УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАМЕНЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ДЛИТЕЛЬНЫМ СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Докт. техн. наук, проф. ФУРСАНОВ М. И., асп. ПЕТРАШЕВИЧ Н. С.

Белорусский национальный технический университет

E-mail: nik.petrashevitch@gmail.com

DETERMINATION OF REPLACEMENT EFFICIENCY OF TRANSFORMERS WITH LONG SERVICE LIFE

FURSANOV M. I., PETRASHEVICH N. S.

Belarusian National Technical University

Показана неэффективность применения существующих экономических моделей для определения времени замены трансформаторов с длительными сроками службы, так как они не учитывают реальных изменений параметров трансформаторов в процессе эксплуатации. Разработана усовершенствованная математическая модель для оценки эффективности замены силовых трансформаторов на подстанциях распределительных электрических сетей с учетом «старения» их физических параметров. Разработанная модель позволяет определять как время оптимальной замены, так и экономически целесообразный срок эксплуатации трансформаторов.

Ключевые слова: замена трансформаторов, математическая модель, оценка эффективности, срок эксплуатации.

Ил. 3. Библиогр.: 7 назв.

The paper shows non-efficient application of the existing economical models for determination of replacement time for transformers with long service life because these models do not take into account real changes in transformer parameters during its operational period. An improved mathematical model for estimation of replacement efficiency of power transformers which are used at substations of power distribution networks has been developed in the paper. The model makes it possible to determine an optimum replacement time and economically justified operational service life of the transformers.

Keywords: transformer replacement, mathematical model, efficiency estimation, operational service life.

Fig. 3. Ref.: 7 titles.

Известно, что нормативный срок эксплуатации силовых трансформаторов составляет 25 лет [1], после чего в результате теплового старения, а также импульсных и коммутационных перенапряжений происходит ухудшение как электрических свойств токоведущих частей и магнитопровода трансформатора, так и изоляционных характеристик масла и изоляции. В то же время, как показывает практика, трансформаторы со сроком эксплуатации 25 и более лет вполне могут выполнять свои функции, поэтому приходится проводить расчеты режимов работы силовых трансформаторов электрических сетей со значительными сроками эксплуатации. Однако для длительно эксплуатируемых трансформаторов необходимые для расчетов реальные значения параметров просто отсутствуют, так как с течением времени они значительно изменяются [2]. Традиционные экономические модели, на основе которых проводятся расчеты эффективности

мероприятий в электрических сетях, оперируют с первоначальными паспортными и нормативными значениями названных величин [3], что не соответствует действительности.

Более эффективная экономическая модель функционирования длительно эксплуатируемых трансформаторов может быть получена на основе аппарата математической статистики с использованием эмпирических исходных данных. В соответствии с математической моделью, разработанной в Институте энергетики Рижского технического университета [4], суммарные ежегодные дисконтированные затраты *NPV* для упрощенной оценки мероприятия по модернизации сети за счет замены трансформатора имеют вид

$$NPV = \sum_{t=0}^{T} C_t \frac{1}{(1+E)^t} = C_0 + \sum_{t=1}^{T} C_t \frac{1}{(1+E)^{t-1}}, \quad (1)$$

где T – принятый расчетный период; C_t – реальные ежегодные затраты в год t; C_0 – затраты на реализацию мероприятия в начальный момент времени $t = 0$; E – ставка дисконта.

Суммарные ежегодные затраты C_t при реализации мероприятия включают несколько составляющих

$$C_t = C_{\text{кт}} + C_{Ect} + C_{Rvt} + \text{У}_t, \quad (2)$$

где $C_{\text{кт}}$ – капитальные затраты на реализацию мероприятия (отчисления по кредитным вложениям); C_{Ect} – эксплуатационные расходы на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание; C_{Rvt} – переменные эксплуатационные расходы для компенсации потерь электроэнергии в трансформаторе; У_t – ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям.

При этом расходы на амортизацию, текущие ремонты и обслуживание оборудования C_{Ect} определяются по формуле

$$C_{Ect} = \frac{p_a + kp_r}{100\,\%} K = \frac{p_a + p_r}{100\,\%} K + \frac{0,01 p_r t}{100\,\%} K, \quad (3)$$

где K – стоимость приобретения нового трансформатора, у. е.; p_a – процентные отчисления от капитальных затрат на амортизацию p_a = 6,4 % [4]; p_r – процентные отчисления от капитальных затрат на текущий ремонт и обслуживание p_r = 3,0 % [5]; k – коэффициент, учитывающий увеличение затрат на текущий ремонт и обслуживание с увеличением срока эксплуатации трансформатора (примем $k = 1 + 0,01t$).

