

Вінницький національний технічний університет
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ГРИЩУК МАКСИМ ОЛЕКСАНДРОВИЧ

УДК 621.311

ДИСЕРТАЦІЯ
МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ ДІАГНОСТУВАННЯ СИЛОВИХ
ТРАНСФОРМАТОРІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З
ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Галузь знань 14 – «Електрична інженерія»

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

М. О. Грищук

Науковий керівник:

Рубаненко Олександр Євгенійович,
кандидат технічних наук, професор

Вінниця – 2020

АНОТАЦІЯ

Гришук М. О. Методи та засоби діагностування силових трансформаторів розподільних електричних мереж з фотоелектричними станціями. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (14 – Електрична інженерія). – Вінницький національний технічний університет МОН України, Вінниця, 2020.

Силовий трансформатор (СТ) займає важливе місце в електричних системах, в яких експлуатуються розподільні електричні мережі та фотоелектричні станції. Такій електричній машині варто приділяти увагу під час її експлуатації, оскільки його вихід з ладу може призвести до суттєвих проблем для електроенергетичного підприємства. Особливо актуальним постало питання з розвитком "зеленої" енергетики в Україні. Адже такі об'єкти є умовно керованими, що призводить до часткої зміни режиму роботи як для підприємств, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел так і для розподільних мереж загалом.

Одним з найкращих підходів для діагностування силових трансформаторів нині є аналіз частотної реакції (FRA) під час випробування трансформатора. Однак використання такого методу ускладнюється відсутністю нормативних документів, які регламентують його застосування на території України в повному обсязі, а інтерпретація отриманих результатів часто залишається загадкою для обслуговуючих підприємств.

У роботі запропоновано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі покращення якості експлуатації силових трансформаторів за рахунок їх комплексного діагностування в розподільних електричних мережах по яких передається електрична енергія від фотоелектричних станцій до споживачів.

Розроблено та вдосконалено методи діагностування силових трансформаторів розподільних електричних мереж з фотоелектричними

станціями покращує якість їх функціонування за рахунок виявлення дефектів на ранній стадії їх розвитку, дозволяє покращити енергоефективність таких станцій і мереж шляхом вчасних ремонтів та зменшення аварій.

Аналіз особливостей парку силових трансформаторів розподільних електричних мереж, що експлуатуються в Україні, вказує на відпрацювання більшістю з них, паспортного ресурсу та на те, що частими причинами виведення силових трансформаторів з експлуатації є зростання кількості фотоелектричних станцій та генерованої ними електричної енергії, пошкодження обмоток та магнітопроводу.

Запронована класифікація існуючих методів та засобів діагностування силових трансформаторів свідчить про те що на відміну від інших методів аналіз амплітудно-частотних характеристик дозволяє виявляти різні дефекти (деформації та зсуви обмоток, пошкодження магнітопроводів, погіршення ізоляції, погіршенні контактів).

Структурна схема мікропроцесорного приладу комплексного діагностування трансформатора дозволяє розробити електричну принципову схему цього приладу комплексне вимірювання контрольованих параметрів СТ.

Розрахунок помилок діагностування силового трансформатора першого та другого роду дозволяє оцінити якість запропонованих в роботі методів та обґрунтувати доцільність їх застосування.

Розроблені алгоритми та програмне забезпечення призначені покращити якість визначення технічного стану силових трансформаторів 6-35 кВ, під час їх обстеження.

Розроблено програмне забезпечення для виявлення дефекту СТ за результатами аналізу його АЧХ та для визначення діапазону частот на АЧХ з понаднормованим відхиленням.

Так, у першому розділі дисертаційної роботи виконано аналіз електроенергетичного комплексу України, який дозволив сформулювати висновки щодо доцільності проведення дослідження. Виконано аналіз парку силових трансформаторів та їх конструктивних особливостей, що дозволило прийняти

рішення щодо досліджуваних СТ, сформувані обмеження та припущення в роботі. Визначено, що одним із ключовими елементами, електричних мереж (ЕМ), є СТ 35-0,4 кВ. Велика їх кількість, експлуатуються в Україні, тому прийнято рішення в подальшому досліджувати саме цей клас СТ. Проведений аналіз комп'ютерної моделі фрагменту розподільної мережі, показав, що СТ, часто перебувають у передаварійних режимах, а СТ, які експлуатуються на ФЕС, також зазнають значних впливів під час частих комутаційних режимів. Так, наступним кроком проведено дослідження пошкоджуваності СТ, які показали, що як в Україні, так і за кордоном, СТ продовжують пошкоджуватись, незважаючи на різноманіття існуючих методів та засобів діагностування. Визначено показники надійності ЕМ, та показники, що характеризують стан СТ. Дослідження дозволять сформувані методи та засоби діагностування, що дозволяють визначити технічний стан СТ.

У другому розділі дослідження виконано аналіз існуючих методів діагностування СТ, що описані в нормативній літературі. Розглянуто основні методи, якими часто користуються в Україні, з метою визначення технічного стану СТ. Наведено дослідження алгоритму, що дозволяє визначити готовність СТ до експлуатації. Визначено, що нині, методи амплітудно-частотного діагностування, є відносно новими, особливо в Україні; Проведено аналіз таких методів. Проведено аналіз впливу методів частотного діагностування на виявлення дефектів СТ, під час визначення його технічного стану. Проведений аналіз методів діагностування, дозволив узагальнити методи та класифікувати їх, що в подальшому дозволить раціонально визначити необхідні інструменти, для визначення стану СТ під час його експлуатації.

Третій розділ дисертаційного дослідження присвячено розробленню нових та вдосконаленню існуючих методів та засобів діагностування. Так, за результатами дослідження отримав подальший розвиток метод визначення оптимальної послідовності випробувань СТ. Такий метод дозволить врахувати результати огляду СТ, що експлуатуються на ФЕС, оперативним персоналом, який шляхом врахування результату зовнішніх проявів дефекту, дозволяє

вибрати оптимальну послідовність контролю та зменшити час на виявлення та обґрунтування можливого дефекту на ранній стадії його розвитку. Наведено алгоритм запропонованого методу визначення оптимальної кількості випробувань, який шляхом врахування похибок FRAnalyzer та використання D-оптимальних планів, дозволяє зменшити помилки першого та другого роду під час визначення технічного стану СТ, що знаходяться в експлуатації. Показано алгоритм, який дозволяє визначити дату проведення наступної перевірки СТ, що на основі попередньо проведеного діагностування, дозволить забезпечити повний контроль технічного стану силового трансформатора.

В четвертому розділі дисертаційного дослідження описано розроблений алгоритм проведення комплексного діагностування, що дає змогу виявити пошкодження навіть на ранній стадії їх розвитку. Запропонований підхід дозволяє оптимізувати послідовність виконання дій під час діагностування СТ, за рахунок чого проведені дослідження дадуть змогу сформулювати більш точні дані щодо стану СТ. Запропоновано структурну схему мікропроцесорного пристрою, що забезпечить комплексний підхід до вимірювання контрольованих параметрів СТ, а також програмне забезпечення інтерпретації отриманих результатів під час опрацювання вимірюваних параметрів СТ.

Наукова новизна отриманих результатів, що виносяться на захист, полягає у тому, що:

1. Вперше розроблений метод пошуку дефектів силових трансформаторів шляхом порівняння амплітудно-частотних характеристик, який за рахунок контролю додаткових діагностичних параметрів, запропонованих за результатами виявлених відхилень цих характеристик дозволяє підтвердити, або спростувати визначений дефект;

2. Отримав подальший розвиток метод визначення технічного стану силового трансформатора, який шляхом врахування похибок вимірювальних приладів та використання D-оптимальних планів дозволяє визначити кількість повторних вимірювань амплітудно-частотних характеристик, що дає можливість зменшити помилки діагностування першого та другого роду.

3. Отримав подальший розвиток метод визначення оптимальної послідовності випробувань силового трансформатора в залежності від зміни результатів його огляду оперативним персоналом, який шляхом врахування результату зовнішніх проявів дефекту, дозволяє вибрати оптимальну послідовність контролю та зменшити час на виявлення та обґрунтування можливого дефекту на ранній стадії його розвитку.

Практичне значення отриманих результатів:

1. Розроблено алгоритми визначення технічного стану силового трансформатора 6-35 кВ під час конкретного обстеження.

2. Розроблено програмне забезпечення визначення оптимальної кількості вимірювань, під час діагностування силових трансформаторів 10-35 кВ з використанням методу аналізу амплітудно-частотних характеристик.

3. Результати дисертаційної роботи використовуються в навчальному процесі під час викладання дисциплін «Комп'ютерні системи діагностики електричного обладнання»; в «АК Вінницяобленерго», в ТОВ «Українські технологічні продукти», в Департаменті електричних підстанцій Південно-Західної електроенергетичної системи.

Ключові слова: діагностування, пошкодження, силовий трансформатор, частотний аналіз, обмотки, планування, експеримент, фотоелектрична станція.

ABSTRACT

Hryshchuk M. Methods and tools for diagnosing power transformers of electrical distribution networks with photovoltaic stations. - Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

The dissertation on competition of a scientific degree of the doctor of philosophy in the direction of preparation 141 - "Electric power, electric engineering and electromechanics" on a specialty 14 - "Electrical engineering" - Vinnytsia national technical university, Vinnytsia, 2020.

Power transformer (PT) occupies an important place in electrical systems in which distribution networks and photovoltaic stations are operated. Such an electric machine should be considered during its operation, as its failure can lead to serious problems for the power company. The issue of the development of "green" energy in Ukraine has become especially relevant. After all, such facilities are conditionally controlled, which leads to frequent changes in the mode of operation of the enterprise that produces electricity from alternative sources and for distribution networks in general.

One of the best approaches for diagnosing power transformers today is frequency response analysis (FRA) during transformer testing. However, the use of such a method is complicated by the lack of regulations governing its application in Ukraine in full, and the interpretation of the results often remains a mystery to service companies.

The paper proposes a new solution to the current scientific and applied problem of improving the quality of operation of power transformers through their comprehensive diagnosis in the electrical distribution networks through which electricity is transmitted from photovoltaic plants to consumers.

Development and improvement of methods for diagnosing power transformers of distribution electric networks with photovoltaic stations improves the quality of their operation by detecting defects at an early stage of their development, improves energy efficiency of such stations and networks by timely repairs and reduction of accidents.

Analysis of the peculiarities of the fleet of power transformers of distribution

electric networks operated in Ukraine indicates the development of most of them, the passport resource and that frequent reasons for decommissioning of power transformers are an increase in the number of photovoltaic stations and electricity generated, damage to windings and magneto .

The proposed classification of existing methods and means of diagnosing power transformers shows that, unlike other methods, the analysis of amplitude-frequency characteristics allows to detect various defects (deformations and shifts of windings, damage to magnetic circuits, insulation deterioration, contact deterioration).

The block diagram of the microprocessor device of complex diagnostics of the transformer allows to develop the electric schematic scheme of this device of complex measurement of the controlled parameters of Power Transformer.

The calculation of errors in diagnosing the power transformer of the first and second kind allows us to assess the quality of the proposed methods and justify their feasibility.

The developed algorithms and software are designed to improve the quality of determining the technical condition of 6-35 kV power transformers during their inspection.

Software has been developed to detect a PT defect based on the results of its frequency response analysis and to determine the frequency range at the frequency response with excessive deviation.

Thus, in the first section of the dissertation the analysis of the electric power complex of Ukraine is made, which allowed to form conclusions about the expediency of the research. The analysis of the fleet of power transformers and their design features was performed, which allowed to make decisions about the studied PT, to form limitations and assumptions in the work. It is determined that one of the key elements of electrical grids (EG) is 35-0.4 kV. A large number of them are operated in Ukraine, so it was decided to further study this class of ST. The analysis of the computer model of the fragment of the distribution network showed that the PTs are often in pre-emergency modes, and the PTs operated at the PES (Photo Elektrical Station) are also significantly affected during frequent switching modes. Thus, the next step was a study

of PT damage, which showed that both in Ukraine and abroad, PT continues to be damaged, despite the variety of existing methods and means of diagnosis. EG reliability indicators and indicators characterizing the state of PT are determined. Research will allow to form methods and means of diagnosis that allow to determine the technical condition of PT.

The second section of the study analyzes the existing methods of diagnosing PT, which are described in the normative literature. The main methods often used in Ukraine are considered in order to determine the technical condition of PT. The research of the algorithm which allows to define readiness of PT for operation is resulted. It is determined that today, the methods of amplitude-frequency diagnosis are relatively new, especially in Ukraine; The analysis of such methods is carried out. The analysis of the influence of frequency diagnostic methods on the detection of PT defects during the determination of its technical condition is carried out. The analysis of diagnostic methods allowed to generalize the methods and classify them, which in the future will rationally determine the necessary tools to determine the state of PT during its operation.

The third section of the dissertation research is devoted to the development of new and improvement of existing methods and means of diagnosis. Thus, according to the results of the study, the method of determining the optimal sequence of PT tests was further developed. This method will take into account the results of inspection of PT operated at the PES, operational staff, which by taking into account the results of external manifestations of the defect, allows you to choose the optimal sequence of control and reduce the time to identify and justify a possible defect at an early stage. The algorithm of the proposed method for determining the optimal number of tests, which by taking into account the errors of FRAnalyzer and the use of D-optimal plans, allows to reduce errors of the first and second kind when determining the technical condition of PT in operation. An algorithm is shown that allows to determine the date of the next inspection of the PT, which on the basis of pre-diagnosis, will provide full control of the technical condition of the power transformer.

The fourth section of the dissertation research describes the developed algorithm

for complex diagnosis, which allows to detect damage even at an early stage of their development. The proposed approach allows to optimize the sequence of actions during the diagnosis of PT, due to which the research will allow to generate more accurate data on the state of PT. The structural scheme of the microprocessor device which will provide the complex approach to measurement of the controlled parameters of PT, and also the software of interpretation of the received results during processing of the measured parameters of PT is offered.

The scientific novelty of the obtained results, which are submitted for defense, is that:

1. For the first time a method of searching for defects of power transformers by comparing amplitude-frequency characteristics, which by controlling additional diagnostic parameters proposed by the results of detected deviations of these characteristics allows to confirm or refute the identified defect;

2. The method of determining the technical condition of the power transformer was further developed, which by taking into account the errors of measuring instruments and the use of D-optimal plans allows to determine the number of repeated measurements of amplitude-frequency characteristics, which reduces diagnostic errors of the first and second kind.

3. The method of determining the optimal sequence of tests of the power transformer depending on the change of the results of its inspection by operational personnel, which by taking into account the result of external manifestations of the defect, allows to choose the optimal sequence of control and reduce the time to detect and justify a possible defect at an early stage.

The practical significance of the results:

1. Algorithms for determining the technical condition of a 6-35 kV power transformer during a specific survey have been developed.

2. Software for determining the optimal number of measurements during the diagnosis of 10-35 kV power transformers using the method of analysis of amplitude-frequency characteristics.

3. The results of the dissertation are used in the educational process during the

teaching of disciplines "Computer diagnostics of electrical equipment"; in AC Vinnytsiaoblenerho, in LLC Ukrainian Technological Products, in the Department of Electrical Substations of the South-Western Electric Power System.

Key words: diagnosing, damage, power transformer, frequency analysis, windings, planning, experiment, photovoltaic station.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

– в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

- [1] Рубаненко О. Є., Лабзун М. П., Грищук М. О. Визначення дефектів трансформаторного обладнання з використанням частотних діагностичних параметрів. *Вісник Нац. техн. ун-ту "ХПІ" : зб. наук. пр. Сер.: Нові рішення в сучасних технологіях*, 2017. № 23. С. 41-46.
- [2] Rubanenko O., Rubanenko O., Hryshchuk M. Planning of the experiment for the defining of the technical state of the transformer by using amplitude-frequency characteristi. *Przegląd elektrotechniczny* 2020. No 3. P. 119–124.
- [3] Рубаненко О. Є., Грищук М. О., Лабзун М. П. Обґрунтування можливості виявлення дефектів деформації обмоток силового трансформатора за результатами вимірювань FRA. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. № 186. С. 103–106.
- [4] Рубаненко О. Є., Грищук М. О., Лабзун М. П. Обґрунтування меж діапазону частот ачх трансформаторів відповідного дефектам зсуву витків. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2017. № 5, С. 171–176.
- [5] Грищук М. О., Рубаненко О. О., Рубаненко О. Є. Планування технічного обслуговування силових трансформаторів для отримання результатів їх частотних характеристик. *Світлотехніка та енергетика.*, 2019. № 56. С. 92–98.

– які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

- [7] Грищук М. О. Аналіз пошкоджуваності силових трансформаторів електроенергетичних систем. *Матеріали конференції [XLVI Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного*

- університету (2017)]. (Вінниця 5-13 березня 2017) / ВНТУ. 2017. С. 2755–2757.
- [8] Грищук М. О., Рубаненко О. Є., Дмуховський В. А. Обґрунтування частотних діапазонів ачх силових трансформаторів та реакторів для ідентифікації їх дефектів. *Матеріали конференції* [XIV Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018)]. (Вінниця 15-17 жовтня 2018) / ВНТУ. 2018. С. 256–256.
- [9] Грищук М. О., Рубаненко О. Є., Дмуховський В. А., Лабзун М. П. Обґрунтування оптимальної кількості дослідів для визначення АЧХ силового трансформатора під час його відключення з метою діагностування. *II Всеукраїнська науково-технічна конференція* [Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (ЕЕЕС-2018)]. (Харків Збірник наукових праць. «Друкарня Мадрид». 21-25 лютого 2018) / Харків. 2018. С. 43–45.
- [10] Грищук М. О. Визначення кількості вимірювань для адекватної оцінки результатів отриманих амплітудо-частотних характеристик силових трансформаторів. *Матеріали конференції XLVIII Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2019)». (Вінниця 5-13 березня 2019) / ВНТУ. 2019. С. 2869–2870.*
- [11] Грищук М. О. Обґрунтування меж діапазону частот АЧХ трансформаторів відповідного дефектам зсуву витків. *Матеріали конференції XLVII* [Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2018)]. (Вінниця 5-13 березня 2018) / ВНТУ. 2018. С. 3106–3108.
- [12] Грищук М. О. Результати накопичення бази амплітудо-частотних характеристик силових трансформаторів. *The 6th International scientific and practical conference Dynamics of the development of world science*

(Vancouver, Canada, February 19-21, 2020) / Perfect Publishing. 2020, P. 507–512.

- [13] Грищук М. О., Рубаненко О. Є. Визначення часу проведення технічного обслуговування силових трансформаторів за результатами контролю їх частотних характеристик. *The 3 rd International scientific and practical conference Science, society, education: topical issues and development prospects* (Kharkiv, Ukraine, February 17-18, 2020). / Perfect Publishing. 2020. P. 118–120.

– які додатково відображають наукові результати дисертації:

- [6] Грищук М. О., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Дослідження пошкодження силового трансформатора на фотовольтаїчній електростанції. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки.*, 2019. № 6, С. 178–183.

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	17
Вступ.....	18
Розділ 1 Аналіз парку СТ та умов їх експлуатації в мережах з ФЕС	24
1.1 Аналіз парку СТ, що експлуатуються в Україні.....	25
1.2 Аналіз конструктивних особливостей СТ.....	29
1.3 Аналіз статистики відмов СТ в розподільних мережах з ФЕС	35
1.4 Аналіз умов функціонування СТ.....	43
1.5 Аналіз показників надійності СТ та їх вплив на показники надійності ЕЕМ з ФЕС	46
1.6 Висновки до розділу 1.....	51
Розділ 2 Аналіз існуючих методів та засобів діагностування СТ	52
2.1 Аналіз діагностичних параметрів СТ.....	52
2.2 Дослідження основних методів діагностування СТ	54
2.3 Методи частотного діагностування.....	67
2.4 Узагальнення результатів аналізу.....	72
2.5 Висновки до розділу 2.....	74
Розділ 3 Розроблення алгоритмів та методів визначення технічного стану СТ .	75
3.1 Вдосконалення методу визначення оптимальної послідовності випробувань СТ	76
3.2 Вдосконалення методу визначення технічного стану силового трансформатора шляхом повторних вимірювань АЧХ	86
3.3 Планування технічного обслуговування силових трансформаторів	97
3.4 Висновки до розділу 3.....	101
Розділ 4 Розробка засобів контролю стану СТ	103
4.1 Розробка пристрою комплексного діагностування СТ	103
4.2 Розробка програмного забезпечення процесу діагностування СТ	106
4.3 Розроблення структурної схеми приладу діагностування	111
4.4 Оцінювання помилок першого і другого роду при визначенні стану СТ ...	114

4.5 Опис програми для визначення інформативного діапазону частот відповідних дефекту СТ	124
4.6 Висновки до розділу 4.....	126
Висновки.....	128
Перелік використаних джерел.....	130
Додаток А Акти впровадження результатів дисертації	152
Додаток Б Визначення контрольних меж відповідним дефектам на АЧХ	156
Додаток В Планування експерименту для визначення технічного стану трансформатора по АЧХ.....	203
Додаток Г Планування технічного обслуговування силових трансформаторів за результатами контролю їх частотних характеристик	218
Додаток Д Отримані АЧХ	229
Додаток Е Протоколи програмного аналізу АЧХ	245
Додаток Ж Код програми	247
Додаток К Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації.....	252

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ЕЕС – електроенергетична система;

СТ – силовий трансформатор;

МГЕС – мікро-гідроелектростанція;

ФЕС – фотоелектрична станція

ВЕС – вітроелектрична станція;

БіоЕС – біогазова електрична установка;

АЧХ – амплітудно-частотна характеристика;

FRA – Frequency Response Analysis (аналіз частотних відповідей);

ФЕС – фотоелектрична станція

ОСР – оператор системи розподілу

ТС – технічний стан

ВО – високовольтне обладнання

ОЕС – об'єднана енергетична система

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. У сучасних електроенергетичних системах силові трансформатори є одним з основних видів високовольтного обладнання [7]. Вихід з ладу СТ під час експлуатації значно погіршує параметри надійності та економічні показники роботи енергетичного підприємства [8]. Пошкодження СТ під час їх експлуатації в ЕЕС зменшує надійність та збільшує ймовірність відмови іншого обладнання.

Нині в Україні досить швидко розвиваються електрогенерувальні компанії, що працюють на відновлюваних джерелах енергії, такі як наприклад мікро-ГЕС (МГЕС), фотоелектричні станції (ФЕС), вітроелектричні станції (ВЕС), біогазові електричні установки (БіоЕС) [6], [2]. Існування таких об'єктів неможливе без СТ. Та варто врахувати, що на таких об'єктах СТ пошкоджуються навіть в перші роки чи місяці експлуатації [3]. Так, наприклад, з лютого по серпень 2018 року на одній із ФЕС та на двох інших суміжних підстанціях пошкодились п'ять трансформаторів 35 кВ. З них (3+2) на двох з трьох місць експлуатації по два трансформатори.

Разом із тим, прийнята на сьогоднішній день концепція, планово попереджувальних робіт, під час експлуатації ТС, стає малоефективною, особливо для СТ класом напруги 35-0,4 кВ, які як правило, входять до складу ФЕС [9]- [11]. Це викликано рядом причин, основною з яких є економічна [12], [13]. Адже процес діагностування вимагає відключення їх від мережі, витрати на проведення діагностування і т.д [9], [10]. Крім того, наприклад, на таких об'єктах, як ФЕС, недоцільно організовувати відділ діагностування СТ, адже заводи-виробники такого обладнання дають досить великий термін експлуатації [6].

Вдосконалення існуючої системи діагностування силових трансформаторів, особливо класом напруги 35-0,4 кВ, є актуальним для сучасної електроенергетики, оскільки, наприклад, в Україні близько 40 – 50% трансформаторів відпрацювало свій паспортний ресурс, а статистика

пошкоджуваності свідчить про те, що пошкодження мають місце і у щойно введених в експлуатацію СТ [9], [10]. Значний вклад у вирішенні питання розробки та вдосконалення методів і засобів діагностування електричних машин внесли такі вітчизняні та закордонні вчені, як: Кутін В. М., Грабко В. В., П. Д. Лежнюк, С. В. Василець., В. В. Черкашина, Tenbohlen, S., Львов М. Ю., Поляков М. Уао, С., та інші не менш відомі, які у своїх працях, (наприклад [14], [15], [16], [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23], [24], [25], [26], [27], [28], [29], [30]) досліджують перспективи розвитку діагностування електричних машин. Крім того, нині широко розвинені діагностичні комплекси, для визначення стану СТ, наприклад, комплекс діагностування основної ізоляції трансформаторів «Регіна», системи SAFE-T, TDM, СУМ-ТО, РЕТОМ, також системи розроблені фірмою OMICRON, Siemens, ABB TEC, МЕДУС, та інші.

Так, вищевказані системи та комплекси, звичайно визначають стан СТ, однак, враховуючи статистику, необхідною є розробка нових методів та вдосконалення існуючих, для більш інформативного висновку про стан такого обладнання, особливо для СТ 35-0,4 кВ.

Отже, питання вдосконалення існуючих методів та засобів діагностування силових трансформаторів класом напруги 35-0,4 кВ, з метою зменшення кількості їх відмов, на початковій стадії їх розвитку, є актуальним, оскільки так як вирішення такої проблеми дозволить підвищити рівень надійнісних показників електроенергетичної мережі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Основний зміст роботи становлять результати досліджень, що проводились на кафедрі електричних станцій та систем, в службі ремонтів високовольтного обладнання ВП НЕК Південно-Західної ЕЕС, АТ ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО та на приватних підприємствах з вироблення електричної енергії (зокрема на ФЕС) протягом 2016-2020 років. Науково-дослідна робота проводилась відповідно до наукового напрямку кафедри, тематики науково-дослідної роботи ВНТУ за держбюджетною темою «Інтегрування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в електричні

мережі для підвищення їх енергоефективності з використанням SMART GRID технологій» (№ держреєстрації 018U000206).

Мета і завдання дослідження.

Метою дослідження є підвищення якості визначення технічного стану силових трансформаторів розподільних мереж з ФЕС шляхом вдосконалення їх комплексного діагностування та виявлення пошкоджень на ранній стадії розвитку.

Відповідно до вказаної мети, в роботі вирішуються такі **основні задачі**:

1. Провести аналіз парку силових трансформаторів розподільних електричних мереж 10-35 кВ і фотоелектричних станцій, що експлуатуються в Україні, а також визначити вплив умов їх експлуатації на пошкоджуваність.

2. Запропонувати класифікацію існуючих методів та засобів діагностування силових трансформаторів з врахуванням особливостей аналізу амплітудно-частотних характеристик.

3. Розробити метод визначення дефектів СТ шляхом порівняння АЧХ, який за рахунок контролю додаткових діагностичних параметрів, запропонований за результатами виявлених відхилень АЧХ дозволить підтвердити, або спростувати дефект прогнозований за результатами контролю АЧХ;

4. Розвинути метод визначення технічного стану СТ, який шляхом врахування похибок вимірювальних приладів та використання D-оптимальних планів дозволяє визначити кількість повторних вимірювань АЧХ, що дає можливість зменшити помилки діагностування першого та другого роду.

5. Розвинути метод визначення оптимальної послідовності випробувань СТ в залежності від зміни результатів огляду СТ, оперативним персоналом, який шляхом врахування результату зовнішніх проявів дефекту, дозволяє вибрати оптимальну послідовність контролю та зменшити час на виявлення та обґрунтування можливого дефекту на ранній стадії його розвитку.

6. Розробити алгоритми визначення технічного стану СТ, під час обстеження СТ 6-35 кВ.

7. Розробити програмне забезпечення для визначення оптимальної кількості вимірювань, під час діагностування силових трансформаторів 10-35 кВ з використанням методу аналізу амплітудно-частотних характеристик.

Об'єктом дослідження дисертаційної роботи є процеси зміни відмов та умов експлуатації силових трансформаторів в розподільних мережах з ФЕС.

Предметом досліджень є методи та засоби визначення технічного стану силових трансформаторів.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених задач, аналізу та опрацюванням за результатами дослідження, були використані методи: дисперсійного аналізу, контрольних меж, FRA аналізу, D-оптимальних планів.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у тому, що:

1. Вперше розроблено метод пошуку дефектів силового трансформатора шляхом порівняння амплітудно-частотних характеристик, який за рахунок контролю додаткових діагностичних параметрів, запропонованих за результатами виявлених відхилень цих характеристик, дозволяє підтвердити або спростувати визначений дефект;

2. Отримав подальший розвиток метод визначення технічного стану силового трансформатора, який шляхом врахування похибок вимірювальних приладів та використання D-оптимальних планів дозволяє визначити кількість повторних вимірювань амплітудно-частотних характеристик, що дає можливість зменшити помилки діагностування першого та другого роду.

3. Отримав подальший розвиток метод визначення оптимальної послідовності випробувань силового трансформатора в залежності від зміни результатів їх огляду оперативним персоналом, який шляхом врахування результату зовнішніх проявів дефекту дозволяє вибрати оптимальну послідовність контролю та зменшити час на виявлення та обґрунтування можливого дефекту на ранній стадії його розвитку.

Практичне значення отриманих результатів.

1. Розроблено алгоритми визначення технічного стану силового трансформатора 6-35 кВ під час обстеження.

2. Розроблено програмне забезпечення визначення оптимальної кількості вимірювань під час діагностування силових трансформаторів 10-35 кВ з використанням методу аналізу амплітудно-частотних характеристик.

3. Результати дисертаційної роботи використовуються в навчальному процесі під час викладання дисципліни «Комп'ютерні системи діагностики електричного обладнання», а також в «АК Вінницяобленерго», в ТОВ «Українські технологічні продукти», в Департаменті електричних підстанцій Південно-Західної електроенергетичної системи.

Особистий внесок здобувача. Всі наукові положення, які є основним змістом дисертаційної роботи, розроблено та обґрунтовано здобувачем особисто. В роботах опублікованих у співавторстві, автору належать: [1] – визначення дефектів трансформаторного обладнання з використанням частотних діагностичних параметрів; [3] – обґрунтування можливості виявлення дефектів деформації обмоток силового трансформатора за результатами вимірювань FRA; [4] – обґрунтування меж діапазону частот АЧХ трансформаторів відповідного дефектам зсуву витків; [2] – планування технічного обслуговування силових трансформаторів для отримання їхніх частотних характеристик; [6] – дослідження пошкодження СТ на ФЕС; [5] – планування технічного обслуговування СТ, з врахуванням АЧХ.

Апробація матеріалів дисертації. Головні результати дисертаційної роботи були подані та обговорювались на таких конференціях: XLVI Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2017), Вінниця, 2017.; XLVII Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2018)», Вінниця, 2018.; XIV Міжнародна конференція КОНТРОЛЬ І УПРАВЛІННЯ В СКЛАДНИХ СИСТЕМАХ (КУСС-2018))», Вінниця, 2018.; II Всеукраїнська науково-технічна конференція «Енергоефективність та енергетична безпека

електроенергетичних систем (EEES-2018)»; XLVIII Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2019)», Вінниця, 2019.; науково-практична конференція Експлуатація, діагностування, ремонт трансформаторів та іншого силового обладнання, діагностика трансформаторних оли. Безпека персоналу при виконанні робіт з експлуатації та ремонту. м. Львів, 2018.; the 3 rd International scientific and practical conference “Science, society, education: topical issues and development prospects” (February 17-18, 2020) SPC “Sci-conf.com.ua”, Kharkiv, Ukraine. 2020.; the 6th International scientific and practical conference “Dynamics of the development of world science” (February 19-21, 2020) Perfect Publishing, Vancouver, Canada. 2020.;

Публікації. За матеріалами дисертаційної роботи опубліковано 13 робіт, з них 5 статей у наукових фахових виданнях, що входять до переліку рекомендованих ДАК, 1 стаття у закордонному періодичному виданні, 7 статей у збірниках матеріалів конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (180 найменувань) та додатків. Повний обсяг дисертації – 254 сторінки. Основний зміст викладено на 112 сторінках друкованого тексту, містить 53 рисунки та 12 таблиць.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ПАРКУ СТ ТА УМОВ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ В МЕРЕЖАХ З ФЕС

Відомо, що нині попит на електроенергію як в Україні, так і у світі зменшується [31] [32] [33] [34] [35] [36] [37] (рис. 1.1). Це зменшує зацікавленість споживачів та енергопостачальних компаній в оновленні високовольтного обладнання (ВО).

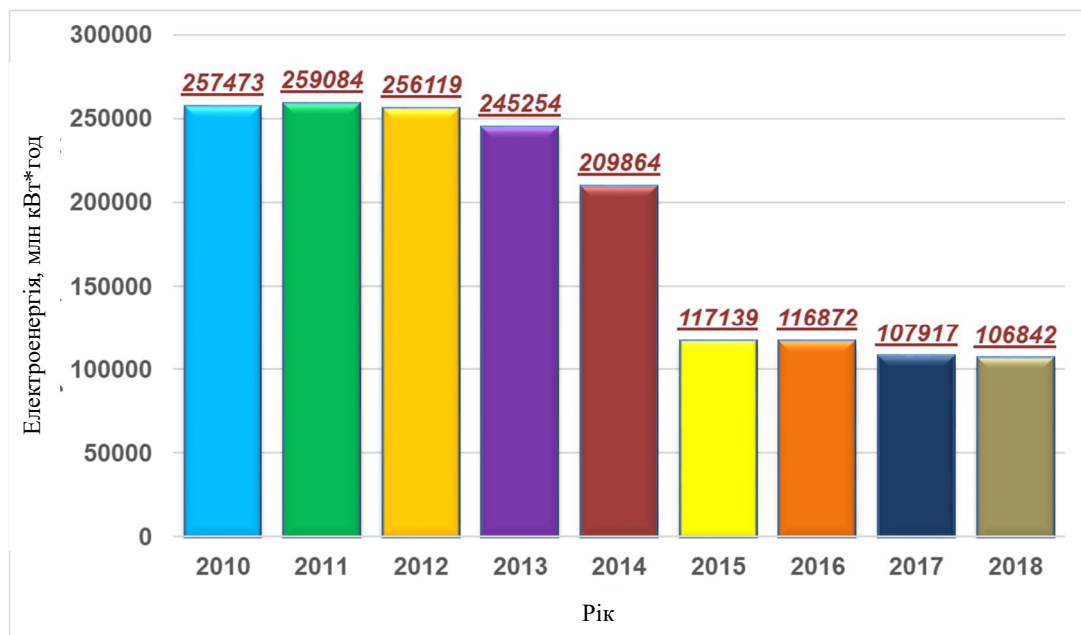


Рисунок 1.1 – Розподіл зміни споживання електроенергії за даними НКРЕ КП

Однак курс розвитку нашої країни стимулює забезпечення споживачів якісною електричною енергією та будівництва відновлюваних джерел енергії, таких як, наприклад, (ФЕС, ГЕС, ВЕС, і т.д.) [6], [31], [32], [33], [34], [35], [36], [37], [25]. Так, за чотири роки встановлена потужність ФЕС зросла більш як в 3 рази і складає на кінець 2018 року – 1100 МВт [31], [33], [34], [35], [36], [37], [38], (рис. 1.2). Також варто врахувати, що ФЕС розміщені нерівномірно по території України що, в свою чергу, призводить до труднощів під час забезпечення надійної роботи мережі.

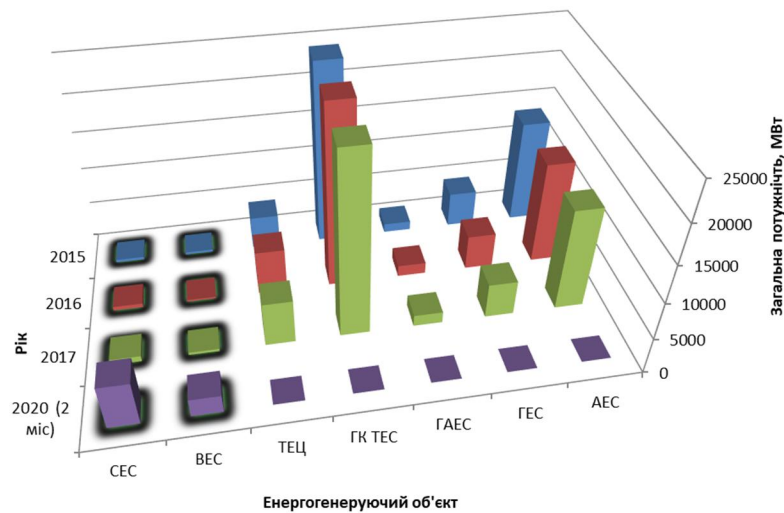


Рисунок 1.2 – Розподіл зміни енергогенерувальних компаній за даними НКРЕ КР (2015-2020рр..)

Цей факт акцентує увагу на важливості безперебійного виробництва та надійної передачі електроенергії, з врахуванням такого, важливого показника, як якість електричної енергії. Одним із факторів забезпечення таких умов є підвищення надійності, діагностування та прогнозування дефектів силового обладнання. Адже силовий трансформатор (СТ) є досить вагомим елементом електроенергетичної системи (ЕЕС). Оскільки рівень напруги від електростанції до системи розподілу змінюється кілька разів, сукупність встановленої потужності СТ зазвичай становить від 8 до 10 разів більше, ніж встановлена потужність генераторів на електростанціях. Для ефективного діагностування СТ, пропонується визначити, які ж СТ, часто зустрічаються в експлуатації.

1.1 Аналіз парку СТ, що експлуатуються в Україні

Електроенергетичний комплекс нашої країни є досить масивним елементом, що включає в собі структурні одиниці, керівні органи, електричні мережі, підстанційні вузли, електрообладнання, електрогенерувальні компанії, обслуговувальні компанії і т.д. Основою енергетики нашої країни є Об'єднана енергетична система (ОЕС), що забезпечує централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів, взаємодію з енергосистемами суміжних країн, експорт

та імпорт електроенергії [37]. Так, нині, в Україні, здійснює свою діяльність НЕК «Укренерго» – енергетична компанія з функціями оперативно-технологічного управління Об’єднаною енергосистемою України (ОЕС) та передачі електроенергії магістральними електромережами від генерації до регіональних електромереж енергопостачальних компаній (обленерго), що веде свою діяльність відповідно до чинного законодавства України, вимог та правил наших міжнародних партнерів [37], [39]. Компанія, яка представляє цілі державного регулятора розподілу електроенергії, для виконання функцій диспетчерського управління і передачі електричної енергії Укренерго, забезпечує експлуатацію і розвиток унікальних і високотехнологічних енергооб’єктів – повітряних електроліній і підстанцій напругою 220-750 кВ, якими щорічно передаються мільярди кВт·год. електроенергії в країні і за кордон [37], [39].

Зрозуміло, що таке велике електроенергетичне підприємство, не може існувати без СТ. Так, загалом НЕК «УКРЕНЕРГО» має на своєму балансі 137 підстанцій різних потужностей (станом на 31.12.2017), що мають параметри, показані в табл. 1.1 [39].

Таблиця 1.1 – Аналіз парку СТ НЕК «УКРЕНЕРГО»

Клас напруги ПС, кВ	Кількість, шт.	Встановлена потужність АТ та СТ, МВА
110	4	286,0
220	33	9394,2
330	88	48972,9**
400	2	1609,0
500	2	1753,0
750	8	16738,0
Разом	137*	78753,1

*–17 підстанцій знаходяться на території тимчасово окупованої Автономної Республіки Крим і 17 підстанцій знаходяться на тимчасово непідконтрольній Уряду України території;

**– в загальній потужності враховано автотрансформатор на ПС -330 кВ «Миргород» потужністю 200 МВА, який встановлено наприкінці 2007 року за рахунок Південної залізниці, але не прийнято на баланс ДП «НЕК «Укренерго».

ОЕС України на сьогодні є одним з найбільших енергооб’єднань Європи. У складі ОЕС України діють 413 ліцензіатів з виробництва електричної енергії,

з яких 7 потужних енергогенерувальних компаній забезпечують близько 90% усього виробництва, 7 регіональних електроенергетичних систем, 40 ліцензіатів [39].

Окрім вищеписаних структурних одиниць в Україні, з моменту впровадження нової моделі ринку електричної енергії, стрімко розвиваються ОСР. Так, наприклад, в Україні кожен із ліцензіатів ОСР, що здійснюють ліцензовану діяльність з розподілу електроенергії, мають на своєму балансі обладнання з розподілу та передачі електричної енергії. Зрозуміло, що такі компанії займаються обслуговуванням СТ. Дослідимо, які ж СТ часто використовують такі підприємства (рис. 1.3) [40], [41], [42], [43], [44], [45], [46].

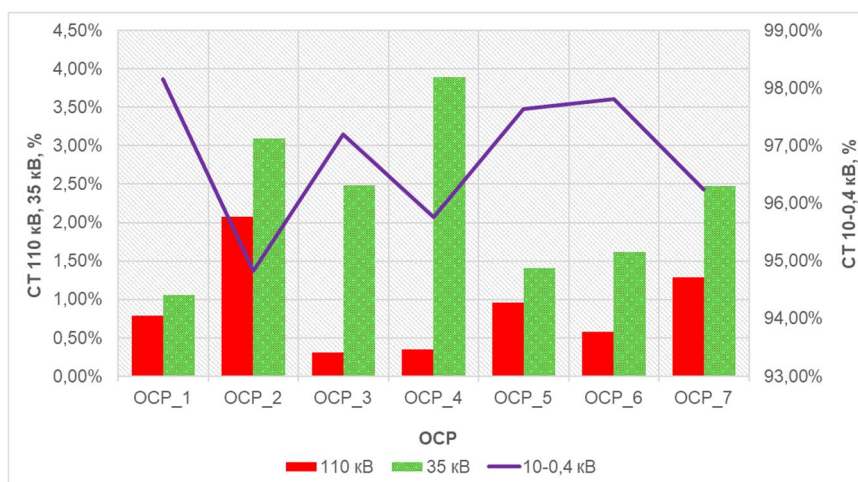


Рисунок 1.3 – Частки СТ що експлуатуються ОСР, за номінальною напругою

З метою збереження конфіденційної інформації на рис. 1.3, оператори системи розподілу позначені як «ОСР_1,...,ОСР_7». Як бачимо з вищенаведеного рисунку найбільша частка СТ, що експлуатуються ОСР припадає на СТ класом напруги 10-0,4 кВ, що свідчить про більшу їх кількість відносно інших класів напруг.

Враховуючи стратегію розвитку економіки, в Україні, спостерігається бум будівництва відновлюваних джерел енергії. Для прикладу розглянемо кількість СТ, відносно встановленої потужності об'єкту, див. табл. 1.2.

Електроенергетичний комплекс України містить всі типи електростанцій

та електромережне господарство. В нашій країні виробництво електроенергії здійснюється за рахунок, різних видів джерел енергії, це, наприклад, атомна енергія (АЕС), спалюванні вугілля, мазуту, природного газу (ТЕС), використання енергії води (ГЕС), вітру (ВЕС), сонця (ФЕС) та інші.

Таблиця 1.2 – Характеристика об'єктів альтернативної енергетики

Об'єкт	Встановлена потужність, МВт	Кількість СТ, од.
ФЕС	2,22	3 + 1 ТВП
ФЕС	9,5	5 + 1 ТВП
ФЕС	47	24 + 2 ТВП
Біо ЕС	3,2	2 + 1 ТВП
ГЕС	1,4	2 + 1 ТВП
ГЕС	0,2	1 + 1 ТВП
ФЕС	0,4	1

Нині відновлювальні джерела енергії будуються досить часто, при чому з досить різною встановленою потужністю – від 3 кВт до 250 МВт. Як правило, об'єкти встановленою потужністю від 3 кВт до 30 кВт – це ФЕС, які встановлюються на приватних домогосподарствах, що приєднуються до розподільних мереж. Окрім цього, до таких мереж приєднуються об'єкти альтернативних джерел і встановленою потужністю від 30 кВт до 20 МВт. Таких енергетичних підприємств нині в Україні є досить велика кількість [47]. Тому, враховуючи мережі, до яких під'єднуються такі об'єкти, можна говорити про те, що досить велику кількість СТ експлуатують і такі енергетичні підприємства. Вони не тільки впливають на роботу мережі, не завжди цей вплив носить позитивний характер, а й СТ, що експлуатуються у їхніх внутрішніх мережах, зазнають значних впливів. Наприклад, автори [47], [48] стверджують, що аналіз зростаючого впровадження ФЕС свідчить про те, що в таких мережах мають місце різкі зміни напруги на шинах ПС споживачів; напруга може перевищувати номінальну більше ніж на 10%, з'являються комутаційні перенапруги, коли проміжок часу між ними не перевищує однієї секунди, зростають струми коротких замикань на фідерах з ФЕС та струми гармонічних складових високої

частоти в ізоляції кабельних ЛЕП, відключення великої кількості ФЕС з причини замикань та інших пошкоджень в РЕМ, що призводять до відключення ЛЕП, які передають електричну енергію від ФЕС і т. д. Водночас автори [49] звертають увагу на те, що добовий графік роботи ФЕС не здатен покривати ранковий або вечірній піки. Робота ФЕС залежить виключно від сонячної активності. В свою чергу пора року теж значно впливає на рівень генерації. З огляду на забезпечення балансу потужності ФЕС та ВЕС можна віднести до умовно регульованих джерел, тобто джерел, в яких можлива зміна генерації відповідно до природних умов.

З огляду на це, приєднання таких установок до розподільних мереж класом напруги 0,4 – 35 кВ потребує здійснення заходів з оновлення парку СТ, адже зміна режиму роботи електромережі – це зміна навантаження на СТ. Проте, реалізація таких заходів ускладнюється рядом факторів, основним з яких є капіталовкладення, які необхідно здійснити розподільним компаніям. В зв'язку з цим нерідко виникає ситуація, коли в режимі різких змін перетоків потужності в електричних мережах спостерігаються пошкодження ВО [47], а особливо такого важливого елементу електроенергетичної мережі, як СТ.

Видно, що одним із ключових елементів вищеперерахованих структурних одиниць є СТ, тому здійснювати математичне моделювання хвильових процесів в них [49], діагностувати СТ - важливе завдання. Як бачимо, досить часто в експлуатації зустрічаються СТ класом напруги 35–0,4 кВ, тому пропонується визначити їх конструктивні особливості та основні елементи, що впливають на ефективну роботу такого обладнання.

1.2 Аналіз конструктивних особливостей СТ

Як зазначено у попередньому пункті, більшість СТ, що експлуатуються в Україні, становлять СТ класом напруги 35–0,4 кВ. Такий силовий трансформатор є досить масивним обладнанням, який конструктивно складається з декількох вагомих для його надійної експлуатації елементів. Відомо, що силовий

трансформатор – статичний електромагнітний пристрій, який має дві чи більше індуктивно пов’язаних обмоток; призначений для перетворювання через електромагнітну індукцію однієї (первинної) чи декількох систем змінної напруги (струму) в іншу (вторинну) чи декілька інших систем змінної напруги (струму), як правило, з іншими значеннями, не змінюючи частоти, з метою передачі електричної потужності [50], [51], [52], [53], [18]. Схематичне зображення основних елементів подано на рис. 1.4.



Рисунок 1.4 – Схематичне зображення СТ

Розглянувши детально, структуру силового трансформатора, можна виділити декілька основних елементів, які можна перерахувати так [50], [51], [52], [53], [18].

Бак – фактично є контейнером для активної частини, яка занурена в оливу, його форма залежить від типу, призначення чи потужності СТ, як правило –

прямокутна кубічна, виконана з м'якої магнітної сталі, товщина близько декількох сантиметрів. Бак СТ призначений для виконання декількох завдань наприклад: механічних, акустичних, теплових, транспортних, електричних та електромагнітних.

Магнітопровід – такий елемент можна назвати «серцем» силового трансформатора. Елемент, що створює замкнутий магнітний контур для магнітного зв'язку потоку між обмотками. Магнітопровід виконано з листів шихтованої сталі товщиною приблизно 0,3 мм або менше, які покриті дуже тонким шаром ізоляційного матеріалу з товщиною близько 10–20 нм. Конструкція сучасних трансформаторів базується на пресуванні горизонтально встановлених магнітопроводів; здійснюється не балками, а склобандажами. Верхня і нижня балка магнітопроводу з'єднані між собою за принципом жорсткого зчеплення і виконують тільки функцію розкріплення обмоток. Як ізоляція між обмотками та магнітопроводом застосовується спеціальний електрокартон.

Обмотки – для обмотки котушок, як правило, використовуються два основні способи – намотування шарами і дискове намотування. В обох з них котушка циліндрична, а загальний переріз – прямокутний. Використовується ізольований мідний чи алюмінієвий провідник з прямокутним поперечним перерізом. Обмотки НН і ВН – це збірні конструкції, що виконані як блок із загальним ізоляційним кільцем (наприклад ДСП), зумовлено це виключенням однієї складової додаткових втрат КЗ шляхом усунення металевих частин з шунтами. Зниження втрат ХХ досягається за рахунок вдосконалення конструкції основної ізоляції, адже застосування електротехнічних сталей при проектуванні та виготовленні СТ із якісної сировини дозволило знизити втрати ХХ на 15–20%, в окремих випадках до 40% порівняно з ГОСТ 17544-85. Застосування в обмотках НН спеціальних транспонованих проводів, що покриваються епоксидною плівкою, дозволило також збільшити електродинамічну стійкість обмоток при КЗ. Підвищення електродинамічної стійкості обмоток при КЗ є пріоритетним завданням для експлуатуючих підприємств.

Перемикач відпайок (РПН, ПБЗ) – пристрій, призначений для регулювання величини напруги з вихідної сторони СТ шляхом зміни кількості дугогасильних камер, що істотно збільшило ресурс перемикань РПН та ресурс СТ в цілому.

Система охолодження – для роботи СТ конструктивно передбачено систему охолодження, що забезпечує нормальний температурний режим під час його експлуатації. Серед багатьох видів системи охолодження, залежно від конструктивного виконання, можна виділити як основні: сухий, з природною циркуляцією повітря; сухий з примусовим обдувом повітрям; природна циркуляція масла всередині бака й оточуючого повітря; природна циркуляція масла у баці й обдув повітрям поверхні бака та радіаторів; примусова циркуляція масла у баці й обдув повітрям зовнішньої поверхні; природна циркуляція масла у баці й охолодження радіаторів (охолоджувачів) водою; примусова циркуляція масла у баці та охолодження радіаторів водою;

Ізоляційна система (Олива) – олива високої чистоти і малої в'язкості, що отримується шляхом очищення фракцій оливи. Олива ізолює струмоведучі частини СТ та виконує дугогасильні процеси, що відбуваються під час його експлуатації.

Захисне устаткування – сукупність приладів, що використовуються для захисту СТ від аварій та дозволяють контролювати технічний стан СТ.

Нині досить часто використовуються маслonaповнені СТ, крім того, більшість обладнання відпрацювало свій паспортний ресурс, що характеризується зменшенням показників надійності СТ. Варто зазначити, що на рисунок 1.4 показано основні елементи, адже різновидів СТ є безліч, хоча будь-який вид містить в собі основні конструктивні елементи. Так, наприклад, автори [18] описують класифікацію СТ за деякими ознаками так, як на рис. 1.5:

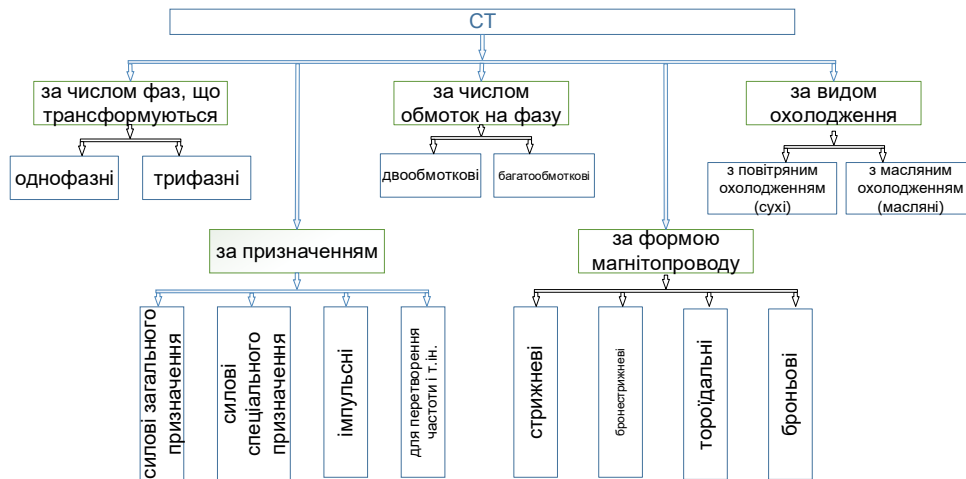


Рисунок 1.5 – Класифікація СТ

Відповідно до призначення конструктивних особливостей та умов експлуатації СТ мають відповідну назву, яку розшифровують у відповідності до [50], [18] як:

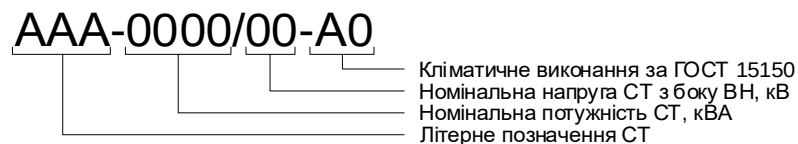


Рисунок 1.6 – Умовне позначення СТ

Таким чином за [50], [18] СТ можуть позначати:

Призначення трансформатора (може бути відсутнім): А — автотрансформатор; Э — електропічний.

Кількість фаз: О — однофазний трансформатор; Т — трифазний трансформатор.

Розщеплення обмоток (може бути відсутнім): Р — розщеплена обмотка НН.

Система охолодження:

1. Сухі трансформатори С — природне повітряне при відкритому виконанні; СЗ — природне повітряне при захищеному виконанні; СТ — природне повітряне при герметичному виконанні; СД — повітряне з дуттям;

2. Масляні трансформатори: М — природне масляне; МЗ — з природним масляним охолодженням із захистом за допомогою захисної азотної подушки без розширника; Д — масляне з дуттям і природною циркуляцією масла; ДЦ — масляне з дуттям і примусовою циркуляцією масла; Ц — масляно-водяне з примусовою циркуляцією масла;

3. З негорючим рідким діелектриком: Н — природне охолодження негорючим рідким діелектриком; НД — охолодження негорючим рідким діелектриком з дуттям.

Особливість трансформатора (може бути відсутнім): Л — виконання трансформатора з литою ізоляцією; Т — триобмотковий трансформатор (для двообмоткових трансформаторів не вказують); Н — трансформатор з регулюванням під навантаженням (РПН); З — трансформатор без розширника, з природним масляним охолодженням або з охолодженням негорючим рідким діелектриком із захистом за допомогою азотної подушки; Ф — трансформатор з розширником і виводами, змонтованими у фланцях на стінках бака; Г — трансформатор у гофробаку без розширника — «герметичне виконання».

Призначення (може бути відсутнім): С — виконання трансформатора для власних потреб електростанцій; П — для ліній передачі постійного струму; М — виконання трансформатора для металургійного виробництва; ПН — виконання для живлення заглиблених електронасосів.

Дослідження основних вузлів СТ показало, що таке обладнання складається із досить важливих елементів для дієздатності СТ під час експлуатації. Та разом із тим варто зазначити, що вагомими, з погляду надійності та фінансової сторони, є обмотки такого обладнання як СТ. Аналіз літературних джерел показав, що часто СТ, які експлуатуються ОСР чи, наприклад, таких об'єктів, як ФЕС, є СТ типу ТМ чи ТМГ, тому варто дослідити статистику пошкоджуваності саме таких СТ на цих об'єктах енергетичного комплексу України.

1.3 Аналіз статистики відмов СТ в розподільних мережах з ФЕС

Відомо, що дефекти СТ під час його експлуатації неминучі протягом циклу експлуатації СТ, враховуючи складність специфіки роботи (наприклад, несправність трансформаторів часто виникає через вплив перехідних процесів в електроенергетичній мережі) та штучні фактори, що впливають на безпеку та стабільність роботи.

Першочергова роль СТ, яку відіграє таке обладнання в електромережі, є надійність. Адже від безперебійної роботи СТ, залежить доставлення електричної енергії до споживача, від чого залежить прибуток енергопостачальної організації. Однак, відома крива пошкоджуваності обладнання (рис. 1.7) справедлива і для трансформаторного обладнання [4], [54].

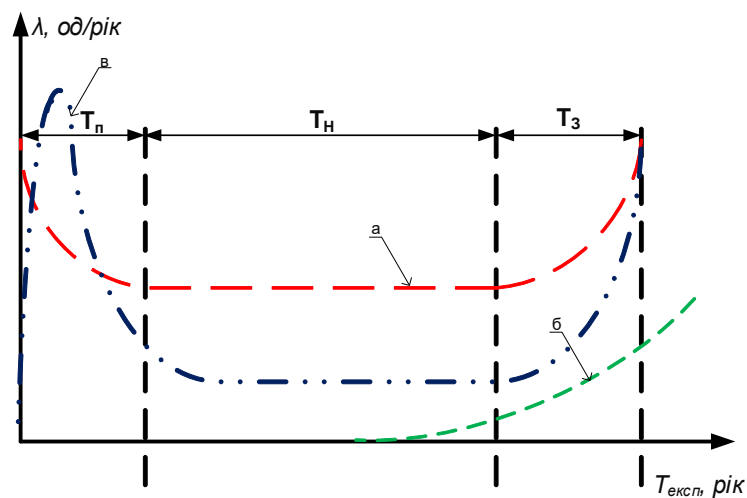


Рисунок 1.7 – Залежність частоти відмов обладнання від часу експлуатації

Вищенаведений графік (рис. 1.7) характеризується двома кривими а – інтенсивність відмов в різні періоди експлуатації; б – крива старіння, що залежить від показника частоти відмов λ , од./рік, та періоду експлуатації $T_{\text{експ}}$, рік; в – крива, яка запропонована автором, що з'явилась нещодавно у статистиці пошкоджень СТ; характеризує нововведені в експлуатацію СТ (часто на таких об'єктах, як, наприклад, ФЕС). Умовно період експлуатації $T_{\text{експ}}$ можна поділити на три етапи: T_p – період припрацювання; T_n – період нормальної експлуатації;

T_3 – період старіння (зношування) обладнання. Технічний стан СТ на кожному з таких періодів залежить від показників надійності СТ, таких як, наприклад, показник поточковідмов та інших, що описані в пункті 1.5 .

Враховуючи ресурс терміну експлуатації СТ, що відповідно до паспортних даних в середньому становить 30 років, пошкодження будуть з'являтися під час терміну його експлуатації. Оскільки, як описано в [37], [54], існуючий на сьогоднішній день значний знос основних фондів України сягає 50%: обладнання на електростанціях – 70%, будівель і споруд – 40%, повітряних ліній електропередач – 40%, що суттєво підвищує рівень аварійності в ЕЕС. Аналізуючи умови функціонування сучасних енергосистем України, можемо говорити про те, що спостерігається збільшення частки парку СТ, які відпрацювали свій нормативний ресурс, та термін експлуатації перевищує 25 років [10], [54], [55], [56], [16], [57], [58]. Результати дослідження термінів експлуатації СТ показано на рис. 1.8.

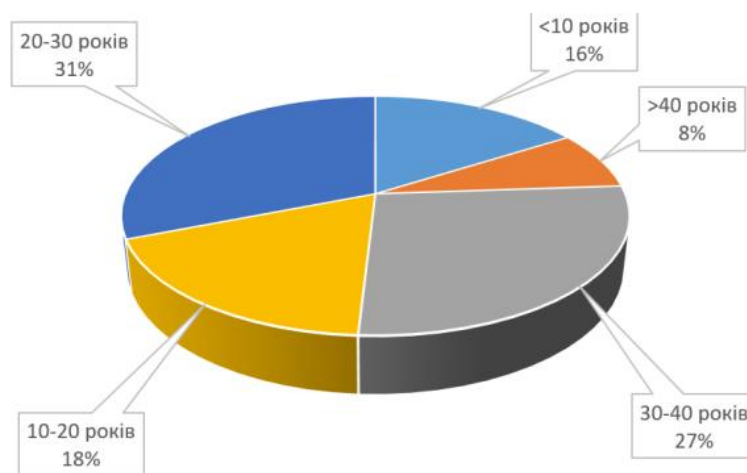


Рисунок 1.8 – Аналіз терміну експлуатації СТ

Аналізуючи стан терміну експлуатації такого обладнання, видно, що енергетика в сучасних умовах – це сукупність ряду складних систем із генерації та перетворення енергетичних ресурсів, вироблення, передачі та використання всіх видів енергії [10], а термін експлуатації СТ (навіть враховуючи збільшення залишкового ресурсу СТ шляхом проведення капіального ремонту) з урахуванням погіршення метеорологічних умов (ураганні вітри, грози, ожеледь) і низки інших факторів, які призводять до збільшення кількості відмов електрообладнання, що

сприяє підвищенню ризику виникнення аварійних ситуацій в ЕЕС [10], вимагає від експлуатуючих підприємств значних капіталовкладень під час експлуатації СТ.

Проведені дослідження свідчать про старіння парку трансформаторів, що пояснюється відсутністю фінансування на заміну трансформаторів, які відпрацювали свій ресурс та знаходяться в експлуатації понад 25 років.

Під час дослідження було використано літературні джерела [1], [3], [16], [57], [58], [59], [14], [60], [61], [62], [63] як статистичні дані. Для порівняння було використано як українські джерела, так і закордонні. Аналіз виконаємо за даними, що публікувались протягом останніх 10 років, оскільки стратегія розвитку паливно-енергетичного комплексу України привела до значного зростання кількості високовольтного обладнання класу напруги 0,4÷35 кВ. За вказаний період зросла кількість енергетичних підприємств, які виробляють електричну енергію, використовуючи як первинні джерела енергії природні джерела енергії – сонце, вітер, воду, енергію морських хвиль і т. п.

