

**А.В. ГАДАЙ** (канд. техн. наук, доц.)  
**Луцький національний технічний університет**  
[haday@meta.ua](mailto:haday@meta.ua)

## ОГЛЯД МЕТОДІВ РОЗРАХУНКОВОЇ ПЕРЕВІРКИ ТРАНСФОРМАТОРІВ СТРУМУ, ЯКІ ПРАЦЮЮТЬ В КОЛАХ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

*Розглянуті питання перевірки трансформаторів струму, які працюють в колах сучасних пристроїв релейного захисту. Проведений аналіз вимог до трансформаторів струму та існуючих методик визначення похибок їх роботи. Надано рекомендації стосовно забезпечення точності роботи мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та розрахунку граничної кратності струму.*

**Ключові слова:** *точність роботи трансформаторів струму, релейний захист, струмова похибка, повна похибка.*

**Постановка проблеми.** Умови роботи трансформаторів струму (ТС) в пристроях релейного захисту (РЗ) значно відрізняються від умов їх роботи в схемах вимірювання. Якщо для вимірювання зазвичай вимагається робота трансформаторів струму певного класу точності за первинного струму, який не перевищує номінальний, і притому в усталеному режимі, то в пристроях релейного захисту трансформатори струму в більшості випадків повинні виконувати свої функції за струмів, які значно більші номінальних, в умовах перехідного режиму, що виникає у випадку короткого замикання.

Із зростанням робочих потужностей і напруги сучасних електроенергетичних систем постійна часу  $T_1$  зростає, особливо у випадку КЗ поблизу шин потужних електростанцій, нерідко до кількох десятків секунди. В той же час зменшується допустимий час спрацювання пристроїв релейного захисту і автоматики, в деяких випадках до декількох мілісекунд. Отже, у момент спрацювання цих пристроїв аперіодична складова струму намагнічування у багато разів перевищує його періодичну складову.

У зв'язку з цим умови роботи трансформаторів струму, які використовуються в сучасних енергосистемах, стають усе важчими. Замкнуті сталеві магнітопроводи існуючих трансформаторів струму схильні до сильного насичення аперіодичними складовими струму і, отже, різкого зменшення їх магнітної проникності. Це призводить до неприпустимого збільшення похибок таких трансформаторів струму в перехідних режимах. Особливо великі похибки коли в магнітопроводі трансформаторів струму зберігається залишковий магнітний потік, який співпадає за напрямком з аперіодичною складовою струму намагнічування. Великі аварії на вузлових підстанціях та електростанціях та помилкові відключення говорять про те, що тема недостатньо розкрита і вивчена.

**Метою статті** є систематизація існуючих методів розрахункової перевірки трансформаторів струму, які працюють в колах релейного захисту.

**Основний матеріал дослідження.** Згідно з рекомендаціями ІЕС 61869-2 [1] та вимогами [2] обмотки ТС поділяються на: вимірювальні, обліку та релейного захисту. Параметри обмотки ТС для РЗ залежать, головним чином, від максимального струму зовнішнього КЗ і від сумарного вторинного навантаження (опору вторинного обмотки ТС, опору з'єднувальних проводів, опору пристроїв РЗ, опору контактів).

Повна похибка ТС  $\varepsilon$  в усталеному режимі не повинен перевищувати 10 % за максимального струму зовнішнього КЗ, що призводить до використання ТС з номінальними коефіцієнтами граничної кратності порядку 10-20 (в залежності від відношення номінального та фактичного навантаження).

В вимогах ІЕС введено обмеження на залишкову магнітну індукцію [1]: «Коефіцієнт залишкової магнітної індукції  $K_R$  не повинен перевищувати 10%. Впровадження одного або кількох повітряних проміжків в осерді є способом обмеження коефіцієнта залишкової магнітної індукції».

Для ТС, які використовуються для захистів з часом спрацювання, який менший, ніж час затухання аперіодичної складової, згідно з новими рекомендаціями ІЕС повинні використовувати ТС з номінальним вторинним струмом 1 А [1]: «Нормовані значення номінального струму вторинної обмотки – 1 А і 5 А. Для захисних ТС в перехідних режимах нормоване значення номінального струму другого обмотки – 1 А.».

Стандарт ІЕС 61869-2 [1] встановлює поняття похибок ТС. Струмова похибка ТС – похибка коефіцієнта масштабного перетворення струму (ratio error): Похибка коефіцієнта масштабного перетворення струму трансформатора струму (струмова похибка)  $\varepsilon$ , % визначається за формулою:

$$\varepsilon = \frac{K_1 I_s - I_p}{I_p} \cdot 100\% \quad (1)$$

де  $K_1$  – номінальний коефіцієнт масштабного перетворення трансформатора струму;  $I_s$  – середньоквадратичне значення вторинного струму;  $I_p$  – середньоквадратичне значення первинного струму в момент протікання струму за інших відповідних умов вимірювання.

Повна похибка трансформатора струму виражається в процентах від середньоквадратичної величини струму первинної обмотки і визначається за формулою:

$$s_c = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_r i_2 - i_1')^2 dt}}{I_1} \cdot 100\% \quad (2)$$

де  $K_r$  – номінальний коефіцієнт трансформації;

$i_1$  – миттєвий струм первинної обмотки;

$i_2$  – миттєвий струм вторинної обмотки;

$T$  – тривалість одного періоду;  $t$  – поточне значення часу.

