі функціонування ЕЕС у математичному і програмному забезпеченні RISK – ЕЕС з допомогою статистичного моделювання імітується випадковий процес змінення стану електричної мережі, який визначається станом працездатності її елементів і зміненням навантаження на розрахунковому інтервалі часу (квартал, рік).

При цьому для кожного стану ЕЕС, пов'язаного з відмовою її елемента,

оцінюється можливість нормального режиму функціонування шляхом розрахунку перехідного і після аварійного усталеного режиму та визначення поточкорозподілу й інших важливих параметрів. Навантаження представлено як детермінованою, так і ймовірнісною моделлю, що враховує випадковий характер зміни електроспоживання.

2.3.2 Моделювання та оцінка ризику відмов електрообладнання електроенергетичних систем з урахуванням рівня відновлення ресурсу після ремонту

Згідно [46] з точки зору визначення рівня післяремонтного відновлення електрообладнання, як модель доцільно використати залежність ресурсу працездатності від параметрів, що повинні задовольняти наступним вимогам [47, 48]: бути ідентичними параметрам, що враховуються при проектуванні; відображати основні експлуатаційні характеристики електрообладнання; щоб був простий зв'язок між зміненням загального ресурсу працездатності електрообладнання та зміною при цьому експлуатаційних характеристик елементів і параметрів ТС.

Кожний елемент електрообладнання характеризується великою кількістю параметрів технічного стану, а рівень відновлення ресурсу елемента суттєво залежить від того, наскільки параметри відхиляються від нормативних значень. Тому, оцінку інтегрального показника рівня відновлення ресурсу елемента, функціонального вузла й одиниці електрообладнання в цілому доцільно здійснювати на основі використання багаторівневих ієрархічних структурних схем і математичних моделей [49].

На рисунку 2.5 зображена спрощена ієрархічна структурна схема моделі, що ілюструє залежність стану кожного елемента від їх параметрів, а також залежність інтегрального показника відновлення ресурсу від стану окремих елементів і функціональних вузлів (ФВ). В умовах, коли неможливо встановити аналітичній зв'язок між зміненням параметрів післяремонтного ТС об'єкта та інтегральним показником рівня відновлення ресурсу об'єкта, кількісну оцінку

післяремонтного ресурсу працездатності доцільно формувати експертними методами з використанням теорії нечітких множин.

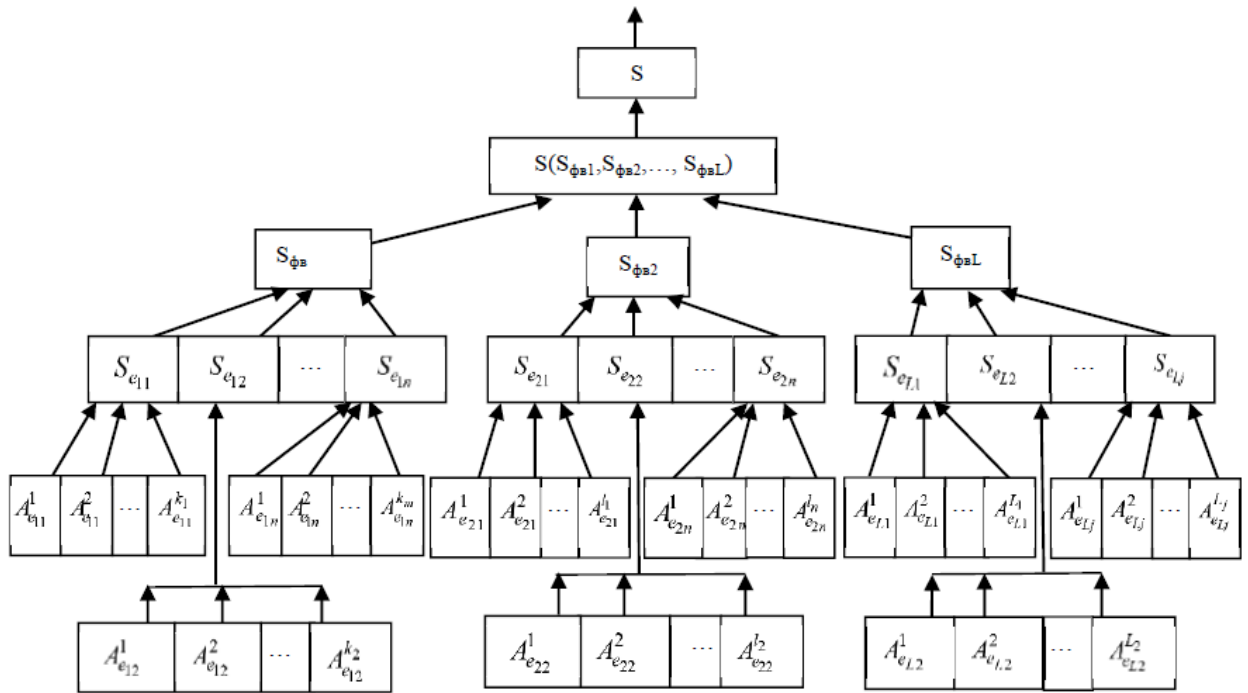


Рисунок 2.5 - Загальна ієрархічна структурна схема моделі визначення показника відновлення ресурсу електрообладнання: A_i – параметри технічного стану після ремонту електрообладнання; S_e – ресурс працездатності після ремонту елементів електрообладнання; $S_{\text{фв}}$ – ресурс працездатності після ремонту функціональних вузлів електрообладнання

Параметри післяремонтного технічного стану елементів електрообладнання A_i в межах допустимого змінювання в діапазоні $A_{\text{ін}} \leq A_i \leq A_{\text{ідоп}}$ представимо лінгвістичною змінною “Величина параметру ТС електрообладнання” з 5-ма терм-множинами – дуже низьке, низьке, середнє, високе, дуже високе значення параметра ТС відповідно. Графіки змінення функцій належності терм-множинам лінгвістичної змінної A_i представлені на рисунку 2.6

