

Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина»

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТРУДЫ ИГЭУ

Выпуск IX

Под редакцией

*доктора технических наук, профессора В.А. Шуина,
доктора технических наук, профессора М.Ш. Мисриханова,
доктора технических наук, профессора А.В. Мошкарина*

Москва 2009

УДК 621.311

ББК 31.37

П 42

Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. IX / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова, А.В. Мошкарин. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 572 с.

ISBN 978-5-283-03312-9

Редакционная коллегия:

д-р техн. наук, проф. С.В. Тарарькин,
д-р техн. наук, проф. Б.М. Ларин, д-р техн. наук, проф. М.Ш. Мисриханов,
д-р техн. наук, проф. А.В. Мошкарин, д-р техн. наук, проф. В.Н. Нуждин,
д-р техн. наук, проф. В.А. Савельев, д-р техн. наук, проф. В.А. Строев,
д-р техн. наук, проф. В.А. Шуин, д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов

Рецензенты:

д-р техн. наук, В.Г. Наровлянский (ОАО «Институт Энергосетьпроект», г. Москва);

д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов (Информационно-вычислительный центр Мосэнерго);

д-р техн. наук, проф. Ю.А. Митькин (ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»)

В предлагаемой читателю книге представлены статьи, являющиеся результатами разработок, теоретических и экспериментальных исследований в области теплоэнергетики, электроэнергетики, систем управления и автоматизации, компьютерных технологий, выполненных сотрудниками Ивановского государственного энергетического университета, МЭС Центра ОАО «ФСК ЕЭС», а также других вузов, научно-исследовательских, проектных и эксплуатационных организаций.

Книга предназначена для специалистов, занимающихся исследованием, разработкой, проектированием и эксплуатацией энергетических систем, электрических станций и сетей, комплексов и устройств их автоматического управления.

ISBN 978-5-283-03312-9

© Авторы, 2009

УДК 621.316.925

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

В.К. Слышалов, д-р техн. наук, Ю.В. Кандалов, асп.

Предлагается методика определения электрического поля, распределения тока, стекающего с трубопровода в грунт, шагового напряжения и напряжения прикосновения, а также характеристик электрического взаимодействия трубопроводов с протяженными заземлителями и друг с другом.

В работе [1] рассмотрено электромагнитное поле протяженного цилиндрического заземлителя, проложенного параллельно границе раздела воздух-грунт при условии $h > r_3$, где h – глубина прокладки заземлителя, r_3 – его радиус (рис. 1).

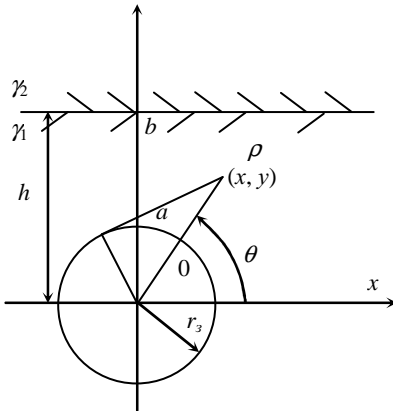


Рис. 1. Геометрические характеристики системы: заземлитель, граница раздела сред

Целью исследования являлись волновые параметры заземлителя, т.е. основной интерес представляло изменение электромагнитного поля вдоль заземлителя, характеризующее процесс прохождения импульсов тока и напряжения, их затухание по мере продвижения, вынос зарядов и потенциалов в пожаро-взрывоопасные зоны и т.д. Основное упрощающее допущение, использованное в этих расчетах, предполагало, в силу неравенств $h \gg r_3$, независимость векторов поля на поверхности заземлителя от угла θ (рис. 1).

Необходимость учета изменений по θ' значения плотности тока делают задачу расчета волнового поля заземлителя чрезмерно громоздкой.

Вместе с тем можно предположить, что при выполнении условия

$$h \ll \lambda_s = 2\pi \sqrt{\frac{2}{\omega \mu_a \gamma}} \quad (1)$$

$\mu_a = \mu_0$, где λ_s – длина волны электромагнитного поля заземлителя в грунте; γ – проводимость грунта; ω – угловая частота; μ_a – абсолютная магнитная проницаемость. Поперечное электрическое поле заземлителя в схеме рис. 1 допустимо определять через стационарное поле тока проводимости, стекающего с заземлителя. Аналогичным образом допустимо использовать этот метод и при оценке величин токов, перетекающих с заземлителей на трубопроводы, оболочки кабелей и другие протяженные объекты (рис. 2).

Поскольку задача расчета поля тока в схеме рис. 1 с помощью метода изображений преобразуется к задаче, схема которой изображена на рис. 2. Рассмотрим решение именно этой задачи.

Распределения векторов тока в грунте $\vec{\delta}(r, \theta)$ и напряженности электрического поля $\vec{E}(r, \theta) = \vec{\delta}(r, \theta)$ определяем полагая, что удельное сопротивление материала электродов $\gamma \rightarrow \infty$, т.е. вектора плотности токов на электродах $\vec{\delta}_1(r_1\theta')$, $\vec{\delta}_2(r_2\theta'')$ имеют только нормальные составляющие и являются аналогами плотностей свободных зарядов в соответствующей задаче электростатики [2]. При решении этой задачи принимаем, что плотности зарядов на цилиндрах 1 и 2 (рис. 2) распределены по законам

