

**DIFICULTĂȚI PRIVIND
CALCULUL PROTECȚIEI
DIFERENȚIALE
LONGITUDINALE ALE
TRANSFORMATOARELOR
ÎN CAZUL PROTECȚIILOR
DIGITALE**

G. Hazi, *Universitatea "Vasile
Alecsandri" din Bacău, ROMÂNIA*

A. Hazi, *Universitatea "Vasile
Alecsandri" din Bacău, ROMÂNIA*

**DIFFICULTIES IN
CALCULATING THE
DIFFERENTIAL PROTECTION
OF THE TRANSFORMER IN
CASE OF DIGITAL
PROTECTION**

G. Hazi, *"Vasile
Alecsandri" University of Bacău,
ROMÂNIA*

A. Hazi, *"Vasile
Alecsandri" University of Bacău,
ROMÂNIA*

REZUMAT: Lucrarea prezintă condițiile de calcul al reglajului protecției diferențiale ale transformatoarelor de putere în situația utilizării protecțiilor digitale. Se analizează condițiile în care se obține o sensibilitate ridicată, cu asigurarea selectivității. Dificultățile sunt date de caracteristica de magnetizare neliniară a transformatorului de putere ca și de caracteristicile neliniare ale transformatoarelor de curent. Se prezintă detaliat modul în care caracteristicile neliniare ale acestor elemente influențează reglajul protecției diferențiale. Se prezintă modul în care poate fi crescută sensibilitatea acestor protecții. Se arată modul de calcul al punctelor caracteristicii protecției diferențiale longitudinale. Se analizează critic recomandările producătorilor privind reglajul acestor protecții și se propun soluții optime în acest sens. Toate concluziile se trag pe baza unui exemplu concret: protecția diferențială a unui transformator 110/22 kV, 25 MVA, utilizând o protecție de digitală 7UT

CUVINTE CHEIE: protecție diferențială transformator, protecție digitală, sensibilitate

1. INTRODUCERE

Apariția releelor de protecție digitale a condus la creșterea sensibilității acestora, însă rămân, în anumite situații, probleme delicate. Un exemplu relevant este protecția diferențială a transformatoarelor. În acest caz curentul diferențial care influențat de o serie de fenomene liniare și neliniare care trebuie apreciate cu multă grijă. Principiul protecției

ABSTRACT: This paper presents the conditions for calculating the adjustment of the power transformer differential protection when using digital protections. We analyze the conditions for obtaining a high sensitivity, while providing selectivity. The difficulties are caused by the nonlinear magnetization characteristic of the power transformer and the nonlinear characteristics of the current transformers. It shows in detail how these elements influence the characteristics of nonlinear differential protection setting. It shows how to increase the sensitivity of the protection. It shows the calculation of the longitudinal differential protection feature points. It critically examines the manufacturer's recommendations on setting this protection and proposes optimal solutions in this case. All conclusions are drawn based on a concrete example: a transformer differential protection of 110/22 kV, 25 MVA, using a digital protection 7UT

KEY WORDS: transformer differential protection, digital protections, sensitivity

1. INTRODUCTION

The emergence of digital protection relays led to their increased sensitivity, but also, in some cases, to sensitive issues. An example is the differential protection of transformers. In this case the differential current is influenced by a series of linear and nonlinear phenomena to be assessed carefully. Differential

diferențiale este simplu (figura 1 și figura 2): protection principle is simple (figure 1 and figure 2):

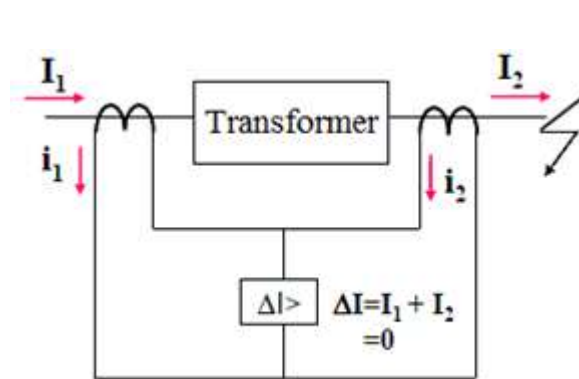


Figura 1. Protecția diferențială
Defect exterior
Figure 1. Differential protection
External fault