Згідно з ПУЕ [3] всі ТС, які використовуються для релейного захисту, повинні забезпечувати (рис. 1):

1) точну роботу вимірювальних органів РЗ в конкретних розрахункових умовах, тому повна похибка ТС за струму  $I_{1розр}$  не повинна перевищувати 10%;

2) надійну (без вібрації) роботу контактів вимірювальних органів РЗ за максимального струму КЗ  $I_{к.макс}$ , коли можливі підвищені похибка ТС і спотворення форми кривої вторинного струму;

3) відсутність небезпечних перенапруг у вторинних колах ТС за максимального струму КЗ  $I_{к.макс}$ .

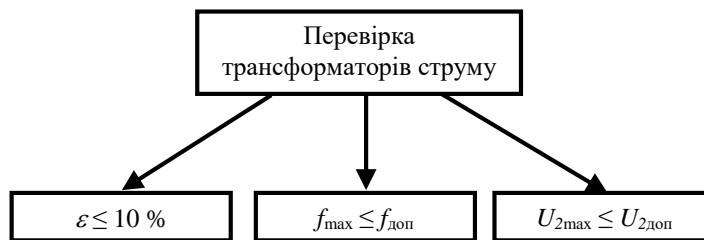


Рисунок 1 – Необхідні види розрахункових перевірок ТС, що використовуються для РЗ

Розрахункова перевірка придатності трансформаторів струму за їх похибками наведена в [5] і багато років використовуються на практиці в службах релейного захисту.

Способи розрахункової перевірки ТС на 10%-ву повну похибку (умова  $\varepsilon \leq 10\%$ ) (рис.2):

1) за кривими граничної кратності (КГК):  $K_{10}=f(Z_H)$ , де  $Z_H$  – опір навантаження ТС, за якого повинна забезпечуватись точність роботи – спосіб використовується під час проектування або перед налагоджувальними роботами, коли ще відсутні дійсних ВАХ тих ТС, які будуть встановлені;

2) за паспортними даними: ТС: номінального значення  $Z_H$  за номінальній кратності струму ( $K_H$ ,  $m_H$  або  $n_H$ ) – спосіб використовується під час перевірки проекту до зняття ВАХ;

3) за дійсними ВАХ:  $U_2=f(I_2)$  – це основний спосіб визначення повної похибки ТС;

4) за типовою кривою намагнічування (КН) електротехнічної сталі, яка використовується для виготовлення ТС:  $B_{max}=f(H)$ .

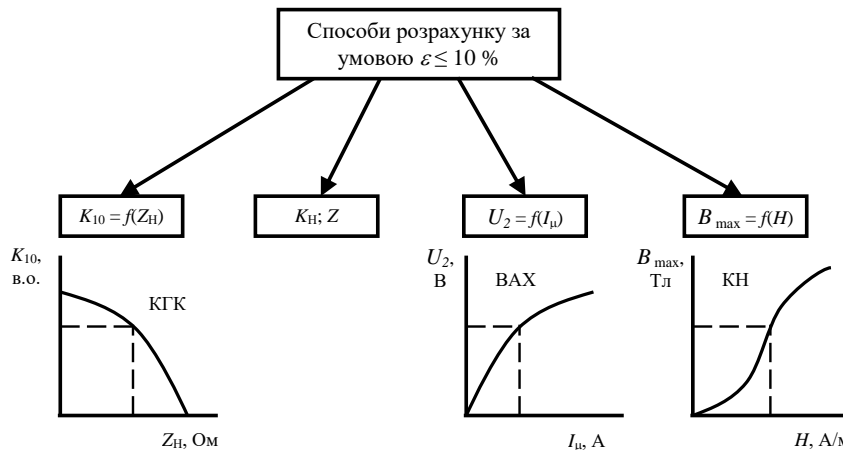


Рисунок 2 – Способи розрахункової перевірки ТС на 10% -ву повну похибку

Для того, щоб визначити за КГК допустиме значення  $Z_H$ , за якого  $\varepsilon \leq 10\%$ , для конкретного розрахункового струму визначається гранична кратність  $K_{10}$ .

$$K_{10} = \frac{I_{1розр}}{I_{ном1}} \quad (3)$$

де  $I_{ном1}$  – первинний номінальний струм ТС.

За КГК відповідного типу, класу вторинної обмотки і коефіцієнта трансформації ТС, знаходиться значення  $K_{10}$ . В залежності від схем з'єднання ТС і реле, від виду електроустановки, що захищається вибирається переріз з'єднувальних проводів (кабелів) від ТС до реле.

В паспортах ТС вказана номінальна кратність струму  $K_n$ , за якого допускається опір навантаження  $Z_n$ , і забезпечується  $\varepsilon \leq 10\%$  (або  $f \leq 10\%$ ) старих типів ТС, достатня для максимальних струмових та дистанційних захистів. Якщо відоме фактичне розрахункове навантаження  $Z_{н.розр}$  і повний опір  $Z_2$ , вторинні обмотки ТС (з паспорта або експериментально), можна визначити допустиму кратність  $K_{10\text{доп}}$ :

$$K_{10\text{доп}} = K_{\text{ном}} \frac{Z_2 + Z_{\text{ном}}}{Z_2 + Z_{н.розр}} \quad (4)$$

і порівняти її з граничною кратністю  $K_{10}$ .

Для визначення струму намагнічування  $I_\mu$ , і повної похибка ТС  $\varepsilon$  за фактичною ВАХ необхідно визначити напругу  $U_2$  на вторинній обмотці ТС за розрахунковою умовою:

$$U_{2\text{розр}} = I_{2\text{розр}} (Z_2 + Z_{н.розр}) \quad (5)$$

де  $I_{2\text{розр}} = \frac{I_{1\text{розр}}}{K_I}$ .