Під час інтерпретації результатів проведеного аналізу пропонується використовувати термін «відмова». Відмова – подія, яка полягає в порушенні роботоздатного стану об'єкта, тобто будь-яка незапланована ситуація, яка потребує виведення обладнання з експлуатації для проведення діагностування, ремонтних робіт або заміни деталей [17], [64]. Однак, з огляду на те, що в цьому дослідженні використовуються статистичні дані, врахуємо, що відмови можна поділити на дві категорії, а саме – на значні та незначні відмови. Відомо [17], що значна відмова – це будь-яка ситуація, яка потребує виведення з експлуатації на термін більше 7 днів для проведення діагностування, ремонтних робіт або для заміни деталей, що вважаються високовартісними вузлами СТ. Незначна відмова – ситуація, коли визначення пошкодження триває менше, ніж 7 днів.

Також, врахуємо, що під час експлуатації, часто виникають ситуації, коли стан СТ такий, при якому він не здатен виконувати всі задані функції. Такий стан об'єкта, при якому він повністю не відповідає хоча б одній із вимог нормативно-технічної документації СТ та одночасно втратив функцію, необхідну за місцем

експлуатації, будемо називати «повна відмова» [17], [64]. Наприклад, втрачена функція резервування охолоджувачів з причини пошкодження двигуна вентилятора одного з охолоджувачів системи охолодження СТ.

Визначимо відмови основних елементів СТ (рис. 1.9).

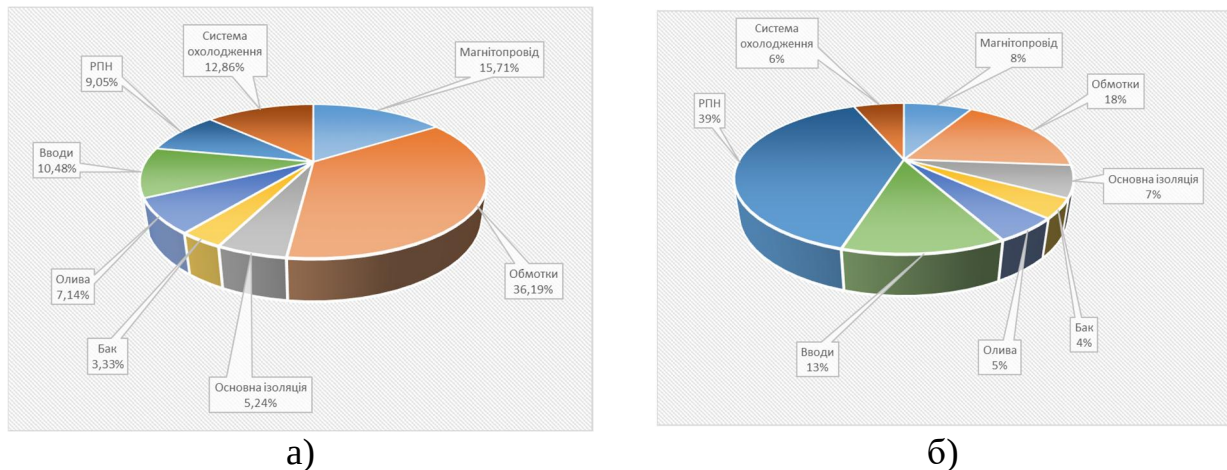


Рисунок 1.9 – Визначення пошкоджуваності основних елементів СТ:

а) в Україні; б) за кордоном

Аналіз рис. 1.9 свідчить про те, що в Україні найчастіше пошкоджуються обмотки СТ, за кордоном – РПН. Це пояснюється більш інтенсивною експлуатацією обмоток в Україні, оскільки розвиток енергетичного комплексу підвищує навантаження на них, за кордоном більш інтенсивніше змінюється режим роботи мережі, тому статистика показує часті пошкодження РПН.

Розглянемо причини, що викликали дефекти основних частин СТ, в Україні (рис. 1.10).

Відомо, що робота СТ характеризується різними процесами (електричними, діелектричними та ін.). Враховуючи такий факт, пропонується дослідити статистику відмов на предмет процесу, який призвів до відмови СТ (рис. 1.11). Фактично оцінимо характер відмови, що показує причину виведення СТ в аварійний режим роботи.

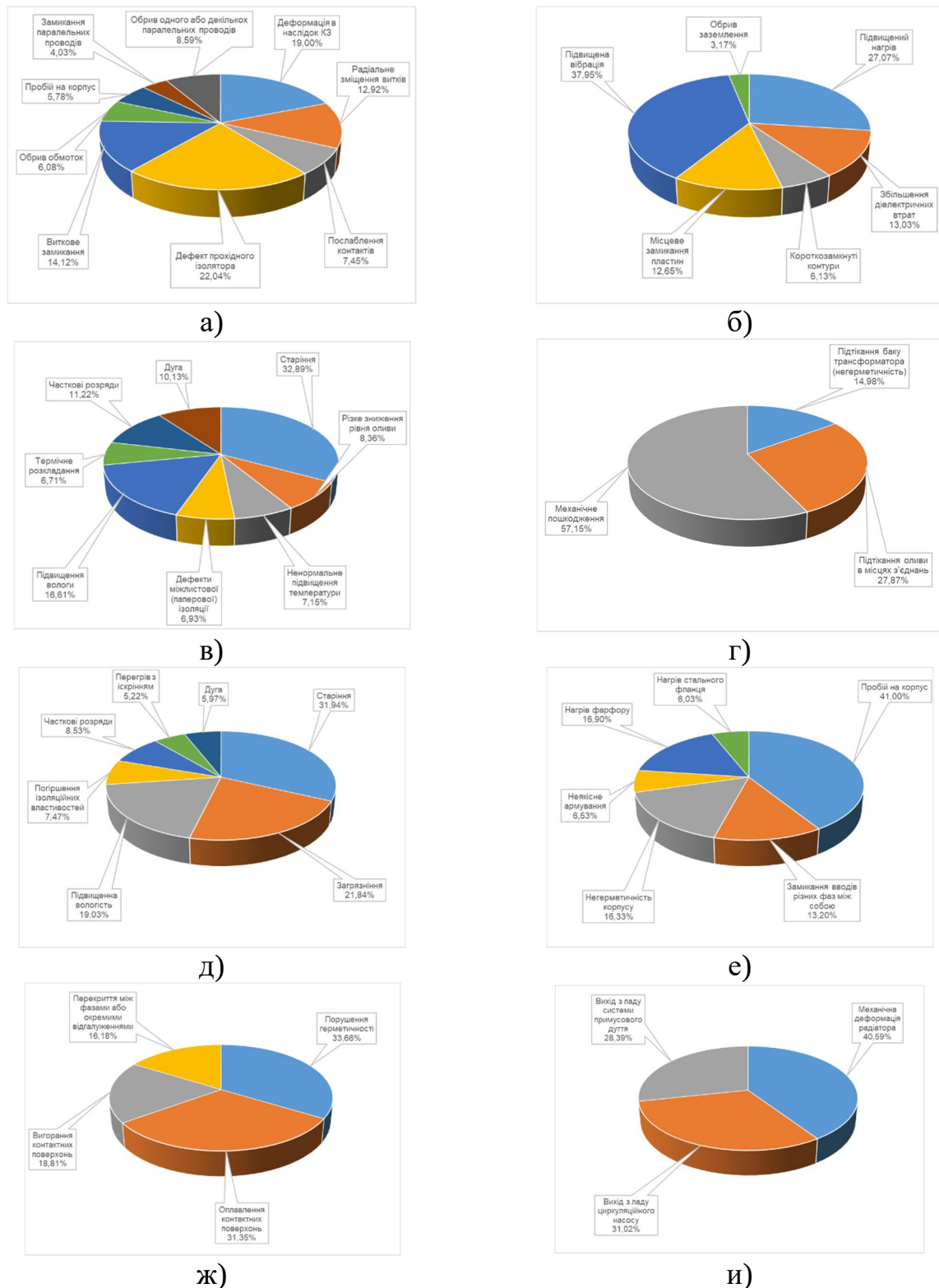


Рисунок 1.10 – Причини, що викликали пошкодження основних систем СТ:

а) обмотки; б) магнітопровід; в) основна ізоляція; г) бак; д) олива;

е) високовольтні вводи; ж) РПН; и) система охолодження

Тобто, наприклад, діелектричний збій ймовірно може виникнути під час оперативного втручання (перемикання відгалужень СТ, зміна роботи ЕЕС і т. д.),

причиною електричного збою вважатимемо, наприклад, коротке замикання, поганий контакт, погіршення заземлення, плаваючий потенціал і т. д.

З рис. 1.11 видно, що домінуючою причиною, яка викликала пошкодження в аналізованих СТ, є електричні процеси як під час роботи СТ, так і зовнішнього середовища (наприклад, ЛЕП, що під'єднуються до СТ, ПС які заживлено від СТ і т. д.). Це зрозуміло і пояснюється тим, що специфіка роботи СТ передбачає перш за все електричні процеси.

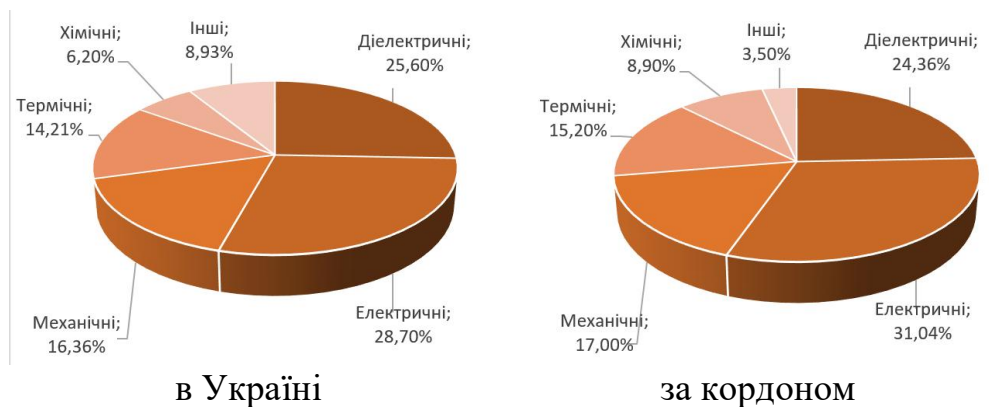


Рисунок 1.11 – Визначення характеру пошкодження СТ

Також було проведено аналіз обставин, що ймовірно спричинили вихід з ладу СТ, починаючи від проектування електричної машини і до проведення технічного обслуговування за місцем експлуатації. Тобто, пропонується врахувати такі фактори, як, наприклад, недоліки під час виготовлення чи розробки проекту моделі СТ, неякісні матеріали, пошкодження під час транспортування СТ до місця його експлуатації, неякісні пусконаладжувальні роботи, старіння, блискавка, перенапруга і т. д. Найвагоміші із вищеописаних причин подано на рис. 1.12.

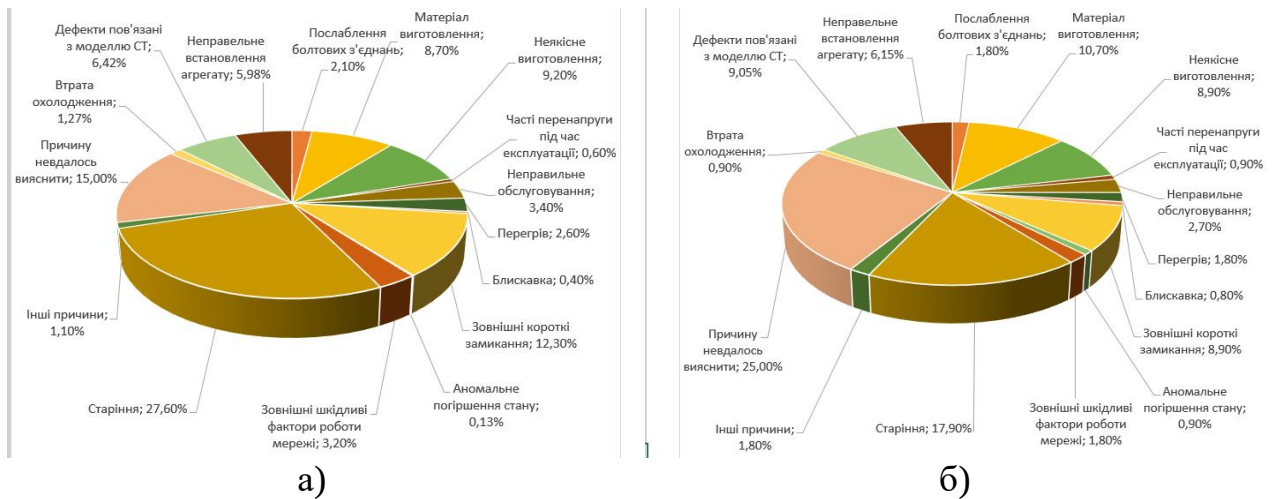


Рисунок 1.12 – Визначення причин пошкодження СТ а) в Україні б) за кордоном

З рис. 1.12 видно, що як в Україні, так і за кордоном частою причиною виходу з ладу СТ є старіння парку такого обладнання. Крім того, досить великий показник і причини, які не вдалось визначити, це, наприклад, повне згорання СТ чи розрив баку, тобто ті, які призвели до непоправимих наслідків. Варто врахувати, що, підвищуючи якість діагностування такого обладнання шляхом впровадження нових та більш точних методів діагностування, ці показники можна значно зменшити.

Враховуючи вартість та значимість СТ для електроенергетичних підприємств та проаналізувавши пошкодження й причини, що призвели до виведення СТ з експлуатації, потрібно згадати і про час, витрачений на усунення проблеми, адже від цього залежать економічні витрати підприємств.

Пропонується дослідити тенденцію затрат часу на усунення проблеми під час виходу з ладу СТ, рис. 1.13.

З рис. 1.13 видно, що найчастіше СТ неможливо відремонтувати, що говорить про серйозні пошкодження, які призвели до втрати такого агрегату. На другій позиції знаходиться ремонт, який було проведено спеціалізованими технічними сервісами у своїх цехах, щоправда тут потрібно врахувати, що підприємство під час такого ремонту також зазнає економічних витрат, адже це доставка СТ від місця його експлуатації до місця ремонту і назад, діагностування, розбір та збір агрегату, сушіння, і т. д.

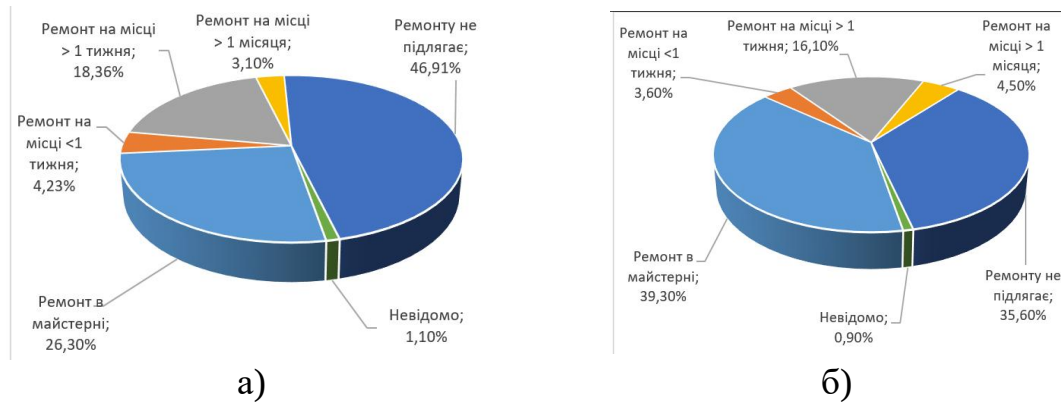


Рисунок 1.13 – Визначення часу усунення пошкодження СТ: а) в Україні;
б) закордоном

З проведеного аналізу видно, що технічний стан СТ характеризується різними параметрами, які впливають та загальний технічний стан СТ. Так, наприклад, в процесі експлуатації стан механічної частини СТ погіршується, присутній і факт природнього старіння. Ізоляція поступово втрачає свої властивості, якість контактних з'єднань погіршується, під дією механічних сил з'являються вібрації в обмотці, що сприяють прискореному пошкодженню ізоляції, зсуву обмотки вниз, виникненню часткових розрядів в обмотці, коротким замкненням між витками. Через електричні та електродинамічні сили відбувається зсув основних обмоток, причому такий дефект характеризується різною деформацією, наприклад, осьовий рух чи радіальний рух витків обмоток. Основні та часті пошкодження силових трансформаторів можна поділити на:

а) пошкодження ізоляції: погіршення якості оливи; різке зниження рівня оливи; ненормальне підвищення температури оливи і місцеві перегріву; дефекти міжлистової (паперової) ізоляції;

б) пошкодження введів: пробій на корпус; замикання введів різних фаз між собою; негерметичність корпусу; неякісне армування; нагрів фарфору; нагрів сталевих фланців;

с) пошкодження обмотки: виткове замикання; обрив обмоток; пробій на корпус; міжфазне коротке замикання; замикання паралельних проводів в витках гвинтової обмотки в місці транспозиції; обрив одного або декількох паралельних проводів у витку обмотки; радіальна деформація витків;

d) пошкодження магнітопроводу: місцеве замикання пластин шихтованої сталі і «пожежа в сталі»; місцеве пошкодження ізоляції пластин сталі, що викликає замикання пластин сталі; підвищена вібрація; обрив заземлення;

e) пошкодження РПН: оплавлення або вигорання контактних поверхонь; перекриття між фазами або окремими відгалуженнями (дефект подібний міжфазному короткому замикання обмоток);

f) пошкодження системи охолодження: механічна деформація радіатора; вихід з ладу циркуляційного насосу; вихід з ладу системи примусового дуття;

g) пошкодження баку: підтікання баку трансформатора (негерметичність); підтікання оливи в місцях з'єднань; механічне пошкодження.

Враховуючи таке різноманіття пошкоджень СТ, стає зрозуміло, що контролюючи один параметр та використовуючи один метод діагностування поточний технічний стан СТ визначити неможливо. Пропонується дослідити методи та засоби контролю технічних параметрів СТ з метою визначення його поточного стану.

Варто зазначити, що значний вплив на технічний стан СТ мають режими його роботи. Особлива увага має приділятися розподільним мережам з ВДЕ. Адже потужність споживання електроенергії в Україні спадає, разом із тим відновлювані джерела продовжують будуватись. Це безпосередньо впливає на показники надійності будь-якого енергетичного об'єкта і електроенергетичної системи зокрема. Оскільки режим роботи мережі включає в себе показники струмів, напруги, перетоки потужності, аварійні режими і т. д. Отже, для визначення стану та умов експлуатації СТ варто дослідити математичні описи показників балансової надійності та режимної надійності розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням. При цьому варто проаналізувати саме ті властивості, які зумовлені особливостями ВДЕ.

1.4 Аналіз умов функціонування СТ

Враховуючи дослідження, описані в пунктах підрозділах 1.1 , 1.2 , 1.3 , варто дослідити СТ класом напруги 35–0,4 кВ, що експлуатуються в розподільних мережах з ФЕС та безпосередньо на ФЕС. Моделювання будемо

проводити на предмет динаміки змін напруги та струму у СТ залежно від потужності генерування ФЕС.

Так, у нашому варіанті результат визначення режимів роботи електричної мережі в математичній моделі описується напругою, струмом, частотою та залежить від схеми електромережі, добового графіка навантаження, розташування вузлів і т. д. Порівняно висока ефективність режимних оптимізаційних заходів, розвиток науково-технічного прогресу та розвиток енергетики в цілому, за малих капітальних витрат, сприяв розвитку математичному і програмному забезпеченню цього класу задач, і визначення параметрів оптимальних режимів, як правило, нині не викликає труднощів.

Для аналізу умов функціонування СТ пропонується змоделювати режим роботи електричної мережі, до якої під'єднано декілька джерел ВДЕ. Однією із таких мереж є, наприклад, фрагмент схеми Ямпільських районних електричних мереж 10 кВ, показаний на рис. 1.14

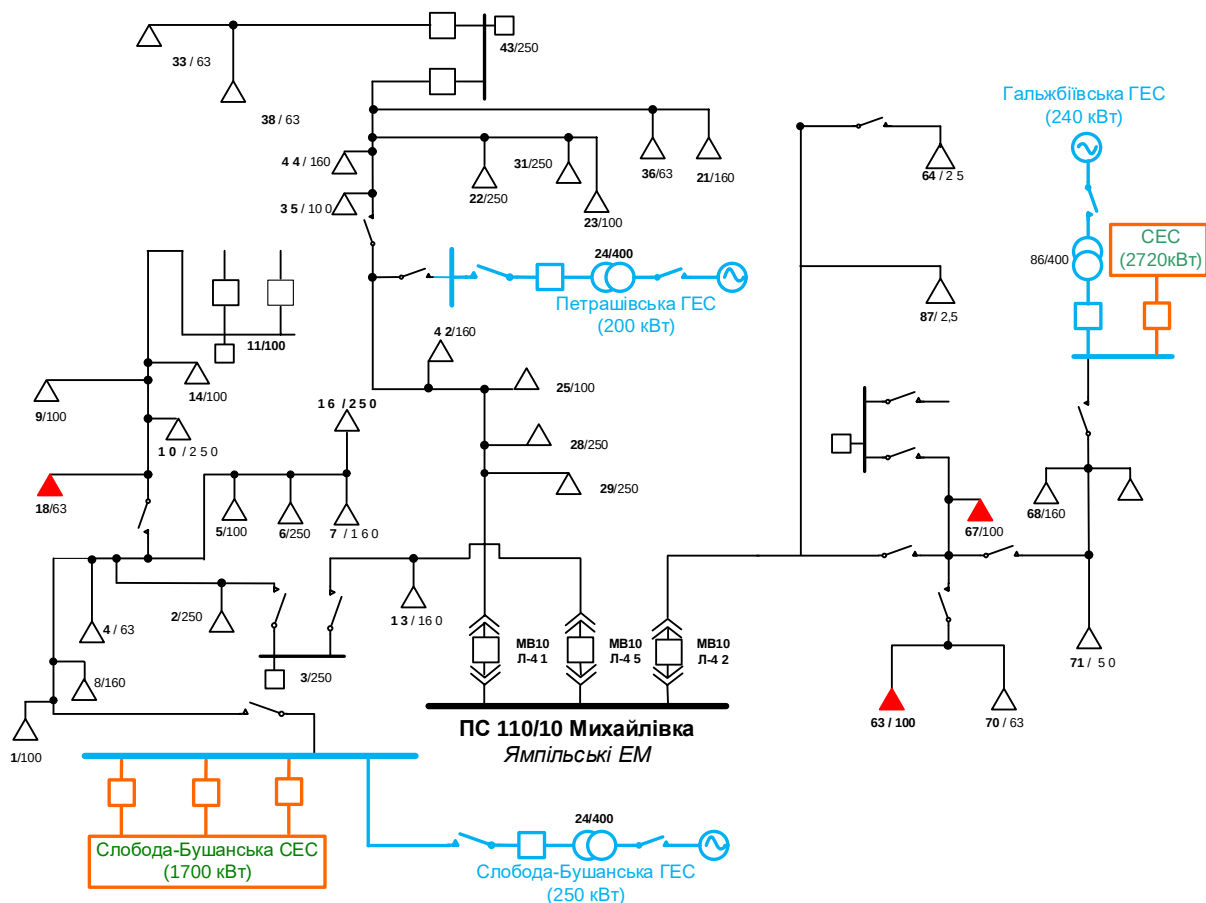


Рисунок 1.14 – Схема електричної мережі (фрагмент)

Дослідження напруги будемо виконувати у вузлах №67, №63, №18. Моделювання режиму роботи електромережі виконуємо у програмному комплексі «ВТРАТИ». Виконавши введення електричної мережі у програмний комплекс, будемо змінювати режим генерації кожної із наявних ВДЕ, на 5 %, як це показано в табл. 1.3, та контролювати при цьому значення напруги у досліджуваних вузлах.

Таблиця 1.3 – Зміна параметрів генерування

Об'єкт	ФЕС		Петрашівська ГЕС		Слобода-Бушанська ГЕС		Слобода-Бушанська ФЕС		
Режим генерації	Встановлена потужність, кВт	Потужність генерації, кВт	Встановлена потужність, кВт	Потужність генерації, кВт	Встановлена потужність, кВт	Потужність генерації, кВт	Встановлена потужність, кВт	Потужність генерації, кВт	Загалом, кВт
0,00%	2720	0	200	0	250	0	1700	0	0
2,50%		68		5		6,25		42,5	121,75
5,00%		136		10		12,5		85	243,5
7,50%		204		15		18,75		127,5	365,25
10,00%		272		20		25		170	487
...		...		...		...		...	...
32,50%		884		65		81,25		552,5	1582,75
35,00%		952		70		87,5		595	1704,5
37,50%		1020		75		93,75		637,5	1826,25
40,00%		1088		80		100		680	1948
42,50%		1156		85		106,25		722,5	2069,75
45,00%		1224		90		112,5		765	2191,5
47,50%		1292		95		118,75		807,5	2313,25
50,00%		1360		100		125		850	2435
...		...		...		...		...	...
90,00%		2448		180		225		1530	4383
92,50%		2516		185		231,25		1572,5	4504,75
95,00%		2584		190		237,5		1615	4626,5
97,50%		2652		195		243,75		1657,5	4748,25
100,00%		2720		200		250		1700	4870

Таким чином отримуємо значення напруги у контрольованих вузлах, подані на рис. 1.15

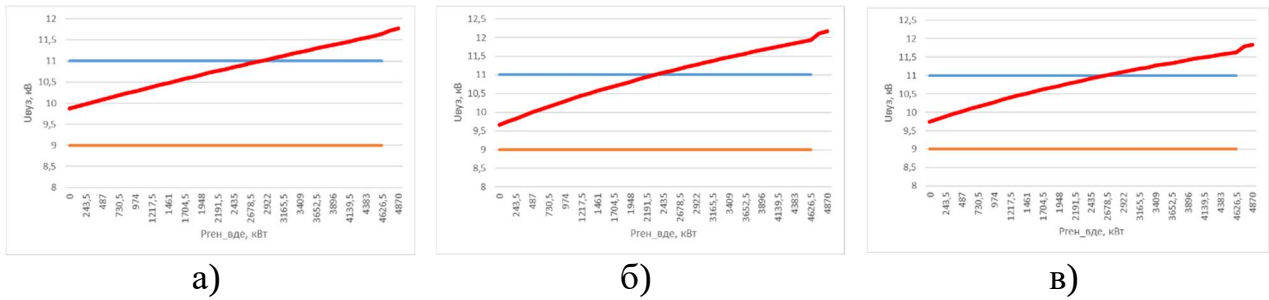


Рисунок 1.15 – Значення напруги у контрольованих вузлах

Наступним кроком змодельємо режим роботи ФЕС на прикладі добового графіка навантаження.

З графіків, показаних на рис. 1.15 видно, що зміна потужності генерації ВДЕ зумовлює підвищення напруги у вузлах, що призводить до перевантаження СТ.

1.5 Аналіз показників надійності СТ та їх вплив на показники надійності ЕЕМ з ФЕС

Під час проведення дослідження, описаного в підрозділі 1.4 визначено, що через умовно керований графік генерації ФЕС ЕЕМ з такими об'єктами втрачає свою стійкість та надійність. Пропонується дослідити показники надійності такої мережі та визначити їх зв'язок із такими характеристиками СТ.

Так, для підвищення надійності ЕЕМ необхідно: врахувати добовий графік навантаження (зокрема роботу новозбудованих відновлюваних джерел енергії); підвищити якість діагностування СТ, що забезпечить прогнозування ймовірної зміни режиму роботи мережі.

Автори [38], [65] визначають основні показники для оцінювання надійності електропостачання як:

– показник середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в системі (далі – SAIDI) (1.1)

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i}{n}, \quad (1.1)$$

де t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

n_i – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті i -ї довгої перерви в електропостачанні, шт.;

k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i=1,2,3\dots n$;

n – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.;

– показник середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в системі (далі – SAIFI) (1.2)

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n}, \quad (1.2)$$

– показник середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (далі – MAIFI) (1.3)

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n}, \quad (1.3)$$

де n_j – кількість точок продажу електричної енергії, відключених у результаті j -ї короткої перерви в електропостачанні, шт.;

r – кількість коротких перерв у електропостачанні протягом звітного періоду;

j – номер короткої перерви в електропостачанні, $j=1,2,3\dots r$;

r – загальна кількість точок продажу електричної енергії, шт.;

– розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії (далі – ENS) (1.4):

$$ENS = \sum_{l=1}^6 \sum_{i=1}^k \frac{n_i^{z_l} \cdot t_i \cdot Q^{z_l}}{43800} \text{ (тис. кВт·год)}, \quad (1.4)$$

де Q – ознака рівня напруги та відповідності території (z_{l1} – 0,4 кВ – міський населений пункт, z_{l2} – 0,4 кВ – сільський населений пункт, z_{l3} – 6 – 20 кВ – міський населений пункт, z_{l4} – 6 – 20 кВ – сільський населений пункт, z_{l5} – 27,5 – 35 кВ, z_{l6} – 110/154 кВ);

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i=1,2,3\dots k$;

$n_i^{z_l}$ – кількість точок продажу електричної енергії, відключених внаслідок i -го довгого переривання з z -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.;

t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

Q^{z_l} – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку продажу електричної енергії з z_l -ю ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год;

43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилинах.

Варто зазначити, що наведені показники визначаються як усереднені, тому оцінити вплив ВДЕ на надійність роботи ЕЕС є досить трудомісткою роботою. Тому визначимо додатково показники балансової надійності, що задовольняють рекомендації, під час розрахунку такого режиму роботи. Відповідно до [65], [30], [66] будемо врахувати і такі показники балансової надійності:

- математичне сподівання річного недовідпуску електроенергії споживачам $M(\Delta E)$;
- математичне сподівання компенсаційних затрат від ненадійного електропостачання споживачів;
- відносне забезпечення споживачів електричної енергії (коефіцієнт забезпечення балансу) $k_{зб} = 1 - \frac{M(\Delta E)}{M(\Delta E_H)}$, $M(\Delta E_H)$ – математичне сподівання попиту на електричну енергію);
- інтегральні імовірності появи дефіциту потужності. До них відносяться:
- LOLP (Loss of Load Probability) – імовірність втрати навантаження (в. о.)

$$LOLP = \sum_{i=1}^T Q_i \sum_{k=1}^N p_{ik} (\Delta P_{ik}), \quad (1.5)$$

де $Q_i = 1/T$ – імовірність ступені графіка навантаження;

p_{ik} – імовірність стану генерувальних потужностей, пов'язаних з відмовою агрегатів;

$\Delta P_{ik} = P_{Гik} - P_{Нik} < 0$ – дефіцит потужності в розподільних електричних мережах для k -го випадкового стану генерувальних потужностей;

- LOLE (Loss of Load Expectation) і LOLH – тривалість втрати навантаження, відповідно в кількості діб і годин на рік)

$$LOLE = \sum_{i=1}^T Q_i \cdot P_{i\text{дiб}} \sum_{k=1}^N p_{ik} \cdot (\Delta P_{ik}), \quad \text{або} \quad (1.6)$$

$$LOLH = \sum_{i=1}^T Q_i \cdot P_{i\text{год}} \sum_{k=1}^N p_{ik} \cdot (\Delta P_{ik}),$$

де $P_{i\text{дiб}}$, $P_{i\text{год}}$ – тривалість i -го періоду, відповідно в добах і годинах.

Таким чином, під час вибору показників надійності ЕЕМ для оцінювання стану її готовності, варто враховувати такі відносно прості і очевидні рекомендації [38], [65], [67], [15], [30]. Хоча, здебільшого для опису стану ЕЕМ в цілому користуються показником SAIDI. Так, наприклад, за [35], порівняно з країнами ЄС показники SAIDI в Україні є значно вищими. Це зокрема і тим, що в ЄС здійснюється не лише моніторинг показників надійності електропостачання, а й їх регулювання. Показники SAIDI країн Європи та України за [35] наведено на рис. 1.16

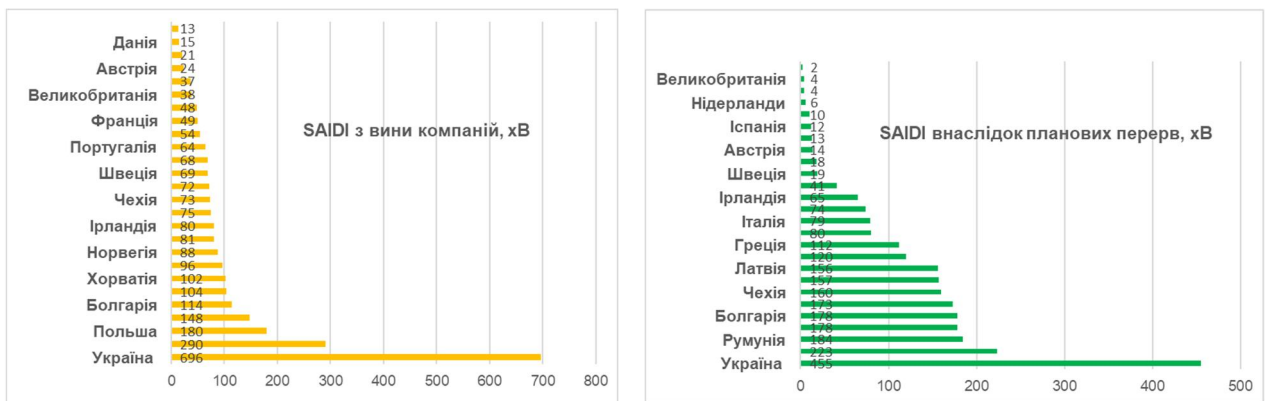


Рисунок 1.16 – Показники SAIDI країн Європи та України

Пропонується визначити показники надійності СТ, використовувані в роботі, що впливають на показники надійності ЕЕМ.

Одним із контрольних статистичних даних під час експлуатації СТ є параметр потоку відмов [4], [66]. Параметром потоку відмов СТ будемо вважати $W(t)$ відношення числа СТ, що відмовили у певний період часу $T_{експ}$, до числа досліджуваних однотипних СТ за умови, що всі СТ, які вийшли з ладу, замінюються справними (1.7)

$$W(t) = \frac{n(t)}{N_0 \cdot \Delta t}, \quad (1.7)$$

де $n(t)$ – число зразків, що відмовили в інтервалі часу від t до $t+\Delta t$;

N_0 – число випробовуваних зразків (залишається постійним тому, що всі зразки, які відмовили, замінюються справними);

Δt – інтервал часу.

Також за [4], [66] для дослідження стану СТ будемо користуватись коефіцієнтами, що характеризують стан СТ цієї миті. Коефіцієнтом готовності СТ будемо називати відношення часу безвідмовної роботи до суми часу безвідмовної роботи і відновлення СТ. Відповідно до сформульованого означення (1.8)

$$K_r = \frac{t_p}{t_B + t_p}, \quad (1.8)$$

де t_p – час безвідмовної роботи СТ; в t – час відновлення, тобто час витрачений на профілактику і ремонт СТ.

Інакше кажучи, під час користування таким коефіцієнтом зможемо судити про імовірність того, що СТ знаходиться в несправному стані в будь-який довільно обраний момент часу.

Однак, як визначено в підрозділі 1.2 СТ – це система, що складається з декількох структурних елементів. Тому під час дослідження стану СТ варто застосовувати коефіцієнти, що характеризують вплив окремо взятих елементів, які безпосередньо впливають на надійність СТ.

Так коефіцієнтом відмов елементів СТ, будемо називається відношення числа відмов СТ через відмови елементів структури СТ до загального числа відмов СТ, узятих за певний календарний термін.

$$k_0 = \frac{n_i}{n}, \quad (1.9)$$

де n_i – число відмов апаратури через елементи i -того типу;

n – загальне число відмов апаратури.

Коефіцієнт відмов дозволить визначити, який із елементів СТ більш нестійкий до ситуацій, що виникають під час експлуатації.

1.6 Висновки до розділу 1

1. Виконаний аналіз електроенергетичного комплексу України, свідчить про спадання споживання електроенергії, однак визначений напрямок економічного розвитку, нашої країни, сприяє будівництву нових енергетичних об'єктів генерації електричної енергії (наприклад ФЕС, ГЕС, БіоЕС, і. т.д.).

2. Аналіз особливостей парку силових трансформаторів розподільних електричних мереж, що експлуатуються в Україні, який показав, що більшість з них відпрацювало свій паспортний ресурс.

3. На основі аналізу конструктивних та експлуатаційних особливостей силових трансформаторів розподільних електричних мереж 10-35 кВ визначено, що частими причинами виведення силових трансформаторів з експлуатації є дефекти обмоток такі, як пошкодження ізоляції, деформації та сповзання витків. Зростання кількості ФЕС та генерованої ними електричної енергії збільшує її передавання через трансформатори, а вимкнення та увімкнення ФЕС супроводжується додатковими перехідними процесами. За таких мають місце пошкодження СТ навіть в перші роки їх експлуатації.

4. Запронована класифікація існуючих методів та засобів діагностування силових трансформаторів свідчить про те що на відміну від інших методів аналіз амплітудно-частотних характеристик дозволяє виявляти різні дефекти (деформації та зсуви обмоток, пошкодження магнітопроводів, погіршення ізоляції, погіршенні контактів). Якісним методом діагностування є аналіз амплітудно-частотних характеристик СТ, який дає змогу виявити пошкодження обмоток та магнітопроводу силових трансформаторів навіть на ранній стадії їх розвитку.

Результати даного розділу опубліковані в [1], [3], [4], [7].

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ ДІАГНОСТУВАННЯ СТ

Під час аналізу, описаного в розділі 1, визначено, що СТ в системі вироблення передачі та розподілу займають важливе місце. Однак, разом із тим статистика пошкоджень вказує на те, що СТ під час експлуатації часто виходять з ладу. При чому, такі ситуації трапляються не тільки із обладнанням, що відпрацювало свій паспортний ресурс, а і з відносно щойно введеним в експлуатацію (ситуація значно неочікувана для експлуатувальних підприємств). Особливо критичними такі ситуації є для таких підприємств як ФЕС. Разом із тим у підрозділі 1.3, визначено, що частими причинами невдач, які трапляються із СТ, є пошкодження його обмоток. Тому варто дослідити існуючі методи та засоби діагностування СТ.

Для формулювання висновків щодо стану СТ під час його діагностування використовують діагностичні та робочі параметри такого обладнання. Тому варто визначити їх з метою інтерпретації подальших досліджень.

2.1 Аналіз діагностичних параметрів СТ

До основних параметрів СТ відносяться номінальні потужність, напруга, струм; напруга КЗ; струм ХХ; втрати ХХ і КЗ [4], [50], [18], [64].

Номінальною потужністю трансформатора називається значення повної потужності, вказане в заводському паспорті, на величину якої безупинно може подаватись навантаження у номінальних умовах місця встановлення і охолоджувального середовища при номінальних частоті та напрузі [50], [18], [64].

Номінальними струмами трансформатора називаються зазначені в заводському паспорті значення струмів в обмотках, за яких допускається тривала нормальна робота трансформатора [50], [18], [64].

Напруга короткого замикання U_k – це напруга, за підведення якої до однієї з обмоток трансформатора при замкнутій накоротко іншій обмотці в ній проходить струм, що дорівнює номінальному [50], [18], [64].

Струм холостого ходу I_x характеризує активні і реактивні втрати в сталі та залежить від магнітних властивостей сталі, конструкції і якості складання магнітопроводу та від магнітної індукції [50], [18], [64].

Втрати холостого ходу P_x , визначають економічність роботи трансформатора. Втрати холостого ходу складаються з втрат у сталі на перемагнічування і вихрові струми [50], [18], [64].

Втрати короткого замикання P_k складаються з втрат в обмотках при проходженні по них струмів навантаження та додаткових втрат в обмотках і конструкціях трансформатора [50], [18], [64].

Та існують інші важливі параметри під час діагностування. Всі ці параметри можуть математично охарактеризувати стан як обмоток, так і всього СТ загалом. Таких параметрів є досить велика кількість. Нині перевірка стану СТ визначена багатьма нормативними документами, наприклад [64], [68], [69], [70]. Так, за рекомендаціями таких документів виконують дії, що дозволяють виконати аналіз стану СТ за таким принципом.

Першим кроком виконують заходи огляду, які не потребують відключення СТ від мережі (за зрозумілих причин). Це візуальний контроль показів сигнальних пристроїв, перевірка засобів релейного засобу та протиаварійної автоматики.

Другим можемо вважати дії, що не потребують відключення, але пов'язані з перевіркою допоміжних пристроїв СТ, це взяття проб оливи для перевірки електричних властивостей і хімічного аналізу оливи.

Третім кроком перевірки будуть дії, що потребують відключення СТ від мережі. Це такі випробування, що дозволяють визначити стан ізоляції, обмоток, магнітопроводу, високовольтних вводів, пристроїв РПН чи (ПБЗ).

Четвертий крок будемо вважати більш затратним; це роботи, що потребують виведення СТ з експлуатації на довготривалий термін, пов'язані з виконанням більш повного аналізу стану як окремих частин, так і загалом СТ. Метою такого аналізу є визначення та прогнозування обсягу робіт, що необхідні під час ремонту СТ. Як правило, такий крок виконують після перших трьох за отримання негативних результатів.

Враховуючи вищесказану інформацію, пропонується більш детально розглянути існуючі методи діагностування обмоток СТ.

2.2 Дослідження основних методів діагностування СТ

Контроль стану ВО визначається стратегією його обслуговування. Як правило, до СТ невеликих потужностей застосовується система виведення з роботи за фактом пошкодження, для СТ великих потужностей використовується, переважно, стратегія за розкладом обстежень і ремонтів відповідно до встановленого план-графіка. Однак варто зазначити, що в деяких випадках економічно недоцільною є така стратегія, оскільки обслуговування згідно з план-графіком передбачає дії, які можуть бути недоцільними для конкретно взятого СТ, так само і виведення СТ за фактом пошкодження може призвести до повної втрати такого обладнання. Тому на сьогодні використовують методи контролю технічного стану, що поділяються на дві категорії – з періодичними та постійними методами діагностування параметрів [71]. Та нині популярними є комплексні методи визначення технічного стану СТ, оскільки вони дозволяють об'єктивно оцінити стан і визначити дефекти в усіх системах трансформатора, зокрема в активній частині (обмотках і магнітопроводі), вводах, системі охолодження, системі регулювання напруги та ін. [72], [73], [74], [75]. Так, комплексне діагностування СТ охоплює етапи: аналіз характерних дефектів цього типу трансформаторів; аналіз технічної документації й результатів поточних експлуатаційних вимірювань; проведення вимірювань на працюючому трансформаторі в режимі навантаження й неробочого ходу, а також на відключеному трансформаторі; відбір проб масла з бака, вводів (маслонаповнених), контактора регулювання напруги трансформатора (РПН) і проведення фізико-хімічних аналізів масла в лабораторії [76].

Під терміном технічне діагностування (ТД) будемо вважати інформаційну процедуру, метою якої має бути відображення його технічного стану у вигляді висновку про характер та важливість цього стану. Також вважатимемо, що

основними аспектами ТД є: надійність, безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність, функція реакції, контролепридатність [17].

Технічне діагностування СТ (у разі продуманої стратегії виконання та правильної інтерпретації отриманих результатів) дозволяє: своєчасно попередити виникнення аварійних ситуацій; суттєво зменшити витрати на ремонти; оцінити дійсний стан електроустаткування й визначити його коефіцієнт ресурсу; підготувати до введення в роботу системи безперервної діагностики й визначити залишковий ресурс електроустаткування.

Методи діагностування ґрунтуються на результатах контролю діагностичних параметрів і передбачають визначення технічного стану, причин та місця пошкодження. Для визначення стану порівнюють виміряне значення діагностичного параметра з нормованим значенням цього показника або з нормованим його відхиленням від результатів попередніх вимірів. Вимірювання таких параметрів та визначення їх відхилень зазвичай проводиться відповідно до [77]. Пропонується розглянути одні із основних методів діагностування СТ.

Зрозуміло, що періодичність вимірювань і випробувань СТ не можна обирати в довільній формі; відповідно до [64], [77] запропоновано періодичність випробувань, які необхідно проводити експлуатувальним компаніям.

В цьому підрозділі пропонується розглянути методи вимірювань і випробувань СТ під час їх експлуатації.

Метод контролю опору ізоляції

Вимірювання опору ізоляції обмоток виконують мегаомметром на напругу 2,5 кВ. Омметр – це електровимірювальний прилад безпосереднього відліку для визначення резистивних опорів. Як правило, вимірювання таким приладом проводиться при постійному струмі. Нині існують два типи омметрів – цифрові та механічні, схеми підключення яких наведено на рис. 2.1

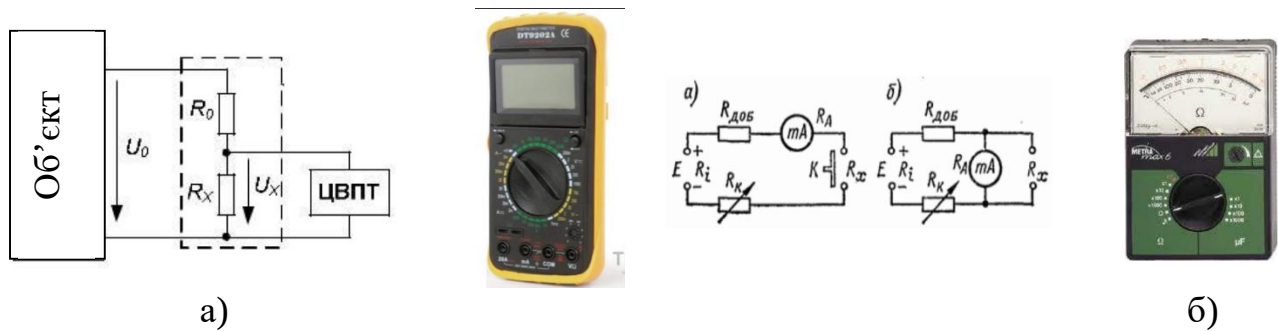


Рисунок 2.1 – Схеми вимірювання омметром

Існує два варіанти (схеми) електромеханічних омметрів: з послідовним (рис. 2.1, а) і з паралельним (рис. 2.1, б) підключенням вимірюваного опору R_x до вимірювального механізму.

Для вимірювання опору ізоляції використовують схему приєднання, подану на рис. 2.2. Зрозуміло, що межа вимірювань під час такого діагностування, перебуває в межах «МΩ»; вимірюваний опір R_x включається послідовно з опором між клемми 1 і 2, клемми 2 і 3 залишаються розімкнутими (рис. 2.2) [78]. Для визначення відносної похибки вимірювання опору пропонується використовувати (2.1) такий вираз [79], [80], [81]:

$$\gamma = K \cdot \frac{L}{L_i}, \quad (2.1)$$

де K – клас точності омметра;

L – довжина всієї шкали омметра, мм;

L_i – довжина частини шкали, від крайньої лівої оцінки до положення покажчика при вимірюванні опору, мм.

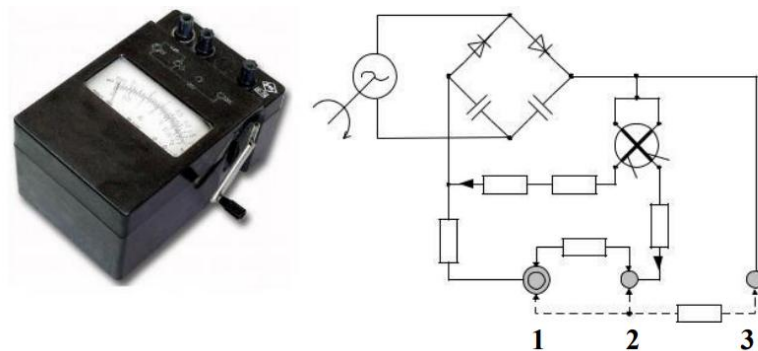


Рисунок 2.2 – Схема вимірювання мегаомметром

Після того як проведено дослідження, отримані результати порівнюють з допустимими значеннями. Так, за [64] допустимі значення опору ізоляції для обмоток маслonaповнених трансформаторів відповідають:

для СТ, які вводять до експлуатації – регламентуються вимогами заводських документів;

для обмотки сухих трансформаторів, які вводять до експлуатації, за температури від 10 °С до 30 °С для обмоток з номінальною напругою:

до 1 кВ – не нижче 100 МОм;

6 кВ – 300 МОм;

вище 6 кВ – 500 МОм.

Найменші допустимі значення опору ізоляції, за яких дозволяється введення трансформаторів в роботу після капітального ремонту, регламентуються вказівками [64, додаток Е].

Під час експлуатації СТ значення опору ізоляції не нормується, але його враховують під час комплексного розгляду результатів усіх вимірювань ізоляції і порівнювати з раніше одержаним результатом.

Вимірювання опору ізоляції обмоток за [64] виконують при температурних режимах ізоляції, °С:

— для трансформаторів до 150 кВ – не нижче за 10;

— для трансформаторів від 220 кВ до 750 кВ – не нижче ніж 20.

Також, як різновид, використовують вимірювання опору ізоляції балок магнітопроводу, пресувальних кілець і стяжних шпильок СТ. Його виконують мегаомметром на напругу 1,0 кВ або 2,5 кВ. Опір ізоляції нормується значенням, не меншим за 0,5 МОм.

Такі вимірювання дають змогу судити про дефекти обмоток та про ступінь зволоження їх ізоляції. Варто зазначити, що стан ізоляції СТ характеризується не тільки абсолютним значенням виміряного опору ізоляції, а й коефіцієнтом абсорбції (відношенням опору ізоляції, виміряного двічі – через 15 і 60 с після прикладення напруги на випробовуваному об'єкті, R_{60} і R_{15}).

$$K_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{15}}. \quad (2.2)$$

Метод контролю тангенса кута діелектричних втрат

Діелектричними втратами називається потужність P_{δ} , що розсіюється в ізоляції під час прикладення до неї змінної напруги. Однак потужність втрат залежить не тільки від стану ізоляції, але і від її обсягу. Тому, для оцінення стану ізоляції зазвичай використовується тангенс кута діелектричних втрат (2.3):

$$\operatorname{tg}(\delta) = \frac{P_{\delta}}{U \cdot I_p} = \frac{I_a}{I_p}, \quad (2.3)$$

де U – напруга, що прикладається до ізоляції;

I_a , I_p – активна і реактивна складові струму через ізоляцію.

При практичному застосуванні, під час визначення технічного стану СТ, користуються значенням $\operatorname{tg}(\delta)$ у відсотках.

Зрозуміло, що параметри, які описують стан ізоляції обмоток, залежать не тільки від ізолювального середовища (характеристик оливи), а і від температури ізоляції обмоток. Приведення отриманої під час визначення технічного стану величини зміни характеристик масла до отриманої в лабораторних умовах відбувається так.

Відомо з [64], [77], що при $\Delta t \geq 10$ °C значення $\operatorname{tg}\delta$ збільшується в 1,5 раза, тоді визначають коефіцієнт приведення температур K_3 за виразом (2.4):

$$K_{3[1]} = 1,5^{\frac{t_0 - t_{M1}}{10}}, \quad (2.4)$$

де t_0 – дані про стан температури під час вимірювань в заводському протоколі;

t_{M1} – дані про стан температури під час вимірювань в лабораторних умовах.

Фактичне значення $\operatorname{tg}\delta_{M1\phi}$ отриманих в результаті вимірювань заводом-виробником, визначається шляхом приведення значень, отриманих в лабораторії, до температури вимірювання ізоляції (2.5):

$$\operatorname{tg}(\delta_{M1\phi}) = K_{3[1]} \cdot \operatorname{tg}_{M1}, \quad (2.5)$$

де $\operatorname{tg}\delta_{M1}$ – тангенс дельта, отриманий під час вимірювань в лабораторії.

Щодо вимірювань безпосередньо під час експлуатації, то тут також можливе використання коефіцієнтів приведення. Так значення коефіцієнта K_1 , що враховує

вплив різниці температур під час вимірювань на заводі-виробнику та під час експлуатації, визначають як (2.6):

$$K_1 = 1,26^{\frac{t_x - t_0}{10}}, \quad (2.6)$$

де t_x – значення температури під час вимірювань в процесі експлуатації;

t_0 – значення температури під час вимірювань на заводі-виробнику.

Наступним кроком визначають коефіцієнт K_{M2} , що характеризує вплив на значення $tg\delta$ при заводських вимірюваннях та під час монтажних вимірювань (2.7):

$$K_{M2} = 0,45 \cdot \left(tg \delta_{M2} \cdot 1,5^{\frac{t_x - t_{M2}}{10}} - tg \delta_{M1} \cdot 1,5^{\frac{t_x - t_{M1}}{10}} \right), \quad (2.7)$$

де t_{M2} – значення температури, отримане під час вимірювань в лабораторії після монтажу СТ;

$tg\delta_{M2}$ – значення тангенса дельта, отримане під час вимірювань в лабораторії після монтажу СТ.

Наступним кроком визначають фактичне значення тангенса діелектричних втрат (2.8):

$$tg \delta = \frac{tg \delta}{K_1} - 0,45 \cdot K_{M2}. \quad (2.8)$$

Під час вимірювань $tg\delta$ користуються схемами приєднань вимірювальних приладів до СТ, наприклад такою, яка зображена на рис. 2.3.

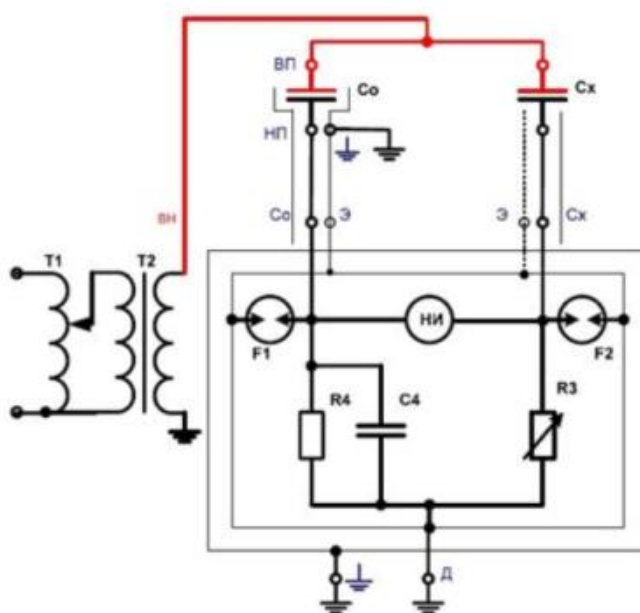


Рисунок 2.3 – Вимірювання $tg\delta$ за схемою мосту Шерінга

Під час вимірювань всі невипробувані обмотки і бак трансформатора необхідно заземлити. В табл. 2.1 подано структуру включень приладів до СТ, де ВН, СН, НН – відповідно обмотки високої, середньої і низької напруги.

Таблиця 2.1 – Схеми з'єднань під час дослідження $tg\delta$ СТ

Двообмоткові СТ	Триобмоткові СТ
ВН – НН, бак	ВН – СН, НН, бак
НН – ВН, бак	СН – ВН, НН, бак
ВН, НН – бак	НН – ВН, СН, бак
	ВН, СН – НН, бак
	ВН, СН, НН – бак

Так, за [64] для трансформаторів, які пройшли капітальний ремонт, найбільші допустимі значення $tg\delta$ наведено в [64, додаток Е].

Отже, $tg\delta$ є показником не лише стану ізоляції, але її геометричних розмірів, що є перевагою методу. Як правило, вимірювання $tg\delta$ дозволяє виявити загальне погіршення ізоляції. Однак методи вимірювання $tg\delta$ ізоляції відносні і набагато складніші за своїм алгоритмом виконання, ніж, наприклад, методи вимірювання опору ізоляції та коефіцієнта абсорбції.

Метод контролю опору обмоток постійному струму

Вимірювання опору обмоток постійному струму за [64] виконують на усіх відгалуженнях, якщо в заводському паспорті немає інших вказівок і якщо для це не потребує від обслуговуючого підприємства вийняття з баку активної частини.

Такі вимірювання, як правило, рекомендується проводити:

- методом вольтметра та амперметра;
- методом одинарного (Уїнстона) або подвійного (Томсона) містка;
- методом омметра логометричної системи.

Часто для вимірювання опорів обмоток трансформаторів використовують перші два методи. Приклад схеми вимірювання опору методом вольтметра та амперметра наведено на рис. 2.4.

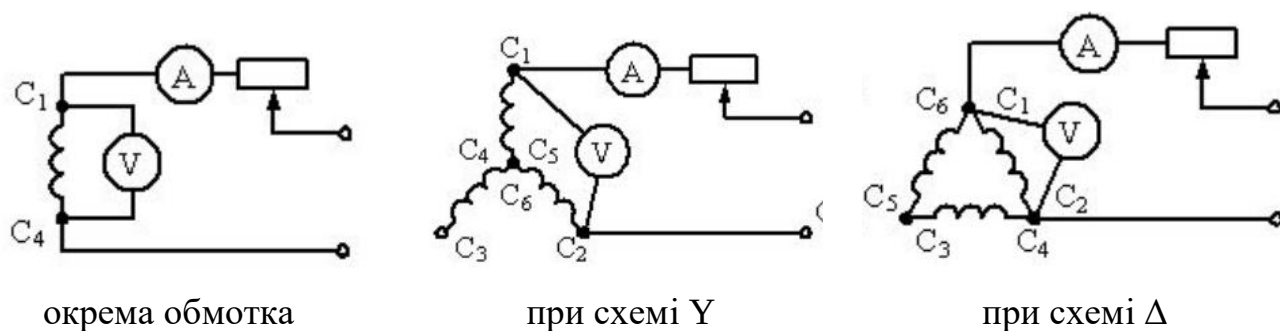


Рисунок 2.4 – Схеми вимірювання опору обмоток методом вольтметра та амперметра

Так, за [64] вимірювання здійснюють на всіх відгалуженнях, значення опору обмоток трифазних трансформаторів не має відрізнятися більше ніж на 2% від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз, або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника. Значення опору обмоток однофазних трансформаторів не мають відрізнятися більше ніж на 5% від значення опору, одержаного на відповідних відгалуженнях інших фаз або паспортних значень за однакових температур, якщо немає особливих вказівок підприємства-виробника.

Варто врахувати, що визначаються малі відносні зміни контролюваного параметра, тобто потрібно звести до мінімуму можливі похибки методу, такі як, наприклад, вплив внутрішніх опорів приладів і їхніх похибок, вплив перехідного контакту в місці підключення приладу до обмотки, і т. д. Тому під час вимірів опору обмоток методом амперметра–вольтметра автори в [80] рекомендують обирати прилади класом точності 0,5 і 0,2. А автори [2] рекомендують кожне вимірювання опору обмоток вимірювати не менше трьох разів за різних значень струму. Результати вимірювань не мають відрізнятися від середнього значення більше, ніж на 0,5%.

Метод контролю опору КЗ

Опір КЗ (Z_K) вимірюють перед першим увімкненням та після капітального ремонту трансформаторів на напругу 110 кВ і вище потужністю 63 МВА і більше [64]. Отримані значення Z_K беруть за базові. Під час експлуатації рекомендовано проводити вимірювання у разі протікання через обмотки трансформатора струму КЗ

0,7 і більше від допустимого за стандартами та ТУ, а також під час комплексного визначення необхідності капітального ремонту.

Метод короткого замикання оснований на вимірюванні струму через одну з обмоток трансформатора при замиканні виводів іншої обмотки (рис. 2.5). Вимірювання проводяться при низькій напрузі промислової частоти.

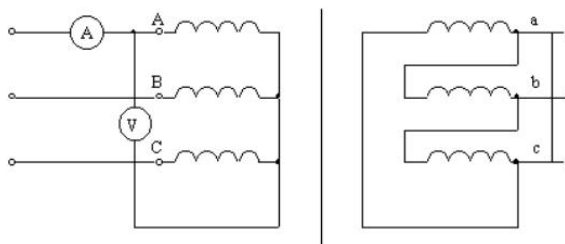


Рисунок 2.5 – Узагальнена схема вимірювань

Як бачимо з рис. 2.5, під час виконання вимірювань буде виміряно струми та напруги, що протікають в обмотках СТ, щодо Z_K , то його визначають розрахунковим шляхом.

Так, значення Z_K розраховують (2.9):

$$Z_K = \frac{U}{I}, \text{ Ом}, \quad (2.9)$$

де Z_K – отримане значення опору;

U – виміряна напруга;

I – виміряний струм.

Для визначення відхилення ΔZ_K необхідно визначити значення паспортного значення опору $Z_{K\phi}$. За (2.10) можемо визначити:

$$Z_{K\phi} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot U_K}{100 \cdot I_{\text{ном}}}, \text{ Ом}, \quad (2.10)$$

де $U_{\text{ном}}$ – номінальна фазна напруга, В;

U_K – напруга короткого замикання, вказана в паспортних даних СТ, %;

$I_{\text{ном}}$ – номінальний фазний струм, А.

Наступним кроком визначають ΔZ_K % за виразом (2.11):

$$\Delta Z_K = \frac{Z_K - Z_{K6}}{Z_{K6}} \cdot 100, \quad (2.11)$$

де Z_{K6} – базове значення опору КЗ.

Варто врахувати [82], що значення Z_K не залежить від величини напруги, але може істотно різнитися залежно від способу його подачі. При проведенні вимірювань за [64] враховують таке:

1. Вимірювання Z_K виконується з використанням амперметрів і вольтметрів, включених у вимірювальну схему на відключеному і цілком розшинованому трансформаторі. Напруга живильної мережі – 380 В, клас точності застосовуваних приладів не нижче 0,5.

2. Вимірювання Z_K трифазних трансформаторів необхідно робити з боку обмотки, з'єднаної в «зірку», що має нульовий провід.

3. При вимірюванні напруги варто подати на всі три фази, вимірювання струму і напруги робити пофазно з обов'язковим використанням нульового проводу. При усіх вимірюваннях опору КЗ «трикутник» на обмотках НН має бути складений.

4. Переріз закоротки, установлюваної на виводах, має становити не менше 30% перерізу проводів обмотки трансформатора.

5. З метою більш повного контролю стану трансформатора, вимірювання Z_K варто робити за трьох ступенів регулювання напруги: номінальна і дві крайніх.

6. При вимірюванні необхідно фіксувати частоту живильної мережі. Якщо при вимірюваннях частота мережі (f) відрізнялася від номінальної (50 Гц), обмірювані значення Z_K необхідно привести до номінальної частоти.