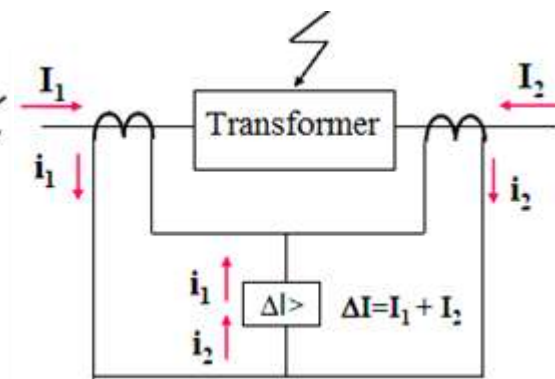


Figura 2. Protecția diferențială
Defect în zona protejată
Figure 2. Differential protection
Fault in the protected area

a diferențială, notat cu $\Delta I >$, suma curenților este zero. La un defect în zona protejată curenții secundari se adună și în consecință releul diferențial are condiții de funcționare. Reglajul protecției diferențiale este însă influențat de curentul de dezechilibru în regim normal sau de defect. Acesta este influențat de curentul de magnetizare, de modificarea ploturilor la transformatoare, de saturația miezurilor transformatoarelor de curent ca și de caracteristicile diferite ale acestora.

2. CARACTERISTICA DE DECLANȘARE A RELEULUI DIGITAL

Caracteristica de declanșare trebuie să țină seama de curentul rezidual care circulă prin releul diferențial în situațiile în care nu avem un defect interior.

When a fault occurs outside the protection differential, denoted by $\Delta I >$, the sum of the currents is zero. When a fault occurs in the protected area, the secondary currents are summarized and consequently the differential relay has operating conditions. The differential protection setting is however influenced by the current imbalance in normal or fault conditions. This is influenced by the magnetization current, by changing the plots in transformers, by the current transformers cores saturation as well as by their different characteristics.

2. OPERATION CHARACTERISTIC OF THE DIGITAL RELAY

The operation characteristic of the digital relay should take into account the residual current flows through the differential relay where we have an internal fault.

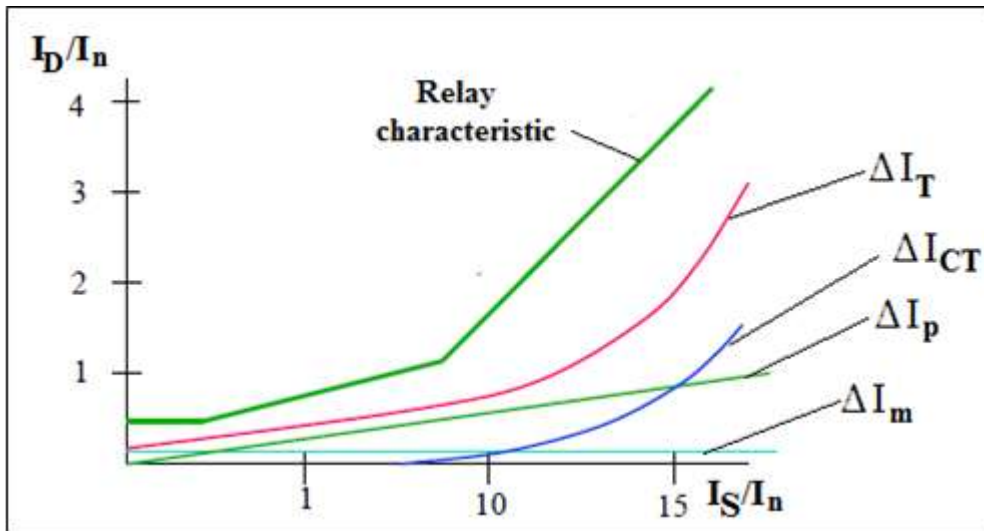


Figura 3. Componente ale curentului rezidual
Figure 3. Residual current components