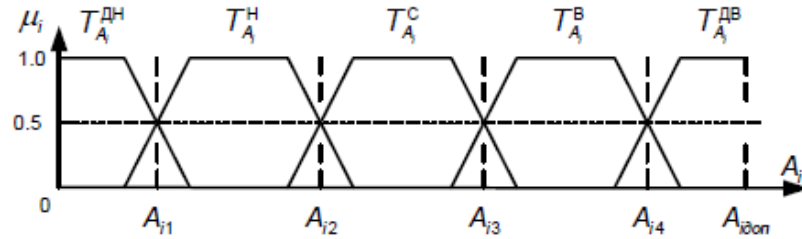


Рисунок 2.6 - Функції належності нечітких термів лінгвістичних змінних параметрів технічного стану електрообладнання

Математична модель для визначення рівня відновлення ресурсу працездатності об'єкта, що, у відповідності до ієрархічної структурної схеми, ґрунтуються на агрегуванні кількісних даних з усіх рівнів ієрархії, має вигляд:

$$S = \{G, M, B\},$$

де G - деревовидна ієрархія впливу змінення параметрів технічного стану A_i та ресурсів працездатності елементів S_{ei} і функціональних вузлів $S_{фвj}$, що визначаються після ремонту;

B – набір якісних або кількісних оцінок рівня відновлення ресурсу після ремонту елемента або функціонального вузла у відповідній ієрархії;

M – система відношень переваг щодо впливу на загальний ресурс працездатності після ремонту одних параметрів ТС A_i , ресурсів елементів S_{ei} , функціональних вузлів $S_{фвi}$ після ремонту над іншими $(A_j, S_{ej}, S_{фвj})$ відповідно до одного рівня ієрархії:

$$M = \{A_i(\varphi)A_j; S_{ei}(\varphi)S_{ej}; S_{фвi}(\varphi)S_{фвj} \mid \varphi \in (\succ, \approx)\},$$

де \succ – відношення строгої переваги; \approx – відношення байдужості.

Деревовидна ієрархія (структурна схема моделі) являє собою орієнтований граф без циклів, петель, горизонтальних ребер у межах одного рівня ієрархії та містить одну кореневу вершину:

$$G = \langle \{S_{ei}\}, \{S_{фвi}\}, \{V_{ij}\} \rangle,$$

де $\{S_{ei}\}, \{S_{фвi}\}$ - множини вершин факторів, що відповідають величинам

ресурсу працездатності після ремонту елементів і функціональних вузлів об'єкта відповідно;

S – коренева вершина, що відповідає в личині ресурсу працездатності після ремонту об'єкта;

V_{ij} – множина дуг графа, в якому початок дуги відповідає вершині нижнього рівня ієрархії, а кінцю дуги – вершина рангу, що на одиницю більший.

У першому наближенні вплив кожного параметра A_i на показник якості ремонту елемента S_{ei} , функціонального вузла $S_{фвj}$, на ресурс працездатності об'єкта S можна врахувати за допомогою деякого коефіцієнта значущості K_i , для оцінки якого необхідно розмістити всі параметри за порядком зниження значущості: $K_1 > K_2 > \dots > K_N$, де N – кількість параметрів значущості (впливу) і-го параметру можна визначити за правилом Фішберна [49]:

$$K_i = \frac{2(N - i - 1)}{(N + 1)N}.$$

Якщо в систему разом з перевагами входять відношення байдужості, то набір ваг K_i Фішберна та ваговий коефіцієнт і-го фактора впливу P_i визначаються так:

$$K_{i-1} = \begin{cases} K_i, F_{i-1} \approx F_i \\ K_{i+1}, F_{i-1} \succ F_i ; \\ K_N = 1, i = N..2 \end{cases}$$

$$P_i = \frac{K_i}{K}; K = \sum_{i=1}^N K_i,$$

де $\{F_i\}$ – множина вершин факторів впливу (ресурсів працездатності після ремонту $S_{ei}, S_{фвj}$);

N – кількість параметрів ТС або кількість елементів чи функціональних вузлів об'єкта.

Ймовірність відмови вимикача при даному значенні спрацьованого ресурсу визначається:

$$P(H'/B) = \frac{p(H'_1)p(B/H'_1)}{p(H'_1)p(B/H'_1) + p(H'_2)p(H'_1/H'_2)};$$

$$P(H'_1) = P(H'_1/G) = \frac{F(t_2) - F(t_1)}{1 - F(t_1)},$$

де $P(H'_1)$ і $P(H'_2) = (1 - P(H'_1))$ – апіорні ймовірності відмови та безвідмовної роботи вимикача на інтервалі часу Δt ;

$P\left(\frac{B}{H'_1}\right)$ і $P\left(\frac{B}{H'_2}\right)$ – умовні ймовірності подій B .

Алгоритм математичного моделювання для визначення ймовірності відмов електрообладнання енергосистем є базовими для розроблювальних комплексів програм оцінки ризику виникнення аварій у складних ЕЕС, що містять системи електропостачання відповідальних потенційно небезпечних об'єктів: підприємств хімічної промисловості, гірничорудної промисловості та систем власних потреб теплових та атомних електростанцій.

2.3.3 Моделювання і оцінка ризику відмови силового трансформатора при збуреннях в зовнішній електричній мережі

Згідно [50] об'єктивно існуюча необхідність використання як кількісної так і якісної вхідної інформації щодо ТС обмоток СТ та рівня збурень в електричній мережі та неможливість визначати ризик відмови СТ при зовнішніх КЗ на основі аналітичних моделей потребує використання підходу, що ґрунтується на застосуванні експертних оцінок, теорії нечітких множин і нечіткої логіки при побудові даних моделей відмов [51-54].

Керуючись загальними принципами побудови нечітких моделей електрообладнання [51, 55] сформуємо основні компоненти нечіткої моделі для оцінки ризику відмови СТ при зовнішніх КЗ.

В якості вхідних лінгвістичних змінних нечіткої моделі у відповідності із загальним підходом [51, 55] використаємо наступні:

ΔZ_K – ступінь деформації обмоток внаслідок дії струмів КЗ СТ:

$$A_1 = \{L_1, M_1, B_1\};$$

I_{KZ} – величина аварійного наскрізного струму КЗ, що проходить через обмотки СТ:

$$A_2 = \{L_2, M_2, B_2\};$$

P_{KZ} – імовірність виникнення струму в обмотках СТ певного рівня при зовнішньому КЗ:

$$A_3 = \{L_3, M_3, B_3\};$$

DP – ступінь полімеризації ізоляції:

$$A_4 = \{L_4, M_4, B_4\};$$

де L_i, M_i, B_i – «низьке», «середнє», «високе» значення параметрів СТ і мережі відповідно.