Величина навантаження  $Z_{н.розр}$  визначається за фактичним значенням, отриманим в результаті експериментальної перевірки ТС. Для конкретної схеми з'єднання ТС обчислюється найбільше значення  $Z_{н.розр}$  в залежності від виду КЗ. Наприклад, для схеми «неповна зірка» найбільше значення за двофазного КЗ на лінії, що захищається між фазами А і В, В і С, якщо ТС встановлені на фазах А і С. Для схеми «повна зірка» найбільше значення відповідає однофазному КЗ в мережах із глухозаземленою нейтраллю.

За значенням  $U_{2\text{розр}}$  з ВАХ визначається струм намагнічування для кожного ТС. Далі обчислюється повна похибка ТС в процентах:

$$\varepsilon = \frac{I_\mu}{I_{2\text{розр}}} \cdot 100\% \quad (6)$$

Значення  $\varepsilon$  не повинне перевищувати 10%. Його можна використовувати для вибору уставок диференційних захистів.

Спосіб визначення  $\varepsilon$  за ВАХ вважається надійнішим. Результати розрахунку  $\varepsilon$  заносяться в паспорт-протокол ТС, але без вказівок на необхідність розрахунку похибок ТС.

Використовуючи цю методику, можна в завданні на налагодження захисту вказати контрольну точку ВАХ, нижче якої ВАХ не повинна проходити. Ця точка вибирається з умови  $\varepsilon = 10\%$ , якій відповідає значення  $I_\mu = 0,1I_{2\text{розр}}$ . Шукана точка знаходиться на перетині абсциси  $I_\mu$  і ординати  $U_2$ .

Перевірка за кривою намагнічування електротехнічної сталі і параметрам конкретного ТС використовується у нас відносно рідко. Для розрахунку необхідні такі дані:

- 1) типова КН сталі, з якої виготовлений магнітопровід ТС  $B_{\text{max}}=f(H)$ , де  $B_{\text{max}}$  – максимальна індукція в магнітопроводі, Тл;  $H$  – діюча напруженість поля, А/м;
- 2) параметри ТС:  $\Omega$  – переріз магнітопроводу, м<sup>2</sup>;  $\omega_2$  – дійсна кількість витків вторинної обмотки;  $L_{\text{сер}}$  – середня довжина магнітної силової лінії (довжина шляху) в магнітопроводі, м.

Струм намагнічування визначається в такій послідовності:

- 1) за типовою КН сталі, з якої виготовлений магнітопровід ТС  $B_{\text{max}}=f(H)$  визначається величина  $B_{\text{max}}$ :

$$B_{\text{max}} = \frac{U_{2\text{розр}}}{4,44 f \omega_2 \Omega} \quad (7)$$

де  $U_{2\text{розр}}$  розраховується за (5); частота  $f = 50$  Гц;

- 2) за кривою намагнічування визначається напруженість  $H$ , яка відповідає обчисленому значенню  $B_{\text{max}}$ ; для запасу приймається  $K_n$  найгіршої електротехнічної сталі (з допустимих сортів);

- 3) визначається діюче значення струму  $I_\mu$ , А, приведене до вторинної сторони ТС:

$$I_\mu = \frac{H L_{\text{сер}}}{\omega_2} \quad (8)$$

Перевірка ТС за максимальною струмовою похибкою від струму КЗ  $I_{1k\text{max}}$  виконується за таким алгоритмом:

- 1) обчислюється максимальна кратність струму КЗ до первинного номінального струму ТС:

$$K_{\text{max}} = \frac{I_{1k\text{max}}}{I_{1\text{ном}}} \quad (9)$$

- 2) визначається максимальне значення коефіцієнта:

$$A = \frac{K_{\max}}{K_{10\text{доп}}} \quad (10)$$

де  $K_{10\text{доп}}$  – допустима кратність струму КЗ, яка відповідає  $\varepsilon = 10\%$ , і визначається розрахунком або графічно за кривою граничної кратності для значення  $Z_{н.розр}$ ;

3) за кривою  $A = \psi(f)$  визначається  $f_{\max}$  і порівнюється з допустимим значенням  $f_{\text{доп}}$ , за якого забезпечується надійне замикання контактів електромеханічних реле, а також правильна орієнтація направлених реле і задана часострумова характеристика дискових індукційних реле.

Для перевірки ТС за умовою відсутності небезпечних перенапруг у вторинних колах ТС за максимального струму КЗ визначається максимальна напруга на затискачах вторинної обмотки ТС за формулою:

$$U_{2\max} = \frac{I_{1k\max}}{K_1} Z_{н.розр} \quad (11)$$

де  $I_{1k\max}$  – діюче значення періодичної складової струму КЗ (вплив аперіодичної складової струму з 80-х років минулого століття не враховується);  $K_1$  – номінальний коефіцієнт трансформації ТС.

Згідно з ПУЕ [3]  $U_{2\text{доп}}$  дорівнює випробувальній напрузі 1000 В частотою 50 Гц, яка прикладена до вторинних кіл захисту протягом 1 хв.

У ТС з  $I_{2\text{НОМ}} = 5$  А це умова практично завжди виконується. Винятки можливі у випадку перевірки кіл диференційного захисту трансформатори, виконаних на змінному оперативному струмі, в режимі після дешунтування електромагніту управління комутаційний апаратом. Для ТС з  $I_{2\text{НОМ}} = 1$  А в мережах вище 110 кВ невиконання вказаної умови можливе коли в схемах ТС включалися шафи і панель з електромеханічним реле.