În figura 3 sunt prezentate componentele curentului rezidual. În axele acestui grafic se află:

$$I_D = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2| \quad (1)$$

$$I_S = |\underline{I}_1| + |\underline{I}_2| \quad (2)$$

In figure 3 we show the residual current components. The axis of this chart is:

$$I_D = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2| \quad (1)$$

$$I_S = |\underline{I}_1| + |\underline{I}_2| \quad (2)$$

Componentele care generează un curent rezidual în protecția diferențială sunt:

- ΔI_m – curentul de magnetizare care circulă numai în primar, egal cu valoarea curentului de mers în gol, I_0 :

$$\Delta I_m = I_0 = \frac{i_0}{100} \cdot I_n = \frac{i_0}{100} \cdot \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (3)$$

unde

- i_0 – curentul de mers în gol [%]
- I_n – curentul nominal primar
- S_n – puterea nominală
- U_n – tensiunea nominală primară

- ΔI_{CT} – eroarea de curent datorată saturației miezului magnetic al transformatoarelor de curent
- ΔI_p – eroarea de curent proporțională cu valoarea sarcinii, datorată erorii transformatoarelor de curent sau/și modificării raportului de transformare prin ploturi

The components that generate a residual current in the differential protection are:

- ΔI_m – the magnetizing current that flows only in primary equal to the no-load current, I_0 :

$$\Delta I_m = I_0 = \frac{i_0}{100} \cdot I_n = \frac{i_0}{100} \cdot \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (3)$$

where

- i_0 – the no-load current [%]
- I_n – primary nominal current
- S_n – nominal power
- U_n – primary nominal voltage

- ΔI_{CT} – current error due to saturation of the magnetic core of the current transformers
- ΔI_p – the error current proportional to the amount of load, due to the error in the current transformers and / or the change of the transformation ratio through the plots
- ΔI_T – total current error given by

- ΔI_T – eroarea totală de curent, dată de suma celor de mai sus

the sum of the above

Componenta ΔI_p se determină în funcție de clasa de precizie a transformatoarelor de măsură și de influența modificării ploturilor transformatorului de putere:

ΔI_p component is determined based on the accuracy class of the measurement transformers and on the influence from changing the power transformer plots:

$$\Delta I_p = \left[\left(\frac{\varepsilon_{CT1}}{100} + \frac{\varepsilon_{CT2}}{100} \right) + \left(\frac{KT_n}{KT_{max}} - 1 \right) \right] \cdot I \quad (4)$$

$$\Delta I_p = \left[\left(\frac{\varepsilon_{CT1}}{100} + \frac{\varepsilon_{CT2}}{100} \right) + \left(\frac{KT_n}{KT_{max}} - 1 \right) \right] \cdot I \quad (4)$$

unde ε_{CT1} , ε_{CT2} reprezintă eroarea de măsură a transformatoarelor de curent din primar și secundar, având valoarea maximă dată de clasa de precizie. Pentru înfășurările de protecție, erorile maxime sunt date în tabelul 1 [1].

where ε_{CT1} , ε_{CT2} is the measure error of the current transformer in the primary and secondary winding and it has a maximum value given by the precision class. For the winding protection, the maximum errors are given in Table 1, [1].

Tabelul 1. Erori maxime pentru înfășurările de protecție ale transformatoarelor de curent

Table 1. Maximum error protection for the windings of the current transformers

Accuracy class	Current error at nominal current (In) [%]	Current error at n x In [%]
5P	1	5
10P	3	10

În tabelul 1, n reprezintă coeficientul de saturație al transformatorului de curent ($n > 10$ pentru înfășurările de protecție).

In table 1, n is the ratio of the current transformer saturation ($n > 10$ for winding protection). KT_n , KT_{max} are the nominal transformation ratio of the power transformer and the transformation ratio corresponding to the maximum plot. It should be noted that the second term in equation (4) should be considered only in situations where protection does not receive digital information on current plot.

