

*Шляхом аналізу пошкоджуваності силових трансформаторів та методів керування режимами електроенергетичних систем (ЕЕС) доведена доцільність використання результатів оперативного діагностування трансформаторів з РПН під час оптимального керування режимами. Приведена нечітка модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора. Розглянутий метод визначення оптимальних керуючих впливів трансформаторами з РПН, з врахуванням їх технічного стану*

*Ключові слова: оперативне діагностування, оптимальне керування, нормальні режими, втрати активної потужності*

*Исследованы существующие методы и средства оценивания компетентности экспертов. Проведено оценивание компетентности экспертов в сфере технического регулирования по установленным критериям. Результаты обработаны с помощью специальных методик и программных средств с учетом неопределенности данных и применением метода аналитической иерархии. Проведен сравнительный анализ полученных результатов с целью оценивания схожести и пригодности методов*

*Ключевые слова: компетентность, эксперт, критерии оценивания, техническое регулирование, неопределенность, аналитическая иерархия*

# ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНИХ КОЕФІЦІЄНТІВ ТРАНСФОРМАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ В УМОВАХ НЕПОВНОТИ ІНФОРМАЦІЇ ПРО ЗНАЧЕННЯ ДІАГНОСТИЧНИХ ПАРАМЕТРІВ

**О. Є. Рубаненко**

Кандидат технічних наук, доцент\*

E-mail: rubanenkoae@ukr.net

**О. І. Казьмірук**

Кандидат технічних наук, асистент\*

**В. М. Бандура**

Кандидат технічних наук, доцент, декан

Кафедра процесів і обладнання переробних і харчових

виробництв ім. проф.

**П. С. Берніка\*\*\***

**В. А. Матвійчук**

Доктор технічних наук\*\*

**О. О. Рубаненко**

Кандидат технічних наук\*\*

\*Кафедра електричних станцій і систем

Вінницький національний технічний університет

Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, Україна, 21000

\*\*Кафедра електротехнічних систем, технологій і

автоматизації в АПК\*\*\*

\*\*\*Вінницький національний аграрний університет

вул. Сонячна, 3, м. Вінниця, Україна, 21008

## 1. Вступ

Ознакою сьогодення є намагання експлуатуючих енергетичних підприємств підвищити енергоефективність в умовах триваючого старіння парку високовольтного силового обладнання.

Практика широкого впровадження інтелектуальної підтримки процесів прийняття оптимальних рішень підтверджує ефективність. Одним з напрямків підвищення якості транспортування електроенергії є вдосконалення методів та засобів зменшення втрат активної потужності за умов підтримання надійної експлуатації високовольтного обладнання в тому числі і застарілого.

Сукупність станів електроенергетичної системи (ЕЕС) енергосистеми і процесів переходу з одного стану в інший є режимом ЕЕС (далі – режимом), який характеризується параметрами, наприклад, електричними: напругами та навантаженнями підстанцій, струмами в лініях електропередач (ЛЕП), коефіцієнтами трансформації трансформаторів і т. п. Нормальна робота ЕЕС можлива лише за умови чітко функціонуючої системи оперативно-диспетчерського керування (ОДК) режимами ЕЕС (далі – режимами). Сучасні технології ОДК, наприклад передбачені концепцією SMART Grids, спрямовані на вдосконалення його інформаційної підтримки. Це дає змогу більш оптимально впроваджувати енергозберігаючі техноло-

гії в електроенергетичних системах за умов експлуатації застарілого високовольтного обладнання.

## 2. Аналіз літературних даних і постановка проблеми

В [1] запропонована методика зменшення падіння напруги в окремих частинах розподільних електричних мереж, однак вона не враховує технічний стан пристроїв регулювання [1]. В [2] на прикладі електричних мереж в Індії розглядається статистика підвищення потужності, яка передається в електричній мережі. Доведено, що таке підвищення призводить до перевантаження деяких ЛЕП, до швидкого старіння високовольтного обладнання, до небажаного швидкого зменшення залишкового ресурсу обладнання, до відмови обладнання. Як результат, зростає тривалість та вартість ремонтів пошкодженого обладнання та збільшуються втрати потужності у вітках схеми електричних систем, які на час ремонту працюють в неоптимальних режимах. Стверджується, що для підвищення надійності мережі та ефективності передавання енергії необхідно використовувати силові трансформатори, оснащені РПН та автоматичні або автоматизовані системи керування такими пристроями РПН. Це дасть змогу керувати потоками потужності в ЕЕС засобами РПН так, щоб параметри режимів електричних мереж знаходились в межах нормованих оптимальних значень параметрів обладнання (ЛЕП, комутаційних апаратів, трансформаторів та ін.).

Це забезпечується використанням FACTS технологій. Наприклад, в [3] розглядаються можливості використання трансформатора фазового зсуву для зміни потоків потужності в електроенергетичній системі з метою зменшення втрат електричної потужності під час передавання по ЛЕП Словачької Республіки. В [4] доводиться висока вартість використання FACTS технологій в електроенергетиці для зменшення втрат електричної потужності. В [5] розглядаються три варіанти управління потоками потужності в електричній мережі з використанням трьох FACTS пристроїв: з Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC), Static Synchronous Series Compensator (SSSC) і фазозсувного трансформатора (PST), але в [3–5] не звертається увага на стан обладнання, яким здійснюється керування режимами. В [6] робиться висновок про те, що продовження терміну експлуатації силових трансформаторів на 20–30 років є більш вигідним, ніж їх заміна на нові, а кількість силових трансформаторів у США, які пропрацювали понад 25 років (паспортний ресурс – 25 років) – біля 65 %. Тому експлуатуються комп'ютерні системи, які здійснюють безперервний контроль стану високовольтного обладнання та його вузлів [7]. Прикладом таких систем можуть бути моніторингові системи КІН-750 або КІВ-500, які дозволяють контролювати стан ізоляції високовольтного обладнання та його елементів, наприклад, високовольтних ввідів силових трансформаторів під час експлуатації. Як зазначається в [8], моніторинг високовольтного обладнання передбачає виконання завдань спостереження за значеннями його діагностичних параметрів та визначення поточного технічного стану цього обладнання. В [9] стверджується, що основні технічні характеристики та показники су-

часних засобів моніторингу режимів дозволяють підвищити надійності системи оперативно-диспетчерського керування ОЕС України. Це можливо завдяки новим можливостям розв'язання задач диспетчерського керування. Ці можливості з'являються з впровадженням таких засобів. Так, результати визначення технічного стану силового трансформатора можуть бути використані з метою визначення його поточної навантажувальної здатності [10]. В [11] доведено, що використання нових технологій, методів та засобів керування режимами дозволяє зменшити втрати активної потужності в електричних мережах. Врахування поточного стану силових трансформаторів з пристроями регулювання під напругою зменшує ризик пошкоджень під час керування режимами [12].

В [13] звертається увага на систему безперервного моніторингу технічного стану силових трансформаторів, яка використовується на трансформаторах ВАТ «Магнітогорський металургійний комбінат» а також аналізатор Hydran, методи локалізації та ідентифікації несправностей, підкреслюється практична необхідність контролю часткових розрядів, однак не звертається увага на використання результатів діагностування під час оптимального керування режимами

В [14] зазначено, що в локальних електричних системах з метою забезпечення стабільності роботи та нормованих показників якості електричної енергії потрібно використовувати сучасні системи керування, які враховують напруги у вузлах і частоту та усувають аварійні відхилення. Водночас, в [15] приділена увага моделюванню нестационарних критичних режимів ЕЕС під час зміни параметрів в широких межах, шляхом використання нелінійних математичних моделей. Це дозволяє досліджувати наслідки таких режимів, вчасно вживати заходи щодо їх попередження або оптимального усунення. В статтях [14, 15] не враховується технічний стан обладнання цих систем, що може призвести до його пошкодження та до невідпуску електроенергії споживачам.

Отже, невирішеною є задача розробки методів врахування результатів діагностування під час оптимального керування режимами ЕЕС.

Відомо, що ОДК режимами ЕЕС, наприклад в Україні, здійснюється людиною. Перевантаження такого робітника великою кількістю значень діагностичних параметрів, особливо в умовах обмеженого часу на прийняття рішень, призводить до їх неврахування, до помилкової оцінки ситуації та до реалізації неоптимальних рішень. Під час оперативного керування режимами, особливо післяаварійними, оцінювати стан обладнання виправдано за узагальненими показниками, наприклад за коефіцієнтом залишкового ресурсу трансформатора (КЗРТ). Отже, розробка методу оперативного діагностування трансформаторів та врахування значень КЗРТ під час керування режимами ЕЕС для мінімізації сумарних втрат активної потужності, не розглянуті у літературних джерелах і тому є метою авторського дослідження.

