

ОПЕРАТИВНЕ ДІАГНОСТУВАННЯ В ЗАДАЧАХ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

Вінницький національний технічний університет

Анотація

В роботі розглянуто метод розрахунку оптимальних коефіцієнтів трансформації трансформаторів з регуляторами під напругою з врахуванням їх технічного стану визначеного за результатами оперативного діагностування, використовуючи який можливо оцінити доцільність здійснення керуючих впливів і зменшити втрати активної потужності та витрати на ремонт в разі їх відмови.

Ключові слова: трансформатори з регуляторами під напругою, технічний стан, оперативне діагностування, керуючі впливи, втрати активної потужності, витрати на ремонт.

Abstract

In the paper, the method for calculating the optimal transformation coefficients transformers with voltage regulators when considering their technical condition determined by the results of the operational diagnostics using which may estimate the feasibility implement control actions and reduce active power losses and repair costs in the event of failure.

Key words: transformers regulators energized technical condition, rapid diagnostics, control actions, active power losses, cost of repairs.

Вступ

Від рівня розвитку та якості функціонування енергетичної галузі залежить робота і розвиток народного господарства, добробут громадян та економічна безпека держави. Електропостачання споживачів в Україні централізоване і здійснюється від електричних мереж об'єднаних між собою електроенергетичних систем. В будь-який момент часу енергосистема знаходиться у стані, який визначається його параметрами. Сукупність станів енергосистеми і процесів переходу з одного стану в інший є її режимом, який характеризується параметрами, наприклад, електричними: напругами та навантаженнями підстанцій, струмами в лініях електропередач (ЛЕП), коефіцієнтами трансформації трансформаторів і т.п. Нормальна робота енергосистем можлива лише за умови чітко функціонуючої системи оперативно-диспетчерського керування режимами ЕЕС, широкого впровадження засобів автоматизації такого керування, що потребує вдосконалення методів та засобів їх інформаційної підтримки. В наш час перед енергетичною галуззю стоять задачі підвищення енергетичної ефективності [1], надійності і якості електропостачання. Одним зі шляхів підвищення ефективності є зменшення втрат електричної потужності під час її транспортування за умови врахування поточного технічного стану експлуатованого обладнання.

Оперативне діагностування високовольтного обладнання

Одним з головних видів високовольтного обладнання електроенергетичних систем (ЕЕС), яке приймає участь в оптимальному керуванні їх нормальними режимами є силові трансформатори оснащені регуляторами під напругою (РПН). Такі трансформатори є складними системами з огляду на їх побудову, умови забезпечення надійної та якісної роботи їх вузлів (ізоляції, РПН, високовольтних ввідів, системи охолодження і т. п.). Враховуючі безперервний, в більшості випадків, режим роботи трансформаторів та їх вплив на якість реалізації оптимальних режимів ЕЕС необхідно вирішувати завдання вдосконалення методів та засобів визначення поточного стану такого виду високовольтного обладнання. Актуальність поставленого завдання зростає в умовах експлуатації трансформаторів які виготовлені понад 30 років тому, що значно перевищує їх паспортний ресурс. Однак мають місце пошкодження не лише застарілих трансформаторів, а і нових, наприклад, пошкодження трансформатора АТЗ в Південно-Західній електроенергетичній системі, або семи трансформаторів ТОВ «Барлінек Україна» м. Вінниця.

Визначення технічного стану обладнання в першу чергу здійснюється оперативно-диспетчерським персоналом під час керування режимами ЕЕС тому може бути віднесено до оперативного діагностування (ОД). Проведення оперативного діагностування високовольтних

уводів в умовах неповноти даних на момент визначення поточного стану високовольтного уводу (ВУ) пов'язано з необхідністю продовження експлуатації зношеного електрообладнання (ЕО) енергопідприємств.

Ознаками ОД [2] є наявність даних про поточні значення функціональних параметрів, які надходять від моніторингових систем і водночас результатів періодичного контролю.

З метою врахування великої кількості результатів поточного та періодичного контролю діагностичних параметрів під час керування режимами ЕЕС пропонується використовувати інтегральний показник – загальний залишковий ресурс силового трансформатора високовольтного вимикача і т. п. Для цього пропонується використовувати методи та засоби нейро-нечіткого моделювання, вдосконалюючи, як методи періодичного контролю, так і поточного.