7. Оцінення стану обмоток трансформатора потрібно виконувати шляхом порівняння значень Z_K за фазами з даними зроблених раніше на місці вимірів або, за їхньої відсутності, з паспортними даними.

Так, за [64], при порівнянні з паспортними даними за початкове значення Z_K , що вказує на деформацію обмоток, необхідно брати 5%, тому що за даними заводських вимірів опору окремих фаз трансформаторів вони можуть відрізнятися на значення до 2%.

Значення Z_k не має відрізнятися більше ніж на 3% від базового або на 5% від вирахованого за паспортом на однакових відгалуженнях обмоток, якщо інші значення не вказані в заводській документації.

Метод контролю струму і втрат ХХ за зниженої напруги

Відповідно до [64] вимірювання проводяться для трансформаторів потужністю 1000 кВА і більше, за напруги, підведеної до обмотки нижчої напруги, яка дорівнює зазначеній в протоколі заводських іспитів (паспорті). Для розглянутого методу воно звичайно становить 5–10% номінального. У трифазних трансформаторів втрати ХХ, вимірюються при однофазному порушенні за схемами, застосовуваними на заводі-виготовлювачі, наприклад, як це показано на рис. 2.6.

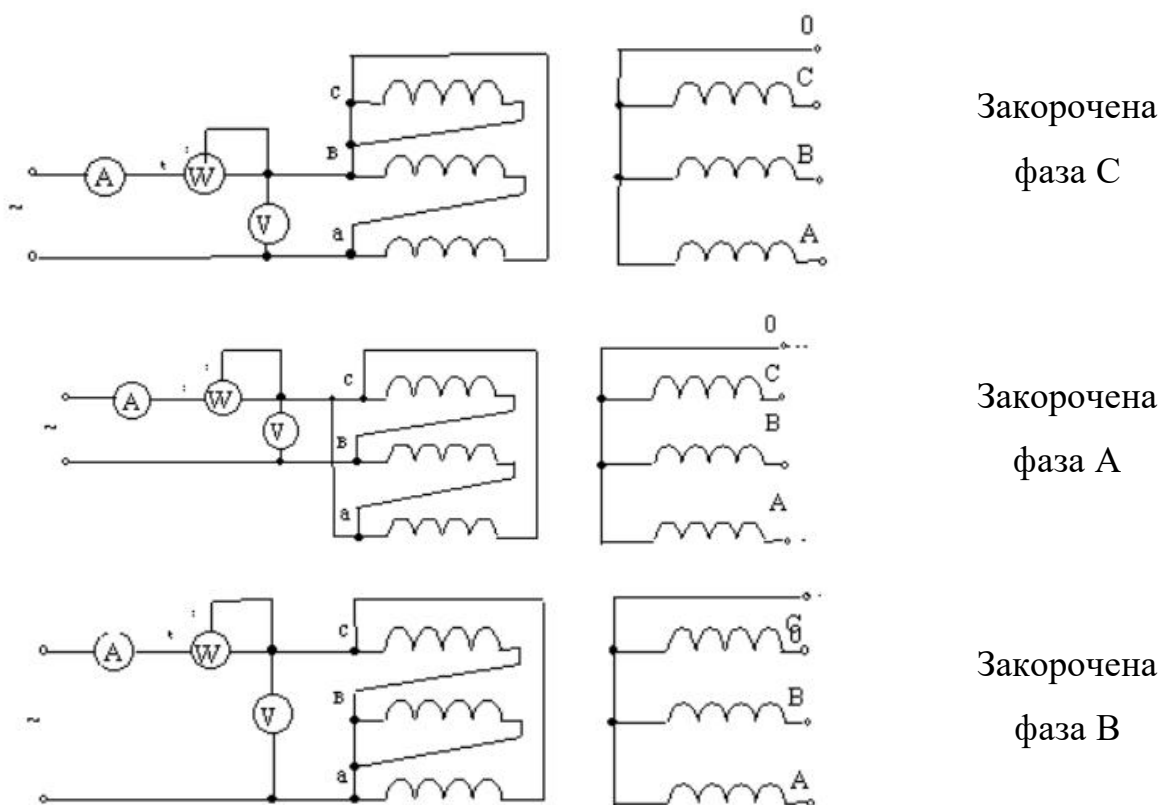


Рисунок 2.6 – Схеми вимірювань втрат ХХ

Перед випробуванням досліджуваний СТ обов'язково надійно заземлюють. Замикання накоротко однієї фази виконують на будь-якій обмотці трансформатора, тобто на обмотці, до якої підводять напругу при дослідженні ХХ, або іншій, розімкнутій обмотці; при цьому керуються дійсною схемою з'єднання обмоток

трансформатора. При вимірюванні підводять напругу до двох фаз обмотки НН, а третю замикають накоротко. Перед вимірюваннями при малій напрузі [64] передбачається необхідність зняття залишкового намагнічування магнітної системи трансформатора, якщо перед цими вимірами виконувались роботи, пов'язані з протіканням по обмотках струмів. Методика зняття залишкового намагнічування описана в [64]. Вольтметр і ватметр для вимірювань, якщо є можливість, варто застосовувати класу 0,2.

Так, за [64] для однофазних трансформаторів, які вводяться в експлуатацію повторно (наприклад, після капітального ремонту), виміряне значення втрат ХХ не має відрізнятися від заводських (вихідних) даних більше ніж на 10%. Для трифазних трансформаторів співвідношення втрат по фазах не має відрізнятися від паспортних співвідношень більше ніж на 5%. Вимірювання під час експлуатації проводять під час комплексних випробувань трансформатора. В експлуатації значення втрат НХ не нормується.

Метод діагностування за результатами вимірювання характеристик трансформаторної оливи

Аналіз оливи під час розвантаження, збереження, монтажу та введення в експлуатацію трансформаторів на напругу 110–750 кВ (під час першого увімкнення) проводять згідно з вимогами [83], [84], а трансформаторів на напругу до 35 кВ – згідно з заводськими інструкціями та [64].

Так, дослідження проводяться в суху погоду за такою послідовністю дій:

- взяття проб;
- сортування проб по спеціальних секціях;
- візуальний огляд отриманих зразків;
- визначення показника пробивної напруги;
- математична обробка отриманих результатів;
- формування звітів із виконаних робіт.

Так, за [64] допускається заливання в трансформатори всіх потужностей на напругу 220–500 кВ після капітального ремонту експлуатаційного масла з кислотним числом не більше 0,05 мг КОН/г масла, яке відповідає нормам на експлуатаційне

масло за реакцією водної втяжки, вмістом розчиненого шламу, механічних домішок та має при цьому пробивну напругу на 10 кВ вищу за експлуатаційну норму і тангенс кута діелектричних втрат при 90 °С не більше 2,6%;, а для трансформаторів на напругу до 150 кВ – масло за 90 °С не більшим ніж 6%. Контроль якості масла (за значенням пробивної напруги), яке знаходиться у баках контакторів пристроїв РПН і відділеного від масла трансформатора, необхідно виконувати після певної кількості перемикачів, яку зазначено в інструкції з експлуатації цього перемикача, але не менше ніж один раз на рік. Масло потрібно замінити за такої пробивної напруги: – нижче 25 кВ — у контакторах з ізоляцією на 10 кВ; – нижче 30 кВ — у контакторах з ізоляцією на 35 кВ; – нижче 35 кВ — у контакторах з ізоляцією на 110 кВ; – нижче 40 кВ — у контакторах з ізоляцією на 220 кВ.

Метод діагностування СТ перед введенням його в експлуатацію

Варто врахувати, що існують методи діагностування, якими користуються під час введення СТ в експлуатацію. Так, за [64] Визначення умов введення трансформаторів до експлуатації (під час першого увімкнення) визначають згідно з [83], [84], [69], а трансформаторів на напругу до 35 кВ – згідно з заводськими інструкціями.

Після закінчення монтажу СТ на об'єкті, де його планують експлуатувати, проводять випробовування, до обсягу яких входять практично всі низьковольтні випробування, що проводяться на заводі-виробнику. Порівняння результатів випробувань із заводськими, певною мірою, дозволяє оцінити якість монтажних робіт. Автори [84], [50], [83], [64] пропонують такі випробування трансформаторів:

1. Випробування бака на щільність;
2. Перевірка характеристик оливи;
3. Вимірювання втрат холостого ходу;
4. Перевірка пристроїв РПН і ПБЗ;
5. Перевірка коефіцієнта трансформації на всіх щаблях перемикачів;
6. Вимірювання опору обмоток постійному струму;
7. Вимірювання характеристик ізоляції (R , $\tan\delta$) трансформатора;
8. Випробування ізоляції обмоток з номінальною напругою до 35 кВ;

9. Випробування та налагодження системи охолодження – відповідно до інструкції;

10. Налагодження газового захисту трансформатора;

11. Випробування ізоляції між струмоведучими і заземленими частинами кіл з приєднаними трансформаторами струму, газовими та захисними реле, відсічним клапаном, датчиками температури і встановленими термометрами манометричними – напругою 1000 В, 50 Гц протягом однієї хвилини;

12. Перевірка встановлених трансформаторів струму і відсічного клапана відповідно до інструкції.

Відповідно до запропонованих випробувань складається протокол вимірювань та виконується акт готовності СТ до експлуатації.

2.3 Методи частотного діагностування

Методи амплітудно-частотного діагностування є відносно новою зброєю для визначення дефектів СТ. Ці методи чутливі до виникнення дефектів обмоток на ранній стадії їх розвитку [5], [85].

Методи частотного аналізу, передбачають аналіз амплітудних значень сигналу відгуку на тестовий сигнал, що подається на обмотки СТ, і нині застосовується для визначення їх технічного стану [86], [87], [88]. Цей метод полягає у тому, що спочатку вимірюються амплітудні значення напруги (параметр може бути і інший) сигналу відгуку на тестовий сигнал ($U_{амп.відг}$) та напруги тестового сигналу ($U_{амп.тест}$). Далі визначається коефіцієнт передачі тестового сигналу на різній частоті (значення передатної функції) як результат ділення амплітудного значення напруги $U_{амп.відг}$ (сигналу відгуку на тестовий сигнал для поточної частоти цього сигналу) на амплітудне значення напруги (тестового сигналу для такої самої частоти) $U_{амп.тест}$. Цей результат часто записується у децибелах. Тоді він визначається за формулою, яка є передатною функцією [85] тестового сигналу (2.12) (F)

$$F = 20 \cdot \log_{10} U_{амп.відг} / U_{амп.тест}. \quad (2.12)$$

Відомо з [1], [3], [7], [86], [87], [88], [89], [90], що залежно від того, який тестовий сигнал подається на досліджуваний СТ, методи частотного аналізу поділяють так, як зображено на рис. 2.7.

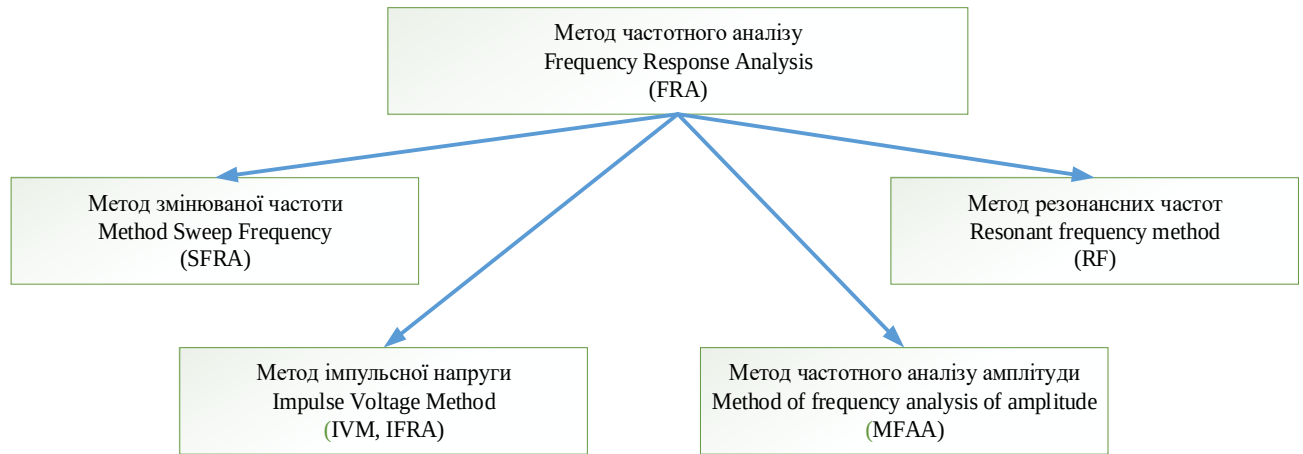


Рисунок 2.7 – Методи частотного контролю СТ

Наприклад, метод змінюваної частоти полягає у тому, що частотна характеристика СТ отримується за результатами вимірювань параметрів сигналу відгуку на тестовий сигнал, які вимірюються на одному з вводів СТ, в той час, коли на інший ввід СТ подається тестовий сигнал зі змінюваною частотою. Метод імпульсної напруги полягає у тому, що частотна характеристика СТ вимірюється опосередковано, шляхом подавання тестового імпульсного сигналу певної форми на один з вводів СТ і вимірювання параметрів сигналу відгуку (на цей тестовий сигнал) на іншому ввіді. Далі, використовуючи результати вимірювання будуються та досліджуються залежності параметрів сигналу відгуку від часу та від частоти. Метод резонансних частот полягає у тому, що досліджуються резонансні частоти, які відповідають локальним максимумам та мінімумам амплітудних значень виміряної напруги (на одному з вводів СТ) сигналу відгуку ($U_{\text{амп.відг}}$) на тестовий сигнал, який подається на інший з вводів цього СТ.

Як правило, отримані під час вимірювань частотні характеристики записуються у вигляді графіків (рис. 2.8) як типова характеристика [91], це дозволяє зменшити витрати часу на інтерпретацію отриманих результатів.

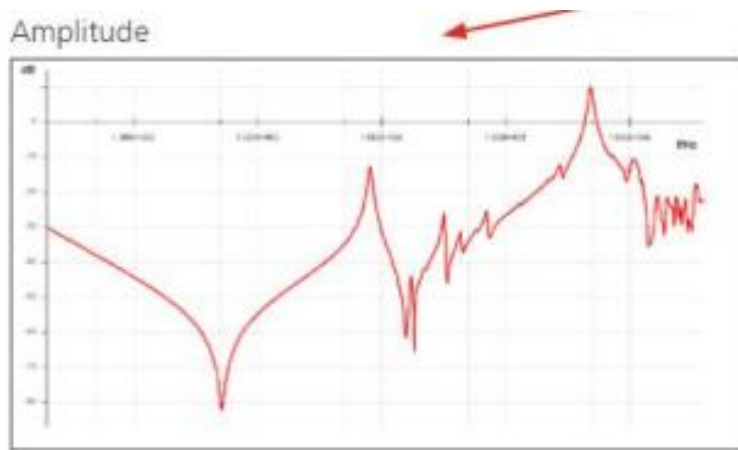
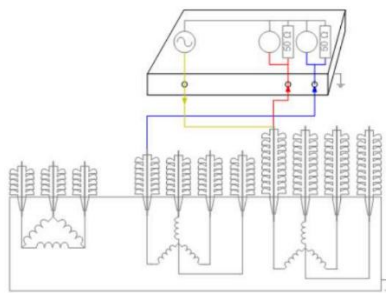


Рисунок 2.8 – АЧХ представлена як типова фірмою OMICRON

Такі характеристики дозволяє побудувати, наприклад, прилад FRAnalyzer фірми OMICRON, зображення якого подано на рис. 2.9 із спеціалізованим програмним забезпеченням.



а)



б)

Рисунок 2.9 – Прилад FRAnalyzer фірми OMICRON: а) зовнішній вигляд;

б) схема включення

Такий прилад адаптований під різні фактори, що впливають на результати вимірювань (погодні умови, параметри персонального комп'ютера і т. д.). Прилад має такі робочі параметри відповідно до [91]:

- загальний діапазон частот від 10 Гц до 20 МГц (подається), точковий інтервал – арифмічний логарифмічний або обидва;
- вихід джерела FRA – метод частотної зачистки вихідного імпедансу 50 Ω ;
- має вбудований конектор BNC (подвійний екранований) з робочою амплітудою 2,83 Гц при навантаженні 50 Ом;

– робочі входи (вихідний сигнал – СН 1, вимірювання сигналу на виході досліджуваного об'єкта – СН 2), роз'єм BNC (подвійний екранований), динамічний діапазон якого > 120 дБ, похибка $< 0,1$ дБ (до -50 дБ) і ± 1 дБ (від -50 дБ до -80 дБ);

– екологічна робоча температура навколишнього середовища $-10 \dots +55$ °С, вологість $20 \dots 95\%$, без конденсації;

– інтерфейс операційної системи для обробки отриманих значень: USB 1.1 PCWindows™ 2000, Windows XP™ або Windows Vista™ 32bit Processor Pentium (1 ГГц) пам'ять 256 Мб Програмне забезпечення RAMDriveCD-ROMPC Програмне забезпечення OMICRON FRAnalyzer.

Метод частотного аналізу здебільшого використовують для визначення ТС обмоток та магнітопроводу СТ, хоча автори [92] у своїй роботі подали дослідження про вплив вмісту вологи, герметичність та присутність оливи на FRA. Також є кілька інших наукових праць, які також досліджували такі властивості АЧХ. Фактори щодо діелектричного стану трансформатора розглянуто в літературі, наприклад, за напрямком вмісту вологи [92], [82], [93], тенденцією впливу температури [94], [92], [90] та загалом наявністю оливи в баку під час випробувань [92], [94], [82], [95].

Методи частотного аналізу є досить відомими засобами визначення технічного стану СТ та вважаються відносно новими, крім того, дозволяють виявити дефекти навіть на ранній стадії їх розвитку. Однак інтерпретація результатів вимірювань нині в Україні залишається вузькопрофільною [3], [7] та потребує додаткових витрат для впровадження такого потужного засобу діагностування. Порівняння отриманих характеристик за [57], [96], як правило, відбувається із попередньо отриманими, та автори [82], [97] пропонують використовувати порівняння, які дозволяють за базову криву вибрати: базову криву від однієї із отриманих обмоток; обмотки з «близнюкового» трансформатора, який має однакову конструкцію; обмотки з інших фаз аналогічного трансформатора. В такому застосуванні можливо виявити дефекти СТ на ранній стадії їх розвитку. Та частота тестового сигналу коливається в межах від 1 Гц до 2 МГц і виникає питання, на якій частоті які дефекти проявляються. Автори [98], [99], [100], [101], [102], [103], [104], [105], [106], [107], [108] у своїх роботах інтерпретують частотні діапазони так, як показано в таблиці 2.2. А автори [4], [8], [12]

підтверджують можливість виявлення дефектів за поділом на такі проміжки та стверджують про те, що якщо відхилення графіків буде більшим за 5%, то можна судити про ймовірне пошкодження. Проведені розрахунки подано в додатку Б та таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Частотні діапазони виявлення дефектів СТ

Вузол трансформатора	Дефекти вузлів	Діапазон частотного сигналу, Гц				
		За результатами розрахунків		За результатами аналізу літературних джерел		
		від	до	від	до	
Обмотки	Деформація в межах основної обмотки	19978,962	400541,761	20000	400000	[102]
	Зсув основної обмотки	400343,87	999842,338	400000	1000000	[102]
	Зміщення витків між обмотками та кріпленням	2046,755	19938,281	2000	20000	[102]
	Осьове зміщення витків	>399820,656		> 400000		[100], [108]
	Зміна проміжку між обмотками	>99970,17		> 100000		[103]
	Радіальне зміщення витків	>50362,591		> 50000		[104]
				> 100000		[98]
	Міжвиткове коротке замикання	4994,278	500175,119	5000	500000	[100]
		>201031,205		>200000		[99]
		<1989,295		< 2000		[102]
Осердя	Деформації в магнітному осерді			< 10000		[100]
	Обертання магнітопроводу	<10005,347		< 2000		[102]
Щупи	Порушення контакту з вимірювальними проводами			> 2000000		[102]
Інші	Слабкий контакт заземлення			>5000000		[101], [107]
	Зміна опору заземлення			400000	10000000	[102]
	Залишковий магнетизм			< 2000		[102]
	Пошкодження підводів до обмоток			> 1×10 ⁷		[105], [106]

2.4 Узагальнення результатів аналізу

Проведений аналіз показав, що існує досить велика кількість методів визначення технічного стану СТ. Однак, не зважаючи на таке різноманіття методів та засобів діагностування, аналіз пошкоджуваності СТ свідчить про те, що, контролюючи тільки один параметр, важко виявити дефекти, особливо на ранній стадії їх розвитку [6]. Тому потрібно використовувати додаткові діагностичні параметри, наприклад: передатна функція тестового сигналу; залежність залишкового опору тестового сигналу від частоти; відхилення початкового графіка залежності фазного тестового сигналу від частоти для поточних та передостанніх вимірювань.

Для цього необхідно використовувати додаткові діагностичні параметри, наприклад: передатна функція тестового сигналу; залежність залишкового опору тестового сигналу від частоти; відхилення початкового графіка залежності фазного тестового сигналу від частоти для поточних та передостанніх вимірювань.

В Україні обслуговувальним підприємствам, враховуючи умови експлуатації СТ, варто звернути увагу на обмотки та магнітопровід СТ. Проведений аналіз свідчить про різноманіття методів та засобів діагностування СТ, в цій роботі пропонується ідентифікувати їх та систематизувати так, як це показано на рис. 2.10.

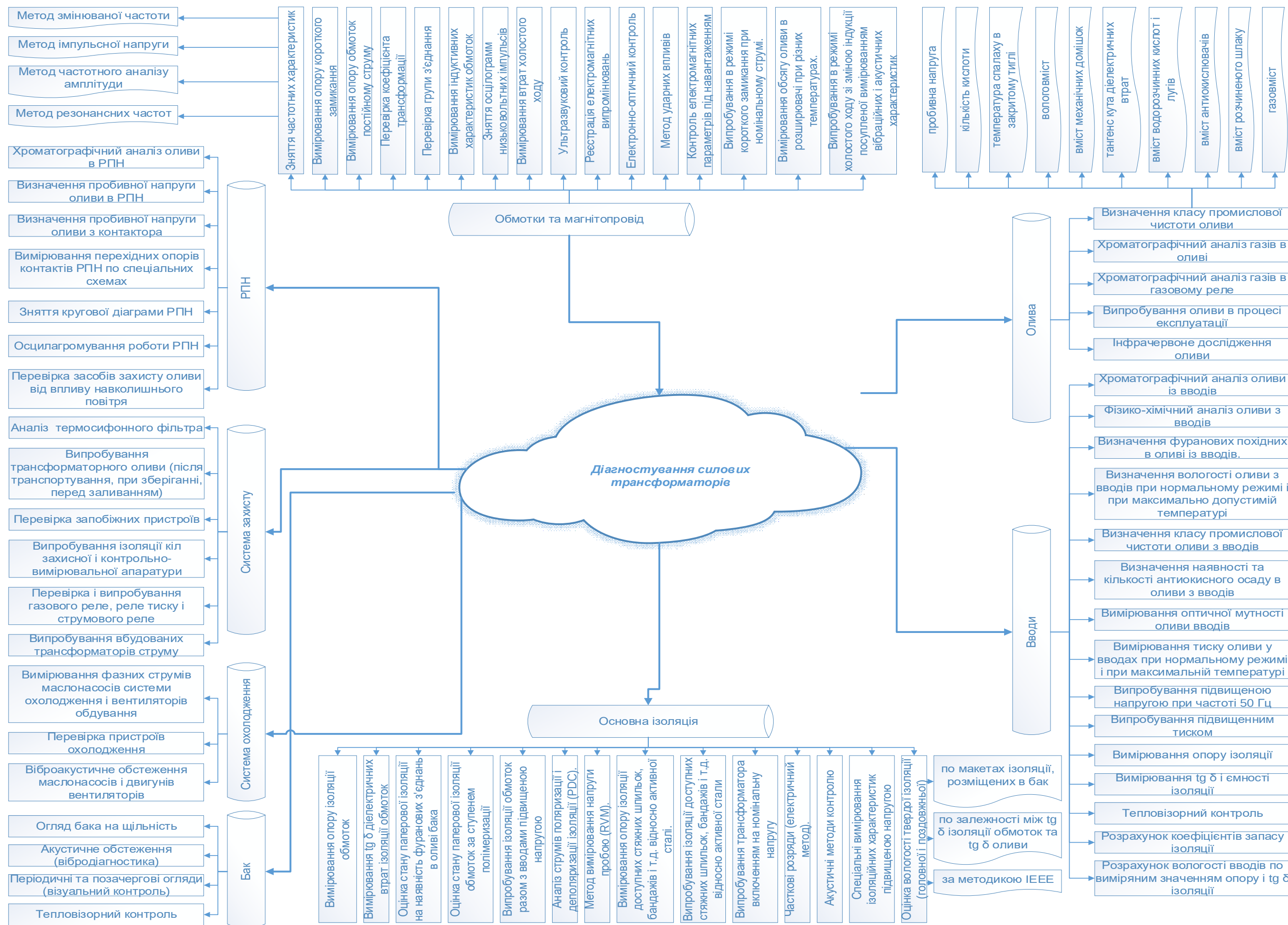


Рисунок 2.10 – Класифікація методів діагностування

2.5 Висновки до розділу 2

1. Досліджено послідовність дій, що дозволить, визначити готовність СТ до експлуатації (наприклад, під час першого пуску, чи після введення його в експлуатацію після капітального ремонту).

2. Досліджено метод діагностування СТ за результатами аналізу їх АЧХ та виявлено, що такий метод, дозволяє знайти дефекти СТ навіть на ранній стадії їх розвитку, але за умов правильної їх інтерпретації.

3. Розроблений метод визначення дефектів СТ шляхом порівняння АЧХ, який за рахунок контролю додаткових діагностичних параметрів, запропонованих за результатами виявлених відхилень АЧХ, дозволить підтвердити, або спростувати дефект визначений за результатами контролю АЧХ

Результати даного розділу опубліковані в [1], [7], [6].

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБЛЕННЯ АЛГОРИТМІВ ТА МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СТ

Велике значення для служби діагностування, має точне визначення технічного стану СТ і можливість своєчасного виявлення потенційних несправностей. Оскільки безперебійна робота трансформаторів безпосередньо впливає на стабільність та безпеку всієї електромережі. Якщо трансформатор вийде з ладу, це призведе до відключення системи живлення [28]. Як бачимо з досліджень описаних в розділі 2, в нас існує велика кількість інструментів для діагностування такого обладнання (рис. 2.10), більшість методів діагностування, які використовуються з метою визначення технічного стану СТ, можна проводити лише в режимі офлайн, коли трансформатор вийшов з експлуатації [86], [88], що дають змогу контролювати технічний стан всіх вузлів СТ. Про те, як йдеться в [28], [109], розвиток ефективної системи діагностики та прийняття рішення, щодо доцільності подальшої експлуатації електроустаткування є актуальним, враховуючи значний термін служби більшості електричного обладнання України. Оскільки, як описано в [72] статистика пошкоджуваності, показує, що таке обладнання продовжує пошкоджуватись, і змушує електроенергетичні підприємства змінювати режим роботи електроенергетичної мережі, що призводить до економічних втрат. Зокрема, як показали дослідження в розділі 1, мова йде про особливості діагностування обмоток СТ, класом напруги 35-0,4 кВ. Одним із нових методів сучасного діагностування СТ є, наприклад, аналіз частотної відповіді FRA. Автори [110], [111] стверджують, що аналіз частоти відгуків (FRA) є ефективним інструментом для виявлення деформації обмотки, це сучасна методика, яка широко використовується для виявлення несправностей, які виникають в обмотках та магнітопроводі СТ.

Такий метод базується на сканування кожної фази в широкому частотному діапазоні (наприклад прилад FRAnalyzer фірми OMICRON, проводить таке сканування в частотному діапазоні від 1 Гц до 2 МГц [1], [4], [91], щоб виявити будь-які розбіжності між попередньо виміряною та поточною АЧХ.

Враховуючи те, що метод відносно новий, інтерпретація результатів таких вимірювань в Україні залишається вузькопрофільною. В даний час метод активно досліджується та, як стверджують автори [110], [111], що такий аналіз дає змогу отримати результати щодо технічного стану СТ.

Враховуючи це, виникає питання про час проведення таких вимірювань, адже як описано в [5], [6], [91], [109], проведення такого експерименту вимагає відключення такого обладнання від мережі. Що призводить до економічних витрат, таких як враховуючи недовідпуск електроенергії так і затрати на проведення експерименту.

Тому при пошуку пошкоджень в складному об'єкті, яким вважається СТ, у випадках необхідності забезпечити мінімальну вартість реалізації алгоритму. Необхідно, базуючись при цьому на попередньому досвіді діагностування типових СТ, та на результатах огляду СТ оперативним персоналом за місцем його експлуатації, формувати послідовність дій під час діагностування, що забезпечить мінімальні затрати на виконання таких дій та дасть точні висновки про стан досліджуваного обладнання. Перш за все, необхідною є розробка методу, що дозволить запланувати алгоритм пошуку пошкоджень враховуючи вищесказане.

3.1 Вдосконалення методу визначення оптимальної послідовності випробувань СТ

Засоби та методи діагностування, об'єкт діагностування (в нашому випадку СТ), що взаємодіють між собою, складають систему діагностування. Вона в свою чергу має за мету визначення технічного стану та реалізує деякий алгоритм діагностування. Алгоритм діагностування складається із заздалегідь визначених перевірок, та дає змогу виконувати всі перевірки стану СТ, в певній послідовності і правила обробки отриманих. Алгоритм діагностування може бути безумовним чи умовним. Так наразі, в Україні діагностування СТ класом напруги 35-0,4 кВ відбувається за однією фіксованою послідовністю, реалізації елементарних перевірок. Та як бачимо з дослідженої статистики пошкоджень,

описаної в розділі 1, ефект від таких перевірок досить низький. Тому варто застосовувати умовний алгоритм, таке діагностування дозволить задати декілька різних послідовностей реалізації перевірок. У зв'язку з таким фактом, в практичному сенсі варто вирішувати задачі побудови оптимальних алгоритмів діагностування.

Формування алгоритму пошуку пошкоджень залежить від різних факторів, наприклад вартість проведення експерименту, технічне забезпечення інтерпретації результатів отриманих, точність проведення вимірювань і т.д. Тому, враховуючи це, варто використовувати деякі обмеження, під час визначення алгоритму відносно вхідних даних і вибору критерію оптимізації пошуку. При формуванні процедури пошуку будемо застосовувати економічні та інформаційні критерії, наприклад: вартість перевірки, час пошуку, недовідпуск електроенергії, кількість елементів, технічний стан яких одночасно контролюється, та інші [17]. Враховуючи конструктивні відмінності та особливості виконання структури СТ, варто сформулювати загальний принцип побудови програм пошуку. Перш за все пошук дефекту потрібно подати як послідовність операцій, тобто алгоритм, який забезпечить визначення технічного стану СТ, з мінімальними затратами для експлуатуючого підприємства.

Для початку визначмо ймовірні дефекти СТ. Зрозуміло, що дефектів може бути безліч, але вони характеризують стан основних вузлів, які входять до складу СТ. Тоді стан СТ S , можемо охарактеризувати множиною із елементів De , що характеризуються значенням наявності, або ж відсутності дефекту (0 чи 1). Такі елементи опишемо множиною значень $De = \{x_1, x_2, \dots, x_i\}$, що відповідають характеристичним значенням (наприклад Z_k , $tg\delta$, U_k , і т.д.), які дозволяють описати стан дефекту, та визначаються множиною відповідних елементів $\Pi = \{\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_i\}$, (діагностичний метод, випробування і т.д.).

Ще одним важливим атрибутом для вирішення такої задачі, будемо вважати цінову політику, кожного методу діагностування. Адже наразі, економічні показники, є досить важливими критеріями для підприємств України. Так на основі даних, приватних лабораторій, що займаються визначенням технічного стану ВО, сформуємо коефіцієнти вартості проведення вимірювань

СТ. Такий показник назовемо $Bv=\{b_1, b_2,...,b_i\}$. Крім того, під час формування умовного алгоритму діагностування СТ, варто враховувати такий ваговий коефіцієнт, як ймовірність прояву такого пошкодження. Його значення може бути використане за результатами історичних даних [1], [4], [11] та проведеного аналізу обладнання. Такий критерій будемо позначати $p(De)$.

$$p(De) = \frac{m}{n}, \quad (3.1)$$

де, m – кількість проявів конкретного пошкодження, n – загальна кількість пошкоджень.

Так на основі вихідних даних алгоритму діагностування СТ, граф алгоритму виглядає так, як показано на рис. 3.1. Де постановка задачі вимагає зведення затрат на виявлення дефекту до мінімальних затрат.

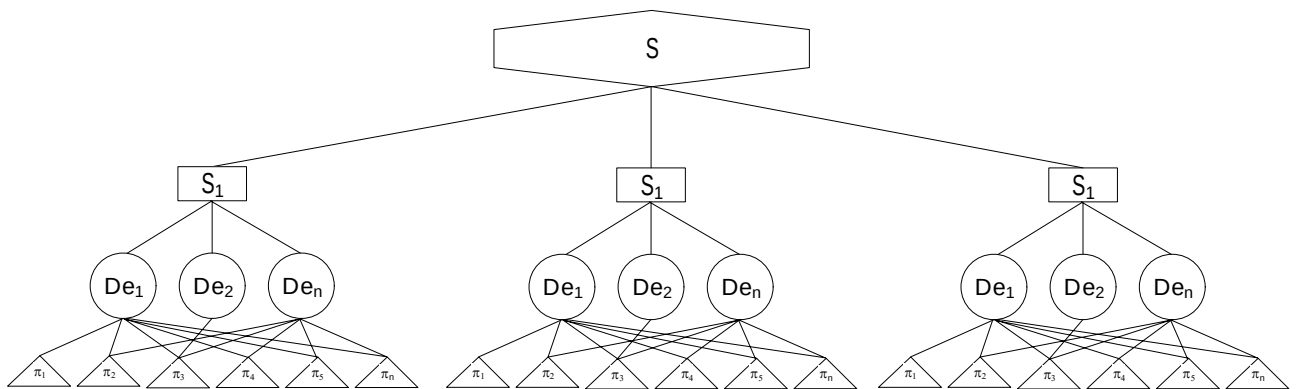


Рисунок 3.1 – Умовний граф виявлення пошкоджень

В загальному випадку, алгоритм пошуку несправностей, під час визначення технічного стану СТ, має призвести до виділення із множини всіх можливих діагностичних методів Π^* , найбільш оптимального Π , що забезпечить визначення інформативного технічного стану S СТ, та допоможе досліднику охарактеризувати стан елементів СТ S_n . Такий процес визначається переходом із множини початкових станів (наприклад після введення СТ в експлуатацію, після капітального ремонту і т. д.) $S_0,...,S_i$ до множини кінцевих станів $S_{кінц_0},...,S_{кінц_i}$. Таким чином, щоб умовний критерій поставленої задачі, під час визначення технічного стану СТ потрапив у свою точку max чи min [17] (в даному випадку

максимальної інформативності чи мінімальних витрат на проведення вимірювань).

Як бачимо з рис. 3.1 шляхів виявлення технічного стану СТ, є безліч, тому необхідно сформулювати умовний алгоритм діагностування. Для цього введемо поняття вартості шляху $C(Bv_i)$. Тоді, будь-якої вершини графа існуватиме множина її послідовників і її попередників. Ціну шляху $C(Bv_i)$ будемо визначати як (3.2) [66], [112]:

$$C(Bv_0, S) = \sum_{i=Bv_0}^k C_i(b). \quad (3.2)$$

де k – кількість запланованих на конкретно взятому шляху перевірок π .

Однак, тоді, такі витрати будуть ненадлишковими, та раціоналізувати шлях до виявлення стану СТ, досить важко. Так варто враховувати ймовірнісні показники на шляху до визначення стану СТ. Назвемо такий показник відносною загальною вагою $p(De)$ (3.1) шляху. Тоді, витрати на ідентифікацію дефекту в цілому визначаються як ціна обходу графа.

$$C(Bv_0, S) = \sum_{i=Bv_0}^k C_i(b) \cdot p(De)_i. \quad (3.3)$$

В розрізі даної роботи, постає питання про машинний обробіток даних, адже, методів діагностування є багато, і ситуацій, що сприяють діагностуванню СТ чимало (наприклад несподіване близьке КЗ, вибух СТ, підвищений нагрів, планове ТО, і.т.д.).

Дерево ухвалення рішень — використовується в галузі статистики та аналізу даних для прогнозних моделей. Структура дерева містить такі елементи: «листя» і «гілки» [108], [113]. На ребрах («гілках») дерева ухвалення рішення записані атрибути, від яких залежить цільова функція, в «листі» записані значення цільової функції, а в інших вузлах — атрибути, за якими розрізняються випадки [114], [115], [116], [117], [118], [119], [120], [121], [122].

Дерева прийняття рішень зазвичай використовуються для вирішення задач класифікації даних, або для вирішення завдання апроксимації заданої булевої функції. Ситуація, в якій застосовують дерева прийняття рішень, зазвичай

описується так: є безліч (відносно) випадків, кожен із наявних випадків яких характеризує деякий кінцевий атрибут і в кожному з випадків дано значення деякої булевою функції, що описує алгоритм дій під час прийнятих рішень, зрозуміло, що такий процес залежить від цих атрибутів [114], [115], [116], [117], [118], [119], [120], [121], [122].

Зрозуміло, якщо ми зможемо навчити комп'ютер опрацьовувати дані і прогнозувати результат в таких ситуаціях, це буде типовою постановкою завдання машинного навчання. При цьому алгоритми наші мають бути тим кращі, чим більше інформації надано.

Для зручності введемо деякі поняття [123], [124], [125] (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Поняття що застосовують в дереві рішень

Назва	Опис
Об'єкт	Приклад, шаблон, спостереження, записи
Атрибут	Ознака, незалежна змінна, властивість, вхідне поле
Мітка класу	Залежна змінна, цільова змінна, вихідне поле
Вузол	Внутрішній вузол дерева
Листя	Кінцевий вузол дерева, вузол рішення
Перевірка	Умова вузла

Продовжимо ідею табл. 3.1 і спробуємо побудувати узагальнене справжнє дерево прийняття рішень. Так, у вузлах, які не є листям, перебувають атрибути, за якими розрізняються випадки. У листі знаходяться значення цільової функції. А по ребрах ми будемо спускатися, щоб класифікувати наявні випадки.

Порівняно з іншими існуючими алгоритмами, зустрічаються два тривіальних, але важливих узагальнення: 1) алгоритм обробляє ситуацію, коли одному і тому самому набору атрибутів відповідають кілька випадків з різними наслідками; 2) узагальнення – у атрибута тепер може зустрітися кілька можливих варіантів.

Для зручності дослідження задач, поставлених у цій роботі, пропонується підсумувати результати дослідження та аналізу літературних джерел і користуватись алгоритмом, наведеним на рис. 3.2.

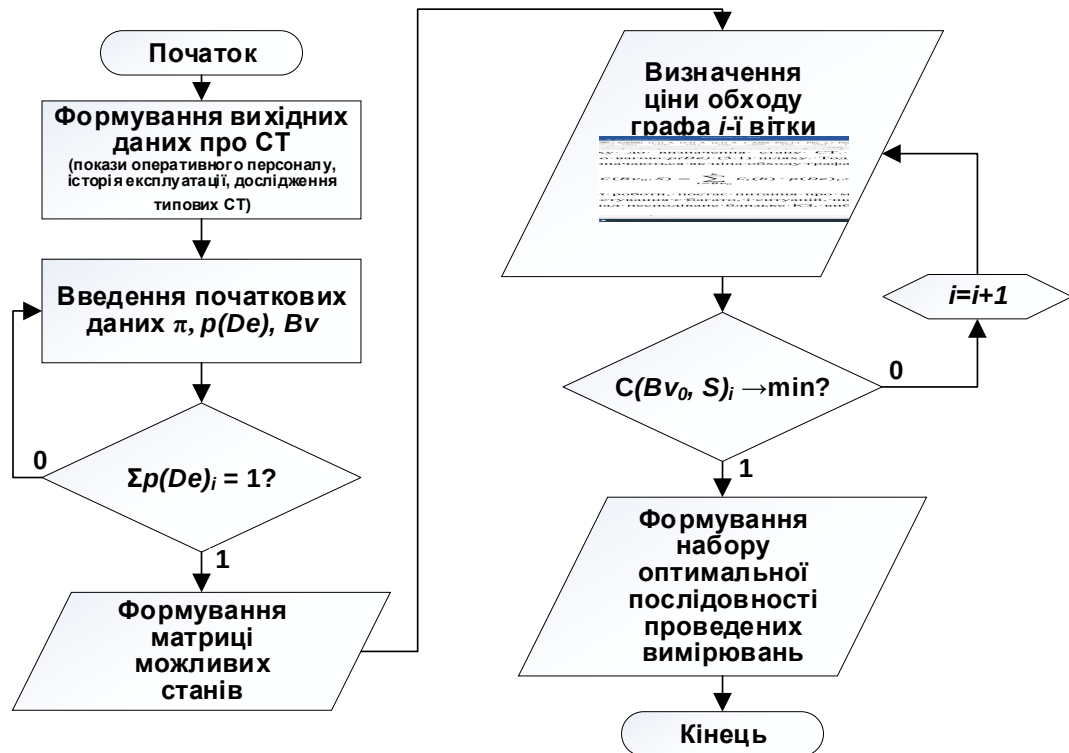


Рисунок 3.2 – Алгоритм визначення оптимального дерева рішень

Проведений аналіз дозволить на практиці застосовувати алгоритм формування оптимального дерева рішень для комплексного діагностування СТ.

Відповідно до проведеного аналізу, поданого за результатами опису оперативним персоналом однієї із діючих ФЕС Хмельниччини, та у результаті аналізу літературних джерел [4], [126], [8], [13], [127], [128] для СТ, що експлуатується на ній, визначено такі діагностичні випробування та вимірювання:

π_1 – візуальний огляд внутрішніх деталей відкриття резервуара трансформатора [8], [13], [129], [130];

π_2 – коефіцієнт розсіювання вимірювання ($tg\delta$) [8], [13], [131], [132];

π_3 – випробування обмоток підвищеною напругою [8], [13], [116], [133];

π_4 – вимірювання опору постійного струму обмотки [8], [13], [117], [134];

π_5 – опір короткого замикання (Z_k) [8], [13], [135], [136];

π_6 – аналіз FRA [1], [3] [4], [2], [12];

π_7 – фізико-хімічні випробування трансформаторної оливи [8], [13], [137], [138].

З історичних та фактичних даних підприємств, що експлуатують СТ типу ТМГ-1000/10/0,4, було виділено ймовірності кожного типу несправностей (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Ймовірності виникнення дефектів обмоток СТ

Позначення	Найменування	Ймовірність %	Методи діагностування
De_1	Деформація в межах основної обмотки	15	$\pi_1 \pi_4 \pi_6 \pi_7$
De_2	Зсув основної обмотки	19	$\pi_1 \pi_3 \pi_4 \pi_6$
De_3	Зміщення витків між обмотками та кріпленням	2	$\pi_1 \pi_3 \pi_6$
De_4	Осьове зміщення витків	21	$\pi_1 \pi_4 \pi_6$
De_5	Зміна проміжку між обмотками	9	$\pi_3 \pi_4 \pi_6$
De_6	Радіальне зміщення витків	12	$\pi_1 \pi_4 \pi_5 \pi_6$
De_7	Міжвиткове коротке замикання	6	$\pi_2 \pi_4 \pi_5 \pi_6 \pi_7 \pi_8$
De_8	Осьове зміщення обмотки	16	$\pi_1 \pi_5 \pi_6$

На основі задекларованих приватними лабораторіями витрат на проведення відповідної діагностичної операції запишемо цінову політику проведення кожної із раніше визначених перевірок. Значення $C_i(b)$ будемо визначати у відносних одиницях, де будемо вважати, що найменше значення $C_i(b)$ – з найменшою вартістю проведення діагностичного вимірювання, і відповідно найбільше значення $C_i(b)$ – з найбільшою вартістю (табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Вартості проведення вимірювань

Позначення	Найменування	Вартість в.о.
π_1	візуальний огляд внутрішніх деталей відкриття резервуара трансформатора	8
π_2	коефіцієнт розсіювання вимірювання ($tg\delta$)	4
π_3	випробування обмоток підвищеною напругою	7
π_4	вимірювання опору постійного струму обмотки	2
π_5	опір короткого замикання (Z_K)	6
π_6	аналіз FRA	7
π_8	фізико-хімічні випробування трансформаторної оливи	5

У результаті підготування до визначення стану СТ висунуто припущення, що існує 8 типів несправностей та 7 методів діагностики. Отже, розмірність матриці станів СТ буде мати розмірність 8×7 . Сформуємо таблицю можливих станів СТ:

	π_1	π_2	π_3	π_4	π_5	π_6	π_7
S1	0	0	0	1	1	0	0
S2	1	1	1	0	0	0	1
S3	1	1	1	0	0	0	1
S4	0	0	0	1	1	0	0
S5	1	0	1	1	1	0	0
S6	1	0	0	0	0	1	0
S7	1	0	1	0	1	1	0
S8	1	0	0	0	0	1	0

Під час визначення найкращого набору діагностичних тестів та послідовності діагностичних тестів, були враховані такі правила:

- обраний набір діагностичних тестів має виявити всі недоліки і дефекти комплексно;
- витрати на діагностичні тести не залежать від послідовності тестів;
- виявивши першу несправність або дефект, діагностичні тести зупиняються.

Так за результатами введених обмежень та отриманою таблицею ймовірних станів можна сформувані ймовірні дерева послідовності здійснення діагностичних впливів з метою визначення діагностичного стану СТ, деякі із можливих варіантів подано на рис. 3.3.

Враховуючи (3.3), шлях проведення експерименту базується на булевій змінній наших дій під час визначення оптимального алгоритму та визначається як:

$$C(S) = \begin{cases} 1 & \text{Цей тип пошкодження не було} \\ & \text{виявлено попередніми тестами} \\ 0 & \text{Цей тип пошкодження було} \\ & \text{виявлено попередніми тестами} \end{cases}.$$

Використання метаевристичних алгоритмів, як виглядає як частинна оптимізація функції. Так за результатами отриманих вихідних даних

запропонована цільова функція була реалізована в MATLAB, а за допомогою GA – оптимізації.

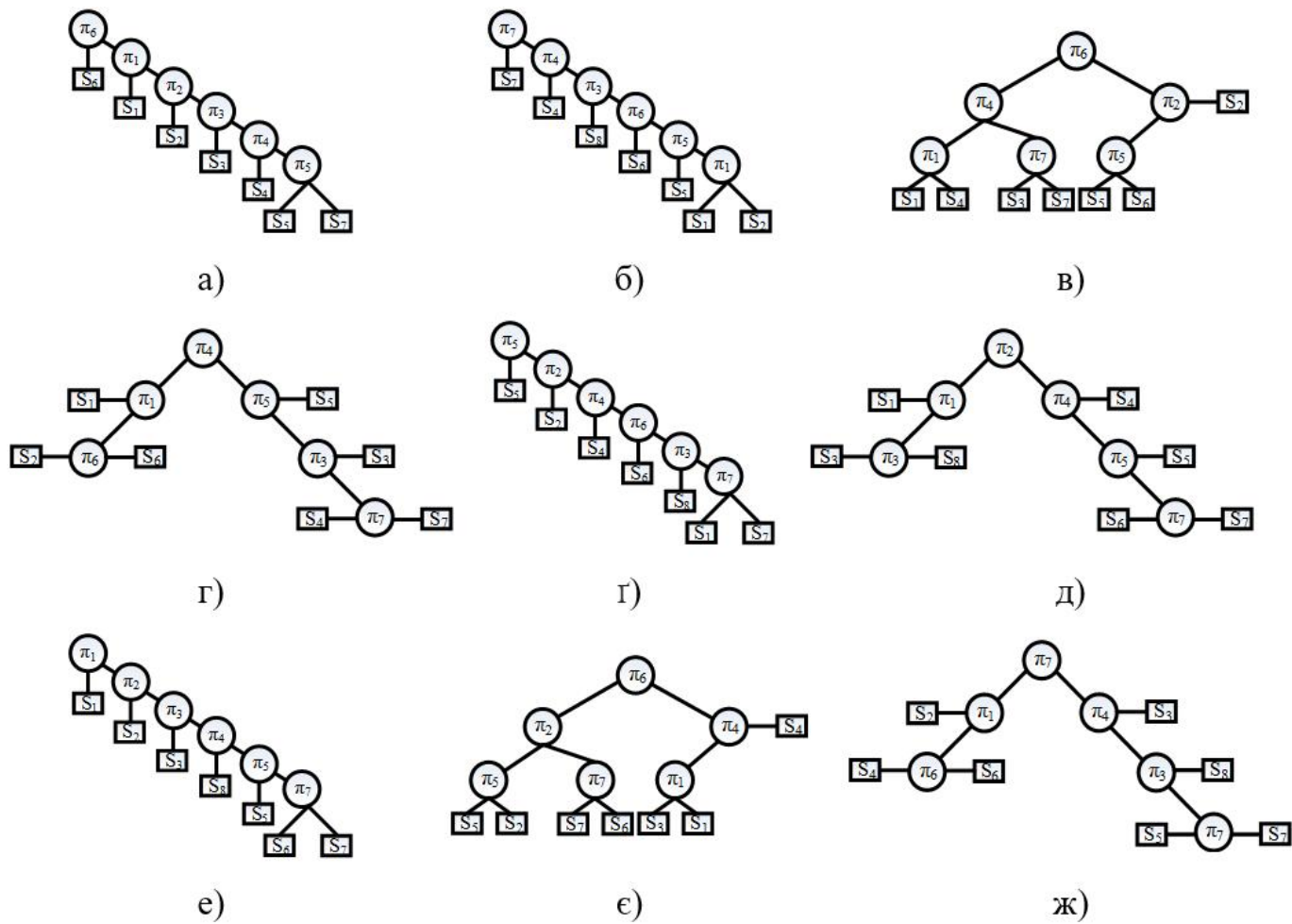


Рисунок 3.3 – Деякі з можливих варіантів дерева рішень

Отриманий оптимальний послідовний набір діагностичних дій випробування на досліджуваному СТ наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – Отриманий оптимальний алгоритм проведення вимірювань

	$C(Bv_5, S)$	$C(Bv_4, S)$	$C(Bv_7, S)$	$C(Bv_6, S)$	$C(Bv_1, S)$	$C(Bv_8, S)$	$C(Bv_2, S)$	$C(Bv_7, S)$
Діагностичний метод	π_5	π_4	π_7	π_6	π_1	π_8	π_2	π_7

Діаграму конвергенції задачі оптимізації розв'язування за допомогою GA-алгоритмів показано на рис. 3.4.

Як виявлено отриманими результатами, доцільно використовувати вимірювання опору обмоток постійному струму. Це, певно, пов'язано більш із ціновою політикою, оскільки таке тестування відносно недороге. Однак, з іншого боку, значні дефекти і несправності можна визначити за допомогою вимірювання опору ізоляції, оскільки значні збої виникають в трансформаторі через слабкість ізоляції, це вимірювання має важливе значення [126]. Та більше того, враховуючи вартість відключення СТ від мережі під час роботи ФЕС, тест FRA, як третій рекомендований тест, корисний для визначення механічного стану активної частини трансформатора, що дозволить більш точніше оцінити стан активної частини СТ, навіть на ранній стадії розвитку дефекту.

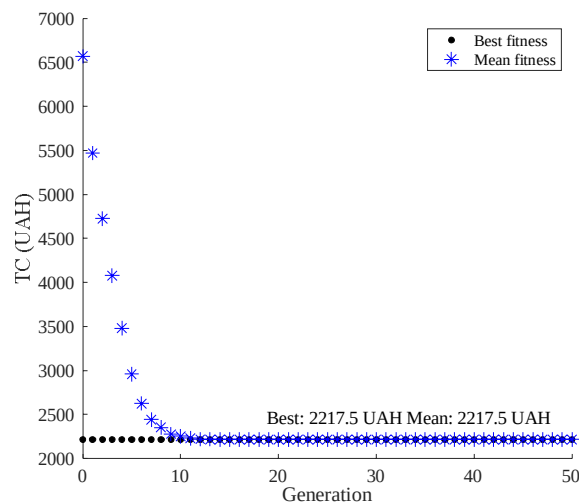


Рисунок 3.4 – Діаграма конвергенції задачі оптимізації

Порівнюючи витрати на інші ймовірні варіанти проведення вимірювань, для досліджуваного СТ, середнє значення вартості складає 8751,6 грн., тоді як запропонований алгоритм у розрахунковій вартості склав 2217,5 грн., а на практичному застосування дозволив з третьої ітерації визначити стан СТ, та закінчити діагностування стану СТ, на тестування його АЧХ.

Враховуючи, вартість недовідпуску електричної енергії, наприклад на ФЕС, під час проведення діагностичних досліджень, необхідно бути впевненим у точності отриманих результатів діагностування.

3.2 Вдосконалення методу визначення технічного стану силового трансформатора шляхом повторних вимірювань АЧХ

Важливим завданням під час визначення технічного стану СТ є організація випробувань. Під час проведення вимірювань збирається велика кількість експериментальних даних, які потребують належної обробки і аналізу [17], [3]. Враховуючи, що інтерпретація вимірювань на основі частотного аналізу нині залишається вузькопрофільною, варто на етапі планування проведення вимірювань визначити алгоритм проведення вимірювань. Адже складений належним чином план проведення вимірювань частотних характеристик має насамперед дати відповіді на такі питання:

- 1) як потрібно організувати експеримент, щоб найкращим чином вирішити поставлене завдання;
- 2) як потрібно опрацьовувати результати експерименту, щоб отримати максимальну кількість інформації про досліджуваний об'єкт;
- 3) які програмно-апаратні засоби потрібно використовувати, щоб отримати точні розрахунки;
- 4) які обґрунтовані висновки можна зробити про досліджуваний об'єкт за результатами експерименту.

Адже при неправильно проведеному технічному діагностуванні СТ можливі ймовірно неправдиві висновки про стан СТ, що призведе до економічних втрат [3]. Одним із важливих факторів під час підготовки є врахування кількості вимірювань.

Нині використовується чимало різних оптимальних планів. Умовно їх можна поділити на дві групи. Критерії першої групи відносять до планів, що дозволяють вирішувати задачі оптимізації методом виділення домінуючих параметрів на початкових етапах рішення оптимізаційних задач. Так, наприклад, критерієм D-оптимальності відповідає мінімальний обсяг еліпсоїда розсіювання помилок (мінімум всіх дисперсій коефіцієнтів полінома). Цей план мінімізує сподівану помилку передбачення функції відгуку. Критерій A-оптимальності

відповідає плану з мінімальною сумарною дисперсією всіх коефіцієнтів. Критерій Е-оптимальності – план, в якому максимальна дисперсія коефіцієнтів буде мінімальною.

Критерії другої групи використовуються при вирішенні завдань опису поверхні відгуку, визначення обмежень на задані параметри. Основним тут є критерій G-оптимальності, який дозволяє побудувати план з мінімальним значенням найбільшої помилки в описі функції відгуку.

Виходячи з постановки вирішення задач, поставлених в цій роботі, доцільно буде використовувати критерії оптимальності планування, такі як величина визначника коваріаційної матриці оцінок коефіцієнтів, максимальне значення дисперсії пророкування рівняння регресії, середня дисперсія оцінок коефіцієнтів тощо. Такі критерії враховує метод D-оптимальних планів. Розглянемо ширше такий метод.

Припустимо, відомий функціональний вигляд рівняння регресії (3.4):

$$\varphi(\bar{x}) = \eta = M(y) = \sum_{k=0}^d \beta_k \cdot \bar{f}_k(\bar{x}), \quad (3.4)$$

де $\bar{f}_k$ – відомі функції вхідних змінних $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$.

Вектор $X = (X_1, X_2, \dots, X_n)$ є вектором вхідних змінних. Результати спостережень $y_1, y_2, \dots, y_N$ – незалежні, нормально розподілені випадкові величини. Тоді дисперсії (3.5):

$$\sigma^2(y_g), g = 1, 2, \dots, N, \quad (3.5)$$

дорівнюють одна одній (3.6)

$$\sigma^2(y_g) = \sigma^2. \quad (3.6)$$

Задача експериментатора полягає в знаходженні оцінок b_k коефіцієнтів β_k рівняння (3.5). Для цього вводяться такі позначення:

$\bar{f}_g^T = (f_{g1}, f_{g2}, \dots, f_{gn})$ – вектор, який визначає набір функцій f_{gk} в g -му спостереженні, T – знак транспонування; $\bar{B}^T = (b_0, b_1, \dots, b_d)$ – d мірний вектор шуканих оцінок. Виходячи з цього маємо (3.7):

$$F = \begin{pmatrix} f_{10} & f_{11} & \dots & f_{1d} \\ f_{20} & f_{21} & \dots & f_{2d} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ f_{N1} & f_{N2} & \dots & f_{Nd} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \tilde{f}_1^T \\ \tilde{f}_2^T \\ \dots \\ \tilde{f}_N^T \end{pmatrix} \quad (3.7)$$

Оцінки компоненти вектора $\vec{\beta}$ можуть бути знайдені методом найменших квадратів, тобто з умови мінімуму суми квадратів відхилень спостережуваної величини y_j від величини, передбаченої рівнянням (3.5) тоді отримаємо умову (3.8):

$$\left[y_g - \sum b_k \cdot f_{gk}(\bar{x}) \right]^2 \rightarrow \min \quad (3.8)$$

Диференціюючи (3.8) по параметрах b_k і прирівнюючи похідні до нуля, одержимо систему нормальних рівнянь, яка записується (3.9) так:

$$\begin{aligned} C_{0,0} \cdot b_0 + C_{0,1} \cdot b_1 + \dots + C_{0,d} \cdot b_d &= \alpha_0 \\ C_{1,0} \cdot b_0 + C_{1,1} \cdot b_1 + \dots + C_{1,d} \cdot b_d &= \alpha_1 \\ C_{2,0} \cdot b_0 + C_{2,1} \cdot b_1 + \dots + C_{2,d} \cdot b_d &= \alpha_2 \\ C_{3,0} \cdot b_0 + C_{3,1} \cdot b_1 + \dots + C_{3,d} \cdot b_d &= \alpha_3 \\ C_{4,0} \cdot b_0 + C_{4,1} \cdot b_1 + \dots + C_{4,d} \cdot b_d &= \alpha_4 \\ C_{5,0} \cdot b_0 + C_{5,1} \cdot b_1 + \dots + C_{5,d} \cdot b_d &= \alpha_5, \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$\text{де } C = (C_{k,f}) = \begin{bmatrix} C_{0,0} & C_{0,1} & \dots & C_{0,d} \\ C_{1,0} & C_{1,1} & \dots & C_{1,d} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ C_{d,0} & C_{d,1} & \dots & C_{d,d} \end{bmatrix} \quad \text{матриця коефіцієнтів системи (3.9),}$$

елементи якої знаходять з виразу (3.10):

$$C_{kk} = \sum_{g=1}^N f_{gk}^2, \quad C_{kf} = C_{fk} = \sum_{g=1}^N f_{gk} \cdot f_{gf} \quad (3.10)$$

Вільні члени α_k визначаються за виразом (3.11):

$$\alpha_{kf} = \sum_{g=1}^N f_{gk} \cdot Y_g \quad (3.11)$$

У матричній формі система нормальних рівнянь запишеться так (3.12):

$$B \cdot F^T \cdot F = F^T \cdot \bar{Y} \quad (3.12)$$

Рішенням системи (3.12) є вектор оцінок коефіцієнтів (3.13)

$$\bar{B} = (F^T \cdot F)^{-1} \cdot F^T \cdot \bar{Y} \quad (3.13)$$

Запишемо вирази для коваріаційної матриці оцінок b_k . Нагадаємо, що ця матриця складається з елементів, які є дисперсіями і коваріаціями оцінок коефіцієнтів, тобто (3.14)

$$r_{kf} = M \left[(b_k - \beta_k) \cdot (b_f - \beta_f) \right], \quad (3.14)$$

де β_k, β_f – справжні значення коефіцієнтів.

Коваріаційна матриця з врахуванням (3.15)

$$\bar{\beta} = (F^T \cdot F)^{-1} F^T \cdot \bar{\eta}, \quad (3.15)$$

запишеться так:

$$\begin{aligned} & M \left[(\bar{B} - \bar{\beta}) \cdot (\bar{B} - \bar{\beta})^T \right] = \\ & = M \left\{ \left[(F^T F)^{-1} F^T (\bar{Y} - \bar{\eta}) \right] \cdot \left[(\bar{Y} - \bar{\eta})^T F (F^T F) \right] \right\} = \\ & = (F^T F)^{-1} F^T (\sigma^2 E) F (F^T F)^{-1} = \sigma^2 (F^T F)^{-1}. \end{aligned} \quad (3.16)$$

$M [(\bar{Y} - \bar{\eta}) \cdot (\bar{Y} - \bar{\eta})^T] = \sigma^2 E$ в силу того, що помилки некорельовані; тут E – одинична матриця розміру $N \times N$.

План X , який мінімізує визначник коваріаційної матриці оцінок (3.17) на безлічі всіх планів в області G , називається D -оптимальним.

$$D(X) = \min \det(F^T F)^{-1}, \quad (3.17)$$

де $X \in G$.

Пояснимо, як треба розуміти критерій D -оптимальності. Виявилось, що D -оптимальний план мінімізує об'єм довірчого еліпсоїда на безлічі всіх планів в області G . Довірчий еліпсоїд – це такий еліпсоїд, що накриває справжні значення коефіцієнтів з даним рівнем імовірності.

Під час побудови D –оптимальних планів можливі дві постановки задачі. При першій з них задається кінцева кількість N спостережень і знаходиться таке розташування експериментальних точок, при якому буде виконана умова (3.17). Отримані в такий спосіб D–оптимальні плани називаються точними. Якщо ці плани концентруються в $h \leq N$ точках, в кожній з яких кількість вимірювань дорівнює $N \cdot L$ то частота повторень спостережень у l -ній точці буде $W_l = \frac{N_l}{N}$. Тому $\sum_{t=1}^h W_t = 1$.