## 3. Мета та задачі дослідження

Метою роботи є розробка методу оперативного діагностування трансформаторів з РПН та врахування

значень КЗРТ під час керування режимами ЕЕС для мінімізації сумарних втрат активної потужності

Для досягнення поставленої мети потрібно розв'язати наступні задачі:

- обґрунтувати доцільність використання результатів оперативного діагностування трансформаторів з РПН під час оптимального керування режимами ЕЕС;
- розробити нечітку модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора;
- розробити метод врахування значень КЗРТ та стану силових трансформаторів з РПН під час оптимального керування режимами ЕЕС.

#### 4. Матеріали та методи дослідження діагностування трансформаторів

Автоматизація процесу керування перетіканням потужності може бути забезпечена шляхом централізованого дистанційного керованого почергового використання перемикальних пристроїв (РПН) трансформаторів. За таких умов з'являється можливість аналізу ефективності керуючих впливів окремих РПН на режимні параметри ЕЕС шляхом зворотного зв'язку. Цей підхід підвищує якість функціонування адаптивних керуючих автоматичних систем керування положенням РПН. Для цього, при значних змінах графіка навантаження, потрібно виконувати ранжування трансформаторів з РПН за якістю впливу на підтримання оптимальних параметрів режимів.

Реалізація заходів по зменшенню втрат потужності обмежується можливостями задіяного в забезпеченні оптимального режиму обладнання, а саме його технічним станом. Відомо, що пошкодження високовольтного обладнання під час керування режимами (наприклад, силових трансформаторів) призводить до збитків, які значно перевищують вартість, заощадженої внаслідок зменшення втрат, електричної енергії. Пошкодженість застарілого високовольтного обладнання (силових трансформаторів, шунтуючих реакторів, вимірювальних трансформаторів струму і напруги, вимикачів і т. д.) зростає особливо тоді, коли таке обладнання знаходиться в експлуатації понад 25 років [6]. Враховуючи те, що керування режимами ЕЕС супроводжується роботою комутаційних апаратів, регулювальних пристроїв трансформаторів, то керування режимами [3, 4] потрібно здійснювати з урахуванням технічного стану та можливих витрат на їх заміну чи ремонт. Також, при керування режимами ЕЕС, потрібно враховувати можливість виникнення комутаційних перенапруг, ферорезонансів, зростання струмів в силових та вимірювальних трансформаторах, в лініях електропередач і т. п.

Отже, необхідно знати поточний стан високовольтного електричного обладнання ЕЕС, що знаходиться в експлуатації під час керування режимами.

#### 5. Визначення поточного технічного стану силових трансформаторів

Розглянемо метод визначення поточного технічного стану силових трансформаторів та значень КЗРТ під час оптимального керування режимами

ЕЕС на прикладі силових високовольтних трансформаторів, які мають пристрій регулювання під навантаженням.

Пропонуємо оцінювати технічний стан силового трансформатора шляхом аналізу значення коефіцієнта його залишкового ресурсу. Коефіцієнт залишкового ресурсу силового трансформатора має розмірність відносних одиниць і може змінюватись в процесі експлуатації від одиниці (найкращий технічний стан) до нуля (найгірший технічний стан при якому трансформатор необхідно вивести з експлуатації для огляду, ремонту, заміни і т. п.). Далі розглянемо приклад визначення коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора АТДЦТН 125000-330/110. Спочатку досліджуємо статистику пошкодженості таких трансформаторів. В табл. 1 приведений приклад можливих причин та кількостей виведення в ремонт силових трансформаторів, який наближений до даних опублікованих в роботах [16, 17].

Таблиця 1

Причини виведення в ремонт силових трансформаторів

Елемент трансформатора	Діагностичний параметр		Кількість	
	Позначення	Назва параметру	шт.	%
Обмотки та магнітопровід	$Z_k$	Деформація обмотки	8	1,6
	$t^0$	Погіршення стану контактних з'єднань	10	2
	$P_{xx}$	Зниження зусиль пресування	15	3
Ізоляція	$R_{i3}$	Забруднення ізоляції	65	13,4
	$W$	Зволоження ізоляції	48	10
Вводи	$k_{з.р.вв}$	Дефекти вводів	74	15,2
Масло	$ХАРГ_3$	Вміст розчинених в маслі газів	71	14,6
	$\PhiХА$	Підвищений вміст вологи в маслі	43	9
	$ХАРГ_p$	Розряди в маслі	64	13,2
РПН	$k_{з.р.рпн}$	Дефекти РПН	45	9,3
Система охолодження	$I_{двиг.}$	Струм двигуна-приводу маслонасосів	14	2,9
	$t^o_{охолодж.}$	Температура охолоджувачів	16	3,3
Бак	$k_{з.р.бак}$	Протікання бака	12	2,5
Разом			485	100

В табл. 1 використовуються такі позначення:  $Z_k$  – опір обмоток трансформатора (під час вимірювань в режимі короткого замикання);  $t^0$  – температура контактних з'єднань (наприклад високовольтного вводу з шинопроводом, або з виводом обмотки);  $P_{xx}$  – потужність холостого ходу, що характеризує якість магнітопроводу;  $R_{i3}$  – опір ізоляції для виявлення забруднення та старіння твердої та рідкої ізоляції (також потрібно визначати ємність та тангенс кута діелектричних втрат і бажано визначати степінь полімеризації);  $k_{з.р.вв}$  – коефіцієнт залишкового ресурсу високовольтних вводів;  $ХАРГ_3$  – коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора за результатами хроматографічного аналізу розчинених газів в трансформаторному маслі баку та РПН (етилен, етан, метан)

трансформатора, що характеризує забруднення масла розчиненими ньому газами та серед них ацетилену та водню (для виявлення розрядів); ФХА – коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора за результатами фізико-хімічного аналізу трансформаторного масла з баку трансформатора, контактора та вибирача РПН; ХАРГ<sub>р</sub> – коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора за результатами аналізу розчинених водню та ацетилену в трансформаторному маслі баку та вибирача РПН трансформатора з метою виявлення розрядів,  $k_{рпн}$  – коефіцієнт залишкового ресурсу РПН трансформатора;  $I_{двиг}$  – струм електродвигунів масло насосів та вентиляторів системи охолодження;  $t_{охолодж.}^o$  – температура охолоджувачів;  $k_{з.р.бак}$  – коефіцієнт залишкового ресурсу баку трансформатора, який визначається наявністю (приймає значення 0) чи відсутністю протікань масла (приймає значення 1).

З табл. 1 видно, що найчастіше трансформатори виводяться в ремонт в результаті зволоження і забруднення масла, ізоляції, а також дефектів високовольтних вводів.

Задача створення математичної моделі ускладнюється в умовах неповноти початкових даних, коли частина параметрів відома, а інша частина невідома на момент розрахунків, наприклад з причин необхідності проведення додаткових досліджень. Для встановлення взаємних зв'язків діагностичних параметрів дуже конструктивною є технологія нечіткого моделювання.

В табл. 1 під контрольованим діагностичним параметром розуміємо параметр, відхилення якого від норми сприяло виведенню трансформатора в ремонт або враховувалось при виведенні його в ремонт. В якості діагностичних параметрів в табл. 1 приведені: параметри, які характеризують стан обмоток, ізоляції, високовольтних вводів, масла, РПН, системи охолодження, бака.

Проаналізувавши дані табл. 1, була створена схема, яка показує залежний, або незалежний вплив діагностичних параметрів на коефіцієнт загального залишкового ресурсу трансформаторів (рис. 1).

На рис. 1 не показано взаємний вплив одного контрольованого діагностичного параметра на інший, а лише показано у взаємозалежній чи не у залежній спосіб ці параметри впливають на коефіцієнт загального залишкового ресурсу силового трансформатора.

На рис. 1 над діагностичним параметром показана відсоткова кількість виявлених дефектних трансформаторів за даним параметром, яка наведена у відсотках від загальної кількості дефектних трансформаторів, а  $k_{рес}$  – коефіцієнт залишкового ресурсу трансформатора (КЗРТ).

Послідовно позначені блоки з параметрами, відхилення яких від норми сприяло виведенню трансформаторів в ремонт. Паралельно зображуються блоки з параметрами, які сприяють виведенню силового трансформатора (СТ) в ремонт за умови одночасного відхилення від норм цих параметрів, що зумовлено вимогами до надійності роботи трансформаторів. В кожному з наведених послідовних блоків можна виділити і паралельні, проте не наведено для спрощення розрахунку (наприклад, струми електричних двигунів масло насосів та вентиляторів).

З метою отримання узагальненого показника залишкового ресурсу трансформатора, пропонується від відомих значень діагностичних параметрів (заданих в іменованих одиницях) перейти до відповідних цим значенням коефіцієнтів залишкових ресурсів по кожному діагностичному параметру. Це дасть змогу враховувати значення всіх діагностичних параметрів та вплив кожного з них.