В якості вихідної лінгвістичної змінної нечіткої моделі прийнято ризик R_{KZ} відмови СТ при зовнішніх КЗ з термами:

$$A_5 = \{VL_5, L_5, M_5, B_5, VB_5\}.$$

Ієрархічна структурна схема моделі СТ для визначення ризику відмови внаслідок зовнішніх КЗ наведено на рисунку 2.7. Функції належності вхідних і вихідної лінгвістичних змінних наведено на рисунку 2.8.

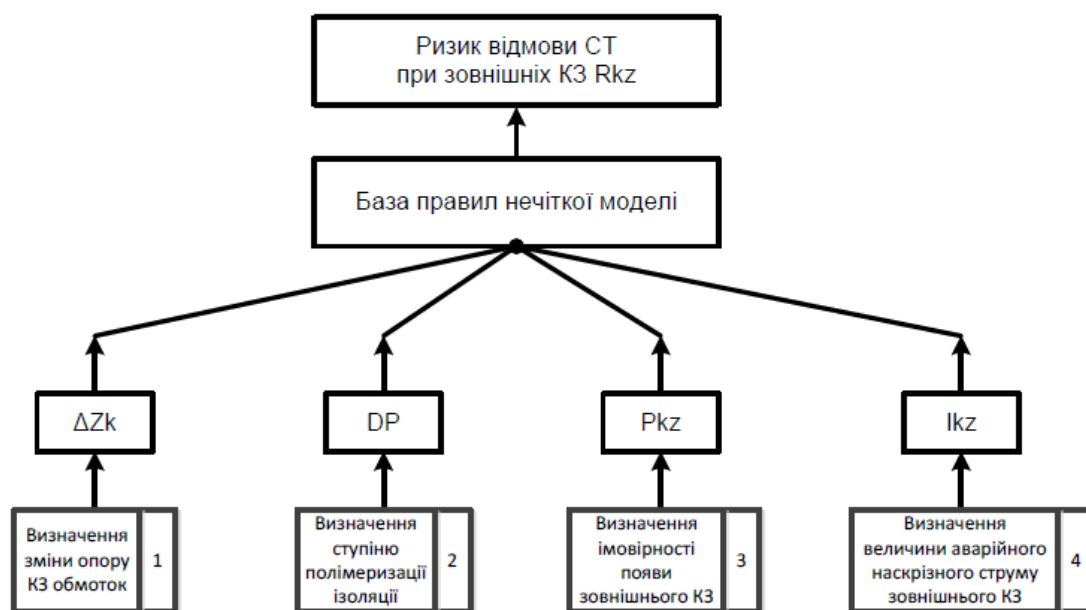


Рисунок 2.7 – Ієрархічна структурна схема нечіткої моделі СТ для визначення ризику відмови СТ внаслідок дії зовнішніх КЗ

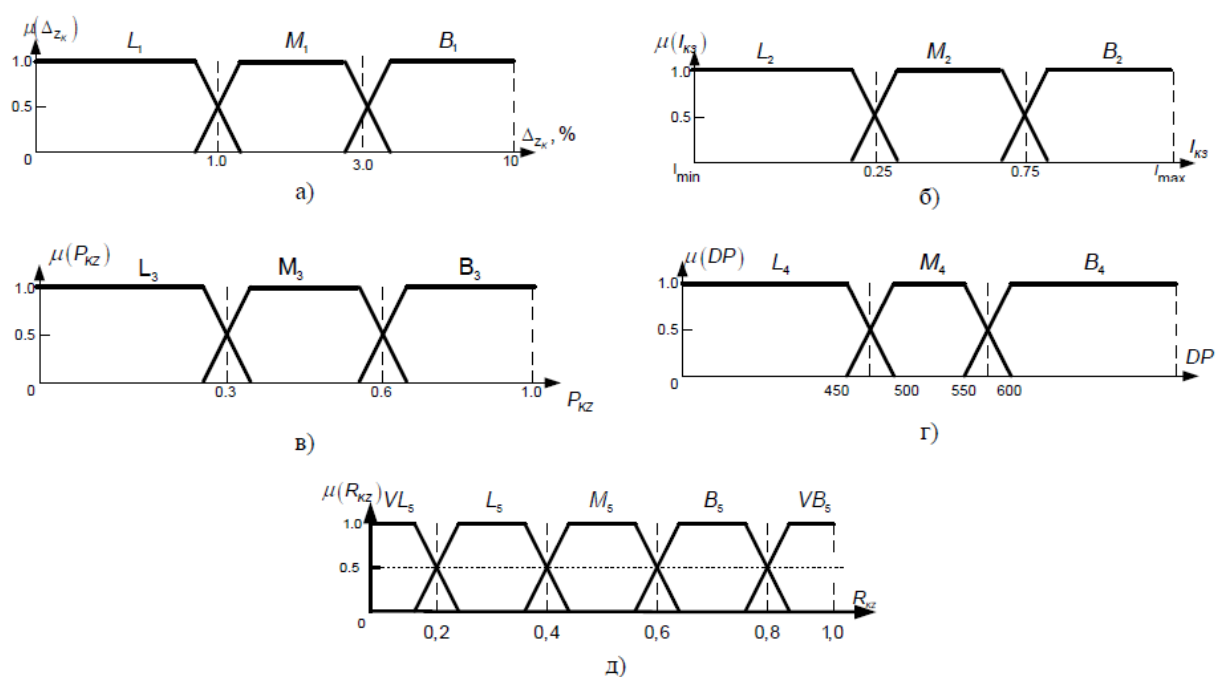


Рисунок 2.8 – Функції належності терм-множин вхідних і вихідної лінгвістичної змінних:

а) – змінення опору КЗ; б) – величина наскрізного струму КЗ; в) – імовірність наскрізного струму в обмотках СТ; г) – ступінь полімеризації ізоляції; д) – ризик відмови СТ при дії струмів зовнішніх КЗ

Найбільш важливими з них в плані отримання розподілу імовірності виникнення КЗ для оцінки ризику відмови СТ, викликаной коротким замиканням в електричній мережі є [56]: стан енергосистеми (топологія зовнішньої мережі, навантаження у вузлах і інш.); вид КЗ (трифазне або однофазне); місце розташування точки короткого замикання; елемент мережі, який зазнає пошкодження; фаза, яка пошкоджується.