Використання статичних аналогових реле і комплектних пристроїв РЗ, особливо цифрових терміналів, істотно зменшує навантаження на ТС, оскільки такі пристрої споживають значно меншу потужність.

Вказівки [7] з розрахунку перетинів жил контрольних кабелів в струмових колах релейного захисту засновані на методиці, викладеною в [4]. Є лише одна істотна відмінність – пропонується збільшення допустимої напруги на вторинній обмотці: «ТС до 1500-1700 В.»

В п.2.1.3 вказівок вказано «Для одного і того ж типу захисту в залежності від апаратури можуть допускатися різні похибки ТС, тому що допустима похибка залежить від конструкції та принципу дії вимірювальних органів захисту. Таким чином, були розроблені чіткі вимоги до ТС для електромеханічних пристроїв РЗ. З появою мікропроцесорного (МП) РЗ вимоги для нових захистів не розроблялись. Можливо, до сучасного МП РЗ можна застосувати п.2.1.4 керівних вказівок: «У випадках, коли гранично допустима похибка не регламентується,  $K_{\max}$  не визначається». Однак незрозуміло, чи правильно відпрацює мікропроцесорний РЗ, якщо насичення ТС відбудеться раніше, ніж спрацює алгоритм захисту.

Вимірювальні трансформатори повинні відповідати чинним стандартам ІЕС 61869 [1], ІЕС 60044 [9], ANSI/IEEE C57.13 [10] та іншим сучасним стандартам. У багатьох випадках ТС не можна спроектувати так, щоб уникнути насичення, через обмеження на вартість і габарити, наприклад, для ТС КРУ. Тому, захисти Siemens використовують вбудовану функцію детектора насичення ТС і забезпечують надійну роботу в умовах можливого насичення.

Під час проектування захистів перед вибором уставок перевіряється правильність вибору ТС на об'єкті, що захищається. Перевірка може виконуватися двома методами [11]:

- 1) перевірка коефіцієнта адаптації і робочої кратності струму;
- 2) аналіз форми кривої намагнічування.

На основі результатів цієї перевірки робиться висновок про можливість застосування захисту, правильність вибору і можливість необхідності заміни ТС на об'єкті.

Для перевірки коефіцієнтів адаптації (максимально допустимої відмінності коефіцієнтів трансформації ТС) на усіх сторонах об'єкту визначається коефіцієнт адаптації за формулою:

$$F_{\text{adapt}} = \frac{I_{pn}}{I_{no}} \cdot \frac{I_{Nrelay}}{I_{sn}} = \frac{\sqrt{3} I_{pn} U_{no}}{S_{n\max}} \cdot \frac{I_{Nrelay}}{I_{sn}} \quad (12)$$

де  $I_{pn}$  – номінальний первинний струм ТС;  $I_{Nrelay}$  – номінальний струм пристрою захисту;  $S_{n\max}$  – максимальна потужність об'єкта, що захищається;  $I_{sn}$  – номінальний вторинний струм ТС.

Розрахований коефіцієнт повинен бути в межах:

$$\text{для ТС в фаза } \frac{1}{4} \leq F_{\text{adapt}} \leq 4;$$

$$\text{для ТС в нейтралі } \frac{1}{8} \leq F_{\text{adapt}} \leq 8.$$

Фактичний коефіцієнт граничної кратності первинного струму (КГК) обчислюється за формулою:

$$K'_{SSC} = K_{SSC} \frac{R_{ct} + R_b}{R_{ct} + R'_b} \quad (13)$$

де  $K_{SSC}$  – номінальний коефіцієнт граничної кратності первинного струму;  $R_{ct}$  – активний опір вторинної обмотки постійному струму за температури  $75^{\circ}\text{C}$  (або іншої заданої температури);  $R_b$  – номінальний активний опір навантаження;  $R'_b$  – активний опір підключеного навантаження.

Для диференційних та дистанційних захистів вводиться коефіцієнт  $K_{id}$ . Коефіцієнт відлагодження від аперіодичної складової  $K_{id}$  враховує вплив перехідного процесу на похибку вимірювання струму в терміналі (здатність ТС правильно трансформувати струм протягом часу, необхідного терміналу для правильної роботи алгоритму). Коефіцієнт  $K_{id}$  є узагальненим коефіцієнтом і залежить від типу реле і постійної часу мережі:

$$\begin{aligned} K_{id} &= K_{TF} K_{RemF}, \\ \text{або } K_{id} &= K'_{TF} K_{Rem}, \\ \text{або } K_{id} &= K''_{TF} K_{Rem}, \end{aligned} \quad (14)$$

де  $K_{TF}$  – коефіцієнт запасу, що враховує однополярне намагнічування осердя ТС за наявності аперіодичної складової в струмі пошкодження;  $K_{Rem}$  – коефіцієнт запасу, що враховує залишкову індукцію;  $K'_{TF}$  – коефіцієнт запасу, що враховує однополярне намагнічування осердя ТС за наявності аперіодичної складової в струмі пошкодження за наявності алгоритму насичення (враховує необхідність правильної трансформації до спрацювання детектора насичення);  $K''_{TF}$  – коефіцієнт запасу, що враховує однополярне намагнічування осердя ТС за наявності аперіодичної складової в струмі пошкодження за дуже малого часу трансформації без насичення.

Для максимального струмового захисту коефіцієнт  $K_{id} = 1$ . Постійна часу мережі не сильно впливає на захисти з часом спрацювання до 0,4 циклу (8 мс). На захист з більшою витримкою часу аперіодична складова струму КЗ теж не впливає і  $K_{id}$  може приймається рівним 1.