Основна властивість, яка характеризує точні плани, це те, що N_t – ціле число. Можлива й інша постановка задачі. Вона зв'язана з поняттям узагальненого плану. Узагальненим (або безперервним) планом називається сукупність $2h$ чисел

$$\begin{aligned} \vec{X}_1, \vec{X}_2, \dots, \vec{X}_h \\ \vec{W}_1, \vec{W}_2, \dots, \vec{W}_h \end{aligned} \quad (3.18)$$

Де $\vec{X}_l$, ($l = 1, 2, 3, \dots, h$) – точки, в яких проводяться спостереження, а W_l – частка спостережень в даній точці при загальній кількості спостережень, прийнятій за одиницю. В даному випадку

$$\sum_{l=1}^h W_l = 1, \quad (3.19)$$

але $\vec{W}_l$, ($l = 1, 2, 3, \dots, h$) – це будь-які дійсні числа, у тому числі й ірраціональні. Отже, такі плани не зв'язані з якоюсь конкретною кількістю спостережень.

Безперервні D–оптимальні плани можуть бути побудовані аналітично для деяких видів рівняння регресії. Безперервні плани – це математична абстракція, що необхідна для спрощення задачі побудови D–оптимальних планів. Для безперервних D–оптимальних планів існує теорема еквівалентності теорема еквівалентності, відповідно до якої безперервний D–оптимальний план мінімізує $\max d(\vec{X})$, причому

$$\max d(\vec{X}) = \max_{\vec{X} \in G} \vec{f}^T(\vec{X})(F^T F)^{-1} f(\vec{X}) = \frac{k}{N} \quad (3.20)$$

де k – кількість коефіцієнтів регресії; N – кількість точок експериментального плану. Рівняння (3.18) дозволяє оцінювати відхилення даного плану від D-оптимального. Відносне відхилення можна оцінити за формулою:

$$\delta = \frac{N \cdot \max_{\vec{X} \in G} \vec{f}^T(\vec{X})(F^T F)^{-1} f(\vec{X}) - k}{k} \quad (3.21)$$

На основі теореми еквівалентності була створена розрахункова процедура, яка дозволяє будувати безперервні D-оптимальні плани для довільного виду рівняння регресії і довільної форми області планування G .

Надалі будемо розглядати лише безперервні D-оптимальні плани. При реалізації безперервних D-оптимальних планів на практиці застосовується послідовна стратегія експериментування, при якій точка постановки нового експерименту визначається, виходячи з результатів попередніх експериментів.

Будемо вважати, що нам дана допустима точність визначення оцінок $\vec{B}_N$:

$$\sum_{k=0}^d (\beta_k - b_{kN})^2 \leq \rho^2, \quad (3.22)$$

де $\vec{B}_N$ — оцінка після D-спостережень, яка повинна бути забезпечена з деякою заданою імовірністю. Умова (3.22) означає, що точка дійсних значень коефіцієнтів з імовірністю P знаходиться в середині сфери радіуса ρ з центром у точці $\vec{B}_N$. Область у просторі параметрів, обмежену сферою (3.22), означимо через Ω_N і назвемо її допустимою. Спостереження припиняються, коли N досягне такого значення, при якому

$$P(\vec{\beta} \in \Omega_N) \geq \alpha. \quad (3.23)$$

Скористаємося поняттям довірчого еліпсоїда. Довірчий еліпсоїд визначає область у просторі β_N , яка накриває вектор дійсних значень параметрів β_N з імовірністю P . Рівняння довірчого еліпсоїда записується так (3.24):

$$(\vec{\beta} - \vec{B}_N)^T F_N^T F_N (\vec{\beta} - \vec{B}_N) = \delta^2 = \sigma^2 \chi_{kp}^2, \quad (3.24)$$

де $x_{kp}^2 - 100P$ – відсоткова точка розподілу s_2 для кількості ступенів свободи k .
Умова припинення (3.23) буде виконана, якщо довірчий еліпсоїд знаходиться в середині сфери (3.24), яка визначає допустиму область.

$$\lambda_{N\min} \cdot \rho^2 \geq \delta^2, \quad (3.25)$$

де $\lambda_{N\min}$ – мінімальне власне число матриці $F_N^T F_N$.

Отже, спостереження припиняються, як тільки виконується нерівність (3.25). Очевидно, що виконання умови (3.25) не залежить від результатів експерименту. Якщо умова припинення (3.25) не виконана, необхідно продовжити експеримент. Для вибору наступної експериментальної точки необхідно знайти максимальне значення дисперсії проорокування (3.17) по точках плану. Точка $\vec{X}_{N+1}$ максимуму $d(\vec{X})$ і є точкою постановки нового експерименту. Алгоритм вибору наступної експериментальної точки, заснований на процедурі послідовного планування експериментів Соколова. Вибір точки $\vec{X}_{N+1}$ також не зв'язаний з результатами попередніх експериментів (тому що $d\vec{X}$ не залежить від ug), тому і порядок проходження точок, і мінімальні власні числа матриці $F_N^T F_N$ можуть бути визначені до початку експерименту. Спочатку визначається порядок проходження точок D-оптимального плану, а потім обчислюється $\lambda_{N\min}$ після кожного нового спостереження.

Маючи набір даних, які містить точки плану і $\lambda_{N\min}$ можна визначити по (3.21) межу припинення і визначити заздалегідь кількість спостережень, які потрібно буде зробити.

Для визначення ρ^2 звичайно проводиться попередній експеримент, який містить невелику кількість точок D-оптимального плану (N_0 спостережень) і визначаються оцінки коефіцієнтів регресії $\vec{B}_{N_0}$. Після цього ρ^2 береться, як деякий відсоток величини $\sum_{k=1}^d b_{kN_0}^2$. Відзначимо, що ортогональні плани типу $2n \in D$ -оптимальними. Таким чином, у випадку рівняння регресії виду

$$\eta = b_0 + b_1 \cdot X_1 + \dots + b_n \cdot X_n + b_{12} \cdot X_1 \cdot X_2 + \dots + b_{ik} \cdot X_i \cdot X_k. \quad (3.26)$$

Можна використовувати блоки експериментів, кожний з яких представляє повний факторний експеримент або дробовий факторний експеримент. Можна показати, що після кожного такого блоку

$$\lambda_{N\min} = N = v \cdot n, \quad (3.27)$$

де v – кількість блоків, n – кількість спостережень у блоці.

Далі з набору отриманого набору даних визначається по (3.21) межа припинення, яка покаже кількість спостережень, які потрібно буде зробити.

Під час експерименту отримані значення передатної функції, які відхиляються від розрахункового значення за виразом (3.6) з дисперсією σ . Знаходимо дисперсію σ за формулою Бесселя

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \eta_i)^2}{N-1}}. \quad (3.28)$$

Отриманий результат σ підставляємо у формулу $\delta = \sqrt{\sigma^2 \cdot \chi^2}$, де χ^2 – коефіцієнт Пірсона.

В табл. 3.5 знаходимо розраховане раніше значення δ і запам'ятовуємо в якому експерименті знаходиться це значення. Якщо знайдена δ знаходиться в проміжку між значеннями, що наведені в таблиці, то вибирається те δ , яке відповідає більшому номеру експерименту. Якщо виявилось, що проміжків більше ніж один, то знайдені в таблиці δ перевіряються за умовою: $\delta = \sqrt{\sigma^2 \cdot \chi^2}$. Експеримент, у якому виконувалася умова і є шуканим експериментом.

Розраховуємо радіус ρ сфери, який обмежує допустиму область, за формулою (3.29)

$$\rho = \sqrt{0,1 \cdot \sum_{k=1}^5 b_{k9}^2}. \quad (3.29)$$

Після цього переходимо до оцінок β_k . Для обчислення оцінок потрібно скласти систему нормальних рівнянь, а саме

№	F	t	λ_{Nmin}	δ
15	1	1	1,762	0,278
16	-1	1	1,781	0,346
17	1	-1	1,803	0,32
...	...	...	...	...
24	-1	-1	2,250	0,231
25	-1	1	2,277	0,1925
26	0	0	2,860	0,0733
...	...	...	...	...
30	-1	-1	3,067	0,896
31	1	1	3,092	0,166
...	...	...	...	...

Таким чином алгоритм представлений на рис. 3.5 дозволить визначити необхідну кількість вимірювань під час проведення експерименту.

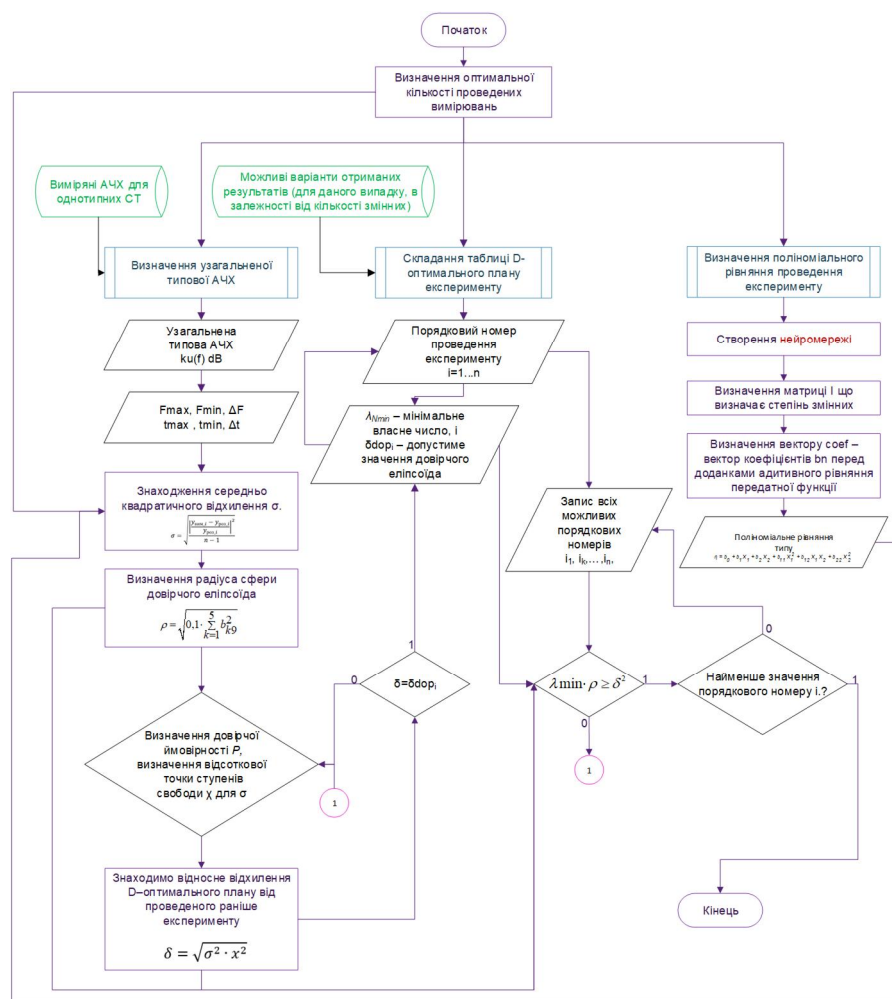


Рисунок 3.5 – Алгоритм визначення необхідної кількості вимірювань АЧХ

За отриманим алгоритмом, проведено розрахунки, для визначення необхідної кількості вимірювань АЧХ, які подані в додатку В. Результати та наведені в таблиці 3.6 :

Таблиця 3.6 – Отриманий оптимальний алгоритм проведення вимірювань

	$C(Bv_5,S)$	$C(Bv_4,S)$	$C(Bv_7,S)$	$C(Bv_6,S)$	$C(Bv_1,S)$	$C(Bv_8,S)$	$C(Bv_2,S)$	$C(Bv_3,S)$
Діагностичний метод	π_5	π_4	π_7	π_6	π_1	π_8	π_2	π_3
Необхідна кількість вимірювань	2	1	5	2	3	7	4	1

За результатами аналізу кількостей вимірювань наведених в таблиці 3.6, були проведені вимірювання параметрів АЧХ досліджуваного трансформатора на ФЕС у відповідності до запропонованого алгоритму (рис. 3.5).

Отже, отримав подальший розвиток метод визначення технічного стану СТ, який шляхом врахування похибок вимірювальних приладів дозволяє визначити кількість повторних експериментів, що дає можливість зменшити помилки першого та другого роду під час формування висновків про стан СТ (підрозділ 4.4).

Очікується, що вищезазначений алгоритм (рис.3.5) дозволяє визначити технічний стан СТ, та виявити його дефекти навіть на ранній стадії їх розвитку. Однак, варто зазначити що діагностування стану СТ, є досить енергозатратним процесом. У зв'язку з цим варто чітко знати коли проводити визначення стану СТ. Звичайно, що нормативними документами [64], що діють на території нашої країни визначені рекомендовані терміни проведення тих чи інших вимірювань. Однак, як відомо з розділу 1, СТ продовжують пошкоджуватись, особливо в мережах з ФЕС. Тому, пропонується розглянути можливість, планування технічного обслуговування СТ, за результатами попередньо отриманих результатів вимірювань.

3.3 Планування технічного обслуговування силових трансформаторів

Одним із важливих факторів підтримання СТ в належному технічному стані, є алгоритм проведення діагностування та визначення періоду проведення вимірювань. Правильний вибір діагностичної процедури та правильна інтерпретація результатів, отриманих при різних видах вимірюваннях результатів [139], забезпечить електроенергетичному підприємству надійну роботу його мережі.

Проведений аналіз, представлений в даній роботі, свідчить про те, що з допомогою вимірювання частотних характеристик (наприклад, приладом FRAnalyzer), з'являється можливість виявлення таких дефектів, навіть на ранній стадії їх розвитку. В [107], [86] йдеться про те, що якщо, нормативна база частотних характеристик, введених в експлуатацію СТ накопичена, то у разі необхідності діагностування обладнання, планового чи у разі невеликої аварії, можна виконати дослідження СТ, та визначити його технічний стан. Однак з [2], [6], [5], [10], [8], відомо, що обґрунтування висновків за результатами використання такого діагностичного обладнання в Україні обмежено відсутністю нормативної технічної документації. Що обмежує можливість повноцінно використовувати таке обладнання.

Автори [88], [87], описують можливість виявлення несправності СТ, на основі порівняння попередньо отриманої АЧХ та виміряної характеристики під час дослідження. Оскільки ідея FRA аналізу, щодо стану обмотки СТ ґрунтується на тому, що відхилення або геометричні деформації обмотки стосуються зміни внутрішніх відстаней між витками та обмотками, які визначають його ємності та індуктивності. А в [107] звертається увагу на вплив параметрів СТ на напругу сигналу відгуку та тестовий сигнал загалом. Разом з тим, у з [2], [6], [10], [8], автори підтверджують, що визначення технічного стану СТ, з допомогою визначення відхилення АЧХ (на окремо взятому частотному діапазоні) на 5% і більше, дасть змогу, говорити про несправний технічний стан СТ. В такому разі, пропонується провезти додаткові дослідження стану, існуючими методами. Та виконати висновки відповідно до [50], [64]. Якщо ж відхилення характеристики

буде меншим ніж 5%, тоді технічний стан СТ вважається справним, і наступне вимірювання АЧХ буде проводитись згідно з графіком проведення планового графіку технічного обслуговування, у відповідності до [64]. Однак, виникає питання, як діяти у разі виявлення відхилення близького за значенням до 5%.

Пропонується провезти спостереження за тенденцією зростання чи спадання передатної функції в конкретній точці, для попередження пошкодження СТ, оскільки такий агрегат є досить важливим елементом електроенергетичної системи. В такому разі варто побудувати графіки зміни досліджуваних точок, з урахуванням 5% вої межі, та побудувати «лінію тренду», для прогнозування тенденції зміни відхилення АЧХ.

Класифікувати всі лінії тренду можна, виходячи із характеристик співвідношення наявних досліджуваних точок та характеристик побудованої лінії тренду. Пропонується класифікувати їх за 4 критеріями:

- 1)тривалість трендової лінії;
- 2)часовий масштаб;
- 3)кут нахилу між лінією тренда і прямої, яка знаходиться в горизонтальному положенні;
- 4)обсяг даних.

Апроксимувати необхідну тенденцію зміни графіку, можна 6-ма різновидами лінії тренду. Варто зазначити що тип отриманих даних визначає тип лінії тренду, яку слід використовувати.

Арифметична – лінійна лінія тренду – це лінійна пряма, яку варти використовувати при лінійній базі даних, тобто якщо зміна точок у базі даних нагадує лінії. Зазвичай використовується, коли щось збільшується або зменшується з постійною швидкістю.

Логарифмічна лінія тренду – це лінійна крива, що найбільш корисна при графіку, в якому спостерігається швидке збільшення або зменшення із послідовним затуханням. Такий різновид дозволяє апроксимувати дані, що мають як від’ємні так і додатні значення.

Степенева лінія тренду – це крива, яку найкраще використовувати з наборами даних, які змінюються у степеневому співвідношенні, наприклад

прискорення. Такий різновид не дозволяє створювати лінії тренду, якщо дані містять нульові або від'ємні значення.

Експонентною прямою тренду – вважають криву, яку найзручніше використовувати, коли зміна значень даних перебувають у більш високих степенях. Такий різновид не дозволяє створювати лінії тренду, якщо дані містять нульові або від'ємні значення.

Лінія тренду за середнім значенням – вирівнює значення даних, за середнім арифметичним, щоб відобразити графік або тенденції чіткіше. Лінії тренду за середнім значенням використовує певну кількість точок даних (які визначають параметр періоду), знаходить середнє арифметичне для них і використовує середнє значення, як точку побудови лінії тренду.

Поліноміальна лінія тренду – це крива, яка використовується, коли дані коливаються відносно однієї точки (наприклад середнього значення отриманих даних). Така лінія визначається поліноміальним рівнянням що визначається за кількістю даних або екстремумів (вершинами графіку). Так наприклад, порядок поліноміального рівняння другого порядку зазвичай має лише один максимум або мінімум. Третього порядку зазвичай має один або два максимуми або мінімуми, і т.д.

Метод побудови поліноміальної лінії тренду, найбільш підходить для вирішення нашої задачі, пропонується більш детально розглянути його. Метод поліноміальної апроксимації, вирішується з допомогою методу найменших квадратів у відповідності до рівняння (3.36):

$$y = b + c_1 \cdot x + c_2 \cdot x^2 + c_3 \cdot x^3 + \dots + c_n \cdot x^n. \quad (3.36)$$

Де b та $c_1 \dots c_n$ – константи.

Метод найменших квадратів (МНК) є одним із методів регресійного аналізу, який використовується для статистичного оцінювання параметрів регресійної моделі за емпіричними даними. Що дозволяє адекватно оцінити, виміряну АЧХ СТ. За цим методом параметри досліджуваної моделі повинні відповідати такому рівнянню регресії, що забезпечує найменше значення суми

квадратів відхилень емпіричних даних від тих, що обчислені за рівнянням регресії. Так, з двох різних наближень тієї ж самої емпіричної функції, що задана у вигляді таблиці, кращим вважається те, для якого сума квадратів відхилення має найменше значення.

Графік функції проходить таким чином, що різниця між значеннями функції типу [112], [140], та ординатами емпіричних точок була б якомога менше.

$$\hat{Y} = f(x). \quad (3.37)$$

Теорема Гаусса – Маркова відповідає узагальненню умов застосування методу найменших квадратів. Якщо прийняти припущення моделі, то рівняння (3.36) набуває вигляду (3.38) [112], [140],:

$$Y_i = b_0 + b_1 \cdot X_{i1} + b_2 \cdot X_{i2} + \dots + b_m \cdot X_{im} + \varepsilon_i, \quad (3.38)$$

де $i = \overline{1, n}$, n – обсяг вибірки (кількість емпіричних точок); X_i – детермінована величина (у загальному випадку це матриця результатів n спостережень m -вимірної випадкової величини X , що відповідає сукупності зовнішніх факторів) (3.38) [112], [140], при (3.39);

$$M(\varepsilon_i) = 0, M(\varepsilon_i^2) = V(\varepsilon_i) = \sigma^2. \quad (3.39)$$

Де $V(\varepsilon)$ – матриця коваріацій (попарних варіацій) похибок, ε_i – похибка i -го вимірювання;

$$M(\varepsilon_i \varepsilon_s) = 0, \text{ при } t \neq s. \quad (3.40)$$

Де t і s – номери вимірювань, то оцінки параметрів $\widehat{b}_0, \widehat{b}_1, \dots, \widehat{b}_m$, які отримані за МНК, мають найменшу дисперсію серед усіх лінійних незсунутих оцінок, тобто ці оінки є ефективними.

Моделі, які побудовані з використанням методу найменших квадратів при виконанні умов теореми Гаусса – Маркова, називаються класичними економетричними моделями, а сам метод їх побудови називається 1МНК, тобто однокроковий метод найменших квадратів.

Так за результатами проведених розрахунків, представлених у додатку Г побудовано тенденцію зміни отриманих вимірювань АЧХ, представлених

на рис. 3.6 визначено рекомендований термін проведення наступних вимірювань.

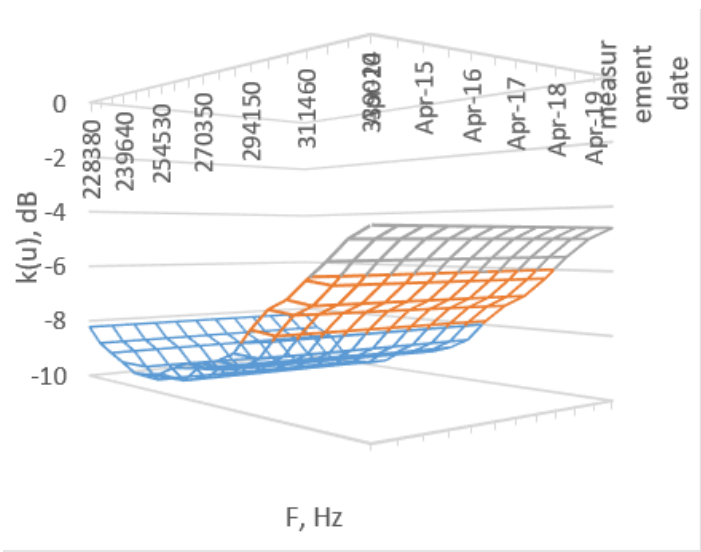


Рисунок 3.6 – Тенденція зміни АЧХ протягом досліджуваного періоду

3.4 Висновки до розділу 3

1. Вперше запропоновано метод визначення технічного стану СТ, який шляхом врахування похибок вимірювальних приладів дозволить визначити оптимальну кількість повторних експериментів, що дасть змогу зменшити помилки першого та другого роду;

2. Отримав подальший розвиток метод визначення технічного стану СТ, який шляхом врахування похибок вимірювальних приладів та використання D-оптимальних планів дозволяє визначити кількість повторних вимірювань АЧХ, що дає можливість зменшити помилки діагностування першого та другого роду.

3. Отримав подальший розвиток метод визначення оптимальної послідовності випробувань СТ в залежності від зміни результатів огляду СТ, оперативним персоналом, який шляхом врахування результату зовнішніх проявів дефекту, дозволяє вибрати оптимальну послідовність контролю та зменшити час на виявлення та обґрунтування можливого дефекту на ранній стадії його розвитку.

4. Розроблені алгоритми визначення технічного стану СТ, під час обстеження СТ 6-35 кВ.

5. Розроблено алгоритм, який дозволяє визначити час проведення наступної перевірки, що на основі попередньо проведеного діагностування, дозволить забезпечити якісний контроль технічного стану силового трансформатора.

4. За результатами отриманих алгоритмів, сформовано оптимальне дерево рішень (рис. 3.7), використання якого дозволить підвищити якість обслуговування СТ.

Результати даного розділу опубліковані в [1], [6], [126], [9].

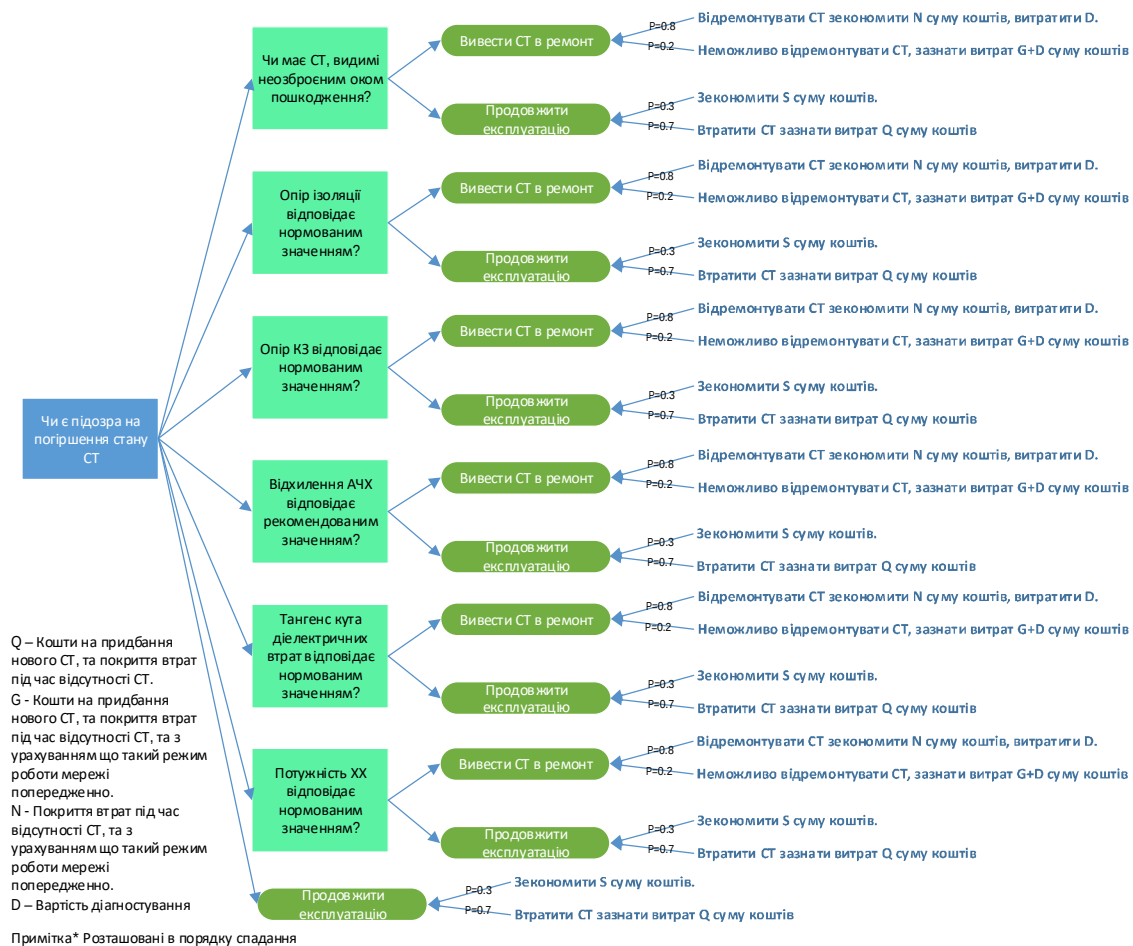


Рисунок 3.7 – Оптимальне дерево рішень

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ СТАНУ СТ

4.1 Розробка пристрою комплексного діагностування СТ

Нині експлуатуються, як системи on-line діагностування СТ, так і прилади контролю технічного стану СТ у режимі of-line [127].

Реалізувати розроблений мікропроцесорний пристрій, що забезпечить комплексне діагностування СТ, з метою виявлення його пошкоджень, можливо реалізувати за алгоритмом подано на рис. 4.1.

Розроблений алгоритм, умовно поділимо на шість основних блоків та 1 блок роботи з базою даних. Кожен із блоків буде поділятися на свої функціонали, кожен з яких буде відповідати за визначену певну функцію. Алгоритм зображений на рис. 4.1:

Блок 1 – його структура виконує операції, що дозволяють користувачеві обрати досліджуваній СТ, створити новий, переглянути результати вимірювань. Складається із таких функціоналів:

вибір назви об'єкта де буде проводитись дослідження стану СТ, або введення нової, якщо така неаявна;

вибір СТ, що досліджується, або введення нового (за потреби), введення його паспортних даних, та запис СТ до бази даних (додатковий блок);

перевірка зв'язку з вимірювальними приладами;

формування даних про несправність СТ чи формування даних про справний стан СТ;

формування протоколу результатів вимірювання.

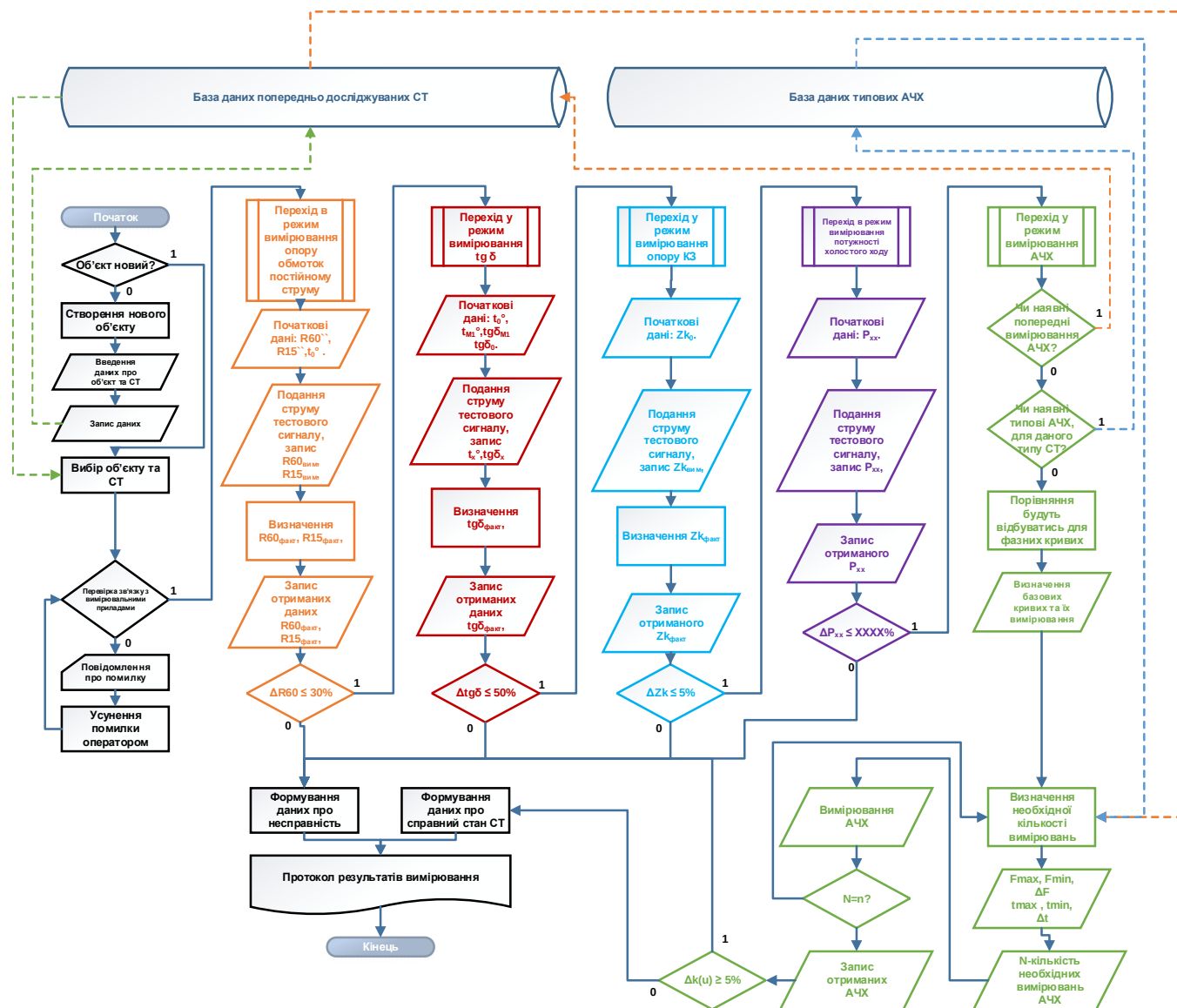


Рисунок 4.1 – Алгоритм функціонування методу комплексного діагностування

Блок 2 – виконує тестування опору обмоток постійному струму та складається:

визначаються початкові дані;

вимірюється значення опору обмоток постійному струму;

визначається фактичне значення опору обмоток постійному струму, та запис в пам'ять пристрою;

порівняння їх із значенням, взятим із паспортних даних, визначення відхилення;

порівнювання визначеного відхилення з нормованим значенням.

Блок 3 – виконує тестування та визначає $\text{tg}\delta$:

визначаються початкові дані;

вимірюється значення $\text{tg}\delta$;

визначається фактичне $\text{tg}\delta$ та запис у пам'ять пристрою;

порівняння їх із значенням, взятим із паспортних даних, визначення відхилення;

порівнювання визначеного відхилення з нормованим значенням.

Блок 4 – виконує тестування опору короткому замиканню Z_{kK3} :

визначаються початкові дані;

вимірюється значення Z_{kK3} ;

визначається фактичне Z_{kK3} та запис у пам'ять пристрою;

порівняння їх із значенням, взятим із паспортних даних, визначення відхилення;

порівнювання визначеного відхилення з нормованим значенням.

Блок 5 – виконує тестування потужності холостого ходу P_{xx} :

визначаються початкові дані;

вимірюється значення P_{xx} ;

визначається фактичне P_{xx} та запис у пам'ять пристрою;

порівняння їх із значенням взятим із паспортних даних, визначення відхилення;

порівнювання визначеного відхилення з нормованим значенням.

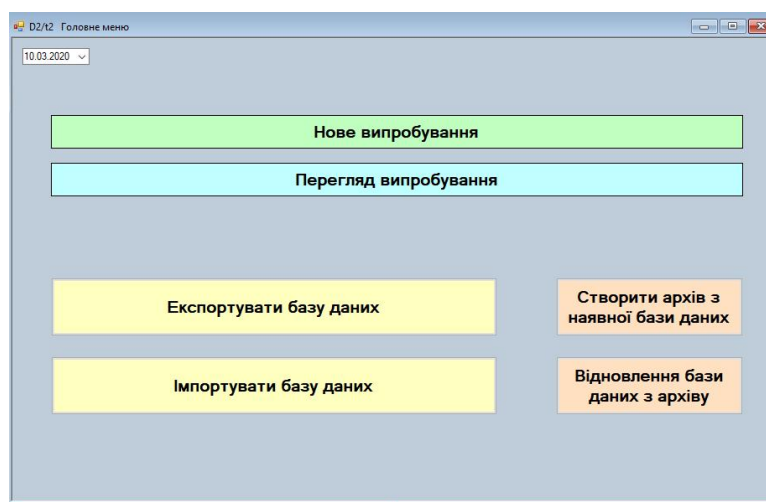
Блок 6 – виконує тестування амплітудно-частотних характеристик:
 визначаються початкові дані (причому, визначення потребує втручання користувача);
 визначається необхідна кількість вимірювань;
 виконуються вимірювання;
 перевіряється співпадіння розрахованої кількості необхідних дослідів, та виміряних;
 запис отриманих АЧХ;
 порівняння їх за обраним методом у функціоналі 1, визначення відхилення;
 порівнювання визначеного відхилення з нормованим значенням.

Так вищеописаний алгоритм дозволяє визначити технічний стан СТ з допомогою програмних значень, що забезпечить зменшення економічних витрат, за рахунок зменшення часу, що витрачається на проведення вимірювань, обробки та інтерпретації отриманих результатів. А також дозволить забезпечити збільшення ймовірності виявлення пошкодження СТ під час його діагностування, навіть на ранній стадії їх розвитку.

4.2 Розробка програмного забезпечення процесу діагностування СТ

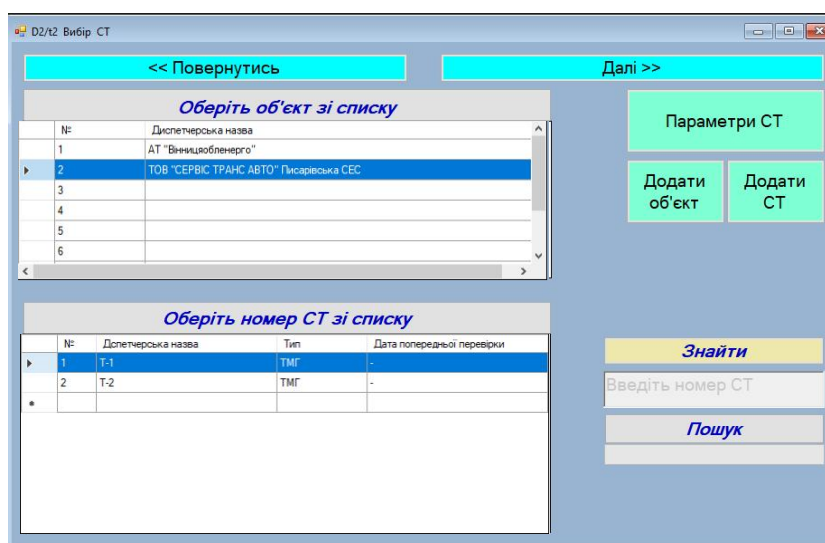
Пристрій працює під управлінням програмного засобу D2/t2. Програма розроблена мовою програмування C#, з використанням системи програмування Visual Studio. Visual Studio – програмний продукт фірми Microsoft, що інтегрований під середовище розробки програмного забезпечення та низку інших інструментальних засобів [141], [142]. Цей продукт дозволяє розробляти консольні програми з графічним інтерфейсом, що підтримуються Microsoft Windows, Windows Mobile, Windows Phone, Windows CE, .NET Framework, .NET Compact Framework та Microsoft Silverlight [141], [142], [143].

Головне меню програми (рисуюнок 4.2) дозволяє користувачеві подати команду «Виконати нове випробування», «Переглянути існуюче випробування», здійснити імпорт чи експорт даних на USB носій, що дає змогу накопичувати та копіювати дані, отримані під час вимірювань існує блок, що дозволяє виконувати архівування бази даних та відновити її за потреби [12], [2]. Також головне меню показує сьогоднішню дату у разі запису всіх необхідних документів під час діагностування.



Рисуюнок 4.2 – Головне меню програми

Після того, як користувач обирає «Виконати нове випробування» – програма пропонує обрати об’єкт і СТ рис. 4.3.



Рисуюнок 4.3 – Вікно програми для вибору об’єкта та СТ

Дане вікно дозволяє користувачеві повернутись у головне меню у разі вибору не тієї команди, що була потрібна. Користувачеві пропонується виконати вибір об'єкта та СТ, зі списку наявних. Якщо база даних завелика, користувач має змогу знайти у своїй базі даних СТ за його паспортним номером [12], [2]. Після того, як буде обрано СТ, є можливість перегляду його параметрів у відповідності до паспортних даних чи перейти у наступне вікно «Початок випробування» (рис. 4.4). Якщо ж дослідження проводиться на новому об'єкті чи в експлуатацію ввели новий СТ, користувач має змогу додати об'єкт чи СТ (рис. 4.4).

Рисунок 4.4 – Вікно програми для введення параметрів СТ

Так, дане вікно дозволяє ввести дані про новий СТ, після запису даних потрібно обрати кнопку зберегти та повернутись. Для переходу у вікно (рис. 4.5), бажаний СТ з'явиться в переліку необхідних, після його вибору користувач може натиснути далі та перейти у вікно (рис. 4.5).

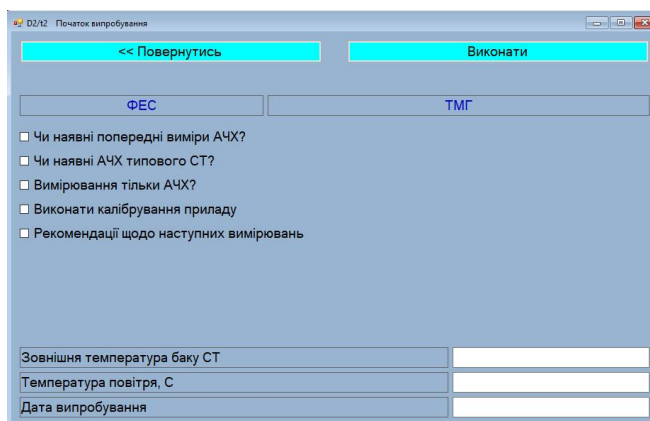


Рисунок 4.5 – Вікно налаштування початку випробувань

У даному вікні користувач обирає, які випробування будемо виконувати, адже існують моменти, коли потрібно виміряти конкретний діагностичний параметр [5], [4]. Також перед початком випробувань для більш точної інтерпретації, отриманих результатів необхідно задати дату випробування, температуру повітря навколишнього середовища та температуру баку СТ. Після цього натиснути кнопку «виконати», та зачекати поки програма виконає весь обраний цикл, і сформує результати випробувань. Після закінчення програма проінформує користувача про завершення алгоритму (рис. 4.6)

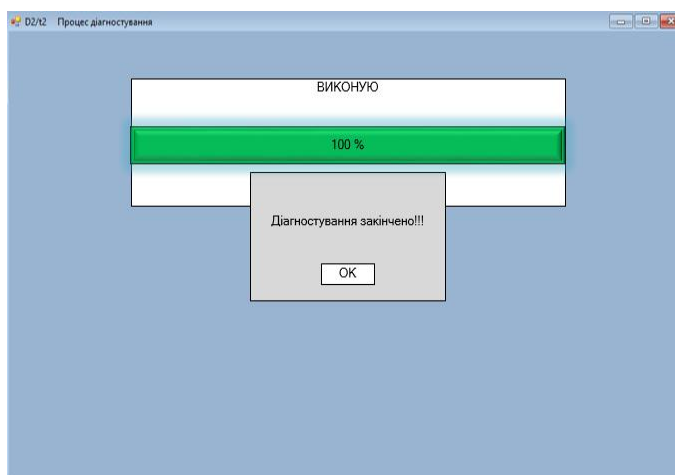


Рисунок 4.6 – Завершення процесу вимірювання параметрів

Після натискання кнопки ОК користувачеві буде запропоновано проаналізувати отримані характеристики АЧХ (рис. 4.7) та сформувати протокол випробувань (рис. 4.8).

На рис. 4.8 подано протокол вимірювань. В нижній частині вікна користувач може вибрати друк, чи вийти (в такому разі програма виконає збереження протоколу до бази даних користувача). В шаблоні протоколу програма показує дані про випробовуваний СТ, виміряні значення, попередні значення та їх відхилення. В шаблоні також існує графа «Висновки», що заповнюється користувачем на основі отриманих результатів [5], [4].

Розроблений програмний апарат дозволяє проводити діагностування СТ, не відходячи від свого ПК, обробити отримані результати, на основі яких сформулювати звіт про виконані випробування.

4.3 Розроблення структурної схеми приладу діагностування

Функціональна схема має забезпечити посібник для побудови приладу, що дозволить проводити комплексне діагностування СТ з метою визначення його технічного стану. Так, структурна схема пристрою (зображена на рисунк 4.9) складається з:

блок СТ – досліджуваний СТ;

блок БВП – блок вимірювальних приладів; цей блок призначений для комутації приладів вимірювання параметрів СТ, для подальшої інтеграції отриманих величин до мікропроцесора, містить:

ПВ_{tg δ} – пристрій вимірювання тангенса кута діелектричних втрат;

ПВ_{Z_kK3} – пристрій вимірювання опору короткого замикання;

ПВ_{PXX} – пристрій вимірювання втрат потужності холостого ходу;

ПВ_{АЧХ} – пристрій вимірювання амплітудно-частотних характеристик;

ПВ_{ООПС} – пристрій вимірювання опору обмоток постійному струму.

блок ВБ – вимірювальний блок, призначений для швидкої комутації БВП та СТ, містить:

ДС – датчик вимірювання струму з підсилювачем сигналу ПС1, причому, такий датчик інтегрований під змінний та постійний струм;

ДН – датчик вимірювання напруги з підсилювачем сигналу ПС2;

ДЧС – датчик вимірювання частотних сигналів з підсилювачем сигналу ПС3;

ДТ – датчик вимірювання температури з підсилювачем сигналу ПС4;

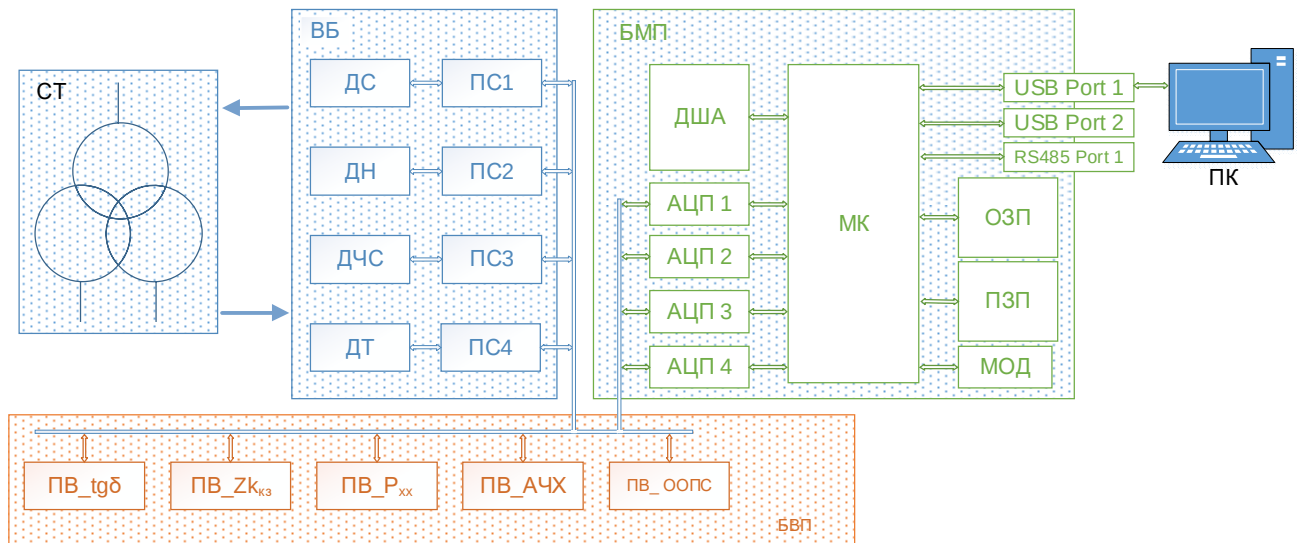


Рисунок 4.9 – Структурна схема приладу комплексного діагностування ТС

блок БМП – блок мікропроцесорного пристрою, зберігає в собі компоненти контролера, що взаємодіє з усіма іншими блоками схеми, містить:

МК – мікроконтролер;

АЦП (АЦП 1 – АЦП 4) – аналого-цифровий перетворювач;

ОЗП – пам'ять команд;

ПЗП – пристрій запам'ятовувальної пам'яті;

МОД – модуль обміну даними;

ДША – дешифратор імпульсних сигналів;

USB Port 1/ USB Port 1 – порти для підключення ПК з метою керування процесом діагностування СТ та під'єднання накопичувача USB;

RS485 Port – порт зв'язку з АСУ.

Важливим аспектом під час розробки функціональної схеми приладу є врахування цілі, поставленої під час процесу побудови [5], [4]. Для нас важливо забезпечити мінімальні терміни проведення комутаційних досліджень, що дозволить понизити вартість проведення діагностування.

Управління і проведення діагностування в умовах декількох контрольованих параметрів передбачає роботу з електричними величинами або роботу з електронним осцилографом, що може призвести до виникнення додаткових похибок [5], [4]. Для зменшення похибки обробітку опрацювання та керування процесом діагностування з боку мікроконтролера пропонується використовувати схему з паралельними АЦП (АЦП1 – АЦП4) (рис. 4.10), включивши до неї швидкодійний МК.

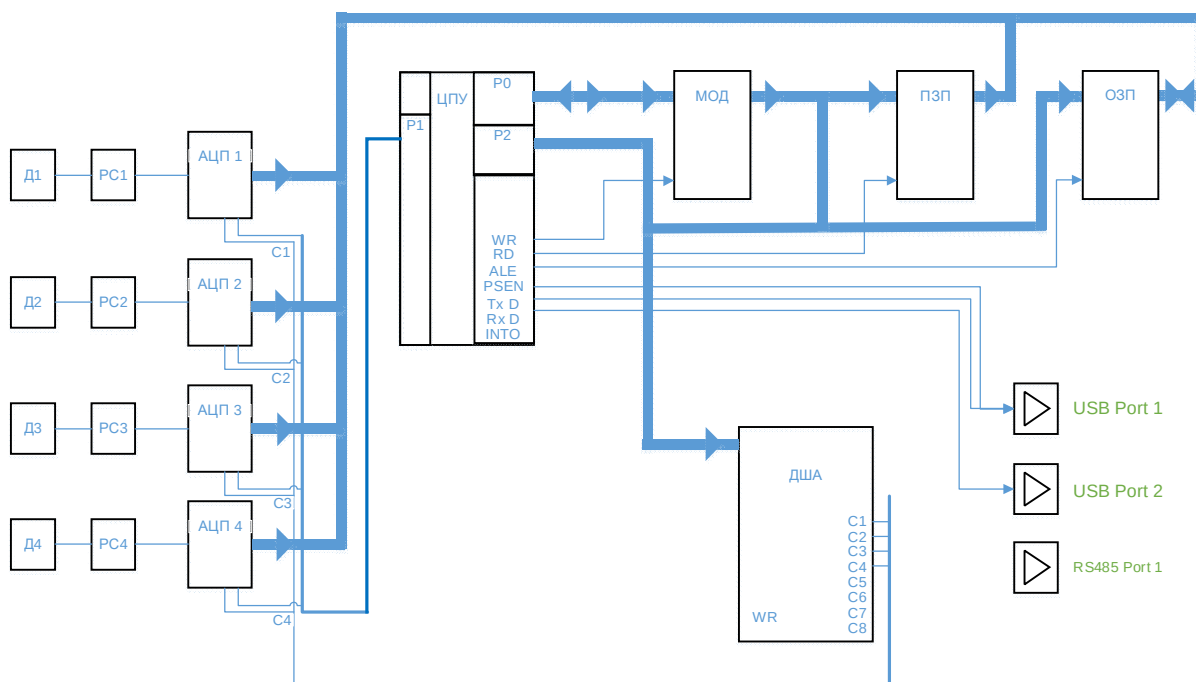


Рисунок 4.10 – Уточнена структурна схема приладу

Оскільки на наш проєктований мікроконтролер покладено завдання контролювати такі діагностичні параметри: значення опору обмоток постійному струму; значення тангенса кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$); значення опору короткому замиканню ($Z_{\text{кк3}}$); значення потужності холостого ходу ($P_{\text{хх}}$); вимірювання амплітудно-частотних характеристик; значення температури навколишнього середовища та температури баку СТ, пропонується використовувати такі вимірювальні датчики: струму (Д1), напруги (Д2), частоти (Д3) та температури (Д4). АЦП рекомендовано вибрати типу К1108ПВ1 (А, Б). У розроблюваній схемі застосовується 8-бітове

перетворення, кількість розрядів АЦП вибрана, виходячи з приведеної погрішності аналогових датчиків Д1–Д4, що не перевищує 0,5%. Похибка АЦП визначається як $\Delta = 1/2n$, де n – кількість розрядів. При $n=8$, $\Delta=1/256=0,004=0,4\%$, що є цілком прийнятним для нашого випадку [144], [140], [145], [146], [147].

Основним елементом системи управління є мікроконтролер (ЦПУ) – центральний пункт управління, наприклад (80C251SB фірми Intel). Як правило, мікроконтролери для зберігання команд і даних використовують єдину, лінійну 16-Мбайтову область адресації пам'яті ОЗП.

Як засіб перенесення інформації та управління процесом запропоновано зв'язок контролера з ПК, що забезпечується двома портами USB. Також в схемі запроектовано порт для каналу зв'язку RS 485, що призначений для перспективи розвитку приладу та в майбутньому забезпечить зв'язок з, наприклад, диспетчерським пунктом управління.

Розроблена структурна схема забезпечує можливість розробки приладу, що дозволить користувачеві забезпечити комплексне діагностування СТ із оптимальними затратами часу. Схема пристрою дозволяє взаємодіяти із ПК та носіями пам'яті, що дає можливість зберігати, передавати та накопичувати отримані результати. Також, з погляду перспективи розвитку та вдосконалення, в схемі передбачено порт для віддаленої передачі даних.

4.4 Оцінювання помилок першого і другого роду при визначенні стану СТ

Під час діагностування СТ з допомогою аналізу амплітудно-частотних характеристик виконується контроль напруги тестового сигналу та частоти, поданої під час такого імпульсу [126]. Проведення такого вимірювання передбачає, у структурі свого процесу, вимірювальні канали, нормувальні перетворювачі, засоби обробки та виведення необхідних результатів на екран ПК, відсіювання сторонніх завад (наприклад, магнітні поля електроустановок)

і т. д. Найбільш значимий вплив на результати контролю АЧХ СТ мають похибки вимірювання напруги тестового сигналу, тому пропонується розглянути їх як базову складову у визначенні помилок першого та другого роду. Такі показники є взаємно-симетричними, тому пропонуємо визначитись із твердженнями, якими будемо користуватись [6].

Помилку першого роду часто називають помилковою тривоگوю, помилковим спрацьовуванням, тобто будемо користуватись поняттям: «Якщо аналіз вимірюваних діагностичних параметрів показав наявність пошкодження, а після більш детального обстеження виявилось, що СТ не має дефектів» [148]. Наприклад, через магнітні поля іншого обладнання, погодні умови і т. д. прилад виміряв неправдиві значення. Помилку другого роду іноді називають пропуском події; будемо користуватись поняттям: «Якщо аналіз вимірюваних діагностичних параметрів показав справний стан СТ, а після більш детального обстеження виявилось, що СТ має дефекти». Така помилка виникає, коли прилади, що використовуються для діагностування, досить високої чутливості та реагують хибно на якісь найменші зрушення чи завади [148], [14].

На такі помилки впливають не тільки технічні засоби, сюди можна віднести і людський фактор. Наприклад, людина, що обробляє результати вимірювань, під впливом відповідальності прийнятого рішення може прийняти хибне рішення, вважаючи, що краще виконати додаткові дослідження (помилка першого роду). Чи під час вимірювань оператори відволіклись від контролю процесу вимірювання або під час розрахунків інженер, що виконував розрахунки, виключив якісь дані, що хибно вважав випадковою похибкою, не помітив відхилення, округлив дані та ін. (помилка другого роду).

Розглянемо ширше [149]:

Дано вибірку $X=(X_1, X_2, \dots, X_n)$, де X – досліджувані СТ з умовного розподілу $S(p)$, поставлена бінарна задача перевірки статистичних гіпотез, характеристичними станами, що будемо використовувати, є: H_0 – СТ має дефект (будемо вважати за базовий варіант); H_1 – СТ має справний стан.

Сформуємо чотири ситуації [149]:

1. Розподіл $S(p)$ вибірки X відповідає H_0 , і вона точно визначена статистичним критерієм;
2. Розподіл $S(p)$ вибірки X відповідає H_0 , але вона неправильно знехтувана статистичним критерієм;
3. Розподіл $S(p)$ вибірки X відповідає H_1 , і вона точно визначена статистичним критерієм;
4. Розподіл $S(p)$ вибірки X відповідає H_1 , але вона неправильно знехтувана статистичним критерієм.

Загалом такі ситуації можна сформуувати так, як це подано на рис. 4.11.

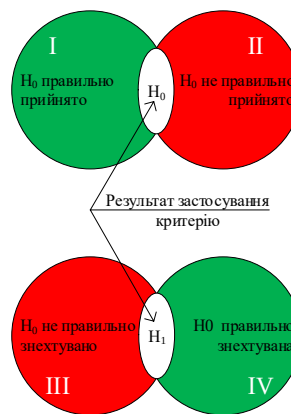


Рисунок 4.11 – Розподіл помилок

Такі похибки можуть викликати хибне твердження про технічний стан СТ, що призведе до непоправних наслідків. Пропонуємо отримане значення передатної функції $k(u)$, адже від передатної функції напряду залежить прийняте рішення, а вона містить похибку приладу, похибку вимірювань і т. д., записати у вигляді залежності (4.1) [149]:

$$(k(u)_d - k_a \cdot \Delta_{k(u)}) \leq k(u) \leq (k(u)_d + k_a \cdot \Delta_{k(u)}), \quad (4.1)$$

де $k(u)$ – отримане значення передатної функції;

$k(u)_d$ – дійсне значення передатної функції;

$\Delta_{k(u)}$ – допустиме відхилення від дійсного значення;

k_a – коефіцієнт асиметрії поля допуску.

Середнє значення передатної функції, визначимо за (4.2) [149]:

$$\overline{k(u)} = k(u) - k(u)_d. \quad (4.2)$$

Визначимо поле допуску за умови, що математичне сподівання закону розподілу ймовірностей отриманих значень передатної функції збігається з дійсним значенням (4.3):

$$-k_a \Delta_{k(u)} \leq k(u) \leq \Delta_{k(u)}. \quad (4.3)$$

Припустимо, що поле допуску є симетричним, тоді математичне сподівання похибки $M\Delta_{k(u)}=0$, $k_a=1$, а поле допуску визначається, як (4.4) [149]:

$$\Delta_{k(u)} \leq \overline{k(u)} \leq \Delta_{k(u)}. \quad (4.4)$$

Результат отримання передатної функції, будемо визначати сумою випадкових величин вимірювального параметра та похибки вимірювання (4.5):

$$k(u)_V = \overline{k(u)} + k(u) + \Delta_{k(u)} + M\Delta_{k(u)}. \quad (4.5)$$

Отримані під час діагностування досліджуваних СТ значення охарактеризуємо гістограмою, зображеною на рисунок 4.12 . Вимірювання передатної функції проводилось для першої контрольної (базової) точки при ($f=20$ Гц), отримані результати подано в табл. 4.1 [149].