KT_n , KT_{max} reprezintă raportul nominal de transformare al transformatorului de putere, respectiv raportul de transformare pe plotul maxim. Trebuie precizat că termenul al doilea din (4) ar trebui considerat numai în situațiile în care protecția digitală nu primește informații în legătură cu plotul curent.

ΔI_{CT} component depends on the coefficient of saturation of the current transformers and fault current value. It is manifested in high levels of fault currents. This component has a value of 10% x In when the current transformer primary current is n x In.

Componenta ΔI_{CT} depinde atât de valoarea coeficientului de saturație al transformatoarelor de curent ca și de valoarea curentului de defect. Ea se manifestă la valori mari ale curenților de defect. Această componentă are valoarea de 10% In la valoarea curentului primar în transformatorul de curent n·In.

On the other hand, the saturation coefficient must be corrected depending on the current load. If the load current $S_C < S_n$, the corrected saturation coefficient is, [2]:

Pe de altă parte coeficientul de saturație trebuie corectat în funcție de sarcina curentă.

Dacă sarcina curentă $S_C < S_n$ atunci coeficientul de saturație corectat [2]:

$$n_{cor} = n \cdot \frac{S_n + S_i}{S_C + S_i} = n \cdot \frac{R_n + R_i}{R_C + R_i} \quad (5)$$

unde S_n reprezintă puterea nominală a transformatorului de curent, S_i puterea consumată în secundarul transformatorului de curent (în interiorul TC), iar R_n , R_i , R_C rezistențele aferente puterii corespunzătoare. Pe lângă aspectele de mai sus, trebuie compensată eroarea datorată defazajului curenților generată de grupa de conexiuni. Această eroare este compensată automat în cazul relelelor digitale

3. CARACTERISTICI DE FUNCȚIONARE ALE PROTECȚIEI DIFERENȚIALE

Caracteristica are forma dată în figura 2, însă trebuie determinate punctele specifice ale ei. Vom face analiza considerând protecția unui transformator 110/22 kV, 25 MVA, reglaj $\pm 9 \times 1.78$. Transformatoarele de curent sunt de 150/5 A, clasa 10P20, 30 VA, pe 110 kV, respectiv 1000/5 A, clasa 10P10, 30 VA, pe 20 kV. Protecția este de tip 7UT, Siemens [3].

where S_n is the nominal power of the current transformer, S_i the power consumed in the secondary current transformer (inside CT), R_n , R_i , R_C the resistance for the respective power.

In addition to the above aspects, we must compensate the error due to the phase shift currents generated by the group of connections. This error is automatically compensated for digital relays.

3. OPERATING CHARACTERISTICS OF THE DIFFERENTIAL PROTECTION

The characteristic has the form given in figure 2, but the specific points have to be determined. We will analyze considering a transformer protection of 110/22 kV, 25 MVA, and adjustment $\pm 9 \times 1.78$. Current transformers are 150 / 5 A, class 10P20, 30 VA, on 110 kV, respectively 1000 / 5 A, class 10P10, 30 VA, on 20 kV. The digital protection is 7UT, Siemens [3].