Мінімальна допустима кратність первинного струму:

$$K'_{SSC \min} = K_{id} \frac{I_{SCC \max(\text{ext. fault})}}{I_{pn}} \quad (15)$$

де  $I_{SCC \max(\text{ext. fault})}$  – максимальний струм зовнішнього КЗ.

Робоча кратність струму повинна задовольняти умову:

$$K'_{SSC} \geq K'_{SSC \min} \quad (16)$$

Якщо вказана умова не виконується, то захист не може забезпечити надійне функціонування. В такому випадку необхідно зменшити навантаження, збільшити переріз проводу або використати інший ТС.

Для аналізу форми кривої визначається напруга в точці вигину характеристики намагнічування ТС. Перевірка здійснюється в такій послідовності:

- 1) визначається коефіцієнт  $K_{id}$  за формулою (14);
- 2) визначається опір активний опір підключеного навантаження  $R'_b = R_{\text{lead}} + R_{\text{relay}}$ ;
- 3) розраховується максимальний струм зовнішнього КЗ в місці встановлення ТС;
- 4) розраховується мінімальна напруга в точці вигину характеристики намагнічування ТС:

$$U_K = \frac{K_{SSC}}{1,3} (R_b + R_{ct}) I_{sn} \quad (17)$$

або:

$$U_K \geq K_{id} \frac{I_{SCC \max(\text{ext. fault})}}{1,3 I_{pn}} (R'_b + R_{ct}) I_{sn} \quad (18)$$

- 5) для правильної роботи ТС повинна виконуватись умова:

$$U_{Kn} \geq U_K \quad (19)$$

де  $U_{Kn}$  – номінальна напруга в точці вигину характеристики намагнічування ТС.

Якщо вказана умова не виконується, то захист не забезпечить надійне функціонування.

За стандартом ANSI/IEEE C57.13 [10] клас С відповідає ТС з кратністю струму рівною 20 і похибкою, що не перевищує 10%. Так, стандартний ряд для номінального струму 5 А становить С100, С200, С400 і С800. Наприклад, для трансформатора С100  $U_{Kn} = 100$  В. Напругу точки вигину можна визначити за перетином прямої частини ВАХ в логарифмічній шкалі, як показано на рис. 3. Точка перетину задає шукану величину.

Стандарти IEEE Std C37.110-2007 [10] і IEC 60044-6 [9] враховують насичення ТС аперіодичною складовою струму КЗ, що забезпечує запобігання хибному спрацюванню МП пристроїв РЗА.

Для запобігання насичення ТС, необхідне виконання умови:

$$K_S > 1 + \frac{X_1}{R_1} \quad (20)$$

де  $K_S$  – коефіцієнт запасу за насиченням;  $X_1, R_1$  – сумарні реактивний та активний опори первинної мережі, яка визначає швидкість затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Коефіцієнт запасу за насиченням визначається за умовою:

$$K_s = \frac{U_{SAT}}{U_2} \quad (21)$$

де  $U_{SAT}$  – напруга насичення (у трактуванні стандарту [10] діюче значення напруги на вторинній обмотці ТС, за якої амплітудне значення індукції досягає густини потоку насичення);  $U_2$  – необхідна вторинна напруга в розрахунковому режимі:

$$U_2 = I_2 Z_2 \quad (22)$$

де  $I_2$  – вторинний струм в розрахунковому режимі;  $Z_2$  – повний вторинний опір ТС в розрахунковому режимі.

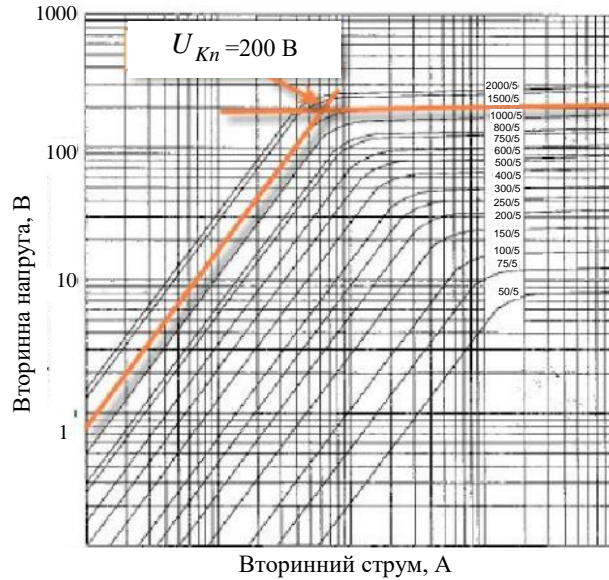


Рисунок 3 – Графічне визначення напруги в точці вигину за ВАХ

Виробники мікропроцесорних пристроїв РЗА враховують неминучість насичення трансформаторів струму і пропонують певні алгоритми, що гарантують нормальну роботу реле в цьому режимі. Як правило, для цих алгоритмів потрібний деякий час від моменту виникнення збурення в СЕП до моменту насичення ТС.

Для оцінки часу до настання насичення за фактичним коефіцієнтом запасу в [10] наведений вираз:

$$T_s = -T_p \ln \left( 1 - \frac{K_s - 1}{\frac{L_1}{R_1}} \right) \quad (23)$$

Напруга точки зламу  $U_k$  (knee-point voltage), яка задає межі лінійної роботи ТС у [10] визначається одним з двох способів:

1) як напруга точки характеристики намагнічування, в якій дотична складає  $45^\circ$  до осі абсцис (за логарифмічного масштабу характеристики намагнічування);

2) як напруга на виводах ТС, збільшення якої на 10 % викликає збільшення струму намагнічування на 50 %.