Таблиця 4.1 – Частина результатів отриманих значень передатної функції

F, Гц	№шт	1	2	3	7	8	9	7	8	9	10	11	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	k(u) _{ср}	k(u) _{max}	k(u) _{min}
		ТМГ 1000/10 У1 (Писарівська СЕС №1)			ТМГ 1000/10 У1 (Писарівська СЕС №2)			ТМГ 1000/10 У1 (АТ Вінницяобленерго) №1			ТМГ 1000/10 У1 (АТ Вінницяобленерго) №3			ТМГ 1000/10 У1 (АТ Вінницяобленерго) №3			ТМГ 1000/10 У1 (АТ Вінницяобленерго) №5			ТМГ 1000/10 У1 (АТ Вінницяобленерго) №5		ТМГ 1000/10 У1 (АТ Вінницяобленерго) №6						
		A-a	B-b	C-c	A-a	B-b	C-c	A-a	B-b	C-c	A-a	B-b	C-c	A-a	B-b	C-c	A-a	B-b	C-c	A-a	B-b	C-c	A-a	B-b	C-c			
		k(u), дБ																										
20		-97,80	-102,59	-85,87	-114,32	-124,27	-144,03	-95,98	-97,23	-102,69	-103,62	-83,29	-120,04	-120,54	-138,27	-93,10	-92,37	-102,69	-107,76	-79,96	-116,43	-118,13	-131,36	-93,10	-98,78	-106,84	-79,96	-144,03
21		-96,80	-107,25	-121,09	-80,66	-73,97	-83,21	-87,96	-97,46	-99,70	-106,18	-124,72	-84,69	-76,93	-82,38	-87,96	-99,41	-94,72	-106,18	-122,23	-88,93	-78,47	-79,08	-87,96	-114,51	-95,10	-73,97	-124,72
22		-95,80	-111,70	-98,41	-98,40	-109,42	-104,28	-105,24	-120,29	-93,88	-116,17	-101,36	-96,43	-108,33	-102,19	-110,50	-121,49	-96,70	-110,36	-100,35	-100,29	-102,91	-102,19	-110,50	-131,00	-106,17	-93,88	-131,00
22,4		-94,80	-87,03	-75,10	-108,06	-129,02	-115,34	-71,64	-73,43	-95,75	-84,42	-78,10	-113,46	-129,02	-116,49	-68,06	-71,23	-95,75	-81,04	-74,20	-114,60	-126,44	-110,67	-68,06	-62,56	-93,51	-62,56	-129,02
32,69		-93,80	-95,58	-112,79	-101,34	-81,98	-67,88	-103,28	-111,23	-89,11	-94,62	-108,28	-101,34	-79,52	-71,27	-102,25	-113,45	-88,22	-96,52	-107,20	-106,41	-75,54	-74,84	-102,25	-123,25	-95,91	-67,88	-123,25
106,08		-73,80	-72,99	-64,59	-67,12	-70,41	-75,55	-60,02	-55,82	-70,11	-74,45	-67,17	-66,45	-73,23	-74,04	-61,82	-57,49	-70,11	-77,43	-69,86	-65,78	-73,96	-74,04	-61,82	-54,53	-68,02	-54,53	-77,43
108,86		-72,80	-77,46	-86,75	-75,53	-66,92	-69,06	-65,44	-65,83	-71,34	-79,01	-85,02	-78,55	-68,26	-66,99	-68,06	-68,46	-71,34	-79,80	-82,46	-74,62	-68,94	-68,33	-68,06	-63,46	-72,60	-63,46	-86,75
111,71		-71,80	-67,64	-68,45	-76,32	-76,55	-83,98	-85,22	-79,43	-68,21	-68,32	-65,03	-80,14	-73,49	-84,82	-85,22	-77,84	-70,94	-66,27	-66,33	-81,74	-75,69	-80,58	-85,22	-75,93	-75,63	-65,03	-85,22
114,64		-70,80	-84,89	-82,94	-60,38	-54,64	-56,88	-58,10	-67,10	-72,92	-84,89	-82,94	-62,80	-52,45	-59,16	-55,20	-70,46	-75,11	-87,44	-82,94	-64,68	-50,88	-60,34	-55,20	-73,61	-67,78	-50,88	-87,44
117,64		-69,80	-68,33	-70,73	-60,82	-50,54	-43,97	-64,03	-51,60	-70,50	-68,33	-72,14	-61,43	-48,52	-42,65	-66,59	-53,15	-68,38	-71,75	-71,42	-60,20	-48,03	-44,36	-66,59	-53,77	-60,32	-42,65	-72,14
331,07		-68,80	-69,08	-66,80	-75,94	-80,80	-87,10	-47,69	-55,65	-68,80	-65,63	-65,46	-75,18	-84,03	-85,36	-45,78	-57,88	-66,74	-64,97	-64,81	-74,43	-82,35	-82,80	-45,78	-47,64	-67,90	-45,78	-87,10
592,5		-67,80	-73,90	-75,45	-69,47	-68,57	-56,57	-60,60	-72,66	-65,77	-77,60	-73,94	-72,94	-71,31	-54,31	-63,63	-72,66	-66,42	-77,60	-77,64	-74,40	-68,46	-53,22	-63,63	-73,96	-68,85	-53,22	-77,64
747,81		-66,80	-74,42	-63,77	-68,83	-55,20	-46,86	-82,22	-73,26	-68,14	-72,19	-61,22	-65,39	-56,30	-47,33	-80,58	-69,60	-66,77	-75,07	-59,99	-64,73	-55,18	-44,96	-80,58	-83,07	-65,94	-44,96	-83,07
818,67		-65,80	-63,43	-66,86	-53,01	-54,12	-51,03	-57,39	-59,11	-65,80	-60,89	-64,19	-51,95	-56,28	-52,56	-60,26	-60,29	-67,12	-62,72	-62,26	-51,95	-59,10	-52,56	-60,26	-66,97	-59,41	-51,03	-67,12
919,74		-64,80	-75,23	-84,94	-71,01	-68,24	-68,10	-47,42	-53,92	-66,10	-78,99	-83,24	-70,30	-70,29	-69,46	-49,32	-56,08	-69,40	-80,57	-79,91	-73,11	-68,88	-71,55	-49,32	-57,85	-67,83	-47,42	-84,94
993,95		-63,80	-51,42	-60,37	-70,84	-71,69	-59,64	-67,19	-67,06	-62,52	-49,88	-60,97	-69,42	-73,84	-60,24	-70,55	-69,07	-65,02	-48,38	-60,97	-70,81	-75,32	-62,04	-70,55	-57,34	-64,12	-48,38	-75,32
1070		-62,80	-53,63	-52,67	-64,70	-52,15	-57,68	-49,47	-45,85	-61,54	-50,95	-53,20	-66,64	-53,19	-60,56	-51,45	-46,31	-62,16	-49,93	-52,13	-68,64	-53,19	-59,35	-51,45	-51,72	-55,47	-45,85	-68,64
1360		-61,80	-67,18	-60,32	-51,98	-56,97	-53,95	-44,24	-46,59	-62,42	-63,82	-62,13	-53,54	-54,69	-53,95	-43,80	-45,66	-61,17	-61,27	-60,89	-55,68	-56,33	-51,79	-43,80	-47,38	-55,06	-43,80	-67,18
50690		-50,80	-46,33	-52,54	-55,08	-53,32	-53,26	-36,11	-37,84	-48,26	-48,18	-52,01	-56,73	-53,85	-54,33	-37,19	-38,60	-47,78	-49,63	-51,49	-56,17	-51,16	-55,41	-37,19	-35,76	-48,29	-35,76	-56,73
63980		-49,80	-55,38	-55,27	-55,24	-50,44	-51,19	-47,79	-42,68	-47,81	-55,38	-53,06	-53,58	-50,44	-52,73	-48,27	-43,53	-45,90	-58,15	-55,18	-54,12	-50,44	-54,31	-48,27	-42,59	-50,90	-42,59	-58,15
73760		-48,80	-39,28	-33,08	-50,62	-60,04	-70,66	-43,21	-45,03	-47,82	-39,28	-34,73	-48,60	-58,24	-72,78	-42,78	-43,23	-49,74	-38,49	-35,08	-51,02	-55,33	-74,96	-42,78	-44,58	-48,76	-33,08	-74,96
81800		-47,80	-56,12	-45,79	-55,04	-54,43	-55,90	-47,96	-43,55	-50,19	-56,68	-43,96	-53,94	-51,71	-58,70	-45,56	-43,55	-48,18	-57,25	-44,84	-51,24	-50,67	-58,70	-45,56	-36,71	-50,17	-36,71	-58,70
115990		-46,80	-41,42	-46,10	-48,09	-56,99	-52,48	-39,20	-46,42	-49,14	-41,42	-45,18	-48,09	-59,27	-50,91	-40,38	-44,10	-50,12	-41,01	-44,27	-50,49	-56,90	-49,38	-40,38	-53,38	-47,58	-39,20	-59,27
122150		-45,80	-46,58	-49,75	-49,46	-43,52	-44,00	-41,86	-42,95	-43,51	-48,44	-51,24	-50,94	-41,78	-45,32	-41,02	-42,09	-41,77	-49,90	-53,29	-48,91	-43,87	-43,51	-41,02	-43,81	-45,60	-41,02	-53,29
1600000		-28,80	-23,30	-23,67	-22,85	-23,08	-21,51	-29,33	-33,09	-30,24	-24,47	-22,96	-21,71	-24,00	-22,37	-28,45	-32,76	-30,24	-24,71	-23,42	-22,36	-24,00	-22,15	-28,45	-29,61	-25,73	-21,51	-33,09
1730000		-27,80	-29,72	-31,89	-28,65	-32,40	-38,79	-22,67	-19,04	-28,91	-28,53	-33,17	-29,51	-33,05	-40,73	-23,80	-18,66	-30,07	-27,39	-34,49	-28,62	-32,39	-41,95	-23,80	-18,76	-29,37	-18,66	-41,95
1870000		-26,80	-22,54	-20,71	-30,93	-30,84	-26,31	-18,60	-16,25	-26,26	-21,86	-20,50	-29,38	-30,53	-27,36	-19,34	-16,25	-25,21	-21,65	-21,12	-30,27	-30,23	-27,36	-19,34	-15,25	-23,95	-15,25	-30,93
1970000		-25,80	-26,01	-29,34	-22,87	-19,16	-22,96	-18,57	-18,25	-25,80	-25,49	-30,81	-22,87	-18,97	-22,50	-18,20	-18,07	-25,80	-25,74	-30,81	-22,64	-19,73	-22,50	-18,20	-19,64	-22,95	-18,07	-30,81

Визначимо максимальне та мінімальне значення передатної функції, та знайдемо розмах ряду (4.6):

$$L = k(u)_{\max} - k(u)_{\min} = -79,96 - (-144,03) = 64,07. \quad (4.6)$$

Розділимо розмах ряду на $k=71$ рівних інтервалів [149]

$$\Delta L = L/k - 1, \quad (4.7)$$

де n – кількість проведених вимірювань для однієї обмотки. Порахуємо кількість значень, які відповідають отриманим інтервалам:

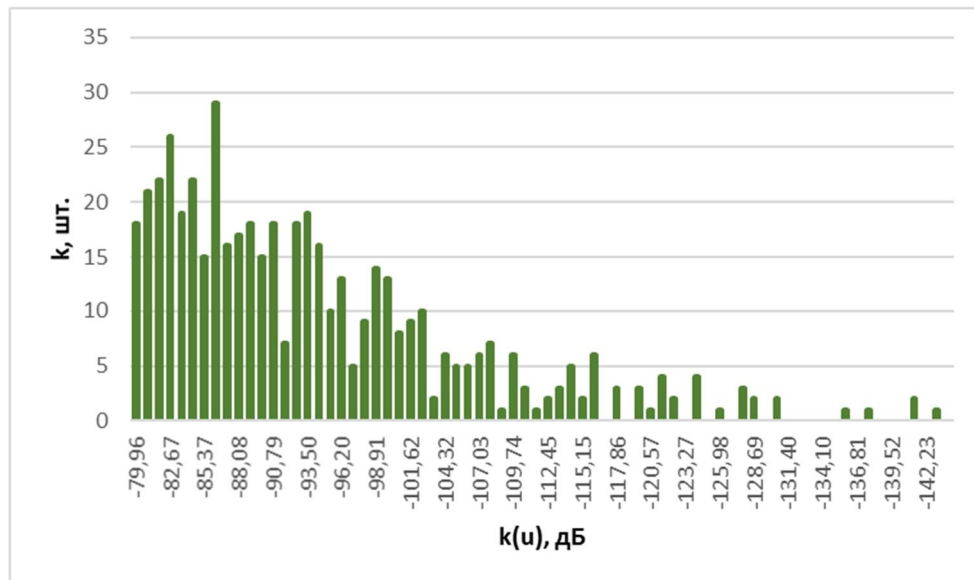


Рисунок 4.12 – Гістограма розподілу отриманих значень передатної функції

З рис. 4.12 приймемо нормальний закон розподілу, як закон розподілу отриманих значень передатної функції [149]:

$$P_1(k_u) := \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp \left[-1 \frac{(k_u - M \Delta k_u)^2}{2 \cdot (\sigma)^2} \right]. \quad (4.8)$$

Математичне сподівання отриманих значень передатної функції:

$$M \Delta_{k(u)} = \frac{1}{m} \cdot \sum_{i=1}^m k(u)_i = \frac{1}{2190} \cdot -133458,44, \quad (4.9)$$

де m – кількість вимірюваних значень; $k(u)$ – значення передатної функції.

Для побудови закону розподілу отриманого значення передатної функції перенесемо початок координат в центр розподілу M_x і відкладемо по осі абсцис похибку вимірювань Δv для кожного значення передатної функції [149]:

$$\Delta v_i = v_{\text{сп}} - M_x \quad (4.10)$$

Знайдемо середнє квадратичне відхилення значення передатної функції [149]:

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (v_i - M_x)^2}{n-1}} = 0,1439 \quad (4.11)$$

Отриманий закон розподілу показано на рис. 4.13.

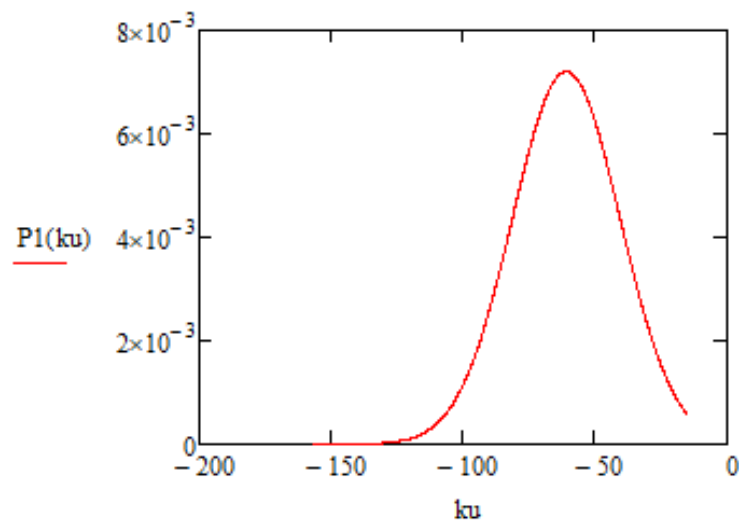


Рисунок 4.13 – Закон розподілу передатної функції

Приймемо закон розподілу похибок методу визначення передатної функції нормальним. Отже, закон розподілу похибки для обраного ЦАП, задачею якого є формування передатної функції на змінюваній частоті, приймемо нормальним ($m_p=0$ та $\sigma_{\text{fra}}=0,217$ див. рис. 4.13) [149].

$$P_{\text{fra}}(P) := \frac{1}{3 \cdot \sigma_p \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp \left[-1 \frac{(P - M_p)^2}{2 \cdot \sigma_p^2} \right] \quad (4.12)$$

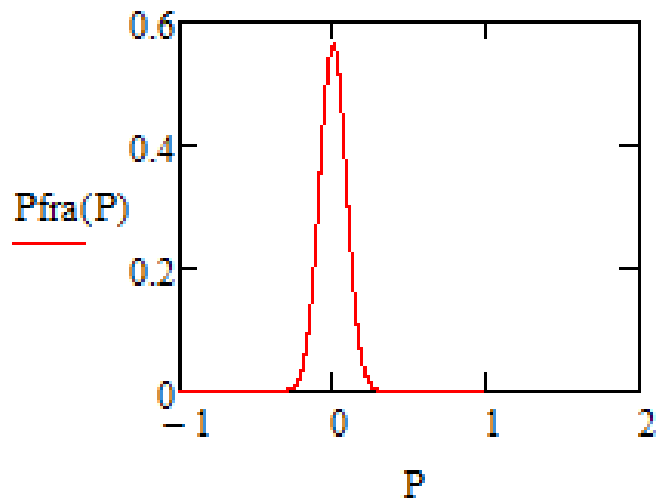


Рисунок 4.14 – Закон розподілу ТН

Закон розподілу похибки перетворювача приймемо рівномірним та покажемо як:

$$P_{pc}(Q) := \begin{cases} 0 & \text{if } Q < -\gamma_{pc} \\ 0.5 & \text{if } -\gamma_{pc} \leq Q \leq \gamma_{pc} \\ 0 & \text{if } Q > \gamma_{pc} \end{cases} \quad (4.13)$$

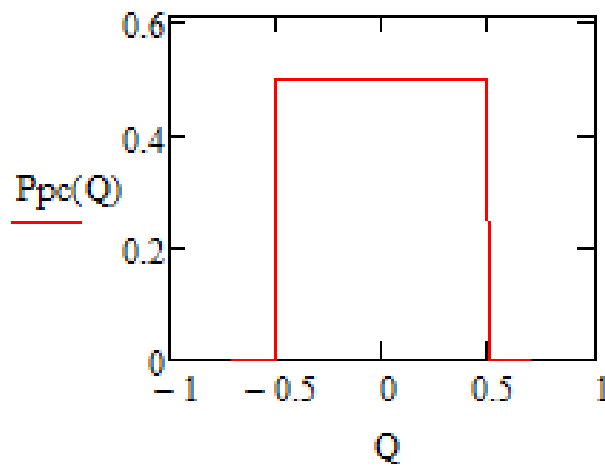


Рисунок 4.15 – Закон розподілу перетворювача вимірних значень напруги в передатну функцію

Для знаходження похибки вимірювального каналу скомпонуємо закони розподілу сенсора напруги та перетворювача, використовуючи інтеграл згортки:

$$P_k(P) := \int_{-1}^1 P_{pc}(Q) \cdot P_{fra}(P - Q) dQ \quad (4.14)$$

де $P_k(p)$ – закон розподілу похибки вимірювального каналу. Закон розподілу похибки вимірювання подано на рис. 4.16

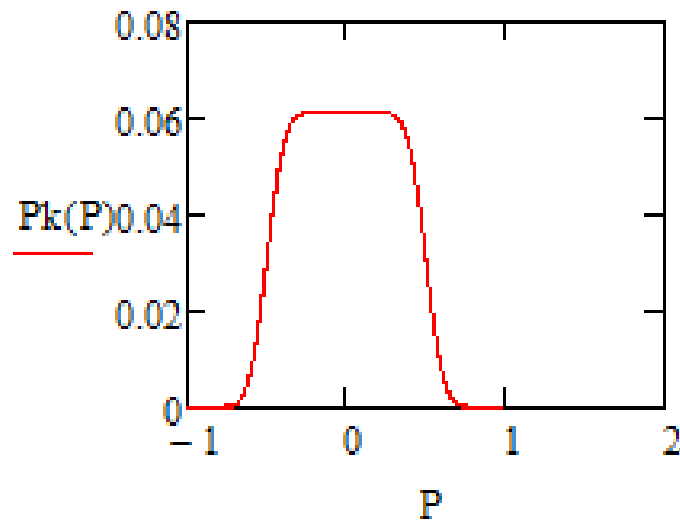


Рисунок 4.16 – Закон розподілу похибки вимірювання

Враховуючи те, що похибки вимірювання мають найбільший вплив на результат вимірювання передатної функції, будемо вважати, що закон розподілу похибки отримання передатної функції збігається з законом розподілу похибки.

Помилка першого роду (випадок, коли приймається рішення, що значення передатної функції знаходиться за межами поля допуску, але насправді вона в заданих межах) визначається так [149]:

$$\begin{aligned} \alpha(\sigma_1) = & \int_{-k}^{\Delta} \int_{-\infty}^{x_2-U} \frac{1}{\sigma \cdot \sigma_1 \cdot 2\pi} \exp\left(\frac{U^2}{-2 \cdot \sigma^2} - \frac{p^2}{-2 \cdot \sigma_1^2}\right) dP dU + \\ & + \int_{-k}^{\Delta} \int_{x_1-U}^{\infty} \frac{1}{\sigma \cdot \sigma_1 \cdot 2\pi} \exp\left(\frac{U^2}{-2 \cdot \sigma^2} - \frac{p^2}{-2 \cdot \sigma_1^2}\right) dP dU \end{aligned} \quad (4.15)$$

Помилка другого роду (випадок, коли приймається рішення, що значення передатної функції знаходиться в заданих межах поля допуску, але насправді вона за допустимими межами) визначається так [149]:

$$Int4(U, \sigma_1) = \int_{x_2-U}^{x_1-U} \frac{1}{\sigma \cdot \sigma_1 \cdot 2\pi} \exp\left(\frac{U^2}{-2 \cdot \sigma^2} - \frac{p^2}{-2 \cdot \sigma_1^2}\right) dP, \quad (4.16)$$

$$Int5(\sigma_1) = \int_{-\infty}^{-k\Delta} Int4 dU, \quad (4.17)$$

$$Int6(\sigma_1) = \int_{-\infty}^{-k\Delta} Int4 \cdot \sigma_1 dU, \quad (4.18)$$

$$\beta(\sigma_1) = Int6(\sigma_1) + Int5(\sigma_1) \quad (4.19)$$

Виконаємо визначення помилок першого та другого роду у програмному комплексі MathCad:

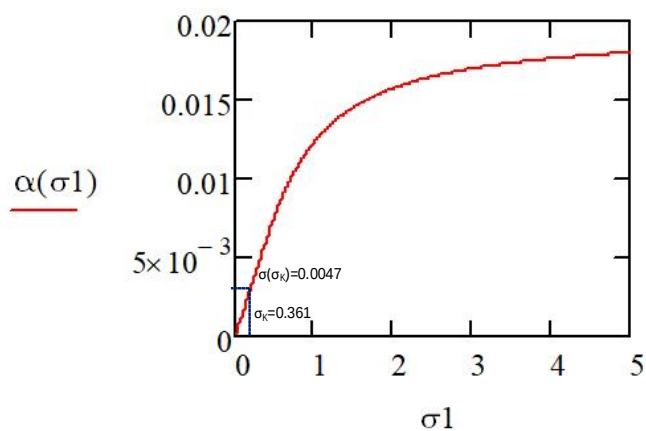


Рисунок 4.17 – Функціональна залежність визначення помилки першого роду

З Рисунок 4.17 визначено значення помилки першого роду:

$$\alpha(\sigma_{\text{vum}}) = 4.704 \times 10^{-3}$$

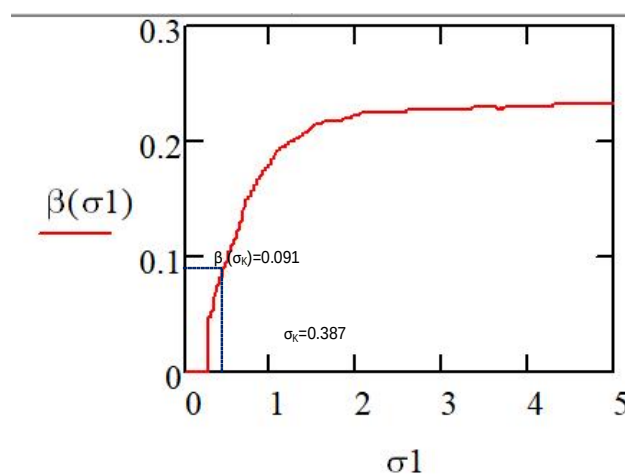


Рисунок 4.18 – Функціональна залежність визначення помилки другого роду

З рис. 4.18 визначено значення помилки другого роду 0.091

Результуюча достовірність проведеного комплексного діагностування [149]

$$D=1-\alpha(\sigma_{\text{vum}})-\beta(\sigma_{\text{vum}})=0.901. \quad (4.20)$$

Так, довірна ймовірність безпомилкової роботи діагностичного комплексу становить 90,1%.

Розрахунки проведено на основі вимірних характеристик для 10 СТ типу ТМГ-1000/10 У1, за схемами підключення А-а, В-в, С-с, з метою визначення технічного стану кожної окремо взятої обмотки. Загальна кількість результатів вимірювань – 30 шт. Відповідно до вищеповисаних розрахунків ймовірність помилкового діагнозу становить 10%, що підтвердило натурні експерименти, оскільки було виявлено три хибних (відповідно до наданих службою діагностування протоколів вимірювань) рішення про окремо взяті обмотки. Як виявилось, після розрахунків у однієї із досліджуваних обмоток хибно діагностували радіальне зміщення витків, хоча насправді було осьове. У другій обмотки вважалось, що є дефект – обрив витків обмоток, хоча вони були цілі, це пояснюється не до кінця затиснутими щупами вимірювального приладу. Також ще був випадок, коли у СТ, за результатами вимірювань АЧХ, пошкоджень не виявлено, хоча службою діагностування виявлено міжвиткове КЗ, що пояснюється тим, що на момент зняття АЧХ, вимірювання проводились тільки один раз.

4.5 Опис програми для визначення інформативного діапазону частот відповідних дифекту СТ

Під час діагностування СТ, з використанням пристрою FRAnalyzer потрібно визначити дефекти СТ на попередньо визначених проміжках частоти.

Для цього розроблена програма яка використовує дані попередньо отриманої АЧХ, чи у разі її відсутності – усереднені значення. Що сформовані у файлі Microsoft Excel, значення характеризують отриману АЧХ СТ. Та ввести дані про СТ у фалі txt, наприклад у форматі:

Тип СТ: ТМГ-1000/10/0,4 кВ

Заводський номер: 000000

Місце експлуатації: Хмельницька область, с. Писарівка, Писарівська СЕС.

Дата обстеження: 10.10.2019

Схема включення вимірювального приладу: фаза «А» ВН – фаза «а» НН

Наступним кроком в програмі, обрати із відповідної теки, файли, що програма використовує для розрахунку:

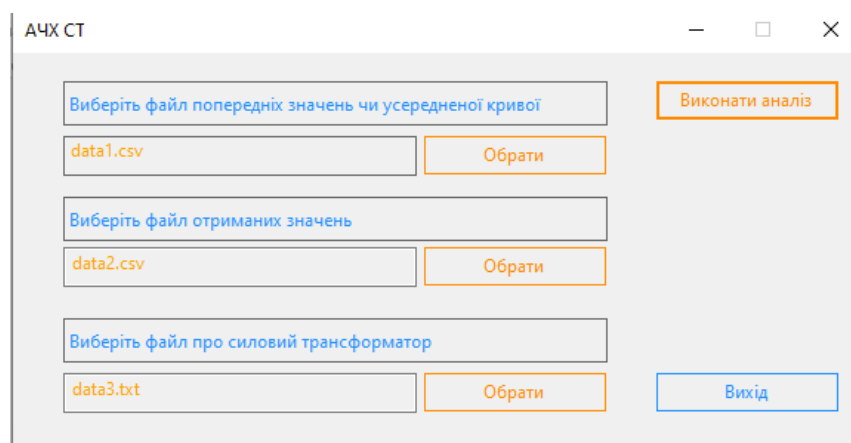
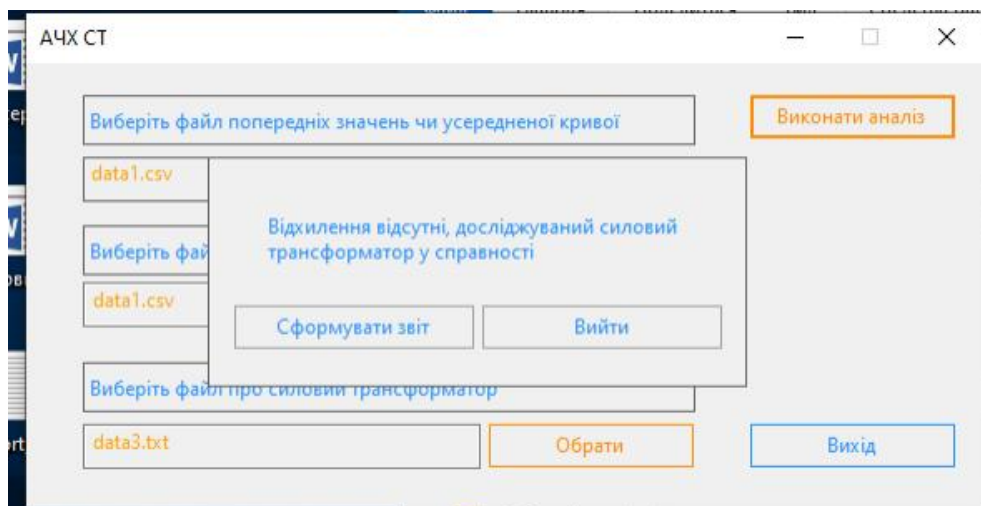
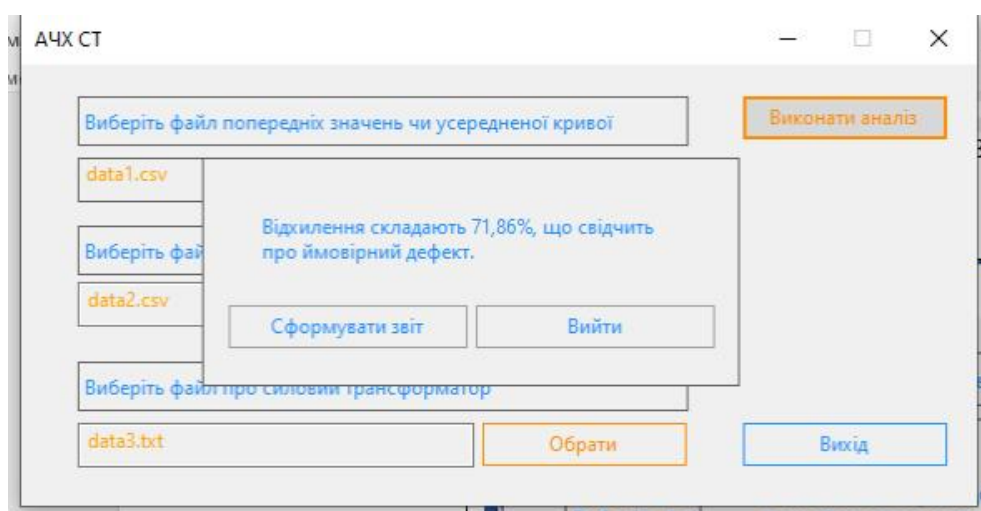


Рисунок 4.19 – Головне вікно програми

Після введення початкових даних та натискання кнопки «Виконати аналіз» отримаємо заставку з результатом виявлення наявності відхилень, у разі їх присутності на проміжках (у відповідності до таблиця 2.2) (рис. 4.20 а). У відповідності до частотного діапазону в якому присутні відхилення програма сповістить користувача про ймовірний дефект (рис. 4.20 а) (у відповідності до таблиця 2.2). Та відповідне вікно у разі відсутності відхилення (рис. 4.20 б).



а)



б)

Рисунок 4.20 – Вікна програми після аналізу АЧХ

Програма дозволяє сформувати звіт. Деякі із звітів аналізу представлені в додатку Е. Код програми представлено у додатку Ж.

4.6 Висновки до розділу 4

1. Розроблено алгоритм проведення комплексного діагностування СТ, який дозволяє виявити пошкодження на ранній стадії їх розвитку та дозволяє оптимізувати час витрачений на проведення досліджень.

2. Розроблено структурну схему мікропроцесорного приладу, що забезпечить комплексне вимірювання контрольованих параметрів СТ.

3. З метою оцінювання якості запропонованих методів, виконано розрахунок помилок діагностування СТ першого та другого роду.

4. Розроблені алгоритми визначення технічного стану силових трансформаторів 6-35 кВ, під час їх обстеження.

5. Розроблено програмне забезпечення для виявлення дефекту СТ за результатами аналізу його АЧХ та для визначення діапазону частот на АЧХ з понаднормованим відхиленням

ВИСНОВКИ

У роботі запропоновано нове вирішення актуальної науково-прикладної задачі покращення якості експлуатації силових трансформаторів за рахунок їх комплексного діагностування в розподільних електричних мережах по яких передається електрична енергія від фотоелектричних електричних станцій до споживачів.

1. Розробка та вдосконалення методів діагностування силових трансформаторів розподільних електричних мереж з фотоелектричними станціями покращує якість їх функціонування за рахунок виявлення дефектів на ранній стадії їх розвитку, дозволяє покращити енергоефективність таких станцій і мереж шляхом вчасних ремонтів та зменшення аварій.

2. Аналіз особливостей парку силових трансформаторів розподільних електричних мереж, що експлуатуються в Україні, вказує на відпрацювання більшістю з них, паспортного ресурсу та на те, що частими причинами виведення силових трансформаторів з експлуатації є зростання кількості фотоелектричних станцій та генерованої ними електричної енергії, пошкодження обмоток та магнітопроводу.

3. Запронована класифікація існуючих методів та засобів діагностування силових трансформаторів свідчить про те що на відміну від інших методів аналіз амплітудно-частотних характеристик дозволяє виявляти різні дефекти (деформації та зсуви обмоток, пошкодження магнітопроводів, погіршення ізоляції, погіршенні контактів).

4. Метод визначення дефектів СТ шляхом порівняння АЧХ, за рахунок контролю додаткових діагностичних параметрів, запропонованих за результатами виявлених відхилень АЧХ дозволяє підтвердити, або спростувати дефект прогнозований за результатами контролю АЧХ;

5. Метод визначення технічного стану силового трансформатора, який враховує похибки вимірювальних приладів та використовую D-оптимальних планів дозволяє визначити кількість повторних вимірювань АЧХ, що дає можливість зменшити помилки діагностування першого та другого роду.

6. Метод визначення оптимальної послідовності випробувань силового трансформатора в залежності від зміни результатів його огляду оперативним персоналом , дозволяє, шляхом врахування результату зовнішніх проявів дефекту, вибрати оптимальну послідовність контролю та зменшити час на виявлення та обґрунтування можливого дефекту на ранній стадії його розвитку.

7. Структурна схема мікропроцесорного приладу комплексного діагностування трансформатора дозволяє розробити електричну принципову схему цього приладу комплексне вимірювання контрольованих параметрів СТ.

8. Розрахунок помилок діагностування силового трансформатора першого та другого роду дозволяє оцінити якість запропонованих в роботі методів та обґрунтувати доцільність їх застосування.

9. Розроблені алгоритми та програмне забезпечення призначені покращити якість визначення технічного стану силових трансформаторів 6-35 кВ, під час їх обстеження.

10. Розроблено програмне забезпечення для виявлення дефекту СТ за результатами аналізу його АЧХ та для визначення діапазону частот на АЧХ з понаднормованим відхиленням.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- [1] Рубаненко О. Є., Лабзун М. П., Грищук М. О. Визначення дефектів трансформаторного обладнання з використанням частотних діагностичних параметрів. *Вісник Нац. техн. ун-ту "ХПІ" : зб. наук. пр. Сер.: Нові рішення в сучасних технологіях*, 2017. № 23. С. 41-46.
- [2] Rubanenko O., Rubanenko O., Hryshchuk M. Planning of the experiment for the defining of the technical state of the transformer by using amplitude-frequency characteristi. *Przeglad elektrotechniczny* 2020. No 3. P. 119–124.
- [3] Рубаненко О. Є., Грищук М. О., Лабзун М. П. Обґрунтування можливості виявлення дефектів деформації обмоток силового трансформатора за результатами вимірювань FRA. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. № 186. С. 103–106.
- [4] Рубаненко О. Є., Грищук М. О., Лабзун М. П. Обґрунтування меж діапазону частот ачх трансформаторів відповідного дефектам зсуву витків. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2017. № 5, С. 171–176.
- [5] Грищук М. О., Рубаненко О. О., Рубаненко О. Є. Планування технічного обслуговування силових трансформаторів для отримання результатів їх частотних характеристик. *Світлотехніка та енергетика.*, 2019. № 56. С. 92–98.
- [6] Грищук М. О., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Дослідження пошкодження силового трансформатора на фотовольтаїчній електростанції. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки.*, 2019. № 6, С. 178–183.
- [7] Грищук М. О. Аналіз пошкоджуваності силових трансформаторів електроенергетичних систем. *Матеріали конференції [XLVI Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного*

- університету (2017)]. (Вінниця 5-13 березня 2017) / ВНТУ. 2017. С. 2755–2757.
- [8] Грищук М. О., Рубаненко О. Є., Дмуховський В. А. Обґрунтування частотних діапазонів ачх силових трансформаторів та реакторів для ідентифікації їх дефектів. *Матеріали конференції [XIV Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018)]*. (Вінниця 15-17 жовтня 2018) / ВНТУ. 2018. С. 256–256.
- [9] Грищук М. О., Рубаненко О. Є., Дмуховський В. А., Лабзун М. П. Обґрунтування оптимальної кількості дослідів для визначення АЧХ силового трансформатора під час його відключення з метою діагностування. *II Всеукраїнська науково-технічна конференція [Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2018)]*. (Харків Збірник наукових праць. «Друкарня Мадрид». 3 - 6 грудня 2018) / Харків. 2018. С. 43–45.
- [10] Грищук М. О. Визначення кількості вимірювань для адекватної оцінки результатів отриманих амплітудо-частотних характеристик силових трансформаторів. *Матеріали конференції [XLVIII Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2019)]*. (Вінниця 5-13 березня 2019) / ВНТУ. 2019. С. 2869–2870.
- [11] Грищук М. О. Обґрунтування меж діапазону частот АЧХ трансформаторів відповідного дефектам зсуву витків. *Матеріали конференції [XLVII Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2018)]*. (Вінниця 5-13 березня 2018) / ВНТУ. 2018. С. 3106–3108.
- [12] Грищук М. О. Результати накопичення бази амплітудо-частотних характеристик силових трансформаторів. *The 6th International scientific and practical conference [Dynamics of the development of world science]*

(Vancouver, Canada, February 19-21, 2020) / Perfect Publishing. 2020, P. 507–512.

- [13] Грищук М. О., Рубаненко О. Є. Визначення часу проведення технічного обслуговування силових трансформаторів за результатами контролю їх частотних характеристик. *The 3rd International scientific and practical conference [Science, society, education: topical issues and development prospects]* (Kharkiv, Ukraine, February 17-18, 2020). / Perfect Publishing. 2020. P. 118–120.
- [14] Рубаненко А. Е., Казьмирук О. И. Контроль и улучшение нагрузочной способности трансформатора. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2011. № 3, С. 63-68.
- [15] Lezhniuk P. D., Komar V. O., Kravchuk S. V. Reconciliation of generation graphics of renewable energy sources and load with help of morphometric analysis. *International Collection of scientific proceedings «European Cooperation»*. 2016. Vol. 16. P. 26-35.
- [16] Tenbohlen S., Vahidi F., Müller P., Gebauer J., Krüger M. Zuverlässigkeitsbewertung von Leistungs transformatoren (em inglês). *Proc. Stuttgarter Hochspannungs symposium*. 2012. P. 61-70.
- [17] Кутін В. М., Ілюхін М. О., Кутіна М. В. Діагностика електрообладнання: [навч. посіб.]. Вінниця. Україна: ВНТУ, 2014. 239 с.
- [18] Грабко В. В., Розводюк М. П., Левицький С. М. Експериментальні дослідження електричних машин. Частина IV. Трансформатори. Навчальний посібник. Вінниця. Україна: ВНТУ, 2008. 219 с.
- [19] Василець С. В., Василець К. С. Техніка високих напруг: навчальний посібник [Електронне видання]. Рівне. Україна: НУВГП, 2018. 187 с.
- [20] Бондаренко В. Е., Черемисин Н. М., Черкашина В. В. Study of the process of management of the operating modes of electric networks in modern conditions. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2015. Vol. 8. P. 11-18.

- [21] Тимчук С. О., Черемісін М. М., Черкашина В. В. Вдосконалення методів достовірності вихідної інформації на прикладах прогнозних задач в електроенергетиці. Монографія. Харків, Україна: «Факт». 2020. 239 с.
- [22] Ганус О. І., Старков К. О., Черкашина В. В. Складові перенапруг на елементах схеми заміщення трансформатора напруги. *Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Сер.: Енергетика: надійність та енергоефективність*, 2019. № 29. С. 41-46.
- [23] Бондаренко В., Горкунов Б., Черкашина В. Використання інноваційних технологій до проектування електричної лінії. *Наукова спадщина.*, 2020. №. 43-2 (43). С. 48-53.
- [24] Сивокобиленко В. Ф., Василець С. В. Динамічна модель асинхронного двигуна з урахуванням зубчатості магнітопроводів. *Науковий вісник Національного гірничого університету*, 2012. № 6. С. 91-100.
- [25] Комар, В. О., Оцінювання якості функціонування електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. доктор технічних наук. 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи 2019. 302 с.
- [26] Маренич К. М., Василець С. В. Зворотні енергетичні потоки асинхронних двигунів як фактор небезпеки в електромережі шахти: монографія. Донецьк, Україна: ДонНТУ. 2012. 206 с.
- [27] Грабко В. В., Дідушок О. В. Дослідження роботи електромагнітного приводу вакуумного вимикача як об'єкта діагностування. *НТУ «ХПІ»*. 2019. №9. С. 57-62.
- [28] Кутін В. М., Шпачук О. О., Нікітчук М. В., Світко В. М. Автоматизація аналізу теплового стану електрообладнання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2018. № 3, С. 51-56.
- [29] Мокин Б. И., Грабко В. В. Динь Тхань Вьет Математические модели и информационно-измерительные системы для технической диагностики трансформаторных вводов. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ, 1997. 130 с.

- [30] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Оцінювання імовірнісних характеристик генерування сонячних електростанцій в задачі інтелектуалізації локальних електричних систем. *Вісник НТУ «ХПІ», Серія: Нові рішення в сучасних технологіях.* – Харків: НТУ «ХПІ», 2016. № 18. С. 92-100.
- [31] Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Відкрите засідання НКРЕКП 31 березня 2015 року. «Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2014 році (постанова від 31.03.2015 № 5001)». Київ, Україна: Електронний ресурс. 2015. 274 с.
- [32] Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Відкрите засідання НКРЕКП 31 березня 2016 року. «Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2015 році (постанова від 31.03.2016 № 515)». Київ, Україна: Електронний ресурс. 2016. 285 с.
- [33] Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Відкрите засідання НКРЕКП 30 березня 2017 року. «Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2016 році (постанова від 30.03.2017 № 460)». Київ, Україна: Електронний ресурс. 2017. 301 с..
- [34] Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Відкрите засідання НКРЕКП 23 березня 2018 року. «Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2017 році (постанова від 23.03.2018 № 360)» Київ, Україна: Електронний ресурс. 2018. 300 с.

- [35] Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Відкрите засідання НКРЕКП 29 березня 2019 року. «Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, у 2018 році (постанова від 29.03.2019 № 440)» Київ, Україна: Електронний ресурс. 2019. 291 с.
- [36] Лежнюк П. Д, Кравчук С. В, Котилко І. В. Відновлювальні джерела електроенергії в електричних мережах як елемент енергоефективного електроспоживання. *Lighting Engineering & Power Engineering*. 2019. № 56, С. 99-106.
- [37] Кизим Н. А, Лелюк А. В. Аналіз стану електроенергетичного сектора України. *In SPIN*, 2019. № 7616, С. 1550-1561.
- [38] Лежнюк П. Д., Кравчук С. В., Котилко І. О. Підвищення надійності електричних мереж з використанням відновлюваних джерел енергії. *матеріали XX міжнародної науково-практичної конференції. [Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті]. (Київ, 15-16 травня 2019 р) / Київ. 2019. С. 98-102.*
- [39] НЕК УКРЕНЕРГО. Офіційний сайт [Онлайновий]. Режим доступу: <https://ua.energy/>
- [40] АТ ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО. Офіційний сайт [Онлайновий]. Режим доступу: <https://voe.com.ua/>
- [41] АТ ЖИТОМИРОБЛЕНЕРГО. Офіційний сайт [Онлайновий]. Режим доступу: <https://www.ztoe.com.ua/>
- [42] ПрАТ КІРОВОГРАДОБЛЕНЕРГО. Офіційний сайт [Онлайновий]. Режим доступу: <https://kiroe.com.ua/>
- [43] АТ ХАРКІВОБЛЕНЕРГО. Офіційний сайт [Онлайновий]. Режим доступу: <https://www.oblenergo.kharkov.ua/>
- [44] АТ ХЕРСОНОБЛЕНЕРГО. Офіційний сайт [Онлайновий]. Режим доступу: <https://ksoe.com.ua/>

- [45] АТ ХМЕЛЬНИЦЬКОБЛЕНЕРГО. Офіційний сайт [Онлайновий]. Режим доступу: <https://www.hoe.com.ua/>
- [46] АТ ЧЕРНІВЦІОБЛЕНЕРГО. «Офіційний сайт [Онлайновий]. Режим доступу: <http://oblenergo.cv.ua/>
- [47] Сегеда М. С. «Математичне моделювання хвильових процесів в трансформаторах» // Технічна електродинаміка. — 2002.- № 3.- С. 47 — 49
- [48] Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І.О. Вплив сонячних електричних станцій на напругу споживачів 0,4 кВ. *Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал*. 2015. № 41. С. 7-13.
- [49] Стогний Б. С., Рогоза В. В., Сопель М. Ф., Голубов О. Ю. Определение места однофазного замыкания на землю. *Технічна електродинаміка*. 2007. №2. С. 60-63.
- [50] ДСТУ 3270-95 “Трансформатори силові. Терміни та визначення”, Наказ від 19.12.1995 № 434. Український науково-дослідний, проектно-конструкторський та технологічний інститут трансформаторобудування. М. Издательство стандартов. 1995. 35 с.
- [51] «Силовий трансформатор» у Міжнародному електротехнічному словнику IEC 421-01-01.
- [52] Розводюк М. П., Вдовиченко В. Є., Розводюк К. М., Структура пристрою для визначення ресурсу силового масляного трансформатора. *Електромеханічні і енергозберігаючі системи*. 2019. № 3, С. 35-47.
- [53] Александров Г.Н., Борисов В.В., Иванов В.Л. Электричні пристрої високого навантаження: Учебне пособие для вузов [Текст]. Харків, Україна: Енегоатоміздат, 1989. 325 с.

- [54] Ванин Б. В., Львов Ю. Н., Львов М. Ю. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110-500 кВ в эксплуатации. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 5. С. 58-61.
- [55] Chen J., Bi T., Sun M. Study on quality risk assessment for power transformer based on fault tree analysis. *China International Conference on [Electricity Distribution (CICED)]*. (IEEE, 2016). / China. 2016 P. 1-4.
- [56] Бардик Є. І., Білокур В. О. Моделювання і оцінка ефективності заміни силових трансформаторів з урахуванням терміну експлуатації. *Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики"*, 2016. №5. С. 162-165.
- [57] Tenbohlen S., Coenen S., Djamali M., Müller A., Samimi M., Siegel M. Diagnostic measurements for power transformers. *Energies*. 2016 Vol. 5. P. 347.
- [58] Волошко А. В., Бедерак Я. С. Оценка технического состояния силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2018. № 4, С. 84-90.
- [59] Курашкін С. Ф., Попова І. О. Механізм пошкодження елементів конструкції силового трансформатора. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. № 186, С. 62-63.
- [60] Безменнікова Л. М., Квітка С. О., Вовк О. Ю. Диагностирование силовых трансформаторов. *Праці Таврійського державного агротехнологічного університету*. 2011. № 3, С. 137-142.
- [61] Петруняк Р. М., Матусевич О. О. Дослідження та вдосконалення системи діагностики тягової підстанції на базі Smart технологій. *Електрифікація транспорту*. 2014. № 7, С. 132-136.
- [62] Wahi M., Director C. Prevention of Accidents on Distribution and Power Transformers. *Water & Energy International*. 2018. № 7, С. 132-136.

- [63] Khismatullin A. S. Method for increasing oil resources transformers with longterm operation. *IOP Conf. Series: [Materials Science and Engineering]*. 2018. Vol. 327. No. 2. P. 10-12.
- [64] Шкуринський Г., Бочаров В., Сприса В. Галузевий керівний документ. Норми випробовування електрообладнання: затверджено і введено в дію наказом Міністерства палива та енергетики України № 13 від 15 січня 2007 р., Київ.: Державний стандарт України. ДП «ДонОРГРЕС», ВАТ «ЛьвівОРГРЕС». 2007. 262 с.
- [65] Коменда Н. В. Морфометрична класифікація графіків електричного навантаження промислових підприємств. *Вісник Вінницького національного політехнічного інституту*. 2011. № 1, С. 67-70.
- [66] Ключев О.В, Конспект лекцій з дисципліни «Надійність і діагностика електрообладнання» для студентів за напрямом 6.050702 “Електромеханіка”, Дніпродзержинськ, Україна: ДДТУ. 2013. 158 с.
- [67] Коменда Н. В. Морфометрична оцінка та критерій рівномірності графіка електричних навантажень. *Вісник національного університету «Львівська політехніка»*, 2010. № 66. С. 42-46.
- [68] *СОУ-Н ЕЕ 46.501: 2006*. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених в ізоляційному маслі. [Чинний від 01.03.2007], Київ. 2007. 92 с.
- [69] *ГДК 34.20.507-2003*. Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Правила. [Чинний від 2007-04-15]. Львів: ЛьвівОРГРЕС. 2015. 597 с.
- [70] *СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009*. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості. Зі зміною № 1, 2018. Українська науково-технічна електроенергетична асоціація. Україна: Аселенерго. 2009. 597 с.

- [71] Малогулко Ю. В., Хавтирко В. В. Перспективні шляхи вдосконалення діагностики силових трансформаторів. *Матеріали конференції [XLVIII Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2019)]*. (Вінниця 13-15 березня 2019) / ВНТУ. 2019. С. 48-51.
- [72] Писклярова А. В., Добровольський В. А. Дослідження методів діагностування силових трансформаторів *Матеріали конференції [XLVIII Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2019)]*. (Вінниця 13-15 березня 2019) / ВНТУ. 2019. С. 35-38.
- [73] Долин А. Силовые трансформаторы 35 кВ и выше. Современные методы комплексной диагностики. *Новости электротехники*. 2006. № 2, С. 38.
- [74] Meira M., Ruschetti R., Álvarez E. Verucchi J. Power transformers monitoring based on electrical measurements. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2018. Vol. 12, No 12, P. 2805-2815.
- [75] Ghoneim S. S. M, Taha I. B. M, Elkalashy N. I. Integrated ANN-based proactive fault diagnostic scheme for power transformers using dissolved gas analysis. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2016. Vol. 23, No 3. P. 1838-1845.
- [76] Поляков М. А., Климов С. И. Методы и информационные технологии обработки данных мониторинга параметров силового трансформатора. *Електроенергетичні та електромеханічні системи*. 2016. № 637, С. 70-74.
- [77] *СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-104: 2014*. Методики оцінки технічного стану силових трансформаторів напругою від 35 кВ до 750 кВ. [Чинний від 2013-01-09]. Львів: ЛьвівКБ. 2014. 52 с.

- [78] Демидова-Панферова Р. М., Малиновский В. Н., Попов В. С. *Электрические измерения*. Москва, Российская Федерация: Энергоиздат. 1983. 378 с.
- [79] Кухарчук В. В., Кучерук В. Ю, Долгополов В. П., Грумінська Л. В. *Метрологія та вимірювальна техніка Навчальний посібник*, Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця. 2004. 125 с.
- [80] Кухарчук В. В., Кучерук В.Ю., Володарський Є.Т., Грабко В.В. *Основи метрології та електричних вимірювань : підручник*. Вінниця, Україна: ВНТУ, 2012. 236 с.
- [81] Леонтьєв В. О., Бевз С. В., Видмиш В. А. *Електротехнічні матеріали: навчальний посібник*. Вінниця, Україна: ВНТУ. 2013. 555 с.
- [82] Picher P., Lapworth J., Noonan T., Christian J. *Mechanical condition assessment of transformer windings using frequency response analysis*. CIGRE WG A2.26, Technical Brochure. 2008. 342 с.
- [83] РД 16 363-87. Трансформаторы силовые Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию. 1987. 36 с.
- [84] ГКД 34.46.501 – 2003. Трансформатори силові типова інструкція з експлуатації. Міністерство палива та енергетики України, Київ: Об'єднання енергетичних підприємств „Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики”, 2003. 25 с.
- [85] Yao C., Zhao Z., Chen Y., Zhao X., Li Z., Wang Y., Wei G. Transformer winding deformation diagnostic system using online high frequency signal injection by capacitive coupling. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2014. Vol. 21. No 4. P. 1486-1492.
- [86] Islam A., Khan I., Hoque A. Detection of mechanical deformation in old aged power transformer using cross correlation coefficient analysis method. *Energy and Power engineering*. 2019. Vol. 3. No 4. P. 585.
- [87] Miyazaki S., Tahir M., Tenbohlen S. Detection and quantitative diagnosis of axial displacement of transformer winding by frequency response analysis.

IET Generation, Transmission & Distribution. 2019. Vol. 13. No 15. P. 3493-3500.

- [88] Shintemirov A., Tang W., Wu Q. Transformer winding condition assessment using frequency response analysis and evidential reasoning. *IET Electric Power Applications*. 2010. Vol. 3. No 4., P. 198-212.
- [89] *IEC 60076-7. Power Transformers—Part 7: Loading Guide for Oil Immersed Power Transformers*; International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland. 2005. 195 p.
- [90] Reykherdt A., Davydov V. Case studies of factors influencing frequency response analysis measurements and power transformer diagnostics. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2011. Vol. 27. No 1. P. 22-30.
- [91] OMICRON, *FRA Analyzer User Manual Version*. FRA.AE.8, OMICRON electronics. 2009. 201 p.
- [92] Abeywickrama K., Serdyuk Y., Gubanski S. Exploring possibilities for characterization of power transformer insulation by frequency response analysis (FRA). *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2006. Vol. 21. No 3, P. 1375-1382.
- [93] Reykherdt A., Davydov V. Case studies of factors influencing frequency response analysis measurements and power transformer diagnostics. *IEEE Electrical Insulation Magazine* 2011. Vol. 27. No 1. P. 22-30.
- [94] Bagheri M., Phung B., Blackburn T., Naderian A. Influence of temperature on frequency response analysis of transformer winding. *Proceedings of IEEE Electrical Insulation Conference*. (Ottawa, Canada) / 2013. P. 40-44.
- [95] Sano T., Miyagi K. Influence of Measurement Parameters on Frequency Response Analysis Diagnosis of Oil-Immersed Transformer. *Electrical Engineering in Japan*, 2014. Vol. 28. No. 186. P. 18-25.
- [96] Abeywickrama N., Serdyuk V., Gubanski M. Effect of core magnetization on frequency response analysis (FRA) of power transformers. *IEEE Transactions on Power delivery*. 2007. Vol. 23., No. 3. P. 1432-1438.

- [97] *IEC 60076-18 Ed.1: Power transformers - Part 18, "Measurement of frequency response"*, 2012. 132 p.
- [98] Rahimpour E., Christian J., Feser K., Mohseni H. Transfer function method to diagnose axial displacement and radial deformation of transformer windings. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2003. Vol. 18. No. 2. P. 493-505.
- [99] Jayasinghe J. A. S. B., Wang Z. D., Jarman P. N., Darwin A. W., Investigations on sensitivity of FRA technique in diagnosis of transformer winding deformations. *Proceedings of International Symposium on [Electrical Insulation]*. (Indianapolis. 2004) / 2004. P. 496-499.
- [100] Contin A., Rabach G., Borghetto J., Nigris M. D., Passaglia R., Rizzi G. Frequencyresponse analysis of power transformers by means of fuzzy tools. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2011. Vol. 18. No. 3. P. 900-909.
- [101] Ryder S. A. Methods for comparing frequency response analysis measurements. in *Proceedings of International Symposium on Electrical Insulation*. (Boston. MA. 2002.) / 2002. P. 187-190.
- [102] Kennedy G. M., McGrail A. J., Lapworth J. A. Transformer Sweep Frequency Response Analysis. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2007. Vol. 23. No. 4. P. 28-33.
- [103] Rahimpour E., Tenbohlen S. Experimental and theoretical investigation of disc space variation in real high-voltage windings using transfer function method. *IET Electric Power Applications*. 2010. Vol. 4. No. 6. P. 451-461.
- [104] Rahimpour E., Jabbari M., Tenbohlen S. Mathematical comparison methods to assess transfer functions of transformers to detect different types of mechanical faults. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2010. Vol. 25. No. 4. P. 2544-2555.

- [105] Wang M., Vandermaar A. J., Srivastava K. D. Transformer winding movement monitoring in service - key factors affecting FRA measurements. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2004. No. 20. P. 5-12.
- [106] Wang M., Vandermaar A. J., Srivastava K. D., Improved detection of power transformer winding movement by extending the FRA high frequency range. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. No. 20. P. 1930-1938.
- [107] Alsuhaibani S., Khan Y., Beroual A., Malik N. A review of frequency response analysis methods for power transformer diagnostics. *Energies*. 2019. Vol. 11. No. 9. P. 879.
- [108] Baldwin James F., Jonathan L., Trevor Martin P. A mass assignment based ID3 algorithm for decision tree induction. *International Journal of Intelligent Systems*. 1997. Vol. 12. No. 7. P. 523-552.
- [109] Smagulova A. Real-time Transformer Diagnosis using Voltage-Current Signal over Cloud Environment. *Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*. IEEE. 2018. P. 1-7.
- [110] Mao X. Accurate estimating algorithm of transfer function for transformer FRA diagnosis. *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. – IEEE, 2018. P. 1-5.
- [111] Zhao X. Experimental evaluation of detecting power transformer internal faults using FRA polar plot and texture analysis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2019. No. 108. P. 1-8.
- [112] Гмурман В. Е. *Теория вероятностей и математическая статистика*, Москва, Российская Федерация: Высшая школа. 1977. 235 р.
- [113] Kass G. V. An exploratory technique for investigating large quantities of categorical data. *Applied Statistics*. 1980. Vol. 29. No. 2. P. 119—127.
- [114] Horváth T., Yamamoto A. Inductive Logic Programming. *Lecture Notes in Computer Science*. 2003. P. 2835.
- [115] Quan Y., Ning Z., Chen S., Li W., Xu T. Study on the methodology of detection for transformer winding insulation defects based on applied voltage

- test. *2012 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, 2012. P. 153-155.
- [116] Кутін В. М., Шпачук О. О., Вдосконалення захисту від однофазних замикань на землю обмотки статора синхронного генератора, що працює в блоці з трансформатором. *Нафтогазова енергетика*” *Всеукраїнський науково-технічний журнал*. 2016. т. 6. № 26. С. 47-56.
- [117] Болотний, М. П. Удосконалення математичних моделей оцінки технічного стану силових трансформаторів для підвищення достовірності визначення ризику порушення нормального режиму в підсистемах електроенергетичних систем: дис. канд. техн. наук: 05.14.02 – електричні станції, мережі і системи. Київ. 2019. 221 с.
- [118] Глазунов Л. П., Смирнов А. Н. *Проектирование технических систем диагностирования*. Ленинград. Российская Федерация: Энергоатомиздат. 1982. 125 с.
- [119] Кульчицький І. М. Концептуалізація понять “модель” та моделювання” у наукових дослідженнях. *Вісник Національного університету "Львівська політехніка"*. Інформаційні системи та мережі. 2015. № 829. С. 273-284.
- [120] Barwise J., Feferman S., Feferman S. Model-theoretic logics. *Cambridge University Press*, 2017. Vol. 8. No. 2.
- [121] Дубовой В. М., Кветний Р. Н., Михальов О. І., Усов А. В. *Моделювання та оптимізація систем [Текст]*. Вінниця, Україна: ПП «ТД«Едельвейс». 2017. 64 с.
- [122] Dai W., Ji W. A mapreduce implementation of C4. 5 decision tree algorithm. *International journal of database theory and application*. 2014. Vol. 7. No. 1 P. 49-60.
- [123] Jariyavajee C., Polvichai J., Sirinaovakul B. Searching for Splitting Criteria in Multivariate Decision Tree Using Adapted JADE Optimization Algorithm.

IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI). – IEEE. 2019. P. 2534-2540.

- [124] Паклин Н. Б., Орешков В. И. *Бизнес-аналитика: от данных к знаниям.* 2009. 124 с.
- [125] Ryder S. A. Methods for comparing frequency response analysis measurements. in *Proceedings of International Symposium on Electrical Insulation.* (Boston. MA. 2002.) / 2002. P. 187-190.
- [126] Tang X. On-line analysis of oil-dissolved gas in power transformers using fourier transform infrared spectrometry. *Energies.* 2018. Vol. 11. No. 11. P. 1-15.
- [127] Zhao B., Yang M., Diao H. R., An B., Zhao Y. C., Zhang Y. M. A novel approach to transformer fault diagnosis using IDM and naive credal classifier. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems.* 2018. No. 105 P. 846-855.
- [128] Aj C., Salam M. A., Rahman Q. M., Wen F., Ang S. P., Voon W. Causes of transformer failures and diagnostic methods – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2018. Vol. 82. P. 1442-1456.
- [129] Singh J., Singh S., Singh A. Distribution transformer failure modes, effects and criticality analysis (FMECA). *Engineering Failure Analysis.* 2019. No. 99. P. 180-191.
- [130] Нетребський В. В., Малогулко Ю. В. *Електрична частина станцій та підстанцій [Текст]: лабораторний практикум.* Вінниця, Україна: ВНТУ. 2017. 123 с.
- [131] Morsalin S. Diagnostic challenges in dielectric loss assessment and interpretation: a review. *IET Science, Measurement & Technology.* 2019. Vol. 13. No. 6. P. 767-782.
- [132] Malogulko Y., Khavtyrko V., Zatkhay M. Improvement of the classification system for power transformer defects. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки.* 2018. т. 6. № 1. С. 31-35.

- [133] Розводюк М. П. *Електричні машини. Організація самостійної роботи студентів [Текст]: навчальний посібник*. Вінниця. Україна: ВНТУ. 2016. 152 с.
- [134] Li B., Guo Y., Zhao S. Feasibility analysis of transformer winding DC resistance measuring on-line. in *2012 International Conference on Systems and Informatics (ICSAI2012)* / 2012. P. 568-571.
- [135] Chiulan T., Pantelimon B. A practical example of power transformer unit winding condition assessment by means of short-circuit impedance measurement. in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. 2009. P. 1-4.
- [136] Беляєв В. К., Паненко О. М., Вибір діагностичної моделі трансформатора для системи безперервного контролю механічного стану обмотки під навантаженням. *Вчені записки*. 2019. С. 120-197.
- [137] Orosz T., Tamus Z. Á. Impact of the cooling equipment on the key design parameters of a core-form power transformer. *Electrical Engineering*, 2016. Vol. 67. No. 6. P. 399- 406.
- [138] Залізняка І. Ю. Особливості технічної діагностики силових трансформаторів. *Матеріали конференції [XLVII Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2018)]. (Вінниця 5-13 березня 2018) / ВНТУ*. 2018. С. 31-33.
- [139] Piotrowski T., Rozga P., Kozak R. Comparative Analysis of the Results of Diagnostic Measurements with an Internal Inspection of Oil-Filled Power Transformers. *Energies*. 2019. Vol. 12. No. 11. P. 2155.
- [140] Прохоров Ю. В. *Лекции по теории вероятностей и математической статистике: учебник и практикум для академического бакалавриата*. Москва. Российская Федерация: Юрайт. 2019. 69 с.
- [141] Стецюк П. І., Фесюк О. В., Сидорук В. А. *Алгоритми розв'язання задачі сепарабельного квадратичного програмування*. Київ. Україна: Комп'ютерна математика. 2017. 123 с.

- [142] Цюцюра М. І., Жирова Т. О., Котенко Н. О. *Альтернативне середовище програмування мовою С# для навчальних закладів*. Київ. Україна: Управління розвитком складних систем. 2018. 156 с.
- [143] Махровська Н. А., Погромська Г. С., Булгакова О. С. *Програмування: Мова програмування С++*, 2019. 123 с.
- [144] Лаврентьєва О. О., Солоха А. С. *Лабораторний практикум з електротехніки*. Кривий Ріг. Україна: КДПУ. 2017. 555 с.
- [145] Karegowda A. G., Manjunath A. S., Jayaram M. A. Comparative study of attribute selection using gain ratio and correlation based feature selection. *International Journal of Information Technology and Knowledge Management*. 2010. Vol. 2. No. 2. P. 271-277.
- [146] Dubnitskiy V., Zubrytska H., Khodyrev A. Визначення індексу Джині з урахуванням похибок вибірових спостережень. *Сучасні інформаційні системи*. 2019. т. 3, № 2, С. 52-59.
- [147] Domicolo C., Zhang P., Mahmoud H. The degree Gini index of several classes of random trees and their poissonized counterparts an evidence for a duality theory. *arXiv preprint arXiv: 2019*.
- [148] Мокін О. Б. Уточнення характеристик процесів у вимірювальних трансформаторах струму та їх математичних моделей. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2017. № 4. С. 48-57.
- [149] Кутін В. М., Рубаненко О. Є., Мисенко С. В. Оцінювання помилок першого і другого роду при визначенні швидкості руху контактної системи елегазового вимикача. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2017. № 48. С. 110-114.
- [150] Бардик Є. І., Костерев М. В., Болотний М. П. Підвищення достовірності ідентифікації дефектів у силових трансформаторах електростанції настроюванням параметрів нечіткої моделі. *Наукові вісті НТУУ "КПІ" Енергетика та нові енергогенеруючі технології*. 2017. № 6. С. 27-37.