Переменные эксплуатационные расходы для компенсации потерь электроэнергии в трансформаторе C_{Rvt} могут быть рассчитаны по формуле

$$C_{Rvt} = k(\Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{н}})\beta_1 + k(\Delta W_{\text{х}} + \Delta W_{\text{н}})\beta_2 = k(\Delta P_{\Sigma}\beta_1 + \Delta W_{\Sigma}\beta_2), \quad (4)$$

где $\Delta P_{\text{х}}$ – потери мощности холостого хода в трансформаторе, кВт; $\Delta P_{\text{н}}$ – нагрузочные потери мощности, кВт; ΔP_{Σ} – суммарные потери мощности, кВт; $\Delta W_{\text{х}}$ – потери электроэнергии холостого хода, кВт·ч; $\Delta W_{\text{н}}$ – нагрузочные потери электроэнергии, кВт·ч; ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в трансформаторе, кВт·ч; β_1 – тариф на мощность, у. е./кВт; β_2 – тариф на электроэнергию, у. е./(кВт·ч).

Годовой ущерб $У_t$ от недоотпуска электроэнергии потребителю составляет [6]

$$У_t = У_а + У_п, \tag{5}$$

где $У_а$, $У_п$ – ущерб от простоя трансформатора в результате аварии и планового ремонта.

После несложных преобразований выражение (5) можно привести к виду

$$У_t = P_а \omega_а T_а \alpha_1 + P_п \omega_п T_п \alpha_2, \tag{6}$$

где $P_а$, $P_п$ – количество электрической мощности, недоотпущенной потребителю в результате аварийных и плановых отключений трансформатора, кВт; $\omega_а$ – средняя частота вынужденных отказов трансформатора, отказ/год; $T_а$ – время вынужденного простоя трансформатора (восстановление, средняя продолжительность аварийного ремонта), ч; α_1 – удельный ущерб от аварийного (вынужденного) простоя трансформатора, у. е./(кВт·ч); $\omega_п$ – частота плановых ремонтов, простой/год; $T_п$ – средняя продолжительность планового ремонта, ч; α_2 – удельный ущерб от планового простоя трансформатора, у. е./(кВт·ч).

В [6] показано, что величина потока вынужденных отказов $\omega_а(t)$ имеет вид, как на рис. 1.

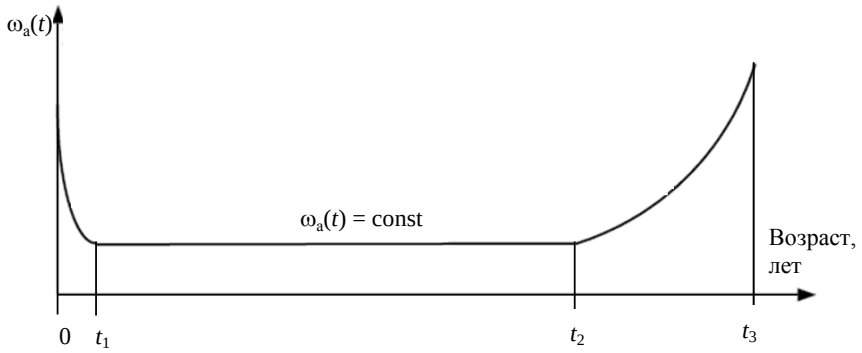

Рис. 1. Зависимость потока отказов $\omega_а$ в функции времени: зона 0–t_1 – период приработки; t_1–t_2 – период нормальной работы; t_2–t_3 – период износа

Из рис. 1 видно, что функция $\omega_а(t)$ является практически постоянной величиной только на интервале нормальной работы трансформатора t_1–t_2. Период приработки 0–t_1 обусловлен дефектами изготовления и монтажа трансформатора, а износ – процессами его старения. На промежутках 0–t_1 и t_1–t_2 зависимость $\omega_а(t)$ может быть описана экспоненциальными функциями. При проведении практических расчетов, основываясь на работах зарубежных авторов [7], примем ряд упрощений:

- заменим гладкую функцию $\omega_а(t)$ ступенчатой и будем считать, что в течение одного года величина потока отказов постоянна;
- период приработки t_1 примем равным одному году, а величину потока отказов в период приработки – в 1,5 раза больше потока отказов в период нормальной работы;
- время нормальной работы t_2 согласно [1] – продолжительностью 25 лет;

• полный срок эксплуатации трансформатора t_3 примем равным 40 лет;

• на участке старения экспоненциальную зависимость заменим линейной, приняв во внимание, что величина потока отказов за 15 лет эксплуатации с 26-го по 40-й год утроится [7].