Найбільша імовірність виникнення КЗ в електричних мережах високої напруги 110 – 750 кВ спостерігається на ЛЕП [34], і становить $77,3 \div 91,44 \%$ від загальної кількості КЗ в ЕЕС, і в першому наближенні можна припустити, що має рівномірне розташування точки КЗ вздовж довжини повітряної лінії (ПЛ), якщо ПЛ не облаштована захисними тросами по кінцям, і рівень професійної підготовки експлуатаційного персоналу суттєво не різниться [57].

Стан електроенергетичної системи визначається станом кожного елемента і режимом її роботи. В процесі експлуатації кожен елемент може знаходитись в режимах експлуатації або ремонту і імовірність того, що об'єкт знаходиться на інтервалі часу в ремонті, можна характеризувати коефіцієнтом неготовності (простою) [58]:

$$K_{IAj} = \frac{\lambda_j}{\lambda_j + \mu_j},$$

де λ - інтенсивність відмови об'єкта; λ - інтенсивність відновлення кожного елемента системи.

Складність задачі визначення місця виникнення КЗ на ПЛ потребує використання рівномірного розподілу як при визначенні ПЛ з КЗ так і місця розташування КЗ на ПЛ [57].

Імовірність P_{LKj} того, що на конкретній i -й ПЛ даного рівня напруги виникне КЗ визначається [54]:

$$P_{LKj} = \frac{L_j}{\sum_{j=1}^M L_j},$$

де L_j - довжина k – ї ПЛ;

$\sum_{j=1}^M L_j$ - сума довжин всіх ПЛ даного рівня напруги системи.

Імовірність виникнення певного виду КЗ визначається згідно даних таблиці 2.4 [56], одержаних на основі аналізу статистичних даних по КЗ даної розглянутої енергосистеми. Оскільки відповідні однофазні і трифазні КЗ є найбільш поширеними та найважчими, то в подальшому доцільно розглядати тільки ці види КЗ.

Таблиця 2.4 – Статистичні дані імовірності виникнення певного виду КЗ в енергосистемі

Вид КЗ	Частота виникнення КЗ, %
Трифазне КЗ	1,5
Двохфазне КЗ на землю	6,0
Двохфазне КЗ	11,5
Однофазне КЗ	81,0

На величину струмів КЗ в ЕЕС суттєво впливає також рівень навантаження [37].

2.4 Експертне оцінювання факторів впливу на формування попиту на електричну енергію та потужність

Як зазначено в [60] термін «експертне оцінювання» походить від поняття «експерт» (лат. «досвідчений») - фахівець у певній галузі, який бере участь у професійних експертизах. Методи експертного оцінювання незамінні під час вирішення складних управлінських та соціально-економічних проблем, аналізу й прогнозування ситуацій з великою кількістю факторів, завжди, коли виникає необхідність застосування знання, інтуїції та досвіду висококваліфікованих фахівців-експертів.

Експертні оцінки мають як вузькосуб'єктивні риси, властиві кожному експерту, так і колективно-суб'єктивні, притаманні колегії експертів. Якщо перші усуваються в процесі обробки індивідуальних експертних оцінок, то

другі не зникають, які б способи обробки не застосовувалися. Разом з тим, за наявності достатнього обсягу інформації методи експертного оцінювання дозволяють знайти правильне рішення для досить складних проблем.

Основні етапи проведення експертного оцінювання:

- формулювання мети експертизи;
- розроблення процедури оцінювання;
- формування групи експертів;
- опитування;
- аналіз і оброблення інформації.

Методи експертного оцінювання ґрунтуються на застосуванні логіко-математичних та статистичних методик для узагальнення думок експертів, перевірки статистичної значущості результатів експертизи, підтвердження чи спростовування якості експертизи загалом.

Розглянемо один із простіших методів проведення експертного оцінювання - метод Делфі (метод простого ранжирування).

Алгоритм оброблення результатів експертного оцінювання за допомогою метода Делфі:

- 1) Визначити суму значень рангів для кожного з факторів

$$\sum x_i = \sum_{i=1}^m x_i,$$

де x_i - оцінка i -го експерта, m – кількість експертів.

- 2) Розрахувати середнє значення суми рангів:

$$a = \frac{1}{k} \sum_{j=1}^k x_{ij},$$

де k – кількість факторів.

- 3) Визначити відхилення сумарних значень рангів від середнього значення суми рангів за формулою:

$$L = \sum x_i - a.$$

4) Щоб оцінити узгодженість поглядів експертів необхідно використати коефіцієнт конкордації, який обчислюється за формулою:

$$W = \frac{12 \sum_{j=1}^k L^2}{m^2(k^3 - k) - m \sum_{u=1}^i T_u},$$

де $T_u = \sum_{v=1}^n (t_v^3 - t_v)$ – параметр, що характеризує кількість зв'язаних рангів по кожному з експертів, t_v – кількість повторень.

5) Обчислити розрахункове значення критерію Пірсона:

$$X_{\text{роз}}^2 = m(k - 1)W$$

6) Порівняти розрахункове значення критерію Пірсона з його критичним значенням для $n-1$ ступенів свободи та довірчої ймовірності $p=0,95$ та $p=0,99$:

- якщо $X_{\text{роз}}^2 > X^2$, то коефіцієнт конкордації істотний, думки експертів можна вважати узгодженими;
- якщо $X_{\text{роз}}^2 < X^2$, то необхідно збільшити кількість експертів.

РОЗДІЛ 3

ФОРМУВАННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ОБ'ЄКТІВ ЕНЕРГЕТИКИ

3.1. Загальні характеристики силових трансформаторів

Силові трансформатори, автотрансформатори та реактори (скорочено трансформаторне обладнання - ТО) є основними елементами електричних мереж і систем, що визначають надійність і економічність їх функціонування. Відмови в роботі або аварійні відключення ТО призводять до значних збитків.

Істотне скорочення витрат має дати перехід від нормативно встановлених термінів ремонту силових трансформаторів до проведення ремонту в залежності від їх фактичного стану. Основним інструментом впровадження цієї концепції є системи моніторингу.

Більшість причин аварій можна запобігти, використовуючи системи безперервного моніторингу обладнання. У світовій практиці фінансові організації пропонують страховку і кредити під заставу трансформаторів за умови, що, наприклад, встановлено безперервний моніторинг зміни концентрації газів розчинених в трансформаторному маслі.