Ці коефіцієнти визначаються у відносних одиницях за (1) і тому характеризують сумарне напрацювання трансформаторів від моменту контролю його технічного стану до переходу у граничний стан коли діагностичний параметр досягає граничного значення, тобто залишковий технічний ресурс [12]. Коефіцієнт залишкового ресурсу  $k_i$  по  $i$ -му діагностичному параметру:

$$k_{i1} = \frac{x_{i,гран} - x_{i,пот}}{x_{i,гран} - x_{i,поч}} \tag{1}$$

де  $x_{i,гран}$  – граничне нормативне значення  $i_1$ -го діагностичного параметра,  $x_{i,пот}$  – значення  $i_1$ -го діагностичного параметра на момент контролю,  $x_{i,поч}$  – початкове значення  $i_1$ -го діагностичного параметра (на момент введення в експлуатацію нового обладнання або після ремонту),  $i_1$  – діагностичний параметр.

Здійснюємо згортання схеми за наступними виразами. Для послідовної частини схеми (рис. 1) коефіцієнт загального залишкового ресурсу знаходиться за виразом (2):

$$k_{рес} = \prod_{\tau=1}^v k_{\tau}^{p_{\tau}} \tag{2}$$

де  $k_{\tau}$  – коефіцієнт залишкового ресурсу СТ по  $\tau$ -му діагностичному параметру,  $\tau$  –  $\tau$ -тий діагностичний параметр,  $v$  – кількість блоків у послідовній частині схеми рис. 1,  $p_{\tau}$  – ймовірність відхилень контрольованого параметру від гранично допустимого нормованого значення цього параметра знаходиться за виразом (3):

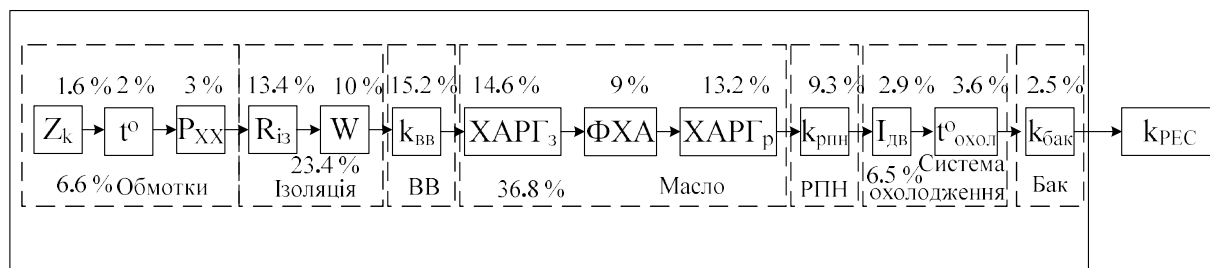


Рис. 1. Структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора



$$p_\tau = \frac{y_\tau}{m_2}, \quad (3)$$

де  $y_\tau$  – кількість відхилень контрольованого параметру від гранично допустимого нормованого значення цього параметра, які були виявлені шляхом контролю  $\tau$ -го діагностичного параметра ( $\tau$  – для послідовної частини схеми) з загальної кількості виявлених відхилень контрольованих параметрів від гранично допустимого нормованого значення,  $m_2$  – загальна кількість виявлених відхилень контрольованих діагностичних параметрів від їх гранично допустимих нормованих значень.

Для паралельної частини схеми коефіцієнт загального залишкового ресурсу знаходиться за виразом (4):

$$k_{\text{рес}\Sigma} = 1 - \sum_{j=1}^{m_1} [(1 - k_{\text{рес},j}) p_j], \quad (4)$$

де  $k_j$  – коефіцієнт залишкового ресурсу СТ по  $j$ -му діагностичному параметру,  $j$  –  $j$ -тий діагностичний параметр та  $m_1$  – кількість блоків (параметрів) у паралельній частині схеми, яка згортається.

Тоді коефіцієнт загального залишкового ресурсу СТ визначається за виразом (5):

$$k_{\text{заг.рес.}} = k_{\text{обм.}} \cdot k_{\text{ізол.}} \cdot k_{\text{вв.}} \cdot k_{\text{масла.}} \cdot k_{\text{рпн.}} \cdot k_{\text{охол.}} \cdot k_{\text{бак.}}, \quad (5)$$

де  $k_{\text{обм.}}$ ,  $k_{\text{ізол.}}$ ,  $k_{\text{вв.}}$ ,  $k_{\text{масла.}}$ ,  $k_{\text{рпн.}}$ ,  $k_{\text{охол.}}$ ,  $k_{\text{бак.}}$  – відомі на момент розрахунку значення коефіцієнтів залишкового ресурсу відповідно по елементам трансформатора, ВВ – високовольний ввід.

### 5. 1. Нечітка модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора

З метою розробки нечіткої моделі коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора було використано параметри, по кожному з яких можна робити висновок про стан трансформатора. Але жоден з даних параметрів не в повній мірі характеризує технічний стан трансформатора, він лише вказує на певні зміни технічного стану силового трансформатора (СТ).

За допомогою MATLAB створили математичну модель коефіцієнту залишкового ресурсу трансформатора, використовуючи яку відредагувати раніше створену (5) ймовірнісну вибірку навчальних даних за якими далі можна отримати аналітичну залежність коефіцієнту залишкового ресурсу трансформатора від діагностичних параметрів у вигляді поліному. Для семи вхідних параметрів моделі, які змінювались випадковим чином від 0 до 1, був визначений коефіцієнт загального залишкового ресурсу трансформатора (5), де вхідні параметри моделі приводились до відносних одиниць їх відхилення від норми.

За допомогою редактора ANFIS Editor з використанням гібридного навчального алгоритму та використовуючи алгоритм нечіткого висновку Сугено [3] була отримана нейро-нечітка модель коефіцієнту залишкового ресурсу трансформатора (з використанням методу субкластеризації). Копія екранної заставки в програмному середовищі Matlab на якій показана структура отриманої нейро-мережі приведена на рис. 2.

Для кожної вхідної змінної нейро-моделі використовувались по чотири лінгвістичні терми з Гау-

совими функціями належності [3], які визначаються за виразом (6):

$$k_{\text{рес},i} = f(x_{i1}; \sigma_{i1}; c_{i1}) = e^{-\frac{(x_{i1} - c_{i1})^2}{2\sigma_{i1}^2}}, \quad (6)$$

де  $\sigma_{i1}$  та  $c_{i1}$  – числові параметри,  $\sigma_{i1}^2$  – в теорії ймовірності називається дисперсією розподілу, а другий параметр  $c_{i1}$  – математичним очікуванням,  $i_1$  – вхідний параметр нейро-нечіткої моделі, який відповідає діагностичному параметру ( $i_1=1, 2, 3, 4, 5, 6, 7$ ),  $x_{i1}$  – значення  $i_1$ -го вхідного параметра моделі:

$$x_1 = k_{\text{обм.}}, x_2 = k_{\text{ізол.}},$$

$$x_3 = k_{\text{вв.}}, x_4 = k_{\text{масла.}},$$

$$x_5 = k_{\text{рпн.}}, x_6 = k_{\text{охол.}}, x_7 = k_{\text{бак.}}$$

Це такі терми, як: «нормальні» значення діагностичного параметру, «незначні відхилення» значення діагностичного параметру, «передаварійні» значення діагностичного параметру, «аварійні» значення діагностичного параметру.

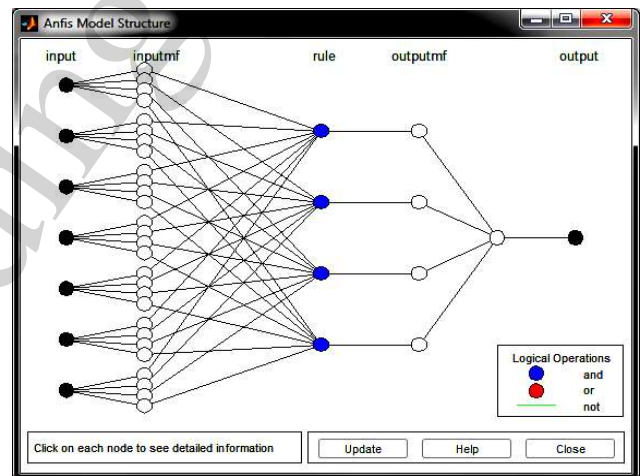


Рис. 2. Структура ANFIS – мережі трансформатора

Для знаходження значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу використовуємо нечітку нелінійну авторегресійну модель коефіцієнта загально залишкового ресурсу трансформатора. Ця модель встановлює нечітке нелінійне перетворення між значеннями коефіцієнтів залишкового ресурсу по діагностичним параметрам та загальним коефіцієнтом залишкового ресурсу трансформатора, який визначається за виразом (7):

$$k_{\text{заг.залиш.рес.}} = F(k_{\text{обм.}}, k_{\text{ізол.}}, k_{\text{вв.}}, k_{\text{масла.}}, k_{\text{рпн.}}, k_{\text{охол.}}, k_{\text{бак.}}), \quad (7)$$

де  $F$  – нечітке функціональне перетворення.