Учитывая вышесказанное, а также данные, приведенные в [5], зависимость $\omega_a(t)$ примет вид, представленный на рис. 2.

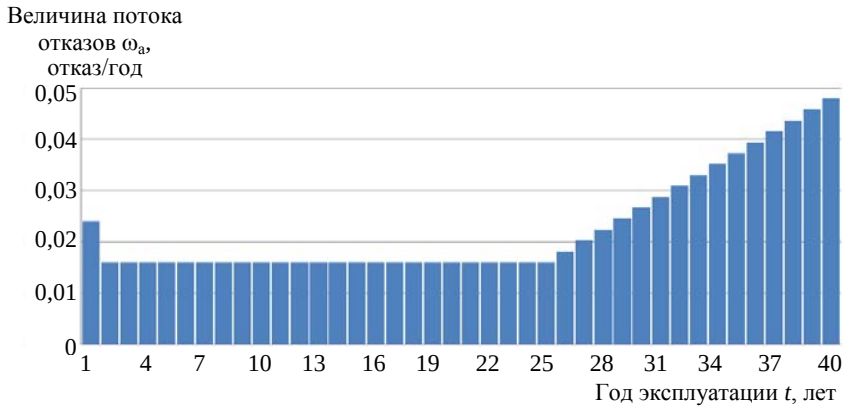

Рис. 2. Зависимость потока отказов трансформатора ω_a по годам эксплуатации

Исходя из изложенного выше, величина реальных ежегодных затрат C_t составит

$$C_t = C_{кt} + \frac{p_a + kp_r}{100\%} K + k(\Delta P_\Sigma \beta_1 + \Delta W_\Sigma \beta_2) + P_a \omega_a(t) T_a \alpha_1 + P_п \omega_п T_п \alpha_2, \qquad (7)$$

а формула для определения *NPV* будет выглядеть следующим образом:

$$NPV = C_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+E)^{t-1}} \left[C_{кt} + \frac{p_a + kp_r}{100\%} K + k(\Delta P_\Sigma \beta_1 + \Delta W_\Sigma \beta_2) + \right.$$
$$\left. + P_a \omega_a(t) T_a \alpha_1 + P_п \omega_п T_п \alpha_2 \right]. \qquad (8)$$

После упрощения (8) при $C_{кt} = 0$ имеем:

$$NPV = C_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+E)^{t-1}} \left[\frac{p_a}{100\,\%} K + (1 + 0,01t) \left(\Delta P_\Sigma \beta_1 + \Delta W_\Sigma \beta_2 + \frac{p_r}{100\,\%} K \right) + \right.$$
$$\left. + P_a \omega_a(t) T_a \alpha_1 + P_п \omega_п T_п \alpha_2 \right]. \qquad (9)$$

Используя полученную экономическую модель (9), рассмотрим одну из задач совершенствования функционирования электрической сети. Имеется трансформатор с известными сроком службы и нагрузкой. Нормативный срок службы трансформатора – 25 лет. Требуется определить, в какой момент времени замена трансформатора будет наиболее эффективна.

В качестве реализуемого мероприятия примем замену трансформатора на новый в течение года, поэтому затраты на данное мероприятие C_0 могут быть определены по формуле

$$C_0 = K + \text{С}_\text{д} + \text{С}_\text{м} - \text{Л}, \tag{10}$$

где $\text{С}_\text{д}$ – стоимость работ по демонтажу трансформатора на подстанции, у. е.; $\text{С}_\text{м}$ – стоимость строительно-монтажных работ по установке нового трансформатора, у. е.; Л – ликвидная стоимость установленного трансформатора, у. е.

Для определения эффективности замены в искомый год t_x эксплуатации трансформатора необходимо сравнить значения *NPV* двух вариантов развития событий:

а) трансформатор эксплуатируется от года t_x до конца срока эксплуатации 40 лет и затем заменяется на новый;

б) новый трансформатор устанавливается в год t_x.

Исходя из условия сопоставимости сравниваемых вариантов, период расчета составляет $(40 - t_x)$ лет.