ТС класу Р згідно з BS 3938 / IEC 60044-1 можна приблизно віднести до класу РХ\*, який описується формулою:

$$U_K = K_{SSC} \frac{R_{ct} + R_b}{1,3} I_{sn} \quad (24)$$

Умови перевірки ТС за рекомендаціями «Siemens AG» наведено в табл. 1 та 2.

Таблиця 1 – Умови перевірки ТС за рекомендаціями «Siemens AG» без використання функції дистанційного захисту

Тип захисту	Диференційний захист лінії без використання функції дистанційного захисту
Коефіцієнт відлагодження від аперіодичної складової $K_{td}$ .	1,2
Мінімальний необхідний коефіцієнт граничної кратності $K'_{SSC}$ .	$K'_{SSC} \geq \frac{K_{td} \cdot I_{SSC \max(\text{ext.fault})}}{I_{pn}}$

Мінімальна необхідна напруга точки вигину (діюче значення).	$U_K \geq \frac{K_{td} \cdot I_{SSC \max(\text{ext.fault})} \cdot (R_{ct} + R'_b) \cdot I_{sn}}{1,3 \cdot I_{pn}}$
Максимальне відношення номінальних первинних струмів трансформаторів струму ДЗЛ на кінцях лінії.	$\frac{I_{\text{ПЕРВ.МАКС}}}{I_{\text{ПЕРВ.МИН}}} \leq 8$

Таблиця 2 – Умови перевірки ТС за рекомендаціями «Siemens AG» для дистанційного захисту

Тип захисту	Дистанційний захист лінії з використанням функції дистанційної захисту				
Коефіцієнт відлагодження від аперіодичної складової $K_{td}$ .	Постійна часу мережі $T_p$ , мс				
		$\leq 30$	$\leq 50$	$\leq 100$	$\leq 200$
	$K_{td(a)}$	1	2	4	4
	$K_{td(b)}$	4	5	5	5
Мінімальний необхідний коефіцієнт граничної кратності $K'_{SSC}$ .	$K'_{SSC} \geq \frac{K_{td(a)} \cdot I_{SSC \text{ MAX(close-in fault)}}}{I_{pn}}$ $K'_{SSC} \geq \frac{K_{td(b)} \cdot I_{SSC \text{ MAX(zone1-end fault)}}}{I_{pn}}$				
Мінімальна необхідна напруга точки перегину (діюче значення).	$U_K \geq \frac{K_{td(a)} \cdot I_{SSC \text{ MAX(close-in fault)}} \cdot (R_{ct} + R'_b) \cdot I_{sn}}{1,3 \cdot I_{pn}}$ $U_K \geq \frac{K_{td(b)} \cdot I_{SSC \text{ MAX(zone1-end fault)}} \cdot (R_{ct} + R'_b) \cdot I_{sn}}{1,3 \cdot I_{pn}}$				

де  $I_{SSC \max(\text{ext.fault})}$  – максимальний струм зовнішнього трифазного КЗ;

$I_{SSC \max(\text{close-in fault})}$  – максимальний струм КЗ «за спиною»;

$I_{SSC \max(\text{zone1-end fault})}$  – максимальний струм КЗ в кінці першої зони дистанційної захисту.

Повна похибка ТС в усталеному режимі не повинна перевищувати 10% за максимального струму зовнішнього КЗ (наскрізного максимального струму для ДЗЛ).

Номінальна вторинна напруга ТС (напруга точки перегину ВАР) повинна задовольняти умовам, які за схеми з'єднання обмоток ТС в повну зірку і за відсутності вмикання до даних ТС інших захистів, крім RED670, визначається за формулами [12]:

$$\begin{cases} U_{2\text{ном}} \geq \frac{I_{F\text{max}} I_{2\text{ном}} \alpha}{I_{1\text{ном}}} \left( R_{2l} + R_L + \frac{S_R}{I_R^2} \right); \\ U_{2\text{ном}} \geq \frac{I_{F\text{zone1}} I_{2\text{ном}} k}{I_{1\text{ном}}} \left( R_{2l} + R_L + \frac{S_R}{I_R^2} \right). \end{cases} \quad (25)$$

де  $I_{F\text{max}}$  – максимальний струм промислової частоти (50 Гц) за пошкодження в місці встановлення терміналу захисту (розглядаються пошкодження в прямому і в зворотному напрямках);

$I_{F\text{zone1}}$  – максимальний струм промислової частоти у випадку пошкодження в кінці зони 1;

$I_{2\text{ном}}$  – номінальний вторинний струм ТС;

$I_{1\text{ном}}$  – номінальний первинний струм ТС;

$I_R$  – номінальний струм ТС вхідної плати IED (номінальний струм аналогового входу змінного струму);

$R_{2l}$  – вихідний опір вторинної обмотки ТС (повний власний опір вторинної обмотки ТС);

$R_L$  – опір провідників, що з'єднують зовнішній ТС і IED;

$S_R$  – потужність, що споживається струмовим входом (0,2 ВА – для плати IED з номінальним струмом 1А; 0,15 ВА – для плати з номінальним струмом 5А);

$\alpha$  – коефіцієнт, що враховує постійну часу загасання  $T_p$  аперіодичної складової струму пошкодження (коефіцієнт приймається рівним:  $\alpha = 2$  – для постійної часу  $T_p < 50$  мс;  $\alpha = 3$  – для постійної часу  $T_p > 50$  мс);

$k$  – коефіцієнт, що враховує постійну часу загасання  $T_p$  аперіодичної складової струму пошкодження у випадку замикання в зоні 1 (коефіцієнт приймається рівним:  $k = 4$  – якщо постійна часу  $T_p < 30$  мс;  $k = 6$  – якщо постійна часу  $T_p > 30$  мс).