Для визначення значення коефіцієнта загально залишкового ресурсу трансформатора використовуємо модель логічного висновку Такагі-Сугено.

Нечітка математична модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу є системою логічних рівнянь.

$$\begin{aligned}
 & \text{IF } k_{wind} \in \text{"normal"} \text{ AND } k_{in} \in \text{"normal"} \\
 & \text{AND } k_{ush} \in \text{"normal"} \\
 & \text{AND } k_{oil} \in \text{"normal"} \text{ AND } k_{LTC} \in \text{"normal"} \\
 & \text{AND } k_{cool} \in \text{"normal"} \\
 & \text{AND } k_{tank} \in \text{"normal"} \text{ THEN} \\
 & k_{tot.resid.res} = a_{11} \cdot k_{wind} + a_{12} \cdot k_{in} + a_{13} \cdot k_{bush} + a_{14} \cdot k_{oil} + \\
 & + a_{15} \cdot k_{LTC} + a_{16} \cdot k_{cool} + a_{17} \cdot k_{tank} + c_1 \\
 & \text{IF } k_{wind} \in \text{"min or deviations"} \\
 & \text{AND } k_{in} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{os} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{oil} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{LTC} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{cool} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{tank} \in \text{"min or deviation"} \text{ THEN} \\
 & \left. \begin{aligned}
 k_{tot.resid.res} &= a_{21} \cdot k_{wind} + a_{22} \cdot k_{in} + a_{23} \cdot k_{bush} + \\
 & + a_{24} \cdot k_{oil} + a_{25} \cdot k_{LTC} + a_{26} \cdot k_{cool} + a_{27} \cdot k_{tank} + c_2
 \end{aligned} \right\} (8) \\
 & \text{IF } k_{wind} \in \text{"prefault"} \text{ AND } k_{in} \in \text{"prefault"} \\
 & \text{AND } k_{os} \in \text{"prefault"} \text{ AND } k_{oil} \in \text{"prefault"} \\
 & \text{AND } k_{LTC} \in \text{"prefault"} \text{ AND } k_{cool} \in \text{"prefault"} \\
 & \text{AND } k_{tank} \in \text{"prefault"} \text{ THEN} \\
 & k_{tot.resid.res} = a_{31} \cdot k_{wind} + a_{32} \cdot k_{in} + a_{33} \cdot k_{bush} + a_{34} \cdot k_{oil} + \\
 & + a_{35} \cdot k_{LTC} + a_{36} \cdot k_{cool} + a_{37} \cdot k_{tank} + c_3 \\
 & \text{IF } k_{wind} \in \text{"emergency"} \text{ AND } k_{in} \in \text{"emergency"} \\
 & \text{AND } k_{os} \in \text{"emergency"} \text{ AND } k_{oil} \in \text{"emergency"} \\
 & \text{AND } k_{LTC} \in \text{"emergency"} \text{ AND } k_{cool} \in \text{"emergency"} \\
 & \text{AND } k_{tank} \in \text{"emergency"} \text{ THEN} \\
 & k_{tot.resid.res} = a_{41} \cdot k_{wind} + a_{42} \cdot k_{in} + a_{43} \cdot k_{bush} + a_{44} \cdot k_{oil} + \\
 & + a_{45} \cdot k_{LTC} + a_{46} \cdot k_{cool} + a_{47} \cdot k_{tank} + c_4 \\
 & \dots
 \end{aligned}$$

Вихід моделі  $k_{заг.зал.рес.}$  знаходиться як зрівноважена сума висновків (8) бази правил, записаних у вигляді системи логічних рівнянь:

$$k_{tot.resid.res} = \sum_{j2=1}^{m3} \omega_{j2} \left( \begin{aligned}
 & a_{j21} \cdot k_{wind} + a_{j22} \cdot k_{in} + \\
 & + a_{j23} \cdot k_{bush} + a_{j24} \cdot k_{oil} + \\
 & + a_{j25} \cdot k_{LTC} + a_{j26} \cdot k_{cool} + \\
 & + a_{j27} \cdot k_{tank} + c_{j2}
 \end{aligned} \right) \quad (9)$$

де  $0 \leq \omega_{j2} \leq 1$  степінь виконання (вага)  $j2$ -го правила, яка визначається відповідністю реальних змін діагностичних параметрів трансформатора

ANFIS являє собою найпростішу мережу прямого розповсюдження, яка містить адаптивні вузли. Використовуючи гібридний алгоритм навчання, методи мінімізації похибки моделі передбачені Matlab, параметри цих вузлів налаштовуються так, щоб мінімізувати похибку між реальним виходом моделі  $k_{заг.зал.рес.мод.}$  та реальним коефіцієнтом загального залишкового ресурсу  $k_{заг.зал.рес.}$  трансформатора:

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{N_1} \sum_{k_3=0}^{N_1-1} (k_{заг.зал.рес.мод.k_3} - k_{заг.зал.рес.k_3})^2} \rightarrow \min, \quad (10)$$

де  $N_1$  – кількість рядків у навчальній вибірці,  $k_3$  – номер рядка в навчальній вибірці починаючи з рядка з порядковим номером «0».

З урахуванням проведених ітераційних обчислювальних експериментів визначений вектор параметрів функцій приналежності табл. 2.

Таблиця 2

Параметри функцій належності					
Параметри	Вхідні параметри моделі	Назва терма	Номер правила	Параметри функцій належності	
				Б	С
Стан обмотки	$k_{обм}$	нормальні	1	0,3825	0,7944
		незначні відхилення	2	0,479	0,5197
		передаварійні	3	0,4903	0,5668
		аварійні	4	0,4	0,1697
Стан ізоляції	$k_{із}$	нормальні	1	0,3653	0,8698
		незначні відхилення	2	0,4642	0,6104
		передаварійні	3	0,5102	0,5267
		аварійні	4	0,3949	0,1742
Стан ВВ вводів	$k_{ВВ}$	нормальні	1	0,3202	0,9221
		незначні відхилення	2	0,3419	0,7649
		передаварійні	3	0,4914	0,5376
		аварійні	4	0,4032	0,1925
Стан масла	$k_{м}$	нормальні	1	0,4369	0,9273
		незначні відхилення	2	0,3404	0,9674
		передаварійні	3	0,412	0,599
		аварійні	4	0,4031	0,2057
Стан РПН	$k_{рпн}$	нормальні	1	0,3984	0,973
		незначні відхилення	2	0,3316	0,963
		передаварійні	3	0,4468	0,5881
		аварійні	4	0,4428	0,2349
Стан системи охолодження	$k_{со}$	нормальні	1	0,3439	1,153
		незначні відхилення	2	0,3507	0,9706
		передаварійні	3	0,437	0,597
		аварійні	4	0,4263	0,2397
Стан баку	$k_{бак}$	нормальні	1	0,3454	0,9506
		незначні відхилення	2	0,3801	1,017
		передаварійні	3	0,4582	0,6273
		аварійні	4	0,4213	0,2403

З урахуванням даних табл. 1, 2 та (9) отримуємо нечітку математичну модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу у вигляді системи рівнянь (11):