Установка систем моніторингу на трансформатори дозволяє: продовжити термін служби значної частини трансформаторів; істотно скоротити експлуатаційні витрати, виключивши ремонти, що проводяться в певні терміни обслуговування без урахування стану обладнання, проводячи ремонт тільки в залежності від фактичного стану обладнання; найбільш повно використовувати ресурси наявного трансформаторного обладнання.

Комплекс моніторингу струмів, напруг, температур, управління системою охолодження дозволяє оцінювати ресурс трансформатора.

Система дистанційного комплексної діагностики складається з: підсистеми безперервного аналізу розчинених газів в трансформаторному маслі; підсистеми безперервного моніторингу стану високовольтних вводів трансформатора; підсистеми моніторингу стану РПН; системи безперервного

контролю часткових розрядів. На рисунку 3.1 зображена структурна схема складових системи моніторингу силового трансформатора.

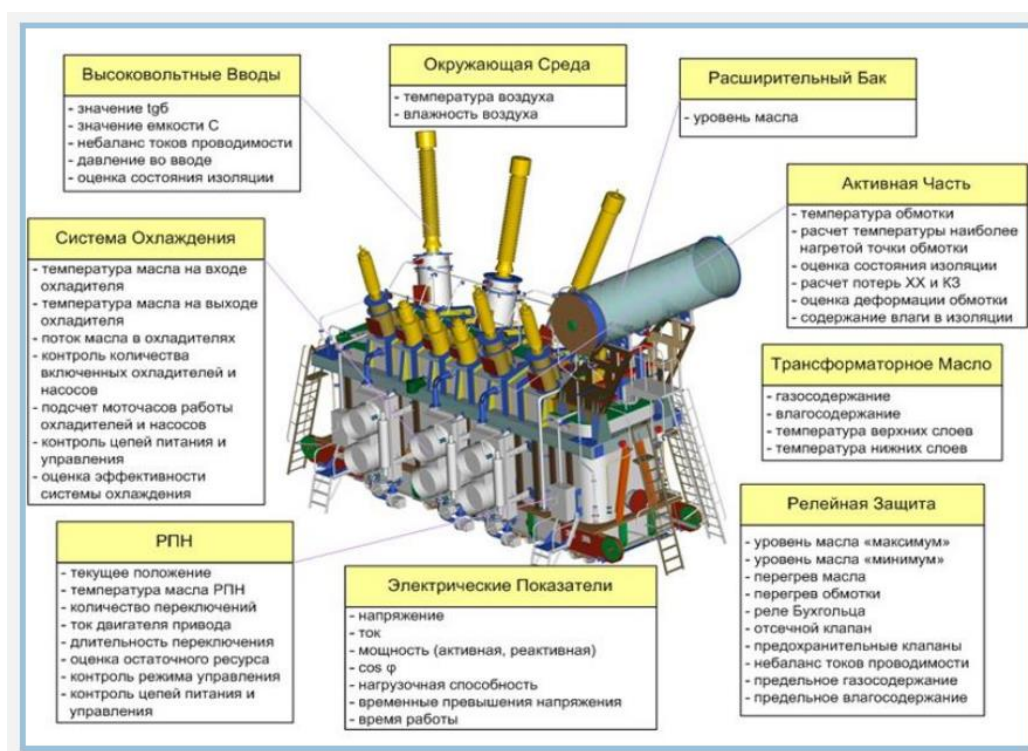


Рисунок 3.1 - Структурна схема складових системи моніторингу силового трансформатору

3.1.1 Технічні засоби реалізації системи моніторингу

На рисунку 3.1 зображено схему на якій представлено основні структурні елементи трансформатора для яких необхідно забезпечити моніторинг. Моніторинг стану кожної з підсистем здійснюється за допомогою відповідних датчиків. Тому для реалізації системи моніторингу необхідним є визначення місця для встановлення датчиків системи. Датчики системи – це вимірювальні прилади, які дозволяють показати поточний рівень того або іншого параметру дослідження. Датчики системи підбираються під кожний трансформатор індивідуально, відповідно до їхніх характеристик. Данні через GPS термінал передають інформацію на комп'ютер.

Система моніторингу в реальному часі дозволяє відстежувати різні вимірювані величини. Однак використання всього їх спектру доцільно лише в одиничних випадках. Тому набір датчиків повинен бути перероблений з

урахуванням специфічних вимог до конкретного трансформатора або групи трансформаторів, їх віку і стану. В таблиці 3.1 і 3.2 наведено основні параметри функціонування трансформатора та їх характеристики і набір датчиків для системи моніторингу трансформатора відповідно.

Таблиця 3.1

Назва елементу/параметру	Характеристика
Струм навантаження і робоча напруга безпосередньо на трансформаторі	Значення струму навантаження є важливою відправною точкою для обчислення температури в найбільш нагрітій точці, тобто для визначення старіння ізоляції активної частини. Робоча напруга трансформатора знімається з вимірювального виведення прохідного ізолятора конденсатора за допомогою датчика напруги. Таким чином, можна виявити зміна ємності прохідного ізолятора, що є першою ознакою його зносу.
Максимальна температура масла і температура зовнішнього середовища	Є необхідними вхідними значеннями для контролю температури, обчислення перевантажувальної здатності і управління системою охолодження.
Вмісту газу та води в маслі	Оскільки серед всіх газів водень викликає найбільші проблеми в активній частині, збільшення вихідного сигналу датчика вмісту газу в маслі є ознакою неполадок, таких як частковий розряд або перегрів. Підвищення вмісту води в маслі може бути викликано декількома причинами. Оскільки утворення води є наслідком і одночасно причиною зносу олійно-паперової ізоляції, вміст води в маслі є важливим показником для контролю стану ізоляції обмоток.

Таблиця 3.2

Контрольований елемент	Датчик
Прохідні ізолятори	Робочі напруги і перенапруги Струм навантаження і надструми Тиск масла
Активна частина	Максимальна температура масла Зміст газу в маслі (Hydran ® 201Ti) Вологість масла Кількість газу в газових реле
Перемикач відгалужень	Положення перемикача відгалужень Енергоспоживання приводу Температура масла
Охолодження	Експлуатаційний стан насосів та вентиляторів Температура масла на вході і виході охолоджувача Зовнішня температура
Розширювач	Рівень масла

3.1.2 Результати вимірювань технічної характеристики силового обладнання

Аналіз надійності проводився в високоефективному статистичному продукті *STATISTICA*.