Оптимальне керування нормальними 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 ($T_{\text{бає}}$) безаварійної експлуатації (12 років) передбачає певний перелік робіт і очікувану їх вартість $V_{\text{кр.пл.}}$. Так, наприклад, для трансформаторів класу напруги 330/110 кВ потужністю $V_{\text{пл}}=125-250$ МВА вартість (В) такого ремонту складає від 200 до 300 тис. гривень. Пропонуємо вважати, що виведення трансформатора в розширений поточний ремонт вимагає позапланових витрат.

Ці витрати на ремонт можуть зростати на вартість ΔV_1 заміни пошкоджених вузлів трансформатора та додаткових робіт, з цим пов'язаних, що не передбачені при «типовому» плановому капітальному ремонті (ПКР).

$$\Delta V_1 = \sum_{i=1}^n \left(V_i \cdot e^{\gamma_i \cdot k_{\text{рес.}i}^{\beta_i}} \right) \quad (1)$$

де V_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 - того вузла, що потребує позапланової заміни; γ , β - коефіцієнти, які характеризують вплив коефіцієнту залишкового ресурсу на очікувану вартість позапланового ремонту або заміни i -того вузла трансформатора (визначаються шляхом обробки статистичних даних). Також витрати на ремонт можуть зростати на вартість ΔV_2 (порівняно з очікуваними) в разі розширеного поточного (замість планового капітального) ремонту трансформатора, який не відпрацював планову кількість років:

$$\Delta V_{2j} = 1 - e^{\alpha_j (T_j - 1)}, \quad (2)$$

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, α_j - коефіцієнт, який характеризує інтенсивність зростання вартості ΔV_2 , який залежить від конструкції трансформатора, умов та режиму експлуатації (визначається дослідним шляхом).

При цьому варто зазначити те, що виведення трансформатора з експлуатації відбувається внаслідок не лише спрацювання засобів релейного захисту, противарійної та інших видів автоматики, а і особою, яка відповідає за безаварійну експлуатацію за результатами контролю діагностичних параметрів, значення яких інколи лише наближається до граничних.

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 пропонується враховувати коефіцієнт (ефективності дії для кожного трансформатора) обмеження регульовального ефекту

$$k_{\text{обм.}i} = (1 - k_{\text{рес.}i}) \cdot V_{\text{кв.}j}, \quad (3)$$

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

$$V_{\text{кв.}j} = \frac{\Delta V_{1,j} + \Delta V_{2,j}}{\Delta V_{1,j} + V_{\text{кр.пл.},j}}. \quad (4)$$

Знаючи параметри схеми та нормального режиму визначаємо оптимальні коефіцієнти трансформації:

$$k_{a, \text{опт}} = 1 - \text{diag}(\text{Re}(-N_{kzb} \cdot Z \cdot C_e \cdot J)) \cdot U_b^{-1} \cdot E_{zr_a}, \quad (5)$$

$$k_{p, \text{о.о}} = -\text{diag}(\text{Im}(-N_{kzb} \cdot Z \cdot C_e \cdot J)) \cdot U_b^{-1} \cdot E_{zr_p}, \quad (6)$$

де $N_{kzb} \cdot Z \cdot C_e \cdot J$ – базові контурні ЕРС, E_{zr_a}, E_{zr_p} – оптимальні зрівнювальні ЕРС у відносних одиницях (активна та реактивна складова). Враховуючи дискретний характер перемикачів РПН, похибки вимірювальних трансформаторів, похибки каналів передавання даних, та рекомендації [3], приймаємо зону нечутливості втрат активної потужності до регулювальних впливів - 3% [4]. Визначаємо скореговані оптимальні коефіцієнти трансформації (вектор-стовбці $k'_{a, \text{опт}}$ та $k'_{p, \text{опт}}$) та положення РПН, за умови мінімальної кількості перемикачів (з метою збереження комутаційного ресурсу РПН) для «введення» трансформатора в трьох відсоткову зону нечутливості втрат сумарної активної потужності в вітках схеми, до зміни положення РПН трансформатора

Визначаємо втрати активної та реактивної потужності в вітках схеми, при скорегованих оптимальних коефіцієнтах трансформації, для початкового режиму

$$\Delta S_{\Sigma \text{віт}} = \Delta P_{\Sigma \text{віт}} + j \Delta Q_{\Sigma \text{віт}} = 3 \cdot \sum_{j=1}^m \Delta S_{\text{віт}, j}, \quad (7)$$