$$\begin{aligned}
 & \text{IF } k_{wind.} \in \text{"normal"} \text{ AND } k_{in} \in \text{"normal"} \\
 & \text{AND } k_{\text{об}} \in \text{"normal"} \text{ AND } k_{oil} \in \text{"normal"} \\
 & \text{AND } k_{LTC} \in \text{"normal"} \text{ AND } k_{cool.} \in \text{"normal"} \\
 & \text{AND } k_{\text{танк}} \in \text{"normal"} \text{ THEN} \\
 & k_{\text{tot.resid.res}} = 0.6166 \cdot k_{wind} + 0.4125 \cdot k_{in} + \\
 & + 0.4618 \cdot k_{\text{об}} + 1.83 \cdot k_{oil} + 1.804 \cdot k_{LTC} + \\
 & + 0.0462 \cdot k_{cool.} + 1.96 \cdot k_{\text{танк}} - 5.377 \\
 & \text{IF } k_{\text{танк}} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{in.} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{\text{оуш}} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{oil.} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{LTC} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{cool.} \in \text{"min or deviation"} \\
 & \text{AND } k_{\text{танк}} \in \text{"min or deviation"} \text{ THEN} \\
 & k_{\text{tot.resid.res}} = -0.0393 \cdot k_{wind.} + 0.2609 \cdot k_{in.} + \\
 & + 0.1086 \cdot k_{\text{оуш}} - 0.37 \cdot k_{oil} - 0.1459 \cdot k_{LTC} - \\
 & - 0.02387 \cdot k_{cool.} - 0.05863 \cdot k_{\text{танк}} + 0.1288 \quad (11) \\
 & \text{IF } k_{wind} \in \text{"prefault"} \text{ AND } k_{in} \in \text{"prefault"} \\
 & \text{AND } k_{\text{оуш}} \in \text{"prefault"} \text{ AND } k_{oil} \in \text{"prefault"} \\
 & \text{AND } k_{LTC} \in \text{"prefault"} \text{ AND } k_{cool.} \in \text{"prefault"} \\
 & \text{AND } k_{\text{танк}} \in \text{"prefault"} \text{ THEN} \\
 & k_{\text{tot.resid.res}} = -0.2165 \cdot k_{wind.} - 0.3714 \cdot k_{in.} - \\
 & - 0.4678 \cdot k_{\text{оуш}} - 0.514 \cdot k_{oil} - 0.882 \cdot k_{LTC} - \\
 & - 0.5302 \cdot k_{cool.} - 1.406 \cdot k_{\text{танк}} + 3.88 \\
 & \text{IF } k_{wind.} \in \text{"emergency"} \text{ AND } k_{in} \in \text{"emergency"} \\
 & \text{AND } k_{\text{об}} \in \text{"emergency"} \text{ AND } k_{oil} \in \text{"emergency"} \\
 & \text{AND } k_{LTC} \in \text{"emergency"} \text{ AND } k_{cool.} \in \text{"emergency"} \\
 & \text{AND } k_{\text{танк}} \in \text{"emergency"} \text{ THEN} \\
 & k_{\text{tot.resid.res}} = 0.03166 \cdot k_{wind.} - 0.06144 \cdot k_{in.} - \\
 & - 0.387 \cdot k_{\text{оуш}} + 0.06 \cdot k_{oil} + 0.3199 \cdot k_{LTC} - \\
 & - 0.026 \cdot k_{cool.} - 0.006 \cdot k_{\text{танк}} + 0.003 \\
 & \dots
 \end{aligned}$$

З рис. 2 видно, що під час формування структури нейро-нечіткої моделі трансформатора було задано сім входів та один вихід цієї моделі. Кожний з семи входів має по чотири терми. Тобто кожна множина можливих значень вхідних параметрів моделі умовно поділена на чотири підмножини: «нормальні» значення вхідного параметру, «незначні відхилення» значення вхідного параметру, «передаварійні» значення вхідного параметру, «аварійні» значення вхідного параметру. Степінь належності кожного значення вхідного параметру до відповідної цьому параметру множини значень визначається Гаусовою функцією належності. Модель призначена для знаходження числового значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора, тому має один вихід. Це числове значення знаходиться шляхом рішення лінійного рівняння, яке описує залежність коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора від вхідних параметрів.

Отримана нечітка модель дозволяє визначити значення коефіцієнта загального залишкового ресурсу трансформатора в залежності від значень вхідних параметрів – коефіцієнтів залишкових ресурсів по кож-

ному з контрольованих діагностичних параметрів. Похибка математичної моделі КЗРТ змінюється від +0,004 відносних одиниць при КЗРТ, що дорівнює нулю до мінус 0,032 відносних одиниць при КЗРТ, що дорівнює одиниці.

Незважаючи на складність залежностей, математична модель коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора (11) може бути використана для програмування нечіткого контролера з метою створення пристрою оперативного визначення стану трансформатора шляхом аналізу значення коефіцієнта залишкового ресурсу трансформатора.

## 6. Врахування прогнозованого поточного значення залишкового ресурсу трансформаторів під час оптимального керування режимами ЕЕС

Відомо, що під час експлуатації, енергетичне підприємство планує виведення обладнання в капітальний ремонт, вартість якого прогнозована.

Виведення трансформатора в капітальний ремонт через планову кількість років ( $T_{\text{бае}}$ ) безаварійної експлуатації (12 років) передбачає певний перелік робіт і очікувану їх вартість  $B_{\text{кр.пл.}}$ . Так, наприклад, для трансформаторів класу напруги 330/110 кВ потужністю  $B_{\text{пл}}=125-250$  МВА вартість (В) такого ремонту складає від 7700 до 11550 \$. Пропонуємо вважати, що виведення трансформатора в розширений поточний ремонт вимагає позапланових витрат.

Ці витрати на ремонт можуть зростати на вартість  $\Delta B_1$  заміни пошкоджених вузлів трансформатора та додаткових робіт, з цим пов'язаних, що не передбачені при «типовому» плановому капітальному ремонті (ПКР).

$$\Delta B_1 = \sum_{i=1}^n (B_i \cdot e^{\gamma_i \cdot k_{\text{рес.}i}^{\beta_i}}), \quad (12)$$

де  $B_i$  – вартість заміни  $i$ -того пошкодженого вузла трансформатора та додаткових робіт, з цим пов'язаних;  $n$  – кількість пошкоджених вузлів, які потребують позапланової заміни;  $k_{\text{рес.}i}$  – коефіцієнт залишкового ресурсу  $i$ -го вузла, що потребує позапланової заміни;  $\gamma, \beta$  – коефіцієнти, які характеризують вплив коефіцієнту залишкового ресурсу на очікувану вартість позапланового ремонту або заміни  $i$ -го вузла трансформатора (визначаються шляхом обробки статистичних даних).

Також витрати на ремонт можуть зростати на вартість  $\Delta B_2$  (порівняно з очікуваними) в разі розширеного поточного (замість планового капітального) ремонту трансформатора, який не відпрацював планову кількість років:

$$\Delta B_2 = (1 - e^{-\alpha_j \cdot (T_j - 1)}) \cdot B_{\text{кап.рем}}, \quad (13)$$

де  $j$  – номер трансформатора,  $T_j$  – час, який  $j$ -й трансформатор пропрацював після введення в експлуатацію або після останнього капітального (розширеного поточного) ремонту до моменту керування режимом,  $\alpha_j$  – коефіцієнт, який характеризує інтенсивність зростання вартості  $\Delta B_2$ , який залежить від конструкції трансформатора, умов та режиму експлуатації (ви-

значається дослідним шляхом),  $B_{\text{кап.рем}}$  – вартість капітального ремонту трансформатора.

При цьому варто зазначити те, що виведення трансформатора з експлуатації відбувається внаслідок не лише спрацювання засобів релейного захисту, а і особою, яка відповідає за безаварійну експлуатацію за результатами контролю діагностичних параметрів.

В контексті створення сучасних SMART Grids та з метою безпечної, надійної, якісної та економічної експлуатації ЕЕС потрібно керування перетіканням активної потужності здійснювати найбільш надійним і впливовим на режим трансформатором. Тому пропонуємо враховувати коефіцієнт обмеження регулювального ефекту трансформатора:

$$k_{\text{wind},j} = (1 - k_{\text{res},j}) \cdot B_{\text{cq},j}, \tag{14}$$

де  $B_{\text{кв},j}$  – коефіцієнт зростання вартості ремонту  $j$ -того трансформатора.

$$B_{\text{cq},j} = \frac{\Delta B_{1,j} + \Delta B_{2,j}}{\Delta B_{1,j} + B_{\text{пл},j}}. \tag{15}$$

В якості прикладу розглянемо схему мережі 230/138 кВ на 23 вузли (рис. 3). В вітках 11–9, 12–10, 12–9, 11–10 та 3–7 встановлені трансформатори АТДЦТН-63000/230/138, АТДЦТН 100000/230/138 та АТДЦТН 125000/230/138. Початкові вузлові навантаження, комплексні коефіцієнти трансформації та відповідні їм положення РПН трансформаторів (номери відпайок) наведені в табл. 3, 4.

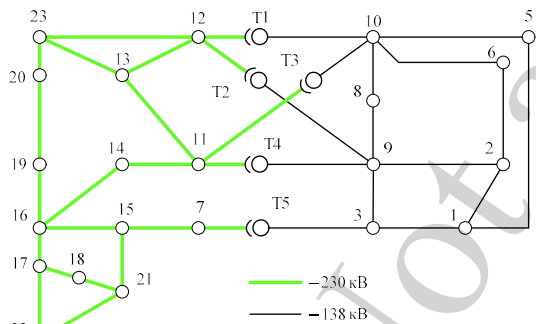


Рис. 3. Схема мережі 230/138 кВ на 23 вузли

Знаючи параметри схеми та нормального режиму, визначаємо оптимальні коефіцієнти трансформації:

$$k_{a,\text{opt}} = 1 - \text{diag}(\text{Re}(-N_{k,\text{bal},b} \cdot Z \cdot C_e \cdot J)) \cdot U_b^{-1} \cdot E_{\text{bal},a}^*, \tag{16}$$

$$k_{r,\text{opt}} = -\text{diag}(\text{Im}(-N_{kz,b} \cdot Z \cdot C_e \cdot J)) \cdot U_b^{-1} \cdot E_{zr,p}^*, \tag{17}$$

де  $N_{kz,b}$  – друга матриця з'єднань віток у контури для зрівноважених коефіцієнтів трансформації;  $Z$  – діагональна матриця комплексних опорів віток;  $C_e$  – матриця коефіцієнтів розподілу струмів, для економічного режиму електричної мережі (відповідає мінімальним втратам електроенергії);  $J$  – вектор-стовбець струмів у вузлах;  $U_b$  – напруга базисного вузла;  $E_{zr,a}^*$ ,  $E_{zr,p}^*$  – оптимальні зрівнювальні ЕРС у відносних одиницях (активна та реактивна складова).