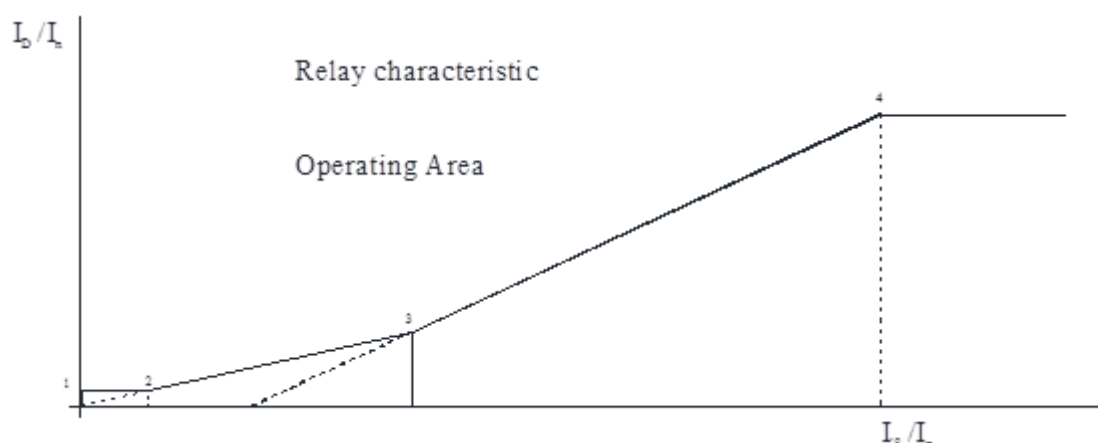


Figura 4. Trasarea caracteristicii protecției diferențiale
Figure 4. Drawing of the differential protection characteristic

Punctele caracteristicii sunt marcate în figura 4. Pe porțiunea 1-2 trebuie evitată funcționarea protecției în regim normal. Se va face calculul pentru regimul de sarcină nominal.

$$\Delta I_{1-2} = (\Delta I_m + \Delta I_p) \cdot K_{sig} = 41 A = 0.31 \cdot I_n$$

(6)

unde K_{sig} este un coeficient de siguranță, luat egal cu 1.2.

Pe porțiunea 2-3, erorile sunt aceleași, însă vor fi considerate proporționale cu curentul de sarcină. Eroarea transformatoarelor de curent, ε_{CT1} , ε_{CT2} , va fi luată 10 %. Rezultă panta pe porțiunea 2-3:

$$P_{2-3} = \frac{\left(\frac{\varepsilon_{CT1}}{100} + \frac{\varepsilon_{CT2}}{100}\right) + \left(\frac{KT_n}{KT_{max}} - 1\right)}{2} \cdot K_{sig} = 0.234$$

(7)

Se adoptă, $p_{2-3} = 0.24$.

De remarcat că valoarea obținută se împarte la 2 întrucât mărimea din abscisă reprezintă dublul curentului primar în regim fără defect în interiorul transformatorului.

Abscisa punctului 2, rezultă la intersecția celor două drepte și are valoarea 1.3.

Pentru a aprecia coordonatele punctului 3 este necesar să vedem dacă transformatoarele de curent pot intra în regim de saturație. Curentul de scurtcircuit pe bara de 20 kV este de 5209 A, iar cel pe bara de 110 kV, inclusiv pe cordoanele de legătură 110 kV către transformator, este de 5998 A. Făcând raportul cu curentul nominal al transformatorului de curent pe 20 kV, rezultă $5209/1000 = 5.2 < 10$, deci nu apare fenomen de saturație pe 20 kV. Pe partea de 110 kV avem $5998/150 = 40 > 20$, deci la acest transformator de curent poate apare fenomenul de saturație. Să precizăm că coeficientul de saturație ar trebui corectat cu relația (5) în funcție de sarcina curentă care,

Points of the characteristic are marked in figure 4. On the 1-2 portion the operation of the protection in normal regime should be avoided. We will calculate the nominal load regime.

$$\Delta I_{1-2} = (\Delta I_m + \Delta I_p) \cdot K_{sig} = 41 A = 0.31 \cdot I_n$$

(6)

where K_{sig} is a safety coefficient, taken equal to 1.2.

On the 2-3 portion, the errors are the same, but will be considered proportional to load current. Current transformer error, ε_{CT1} , ε_{CT2} , will be considered 10 %. It follows the slope of the 2-3 portion:

$$P_{2-3} = \frac{\left(\frac{\varepsilon_{CT1}}{100} + \frac{\varepsilon_{CT2}}{100}\right) + \left(\frac{KT_n}{KT_{max}} - 1\right)}{2} \cdot K_{sig} = 0.234$$

(7)

We adopt, $p_{2-3} = 0.24$.