Суммарные ежегодные дисконтированные затраты на эксплуатацию нового трансформатора *NPV*1, приведенные к году замены трансформатора t_x, могут быть рассчитаны по формуле

$$NPV1 = C_0 + \sum_{t=1}^{t_x} \frac{1}{(1+E)^{t-1}} \left[\frac{p_a}{100\,\%} K + (1 + 0,01t) \left(\Delta P_\Sigma \beta_1 + \Delta W_\Sigma \beta_2 + \frac{p_r}{100\,\%} K \right) + P_\text{а} \omega_\text{а}(t) T_\text{а} \alpha_1 + P_\text{п} \omega_\text{п} T_\text{п} \alpha_2 \right]. \tag{11}$$

Суммарные годовые затраты на эксплуатацию старого трансформатора *NPV*2, приведенные к t_x, составят

$$NPV2 = \sum_{t=1}^{t_x} \frac{1}{(1+E)^{t-1}} \left[\frac{p_a}{100\,\%} K + P_\text{а} \omega_\text{а}(40 - t_x + t) T_\text{а} \alpha_1 + P_\text{п} \omega_\text{п} T_\text{п} \alpha_2 + (1 + 0,01(40 - t_x + t)) \left(\Delta P_\Sigma \beta_1 + \Delta W_\Sigma \beta_2 + \frac{p_r}{100\,\%} K \right) \right] + \frac{C_0}{(1+E)^{t_x - 1}}. \tag{12}$$

Превышение величины *NPV*2 над *NPV*1 будет определять целесообразность замены установленного трансформатора

$$NPV2 - NPV1 = \Delta NPV > 0, \tag{13}$$

где

$$\Delta NPV = \sum_{t=1}^{t_x} \frac{1}{(1+E)^{t-1}} \left[0,01(40 - t_x) \left(\Delta P_\Sigma \beta_1 + \Delta W_\Sigma \beta_2 + \frac{p_r}{100\%} K \right) + P_\text{а} \left[\omega_\text{а}(40 - t_x + t) - \omega_\text{а}(t) \right] T_\text{а} \alpha_1 \right] + \frac{C_0}{(1+E)^{t_x - 1}} - C_0. \tag{14}$$

Результаты расчета *NPV* для трансформатора ТМГ11-1000/10 для обоих вариантов развития представлены на рис. 3.

Из графика на рис. 3 видно, что $\Delta NPV > 0$ при $t_x > 0$. Это означает, что замена трансформатора целесообразна после 20-го года эксплуатации, а наилучшей будет его замена на 32-м году эксплуатации.

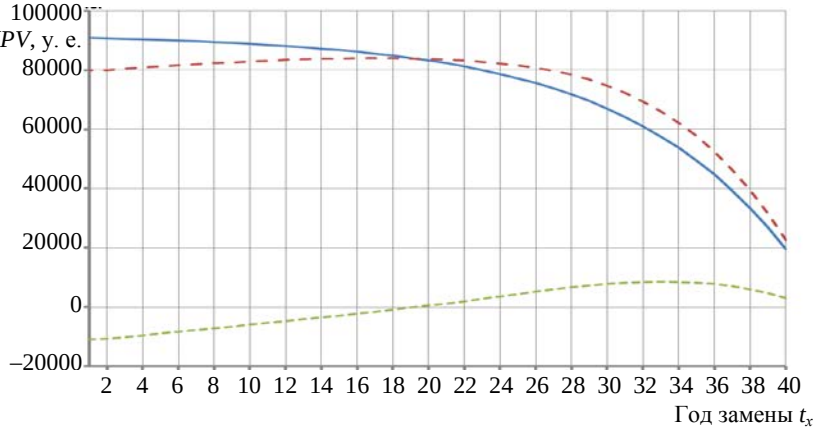

Рис. 3. Результаты расчета приведенных затрат:
—— – *NPV*1; – – – – *NPV*2; - - - – Δ*NPV*

В Ы В О Д Ы

1. Практика показывает, что реальные параметры трансформаторов в процессе длительной эксплуатации значительно изменяются.

2. Разработана математическая модель оценки эффективности замены силовых трансформаторов на подстанциях распределительных электрических сетей с учетом «старения» их физических параметров.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Т р а н с ф о р м а т о р ы силовые. Общие технические условия: ГОСТ 11677–85. – Введ. 24.09.1985. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1985. – 48 с.

2. А л е к с е е в, Б. А. Об уточнении нормативов и снижении потерь электроэнергии в силовых трансформаторах с учетом срока их службы [Электронный ресурс] / Б. А. Алексеев, В. Э. Воротницкий. – Режим доступа: http://portalenergetika.com/articles/ ob_utochnenii_normativov_i_snijenii_poter_elektroenergii_v_silovyih_transformatorah_s_uchetom_sroka_ih_slujbyi_24. – Дата доступа: 10.10.2013.