Таблиця 3

Інформація про вітки схеми

Вітки		R, Ом	X, Ом	$k_{\text{активн}}$	$k_{\text{реакт}}$
№ початку	№ кінця				
11	10	0,6	27	0,6487	0
12	9	0,37	9,28	0,6498	0
11	9	0,3	13	0,6479	0
7	3	0,21	11,53	0,65	0
1	2	0,4951	2,6471	1	0
1	3	10,398	40,221	1	0
1	5	4,1516	16,092	1	0
2	4	6,2464	24,129	1	0
2	6	9,4649	36,565	1	0
3	9	9,882	20,962	1	0
4	9	5,4038	19,749	1	0
5	10	4,342	16,816	1	0
8	9	8,82	15,124	1	0
8	10	2,067	2,145	1	0
11	23	5,207	22,793	1	0
11	14	2,8566	22,112	1	0
12	23	5,207	25,18	1	0
12	13	6,5596	51,101	1	0
23	13	5,8719	45,759	1	0
14	16	2,645	20,578	1	0
15	16	2,338	8,404	1	0
16	17	1,7457	13,701	1	0
16	19	3,117	11,206	1	0
17	18	0,9522	7,6176	1	0
17	22	7,1415	55,704	1	0
21	22	4,6023	35,866	1	0
7	15	5,68	24,865	1	0
21	18	0,873	6,851	1	0
21	15	1,666	12,96	1	0
19	20	1,349	10,474	1	0
20	13	0,741	5,713	1	0
12	10	0,31	14	0,6524	0
10	6	2,6471	11,522	1	0

Враховуючи дискретний характер перемикачів РПН, похибки вимірювальних трансформаторів, похибки каналів передавання даних, та рекомендації [2], приймаємо зону нечутливості втрат активної потужності до регулювальних впливів на РПН трансформатора – 3% [5].

В якості початкових умов приймаємо, що у відповідності до графіка навантаження РПН трансформаторів 9–11, 9–12, 11–10, 12–10 мають коефіцієнти трансформації 0,6413 (14 відпайка), 0,6397 (13 відпайка), 0,6437 (14 відпайка), 0,6446 (14 відпайка). Зауважимо, що подальші зміни режиму роботи, здійснювались при допустимих відхиленнях напруги  $\pm 5\%$  від номінальної напруги  $U_{\text{ном}}$ . Регулювання трансформатором 7–3 є недоцільним за умов використання даної методики визначення оптимальних коефіцієнтів трансформації.

Визначаємо втрати активної та реактивної потужності в вітках схеми, при поточних коефіцієнтах трансформації (табл. 5) за виразом (18):



$$\Delta S_{\Sigma \text{віт}} = \Delta P_{\Sigma \text{віт}} + j\Delta Q_{\Sigma \text{віт}} = 3 \cdot \sum_{j=1}^m \Delta S_{\text{віт},j}, \quad (18)$$

де  $\Delta S_{\text{віт}} = \text{diag}(\Delta U_{\text{віт}}) \cdot \hat{I}_{\text{віт}}$  – вектор-стовбець втрат повної потужності в вітках схеми,  $\hat{I}_{\text{віт}}$  – вектор-стовбець

струму у вітках,  $j=1..m$  – номер вітки в схемі,  $m$  – кількість віток в схемі,  $\Delta U_{\text{віт}} = \mathbf{M}_{\Sigma} \cdot \mathbf{U}_{\text{вуз}}$  – вектор-стовбець фазних напруг у вузлах,  $\Delta P_{\text{віт}}$ ,  $\Delta Q_{\text{віт}}$  – вектор-стовбеці втрат активної та реактивної потужності в вітках схеми (відповідно).

Таблиця 4

Інформація про вузли схеми

№ вузла	U, кВ	Фаза, град	P <sub>нав</sub> , МВт	Q <sub>нав</sub> , МВт	P <sub>ген</sub> , МВт	Q <sub>ген</sub> , МВт
1	136,34	-5,73	108	22	182	30
2	135,54	-6,27	187,15	76	172,9	30
3	141,22	-0,94	176,4	36,26	0	0
4	136	-8,2	74	15	0	0
5	137	-8,11	68,16	13,44	0	0
6	136,36	-10,3	129,2	25,27	0	0
7	218,84	2,99	19,4	1,94	0	0
8	142,57	-7,72	169,29	34,65	131,55	131,75
9	141,55	-5,6	275	66	0	0
10	141,64	-7,29	191,1	49	0	0
11	222,36	-3,12	40	10	0	0
12	219,92	-4,12	54,88	17,64	0	0
13	236,15	7,89	0	0	495	150
14	228,34	1,56	184,3	37,05	0	101,39
15	233,22	11,21	304,32	61,44	235,2	51,32
16	233,45	10	100	20	185	80
17	237,79	15,28	35,64	13,86	0	0
18	241,5	16,92	323,01	65,96	417,1	176,19
19	231,47	7,6	177,38	36,26	0	0
20	233,81	7,31	128	26	0	0
21	241,5	17,83	0	0	425,7	146
22	241,5	25,95	0	0	420	-3,69
23	234,6	0	265	54	417,85	281,37

Таблиця 5

Параметри поточного режиму ЕЕС

П-ри*	№ вузлів																						
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
P <sub>нав</sub> , МВт	19,44	37,43	38,8	17,02	13,63	24,55	3,49	27,08	60,5	38,22	8,4	10,43	0	29,49	39,6	20	8,55	80,75	35,47	26,88	0	0	53
Q <sub>нав</sub> , МВар	3,96	15,2	7,97	3,45	2,69	4,8	0,35	5,54	14,52	9,8	2,1	3,35	0	5,93	8	4	3,33	16,49	7,25	5,46	0	0	10,8
ΔP <sub>Σ</sub> , МВт	4,49																						
ΔQ <sub>Σ</sub> , МВар	29,05																						
11-10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6437	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
№ відп	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12-10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6446	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
№ відп	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9-11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6413	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
№ відп	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9-12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6397	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
№ відп	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7-3	-	-	0,65			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
№ відп	-	-	14			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примітка: \* – параметри



Таблиця 8

Параметри оптимального режиму без врахування технічного стану трансформаторів

П-ри	№ вузлів																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
$P_{\text{нав}}$ , МВт	108	187,1	176,4	74	68,16	129,2	19,4	169,2	275	39,1	40	54,88	0	184,3	304,3	100	35,64	323,0	177,3	128	0	0	265	
$Q_{\text{нав}}$ , МВар	22	76	36,26	15	13,44	25,27	1,94	34,65	66	10	10	17,64	0	37,05	61,44	20	13,86	65,96	36,26	26	0	0	54	
$\Delta P_{\Sigma}$ , МВт	61,80																							
$\Delta Q_{\Sigma}$ , МВар	412,68																							
11-10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,665	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
№ від	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12-10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,651	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
№ відп	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
9-11	-	-	-	-	-	-	-	-	0,659	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
№ від	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
9-12	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6419	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
№ від	-	-	-	-	-	-	-	-	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7-3	-	-	0,65					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	v	-	-
№ від	-	-	14					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблиця 9

Результати розрахунку коефіцієнтів обмежувального ефекту для трансформаторів схеми

Трансформатор	$k_{\text{тр.пот}}$	$k_{\text{тр.опт}}$	$k_{\text{обм},j}$	$\Delta P_{\text{тр},j}$ , МВт	$\Delta P_{\Sigma} - P_{\text{тр},j}$ , МВт	$\delta P_{\text{квaz},j}$ , МВт	$\Delta P_{\text{квaz},j}$ , МВт
	$N_{\text{відп.пот}}$	$N_{\text{відп.опт}}$					
9-11	0.6507	0.659	0.85	61.82	0.03	0.0255	61.8455
	14	15					
12-9	0.6521	0.6419	0.46	61.83	0.02	0.0092	61.8392
	14	13					
11-10	0.6513	0.665	0.34	61.835	0.015	0.0051	61.8401
	14	16					
12-10	0.6542	0.651	0.25	61.84	0.01	0.0025	61.8425
	15	14					

В результаті здійснення керувальних впливів, оптимізації режиму, вдалось зменшити втрати потужності з  $\Delta S_1=61.85+j412.73$  (МВА) для режиму (табл. 7) до  $\Delta S_2=61.80+j412.68$  (МВА). Таким чином, ефект від здійснення перемикачів РПН трансформатора становить  $\Delta S_1-\Delta S_2=0.05+j0.5$ (МВА).