Для перевірки ТС, що використовуються у схемах диференційного захисту трансформаторів RET 670, рекомендується використовувати приведену граничну кратність  $K'_{\text{гп}}$  [12]:

$$K'_{гр} = K_{сп} \cdot \frac{I_{1номI.n}}{I_{ном п}} \quad (26)$$

де  $I_{1номI.n}$  – первинний номінальний струм ТС із боку п об'єкта, що захищається;  
 п – сторона об'єкта, на якій встановлений трансформатор струму;  
 $I_{ном п}$  – первинний номінальний струм сторони п об'єкта.

Умова забезпечення вимог до граничної кратності трансформаторів струму

$$K'_{гр} \geq I_{к.зовнтах*} \quad (27)$$

$$\frac{I_{к.мах}^{(3)}}{I_{ном п}}$$

де  $I_{к.зовнтах*} = I_{ном п}$  – відносний максимальний струм розрахункового КЗ;

$I_{к.мах}^{(3)}$  – максимальний струм розрахункового короткого замикання приведений до сторони п.

Для захисту трансформаторів та автотрансформаторів розрахунковим режимом є зовнішнє КЗ.

Значення параметру  $K'_{гр}$  визначається за виразом:

$$K_{сп} \approx K'_{гр.ном} \frac{\sqrt{R_2^2 + 1,6R_2 Z_{н.ном} + Z_{н.ном}^2}}{R_2 + R_H} \quad (28)$$

де  $K'_{гр.ном}$  – номінальна гранична кратність для розглянутого типу ТС;

$R_2$  – опір вторинної обмотки ТС постійному струму;

$$Z_{н.ном} = \frac{Z_{н.ном}}{I_{2ном}^2} \quad \text{– номінальний опір навантаження ТС для } \cos(\varphi_{н.ном}) = 0,8;$$

$R_H$  – опір навантаження, що визначається активним опором з'єднувальних проводів між ТС і пристроєм.

У випадку використання RET 670 вважається, що вхідні опори їх аналогових струмових кіл дуже малі в порівнянні з опорами з'єднувальних проводів між ТС та пристроями і ним можна знехтувати.

Для забезпечення швидкодії чутливого органу диференційного захисту в перехідних режимах КЗ в зоні, що захищається, необхідно щоб з боку ВН  $K'_{гр} > 30$ . Тому, у випадку використання з боку ВН вбудованих ТС необхідно вибирати максимальний первинний номінальний струм даного типу ТС. Для пристрою RET 670 і використанні ТС з вторинним номінальним струмом 1 А з боку ВН та/або СН приймається для відповідної сторони  $K'_{гр} > 45$ .

**Висновки.** Вимоги ПУЕ відрізняються від вимог ІЕС 61869-2: вібрація контактів та гранично допустима струмова похибка 50% у випадку внутрішнього КЗ – окремий випадок вимог до електромеханічних захистів і для МП захистів, вони не можуть бути застосовані, оскільки вони відрізняється конструкцією (відсутні контакти) та принципом дії; в жодному пристрої РЗ не має поняття допустимого значення «напруги на струмових входах». Напруга на виводах вторинної обмотки та напруга на «вході пристрою РЗ» – дві абсолютно різних напруги. і описана в ПУЕ напруга визначається вторинним струмом і опором захисту, а не параметрами ТС. В вимогах ІЕС 61869-2 регламентується тільки напруга на виводах вторинної обмотки; відсутні методики обчислення похибок у випадку вмикання захисту на суму струмів.

Рекомендації [10] універсальні і дозволяють забезпечити правильну роботу будь-якого пристрою релейного захисту. Але ці рекомендації досить складні для повсякденного застосування, а також не враховують заходи, що використовуються виробниками для зменшення вимог до ТС. Компанії, що випускають МП пристрою РЗ, наводять у своїх інструкціях індивідуальні вимоги до ТС для кожного окремого реле. В більшості випадків дотримання цих вимог гарантує правильну роботу релейного захисту навіть за високих значень постійної часу первинної мережі.

Методика [5] для розрахунку  $K_{10}$  точніша у випадку використання комплексних опорів вторинної обмотки і навантаження ТС, а у випадку додавання опорів «за модулем» дає велику похибку. Методики в [4, 5] встановлюють максимальну допустиму напругу 1000 В, а методика в [6, 8] – 1500-1700 В. Існують різні способи обчислення максимального допустимого навантаження за розрахунковим струмом КЗ: методики [6, 8] допускають визначення допустимого опору навантаження тільки за КГК; методика [5] пропонує чотири способи розрахунку допустимого опору навантаження на вибір. В [8] допустиме навантаження на ТС обмежується «зверху» номінальним значенням навантаження, в інших джерелах подібне обмеження відсутнє.

**Наукова новизна** полягає в систематизації існуючих методів розрахункової перевірки трансформаторів струму, які працюють в колах сучасних пристроїв релейного захисту.