- [151] П.Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, Ю. В. Лук'яненко, *Основи теорії планування експерименту. Лабораторний практикум*, Вінниця, Україна, ВНТУ, 2005.
- [152] Попова І. О., Щербаков, С. В., та Сідельніков, Б. Ю., «Експлуатаційні впливи на надійність елементів конструкції силових трансформаторів в АПК», в *Актуальні проблеми сучасної енергетики: матеріали V-ї Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених*;(С. 11-14), 2020.
- [153] Хавтирко, В. В., *Дослідження дефектів в силових трансформаторах*, Doctoral dissertation, ВНТУ, 2018.
- [154] Костерев М. В, Літвінов В. В, та Кільова К. А, «Оцінка впливу зміни технічного стану обладнання електроенергетичної системи на імовірність його відмови на інтервалі часу», *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Механіко-технологічні системи та комплекси.*, т. 33, С. 85-93, 2017.
- [155] Матусевич О. О., Хворост М. В., та Малишева В. В., «Метод визначення технічного ресурсу силового трансформатора тягових підстанцій в умовах експлуатації», *Восточно-Европейский журнал передовых технологий.*, т. 87, № 3/8, С. 4-9 , 2017 doi: 10.15587/1729-4061.2017.103750.
- [156] Колесніченко А. Б, та Чепура О. В, «Оцінка станів силового трансформатора комплектної підстанції в нормальних і аварійних режимах», *Міжнародний науково-технічний журнал "Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики"*, С. 243-246, 2018.
- [157] Ключев О.В, *Конспект лекцій з дисципліни «Надійність і діагностика електрообладнання» для студентів за напрямом 6.050702 “Електромеханіка”*, Дніпродзержинськ, Україна, ДДТУ, 2013.

- [158] *COY 40.1-21677681-07: 2009 "Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації"* [Чинний від 2009-03-27], Слов'янськ: ДонОРГРЕС, 2009 112 с.
- [159] Picher, P, Tenbohlen, S., Lachman, M., Scardazzi, A та Patel, P. Current state of transformer FRA interpretation: On behalf of CIGRE WG A2. 53, *Procedia engineering*,, 2017 No 202, P. 3-12.
- [160] *ГОСТ 3484-77 Трансформаторы силовые. Методы испытаний.* 1997. 67 с.
- [161] Islam A., Gayfutdinova E., Bulatova M., Ilkevich A. The method of power transformers and autotransformers windings condition determination, *MS&E*. 2020 Vol. 791, No 1, P. 12-28.
- [162] Akbari A., Firoozi H., Borsi H., Kharezi M. Assessment of Drying Quality for Power Transformer during Manufacturing Process Using Variation of Transfer Function. in *IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*. (Kansas City, 2006) / 2006. P. 113-116.
- [163] Akbari A., Firoozi H., Karezi M. Investigations on sensitivity of frequency response analysis technique to measuring setup. *Presented at the 15th International Symposium on High Voltage Engineering*, (Ljubljana, Slovenia, 2007). / 2007. P. 1-4.
- [164] Smagulova A. Real-time Transformer Diagnosis using Voltage-Current Signal over Cloud Environment. *Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*. – *IEEE*. 2018. P. 1-7.
- [165] *IEEE Draft Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil Immersed Transformers*, IEEE PC57.149/D9.2 June 2012, 2012. P. 1-68.
- [166] Notingher P., Tanasescu G. Determination of Estimated, Consumed and Remaining Lifetimes of Paper - Oil Transformers Insulation Based on Winding Insulation Resistance. in *2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE 2018)*. / 2018, P. 1-4.

- [167] Iwanusi W., Eng P. The Art and Science of Transformer Ratio Measurement. *in 2018 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC 2018)*. / 2018. P. 390-394.
- [168] Merritt S. Y. Anomalies in Interpretation of Transformer Oil Tests for Thermally Upgraded Paper—A Case History. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2017. Vol. 53. No 1. P. 780- 784.
- [169] Алексеев, Б. А, *Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии*, Москва, Российская Федерация: НТФ Энергопрогресс, 2010. 87 с.
- [170] Матусевич, О. О., *Удосконалення методології системи технічного обслуговування і ремонту тягових підстанцій: монографія*, Дніпропетровськ, Україна, Дніпропетровський нац. ун-т залізн. трансп. ім. В. Лазаряна., 2015. 300 с.
- [171] Shintemirov, A., Tang, W. H., Wu, Q. H. Transformer winding condition assessment using frequency response analysis and evidential reasoning. *IET Electric Power Applications*. 2009. Vol. 4, P. 198-212.
- [172] Miyazaki, S., Tahir, M., & Tenbohlen, S. Detection and quantitative diagnosis of axial displacement of transformer winding by frequency response analysis. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2018. Vol. 13. No. 15, P. 3493-3500.
- [173] Дубовой В. М., Глонь О. В. *Моделювання систем керування в умовах невизначеності [Текст]: монографія*, Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ, 2004. 169 с.
- [174] Лежнюк П. Д., Комар В. О., Собчук Д. С. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії [Текст]. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Випуск 141. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України.* – Харків: ХНТУСГ. 2013. Р. 8–10.

- [175] *СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007* Норми і випробування електрообладнання. Міністерство палива та енергетики України. Київ. 2007.
- [176] Гарбачук В., Деякі принципові проблеми теорії інформації на шляху до штучного інтелекту. *Штучний інтелект*. 2008. № 3, С. 28-35.
- [177] Dai J., Xu Q. Attribute selection based on information gain ratio in fuzzy rough set theory with application to tumor classification. *Applied Soft Computing*. 2013. Vol. 13. No 1. No. 211-221.
- [178] Subrata A. C. Maximum Power Point Tracking in PV Arrays with High Gain DC-DC Boost Converter. *6th International Conference on Electrical Engineering, Computer Science and Informatics (EECSI)*. – IEEE. 2019. P. 358-362.
- [179] Furman E., Kye Y., Su J. Computing the Gini index: A note. *Economics Letter*. 2019. Vol. 185, P. 108-113.
- [180] Л. М. Добровська, *Основи програмування: методичні вказівки до виконання комп'ютерних практикумів на PYTHON з навчальної дисципліни «Основи програмування» для студентів спеціальності 122 «Комп'ютерні науки» зі спеціалізації «Інформаційні технології в біології та медицині»*, Київ, Україна: НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського». 2017. 254 с.

Додаток А

Акти впровадження результатів дисертації



ЗАТВЕРДЖУЮ:

Ректор Вінницького
національного технічного університету

д.т.н., проф. Грабко В. В.

“ 11 ” 03 2020 р.

А К Т

впровадження результатів дисертаційної роботи

Гришук Максим Олександрович

на тему “Методи та засоби діагностування силових трансформаторів розподільних
електричних мереж з фотоелектричними станціями”
у навчальний процес

Члени комісії у складі декана факультету електроенергетики та електромеханіки, професора Леонтьєва В.О., заступника директора з навчально-методичної роботи, доцента Бурикін О.Б., завідувача кафедри «Електричні станції та системи», професора Лежнюка П.Д. склали цей акт про те, що у Вінницькому національному технічному університеті для виконання курсових та дипломних робіт для студентів спеціальностей 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», а також для вивчення дисципліни «Комп’ютерні системи діагностики електрообладнання», впроваджено такі результати, розроблені Гришуком М. О.:

- алгоритми визначення технічного стану СТ, під час обстеження СТ 6-35 кВ в умовах експлуатації.
- метод визначення оптимальної кількості випробувань, який шляхом врахування похибок FRAnalyzer та використання D-оптимальних планів дозволяє зменшити помилки першого та другого роду під час визначення технічного стану СТ, що знаходяться в експлуатації та пошкоджуються на ФЕС.
- метод визначення оптимальної послідовності випробувань СТ в залежності від результатів огляду СТ ФЕС, оперативним персоналом.
- метод визначення дефектів СТ шляхом порівняння АЧХ, який за рахунок контролю додаткових діагностичних параметрів дозволяє підтвердити, або спростувати дефект прогнозований за результатами контролю АЧХ.

Декан ФЕЕЕМ

Заступник декана ФЕЕЕМ

Завідувач кафедри ЕСС

Леонтьєв В.О.

Бурикін О.Б.

Лежнюк П.Д.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор технічний
АТ «Вінницяобленерго»,В.І. Степанець
_____ 2020 р.

АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ № _____ результатів науково-дослідної роботи

Цим актом підтверджується, що результати дисертаційної роботи
«Методи та засоби діагностування силових трансформаторів розподільних
електричних мереж з фотоелектричними станціями»,
(найменування роботи)

що виконана Грищуком М.О.,

впроваджені у 2019 р.

термін впровадження (рік)

у АТ «Вінницяобленерго»

(найменування підприємства, організації, установи тощо, де здійснюється впровадження)

1. Вид впровадженої продукції результати аналізу пошкоджень силових трансформаторів на фотоелектричних станціях. Результати досліджень методів визначення технічного стану силових трансформаторів 10-35 кВ
(техніка, технологія, матеріал, методи, теорії і інше)

2. Характеристика масштабу впровадження одиничне

(одиничне, дрібносерійне, серійне, інше)

3. Новизна результатів науково-дослідної роботи
метод визначення кількості випробувань, який шляхом врахування похибок FRAnalyzer та використання D-оптимальних планів, дозволяє зменшити помилки першого та другого роду під час визначення технічного стану силових трансформаторів. Методи виявлення дефектів обмоток та магнітопроводу силових трансформаторів на ранній стадії їх розвитку.

(важливі показники, які характеризують рівень отриманого наукового результату; переваги над аналогами)

4. Річний економічний ефект Прямий ефект не може бути визначений.

5. Соціальний ефект очікується у зменшенні перерв у електропостачанні, викликаних пошкодженням силових трансформаторів 10 – 35 кВ.

(охорона навколишнього середовища; поліпшення й оздоровлення умов праці, удосконалення структури керування)

Начальник служби діагностики ізоляції і
захисту від перенапруг, АТ ВОЕ:

С.О. Плахотнюк



ТОВ «Українські технологічні продукти»

21022, м. Вінниця, пров. Станіславського, 16
 п/р UA523026890000026002279700002
 ВФ АТ КБ «ПриватБанк» м. Вінниця
 Тел.. (0432) 53-97-77
ЄДРПОУ 25498828
 e-mail: utpv@ukr.net
<https://utpv.vn.ua/>
 Вих. № _____ від _____

Акт впровадження результатів науково-дослідної роботи

Комісія у складі: заступника директора Підгорець С. В., начальника технічного відділу Зеленюка О. А., начальника проектного відділу АСКОВЕ Лободи О. В. розглянула результати дисертаційної роботи «Методи та засоби діагностування силових трансформаторів розподільних електричних мереж з фотоелектричними станціями», що виконана Грищуком М. О. та затвердила наступне:

-отримані в дисертаційній роботі результати мають переваги над існуючими методами аналізу пошкоджень силових трансформаторів

-станом на 2020 р. вдосконалені методи виявлення дефектів обмоток та магнітопроводу силових трансформаторів на ранній стадії їх розвитку

-отриманий розвиток методу визначення оптимальної послідовності випробувань силового трансформатора в залежності від зміни результатів його огляду, оперативним персоналом, що дозволить сформувати алгоритм проведення діагностування з меншими затратами на його виконання.

На основі, вищенаведеного комісія вбачає доцільність введення результатів досліджень описаних в дисертаційній роботі, що виконана Грищуком М. О., в експлуатацію.

Заступник директора  Підгорець С. В.

Начальник технічного відділу  Зеленюк О. А.

Начальник проектного відділу АСКОВЕ  Лобода О. В.

Затверджую
 Директор ТОВ Українські технологічні продукти  Шило Ю. Л.

«05» « 05 » 20__ р.

Відокремлений підрозділ
«Південно-Західна електроенергетична система»
приватного акціонерного товариства
«Національна енергетична компанія «Укренерго»

Затверджую
в. о. директора технічного
Південно-Західної
електроенергетичної системи

Гуменюк О. І.

«26» жовтня 2020 р.

Акт впровадження результатів науково-дослідної роботи

Цим актом підтверджується, що результати дисертаційної роботи «Методи та засоби діагностування силових трансформаторів розподільних електричних мереж з фотоелектричними станціями», що виконана Грищуком М.О. впроваджені у 2019 р. у експлуатацію в Департаменті електричних підстанцій Південно-Західної електроенергетичної системи

Вид впровадженої продукції: результати аналізу пошкоджень силових трансформаторів. Результати досліджень методів визначення технічного стану силових трансформаторів.

Характеристика масштабу впровадження: одиничне

Новизна результатів науково-дослідної роботи:

метод визначення кількості випробувань, який шляхом врахування похибок FRAnalyzer та використання D-оптимальних планів, дозволяє зменшити помилки першого та другого роду під час визначення технічного стану силових трансформаторів.

методи виявлення дефектів обмоток та магнітопроводу силових трансформаторів на ранній стадії їх розвитку.

Річний економічний ефект: прямий ефект не може бути визначений.

Соціальний ефект: очікується у зменшенні показників SAIDI та SAIFI підприємства.

Начальник відділу діагностики
Південно-Західної електроенергетичної системи, к.т.н.

 Лабзун М. П.

Додаток Б

Визначення контрольних меж АЧХ, під час пошуку дефекту СТ

Пропонуємо обґрунтовувати межі інформативного діапазону частот АЧХ СТ для виявлення дефекту зсуву витків обмотки СТ шляхом аналізу АЧХ однотипних трансформаторів з використанням методу контрольних меж. З метою визначення найбільш інформативних меж частот у яких виявляються зсуви обмоток за допомогою FRAnalyzer, здійснено аналіз попередньо отриманих АЧХ із завідомо відомими дефектами, що були надані службою діагностування підприємств на яких вони експлуатувались.

Після аналізу відібрано криві в яких спостерігались відхилення більш як на 5%, та визначено максимальне та мінімальне значення частоти тестового сигналу, при яких воно спостерігалось. Кожну досліджувану характеристику було отримано емпіричним шляхом, при цьому з метою зменшення ймовірностей виникнення помилок першого та другого роду вимірювання проводились 5 разів.

Як вимірювальний прилад використовуємо FRAnalyzer виробництва фірми Omicron. Запишемо до таблиці Б.1 вихідні дані для розрахунку.

Варто зазначити, що в деяких випадках відхилення АЧХ спостерігались на певному проміжку частоти від початкової точки відліку АЧХ до зазначеної у табл. В1 межі, і навпаки від точки спостереження початку відхилення до кінця кривої АЧХ. Тому з цього випливає, що в деяких випадках проміжок на якому проявляється дефект, буде з одним граничним значенням.

Розрахунок будемо проводити за таким алгоритмом:

Отримані АЧХ аналізуємо на предмет відхилення від узагальненої кривої.

Записуємо верхню та нижню контрольну межу для кожного вимірювання та для кожного СТ.

Знаходимо суму результатів вимірювань у кожній спробі Б.1:

$$Sum = \sum_{i=1}^n f_i, \quad \text{Б.1}$$

де f – межа частоти, на якій виявлено відхилення n – кількість вимірювань

Знаходимо середнє значення результатів вимірювань Б.2:

$$f_s = \frac{\sum_{i=1}^n f_i}{n}. \quad \text{Б.2}$$

З результатів вимірювань вибираємо максимальні $f_{\text{макс.}}$ та мінімальні $f_{\text{мін}}$ значення частоти.

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірювань Б.3:

$$R = f_{\text{макс.}} - f_{\text{мін.}} \quad \text{Б.3}$$

Порахуємо оцінки (для кількості вимірювань СТ – n , при m – досліджуваних СТ, та для загальної кількості перевірених деталей $n_0 = n \cdot m$) Б.4 та Б.5:

$$f_0 = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m f_{s_i}, \quad \text{Б.4}$$

$$R_0 = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m R_i. \quad \text{Б.5}$$

Знаходимо середньоквадратичне відхилення σ Б.6:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (f_i - f_s)^2}. \quad \text{Б.6}$$

Порахуємо верхню контрольну та нижню контрольну межі

$$F_{max/min} = f_0 \pm U_{\left(\frac{1+p_1}{2}\right)} \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0}}. \quad \text{Б.7}$$

Де $U_{\left(\frac{1+p_1}{2}\right)}$ – коефіцієнт вирівнювання, що дорівнює 3,0027, з урахуванням умови, що рівень значимості $\alpha_1=0,0027$, а довірна імовірність $p_1=1-\alpha_1=1-0,0027=0,9973$.

Нижче представимо проведені розрахунки:

	1	10134	10034	9975	10150	10005							
	2	9977	9920	10145	10064	10131							
	3	10154	10037	9969	9987	9966							
	4	9888	10081	9896	10066	10156							
	5	9898	10082	9893	9984	10136							
	6	9841	10108	9851	9951	10165							

ORIGIN := 1

Дослідження дефекту "Деформація в межах основної обмотки"



Мінімальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_1} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти, Гц					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	6
1	20010	20036	19895	20064	19927	20109
2	20006	20043	20058	19880	20111	19909
3	19969	19867	20001	19930	20034	19869
4	19971	20089	19925	20066	20083	19991
5	20039	19883	20133	20083	19896	19919

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_1 := \text{rows}(f_{n_1}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_1 := \text{cols}(f_{n_1}) = 6$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \left| \begin{array}{l} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_1}^{(j)} \right) \\ \text{return Sum} \end{array} \right. \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 9.999 \times 10^4 \\ 9.992 \times 10^4 \\ 1 \times 10^5 \\ 1 \times 10^5 \\ 1.001 \times 10^5 \\ 9.98 \times 10^4 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$fs := \left\{ \begin{array}{l} fs \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad fs_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_i}{n_1} \\ \text{return } fs \end{array} \right. \quad fs = \begin{pmatrix} 2 \times 10^4 \\ 1.998 \times 10^4 \\ 2 \times 10^4 \\ 2 \times 10^4 \\ 2.001 \times 10^4 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$F1_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 2.004 \times 10^4$$

$$F2_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 2.009 \times 10^4$$

$$F3_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 2.013 \times 10^4$$

$$F4_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 2.008 \times 10^4$$

$$F5_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 2.011 \times 10^4$$

$$F6_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 2.011 \times 10^4$$

$$F1_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 1.997 \times 10^4$$

$$F2_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 1.987 \times 10^4$$

$$F3_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 1.989 \times 10^4$$

$$F4_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 1.988 \times 10^4$$

$$F5_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 1.99 \times 10^4$$

$$F6_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 1.987 \times 10^4$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$R1 := F1_max - F1_min = 70 \quad R4 := F4_max - F4_min = 203$$

$$R2 := F2_max - F2_min = 222 \quad R5 := F5_max - F5_min = 215$$

$$R3 := F3_max - F3_min = 238 \quad R6 := F6_max - F6_min = 240$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5, R6)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості вимірюваних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$n_0 := n_1 \cdot m_1 = 30 \quad f_0 := \frac{1}{n_1} \cdot \sum_{i=1}^{n_1} fs_i = 2 \times 10^4 \quad R_0 := \frac{1}{m_1} \cdot \sum_{i=1}^{m_1} R_{g_i} = 198$$

$$f_{n_1sum} := \left| \begin{array}{l} f_{n_1sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \qquad f_{n_1sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_1k,g} \right) \\ \text{return } f_{n_1sum} \end{array} \right. \quad f_{n_1sum} = 5.998 \times 10^5$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\sigma := \left| \begin{array}{l} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \qquad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i \left(f_{n_1i,j} - fs_i \right) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{array} \right. \quad \sigma = 37.659$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$U := 3.0027$$

Розраховуємо нижню контрольну межу

$$F_{\min} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 19978.962$$

Максимальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_2} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти, Гц					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	6
1	400334	401208	400239	400445	401110	400471
2	399911	400763	400707	400401	400687	400038
3	401229	401051	401182	400665	400492	400560
4	400493	400225	400074	400101	401182	401116
5	399866	400976	401007	400268	400623	400208

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_2 := \text{rows}(f_{n_2}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_2 := \text{cols}(f_{n_2}) = 6$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \left| \begin{array}{l} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_2}^{(j)} \right) \\ \text{return Sum} \end{array} \right. \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 2.002 \times 10^6 \\ 2.004 \times 10^6 \\ 2.003 \times 10^6 \\ 2.002 \times 10^6 \\ 2.004 \times 10^6 \\ 2.002 \times 10^6 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$\text{fs} := \left| \begin{array}{l} \text{fs} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \quad \quad \text{fs}_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_i}{n_2} \\ \text{return fs} \end{array} \right. \quad \text{fs} = \begin{pmatrix} 4.004 \times 10^5 \\ 4.008 \times 10^5 \\ 4.006 \times 10^5 \\ 4.004 \times 10^5 \\ 4.008 \times 10^5 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$\underline{F1_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 1, 1)) = 4.012 \times 10^5$$

$$\underline{F2_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 2, 2)) = 4.012 \times 10^5$$

$$\underline{F3_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 3, 3)) = 4.012 \times 10^5$$

$$\underline{F4_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 4, 4)) = 4.007 \times 10^5$$

$$\underline{F5_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 5, 5)) = 4.012 \times 10^5$$

$$\underline{F6_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 6, 6)) = 4.011 \times 10^5$$

$$\underline{F1_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 1, 1)) = 3.999 \times 10^5$$

$$\underline{F2_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 2, 2)) = 4.002 \times 10^5$$

$$\underline{F3_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 3, 3)) = 4.001 \times 10^5$$

$$\underline{F4_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 4, 4)) = 4.001 \times 10^5$$

$$\underline{F5_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 5, 5)) = 4.005 \times 10^5$$

$$\underline{F6_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 6, 6)) = 4 \times 10^5$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$\underline{R1} := F1_max - F1_min = 1.363 \times 10^3 \quad \underline{R4} := F4_max - F4_min = 564$$

$$\underline{R2} := F2_max - F2_min = 983 \quad \underline{R5} := F5_max - F5_min = 690$$

$$\underline{R3} := F3_max - F3_min = 1.108 \times 10^3 \quad \underline{R6} := F6_max - F6_min = 1.078 \times 10^3$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5, R6)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості виміряних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$\underline{n_0} := n_2 \cdot m_2 = 30$$

$$\underline{f_0} := \frac{1}{n_2} \cdot \sum_{i=1}^{n_2} fs_i = 4.006 \times 10^5$$

$$\underline{R_0} := \frac{1}{m_2} \cdot \sum_{i=1}^{m_2} R_{g_i} = 964.333$$

$$f_{n_2sum} := \left| \begin{array}{l} f_{n_2sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \qquad f_{n_2sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_2k,g} \right) \\ \text{return } f_{n_2sum} \end{array} \right. \quad f_{n_2sum} = 1.202 \times 10^7$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\underline{\sigma} := \left| \begin{array}{l} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \qquad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i \left(f_{n_2i,j} - fs_i \right) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{array} \right. \quad \sigma = 121.593$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$\underline{U} := 3.0027$$

Розраховуємо верхню контрольну межу

$$F_{\max} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 400541.761$$

ORIGIN := 1

Дослідження дефекту "Зсув основної обмотки"



Мінімальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_1} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти, Гц					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	
1	400939	400091	401136	400800	399943	
2	400614	400495	400125	399870	400800	
3	401075	400126	400120	400832	399792	
4	400477	400413	400361	400409	401198	
5	399892	401224	400144	399917	399753	

Отже кожен трансформатор досліджувався

$n_1 := \text{rows}(f_{n_1}) = 5$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$m_1 := \text{cols}(f_{n_1}) = 5$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

Sum :=

Sum ← 0 for j ∈ 1..m ₁ for i ∈ 1..n ₁ Sum _j ← $\left(\sum f_{n_1}^{(j)} \right)$ return Sum	Sum = $\begin{pmatrix} 2.003 \times 10^6 \\ 2.002 \times 10^6 \\ 2.002 \times 10^6 \\ 2.002 \times 10^6 \\ 2.001 \times 10^6 \end{pmatrix}$
--	---

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$fs := \begin{cases} fs \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad fs_i \leftarrow \frac{Sum_i}{n_1} \\ \text{return } fs \end{cases} \quad fs = \begin{pmatrix} 4.006 \times 10^5 \\ 4.005 \times 10^5 \\ 4.004 \times 10^5 \\ 4.004 \times 10^5 \\ 4.003 \times 10^5 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$F1_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 4.011 \times 10^5$$

$$F2_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 4.012 \times 10^5$$

$$F3_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 4.011 \times 10^5$$

$$F4_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 4.008 \times 10^5$$

$$F5_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 4.012 \times 10^5$$

$$F1_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 3.999 \times 10^5$$

$$F2_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 4.001 \times 10^5$$

$$F3_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 4.001 \times 10^5$$

$$F4_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 3.999 \times 10^5$$

$$F5_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 3.998 \times 10^5$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$R1 := F1_max - F1_min = 1.183 \times 10^3$$

$$R4 := F4_max - F4_min = 962$$

$$R2 := F2_max - F2_min = 1.133 \times 10^3$$

$$R5 := F5_max - F5_min = 1.445 \times 10^3$$

$$R3 := F3_max - F3_min = 1.016 \times 10^3$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості вимірних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$n_0 := n_1 \cdot m_1 = 25 \qquad f_0 := \frac{1}{n_1} \cdot \sum_{i=1}^{n_1} fs_i = 4.004 \times 10^5$$

$$f_{n_1sum} := \left| \begin{array}{l} f_{n_1sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \qquad f_{n_1sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_1k,g} \right) \\ \text{return } f_{n_1sum} \end{array} \right. \qquad R_0 := \frac{1}{m_1} \cdot \sum_{i=1}^{m_1} R_{g_i} = 1.148 \times 10^3$$

$$f_{n_1sum} = 1.001 \times 10^7$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\sigma := \left| \begin{array}{l} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \qquad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i \left(f_{n_1i,j} - fs_i \right) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{array} \right. \qquad \sigma = 127.21$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$U := 3.0027$$

Розраховуємо нижню контрольну межу

$$F_{\min} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 400343.87$$

Максимальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_2} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти, Гц					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	
1	999176	999655	1000637	1000109	1001030	
2	1001343	1000925	998977	999787	999952	
3	1000891	998869	999211	1000110	1000018	
4	1000567	998670	998661	1000731	999790	
5	1000080	1000993	1000882	998535	1000545	

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_2 := \text{rows}(f_{n_2}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_2 := \text{cols}(f_{n_2}) = 5$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \left| \begin{array}{l} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_2}^{(j)} \right) \\ \text{return Sum} \end{array} \right. \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 5.002 \times 10^6 \\ 4.999 \times 10^6 \\ 4.998 \times 10^6 \\ 4.999 \times 10^6 \\ 5.001 \times 10^6 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$\text{fs} := \left| \begin{array}{l} \text{fs} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \quad \quad \text{fs}_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_i}{n_2} \\ \text{return fs} \end{array} \right. \quad \text{fs} = \begin{pmatrix} 1 \times 10^6 \\ 9.998 \times 10^5 \\ 9.997 \times 10^5 \\ 9.999 \times 10^5 \\ 1 \times 10^6 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$F1_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 1, 1)) = 1.001 \times 10^6$$

$$F2_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 2, 2)) = 1.001 \times 10^6$$

$$F3_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 3, 3)) = 1.001 \times 10^6$$

$$F4_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 4, 4)) = 1.001 \times 10^6$$

$$F5_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 5, 5)) = 1.001 \times 10^6$$

$$F1_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 1, 1)) = 9.992 \times 10^5$$

$$F2_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 2, 2)) = 9.987 \times 10^5$$

$$F3_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 3, 3)) = 9.987 \times 10^5$$

$$F4_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 4, 4)) = 9.985 \times 10^5$$

$$F5_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 5, 5)) = 9.998 \times 10^5$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$R1 := F1_max - F1_min = 2.167 \times 10^3$$

$$R4 := F4_max - F4_min = 2.196 \times 10^3$$

$$R2 := F2_max - F2_min = 2.323 \times 10^3$$

$$R5 := F5_max - F5_min = 1.24 \times 10^3$$

$$R3 := F3_max - F3_min = 2.221 \times 10^3$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості вимірюваних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$n_0 := n_2 \cdot m_2 = 25$$

$$f_0 := \frac{1}{n_2} \cdot \sum_{i=1}^{n_2} f_{si} = 1 \times 10^6$$

$$R_0 := \frac{1}{m_2} \cdot \sum_{i=1}^{m_2} R_{gi} = 2.029 \times 10^3$$

$$f_{n_2sum} := \left| \begin{array}{l} f_{n_2sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \qquad f_{n_2sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_2_{k,g}} \right) \\ \text{return } f_{n_2sum} \end{array} \right. \quad f_{n_2sum} = 2.5 \times 10^7$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\sigma := \left| \begin{array}{l} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \qquad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i (f_{n_2_{i,j}} - fs_i) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{array} \right. \quad \sigma = 266.627$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$U := 3.0027$$

Розраховуємо верхню контрольну
межу

$$F_{\max} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 999842.338$$


ORIGIN := 1

Дослідження дефекту "Зміщення витків між обмотками та кріпленням"



Мінімальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_1} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти, Гц					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	6
1	2008	2051	2013	2092	2094	2115
2	2103	1990	2133	1990	2005	1985
3	2134	2099	1994	1987	1917	1862
4	2096	2085	2005	2082	2036	2024
5	1999	2127	2125	2104	2167	2198

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_1 := \text{rows}(f_{n_1}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_1 := \text{cols}(f_{n_1}) = 6$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \begin{array}{l} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_1}^{(j)} \right) \\ \text{return Sum} \end{array} \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 1.034 \times 10^4 \\ 1.035 \times 10^4 \\ 1.027 \times 10^4 \\ 1.026 \times 10^4 \\ 1.022 \times 10^4 \\ 1.018 \times 10^4 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$\begin{array}{l}
 \text{fs} := \left| \begin{array}{l}
 \text{fs} \leftarrow 0 \\
 \text{for } j \in 1..m_1 \\
 \quad \text{for } i \in 1..n_1 - 1 \\
 \quad \quad \text{fs}_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_i}{n_1} \\
 \text{return fs}
 \end{array} \right. \quad \text{fs} = \begin{pmatrix} 2.068 \times 10^3 \\ 2.07 \times 10^3 \\ 2.054 \times 10^3 \\ 2.051 \times 10^3 \end{pmatrix}
 \end{array}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$F1_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 2.134 \times 10^3$$

$$F2_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 2.127 \times 10^3$$

$$F3_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 2.133 \times 10^3$$

$$F4_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 2.104 \times 10^3$$

$$F5_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 2.167 \times 10^3$$

$$F6_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 2.198 \times 10^3$$

$$F1_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 1.999 \times 10^3$$

$$F2_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 1.99 \times 10^3$$

$$F3_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 1.994 \times 10^3$$

$$F4_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 1.987 \times 10^3$$

$$F5_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 1.917 \times 10^3$$

$$F6_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 1.862 \times 10^3$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$R1 := F1_max - F1_min = 135$$

$$R4 := F4_max - F4_min = 117$$

$$R2 := F2_max - F2_min = 137$$

$$R5 := F5_max - F5_min = 250$$

$$R3 := F3_max - F3_min = 139$$

$$R6 := F6_max - F6_min = 336$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5, R6)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості вимірних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$n_0 := n_1 \cdot m_1 = 30$$

$$f_0 := \frac{1}{n_1} \cdot \sum_{i=1}^{n_1-1} fs_i = 1.649 \times 10^3$$

$$f_{n_1sum} := \left| \begin{array}{l} f_{n_1sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad f_{n_1sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_1k,g} \right) \\ \text{return } f_{n_1sum} \end{array} \right| \quad R_0 := \frac{1}{m_1} \cdot \sum_{i=1}^{m_1} R_{g_i} = 185.667$$

$$f_{n_1sum} = 6.162 \times 10^4$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\sigma := \left| \begin{array}{l} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 - 1 \\ \quad \quad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i \left(f_{n_1i,j} - fs_i \right) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{array} \right| \quad \sigma = 47.798$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$U := 3.0027$$

Розраховуємо нижню контрольну межу

$$F_{\min} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 1622.028$$

Максимальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_2} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти, Гц					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	6
1	19963	20112	20036	19855	19891	19851
2	19991	20000	19888	19939	19887	19860
3	19992	20055	19944	20098	20074	20094
4	20064	19875	19827	19982	19863	19834
5	19893	19843	20077	19856	19948	19960

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_2 := \text{rows}(f_{n_2}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_2 := \text{cols}(f_{n_2}) = 6$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з виміряних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \left| \begin{array}{l} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_2}^{(j)} \right) \\ \text{return Sum} \end{array} \right. \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 9.99 \times 10^4 \\ 9.989 \times 10^4 \\ 9.977 \times 10^4 \\ 9.973 \times 10^4 \\ 9.966 \times 10^4 \\ 9.96 \times 10^4 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$\text{fs} := \left| \begin{array}{l} \text{fs} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \quad \quad \text{fs}_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_i}{n_2} \\ \text{return fs} \end{array} \right. \quad \text{fs} = \begin{pmatrix} 1.998 \times 10^4 \\ 1.998 \times 10^4 \\ 1.995 \times 10^4 \\ 1.995 \times 10^4 \\ 1.993 \times 10^4 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$\underline{F1_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 1, 1)) = 2.006 \times 10^4$$

$$\underline{F2_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 2, 2)) = 2.011 \times 10^4$$

$$\underline{F3_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 3, 3)) = 2.008 \times 10^4$$

$$\underline{F4_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 4, 4)) = 2.01 \times 10^4$$

$$\underline{F5_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 5, 5)) = 2.007 \times 10^4$$

$$\underline{F6_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 6, 6)) = 2.009 \times 10^4$$

$$\underline{F1_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 1, 1)) = 1.989 \times 10^4$$

$$\underline{F2_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 2, 2)) = 1.984 \times 10^4$$

$$\underline{F3_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 3, 3)) = 1.983 \times 10^4$$

$$\underline{F4_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 4, 4)) = 1.986 \times 10^4$$

$$\underline{F5_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 5, 5)) = 1.986 \times 10^4$$

$$\underline{F6_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 6, 6)) = 1.983 \times 10^4$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$\underline{R1} := F1_max - F1_min = 171$$

$$\underline{R4} := F4_max - F4_min = 243$$

$$\underline{R2} := F2_max - F2_min = 269$$

$$\underline{R3} := F3_max - F3_min = 250$$

$$\underline{R5} := F5_max - F5_min = 211$$

$$\underline{R6} := F6_max - F6_min = 260$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5, R6)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості вимірюваних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$\underline{n_0} := n_2 \cdot m_2 = 30$$

$$\underline{f_0} := \frac{1}{n_2} \cdot \sum_{i=1}^{n_2} f_{s_i} = 1.996 \times \underline{R_0} := \frac{1}{m_2} \cdot \sum_{i=1}^{m_2} R_{g_i} = 234$$

$$f_{n_2sum} := \left| \begin{array}{l} f_{n_2sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \qquad f_{n_2sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_2_{k,g}} \right) \\ \text{return } f_{n_2sum} \end{array} \right. \quad f_{n_2sum} = 5.986 \times 10^5$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\underline{\sigma} := \left| \begin{array}{l} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \qquad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0-1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i \left(f_{n_2_{i,j}} - fs_i \right) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{array} \right. \quad \sigma = 35.579$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$\underline{U} := 3.0027$$

Розраховуємо верхню контрольну межу

$$F_{\max} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0-1}} = 19938.281$$



ORIGIN := 1

Дослідження дефекту "Осьове зміщення витків"



Мінімальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_1} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	6
1	400016	399944	401170	400292	399902	400595
2	398638	400854	401020	399677	399433	400227
3	400581	400482	400607	401110	399103	400865
4	399288	399726	398988	398990	401152	400212
5	400313	398996	398816	400002	399903	400104

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_1 := \text{rows}(f_{n_1}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_1 := \text{cols}(f_{n_1}) = 8$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \begin{array}{l} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_1}^{(j)} \right) \\ \text{return Sum} \end{array} \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 1.999 \times 10^6 \\ 2 \times 10^6 \\ 2.001 \times 10^6 \\ 2 \times 10^6 \\ 1.999 \times 10^6 \\ 2.002 \times 10^6 \\ 2.001 \times 10^6 \\ 2.002 \times 10^6 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$fs := \begin{cases} fs \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad fs_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_i}{n_1} \\ \text{return } fs \end{cases} \quad fs = \begin{pmatrix} 3.998 \times 10^5 \\ 4 \times 10^5 \\ 4.001 \times 10^5 \\ 4 \times 10^5 \\ 3.999 \times 10^5 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$F1_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 4.006 \times 10^5$$

$$F2_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 4.009 \times 10^5$$

$$F3_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 4.012 \times 10^5$$

$$F4_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 4.011 \times 10^5$$

$$F5_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 4.012 \times 10^5$$

$$F6_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 4.009 \times 10^5$$

$$F7_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 7, 7)) = 4.01 \times 10^5$$

$$F8_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 8, 8)) = 4.01 \times 10^5$$

$$F1_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 3.986 \times 10^5$$

$$F2_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 3.99 \times 10^5$$

$$F3_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 3.988 \times 10^5$$

$$F4_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 3.99 \times 10^5$$

$$F5_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 3.991 \times 10^5$$

$$F6_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 4.001 \times 10^5$$

$$F7_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 7, 7)) = 3.994 \times 10^5$$

$$F8_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 8, 8)) = 3.993 \times 10^5$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$R1 := F1_max - F1_min = 1.943 \times 10^3 \quad R4 := F4_max - F4_min = 2.12 \times 10^3$$

$$R2 := F2_max - F2_min = 1.858 \times 10^3 \quad R5 := F5_max - F5_min = 2.049 \times 10^3$$

$$R3 := F3_max - F3_min = 2.354 \times 10^3 \quad R6 := F6_max - F6_min = 761$$

$$R7 := F7_max - F7_min = 1.587 \times 10^3 \quad R8 := F8_max - F8_min = 1.732 \times 10^3$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5, R6, R7, R8)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості виміряних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$n_0 := n_1 \cdot m_1 = 40 \quad f_0 := \frac{1}{n_1} \cdot \sum_{i=1}^{n_1} fs_i = 4 \times 10^5 \quad R_0 := \frac{1}{m_1} \cdot \sum_{i=1}^{m_1} R_{g_i} = 1.8 \times 10^3$$

$$f_{n_1sum} := \left| \begin{array}{l} f_{n_1sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \qquad f_{n_1sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_1k,g} \right) \\ \text{return } f_{n_1sum} \end{array} \right. \quad f_{n_1sum} = 1.6 \times 10^7$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\sigma := \left| \begin{array}{l} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \qquad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i \left(f_{n_1i,j} - fs_i \right) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{array} \right. \quad \sigma = 290.056$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$U := 3.0027$$

Розраховуємо нижню контрольну межу

$$F_{min} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 399820.656$$



ORIGIN := 1

Дослідження дефекту "Зміна проміжку між обмотками"



Мінімальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_1} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти, Гц					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	6
1	99711	100911	99844	99678	99800	100240
2	101146	98896	100065	100313	101157	99279
3	98639	100877	99414	98892	98671	99160
4	99887	99584	101857	99513	101853	101219
5	99459	98911	100810	101093	100020	100977

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_1 := \text{rows}(f_{n_1}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_1 := \text{cols}(f_{n_1}) = 6$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \left| \begin{array}{l} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_1}^{\langle j \rangle} \right) \\ \text{return Sum} \end{array} \right. \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 4.988 \times 10^5 \\ 4.992 \times 10^5 \\ 5.02 \times 10^5 \\ 4.995 \times 10^5 \\ 5.015 \times 10^5 \\ 5.009 \times 10^5 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$fs := \begin{cases} fs \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad fs_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_i}{n_1} \\ \text{return } fs \end{cases} \quad fs = \begin{pmatrix} 9.977 \times 10^4 \\ 9.984 \times 10^4 \\ 1.004 \times 10^5 \\ 9.99 \times 10^4 \\ 1.003 \times 10^5 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$F1_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 1.011 \times 10^5$$

$$F2_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 1.009 \times 10^5$$

$$F3_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 1.019 \times 10^5$$

$$F4_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 1.011 \times 10^5$$

$$F5_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 1.019 \times 10^5$$

$$F6_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 1.012 \times 10^5$$

$$F1_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 9.864 \times 10^4$$

$$F2_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 9.89 \times 10^4$$

$$F3_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 9.941 \times 10^4$$

$$F4_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 9.889 \times 10^4$$

$$F5_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 9.867 \times 10^4$$

$$F6_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 9.916 \times 10^4$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$R1 := F1_max - F1_min = 2.507 \times 10^3 \quad R4 := F4_max - F4_min = 2.201 \times 10^3$$

$$R2 := F2_max - F2_min = 2.015 \times 10^3 \quad R5 := F5_max - F5_min = 3.182 \times 10^3$$

$$R3 := F3_max - F3_min = 2.443 \times 10^3 \quad R6 := F6_max - F6_min = 2.059 \times 10^3$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5, R6)$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$fs := \left| \begin{array}{l} fs \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad fs_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_i}{n_1} \\ \text{return } fs \end{array} \right. \quad fs = \begin{pmatrix} 9.977 \times 10^4 \\ 9.984 \times 10^4 \\ 1.004 \times 10^5 \\ 9.99 \times 10^4 \\ 1.003 \times 10^5 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$F1_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 1.011 \times 10^5$$

$$F2_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 1.009 \times 10^5$$

$$F3_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 1.019 \times 10^5$$

$$F4_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 1.011 \times 10^5$$

$$F5_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 1.019 \times 10^5$$

$$F6_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 1.012 \times 10^5$$

$$F1_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 9.864 \times 10^4$$

$$F2_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 9.89 \times 10^4$$

$$F3_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 9.941 \times 10^4$$

$$F4_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 9.889 \times 10^4$$

$$F5_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 9.867 \times 10^4$$

$$F6_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 9.916 \times 10^4$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$R1 := F1_max - F1_min = 2.507 \times 10^3 \quad R4 := F4_max - F4_min = 2.201 \times 10^3$$

$$R2 := F2_max - F2_min = 2.015 \times 10^3 \quad R5 := F5_max - F5_min = 3.182 \times 10^3$$

$$R3 := F3_max - F3_min = 2.443 \times 10^3 \quad R6 := F6_max - F6_min = 2.059 \times 10^3$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5, R6)$$

ORIGIN := 1

Дослідження дефекту "Радіальне зміщення витків 1"



Мінімальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_1} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти, Гц					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	6
1	48710	50783	50135	51152	51429	51738
2	48576	50906	51876	48553	50850	51022
3	49467	51634	51263	51114	50996	49570
4	51546	49783	50056	50415	51031	51726
5	50865	51166	50867	49103	51254	50375

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_1 := \text{rows}(f_{n_1}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_1 := \text{cols}(f_{n_1}) = 6$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \left| \begin{array}{l} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_1}^{(j)} \right) \\ \text{return Sum} \end{array} \right. \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 2.492 \times 10^5 \\ 2.543 \times 10^5 \\ 2.542 \times 10^5 \\ 2.503 \times 10^5 \\ 2.556 \times 10^5 \\ 2.544 \times 10^5 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$fs := \left| \begin{array}{l} fs \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad fs_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_i}{n_1} \\ \text{return } fs \end{array} \right. \quad fs = \begin{pmatrix} 4.983 \times 10^4 \\ 5.085 \times 10^4 \\ 5.084 \times 10^4 \\ 5.007 \times 10^4 \\ 5.111 \times 10^4 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$F1_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 5.155 \times 10^4$$

$$F2_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 5.163 \times 10^4$$

$$F3_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 5.188 \times 10^4$$

$$F4_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 5.115 \times 10^4$$

$$F5_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 5.143 \times 10^4$$

$$F6_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 5.174 \times 10^4$$

$$F1_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 4.858 \times 10^4$$

$$F2_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 4.978 \times 10^4$$

$$F3_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 5.006 \times 10^4$$

$$F4_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 4.855 \times 10^4$$

$$F5_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 5.085 \times 10^4$$

$$F6_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 4.957 \times 10^4$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$R1 := F1_max - F1_min = 2.97 \times 10^3 \quad R4 := F4_max - F4_min = 2.599 \times 10^3$$

$$R2 := F2_max - F2_min = 1.851 \times 10^3 \quad R5 := F5_max - F5_min = 579$$

$$R3 := F3_max - F3_min = 1.82 \times 10^3 \quad R6 := F6_max - F6_min = 2.168 \times 10^3$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5, R6)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості виміряних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$n_0 := n_1 \cdot m_1 = 30 \quad f_0 := \frac{1}{n_1} \cdot \sum_{i=1}^{n_1} fs_i = 5.054 \times 10^4$$

$$f_{n_1sum} := \begin{cases} f_{n_1sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad f_{n_1sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_1k,g} \right) \\ \text{return } f_{n_1sum} \end{cases} \quad R_0 := \frac{1}{m_1} \cdot \sum_{i=1}^{m_1} R_{g_i} = 1.998 \times 10^3$$

$$f_{n_1sum} = 1.518 \times 10^6$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\sigma := \begin{cases} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i \left(f_{n_1i,j} - fs_i \right) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{cases} \quad \sigma = 320.324$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$U := 3.0027$$

Розраховуємо нижню контрольну межу

$$F_{\min} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 50362.591$$



ORIGIN := 1

Дослідження дефекту "Радіальне зміщення витків"



Мінімальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_1} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатнк					
	Порядковий номер трансформатс					
	1	2	3	4	5	6
1	5060	4981	4932	4986	5010	4885
2	5024	4879	5158	5052	4866	5026
3	5141	4885	4978	5042	4928	4973
4	5035	5089	5107	4987	4889	5110
5	5092	4896	5027	4934	5069	5159

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_1 := \text{rows}(f_{n_1}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_1 := \text{cols}(f_{n_1}) = 9$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \left| \begin{array}{l} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_1}^{(j)} \right) \\ \text{return Sum} \end{array} \right. \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 2.535 \times 10^4 \\ 2.473 \times 10^4 \\ 2.52 \times 10^4 \\ 2.5 \times 10^4 \\ 2.476 \times 10^4 \\ 2.515 \times 10^4 \\ 2.494 \times 10^4 \\ 2.492 \times 10^4 \\ 2.49 \times 10^4 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$fs := \left| \begin{array}{l} fs \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad fs_i \leftarrow \frac{Sum_i}{n_1} \\ \text{return } fs \end{array} \right. \quad fs = \begin{pmatrix} 5.07 \times 10^3 \\ 4.946 \times 10^3 \\ 5.04 \times 10^3 \\ 5 \times 10^3 \\ 4.952 \times 10^3 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$F1_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 5.141 \times 10^3$$

$$F2_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 5.089 \times 10^3$$

$$F3_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 5.158 \times 10^3$$

$$F4_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 5.052 \times 10^3$$

$$F5_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 5.069 \times 10^3$$

$$F6_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 5.159 \times 10^3$$

$$F7_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 7, 7)) = 5.105 \times 10^3$$

$$F8_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 8, 8)) = 5.127 \times 10^3$$

$$F9_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 9, 9)) = 5.149 \times 10^3$$

$$F1_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 5.024 \times 10^3$$

$$F2_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 4.879 \times 10^3$$

$$F3_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 4.932 \times 10^3$$

$$F4_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 4.934 \times 10^3$$

$$F5_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 4.866 \times 10^3$$

$$F6_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 6, 6)) = 4.885 \times 10^3$$

$$F7_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 7, 7)) = 4.924 \times 10^3$$

$$F8_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 8, 8)) = 4.907 \times 10^3$$

$$F9_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 9, 9)) = 4.889 \times 10^3$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$\begin{aligned}
 R1 &:= F1_max - F1_min = 117 & R4 &:= F4_max - F4_min = 118 \\
 R2 &:= F2_max - F2_min = 210 & R5 &:= F5_max - F5_min = 203 \\
 R3 &:= F3_max - F3_min = 226 & R6 &:= F6_max - F6_min = 274 \\
 R7 &:= F7_max - F7_min = 181 & R8 &:= F8_max - F8_min = 220 \\
 R9 &:= F9_max - F9_min = 260
 \end{aligned}$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5, R6, R7, R8, R9)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості вимірюваних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$n_0 := n_1 \cdot m_1 = 45 \quad f_0 := \frac{1}{n_1} \cdot \sum_{i=1}^{n_1} fs_i = 5.002 \times 10^3$$

$$\begin{aligned}
 f_{n_1sum} &:= \left| \begin{array}{l} f_{n_1sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \qquad f_{n_1sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_1k,g} \right) \\ \text{return } f_{n_1sum} \end{array} \right. & R_0 &:= \frac{1}{m_1} \cdot \sum_{i=1}^{m_1} R_{g_i} = 201 \\
 & & f_{n_1sum} &= 2.25 \times 10^5
 \end{aligned}$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\begin{aligned}
 \sigma &:= \left| \begin{array}{l} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \qquad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i \left(f_{n_1i,j} - fs_i \right) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{array} \right. & \sigma &= 16.794
 \end{aligned}$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$U := 3.0027$$

Розраховуємо нижню контрольну межу

$$F_{\min} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 4994.278$$

Максимальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$$f_{n_2} :=$$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	6
1	500471	499753	499603	500075	501048	500167
2	499999	500122	499957	500498	500579	500953
3	500758	499726	500046	500857	500675	500503
4	500515	499624	500763	500891	500848	499917
5	499632	500106	500546	500995	501068	500043

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_2 := \text{rows}(f_{n_2}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_2 := \text{cols}(f_{n_2}) = 9$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора. Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \begin{cases} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_2}^{(i,j)} \right) \\ \text{return Sum} \end{cases} \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 2.501 \times 10^6 \\ 2.499 \times 10^6 \\ 2.501 \times 10^6 \\ 2.503 \times 10^6 \\ 2.504 \times 10^6 \\ 2.502 \times 10^6 \\ 2.504 \times 10^6 \\ 2.504 \times 10^6 \\ 2.505 \times 10^6 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$\begin{array}{l}
 \text{fs} := \left| \begin{array}{l}
 \text{fs} \leftarrow 0 \\
 \text{for } j \in 1..m_2 \\
 \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\
 \quad \quad \text{fs}_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_i}{n_2} \\
 \text{return fs}
 \end{array} \right.
 \end{array}
 \quad
 \text{fs} = \begin{pmatrix} 5.003 \times 10^5 \\ 4.999 \times 10^5 \\ 5.002 \times 10^5 \\ 5.007 \times 10^5 \\ 5.008 \times 10^5 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$\text{F1_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 1, 1)) = 5.008 \times 10^5$$

$$\text{F2_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 2, 2)) = 5.001 \times 10^5$$

$$\text{F3_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 3, 3)) = 5.008 \times 10^5$$

$$\text{F4_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 4, 4)) = 5.01 \times 10^5$$

$$\text{F5_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 5, 5)) = 5.011 \times 10^5$$

$$\text{F6_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 6, 6)) = 5.01 \times 10^5$$

$$\text{F7_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 7, 7)) = 5.01 \times 10^5$$

$$\text{F8_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 8, 8)) = 5.012 \times 10^5$$

$$\text{F9_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 9, 9)) = 5.014 \times 10^5$$

$$\text{F1_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 1, 1)) = 4.996 \times 10^5$$

$$\text{F2_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 2, 2)) = 4.996 \times 10^5$$

$$\text{F3_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 3, 3)) = 4.996 \times 10^5$$

$$\text{F4_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 4, 4)) = 5.001 \times 10^5$$

$$\text{F5_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 5, 5)) = 5.006 \times 10^5$$

$$\text{F6_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 6, 6)) = 4.999 \times 10^5$$

$$\text{F7_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 7, 7)) = 5.005 \times 10^5$$

$$\text{F8_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 8, 8)) = 5.005 \times 10^5$$

$$\text{F9_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 9, 9)) = 5.006 \times 10^5$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$\underline{R1} := F1_max - F1_min = 1.126 \times 10^3 \quad \underline{R4} := F4_max - F4_min = 920$$

$$\underline{R2} := F2_max - F2_min = 498 \quad \underline{R5} := F5_max - F5_min = 489$$

$$\underline{R3} := F3_max - F3_min = 1.16 \times 10^3 \quad \underline{R6} := F6_max - F6_min = 1.036 \times 10^3$$

$$\underline{R7} := F7_max - F7_min = 550 \quad \underline{R8} := F8_max - F8_min = 680$$

$$\underline{R9} := F9_max - F9_min = 848$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5, R6, R7, R8, R9)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості вимірюваних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$\underline{n_0} := n_2 \cdot m_2 = 45$$

$$\underline{f_0} := \frac{1}{n_2} \cdot \sum_{i=1}^{n_2} fs_i = 5.004 \times 10^5$$

$$\underline{R_0} := \frac{1}{m_2} \cdot \sum_{i=1}^{m_2} R_{g_i} = 811.889$$

$$\begin{array}{l|l} f_{n_2sum} := & f_{n_2sum} \leftarrow 0 \\ & \text{for } j \in 1..m_2 \\ & \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ & \quad \quad f_{n_2sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_2k,g} \right) \\ & \text{return } f_{n_2sum} \end{array} \quad f_{n_2sum} = 2.252 \times 10^7$$

Середньоквадратичне відхилення

```

 $\sigma :=$ 
   $\sigma \leftarrow 0$ 
  for  $j \in 1..m_2$ 
    for  $i \in 1..n_2$ 
       $\sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[ \sum_{i=1}^i \left( f_{n-2_{i,j}} - f_{s_i} \right) \right]^2 \right\|}$ 
  return  $\sigma$ 

```

$\sigma = 422.116$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$U := 3.0027$

Розраховуємо верхню контрольну
межу

$$F_{\max} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 500175.119$$



ORIGIN := 1

Дослідження дефекту "Міжвиткове коротке замикання"



Мінімальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_1} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти, Гц					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	
1	201584	201945	201104	201414	201220	
2	200684	199899	200650	199847	201657	
3	201718	201877	200468	200423	201007	
4	201637	200198	201231	200621	201066	
5	201553	201184	201614	201108	200352	

Отже кожен трансформатор досліджувався

$n_1 := \text{rows}(f_{n_1}) = 5$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$m_1 := \text{cols}(f_{n_1}) = 5$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

Sum :=

<pre>Sum ← 0 for j ∈ 1..m₁ for i ∈ 1..n₁ Sum_j ← $\left(\sum f_{n_1}^{(j)} \right)$ return Sum</pre>	$\text{Sum} = \begin{pmatrix} 1.007 \times 10^6 \\ 1.005 \times 10^6 \\ 1.005 \times 10^6 \\ 1.003 \times 10^6 \\ 1.005 \times 10^6 \end{pmatrix}$
---	--

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$fs := \left| \begin{array}{l} fs \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad fs_i \leftarrow \frac{Sum_i}{n_1} \\ \text{return } fs \end{array} \right. \quad fs = \begin{pmatrix} 2.014 \times 10^5 \\ 2.01 \times 10^5 \\ 2.01 \times 10^5 \\ 2.007 \times 10^5 \\ 2.011 \times 10^5 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$F1_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 2.017 \times 10^5$$

$$F2_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 2.019 \times 10^5$$

$$F3_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 2.016 \times 10^5$$

$$F4_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 2.014 \times 10^5$$

$$F5_max := \max(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 2.017 \times 10^5$$

$$F1_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 1, 1)) = 2.007 \times 10^5$$

$$F2_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 2, 2)) = 1.999 \times 10^5$$

$$F3_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 3, 3)) = 2.005 \times 10^5$$

$$F4_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 4, 4)) = 1.998 \times 10^5$$

$$F5_min := \min(\text{submatrix}(f_{n_1}, 1, 5, 5, 5)) = 2.004 \times 10^5$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$R1 := F1_max - F1_min = 1.034 \times 10^3$$

$$R4 := F4_max - F4_min = 1.567 \times 10^3$$

$$R2 := F2_max - F2_min = 2.046 \times 10^3$$

$$R5 := F5_max - F5_min = 1.305 \times 10^3$$

$$R3 := F3_max - F3_min = 1.146 \times 10^3$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості виміряних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$n_0 := n_1 \cdot m_1 = 25$$

$$f_0 := \frac{1}{n_1} \cdot \sum_{i=1}^{n_1} fs_i = 2.01 \times 10^5$$

$$f_{n_1sum} := \begin{cases} f_{n_1sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad f_{n_1sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_1k,g} \right) \\ \text{return } f_{n_1sum} \end{cases}$$

$$R_0 := \frac{1}{m_1} \cdot \sum_{i=1}^{m_1} R_{g_i} = 1.42 \times 10^3$$

$$f_{n_1sum} = 5.026 \times 10^6$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\sigma := \begin{cases} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_1 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_1 \\ \quad \quad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i \left(f_{n_1i,j} - fs_i \right) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{cases}$$

$$\sigma = 18.33$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$U := 3.0027$$

Розраховуємо нижню контрольну межу

$$F_{\min} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 201031.205$$

Максимальні граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти

$f_{n_2} :=$

Номер вимірюва ння	Граничні значення меж залежностей значень передатної функції від частоти, Гц					
	Порядковий номер трансформатора					
	1	2	3	4	5	
1	2027	1966	1866	1964	1932	
2	2146	2116	1991	2057	2033	
3	2067	2077	2093	2111	1871	
4	2036	2156	2099	1978	1968	
5	2077	2045	1965	2029	2027	

Отже кожен трансформатор досліджувався

$$n_2 := \text{rows}(f_{n_2}) = 5$$

Кількість досліджуваних трансформаторів

$$m_2 := \text{cols}(f_{n_2}) = 5$$

Для кожного трансформатора визначаємо середнє значення з вимірюваних значень одного того самого трансформатора.

Знаходимо суму результатів вимірів для кожного трансформатора

$$\text{Sum} := \left| \begin{array}{l} \text{Sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \quad \quad \text{Sum}_j \leftarrow \left(\sum f_{n_2}^{(j)} \right) \\ \text{return Sum} \end{array} \right. \quad \text{Sum} = \begin{pmatrix} 1.035 \times 10^4 \\ 1.036 \times 10^4 \\ 1.001 \times 10^4 \\ 1.014 \times 10^4 \\ 9.831 \times 10^3 \end{pmatrix}$$

Знаходимо середнє значення результатів вимірів

$$fs := \left| \begin{array}{l} fs \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \quad \quad fs_i \leftarrow \frac{\text{Sum}_j}{n_2} \\ \text{return fs} \end{array} \right. \quad fs = \begin{pmatrix} 2.071 \times 10^3 \\ 2.072 \times 10^3 \\ 2.003 \times 10^3 \\ 2.028 \times 10^3 \\ 1.966 \times 10^3 \end{pmatrix}$$

З результатів вимірів вибираємо максимальний та мінімальний результати

$$\underline{F1_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 1, 1)) = 2.146 \times 10^3$$

$$\underline{F2_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 2, 2)) = 2.156 \times 10^3$$

$$\underline{F3_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 3, 3)) = 2.099 \times 10^3$$

$$\underline{F4_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 4, 4)) = 2.111 \times 10^3$$

$$\underline{F5_max} := \max(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 5, 5)) = 2.033 \times 10^3$$

$$\underline{F1_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 1, 1)) = 2.027 \times 10^3$$

$$\underline{F2_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 2, 2)) = 1.966 \times 10^3$$

$$\underline{F3_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 3, 3)) = 1.866 \times 10^3$$

$$\underline{F4_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 4, 4)) = 1.964 \times 10^3$$

$$\underline{F5_min} := \min(\text{submatrix}(f_{n_2}, 1, 5, 5, 5)) = 1.871 \times 10^3$$

Знаходимо максимальний розмах результатів вимірів

$$\underline{R1} := F1_max - F1_min = 119$$

$$\underline{R4} := F4_max - F4_min = 147$$

$$\underline{R2} := F2_max - F2_min = 190$$

$$\underline{R5} := F5_max - F5_min = 162$$

$$\underline{R3} := F3_max - F3_min = 233$$

$$R_g := \text{stack}(R1, R2, R3, R4, R5)$$

Порахуємо оцінки для загальної кількості вимірюваних трансформаторів та для кількості вимірів для 1 трансформатора $n=5$ вимірів)

$$\underline{n_0} := n_2 \cdot m_2 = 25$$

$$\underline{f_0} := \frac{1}{n_2} \cdot \sum_{i=1}^{n_2} fs_i = 2.028 \times 10^3$$

$$\underline{R_0} := \frac{1}{m_2} \cdot \sum_{i=1}^{m_2} R_{g_i} = 170.2$$

$$f_{n_2sum} := \left| \begin{array}{l} f_{n_2sum} \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \qquad f_{n_2sum} \leftarrow \left(\sum_{k=1}^i \sum_{g=1}^j f_{n_2k,g} \right) \\ \text{return } f_{n_2sum} \end{array} \right. \quad f_{n_2sum} = 5.07 \times 10^4$$

Середньоквадратичне відхилення

$$\underline{\sigma} := \left| \begin{array}{l} \sigma \leftarrow 0 \\ \text{for } j \in 1..m_2 \\ \quad \text{for } i \in 1..n_2 \\ \qquad \sigma \leftarrow \sqrt{\frac{1}{n_0 - 1} \cdot \left\| \left[\sum_{i=1}^i \left(f_{n_2i,j} - f_{si} \right) \right]^2 \right\|} \\ \text{return } \sigma \end{array} \right. \quad \sigma = 62.952$$

Обираємо коефіцієнт U при довірчій ймовірності 0,09973

$$\underline{U} := 3.0027$$

Розраховуємо верхню контрольну межу

$$F_{\max} := f_0 - U \cdot \frac{\sigma}{\sqrt{n_0 - 1}} = 1989.295$$



Додаток В

Планування експерименту для визначення технічного стану трансформатора по АЧХ

Під час досліджень обстежено силові трансформатори серед яких клас напруги 10/0.4 кВ та – 35/10 кВ. Досліджувані СТ, що експлуатувались на різних підприємствах енергетичної галузі України мали пошкодження, а деякі з продіагностованих СТ були відновлені та підготовлені для подальшого введення в експлуатацію. Обраний метод досліджень технічного стану СТ полягав у визначення відповідності вимірних амплітудно-частотних характеристик (з використанням приладу FRAnalyzer) – характеристикам справних трансформаторів. Для цього були отримані АЧХ досліджуваних СТ. З метою обґрунтування програми досліджень застосований метод D-оптимальних планів експериментів. Висновки про стан СТ зроблені шляхом застосування методу порівняння вимірної АЧХ СТ з узагальненою типовою АЧХ. Ця АЧХ отримана з застосуванням одного з методів теорії математичної статистики на основі обробки параметрів АЧХ інших однотипних СТ (типу ТМГ 1000/10 У1). Ці СТ, за результатами попередніх досліджень (відомими методами та засобами контролю , мали справний технічний стан.