Якщо в результаті визначення коефіцієнтів обмеження регульовального ефекту для трансформаторів схеми (рис. 3), будуть отримані наступні значення:  $k_{\text{обм},9-11}=0.85$ ,  $k_{\text{обм},12-9}=0.4$ ,  $k_{\text{обм},11-10}=0.3$ , а  $k_{\text{обм},12-10}=0.2$  то пропонуємо визначити очікуване квазі-зменшення втрат з врахуванням цих коефіцієнтів.

Виконуємо керувальні впливи трансформатором, що встановлений в вітці 9-11, а саме змінюємо положення РПН з 14 відпайки на 15, при цьому очікувані втрати активної потужності становлять  $\Delta P_{9-11}=61.82$  (МВт). Знаходимо зменшення загальних (по всіх вітках) втрат активної потужності  $\Delta P_{\Sigma} - \Delta P_{9-11}=61.85-61.82=0.03$  (МВт) за умови регулювання напруги трансформатором у вітці 9-11, проте врахувавши коефіцієнт обмеження регульовального ефекту цього трансформатора, зменшення втрат зміниться і стане  $\Delta P_{\text{квaz},9-11}=\Delta P_{\Sigma}-\Delta P_{9-11}\cdot k_{\text{обм},9-11}=0.0255$  (МВт). Нові квазі-втрати  $\Delta P_{\text{квaz},9-11}=\Delta P_{9-11}+\Delta P_{\text{квaz},9-11}=61.82+0.0255=61.8455$  (МВт). Результати

розрахунку за умови врахування зміни регульовального ефекту решти трансформаторів наведені в табл. 9.

Знаходимо втрати активної потужності в вітці, яка містить трансформатор, як елемент вектора-стовбця втрат повної потужності в вітках схеми за виразом:

$$\Delta P_{\alpha} = \text{Re}(\Delta S_{\alpha}), \tag{19}$$

де  $S_{\alpha}=\Delta U_{\alpha} \cdot I_{\alpha}$  – елемент вектора-стовбця втрат потужності у вітках, що містять трансформатори,  $U_{\alpha}$  –  $k$ -тим елементом вектора-стовбця спадів напруг у вітках, а  $I_{\alpha}$  – струм вітки з трансформаторним зв'язком,  $\alpha$  – номер рядка, що відповідає вітці з трансформаторним зв'язком, в векторі-стовбці втрат потужності  $\Delta S$ .

Величина квазі-опору в  $k$ -тій вітці:

$$Z_{\alpha} = \frac{\Delta S_{\alpha}}{\hat{I}_{\alpha}^2}, \tag{20}$$

де  $\alpha = k + \beta$ , де  $k$  – номер рядка першої вітки, що містить трансформатор,  $\beta$  – коефіцієнт зміни порядкового номера вітки, що містить трансформатор, змінюється від 0 до  $(\psi - 1)$ , а  $\psi$  – це кількість віток, що містять трансформатори.





Якщо  $\Delta F_{\min.} = \Delta P_{\min.}$  – мінімальне значення цільової функції (втрат активної потужності),  $\Delta F_{cur.} = \Delta P_{cur.}$  – поточне значення цільової функції (втрат активної потужності),  $n$  – загальна кількість віток в схемі, а  $k_{tr.\min.}$  – значення коефіцієнта трансформації при якому мінімальні розрахункові втрати активної потужності, то побудуємо залежність змін втрат активної потужності (значень цільової функції  $\Delta F_{cur.}^* = \frac{\Delta F_{cur.}}{\Delta F_{\min.}}$ ) у відносних одиницях від значень коефіцієнтів трансформації  $k^* = \frac{k_{cur.}}{k_{tr.\min.}}$  (рис. 4) для різних трансформаторів.

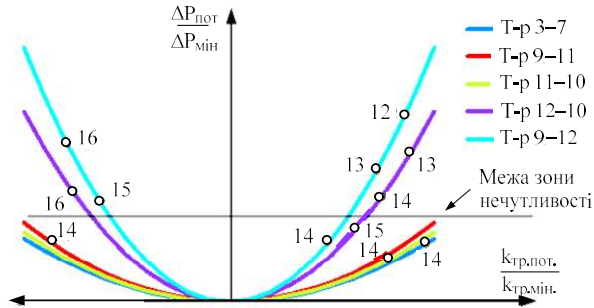


Рис. 4. Графіки залежностей змін втрат активної потужності від значень коефіцієнтів трансформації (ЗВАП від КТ) для режиму малих навантажень

Таким чином, перехід з поточного в оптимальний режим, можна здійснити переключенням РПН трансформатора, що встановлений в вітці 9–12 з 13 відпайки на 14 та здійснити регулювання трансформатором в вітці 12-10 відповідно змінивши положення РПН з 14 відпайки на 15.

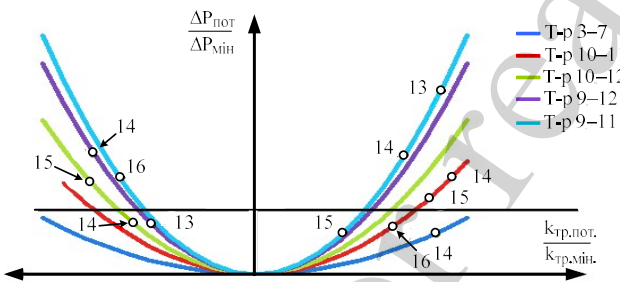


Рис. 5. ЗВАП від КТ для режиму великих навантажень без урахування технічного стану трансформаторів

В результаті здійснення керувальних впливів оптимальний режим буде досягнутий переключенням трансформатором вітки 11–10 з 14 на 16 відпайку РПН, трансформатора вітки 12–10 з 15 відпайки на 14 відпайку, трансформатора вітки 9–11 з 14 на 15 відпайку та трансформатора вітки 9–12 з 14 на 13 відпайку РПН відповідно.

Бачимо, що в результаті врахування технічного стану трансформаторів, відбулося ранжування трансформаторів по мірі впливу на зменшення втрат активної потужності. Так, для досягнення оптимального режиму тепер доцільніше буде використовувати трансформатор вітки 9–12, так як він за одне перемикавання РПН з 14 відпайки на 15 відпайку найбільше зменшує втрати активної потужності.

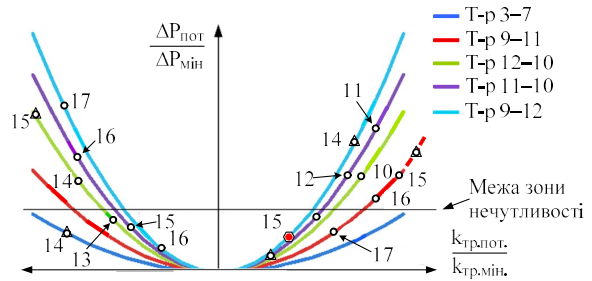


Рис. 6. Оптимальні коефіцієнти трансформації для режиму великих навантажень з урахуванням технічного стану трансформаторів

### 6. Обговорення результатів визначення оптимальних коефіцієнтів трансформації трансформаторів ЕЕС з врахуванням стану трансформаторів

Похибка визначення КЗРТ за допомогою розробленої математичної нечіткої моделі в порівнянні з навчальною вибіркою моделі та з думкою незалежних експертів не перевищує похибки приладів, що вимірюють діагностичні параметри. Такі результати пояснюються комплексним використанням методів теорії вірогідності, нейро-нечіткого моделювання та сучасного комп'ютерного програмного забезпечення Matlab.

Така особливість запропонованого методу визначення оптимальних керуючих впливів трансформаторами з РПН, як врахування КЗРТ, під час керування режимами ЕЕС, забезпечує такі переваги, як зменшення пошкоджуваності обладнання, зменшення втрат активної потужності в ЕЕС. Завдяки особливостям методу визначення оптимальних керуючих впливів трансформаторами з РПН, з врахуванням їх технічного стану відкриваються перспективи розробки та впровадження в ЕЕС сучасних мікропроцесорних систем оптимального, автоматичного керування РПН трансформаторів.

Порівняно з відомим методом керування зменшенням падіння напруги на вітках схеми ЕЕС [1], з методом зменшення перевантажень ліній електропередач, за рахунок перерозподілу перетоків потужності в ЕЕС [2], зменшення втрат активної потужності під час транспортування [3] засобами РПН трансформаторів, запропонований метод дозволяє шляхом врахування запропонованого КЗРТ вибрати для керування режимом ЕЕС трансформатор, який одночасно забезпечує і зменшення втрат потужності, і є надійнішим.