Структура таблиці:

- рядки, в яких вказано ідентифікатор трансформатора;
- стовпці:
- дата запуску трансформатора;
- стан трансформатора (придатний / не придатний);
- дата виходу з ладу або зняття з виконання, в разі, коли стан "не придатний" або дата останнього огляду трансформатора, коли стан його "придатний";
- тип трансформатора;
- температура масла (якщо трансформатор по типу охолодження сухий, то в таблиці в цьому стовпці отримуємо вільну позицію);

- потужність;
- виробник трансформаторів (з метою конфіденційності назви компаній змінені).

Дані занесені в таблицю, фрагмент якої наведено нижче на рисунку 3.2.

№	Силовые трансформаторы						
	1 Запуск	2 Конец	3 Состояние трансформатора	4 Тип	5 Температура масла	6 Мощность, кВА	7 Производитель
01.04.5689	06.01.1998	05.12.2002	Годен	Масляные	45	4900	Российский трансформатор
01.04.5678	02.05.1998	15.01.2001	Годен	Масляные	52	2700	Российский трансформатор
01.04.5646	31.08.1998	30.12.2000	Не годен	Масляные	41	2400	Российский трансформатор
02.04.5634	22.08.1998	09.09.2007	Не годен	Масляные	42	2600	Русь
02.04.5684	09.09.1998	23.05.2006	Годен	Масляные	49	3000	Русь
02.04.5634	05.10.1998	16.11.2002	Не годен	Масляные	50	3200	Русь
03.04.5624	26.10.1998	26.08.2007	Годен	Масляные	41	3400	ООО Электро
03.04.5690	22.11.1998	22.03.1999	Не годен	Масляные	45	4100	ООО Электро
01.04.5611	20.11.1998	24.05.2003	Годен	Масляные	51	3500	Российский трансформатор
01.05.5787	15.02.1999	19.10.2000	Не годен	Сухие		3500	Российский трансформатор
03.04.5645	08.02.1999	25.03.1999	Не годен	Масляные	49	4800	ООО Электро
01.04.5612	29.03.1999	02.01.2003	Не годен	Масляные	46	3600	Российский трансформатор
02.04.5348	13.04.1999	01.06.2007	Не годен	Масляные	50	2100	Русь
02.05.5148	16.07.1999	30.11.2000	Не годен	Сухие		2100	Русь
02.04.5382	22.05.1999	12.08.2007	Годен	Масляные	43	2200	Русь
03.04.5301	16.08.1999	21.03.2008	Годен	Масляные	54	5000	ООО Электро
03.04.5809	03.09.1999	17.03.2004	Не годен	Масляные	45	4400	ООО Электро
01.04.5805	14.09.1999	05.01.2000	Не годен	Масляные	40	3100	Российский трансформатор
03.04.5444	16.01.2000	22.12.2001	Не годен	Масляные	50	3200	ООО Электро
01.04.5619	03.01.2000	21.06.2004	Годен	Масляные	40	2800	Российский трансформатор
01.04.5016	19.05.2000	19.02.2001	Не годен	Масляные	53	2400	Российский трансформатор
02.05.5999	13.05.2000	19.08.2002	Не годен	Сухие		4000	Русь
02.04.5110	09.05.2000	25.02.2005	Годен	Масляные	49	3400	Русь
03.04.5202	04.07.2000	13.05.2007	Годен	Масляные	53	4300	ООО Электро
03.04.5801	15.10.2000	01.05.2008	Годен	Масляные	41	4500	ООО Электро
02.04.5764	05.01.2001	30.05.2006	Годен	Масляные	42	3600	Русь
02.04.5990	11.01.2001	22.03.2000	Годен	Масляные	40	4000	ООО Электро

Рисунок 3.2 - Копія екрану з таблицею вихідних даних

3.1.3 Аналіз надійності трансформаторів. Таблиці часів життя

Таблиці часів життя. Найбільш природний спосіб опису функції надійності полягає в побудові таблиць часів життя або напрацювань.

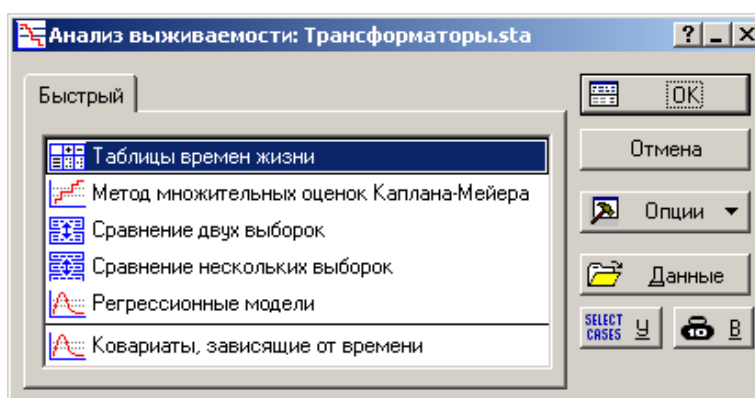


Рисунок 3.3 - Діалогове вікно Аналіз виживаності

Це один з традиційних прийомів аналізу даних про надійність. Таку таблицю можна розглядати як "розширену" таблицю частот. Область можливих часів настання критичних подій розбивається на деяке число інтервалів.

Для кожного інтервалу обчислюється число і частка об'єктів, які на початку розглянутого інтервалу працювали, число і частка об'єктів, які відмовили в даному інтервалі, а також число і частка об'єктів, які були вилучені або цензурувати в кожному інтервалі.