**Практична значущість** роботи полягає у тому, що під час перевірки трансформаторів струму, які ввімкненні до мікропроцесорних пристроїв релейного захисту не потрібно перевіряти гранично допустиму струмову похибку 50%; для перевірки правильної роботи мікропроцесорних пристроїв релейного захисту доцільно користуватись інструкціями вимог до трансформаторів струму виробників пристроїв; для точнішого



розрахунку граничної кратності доцільно використовувати комплексні опори вторинної обмотки і навантаження трансформаторів струму.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. IEC 61869-2:2012 Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers (Вимірвальні трансформатори - Частина 2: Додаткові вимоги до трансформаторів струму).
2. Трансформатори вимірвальні. Частина 1. Трансформатори струму (IEC 60044-1:2003, IDT) : ДСТУ IEC 60044-1:2008. [Чинний від 2010-01-01]. К. : Держспоживстандарт України, 2010. 38 с. (Національний стандарт України).
3. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Форт, 2017. 760 с.
4. Королев Е. П. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. / Королев Е. П., Либерзон Э. М. М.: Энергия. 1980. 208 с., ил.
5. Шабад М.А. Трансформаторы тока в схемах релейных защиты. М.: НТФ “Энергопрогресс”. 1993. 64 с.: ил.
6. Рекомендации по расчету сечений жил контрольных кабелей в токовых цепях релейной защиты 5961тм-т ЗАО ПФ «КТП-Урал». 2006. 416 с.
7. Указания по расчету сечений жил контрольных кабелей в токовых цепях релейной защиты (вторая редакция). 5916-ТМ. М., 1973. 240 с.
8. Вавин В.Н. Трансформаторы тока. М–Л.: Энергия, 1966. 104 с. с илл.
9. Instrument Transformers. Part 6: Requirements for Protective Current Transformers for Transient Performance: IEC 60044-6.
10. IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes: IEEE Std C37.110-2007.
11. Catalog SIP. Edition No. 6. Siemens AG, 2012.
12. СТО 56947007-29.120.70.98-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы». ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.

#### REFERENCES

1. IEC 61869-2:2012 Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers (Вимірвальні трансформатори - Частина 2: Додаткові вимоги до трансформаторів струму).
2. Instrument transformers — Part 1 : Current transformers (IEC 60044-1:2003, IDT) : NSTU IEC 60044-1:2008. [Effective from 2010-01-01]. K.: Derzhspozhivstandard of Ukraine, 2010. 38 p. (National Standard of Ukraine).
3. Rules for arranging electrical installations. - The publication is official. Ministry of Energy and Coal of Ukraine. X.: Fort, 2017. 760 p.
4. Korolev E.P. Calculations of allowable loads in current circuits of relay protection. / Korolev E. P., Liberzon E. M. M.: Energy. 1980. 208 p., ill.
5. Shabad M.A. Current transformers in relay protection circuits. M.: NTF “Energoprogress”. 1993. 64 p.: ill.
6. Recommendations for the calculation of the cross-sections of the cores of control cables in the current circuits of relay protection 5961tm-t ZAO PF "KTP-Ural". 2006. 416 p.
7. Guidelines for the calculation of the cross-sections of the cores of control cables in the current circuits of relay protection (second edition). 5916-TM. M., 1973. 240 p.
8. Vavin V.N. Current transformers. M–L.: Energy, 1966. 104 p.: ill.
9. Instrument Transformers. Part 6: Requirements for Protective Current Transformers for Transient Performance: IEC 60044-6.
10. IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes: IEEE Std C37.110-2007.
11. Catalog SIP. Edition No. 6. Siemens AG, 2012.
12. STO 56947007-29.120.70.98-2011. Methodical instructions for choosing the operating parameters of devices of RZA equipment of substations produced by LLC "ABB Power and Automation Systems". OJSC "FSK UES". 2011.

A.V. HADAI  
Lutsk National Technical University

**Overview of calculation verification methods of current transformers which work in relay protection circuits.**  
Systematized existing methods of calculation verification of current transformers that work in the circuits of modern

relay protection devices. The requirements of the Ukrainian rules for the arrangement of electrical installations differ from the requirements of the standard of the International Electrotechnical Commission IES 61869-2. The difference concerns the absence of contact vibration and not exceeding the maximum allowable current error of 50% in the case of an internal short circuit is a separate case of the requirements for electromechanical protections and these requirements cannot be used for microprocessor protection devices. For any relay protection device, there is no concept of the permissible value of "voltages at the current inputs". The voltage at the terminals of the secondary winding and the voltage at the "input of the relay protection device" are two completely different voltages. There are no methods for calculating errors in the case of switching on protection based on the sum of the currents. Companies producing microprocessor relay protection devices specify in their instructions individual requirements for current transformers for each individual device. Compliance with these requirements guarantees the correct operation of the relay protection even for large values of the time constant of the primary network. Leading manufacturers of microprocessor relay protection devices develop and recommend software tools for checking the correct selection of current transformers. But they are not freely available. To increase the accuracy of the calculation of the limit multiplicity, it is advisable to use complex supports of the secondary winding and load of current transformers. Depending on the initial data and conditions, the permissible load resistance can be calculated using four methods. The question of whether the allowable load of a current transformer can exceed its nominal load requires further research.

The scientific novelty is consists in the systematization of existing methods of calculation verification of current transformers that work in the circles of modern relay protection devices.

The practical significance of the work is that checking current transformers that are connected to microprocessor relay protection devices do not need to check the maximum permissible current error of 50%; to check the correct operation of microprocessor relay protection devices, it is advisable to use the instructions for the requirements for current transformers of device manufacturers; for a more accurate calculation of the limit multiplicity, it is advisable to use complex supports of the secondary winding and load of current transformers.

***Key words: relay protection, current error, total error, assurance of current transformers.***