Note that the value obtained is divided by 2 because the size from the abscissa is twice that of the primary current in the regime without fault, inside the transformer.

The abscissa of point 2, resulting from the intersection of two straight lines has the value 1.3.

To determine the coordinates of point 3 it is necessary to see if the current transformers can enter the saturation regime. The short-circuit current at the 20 kV bar is 5209 A and at the 110 kV bar, including the cords connecting the 110 kV transformer, is 5998 A. If we make the ratio of this current and the nominal current of current transformer on the 20 kV, resulting $5209/1000 = 5.2 < 10$, so the saturation phenomenon doesn't occur on 20 kV. On the 110 kV, the ratio is $5998/150 = 40 > 20$, so for this current transformer, the saturation phenomenon can occur.

Note that the saturation coefficient should be

în cazul protecțiilor digitale, este mai mică decât 30 VA (trebuie considerate pierderi însă pierderile din cablurile de legătură). Pe de altă parte anumite relee digitale asigură blocajul protecției diferențiale în cazul unor defecte exterioare. În cazul nostru însă saturația apare numai la defecte interne, pe transformatoarele de curent de pe 110 kV. Întrucât nu avem sursă pe 20 kV (situație uzuală la noi în țară) blocajul la saturație nu este necesar și se poate lua panta 3-4 mai mică. Se adoptă $p_{3-4} = 0.5$. În situația în care este posibilă saturația pe 20 kV se poate lua acoperitor panta egală cu 1.

În ceea ce privește abscisa punctului 3 aceasta se apreciază în funcție de valoarea relativă a curentului de la care apare saturația transformatoarelor de curent la 110 kV.

$$I_{sat110} = n \cdot I_{nCT110} = 20 \cdot 150 = 3000 \text{ A} \quad (8)$$

$$I_{sat110} / (I_n \cdot 2) = 11.4 \quad (9)$$

corrected with equation (5) depending on the current load which, in the case of the digital protections, is less than 30 VA (the losses in the connecting cables must be considered). On the other hand, some digital relays provide locking of the differential protection in case of external fault. In our case, however, saturation occurs only as an internal fault, at the current transformers of 110 kV. Since we have no source on 20 kV (the usual situation in our country) blocking at saturation is not necessary and, so, the slope can be considered as 3 to 4 times lower. We adopted $p_{3-4} = 0.5$. Where the saturation is possible on 20 kV, the slope can be considered equal to 1.

The abscissa of point 3, is estimated depending on the relative value of the current for which saturation occurs on the current transformers, at 110 kV.