Досліджуваний трансформатор (ТМГ 1000/10 У1) був введений в експлуатацію та досі експлуатується на фотовольтаїчній електричній станції (ФЕС), де перед цим пошкодився інший СТ такого типу. Тому ФЕС тривалий час не працювала.

Якщо, службою діагностичного обслуговування, нормативна база частотних характеристик, введених в експлуатацію СТ, накопичена, то у разі необхідності діагностування обладнання, планового чи у разі невеликої аварії, можливо виконати дослідження СТ та визначити його технічний стан, з допомогою частотного діагностування. Але разом із тим, як вийти із ситуації,

якщо наприклад, СТ введений в експлуатацію нещодавно, та під час експлуатації відбулось коротке замикання поблизу такого вузла, електроенергетичного підприємства? Адже накопичених частотних характеристик немає, тому здійснити порівняння АЧХ неможливо. Зазвичай, коротке замикання поблизу такого СТ, буде усунуте релейним захистом СТ чи лінії електропередачі, та разом із тим відомо [150] що сила струму та електродинамічні сили, які присутні під час такого КЗ, можуть, наприклад, послабити кріплення бандажу, чи призвести до зсуву витків обмоток. Часто, враховуючи швидкодію релейного захисту, такі пошкодження можуть бути незначними, але з часом, таке пошкодження може призвести до більших тяжких наслідків, наприклад, до виходу з ладу СТ.

Таким чином пропонується визначити, чи можливо виявити пошкодження, та адекватно оцінити технічний стан, нещодавно введеного в експлуатацію СТ.

Початкові випробування силового трансформатора проводились в декілька ітерацій. Було виконано ряд експериментальних досліджень при різних температурах СТ (добові коливання температури повітря біля СТ в діапазоні від 15°C до 27°C). В результаті випробувань отримано характеристику передатної функції для різних частот тестового сигналу. Далі отримані АЧХ, сформовані у вигляді таблиці. Далі шляхом апроксимації табличних даних та регресійного аналізу отримане поліноміальне рівняння залежності коефіцієнта передачі (передатної функції тестового сигналу) $k_u(f,t)$ від температури та частоти.

Розглянемо можливість перевірки стану СТ, наприклад, після близького короткого замикання, через вісім місяців після попередніх випробувань трансформатора.

За зовнішніми ознаками можна припустити, що стан СТ після відключення зовнішнього к.з. – справний. Але для підтвердження цього стану потрібно провести позаплановий контроль діагностичних параметрів. Розглянемо випадок, коли потрібно виключити можливість похибки під час вимірювань, на

проміжку АЧХ, що відповідає характерним ознакам зсуву обмоток чи послаблення бандажу.

Розглянемо один з прикладів, коли потрібно переконатись чи є в СТ понад нормований зсув обмоток або чи є погіршення властивостей магнітопроводу.

Експерименти потрібно проводити декілька раз. Після порівняння результатів дублюючих експериментів, пропонується вилучити АЧХ (зменшити вплив випадкової похибки), у яких відхилення параметрів перевищують задану точність приладу.

Далі потрібно порівняти усереднену АЧХ з виміряною АЧХ на проміжку АЧХ, що відповідає характерним ознакам досліджуваних видів дефектів. Відхилення параметрів АЧХ. Що перевищує похибку приладу є ознакою дефекту і підставою до формування висновку про несправний стан СТ.

Однак кількість повторних експериментів потрібно обґрунтувати. Для цього пропонуємо скористатись *D*-оптимальними планами.

РЕЗУЛЬТАТИ

Розробка таблиці *D*-оптимального плану

Безперервні *D*-оптимальні плани можуть бути побудовані аналітично для деяких видів рівняння регресії. Безперервні плани – це математична абстракція, що необхідна для спрощення задачі побудови *D*-оптимальних планів. Для безперервних *D-оптимальних* планів існує теорема еквівалентності, відповідно до якої безперервний *D-оптимальний* план мінімізує $\max d(\bar{X})$.

Під час побудови *D – оптимальних* планів задається кінцева кількість *N* спостережень і знаходиться таке розташування експериментальних точок при яких вимірювання будуть проводитись в межах довірчого інтервалу. Отримані в такий спосіб *D-оптимальні* плани називаються точними. Якщо ці плани концентруються в $h \leq N$ точках.

При реалізації безперервних *D-оптимальних* планів на практиці застосовується послідовна стратегія експериментування, при якій точка постановки нового експерименту визначається, виходячи з результатів попередніх експериментів.

Отже, спостереження припиняються, як тільки результати спостережень будуть відповідати заданим критеріям. Точка максимуму $\max d(\bar{X})$ і є точкою постановки нового експерименту. Алгоритм вибору наступної експериментальної точки, заснований на процедурі послідовного планування експериментів Соколова [151]. Вибір точки також не зв'язаний з результатами попередніх експериментів (тому що $d(\bar{X})$ не залежить від y_g), тому і порядок проходження точок, і мінімальні власні числа матриці $F_N^T F_N$ можуть бути визначені до початку експерименту [151]. Спочатку визначається порядок проходження точок *D-оптимального* плану, а потім обчислюється мінімальне власне число матриці $F_N^T F_N - \lambda_{N \min}$ після кожного нового спостереження.

Складання таблиці виконується перед виконанням експерименту, тобто результати експерименту для створення таблиці не потрібні [Lezhnyuk PD, 2005].

Заповнюємо матрицю проведення експериментів F , в якій кожен рядок – це новий експеримент. Її заповняють по рядках [151]:

$$f_0=1; f_1=F; f_2=t; f_3=F^2; f_4=F \cdot t; f_5=t^2$$

Значення іксів беруться у відносних одиницях (вони можуть мати значення $-1, 0, 1$). Для дев'яти експериментів матриця F набуде вигляду:

$$F = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 & 1 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & -1 & 1 & -1 & 1 \\ 1 & -1 & -1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}$$

Використовуючи пакет прикладних програм **Mathcad**, знаходимо добуток $F^T F$ [151]:

$$F^T \cdot F = \begin{pmatrix} 9 & 0 & 0 & 6 & 0 & 6 \\ 0 & 6 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 6 & 0 & 0 & 0 \\ 6 & 0 & 0 & 6 & 0 & 4 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 4 & 0 \\ 6 & 0 & 0 & 4 & 0 & 6 \end{pmatrix}$$

Використовуючи пакет прикладних програм **Mathcad**, знаходимо λ_{min} [151], як власне мінімальне число матриці $F^T F$.

Після виконання функції *eigenvals* буде визначений масив власних значень матриці $F^T F$. Серед цих чисел мінімальним буде 1. Отже $\lambda_{min}=1$. Тоді

$$\text{eigenvals}(F^T \cdot F) = \begin{pmatrix} 1 \\ 18 \\ 2 \\ 6 \\ 6 \\ 4 \end{pmatrix}.$$

Матриця F з кожним експериментом змінює свою розмірність $F(6:N)$, де N – номер експерименту, у якому відшуковуємо λ_{min} .

Наступне значення λ_{min} знаходиться як мінімальне власне значення матриці $F^T F$, але розмірністю 6:10 .

Добуток матриць буде такий:

$$F^T \cdot F = \begin{pmatrix} 10 & 1 & -1 & 7 & -1 & 7 \\ 1 & 7 & -1 & 1 & -1 & 1 \\ -1 & -1 & 7 & -1 & 1 & -1 \\ 7 & 1 & -1 & 7 & -1 & 5 \\ -1 & -1 & 1 & -1 & 5 & -1 \\ 7 & 1 & -1 & 5 & -1 & 7 \end{pmatrix}.$$

Масив власних чисел матриці:

$$F^T \cdot F = \begin{pmatrix} 6 \\ 4.407 \\ 2 \\ 1.031 \\ 7.941 \\ 21.621 \end{pmatrix}$$

Серед цих чисел мінімальним буде 1.031. Отже, $\lambda_{min} = 1.031$.

Складемо таблицю значень λ_{Nmin} – мінімальне власне число, і δ – допустиме значення довірчого еліпсоїда для заданої точки, для двох змінних F , t і для поліноміального рівняння другого порядку. Таблиця змінюється внаслідок зміни умов.

Таблиця В.1 – Значення λ_{Nmin} і δ після кожного спостереження

№	F	t	λ_{min}	δ
1	0	0	—	—
2	1	0	—	—
3	-1	0	—	—
4	0	1	—	—
5	1	1	—	—
6	-1	1	—	—
7	0	-1	—	—
8	1	-1	—	—
9	-1	-1	1.000	0.590
10	1	1	1.067	0.234
11	-1	-1	1.100	0.112
12	-1	1	1.138	0.115
13	0	0	1.717	0.168
...	...	...	...	...

Відзначимо, що після визначення кількості спостережень порядок їхнього проведення не має значення.

У таблиці В.1 приведений D – оптимальний план для рівняння типу:

$$\eta = b_0 + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_{11} x_1^2 + b_{12} x_1 x_2 + b_{22} x_2^2 \quad (\text{В.2})$$

Щоб перейти до наступного експерименту, знаходимо значення точки постановки нового експерименту $d(\vec{F})$ [151] для кожного експерименту і серед них вибираємо максимальне. В якому експерименті значення точки постановки нового експерименту $d(\vec{F})$ буде найбільшим, той експеримент обираємо за наступний. Це ж значення підставляємо у формулу, наведену вище.

Цей план складається з 9 дослідів (це перші 9 точок таблиці В.1). Послідовність проведення експериментів після перших 9 дослідів визначалася за допомогою обчислення максимального значення на кожному крокові і додавання точки, у якій досягається цей максимум.

Складена таблиця В.1 дозволяє визначити необхідну кількість дослідів під час проведення експериментів для побудови АЧХ з метою подальшого діагностування СТ.

Пропонується створити узагальнену частотну характеристику для силового трансформатора типу ТМГ 1000/10 У1. На основі отриманих характеристик (деякі з них представлені на рис. 2), виміряних на діючих СТ, які в результаті діагностичних випробувань мають справний технічний стан, виконуємо узагальнення отриманих результатів вимірювань, для типових схем підключень приладу FRAnalyzer до СТ. Вимірювання проводились у різні проміжки часу та при різних температурних режимах СТ. При цьому для підвищення точності експерименту, було проведено декілька повторних вимірювань за однією і тією ж схемою приєднань FRAnalyzer до СТ.

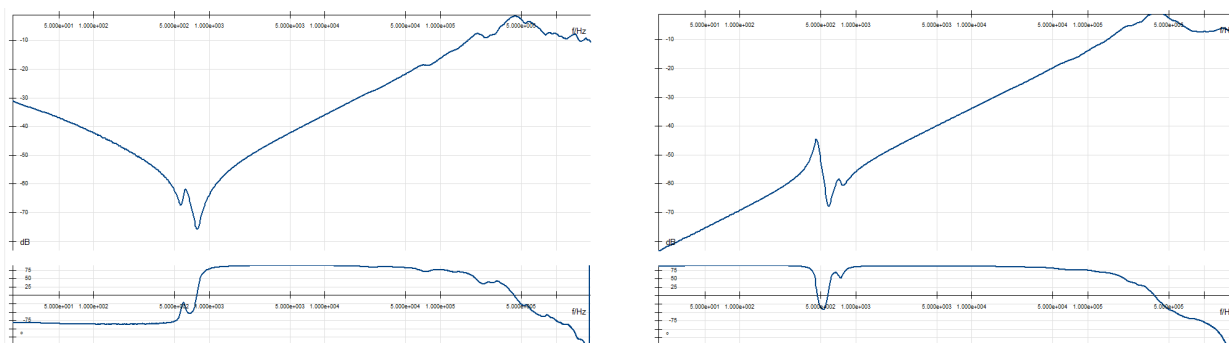


Рисунок В.2 – Фрагмент результатів вимірювань однотипних силових трансформаторів

Далі вилучаємо характеристики, в яких мають місце значні відхилення, адже під час проведення експерименту присутні випадкові похибки вимірювань, наприклад, не закріплені належним чином щупи приладу, збій живлення

обладнання, вплив короточасних електромагнітних завад поряд розташованого потужного електромагнітного устаткування, погодні умови тощо.

Далі, відповідно до таблиці В.1 визначаємо проміжком частот на яких будуть проведені подальші дослідження.

Відповідно до [100], [103], розрахунки будуть проводитись на проміжку частоти від 400×10^3 Гц до 3×10^6 Гц. Оскільки дослідження проводитимуться з метою визначення технічного стану обмоток СТ, на предмет осьового зміщення витків Результати частини вихідних даних вимірювань приведені в таблиці В.2.

Таблиця В.2 – Виміряні дані, отриманих АЧХ типових СТ

№п/п.вим	1	...	143	...	182	...	199	Усереднені значення
f/Hz	$k_u(f)$ dB							
20	–30.736	...	–26.238	...	–14.382	...	–26.767	–29.40582688
...	...	...	...	...	...	...	...	...
78.2	–39.895	...	–34.057	...	–18.667	...	–34.743	–38.16864925
...	...	...	...	...	...	...	...	...
4020	–43.869	...	–37.449	...	–20.526	...	–38.203	–41.97030754

На основі отриманих під час експериментів параметрів АЧХ СТ типу ТМГ 1000/10 У1 та за результатами розрахунків побудовано узагальнену типову характеристику на проміжку частоти 400×10^3 Гц до 3×10^6 Гц. Результат розрахунків показано на рисунку В.3

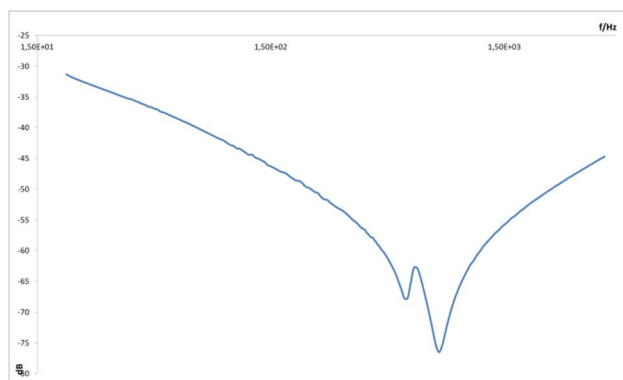


Рисунок В.3 – Усереднена АЧХ для трансформаторів

Отримавши узагальнену розрахункову характеристику, пропонуємо порівняти її з АЧХ отриманою за результатами проведених вперше вимірювань параметрів АЧХ саме досліджуваного СТ, що знаходиться в експлуатації.

Під час розв'язання такої задачі постає проблема у виборі кількості повторних експериментів, з метою визначення параметрів АЧХ адже від результатів отриманих вимірювань залежить якість діагностування СТ, а саме адекватність запропонованих висновків реальному технічному стану.

Математична модель СТ

За результатами аналізу АЧХ однотипних СТ отримуємо усереднені значення коефіцієнта передачі тестового сигналу для різних частот. Далі будуємо АЧХ СТ за усередненими значеннями коефіцієнта передачі. Назвемо таку АЧХ – «Усереднена типова АЧХ СТ типу ТМГ 1000/10 У1». Або скорочено (в статті) – «Усереднена типова АЧХ». Ця АЧХ є типовою (у межах похибки приладу FRAnalyzer) АЧХ для силових трансформаторів типу ТМГ 1000/10 У1.

Використовуючи метод найменших квадратів та програмне забезпечення MathCAD, на основі експериментальних даних отримуємо математичну модель СТ у вигляді функції залежності коефіцієнта передачі тестового сигналу від двох параметрів (змінних), а саме: від частоти та від температури повітря місця проведення експериментів (спрощено вважаємо, що температура повітря відповідає температурі знеструмленого СТ). Ця модель описується поліноміальним рівнянням другого порядку (2).

Виконавши розрахунки, отримаємо:

$$I = \begin{pmatrix} 1 & 1 \\ 0 & 2 \\ 0 & 1 \\ 0 & 0 \\ 1 & 0 \\ 2 & 0 \end{pmatrix} \quad coef = \begin{pmatrix} -8.864 \times 10^{-7} \\ 6.855 \times 10^{-6} \\ -0.024 \\ -41.924 \\ 4.875 \times 10^{-3} \\ -1.04 \times 10^{-4} \end{pmatrix},$$

де I – матриця, що показує степені змінних. В цій матриці перший стовпчик відповідає за зміну – «частота тестового сигналу» (F), а другий – за змінну «температура повітря» (t). В кожному рядку степені змінних F та t , які після множення на $\text{coef}^{(j)} \cdot F^{I(1,j)} \cdot t^{I(2,j)}$ дозволяють отримати значення доданку рівняння передатної функції, яка і є математичною моделлю СТ; coef – вектор коефіцієнтів b_n перед доданками адитивного рівняння передатної функції; j – номер доданка та одночасно номер рядка в матриці I та у вектора coef .

Таким чином отримане поліноміальне рівняння буде мати вигляд:

$$\eta = -t^1 \cdot F^1 \cdot 8.864 \times 10^{-7} + t^0 \cdot F^2 \cdot 6.855 \times 10^{-6} - t^0 \cdot F^1 \cdot 0.024 - t^0 \cdot F^0 \cdot 41.924 + \\ + t^1 \cdot F^0 \cdot 4.875 \times 10^{-3} - t^2 \cdot F^0 \cdot 1.04 \times 10^{-4} \quad (\text{B.3})$$

Похибка апроксимації табличних даних складає 7.7 %.

Знаходження оптимальної кількості проведених вимірювань під час проведення експерименту

У нашій постановці задачі, знаходження оптимальної кількості експериментів рівняння В.2 має вигляд наступного рівняння:

$$k_U(f) = -41.924 + 0.00485 \cdot F - 0.000104 \cdot F^2 - 0.0000008864 \cdot F \cdot t + 0.000006855 \cdot t^2 - 0.024 \cdot t$$

отже: $b_0 = -41.924$, $b_1 = 0.00485$, $b_2 = -0.000104$, $b_{11} = -0.0000008864$, $b_{12} = 0.000006855$, $b_{22} = -0.024$

Далі задаємо довірчу ймовірність $P = 0.5\%$.

Відповідно до рис В.2 середнє значення частоти для узагальненої АЧХ $F_{\text{сер}} = 2020$ Гц, відхилення частоти від середнього значення $\Delta F = 2000$ Гц ($F_{\text{сер}} + \Delta F$ – максимальне значення частоти узагальненої АЧХ; $F_{\text{сер}} - \Delta F$ – мінімальне значення частоти узагальненої АЧХ); середнє значення температури для узагальненої АЧХ $t_{\text{сер}} = 35$ °С, відхилення температури від середнього значення, $\Delta t = 25$ °С ($t_{\text{сер}} + \Delta t$ – максимальне значення частоти узагальненої АЧХ; $t_{\text{сер}} - \Delta t$ – мінімальне значення частоти узагальненої АЧХ).

Знаходимо середньо квадратичне відхилення σ .

Для цього були визначені розрахункові значення функції, та виміряні експериментальні значення приведені нижче:

$$\begin{array}{ll} y_{\text{вим}_1}=0.87 & y_{\text{роз}_1}=1 \\ y_{\text{вим}_2}=144718 & y_{\text{роз}_2}=144721 \\ \dots & \dots \\ y_{\text{вим}_9}=-574 & y_{\text{роз}_9}=-519 \end{array}$$

Отримані експериментальні і теоретичні значення функції підставляємо у формулу Бесселя і знаходимо дисперсію σ :

$$\sigma = \left\{ \left[\left(\frac{0.87-1}{1} \right)^2 + \left(\frac{144718-144721}{144721} \right)^2 + \dots + \left(\frac{-574-(-519)}{-519} \right)^2 \right] / 8 \right\}^{\frac{1}{2}} = 0.06$$

При заданій довірчій ймовірності $P=0.952$ відсоткова точка ступенів свободи σ для 6-ти коефіцієнтів рівняння типу (2) набуває значення $\chi^2 = 7.8$. [Lezhnyuk PD, 2005].

На основі знайдених значень знаходимо відносне відхилення D –*оптимального плану* від проведеного раніше експерименту δ :

$$\delta = \sqrt{0.06^2 \times 7.8} = 0.168.$$

Знаходимо це або приблизне значення δ в таблиці В.1. При цьому пам'ятаємо, що таких значень може бути декілька. Шукане число знаходиться між 12–им і 13–им, 23–им і 24–им, 26–им і 27–им, експериментами. Нам потрібно вибрати відповідно 13–ий, 24–ий, 27–ий, експерименти.

Оскільки в нас декілька варіантів експериментів то перевіряємо умову належності λ_{Nmin} для і-го експерименту $\lambda_{min} \cdot \rho \geq \delta^2$ для цього знаходимо значення радіуса сфери, яка обмежує допустиму область:

$$\rho = \left(0.1 \left((-42.324)^2 + (-0.024)^2 + \dots + (-0.0001324)^2 \right) \right)^{\frac{1}{2}} = 13.384$$

Для першого випадку коли $\lambda_{Nmin} = 1.717 \rightarrow 1.717 \cdot 13.384^2 \geq 0.028$.

Для другого випадку коли $\lambda_{Nmin} = 2.225 \rightarrow 2.225 \cdot 13.384^2 \geq 0.028$,

Для другого випадку коли $\lambda_{Nmin} = 2.86 \rightarrow 2.86 \cdot 13.384^2 \geq 0.028, = 2.86$,

Умова виконується у всіх випадках, отже, можна зупинитися на 13-му експерименті.

Для визначення впливу коефіцієнтів, поліноміального рівняння, b визначаємо оцінки впливу β при 13-ти експериментах. Для цього визначаємо складаємо систему рівнянь типу $\bar{C} \times \bar{\beta} = \bar{\alpha}$, де $\bar{C}$ – матриця значень коефіцієнтів при невідомих β ; $\bar{\beta}$ – вектор невідомих оцінок впливу; $\bar{\alpha}$ – вектор отриманих значень, під час підстановки вимірених значень у отриману функцію типу (В.2).

Визначаємо елементи матриці C . Для цього знаходимо розрахункові значення при 13-ти експериментах у підставляючи значення F та t , які приймають значення ΔF ; Δt ; $F_{сер}$; $t_{сер}$.

$$y_1 = -41.924 + 0.00485 \cdot 2020 - 0.000104 \cdot 2020^2 - 0.0000008804 \cdot 2020 \cdot 35 + 0.000006855 \cdot 35^2 - 0.024 \cdot 35 = -39870$$

.....

$$y_{13} = -41.924 + 0.00485 \cdot 20 - 0.000104 \cdot 20^2 - 0.0000008804 \cdot 20 \cdot 60 + 0.000006855 \cdot 60^2 - 0.024 \cdot 60 = -47.172$$

За цією ж формулою знаходимо k – значення кореляційних коефіцієнтів для кожного із проведених експериментів. Для цього замість значень аргументів F та t підставляємо значення -1 , 0 , 1 , які відповідають ΔF , Δt , $F_{сер}$, $t_{сер}$. [151]

$$k_1 = -41.924 + 0.00485 \cdot 0 - 0.000104 \cdot 0^2 - 0.0000008804 \cdot 0 \cdot 0 + 0.000006855 \cdot 0^2 - 0.024 \cdot 0 = -42.324$$

.....

$$k_{13} = -41.924 + 0.00485 \cdot 1 - 0.000104 \cdot 1^2 - 0.0000008804 \cdot 1 \cdot 1 + 0.000006855 \cdot 1^2 - 0.024 \cdot 1 = -42.31$$

Після цього запишемо експериментальні значення y за допомогою пропорції. Емпіричному $y_1=1$ – відповідає дійсне $y_1=-39866.222$. Записуємо пропорцію .[Lezhnyuk PD, 2005].

$$1 \rightarrow -39866.222$$

$$y_1 \rightarrow 19700.14.$$

Знаходимо y_n при тринадцяти вимірюваннях:

$$y_{вим_1} = -39866.222$$

$$y_{роз_1} = 19700.14$$

$$y_{вим_2} = -157669.583$$

$$y_{роз_2} = 78240.627$$

...

...

$$y_{\text{вим}_13} = -47.172$$

$$y_{\text{роз}_13} = -39.787$$

Наступним кроком визначимо реальні експериментальні значення y для рівняння типу (В.2), з урахуванням розрахункових значень y та коефіцієнтів кореляції k .

$$y_1 = \frac{-42.32 \cdot -39866.222}{19700.14} = 85.649$$

.....

$$y_{13} = \frac{-42.31 \cdot -47.172}{-39.787} = -50.162$$

Ці значення y використаємо для знаходження коефіцієнтів α :

$$\alpha_{11} = 85.649 \cdot 1 + 85.359 \cdot 1 - 49.159 \cdot 1 + 85.644 \cdot 1 + 85.357 \cdot 1 - 50.162 \cdot 1 + 85.653 \cdot 1 - 339.011 \cdot 1 - 48.857 \cdot 1 + 85.361 \cdot 1 + 85.357 \cdot 1 - 48.857 \cdot 1 - 50.162 \cdot 1 = 690.194;$$

$$\alpha_{16} = 85.649 \cdot 0 + 85.359 \cdot 0 - 49.159 \cdot 0 + 85.644 \cdot 1 + 85.357 \cdot 1 - 50.162 \cdot 1 + 85.653 \cdot 1 - 339.011 \cdot 1 - 48.857 \cdot 1 + 85.361 \cdot -1 + 85.357 \cdot -1 - 48.857 \cdot -1 - 50.162 \cdot -1 = 424.947;$$

Та визначимо значення елементів матриці C [151]

$$C_{11} = 1^2 + 1^2 + 1^2 + 1^2 + 1^2 + 1^2 + 1^2 + 1^2 + 1^2 + 1^2 = 12;$$

$$C_{12} = C_{21} = 0 \cdot 1 + 0 \cdot 1 - 0 \cdot 1 + 0 \cdot 1 + 0 \cdot 1 - 0 \cdot 1 + 0 \cdot 1 + 1 \cdot 0 - 1 \cdot 0 + 1 \cdot 0 = 0;$$

$$C_{22} = 0^2 + 1^2 + (-1)^2 + 0^2 + 1^2 + (-1)^2 + 0^2 + 1^2 + (-1)^2 + 1^2 = 8; \dots$$

Матриця C та матриця α матимуть вигляд:

$$C = \begin{bmatrix} 12 & 0 & 0 & 0 & -2 & -2 \\ 0 & 8 & -1 & 0 & 0 & -2 \\ 0 & -1 & 7 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 8 & 0 & 0 \\ -2 & 0 & 0 & 0 & 5 & 0 \\ 2 & -2 & 0 & 0 & -1 & 10 \end{bmatrix} \quad \alpha = \begin{bmatrix} 690.194 \\ 792.119 \\ -305.131 \\ 398.049 \\ -239.996 \\ 424.947 \end{bmatrix}$$

З цих матриць складаємо систему рівнянь для визначення оцінок впливу [151].

$$\begin{cases} 12 \cdot \beta_0 + 0 \cdot \beta_1 + 0 \cdot \beta_2 + 0 \cdot \beta_3 - 2 \cdot \beta_4 - 2 \cdot \beta_5 = 690.194 \\ \dots \\ 2 \cdot \beta_0 - 2 \cdot \beta_1 + 0 \cdot \beta_2 + 0 \cdot \beta_3 - 1 \cdot \beta_4 + 10 \cdot \beta_5 = 424.947 \end{cases}$$

Розв'язавши отриману систему рівнянь отримаємо: $\beta_0 = -41.8760$; $\beta_1 = 0.00474258$; $\beta_2 = -0.000099108$; $\beta_{11} = -0.00000087074879$; $\beta_{12} = -0.0000069107$; $\beta_{22} = -0.0242724525$. Як бачимо по коефіцієнтах β_n та b_n вони дещо відрізняються пропонуємо знайти похибку при розрахунках коефіцієнтів β_n . Знаходимо $\Delta\beta_n$ при раніше отриманих коефіцієнтах: $b_0 = -41.924$ $b_1 = 0.00485$. $b_2 = -0.000104$, $b_{11} = -0.0000008804$, $b_{12} = 0.000006855$. $b_{22} = -0.024$

$$\Delta\beta_0 = \left(\frac{-41.924 - (-41.8760)}{-41.924} \right) \cdot 100\% = 0.114$$

$$\Delta\beta_1 = \left(\frac{0.00485 - 0.00474258}{0.00485} \right) \cdot 100\% = 2.215$$

$$\Delta\beta_2 = \left(\frac{-0.000104 - (-0.000099108)}{-0.000104} \right) \cdot 100\% = 4.703$$

$$\Delta\beta_{11} = \left(\frac{-0.0000008804 - (-0.00000087074879)}{-0.0000008804} \right) \cdot 100\% = 1.096$$

$$\Delta\beta_{12} = \left(\frac{0.000006855 - (-0.0000069107)}{0.000006855} \right) \cdot 100\% = -0.813$$

$$\Delta\beta_{22} = \left(\frac{-0.024 - (-0.0242724525)}{-0.024} \right) \cdot 100\% = -1.135$$

Найбільша похибка отримана при розрахунку β_2 .

Таким чином, результати розрахунку показали, що на даному проміжку АЧХ для досліджуваного типу СТ, з метою адекватної оцінки технічного стану СТ необхідно виконати 13 вимірювань.

Визначення технічного стану досліджуваного СТ

З метою визначення технічного стану СТ, було проведено розрахунок оптимальної кількості проведених вимірювань, для підтвердження чи спростування такого пошкодження як «Осьове зміщення витків». За результатами розрахунків було проведено 13 вимірювань для визначеного проміжку АЧХ, та визначено усереднену криву для даних вимірювань рис. 5

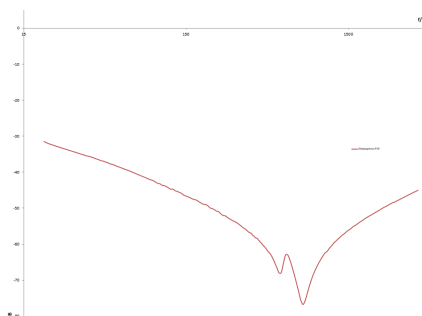


Рисунок В.5– Усереднена АЧХ виміряних значень

Наступним кроком виконаємо порівняння кривої усереднених виміряних значень досліджуваного СТ, та криву усереднених типових значень АЧХ рис. 6.

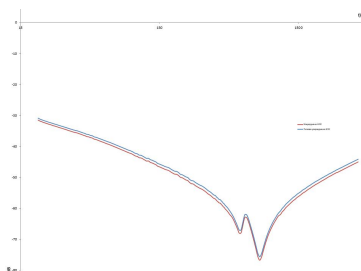


Рисунок 6– Порівняльна характеристика отриманих значень

Таким чином відповідно до [151] результат порівняння АЧХ показав що відхилення усереднених параметрів АЧХ досліджуваного СТ від параметрів узагальненої типової АЧХ не перевищує 2%, що відображено в табл. В.4.

Таблиця В.4 – Фрагмент відхилень АЧХ

F, Hz	Усереднені показники типової кривої	Усереднені показники досліджуваного СТ	Відхилення
	ku, dB		%
20	-30.94	-31.5588	-2.00
20.63	-31.24	-31.8648	-2.00
...	...	...	...
1110	-60.84	-61.99596	-1.90

ДОДАТОК Г

ПЛАНУВАННЯ ТЕХНІЧНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ КОНТРОЛЮ ЇХ ЧАСТОТНИХ ХАРАКТЕРИСТИК

У [9÷11] йдеться про те, що якщо нормативна база частотних характеристик, введених в експлуатацію СТ, накопичена, то у разі необхідності діагностування обладнання, планового чи у разі невеликої аварії, можна виконати дослідження СТ, та визначити його технічний стан. Однак з [2] відомо, що обґрунтування висновків за результатами використання такого діагностичного обладнання в Україні обмежено відсутністю нормативної технічної документації, що обмежує можливість повноцінно використовувати таке обладнання.

Автори [12÷14] описують можливість виявлення несправності СТ, на основі порівняння попередньо отриманої АЧХ та вимірної характеристики під час дослідження, оскільки ідея FRA аналізу щодо стану обмотки СТ ґрунтується на тому, що відхилення або геометричні деформації обмотки стосуються зміни внутрішніх відстаней між витками та обмотками, які визначають його ємності та індуктивності. А в [9÷10] звертається увага на вплив параметрів СТ на напругу сигналу відгуку та тестовий сигнал загалом. Разом з тим, у [2,4] автори підтверджують, що визначення технічного стану СТ, з допомогою визначення відхилення АЧХ на 5% і більше, дасть змогу говорити про несправний технічний стан СТ.

У такому разі авторами даного дослідження, пропонується провести додаткові дослідження стану, наприклад, такі, як контроль тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$, визначення опору постійному струму, проведення експериментів короткого замикання та холостого ходу, хроматографічного аналізу розчинених у трансформаторній оліві газів, тепловізорне обстеження об'єкту, тощо. Та виконати висновки відповідно до [15]. Якщо ж відхилення

характеристики буде меншим ніж 5%, тоді технічний стан СТ вважається справним, і наступне вимірювання АЧХ буде проводитись згідно з графіком проведення планового графіку технічного обслуговування, у відповідності до [15]. Однак, виникає питання, як діяти у разі виявлення відхилення близького за значенням до 5%?

Пропонується провезти спостереження за тенденцією зростання чи спадання передатної функції в конкретній точці, для попередження пошкодження СТ, оскільки такий агрегат є досить важливим елементом електроенергетичної системи.

Отже, випробування на виявлення деформації обмоток та магнітопроводу мають важливе значення для безпечної експлуатації СТ. Такі пошкодження, важливо виявити на ранній стадії їх розвитку, для цього потрібно використовувати та перевіряти, всі сигнали, які можуть вказувати на потенційний дефект трансформатора. Тоді на основі належної діагностичної процедури може бути прийнято ефективне та раціональне рішення щодо подальшої експлуатації даного СТ.

Аналіз та упорядкування АЧХ СТ

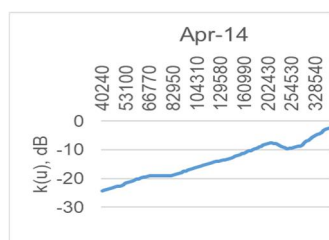
Для вирішення поставлених задач, отримано АЧХ, які є результатами випробувань, частотним аналізом силового трансформатора типу ТМГ 1000/10 У1. Характеристики, представлено на рисунку 2, виміряні на діючому СТ, впродовж терміну його експлуатації, для перевірки його технічного стану. Вимірювання проводились з допомогою приладу FRAnalyzer фірми omicron на діючих електроенергетичних підприємствах, такі як АТ «ВІННИЦЯОБЛЕНЕРГО» (Вінницька область), та Писарівська ФЕС ТОВ Сервістрасавто (Хмельницька область), процес проведення вимірювань представлено на рисунку Г.1.



Рисунок Г.1 – Процес проведення діагностування СТ

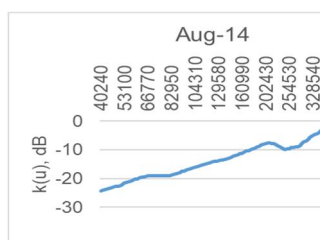
Метод частотного аналізу АЧХ передбачає аналіз амплітудних значень сигналу відгуку на тестовий сигнал і, в наш час, застосовується для діагностування СТ [13÷15]. Цей метод полягає у тому, що спочатку вимірюються амплітудні значення напруги сигналу відгуку на тестовий сигнал ($U_{амп.відг}$) та напруги тестового сигналу ($U_{амп.тест}$). Далі визначається коефіцієнт передачі тестового сигналу на різній частоті (значення передатної функції), як результат ділення амплітудного значення напруги $U_{амп.відг}$ (сигнала відгуку на тестовий сигнал для поточної частоти цього сигналу) на амплітудне значення напруги (тестового сигналу для такої ж частоти) $U_{амп.тест}$. Цей результат часто записується у децибелах. Тоді він визначається за наступною формулою, яка є передатною функцією [16] тестового сигналу (Г.1) (F):

$$k(u) = 20 \cdot \log_{10} U_{амп.відг} / U_{амп.тест} \quad (\text{Г.1})$$



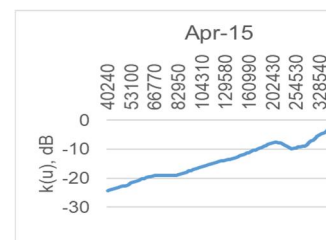
a)

...



b)

...



c)

...

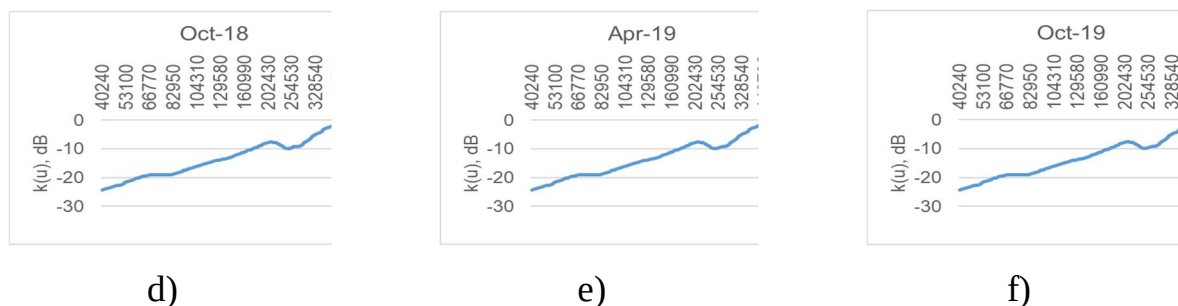


Рисунок Г. 2 – Результати отриманих АЧХ під час експлуатації СТ:

а) квітень 2014р.; б) жовтень 2014р.; с) квітень 2015р.; д) жовтень 2018р.
е) квітень 2019р.; ф) жовтень 2019р.

Під час порівняння поточної кривої з попередньою, відхилень не спостерігається, але спостерігаються відхилення в межах 5% (рис Г.3). Це свідчить про справний стан СТ. Проте, враховуючи процеси під час експлуатації такого агрегату (електродинамічні сили, короткі замикання, тощо), до наступного планового технічного діагностування, є ймовірність пошкодження обмоток СТ, що може призвести до виводу його із експлуатації.

Пропонується дослідити тенденцію відхилень АЧХ, та спрогнозувати ймовірність виходу з ладу СТ, для прийняття правильного рішення щодо рекомендованої наступної дати проведення діагностування.

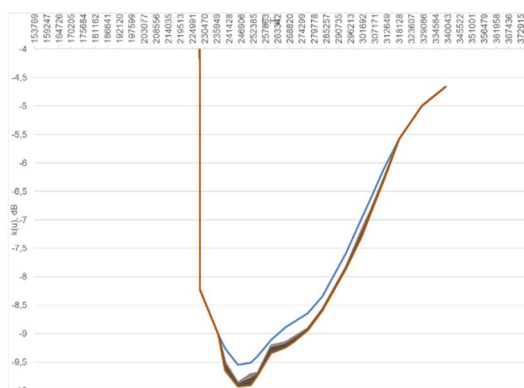


Рисунок Г.3 – Графік порівняння отриманих АЧХ.

Для цього побудуємо графіки зміни вимірної величини у конкретних точках, в яких під час дослідження виявлено зміну значень передатної функції $k(u)$, частина результатів представлена на рис Г.4.

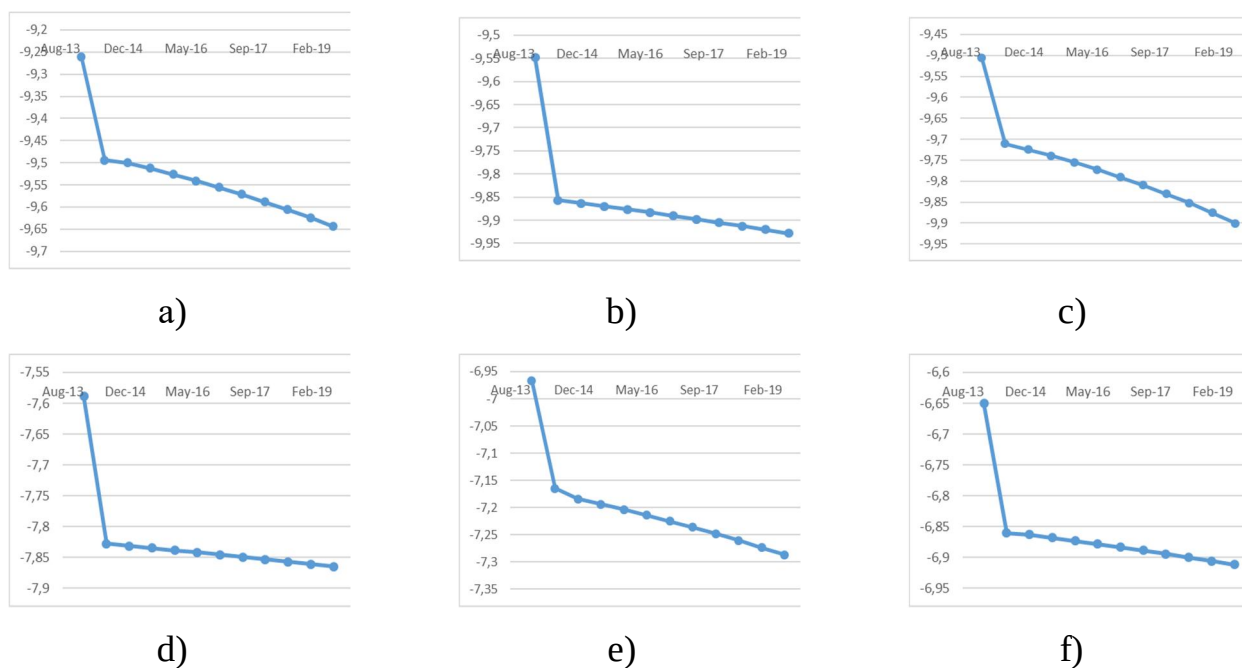


Рисунок Г.4 – Результати порівняння у досліджуваних точках, де спостерігались відхилення:

- a) $k(u) = -9,2616$ dB, при $F = 239640$ Hz; b) $k(u) = -9,5472$ dB, при $F = 245490$ Hz; c) $k(u) = -9,5064$ dB, при $F = 251480$ Hz; d) $k(u) = -7,5888$ dB, при $F = 294150$ Hz; e) $k(u) = -6,9666$ dB, при $F = 301330$ Hz; f) $k(u) = -6,6504$ dB, при $F = 304980$ Hz.

Таким чином на досліджуваних точках спостерігається тенденція незначних відхилень. Загалом картина на проміжку досліджуваної частоти набуває вигляду представленому на рисунку Г.5:

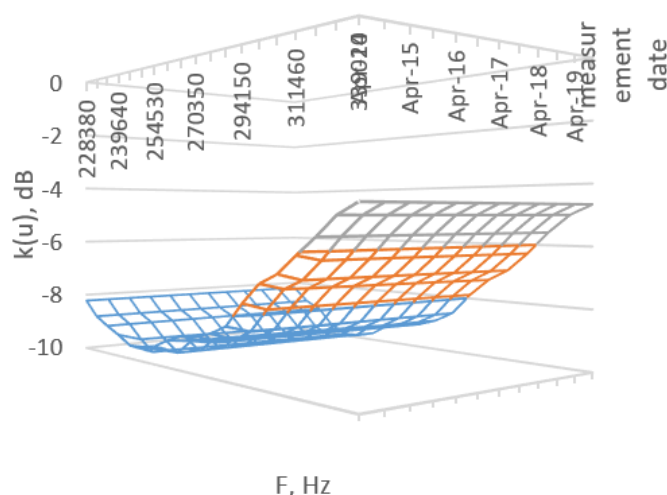


Рисунок Г.5 – Тенденція зміни АЧХ протягом досліджуваного періоду

За [2,4] визначимо межу відхилення 5% на даному проміжку частоти для подальшого визначення ймовірного перетину графіків у визначених точках такої межі, з метою прогнозування ймовірного пошкодження обмоток СТ.

Отже, для кожної із досліджуваних точок визначено 5% межу. Результати представлені в таблиці Г.1:

Таблиця Г.1 – Результати отримання 5-% межі досліджуваних точок

Частота вимірювань, Гц	239640	245490	..	301330	304980
Досліджувана точка, дБ	-9,2616	-9,5472	..	-6,9666	-6,6504
5% межа, дБ	-9,7246	-10,024	..	-7,31493	-6,98292

Побудуємо графіки зміни досліджуваних точок, з урахуванням 5% межі, та побудуємо «лінію тренду» для прогнозування тенденції зміни відхилення АЧХ. Лінію тренду пропонується побудувати у вигляді поліноміального рівняння, оскільки для апроксимації поставленої задачі, метод передбачає найбільш точні результати прогнозування. Метод поліноміальної апроксимації, вирішується з допомогою методу найменших квадратів у відповідності до рівняння (Г.1):

$$y = b + c_1 \cdot x + c_2 \cdot x^2 + c_3 \cdot x^3 + \dots + c_n \cdot x^n \quad (\Gamma.1)$$

Де b та $c_1 \dots c_n$ – константи.

Метод найменших квадратів (МНК) є одним із методів регресійного аналізу, який використовується для статистичного оцінювання параметрів регресійної моделі за емпіричними даними, що дозволяє адекватно оцінити, виміряну АЧХ СТ. За цим методом параметри досліджуваної моделі повинні відповідати такому рівнянню регресії, що забезпечує найменше значення суми квадратів відхилень емпіричних даних від тих, що обчислені за рівнянням регресії. Так, з двох різних наближень тієї ж самої емпіричної функції, що задана у вигляді таблиці, кращим вважається те, для якого сума квадратів відхилення має найменше значення.

Графік функції проходить таким чином, що різниця між значеннями функції типу (Г.2) та ординатами емпіричних точок була якомога меншою.

$$\hat{Y} = f(x) \quad (\Gamma.2)$$

Теорема Гаусса – Маркова відповідає узагальненню умов застосування методу найменших квадратів. Якщо прийняти припущення моделі, то рівняння (Г.1) набуває вигляду (Г.3):

$$Y_i = b_0 + b_1 \cdot X_{i1} + b_2 \cdot X_{i2} + \dots + b_m \cdot X_{im} + \varepsilon_i, \quad (\Gamma.3)$$

де $i = \overline{1, n}$, n – обсяг вибірки (кількість емпіричних точок); X_i – детермінована величина (у загальному випадку це матриця результатів n спостережень m -вимірної випадкової величини X , що відповідає сукупності зовнішніх факторів);

$$M(\varepsilon_i) = 0, M(\varepsilon_i^2) = V(\varepsilon_i) = \sigma^2,$$

де $V(\varepsilon)$ – матриця коваріацій (попарних варіацій) похибок, ε_i – похибка i -го вимірювання;

$$M(\varepsilon_i \varepsilon_s) = 0, \text{ при } t \neq s.$$

Де t і s – номери вимірювань, то оцінки параметрів $\widehat{b}_0, \widehat{b}_1, \dots, \widehat{b}_m$, які отримані за МНК, мають найменшу дисперсію серед усіх лінійних незсунутих оцінок, тобто ці оінки є ефективними.

Моделі, які побудовані з використанням методу найменших квадратів при виконанні умов теореми Гаусса – Маркова, називаються класичними економетричними моделями, а сам метод їх побудови називається 1МНК, тобто однокроковий метод найменших квадратів.

Розглянемо алгоритм вирішення поставленої задачі для лінійної моделі: маємо рівняння (Г.4):

$$k(u, \widehat{F}_0, \widehat{F}_1, \widehat{F}_2) = \widehat{F}_0 + \widehat{F}_1 \cdot x_1 + \widehat{F}_2 \cdot x_1^2$$

За методом МНК складемо функцію суми квадратів нев'язок (Г.5):

$$S = \sum_{i=1}^n (\widehat{F}_0 + \widehat{F}_1 \cdot x_1 + \widehat{F}_2 \cdot x_1^2 - k_i)^2 \rightarrow \min$$

З метою апроксимації отриманих емпіричних даних за вищенаведеним алгоритмом та у відповідності до визначених рівнянь (Г.4÷Г.5), визначимо рівняння побудови лінії тренду для кожної із досліджуваних точок. Використовуючи пакет прикладних програм отримаємо:

Таблиця Г.2 Результати отримання лінії тренду

Досліджуванa точка, dB	Частота, Hz	Поліноміальне рівняння лінії тренду	Коефіцієнт R ²
-9,2616	239640	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 0,84x + +12\ 002,27$	0,89
-9,5472	245490	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 1,18x + 16\ 817,70$	0,81
-9,5064	251480	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 0,75x + 10\ 757,31$	0,92
-9,3942	254530	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 1,14x + 16\ 239,65$	0,78
-9,1086	260470	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 0,34x + 4\ 831,71$	0,96
-8,8842	267110	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 0,98x + 14\ 072,21$	0,83
-8,8026	270350	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 1,01x + 14\ 444,53$	0,83
-8,6394	276940	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 1,00x + 14\ 277,22$	0,78
-8,3436	283700	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 0,88x + 12\ 566,39$	0,78
-7,5888	294150	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 0,91x + 13\ 075,31$	0,78
-6,9666	301330	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 0,77x + 11\ 066,89$	0,89
-6,6504	304980	$k(u) = -0,00x^3 + 0,00x^2 - 0,79x + 11\ 296,54$	0,81

Відповідно до отриманих рівнянь побудуємо лінії тренду для досліджуваних точок:

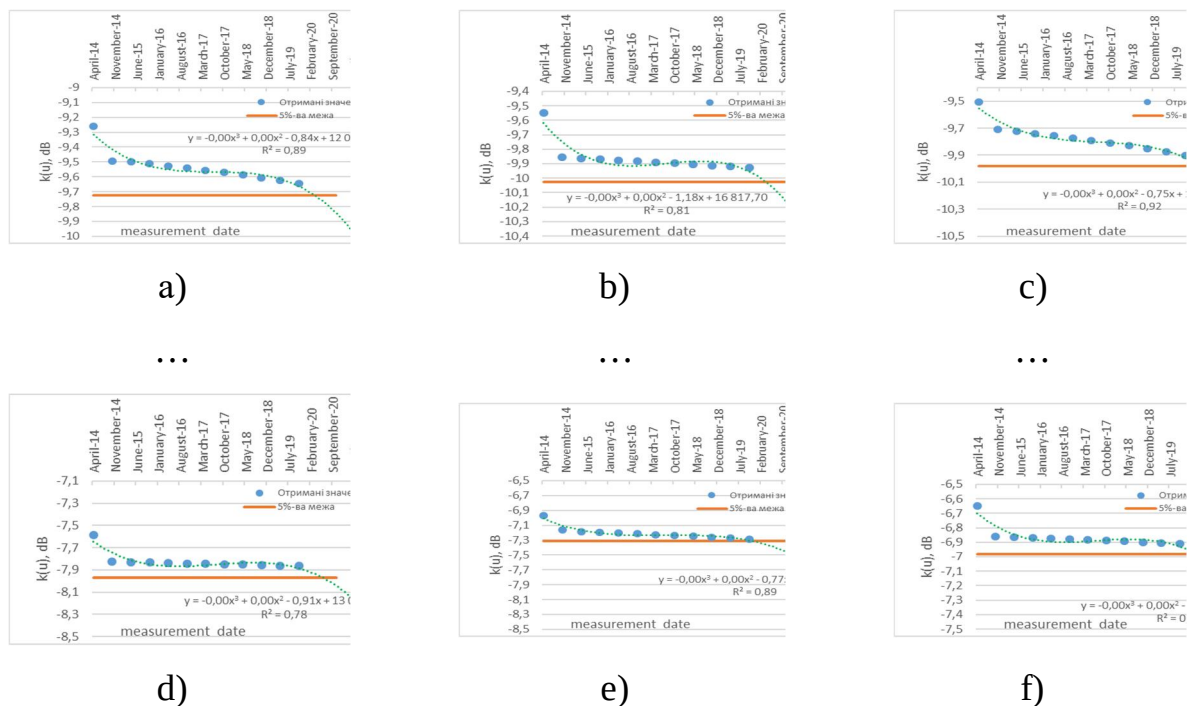


Рисунок Г.5 – Результати побудови лінії тренду для АЧХ досліджуваної точки, де спостерігались відхилення:

- a) $k(u) = -9,2616$ dB, при $F = 239640$ Hz; b) $k(u) = -9,5472$ dB, при $F = 245490$ Hz; c) $k(u) = -9,5064$ dB, при $F = 251480$ Hz; d) $k(u) = -7,5888$ dB, при $F = 294150$ Hz; e) $k(u) = -6,9666$ dB, при $F = 301330$ Hz; f) $k(u) = -6,6504$ dB, при $F = 304980$ Hz.

Визначення рекомендованого терміну проведення наступних вимірювань АЧХ.

З вищенаведеного рисунку видно, що у досліджуваній точці значення передатної функції «-9,2616 dB» при частоті тестового сигналу «239640 Hz» лінія тренду перетинає 5% значення у точці «February-20», рис Г5.а. Це значення показує, що із врахуванням тенденції зміни відхилень, є ймовірність перетину (у даній досліджуваній точці), поточної АЧХ, з попередньо виміряною АЧХ. Що в свою чергу може призвести до такого пошкодження як наприклад зсув витків обмоток. Та враховуючи те що досліджуваних точок є декілька пропонується

визначити середню рекомендовану дату проведення діагностування ТС, шляхом аналізу його АЧХ. Таким чином з рис. Г.5 маємо результати отриманих рекомендованих термінів, проведення вимірювань:

Таблиця Г.3 – Результати отримання лінії тренду

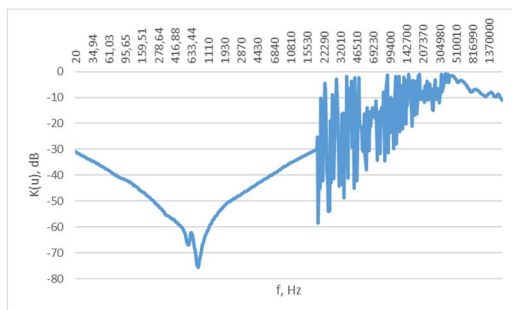
Досліджуван а точка, dB	-9,2616	-9,5472	-9,5064	-9,3942	-9,1086	-8,8842	-8,8026	-8,6394	-8,3436	-7,5888	-6,9666	-6,6504
Частота, Hz	239640	245490	251480	254530	260470	267110	270350	276940	283700	294150	301330	304980
Точка перетину 5%- ї межі лінією тренду	Feb.-20	Feb.-20	Feb.-20	Feb.-20	Apr.-20	Feb.-20	Feb.-20	Feb.-20	Feb.-20	Feb.-20	Feb.-20	Feb.-20

Таким чином середня дата наступного рекомендованого проведення діагностування ТС складає лютий 2020 р. Враховуючи це, та період проведення вимірювань АЧХ, авторами пропонується виконати вимірювання АЧХ СТ не відповідно до плану-графіку, а в лютому 2020 р.