де $\Delta S_{\text{віт}} = \text{diag}(\Delta U_{\text{віт}}) \cdot \hat{I}_{\text{віт}}$ – вектор-стовбець втрат повної потужності в вітках схеми, а $\Delta U_{\text{віт}} = M_{\Sigma} \cdot U_{\text{вуз}}$ – вектор-стовбець фазних напруг у вузлах, $\hat{I}_{\text{віт}}$ – вектор-стовбець струму у вітках, $j = 1..m$ – номер вітки в схемі, m – кількість віток в схемі, $U_{\text{вуз}}$ – вектор-стовбець фазних напруг у вузлах, при скорегованих оптимальних коефіцієнтах трансформації початкового режиму.

Визначаємо напруги у вузлах та втрати потужності, для нових навантажень з попередніми коефіцієнтами трансформації, та загальносистемні втрати активної та реактивної потужності у вітках. Перехід з неоптимального в оптимальний режим, можна здійснити переключенням РПН трансформатора. Далі пропонується визначити очікуване квазі-зменшення втрат з урахуванням цих коефіцієнтів. Для досягнення бажаного режиму здійснюється регулювання трансформатором. Знаходимо зменшення втрат потужності у вітках схеми, проте врахувавши коефіцієнт обмеження регулювального ефекту, зменшення втрат

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

$$P_{\alpha} = \text{Re}(S_{\alpha}) \quad (8)$$

де $S_{\alpha} = \Delta U_{\alpha} \cdot \hat{I}_{\alpha}$ - вектор-стовбець втрат потужності у вітках, що містять трансформатори, ΔU_{α} - ϵ -к-тим елементом вектора-стовбця фазних напруг у вузлах, а \hat{I}_{α} - струм віток з трансформаторними зв'язками, α - номер рядка, що відповідає першій вітці з трансформаторними зв'язками, в векторі-стовбці $\Delta S_{\text{віт}}$.

Знаходимо активну потужність квазі-втрат в k -тій вітці, за виразом:

$$\Delta P_{\text{кваз.}\alpha} = \text{Re}(\Delta U_{\alpha} \cdot \hat{I}_{\alpha}) \quad (9)$$

Знаходимо величину квазі-опору в k -тій вітці:

$$Z_{\alpha} = \frac{\Delta S_{\alpha}}{\hat{I}_{\alpha}^2}; \quad (10)$$

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

За таким алгоритмом, відповідно до рівняння (10), знаходимо квазі-опори інших віток, що містять трансформатори. Визначаємо параметри режиму, для схеми з квазі-опорами опорамі, та оптимальні скореговані коефіцієнти трансформації.

Метою оптимального керування є знаходження мінімуму функції загальносистемних втрат потужності, яка знаходиться за виразом:

$$\Delta F = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \rightarrow \min.$$

Висновки

Запропоновано метод ранжування трансформаторів з метою визначення кращого з них та кількості перемикачів його РПН з метою мінімізації сумарних втрат активної потужності в ЛЕП ЕЕС з урахуванням зростання очікуваної вартості ремонту трансформаторів від регулювання РПН шляхом використання результатів розрахунку нормального режиму з врахуванням поточного стану трансформаторів в квазі-опорах трансформаторних віток схеми за результатами оперативного діагностування силових трансформаторів з РПН.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Кириленко О. Інформатизація та інтелектуалізація систем керування в електроенергетиці: деякі підсумки за останні роки / Олександр Кириленко, Артур Праховник // *Технічна електродинаміка: спеціальний випуск* – 2010. – С. 10 –17.
2. Лежнюк П. Д. Оперативне діагностування високовольтного обладнання в задачах оптимального керування режимами електроенергетичних систем / П. Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, О. В. Нікіторович // *Технічна електродинаміка*. – 2012. – №3. – С.33–36. – ISSN 1607–7970.
3. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: Изд-во *НЦ ЭНАС*, 2002. – 216 с.
4. Железко Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Железко Ю. С., Артемьев А. В., Савченко О. В. – М. : ЭНАС, 2008. – 280 с. – ISBN 5 –93196–264–6.

Рубаненко Олександр Євгенійович – к.т.н., доцент кафедри електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет, Вінниця. E-mail: rubanenko@bk.ru.

Alexander Y. Rubanenko – Ph(D), associate professor of electrical plants and systems chair, Vinnytsya National Technical University, Vinnytsia. E-mail: rubanenko@bk.ru.