$$I_{sat110} = n \cdot I_{nCT110} = 20 \cdot 150 = 3000 \text{ A} \quad (8)$$

$$I_{sat110} / (I_n \cdot 2) = 11.4 \quad (9)$$

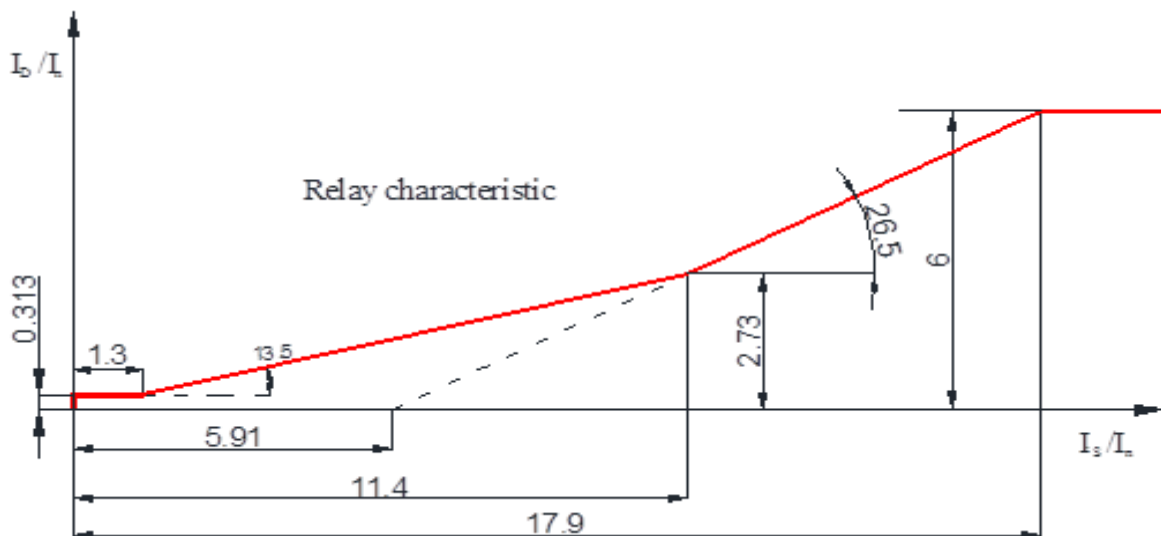


Figura 5. Caracteristica protecției diferențiale, exemplu
Figure 5. Differential protection characteristic, example

În ceea ce privește valoarea curentului diferențial I_D , pentru punctul 4, acesta se alege astfel încât protecția să funcționeze în această zonă la un scurtcircuit metallic în zonă. Adoptând o marjă de siguranță de 25%

Regarding the differential current value I_D , for point 4, it is chosen so that the protection is activated in this area in case of a metallic short-circuit in this area. Including a safety margin of 25% results in the following:

rezultă.

$$\Delta I_4 = I_{k20} \cdot 0.75 = 3907 \text{ A} = 5.96 \cdot I_{n20} \quad (10)$$

Caracteristica astfel determinată este arătată în figura 5.

4. CONCLUZII

Din analiza prezentată mai sus rezultă următoarele:

- Utilizarea protecțiilor digitale pentru protecția diferențială longitudinală a transformatoarelor asigură o sensibilitate mărită a acesteia.
- La valori mici ale curenților se asigură desensibilizarea protecției numai la curenți de dezechilibru generați de neidentitatea transformatoarelor de curent, de curentul de magnetizare și, eventual, de modificarea ploturilor transformatorului de putere.
- Pentru valorile curenților pentru care nu se manifestă saturația, nivelul curentului diferențial de acționare se menține scăzut.

Probleme delicate apar zona valorilor mari de curent în care apare saturația transformatoarelor de curent. Panta acestei zone poate fi aleasă mai mică ca 1 dacă protecția digitală asigură blocajul la defecte externe.

BIBLIOGRAFIE

- [1] IEC 60044-1, Instrument transformers – Part 1: Current transformers, Edition 1.2, 2003.
- [2] G. Ziegler, Digital Differential Protection, Differential Protection Symposium, Belo Horizonte, november 2005.
- [3] Siemens AG, Numerical Differential Protection Relay, for Transformers, Generators, Motors and Branch Point, 7UT51, Instruction Manual, 2006.

$$\Delta I_4 = I_{k20} \cdot 0.75 = 3907 \text{ A} = 5.96 \cdot I_{n20} \quad (10)$$

The characteristic thus determined is shown in figure 5.

4. CONCLUSIONS

The above analysis leads to the following conclusions:

- Using digital protections for the longitudinal differential protection of transformers provides increased sensitivity for the differential protection.
- At low currents, the desensitization of the protection is provided only for the unbalanced current generated by non-identical current transformers, by the magnetizing current and, possibly, by changing the power transformer plots.
- For the current values where the saturation doesn't occur, the differential current remains low.

Sensitive issues arise for high current levels, where the current transformer saturation occurs. The slope of this area can be chosen smaller than 1 if the digital protection ensures the blocking of external faults.

REFERENCES

- [1] IEC 60044-1, Instrument transformers – Part 1: Current transformers, Edition 1.2, 2003.
- [2] G. Ziegler, Digital Differential Protection, Differential Protection Symposium, Belo Horizonte, november 2005.
- [3] Siemens AG, Numerical Differential Protection Relay, for Transformers, Generators, Motors and Branch Point, 7UT51, Instruction Manual, 2006.