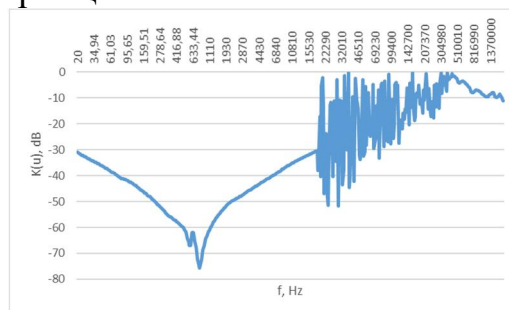
Додаток Д

Отримані АЧХ

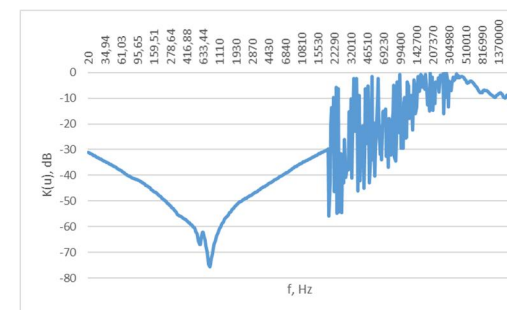
Деформація в межах основної обмотки



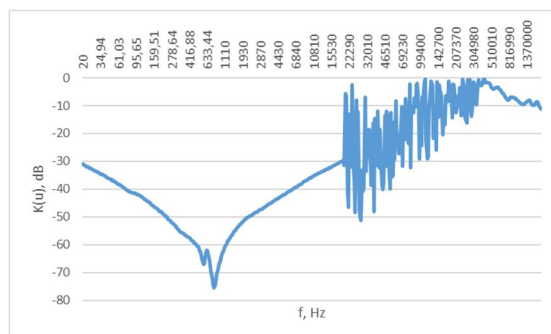
Усереднена АЧХ (по 3-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 052 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



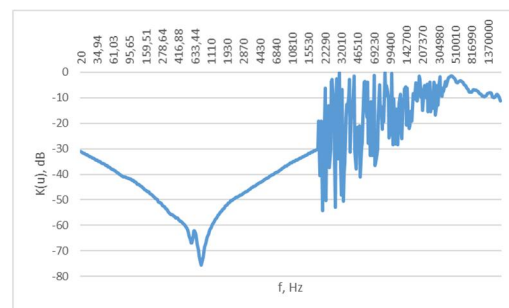
Усереднена АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 023 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



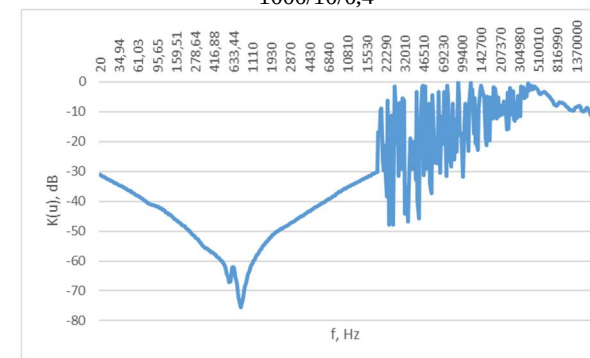
Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 044 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

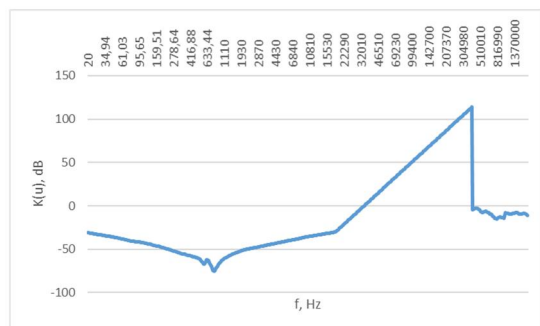


Усереднена АЧХ (по 8-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 008 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4

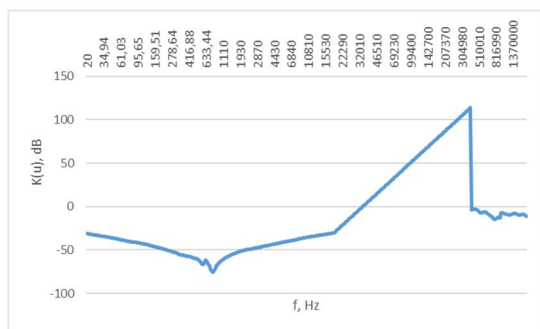


Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 042 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

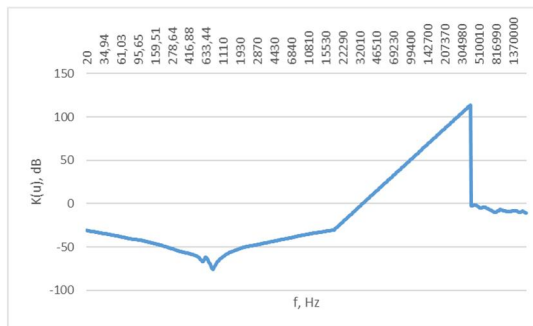
Зсув основної обмотки



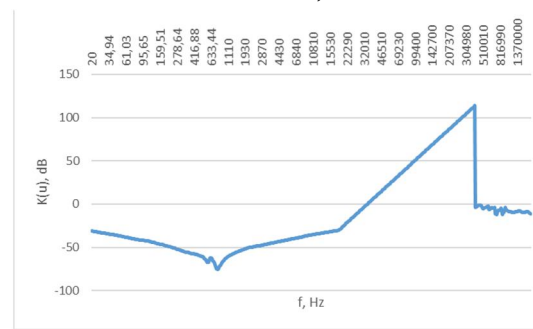
Усереднена АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 013 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



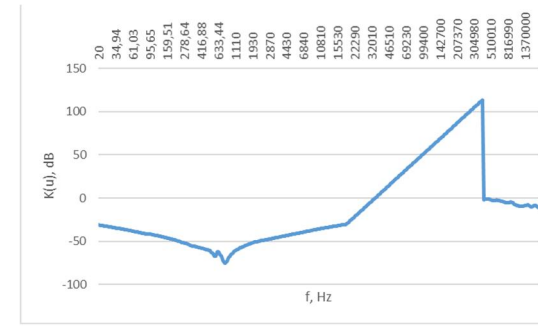
Усереднена АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 009 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



Усереднена АЧХ (по 8-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 005 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



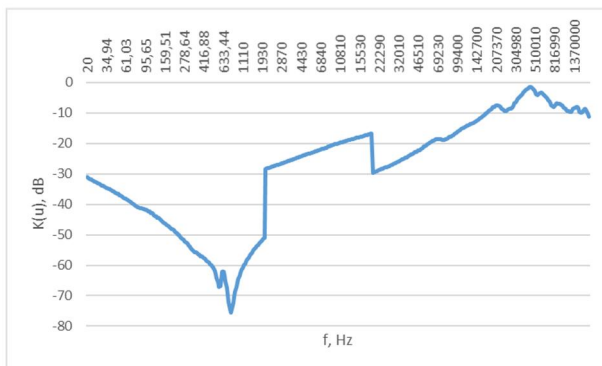
Усереднена АЧХ (по 3-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 003 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



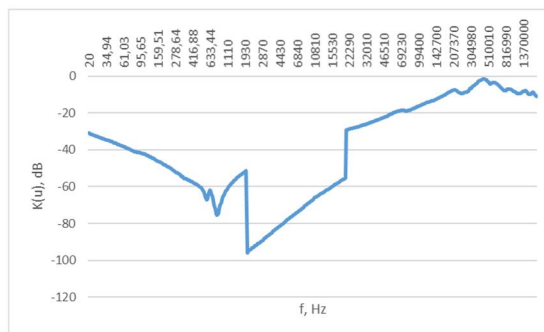
Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4

Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 001 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

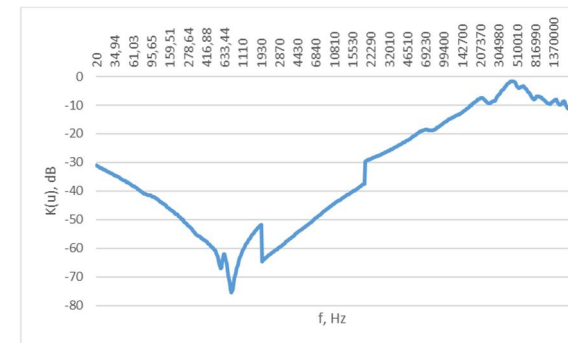
Зміщення витків між обмотками та кріпленням



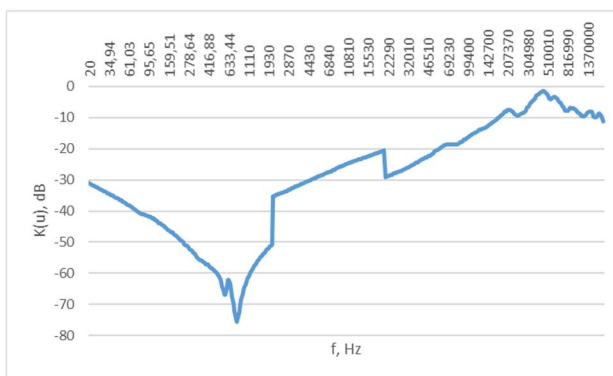
Усереднена АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



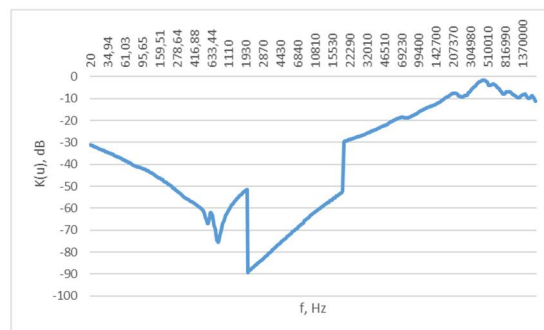
Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 010 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



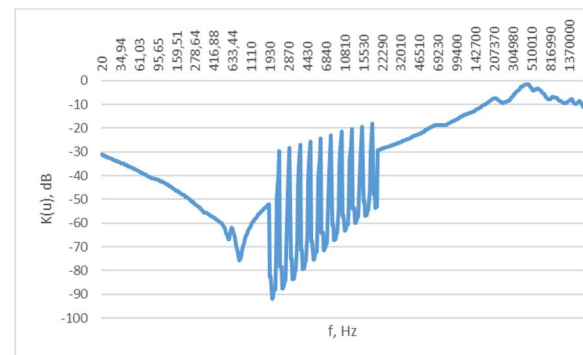
Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



Усереднена АЧХ (по 8-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 022 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

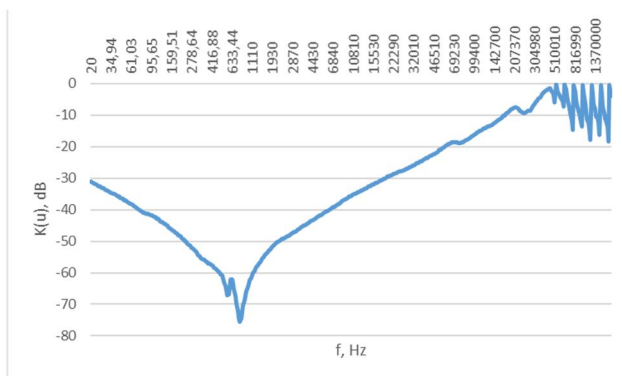


Усереднена АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 005 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4

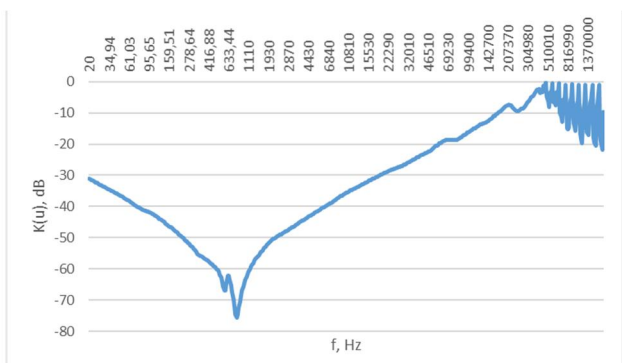


Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 022 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

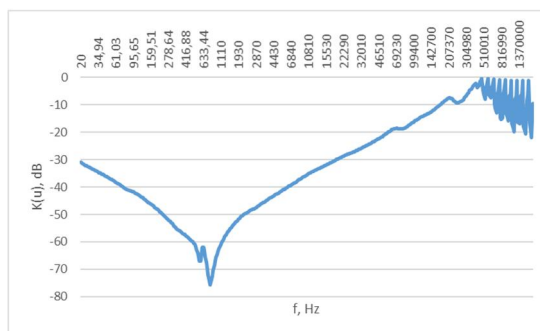
Осьове зміщення витків



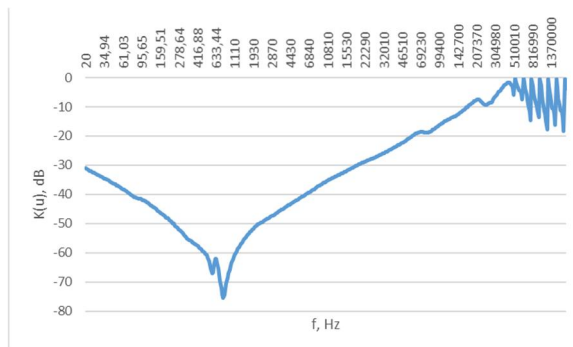
Усереднена АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 013 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



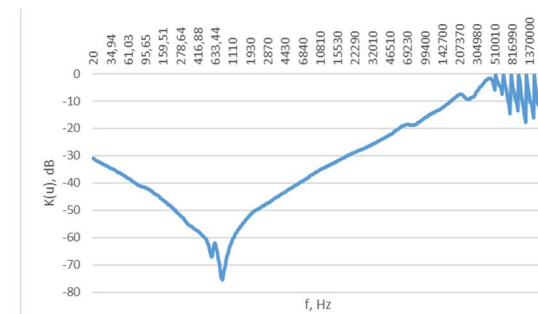
Усереднена АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



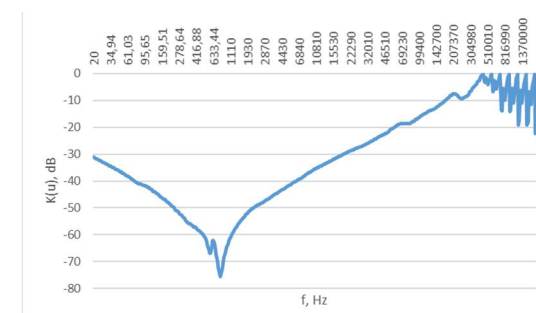
Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



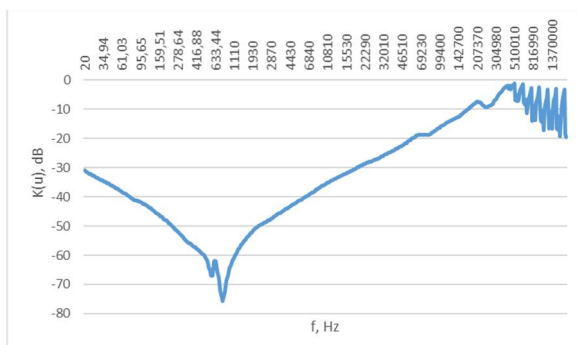
Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 001 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



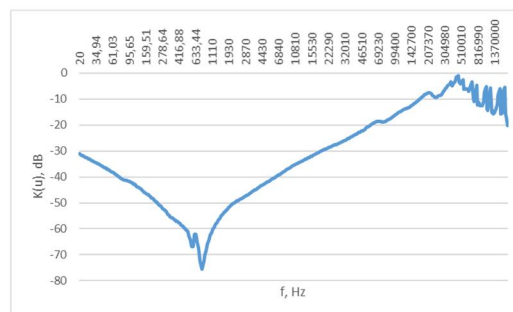
Усереднена АЧХ (по 3-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 023 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 005 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



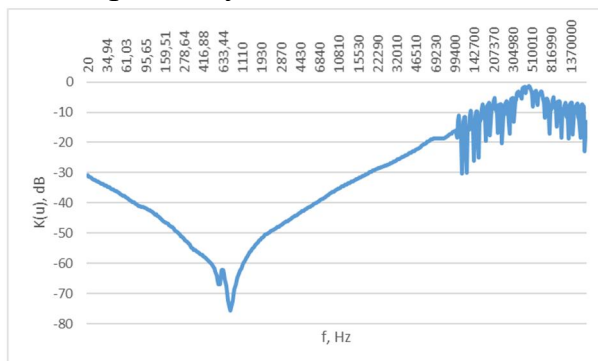
Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



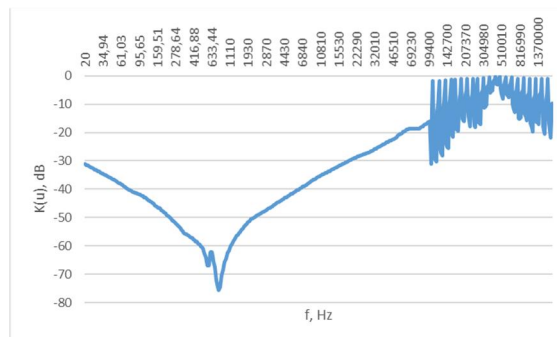
Усереднена АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 003 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

Усереднена АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 005 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

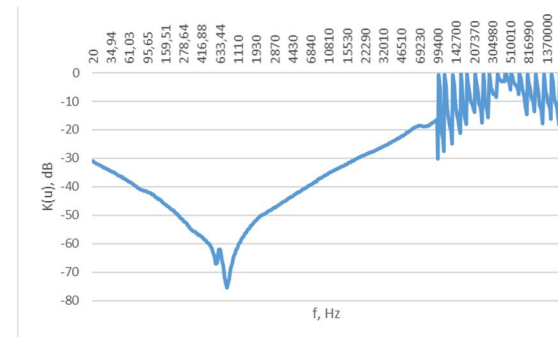
Зміна проміжку між обмотками



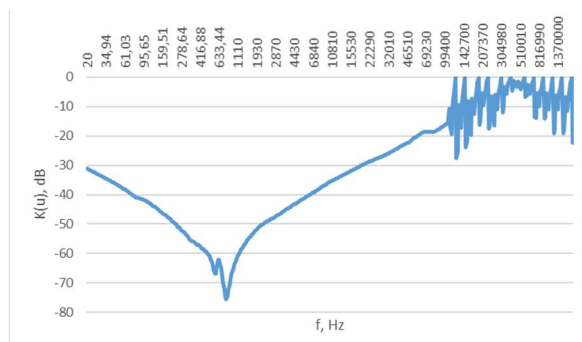
Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



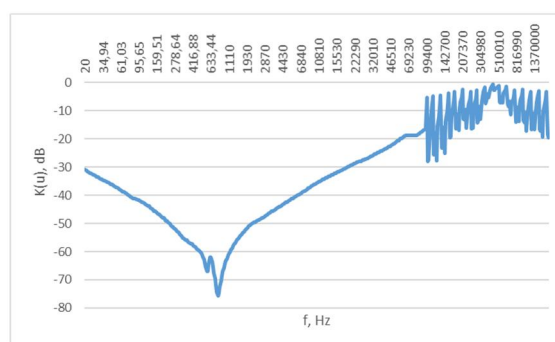
Усереднена АЧХ (по 8-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 042 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



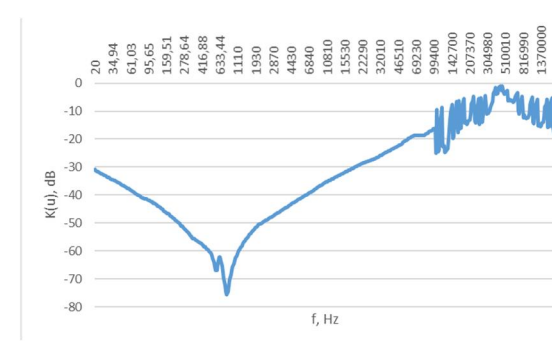
Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 008 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 044 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

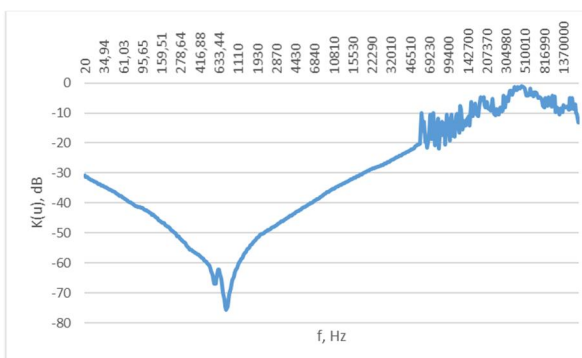


Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 005 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

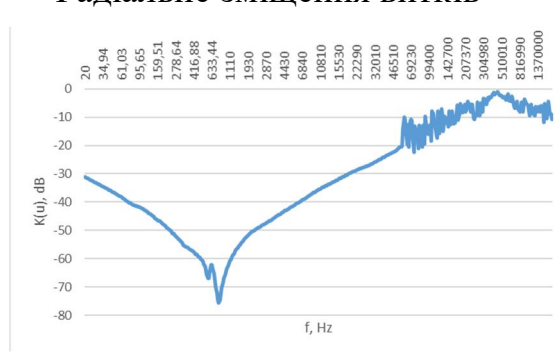


Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

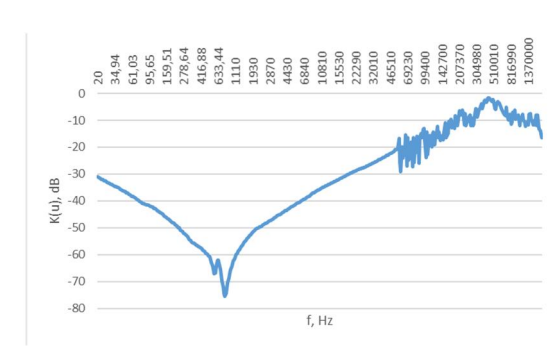
Радіальне зміщення витків



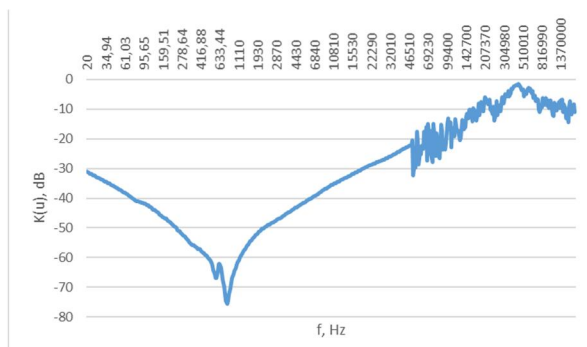
Усереднена АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



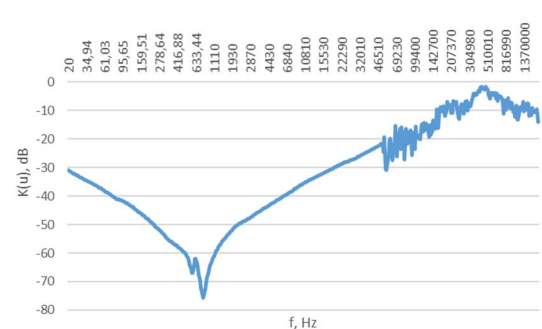
Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 022 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



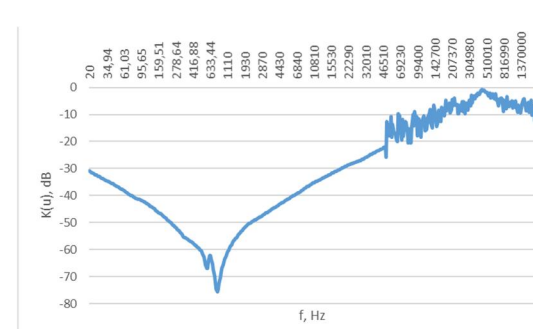
Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 044 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4

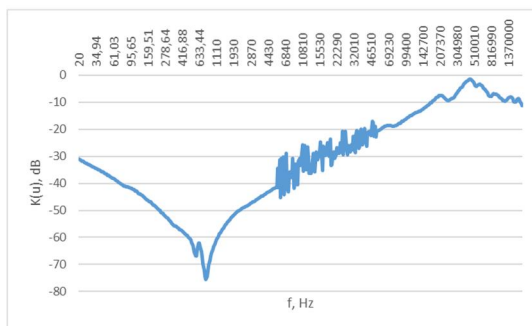


Усереднена АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 023 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

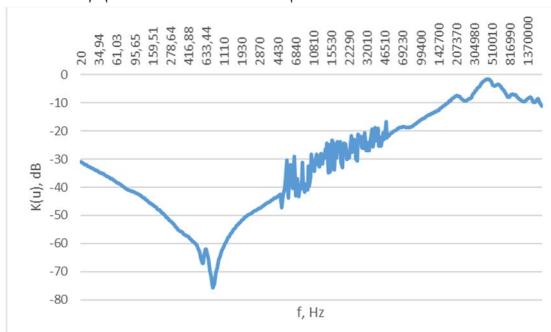


Усереднена АЧХ (по 3-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 042 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

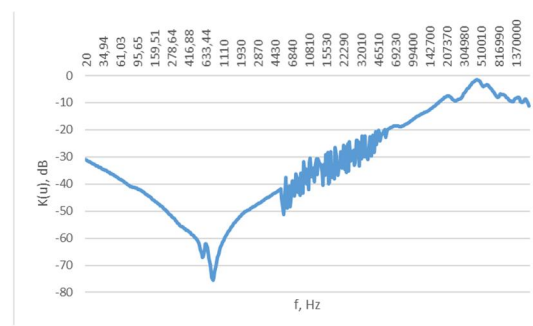
Радіальне зміщення витків



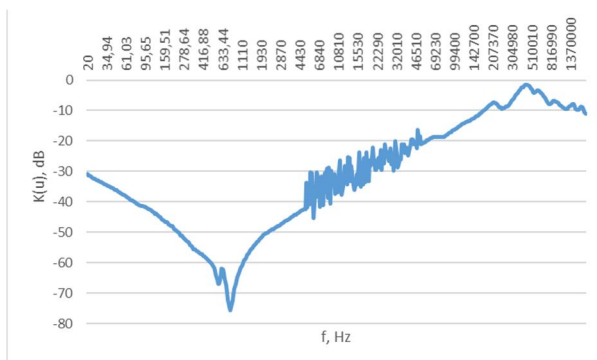
Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 009 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



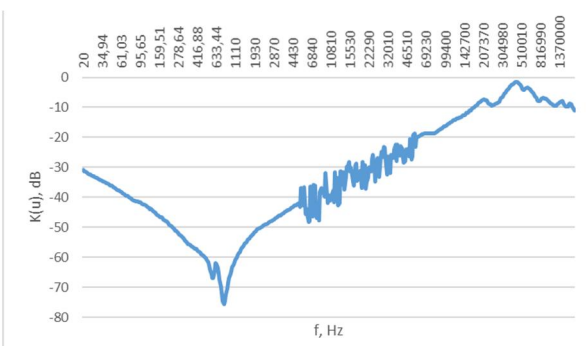
Усереднена АЧХ (по 8-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 001 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

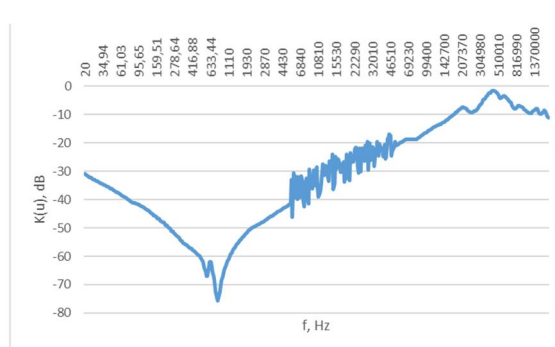


Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4

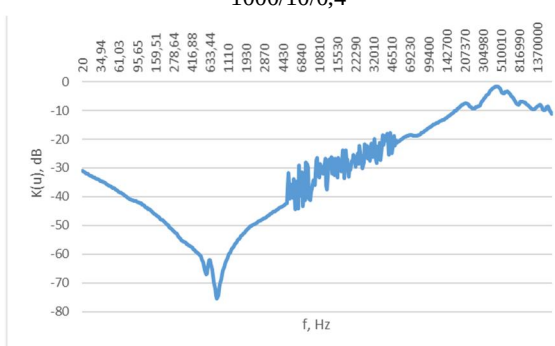


Усереднена АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 005 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4

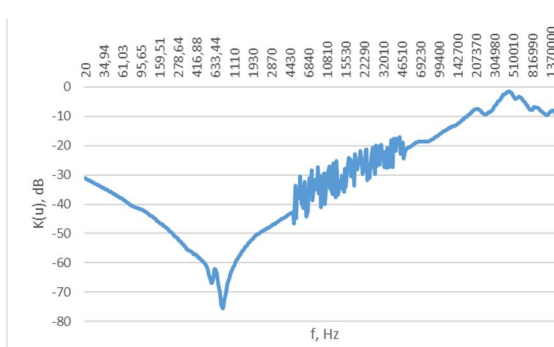
Міжвиткове коротке замикання



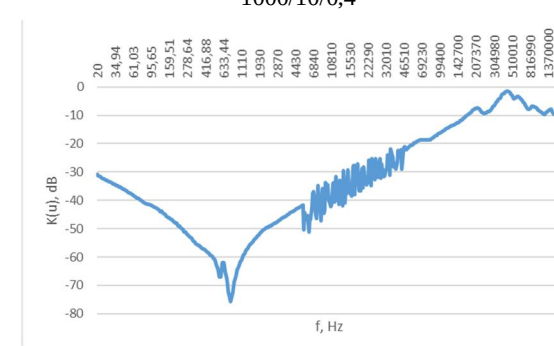
Усереднена АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 013 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



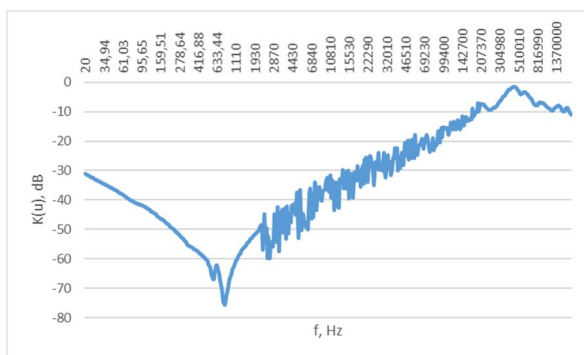
Усереднена АЧХ (по 3-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



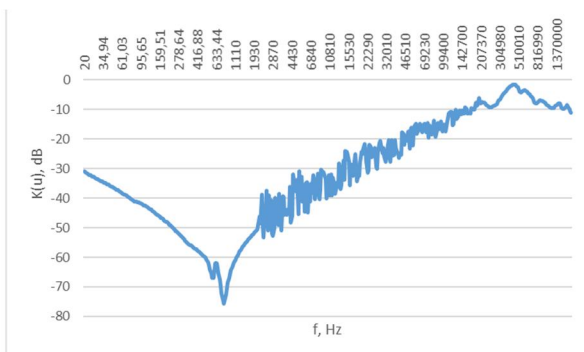
Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 008 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



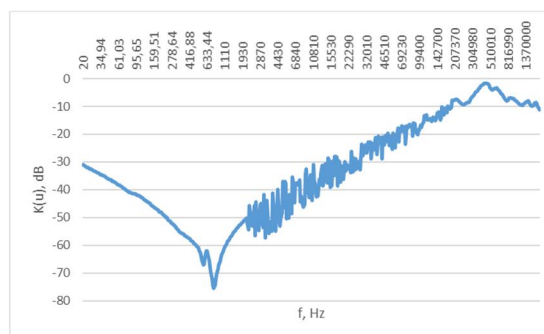
Усереднена АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



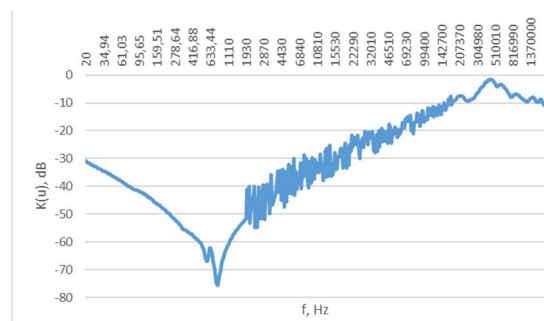
Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 023 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 044 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

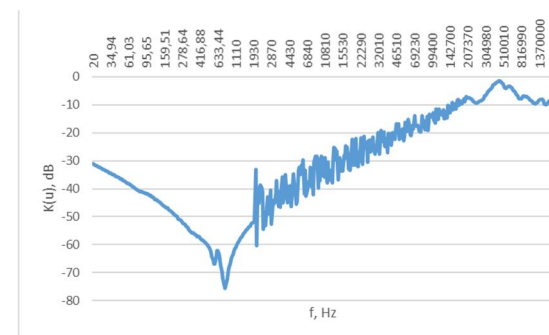


Усереднена АЧХ (по 8-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 008 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4

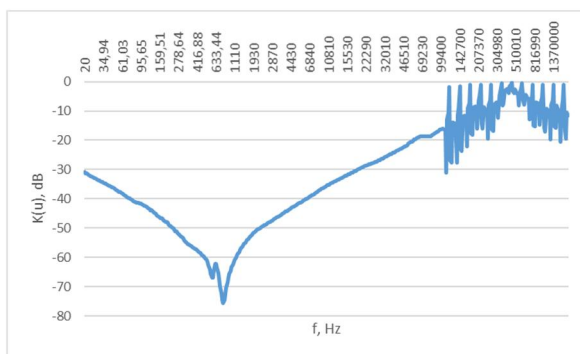


Усереднена АЧХ (по 3-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 022 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4

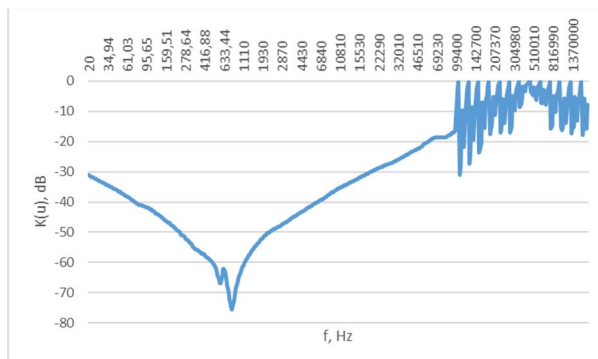
Осьове зміщення обмотки



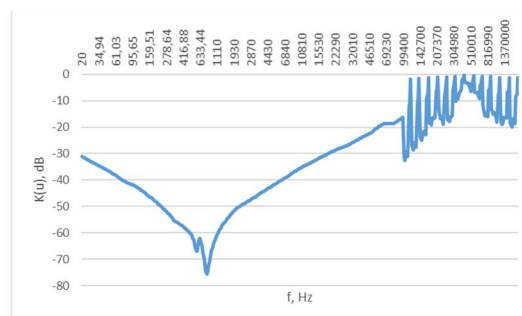
Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 009 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



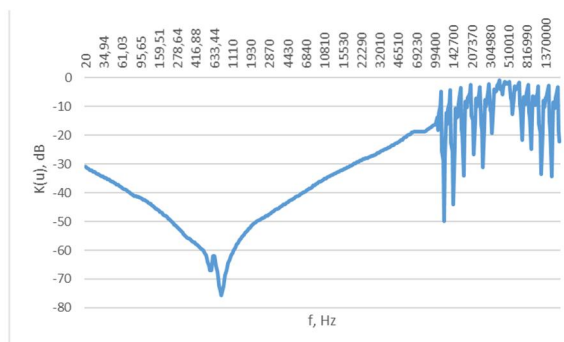
Усереднена АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 010 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

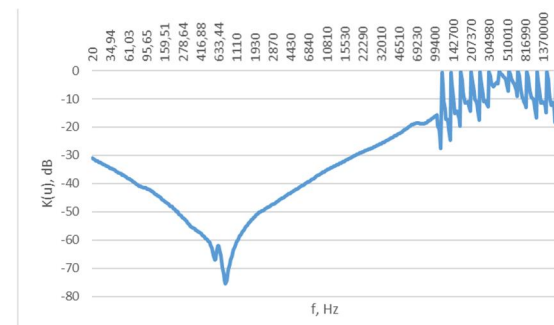


Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 052 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

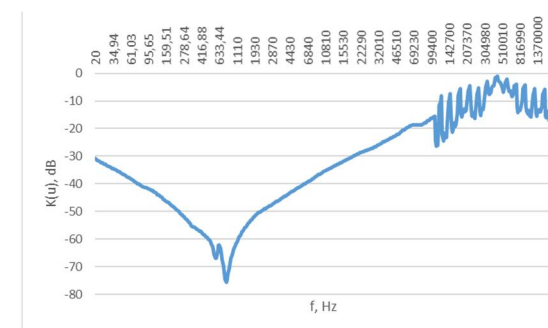


Усереднена АЧХ (по 3-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 042 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4

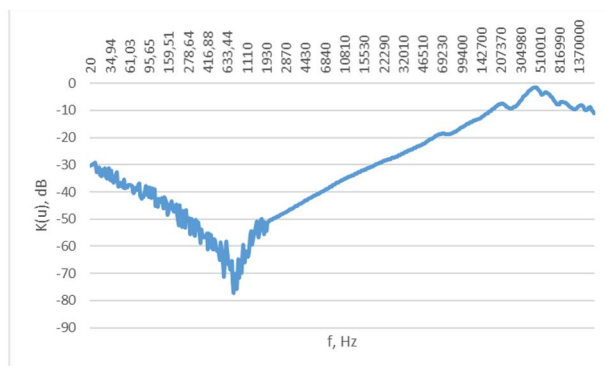
Деформація в магнітному осерді



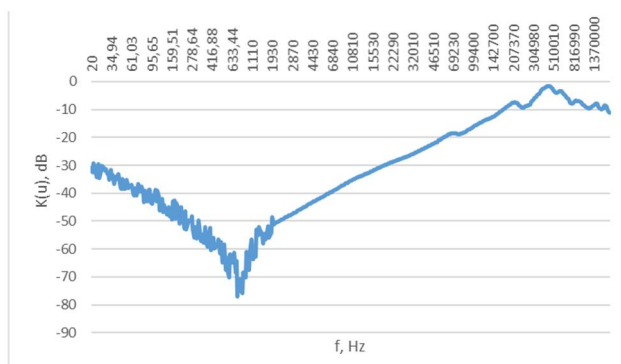
Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 005 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



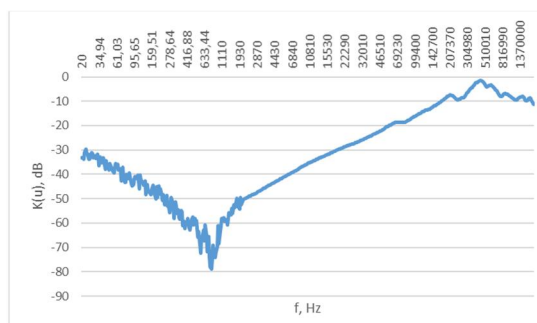
Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 013 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



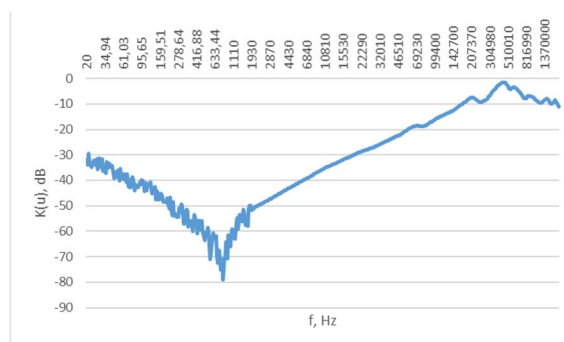
Усереднена АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 010 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

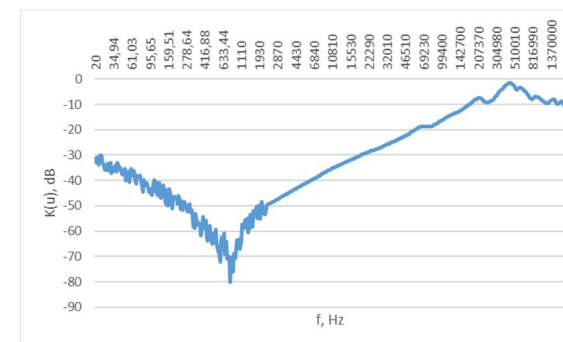


Усереднена АЧХ (по 8-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 052 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4

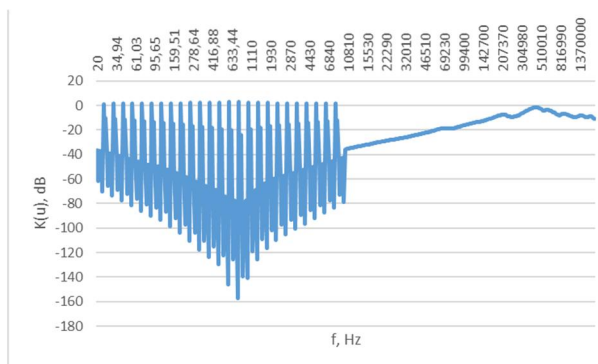


Усереднена АЧХ (по 3-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

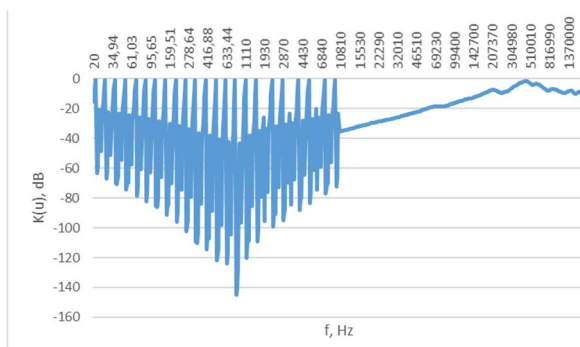
Обертання магнітопроводу



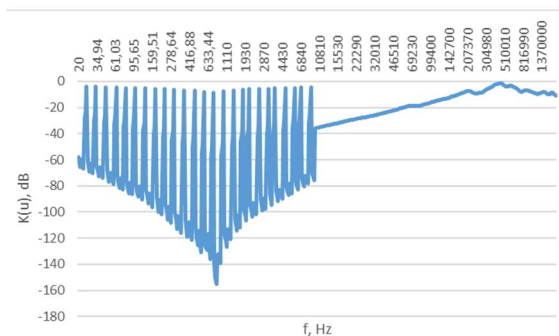
Усереднена АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 005 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



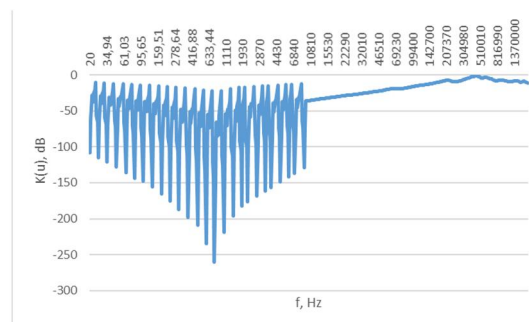
Усереднена АЧХ (по 3-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 009 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



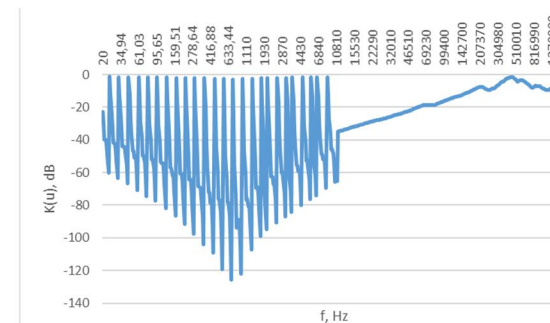
Усереднена АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 044 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



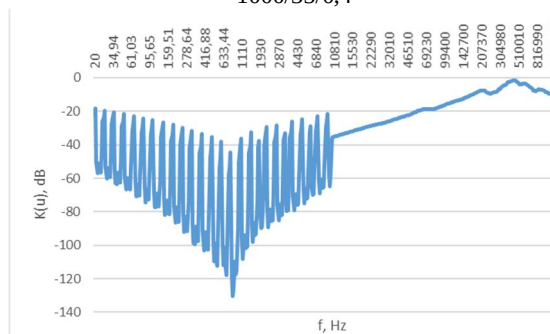
Усереднена АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 042 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



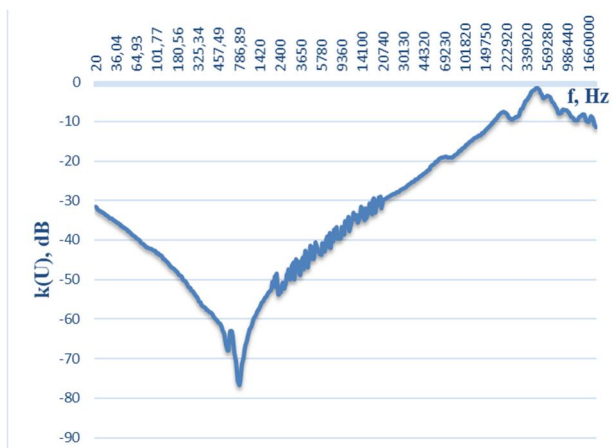
Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 022 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



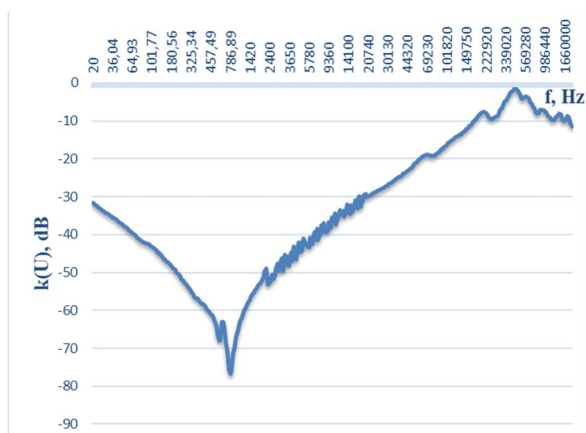
Усереднена АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 008 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



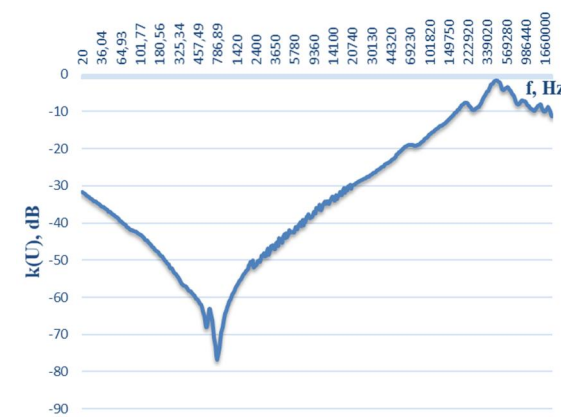
Усереднена АЧХ (по 8-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



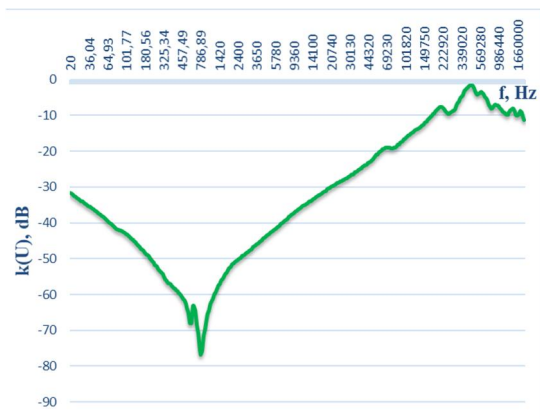
Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 013 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



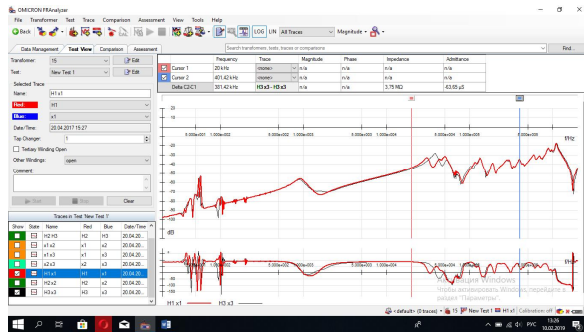
Усереднена АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



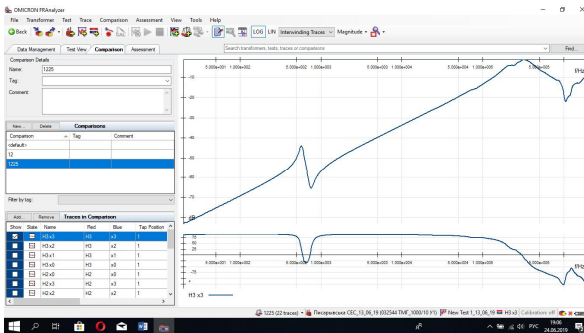
Усереднена АЧХ (по 3-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 005 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



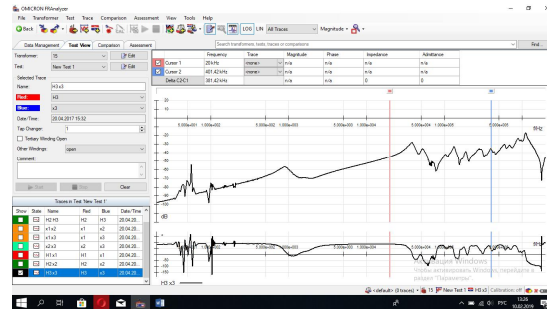
Усереднена АЧХ (по 9-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 001 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



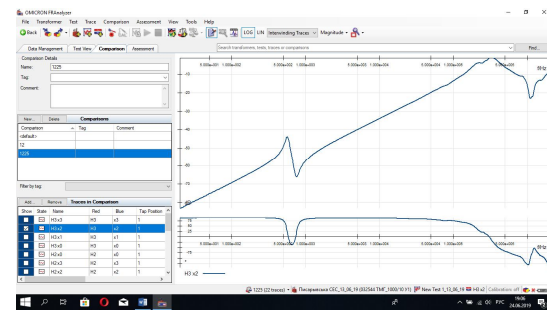
Виміряна АЧХ (по 2-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 010 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



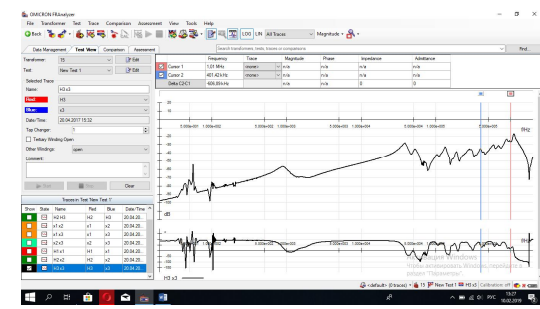
Виміряна АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 008 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



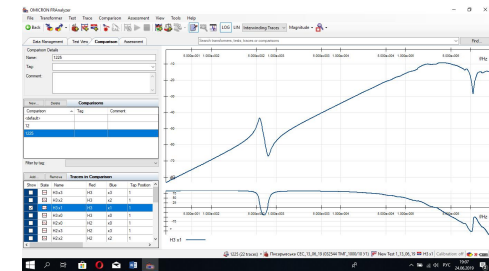
Виміряна АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



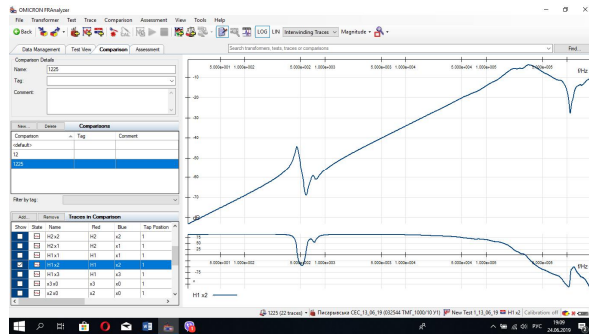
Виміряна АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 044 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



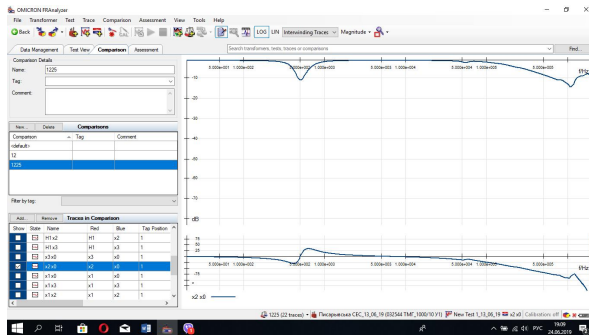
Виміряна АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



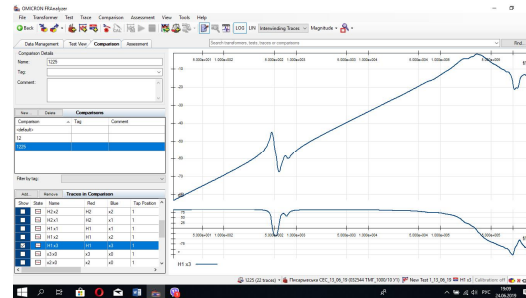
Виміряна АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 042 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



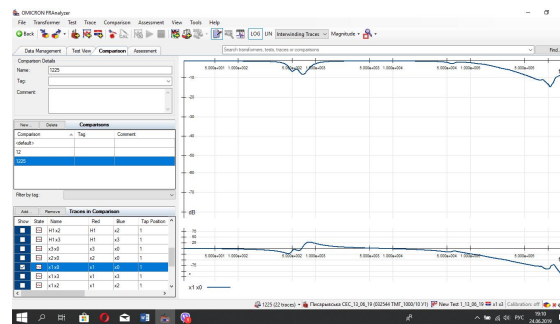
Виміряна АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 003 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



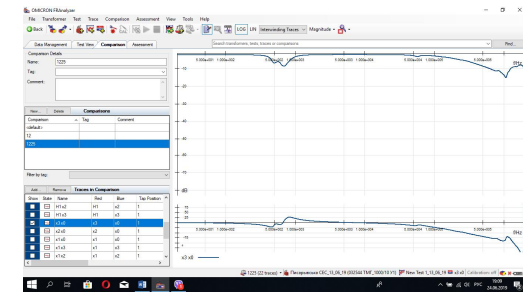
Виміряна АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза а (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 002 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



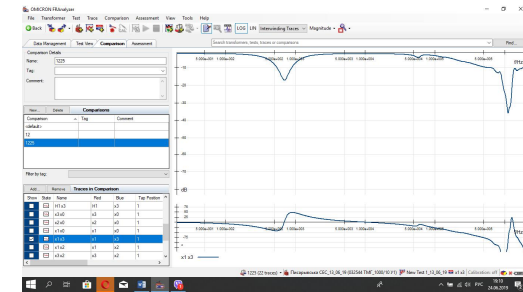
Виміряна АЧХ (по 7-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 013 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



Виміряна АЧХ (по 5-ти вимірюванням). З'єднання фаза С (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 052 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4



Виміряна АЧХ (по 8-ти вимірюванням). З'єднання фаза А (ВН) – фаза в (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 009 тип СТ ТМГ 1000/35/0,4



Виміряна АЧХ (по 14-ти вимірюванням). З'єднання фаза В (ВН) – фаза с (НН). Порядковий номер за проведеними вимірюваннями № 012 тип СТ ТМГ 1000/10/0,4

Додаток Е Протоколи програмного аналізу АЧХ

25.06.2019 20:15:20

Тип СТ: ТМГ-1000/10/0,4 кВ

Заводський номер: 032544

Місце експлуатації: Хмельницька обл., Старокостянтинівський р-н, с. Писарівка, вул. Садова, 1/1, Писарівська СЕС.

Дата обстеження: 13.06.2019

Схема включення вимірювального приладу: фаза «А» ВН – фаза «а» НН

**ПРОТОКОЛ АМПЛІТУДО-ЧАСТОТНОГО АНАЛІЗУ СИЛОВОГО
ТРАНСФОРМАТОРА**

За результатами проведеного аналізу відхилення не виявлено!

Силовий трансформатор у справному стані.

01.05.2020 21:05:21

Тип СТ: ТМГ-630/10/0,4 кВ

Заводський номер: 010035

Місце експлуатації: м. Вінниця вул. енергетична, АТ Вінницяобленерго.

Дата обстеження: 10.05.2018

Схема включення вимірювального приладу: фаза «а» НН – фаза «с» НН

ПРОТОКОЛ АМПЛІТУДО-ЧАСТОТНОГО АНАЛІЗУ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

За результатами проведеного аналізу виявлено відхилення,
що складають більше ніж 5%, в діапазоні частот
від 98,67 до 44320 Гц, що свідчить про ймовірні дефекти:

Обертання магнітопроводу

Міжвиткове коротке замикання

Деформації в магнітному осерді

Зміщення витків між обмотками та кріпленням

Радіальне зміщення витків

Деформація в межах основної обмотки

Рекомендовано звернути увагу на обмотки силового
трансформатора та виконати додаткові вимірювання!

Додаток Ж Код програми

```

using System;
using System.Collections.Generic;
using System.Globalization;
using System.Windows.Forms;
using System.IO;
using System.Linq;
namespace PowerTransformer
{
    public partial class Form1 : Form
    {
        public class Defect
        {
            public int Id { get; set; }
            public float FromFrequency { get; set; }
            public float ToFrequency { get; set; }
            public string Description { get; set; }
        }

        private Dictionary<float, float> _data1;
        private Dictionary<float, float> _data2;
        private string _transformerInfo;

        private readonly IEnumerable<Defect> _defects;
        private IEnumerable<Defect> _defectResult;

        private float fromFrequency;
        private float toFrequency;

        public Form1()
        {
            InitializeComponent();

            _data1 = new Dictionary<float, float>();
            _data2 = new Dictionary<float, float>();

            _defects = new List<Defect>
            {
                new Defect
                {
                    Id = 1,
                    FromFrequency = 10,
                    ToFrequency = 1005.34f,
                    Description = "Обертання
магнітнопроводу"
                },
                new Defect
                {
                    Id = 2,
                    FromFrequency = 10,
                    ToFrequency = 1989.29f,
                    Description = "Міжвиткове коротке
замикання"
                },
                new Defect
                {
                    Id = 3,
                    FromFrequency = 10,
                    ToFrequency = 2064.23f,
                    Description = "Деформації в магнітному
осерді"
                },
                new Defect
                {
                    Id = 4,
                    FromFrequency = 2046.75f,
                    ToFrequency = 19938.28f,
                    Description = "Зміщення витків між
обмотками та кріпленням"
                },
                new Defect
                {
                    Id = 5,
                    FromFrequency = 4994.27f,
                    ToFrequency = 500175.11f,
                    Description = "Радіальне зміщення
витків"
                }
            }
        }
    }
}

```

```

    },
    new Defect
    {
        Id = 6,
        FromFrequency = 19978.96f,
        ToFrequency = 400541.76f,
        Description = "Деформація в межах
основної обмотки"
    },
    new Defect
    {
        Id = 7,
        FromFrequency = 99970.17f,
        ToFrequency = 2000000f,
        Description = "Зміна проміжку
обмотками"
    },
    new Defect
    {
        Id = 8,
        FromFrequency = 399820.65f,
        ToFrequency = 2000000f,
        Description = "Осьове зміщення витків"
    },
    new Defect
    {
        Id = 9,
        FromFrequency = 400343.87f,
        ToFrequency = 999842.33f,
        Description = "Зсув основної обмотки"
    },
    new Defect
    {
        Id = 10,
        FromFrequency = 201031.20f,
        ToFrequency = 2000000f,
        Description = "Міжвиткове коротке
замикання"
    }
};
}

```

```

        private void button1_Click(object sender,
EventArgs e)
        {
            using (var openFileDialog = new
OpenFileDialog())
            {
                openFileDialog.Filter = "CSV file
(*.csv)|*.csv";

                var dialogResult =
openFileDialog.ShowDialog();

                if (dialogResult == DialogResult.OK)
                {
                    _data1.Clear();

                    textBox1.Text =
openFileDialog.SafeFileName;

                    using (var reader = new
StreamReader(openFileDialog.FileName))
                    {
                        while (!reader.EndOfStream)
                        {
                            var line = reader.ReadLine();
                            var values = line.Split(',');

                            if (float.TryParse(values[0],
NumberStyles.Any, CultureInfo.InvariantCulture, out
float value1) &&
                                float.TryParse(values[1],
NumberStyles.Any, CultureInfo.InvariantCulture, out
float value2))
                            {
                                _data1.TryAdd(value1, value2);
                            }
                        }
                    }
                }
            }

            private void Form1_Load(object sender, EventArgs
e)

```

```

{
    }

    private void button5_Click(object sender,
EventArgs e)
    {
        if (!_data1.Any() ||
            !_data2.Any() ||
            string.IsNullOrEmpty(_transformerInfo))
        {
            MessageBoxButtons buttons =
            MessageBoxButtons.OK;

            MessageBox.Show("Потрібно завантажити
всі файли", "Помилка", buttons);

            return;
        }

        var errors = new List<float>();
        _defectResult = new List<Defect>();

        float totalPercent = 0;

        foreach (var data1 in _data1.OrderBy(x =>
x.Key))
        {
            float data1Value = data1.Value;
            float data2Value = _data2[data1.Key];

            float result = Math.Abs((data2Value -
data1Value) / data1Value) * 100;

            if (result > 5)
            {
                totalPercent += result;

                errors.Add(data1.Key);
            }
        }

        var defects = new List<Defect>();

        fromFrequency = errors.FirstOrDefault();
        toFrequency = errors.LastOrDefault();

        foreach (var error in errors)
        {
            defects.AddRange(_defects.Where(x =>
x.FromFrequency <= error && x.ToFrequency >=
error));
        }

        _defectResult = defects.Distinct().ToList();

        float percent = 0;
        if (errors.Count > 0)
        {
            percent = (float)Math.Round(totalPercent /
errors.Count, 2);
        }

        string validResult = "Відхилення відсутні,
досліджуваний силовий трансформатор у
справності";
        string invalidResult = $"Відхилення складають
{percent}%, що свідчить про ймовірний дефект.";

        label5.Text = defects.Any() ? invalidResult :
validResult;

        panel2.Visible = true;
    }

    private void button6_Click(object sender,
EventArgs e)
    {
        panel2.Visible = false;
    }

    private void button7_Click(object sender,
EventArgs e)
    {
        try
        {
            saveFileDialog1.Filter = "Text file (*.txt)|*.txt";

```

```

        saveFileDialog1.Title = "Зберегти файл";
        saveFileDialog1.FileName =
$"report_{DateTime.Now.Ticks}";

        if (saveFileDialog1.ShowDialog() ==
DialogResult.OK)
        {
            string result = string.Empty;

            if (_defectResult.Any())
            {
                result =
File.ReadAllText($"{{Environment.CurrentDirectory}}\\Fail
Result.txt");

                string resultSting =
string.Join(Environment.NewLine,
_defectResult.Select(x => x.Description));

                result =
result.Replace("{{FromFrequency}}",
fromFrequency.ToString());

                result = result.Replace("{{ToFrequency}}",
toFrequency.ToString());

                result = result.Replace("{{Defects}}",
resultSting);
            }
            else
            {
                result =
File.ReadAllText($"{{Environment.CurrentDirectory}}\\Suc
cessResult.txt");
            }

            result = result.Replace("{{DateTime}}",
DateTime.Now.ToString("G"));

            result = result.Replace("{{TransformerInfo}}",
_transformerInfo);

File.WriteAllText(saveFileDialog1.FileName, result);
        }

        panel2.Visible = false;
    }

    catch (Exception ex)
    {
        private void button3_Click(object sender,
EventArgs e)
        {
            using (var openFileDialog = new
OpenFileDialog())
            {
                openFileDialog.Filter = "Text file (*.txt)|*.txt";

                var dialogResult =
openFileDialog.ShowDialog();

                if (dialogResult == DialogResult.OK)
                {
                    textBox3.Text =
openFileDialog.SafeFileName;

                    _transformerInfo =
File.ReadAllText(openFileDialog.FileName);
                }
            }
        }

        private void panel1_Paint(object sender,
PaintEventArgs e)
        {
        }

        private void panel2_Paint(object sender,
PaintEventArgs e)
        {
        }

        private void button2_Click(object sender,
EventArgs e)
        {
            using (var openFileDialog = new
OpenFileDialog())

```

```

{
    openFileDialog.Filter = "CSV file
(*.csv)*.csv";

    var dialogResult =
openFileDialog.ShowDialog();

    if (dialogResult == DialogResult.OK)
    {
        _data2.Clear();

        textBox2.Text =
openFileDialog.SafeFileName;
        string data2String = string.Empty;

        using (var reader = new
StreamReader(openFileDialog.FileName))
        {
            while (!reader.EndOfStream)
            {
                var line = reader.ReadLine();
                var values = line.Split(',');

                data2String += line;

```

```

                if (float.TryParse(values[0],
NumberStyles.Any, CultureInfo.InvariantCulture, out
float value1) &&

                    float.TryParse(values[1],
NumberStyles.Any, CultureInfo.InvariantCulture, out
float value2))
                {
                    _data2.TryAdd(value1, value2);
                }
            }
        }

        private void button4_Click(object sender,
EventArgs e)
        {
            this.Close();
        }
    }
}

```

Додаток К Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації: Матеріали дисертаційної роботи, викладені у виданнях, що внесені до переліку фахових для захисту дисертацій з технічних наук:

– в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

- [1] Рубаненко О. Є., Лабзун М. П., Грищук М. О. Визначення дефектів трансформаторного обладнання з використанням частотних діагностичних параметрів. *Вісник Нац. техн. ун-ту "ХПІ" : зб. наук. пр. Сер.: Нові рішення в сучасних технологіях*, 2017. № 23. С. 41-46.
- [2] Rubanenko O., Rubanenko O., Hryshchuk M. Planning of the experiment for the defining of the technical state of the transformer by using amplitude-frequency characteristi. *Przegląd elektrotechniczny* 2020. No 3. P. 119–124.
- [3] Рубаненко О. Є., Грищук М. О., Лабзун М. П. Обґрунтування можливості виявлення дефектів деформації обмоток силового трансформатора за результатами вимірювань FRA. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2017. № 186. С. 103–106.
- [4] Рубаненко О. Є., Грищук М. О., Лабзун М. П. Обґрунтування меж діапазону частот ачх трансформаторів відповідного дефектам зсуву витків. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*. 2017. № 5, С. 171–176.
- [5] Грищук М. О., Рубаненко О. О., Рубаненко О. Є. Планування технічного обслуговування силових трансформаторів для отримання результатів їх частотних характеристик. *Світлотехніка та енергетика.*, 2019. № 56. С. 92–98.

– які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

- [7] Грищук М. О. Аналіз пошкоджуваності силових трансформаторів електроенергетичних систем. *Матеріали конференції* [XLVI Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2017)]. (Вінниця 5-13 березня 2017) / ВНТУ. 2017. С. 2755–2757.
- [8] Грищук М. О., Рубаненко О. Є., Дмуховський В. А. Обґрунтування частотних діапазонів ачх силових трансформаторів та реакторів для ідентифікації їх дефектів. *Матеріали конференції* [XIV Міжнародна конференція Контроль і управління в складних системах (КУСС-2018)]. (Вінниця 15-17 жовтня 2018) / ВНТУ. 2018. С. 256–256.
- [9] Грищук М. О., Рубаненко О. Є., Дмуховський В. А., Лабзун М. П. Обґрунтування оптимальної кількості дослідів для визначення АЧХ силового трансформатора під час його відключення з метою діагностування. *II Всеукраїнська науково-технічна конференція* [Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2018)]. (Харків Збірник наукових праць. «Друкарня Мадрид». 21-25 лютого 2018) / Харків. 2018. С. 43–45.
- [10] Грищук М. О. Визначення кількості вимірювань для адекватної оцінки результатів отриманих амплітудо-частотних характеристик силових трансформаторів. *Матеріали конференції* XLVIII Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2019)». (Вінниця 5-13 березня 2019) / ВНТУ. 2019. С. 2869–2870.
- [11] Грищук М. О. Обґрунтування меж діапазону частот АЧХ трансформаторів відповідного дефектам зсуву витків. *Матеріали конференції* XLVII [Науково-технічна конференція підрозділів Вінницького національного технічного університету (2018)]. (Вінниця 5-13 березня 2018) / ВНТУ. 2018. С. 3106–3108.

- [12] Грищук М. О. Результати накопичення бази амплітудо-частотних характеристик силових трансформаторів. *The 6th International scientific and practical conference Dynamics of the development of world science* (Vancouver, Canada, February 19-21, 2020) / Perfect Publishing. 2020, P. 507–512.
- [13] Грищук М. О., Рубаненко О. Є. Визначення часу проведення технічного обслуговування силових трансформаторів за результатами контролю їх частотних характеристик. *The 3 rd International scientific and practical conference Science, society, education: topical issues and development prospects* (Kharkiv, Ukraine, February 17-18, 2020). / Perfect Publishing. 2020. P. 118–120.

– які додатково відображають наукові результати дисертації:

- [6] Грищук М. О., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Дослідження пошкодження силового трансформатора на фотовольтаїчній електростанції. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки.*, 2019. № 6, С. 178–183.