Таблиця времен жонни (Трансформаторы ста)
Логарифм правдоподобия: -88,8558

Интервал	Интервал начало	Средняя точка	Интервал ширина	набл. в начале	набл. изъятых	набл. изучаем	набл. отказавших	Доля отказавших	Доля неотказавших	Кум. доля неотказавших	Плотн. вероятн.	Риск
Интер. №1	0,000	150,227	300,4546	65	0	65,00000	10	0,153846	0,846154	1,000000	0,000512	0,000555
Интер. №2	300,455	450,682	300,4546	55	0	55,00000	3	0,054545	0,945454	0,846154	0,000154	0,000187
Интер. №3	600,909	751,136	300,4546	52	0	52,00000	5	0,096154	0,903846	0,800000	0,000256	0,000336
Интер. №4	901,364	1051,591	300,4546	47	4	45,00000	2	0,044444	0,955556	0,723077	0,000107	0,000151
Интер. №5	1201,818	1352,045	300,4546	41	3	39,50000	1	0,025316	0,974684	0,690940	0,000058	0,000085
Интер. №6	1502,273	1652,500	300,4546	37	9	32,50000	2	0,061538	0,938461	0,673448	0,000138	0,000211
Интер. №7	1802,727	1952,955	300,4546	26	8	22,00000	2	0,090909	0,909091	0,632005	0,000191	0,000317
Интер. №8	2103,182	2253,409	300,4546	16	5	13,50000	0	0,037037	0,962963	0,574550	0,000071	0,000126
Интер. №9	2403,636	2553,864	300,4546	11	2	10,00000	0	0,050000	0,950000	0,553270	0,000092	0,000171
Интер. №10	2704,091	2854,318	300,4546	9	4	7,00000	2	0,285714	0,714286	0,525607	0,000500	0,001109
Интер. №11	3004,545	3154,773	300,4546	3	2	2,00000	0	0,250000	0,750000	0,375433	0,000312	0,000951
Интер. №12	3305,000			1	0	1,00000	1	0,500000	0,500000	0,281575		

Рисунок 3.4 - Копія екрану «таблиця часів життя»

Обсяг вибірки - це число об'єктів, які працювали на початку розглянутого часового інтервалу, мінус половина числа вилучених або цензурованих об'єктів.

Частка відмовили - це відношення числа об'єктів, які відмовили у відповідному інтервалі, до числа об'єктів, що вивчаються на цьому інтервалі.

Частка не відмовивших - ця частка дорівнює одиниці мінус частка відмовили об'єктів.

Кумулятивна частка надійності (функція виживання) - це кумулятивна частка не відмовивших об'єктів до початку відповідного часового інтервалу. Оскільки ймовірності надійності вважаються незалежними на різних інтервалах, ця частка дорівнює добутку часткою не відмовивших об'єктів за всіма попередніми інтервалами.

Отримана частка, як функція від часу, називається також надійністю або функцією надійності (точніше, це оцінка функції надійності).

Щільність ймовірності - це оцінка ймовірності відмови в відповідному інтервалі, що визначається таким чином:

$$F_i = \frac{(P_i - P_{i-1})}{h_i}$$

де F_i - оцінка ймовірності відмови в i -му інтервалі,

P_i - кумулятивна частка не відмовивших об'єктів (функція надійності) до початку i -го інтервалу,

h_i - ширина i -ого інтервалу.

Функція інтенсивності (цей термін був вперше використаний в роботі Barlow, 1963) визначається як ймовірність того, що об'єкт, який працював до початку відповідного інтервалу, відмовить протягом цього інтервалу. Оцінка функції інтенсивності обчислюється як число відмов, що припадають на одиницю часу відповідного інтервалу, поділене на середнє число об'єктів, доопрацювати до моменту часу, що знаходиться в середині інтервалу.

Оцінки параметрів розподілу Вейбулла

Ключовим моментом є розподіл Вейбулла, назване на честь шведського дослідника Валодді Вейбулла (Waloddi Weibull), котрий застосовував цей розподіл для опису часів відмов різного типу в теорії надійності. Розподіл задається двома параметрами:

- параметр форми;
- параметр масштабу.

Процедура оцінювання параметрів використовує алгоритм методу найменших квадратів (див. Роботу Gehan і Siddiqui, 1973). Для проведення оцінювання може бути застосована модель лінійної регресії, оскільки всі чотири сімейства розподілів (Вейбулла, Експоненціальне, Гомперца, Лінійний ризик) можуть бути "зведені до лінійних" (щодо параметрів) за допомогою відповідних перетворень.

Такі перетворення призводять іноді до того, що дисперсія залишків залежить від інтервалів (тобто дисперсія різна на різних інтервалах). Щоб врахувати це, в алгоритмах підгонки використовують оцінки зважених найменших квадратів двох типів.

Знаючи параметричне сімейство розподілів, можна обчислити функцію правдоподібності за наявними даними і знайти її максимум.

Такі оцінки називаються оцінками максимальної правдоподібності. При досить загальних припущеннях ці оцінки збігаються з оцінками найменших квадратів.

Аналогічним чином знаходиться максимум функції правдоподібності при нульовій гіпотезі, тобто для моделі, що допускає різні інтенсивності на різних інтервалах.

Сформульована гіпотеза може бути перевірена, наприклад, за допомогою критерію відношення правдоподібності, статистика якого має (принаймні, асимптотично) χ^2 -квадрат розподіл.

		Оценки параметров; Модель: Вейбулла (Трансформаторы. sta)										
		Замечание: Веса: 1=1, 2=1./N, 3=N(i)*N(i)										
Оценив. Метод	Лямбда	Дисперс. Лямбда	Стд. Ош. Лямбда	Гамма	Дисперс. Гамма	Стд. Ош. Гамма	Ковар. Гам-Лямб	Лог-правдоп.	Хи-квадр	сс	р	
Вес 1	0,000205	0,000000	0,000388	1,035936	0,065037	0,255024	-0,000098	-95,4131	13,11450	9	0,157549	
Вес 2	0,001276	0,000003	0,001664	0,827069	0,029278	0,171109	-0,000282	-94,2420	10,77244	9	0,291675	
Вес 3	0,004066	0,000042	0,006452	0,638892	0,040851	0,202117	-0,001293	-91,9953	6,27893	9	0,711703	

Рисунок 3.5 - Копія екрану «Оцінки параметрів Вейбулла»

При виборі параметрів орієнтуємося на значення лог-правдоподібності і рівень значущості. У нашому випадку, вибираємо останній рядок таблиці.

Підганяючи дані під розподіл Вейбулла, отримуємо, що дані не суперечать гіпотезі згоди про обраний нами вигляді розподілу.