Використання квазіопорів віток схеми, які на відміну від використовуваних під час розрахунків паспортних опорів ліній трансформаторів [15], враховують стан трансформаторів і можливі збитки експлуатуючих організацій від можливих пошкоджень, дозволяє порахувати режим ЕЕС при зміні коефіцієнтів трансформації трансформаторів та шляхом порівняння розрахованих втрат потужності вибрати більш ефективний трансформатор.

Запропонована особливість застосування методів нейро-нечіткого моделювання (використання у навчальній вибірці моделі ресурсу трансформатора замість вимірених значень діагностичних параметрів [8–10, 13] – розрахованих та частково відкорегованих незалежними експертами коефіцієнтів залишкового ресурсу – дозволяє врахувати одночасний вплив

на КЗРТ результатів, як поточного так і періодичного контролю.

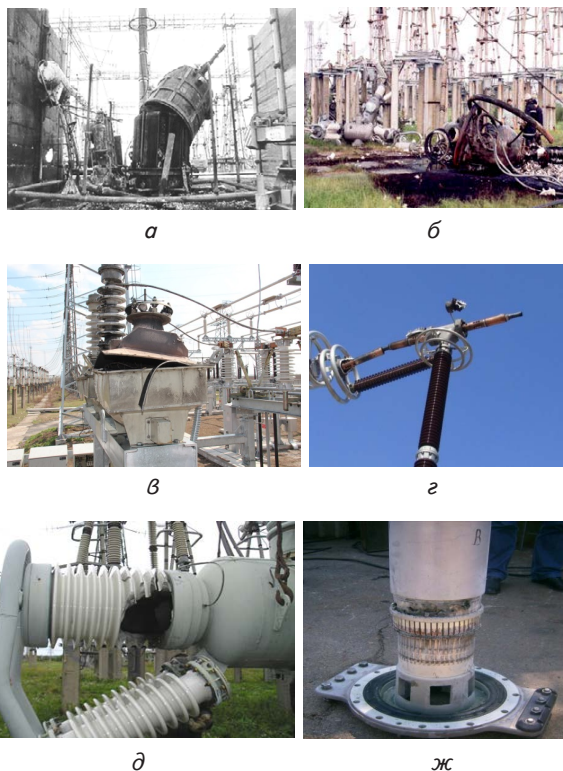


Рис. 7. Пошкодження високовольтного обладнання ЕЕС: а – шунтовий реактор 750 кВ; б – трансформатор струму та повітряний вимикач 750 кВ; в – трансформатор напруги 35 кВ; г – елегазовий вимикач 750 кВ; д – повітряний вимикач; ж – елегазовий вимикач 110 кВ.

Недоліками запропонованої математичної нечіткої моделі КЗРТ є необхідність великої бази даних про КЗРДП для конкретних трансформаторів. Намагання зменшити базу даних або використовувати модель від іншого однотипного трансформатора веде до зростання похибки моделі. Обмеженням на використання моделі КЗРТ є необхідність застосування лише на одному – досліджуваному трансформаторі. Тому потрібні моделі для кожного трансформатора. Метод визначен-

ня оптимальних керуючих впливів трансформаторами з РПН не враховує обмеження за напругами у вузлах та за струмами у вітках схеми

Подальший розвиток даного дослідження вбачається у розробці математичних моделей інших видів високовольтного обладнання, задіяних у процесі керування режимами ЕЕС, пошкодження якого в наш час має місце (рис. 7).

Труднощі розвитку розглянутих досліджень викликані необхідністю тривалих експериментів та спостережень за процесами старіння та розвитку пошкоджень високовольтного обладнання, процесів зміни параметрів режимів ЕЕС, не лише на комп'ютерних та математичних моделях обладнання і режимів ЕЕС, а і на реальному обладнанні.

## 7. Висновки

1. Аналіз пошкоджуваності силових трансформаторів та методів керування режимами ЕЕС дозволяє стверджувати те, що необхідно використовувати результати оперативного діагностування трансформаторів з РПН не лише з метою визначення доцільності подальшої експлуатації, або ремонту обладнання, як в наш час робиться, а і для розрахунків оптимальних коефіцієнтів трансформації (з врахуванням запропонованого КЗРТ) з метою їх використання під час керування режимами.

2. Шляхом використання методів нейро-нечіткого моделювання розроблена модель КЗРТ, яка шляхом врахування, як поточних, так і ретроспективних значень діагностичних параметрів, дозволяє досліджувати вплив діагностичних параметрів на КЗРТ та визначати його поточне значення, що необхідно для автоматичного та автоматизованого надійного та оптимального керування режимами ЕЕС.

3. Вдосконалений метод визначення оптимальних керуючих впливів трансформаторами з РПН, шляхом порівняльного аналізу результатів розрахунку режимів ЕЕС з квазіопорами віток схеми, дозволяє вибрати трансформатор та обчислити коефіцієнт трансформації які забезпечують мінімальні втрати активної потужності за мінімальну кількість перемиць РПН.

## Література

1. Jakushokas, R., Friedman, E. G. (2013). Power Network Optimization Based on Link Breaking Methodology. IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems, 21 (5), 983–987. doi: 10.1109/tvlsi.2012.2201186
2. Reddy, T., Gulati, A., Khan, M. I., Koul, R. (2012). Application of Phase Shifting Transformer in Indian Power System. International Journal of Computer and Electrical Engineering, 4 (2), 242–245. doi: 10.7763/ijcee.2012.v4.487
3. Kolcun, M., Hluben, D., Bena, L., Djagarov, N., Grozdev, Z. (2010). Transformer use for active power flow control in the electric power system. 2010 9th International Conference on Environment and Electrical Engineering. doi: 10.1109/eeeic.2010.5489982
4. Bocovich, M., Iyer, K., Terhaar, R. M., Mohan, N. (2013). Overview of series connected flexible AC transmission systems (FACTS). 2013 North American Power Symposium (NAPS). doi: 10.1109/naps.2013.6666915
5. Constantin, C., Eremia, M., Toma, L. (2013). Power flow control solutions in the Romanian power system under high wind generation conditions. 2013 IEEE Grenoble Conference. doi: 10.1109/ptc.2013.6652353
6. Alekseev, B. A. (2010). Large power transformers: state control in the process of operation and revision. Moscow: NTF «Energoprogress», 88.
7. Rassalsky, A. M. Integrated approach to the diagnostics of high-voltage substation equipment 220–1150 kW under operating voltage in operation conditions. Electric engineering and electro mechanics, 4, 23–25.

8. Stohniy, B. S., Sopel, M. F. (2013). Osnovy monitorynhu v elektroenerhetytsi. Pro poniattia monitorynhu. Tekhnichna elektrodynamika, 1, 62–69.
9. Stohniy, B. S., Kyrylenko, O. V., Butkevych, O. F., Sopel, M. F. (2009). Zastosuvannya zasobiv monitorynhu perekhidnykh rezhymiv v OES Ukrainy pry rozv'iazanni zadach dyspetcherskoho keruvannya. Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi akademiy nauk Ukrainy, 23, 147–155.
10. Buslavets, O., Lezhniuk, P., Rubanenko, O. (2015). Evaluation and increase of load capacity of on-load tap changing transformers for improvement of their regulating possibilities. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies, 2 (8 (74)), 35–41. doi: 10.15587/1729-4061.2015.39881
11. Kylymchuk, A. B., Lezhnyuk, P. B., Rubanenko, O. E. (2015). Reduction of Additional Losses of Electric Energy in Parallel Operating Non-Uniform Electrical Grids Taking into Account Non-Uniformity and Sensitivity. International Journal of Energy Policy and Management, 1 (1), 1–5.
12. Lezhniuk, P. D., Rubanenko, O. Ye., Nikitorovych, O. V. (2012). Operatyvne diahnostuvannya vysokovoltного obladnannya v zadachakh optimalnoho keruvannya rezhymamy elektroenerhetychnykh system. Tekhnichna elektrodynamika, 3, 35–36.
13. Evdokimov, S. A., Kondrashova, Y. N., Karandaeva, O. I., Gallyamova, M. S. (2016). Stationary System for Monitoring Technical State of Power Transformer. Procedia Engineering, 150, 18–25. doi: 10.1016/j.proeng.2016.07.270
14. Bhutto, G. M., Bak, C. L., Ali, E. (2017). Controlled Operation of the Islanded Portion of the International Council on Large Electric Systems (CIGRE) Low Voltage Distribution Network. Energies, 10 (7), 1021. doi: 10.3390/en10071021
15. Alekseev, B. A. (2002). Kontrol' sostoyaniya (diagnostika) krupnykh silovykh transformatorov. Moscow: Izd-vo NC EHNAS, 216.
16. Tenbohlen, S., Vahidi, F., Gebauer, J. et. al. (2012). Zuverlässigkeit ist bewertung von Leistungs transformatoren: Materials of HS-Symposium. Universitat Stuttgart, 1-11.

For reading only