3. П е т р а ш е в и ч, Н. С. Влияние параметров нагрузки на эффективность замены трансформаторов распределительных сетей / Н. С. Петрашевич // Энергетика… (Изв. высш. учеб. заведений и энергетических объединений СНГ). – 2013. – № 4. – С. 28–36.

4. G u s e v a, S. Анализ мероприятий по модернизации трансформаторного оборудования / S. Guseva, N. Breners // Электроэнергетика-2008: матер. 6-го Междунар. форума, Санкт-Петербург, 15–19 сентября 2008 г. – СПб., 2008. – С. 9–12.

5. К а р а п е т я н, И. Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро; под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

6. С а в о с ь к и н, Н. Е. Надежность электрических систем / Н. Е. Савоськин. – Пенза: Изд-во Пензенского госуд. ун-та, 2004. – 101 с.

7. A h m e d, E. B. Abu-Elanien. Transformer Health Assessment and Techno-Economic End of Life Evaluation. Dr. of Philosophy dis. / A. E. Bayoumy Abu Elanien. – Waterloo: University of Waterloo, 2011. – 171 p.

R E F E R E N C E S

1. *S t a t e Standard 11677–85. Power Transformers. General Technical Specifications.* Moscow, USSR State Committee on Standards, 1985. 48 p. (In Russian).

2. A l e k s e e v, B. A., & Vorotnitsky, V. E. *On Specification of Norms and Reduction of Electric Energy Losses in Power Transformers With due Account of Their Operational Service Life.* Available at: http://portalenergetika.com/articles/ob_utochnenii_normativov_i_snijenii_poter_elektroenergii_v_silovyih_transformatorah_s_uchetom_sroka_ih_slujbyi_24. (accessed 10 October 2013).

3. P e t r a s h e v i c h, N. S. (2013) Influence of Load Parameters on Efficiency of Transformer Replacement in Distribution Networks. *Izvestiia Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii – Energetika. [Proceedings of the Higher Education Institutions and Power Engineering Associations – Power Engineering]*, 4, 28–36.

4. G u s e v a, S., & Breners, N. (2008) Analysis of Measures on Modernization of Transformer Equipment. *Elektoenergetika-2008. Trudy 6 Mezhdunarodnogo Foruma* [Power Engineering-2008. Proceedings of the 6th International Forum. Saint-Petersburg, 9–12.

5. K a r a p e t i a n, I. G., Faibisovich, D. L., & Shapiro, I. M. (2012) *Reference Book on Designing of Electrical Network.* 4th ed. Moscow, ENAS.

6. S a v o s k i n, N. E. (2004) *Reliability of Electrical Systems*. Penza: Publishing House of Penza State University.

7. A h m e d, E. B. Abu-Elanien (2011) Transformer Health Assessment and Techno-Economic end of Life Evaluation. Dr. of Philosophy diss. Waterloo: University of Waterloo.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 26.12.2013

УДК 621.316.925

РЕАЛИЗАЦИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТРЕХФАЗНОЙ ГРУППЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА В СИСТЕМЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Канд. техн. наук, доц. НОВАШ И. В.[1)], асп. РУМЯНЦЕВ Ю. В.[2)]

[1)]Белорусский национальный технический университет,
[2)]РУП «Белэнергосетьпроект»

E-mail: novashiv@tut.by

MATHEMATICAL MODEL IMPLEMENTATION OF WYE-CONNECTED CURRENT TRANSFORMERS IN DYNAMIC SIMULATION SYSTEM

NOVASH I. V.[1)], RUMIANTSEV Yu. V.[2)]

[1)]Belarusian National Technical University
[2)]RUE "Belenergosetproekt"

Представлена реализация в среде Simulink-SimPowerSystems математической модели трехфазной группы трансформаторов тока с соединением вторичных обмоток по схеме «звезда с нулевым проводом». На примере трансформатора тока типа ТПЛ-10 проведена серия расчетов, подтверждающих адекватность реализации математической модели и возможность ее использования для выполнения инженерных расчетов.

Ключевые слова: трехфазная группа трансформаторов тока, динамическое моделирование, релейная защита.

Ил. 10. Табл. 2. Библиогр.: 8 назв.

The paper presents an implementation of a mathematical model for wye-connected current transformers in Simulink-SimPowerSystems environment. ТПЛ-10-type current transformer has been taken as an example for calculations that confirm an adequacy of the mathematical model implementation and the possibility of its usage for engineering analysis.

Keywords: wye-connected current transformers, dynamic simulation, relay-protection.

Fig. 10. Tab. 2. Ref.: 8 titles.