ВИСНОВКИ

За результатами проведеного дослідження можна зробити такі узагальнюючі висновки:

- 1) В умовах високого рівня зношеності електроенергетичного обладнання, що використовується для виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, важливим є формування належної системи моніторингу, оцінки та прийняття відповідних рішень.
- 2) Система моніторингу повинна охоплювати встановлення відповідних критеріїв: цільовий блок, технологічний блок та результативний блок. При цьому така система може бути сформована окремо для кожного енергетичного об'єкту електропередавальної організації і повинна розглядатися комплексі.
- 3) Існуючі методики оцінки технічного стану дозволяють з певним рівнем точності визначити технічний стан об'єкта, водночас, в умовах старіння обладнання, несвоєчасного проведення ремонтних робіт на об'єкті важливим є врахування ймовірності виникнення окремих факторів. При цьому, врахування може біти здійснене при врахуванні алгоритмів нечіткої логіки.
- 4) Результати моніторингу, а також відповідного моделювання технічного стану об'єктів енергетики в комплексі можуть бути використані при здійсненні обстеження електропередавальної організації з метою підвищення ефективності її роботи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії»: № 2019 – VIII від 13.04.2017 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>
2. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016 – 2025 роки [Електронний ресурс]: Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=244972812
3. Режим роботи ГЕС і ГАЕС в об'єднаних енергосистемах [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ru/books/60-entsiklopediya/rozvitok-teploenergetiki-ta-gidroenergetiki/chastina-2-gidroenergetika/rozdil-2-gidroenergetichni-resursi-jikh-vikoristannya-printsipovi-skhemi-parametri-rezhimi-roboti-ges-i-gaes/170-2-8-rezhim-roboti-ges-i-gaes-v-ob-ednanikh-energositemakh>
4. Звіт про результати діяльності у 2016 році [Електронний ресурс]: Затверджено постановою НКРЕКП від 30.03.2017 № 460. – Режим доступу: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2016.pdf.
5. Мережі Укренерго [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.energy/about/merezhi-ukrenergo/>
6. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2020 роки [Електронний ресурс]: Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 29.09.2014 № 680. – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245064086&cat_id=245064078

7. Ахромкін А.О. Сучасні характеристики електричних мереж України: регіональний аспект // А.О. Ахромкін / Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля. – № 6 (223). – 2015.
8. Циганенко Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : 05.14.02 / Циганенко Борис Володимирович – Київ, 2017. – 271 с.
9. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы: Под общ. Ред. Акад. НАН Украины А.В. Кириленко / Институт электродинамики НАН Украины. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2014. – 408 с.
10. Воропай, Н.И. Предпосылки и перспективы развития распределенной генерации в электроэнергетических системах // Энергетика: управление, качество и эффективность использования энергоресурсов. Сб. докл. Всерос. н.-т. конф. Благовещенск, октябрь 5-7, 2005.
11. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах электроснабжения [Текст]/ А.В. Праховник – К.:Освіта України, 2007. – 464.
12. The Modern Grid Initiative Version 2.0., Conducted by the National Energy Technology Reliability, January 2007. [Electronic resource] – Mode of access: <http://www.net1.doe.gov/smartgrid/>
13. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими [Текст] / Базюк Т.М., Блінов І.В., Буткевич О.Ф., Гончаренко І.С., Денисюк С.П. та ін.; За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
14. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Праховник А.В., Денисюк С.П. Еволюція інтелектуальних електричних мереж та їхні перспективи в Україні // Техн. електродинаміка. – 2012. – № 5. – С. 52–67.
15. EPRI's IntelliGridSM initiative. [Electronic resource] – Mode of ccess: <http://intelligrid.epri.com>

16. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення // Технічна електродинаміка .- 2010. - №6 . – С.44-50.
17. Річний огляд діяльності Держенергонагляду за 2017 рік [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245270381>
18. Річний огляд діяльності Держенергонагляду за 2016 рік [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245196539>
19. Річний огляд діяльності Держенергонагляду за 2016 рік [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245196539>
20. НКРЕКП: Ключові проблеми електроенергетики [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://vse.energy/news/pek-news/electro/485-nerc-zvit>
21. План розвитку ОЕС України на 2017 – 2026 рр. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Proekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf>
22. Модель моніторингу якості навчального процесу у вищому навчальному закладі / В. О. Зінченко // Освіта та педагогічна наука. – 2013. – № 3. – С. 16-26.
23. Основи моніторингу в електроенергетиці. Про поняття моніторингу / Б.С. Стогній, М.Ф. Сопель // Технічна електродинаміка. — 2013. — № 1. — С. 62–69. 1
24. Звіт про результати діяльності у 2017 році [Електронний ресурс]: Затверджено постановою НКРЕКП від 23.03.2018 № 360. – Режим доступу:http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKR_2017.pdf
25. Циганенко Б. В. Ефективність роботи розподільних електричних мереж при підвищенні їх класу напруги : 05.14.02 / Циганенко Борис Володимирович – Київ, 2017. – 271 с.

26. Методичні вказівки з обліку та аналізу в енергосистемах технічного стану розподільчих мереж напругою 0,38-20 кВ за повітряними лініями електропередачі" (СОУ-Н МПЕ 40.1.20.576:2005) [Електронний ресурс]: Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 03.02.2005 р. №60 <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245088027>
27. Бардик Є. І. Підвищення надійності функціонування енергокомпаній на основі оцінки ризику виникнення аварійних ситуацій при відмовах електрообладнання / Є. І. Бардик, М. В. Костерев, М. П. Болотний // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2014. – Вип. 39. – С. 13 – 19.
28. Ситников В.Ф., Скопинцев В.А. Вероятностно-статистический подход к оценке ресурсов электросетевого оборудования в процессе эксплуатации // Электричество. – 2007. – № 11. – С. 9–15.
29. Папков Б.В. Надежность электроснабжения. – Н.Новгород: НГТУ, 2007. – 210 с.
30. Хэнли Э.Дж., Кумато Х. Надежность технических систем и оценка риска. – М.: Машиностроение, 1984. – 528 с.
31. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
32. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Области использования и применимости критерия N-i при формировании структуры и выбора параметров элементов ЭЭС. – Иркутск: ЖЭМ СОРАН. – 1999. – 68 с.
33. Костерев М.В., Бардик Є.І., Литвинов В.В. Нечітко-статистичний підхід до оцінювання експлуатаційної та режимної надійності об'єктів підсистем електроенергетичної системи // Наук. пр. Донецького нац.техн. ун-ту. Сер.: Електротехніка і енергетика. – 2013. – № 1(14). – С. 122–128
34. Костерев М.В., Бардик Є.І. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем. – К.: НТУУ КПІ, 2011. – 148 с.