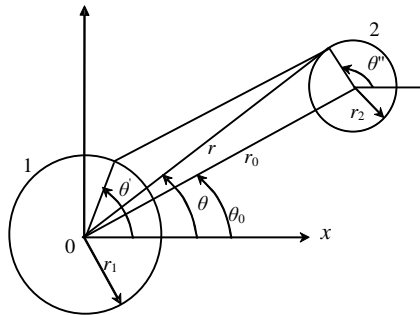


Рис. 2. Координатная система и геометрические характеристики заземлителя и трубопровода

$$\sigma_1(\theta') = \sigma_{01} + \sum_{k=1}^{\infty} A_{k1} \cos k\theta' + B_{k1} \sin k\theta', \quad (2)$$

$$\sigma_{21}(\theta'') = \sigma_{02} + \sum_{n=1}^{\infty} A_{n2} \cos n\theta'' + B_{n2} \sin n\theta'', \quad (3)$$

где $\sigma_{0i} = \frac{\tau_{0i}}{2\pi r}$ ($i = 1, 2$) – поверхностная плотность зарядов на цилиндрах;

τ_{0i} – линейная плотность зарядов (считаем заданной).

Элементарный линейный заряд второго электрода $d\tau_2 = \sigma_2(\theta'')r_2 d\theta''$ интегрируем на первом электроде распределение [2]:

$$d\sigma_1(\theta') = -\frac{\sigma_2(\theta'')r_2 d\theta''}{\pi r_1} \sum_{k=1}^{\infty} \left(\frac{r_1}{r}\right)^k (\cos k\theta \cos k\theta' + \sin k\theta \sin k\theta'). \quad (4)$$

Последовательно полагаем, что $\sigma_2(\theta'') = \cos n\theta''$, $\sigma_2(\theta'') = \sin n\theta''$, $n = 1, 2, \dots$, и интегрируем $\sigma_2(\theta'')$ по θ'' от 0 до 2π . В итоге для $\sigma_1(\theta')$ получаем коэффициенты A_{k1} в ряде (2) в виде [3]

$$\left. \begin{aligned} A_{k1} &= a_{k0}\sigma_{02} + \sum_{n=1}^{\infty} a_{kn}A_{n2} + b_{kn}B_{n2}, \\ B_{k1} &= b_{k0}\sigma_{02} + \sum_{n=1}^{\infty} b_{kn}A_{n2} - a_{kn}B_{n2}, \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

где

$$\left. \begin{aligned} a_{k0} &= -2\frac{r_2}{r_1} \left(\frac{r_1}{r_0}\right)^k \cos k\theta_0, & b_{k0} &= -2\frac{r_2}{r_1} \left(\frac{r_1}{r_0}\right)^k \sin k\theta_0, \\ a_{kn} &= (-1)^{n+1} \frac{r_2}{r_1} \left(\frac{r_1}{r_0}\right)^k \frac{(k+n-1)!}{n!(k-1)!} \cos(n+k)\theta_0, \\ b_{kn} &= (-1)^{n+1} \frac{r_2}{r_1} \left(\frac{r_1}{r_0}\right)^k \frac{(k+n-1)!}{n!(k-1)!} \sin(n+k)\theta_0. \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Для распределения $\sigma_2(\theta'')$ в форме ряда (3) коэффициенты A_{n2} , B_{n2} находим тем же методом:

$$\left. \begin{aligned} A_{n2} &= a_{n0}\sigma_{01} + \sum_{k=1}^{\infty} a_{nk}A_{k1} + b_{nk}B_{k1}, \\ B_{n2} &= b_{n0}\sigma_{01} + \sum_{k=1}^{\infty} b_{nk}A_{k1} - a_{nk}B_{k1}, \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

причем $a_{n0}, b_{n0}, a_{nk}, b_{nk}$ получаются по формулам путем замены $r_1 \leftrightarrow r_2, n \leftrightarrow k$.

Совместное решение бесконечных систем алгебраических уравнений (6), (7) относительно коэффициентов $A_{ki}, B_{ki}, A_{ni}, B_{ni}$ ($k, n, i = 1, 2, \dots$) целесообразно проводить методом редукции [3], осуществляя последнюю раздельно для индексов k и n . Полученные значения коэффициентов A_{ki}, A_{ni} будут соответствовать разложению распределений зарядов на цилиндрах по мультиполям порядка k, n ($k = n = 1, k = n = 2$ и т.д.).

Расчет составляющих напряженности E_x, E_y осуществляется путем суммирования полей, создаваемых отдельными частными распределениями. От цилиндра 1, например, в точке с координатами x, y (рис. 1), согласно [2], получаем:

– от распределения $\sigma_{01} = 1$

$$E_{x0} = \frac{\cos \theta}{\epsilon_a \rho^*}, E_{y0} = \frac{\sin \theta}{\epsilon_a \rho^*}, \rho^* = \frac{\rho}{r_1}; \quad (8)$$

– от распределения $\cos k\theta'$

$$E_{Xk}^c = \frac{\cos(k+1)\theta}{2\epsilon_a \rho^* k+1}, E_{Yk}^c = \frac{\sin(k+1)\theta}{2\epsilon_a \rho^* k+1}; \quad (9)$$

– от распределения $\sin k\theta'$

$$E_{Xk}^s = \frac{\sin(k+1)\theta}{2\epsilon_a \rho^* k+1}, E_{Yk}^{sc} = -\frac{\cos(k+1)\theta}{2\epsilon_a \rho^* k+1}. \quad (10)$$

В качестве иллюстрации применения предлагаемой методики рассмотрим следующую задачу: для трубопровода (рис. 1), проложенного в грунте вблизи плоской границы раздела с воздухом ($\gamma_2 \rightarrow 0$), определим распределение плотности тока, стекающего с трубопровода в грунт, напряжение прикосновения U_{np} и шаговое напряжение $U_w(x)$, полагая стекающий ток равным i_0 А/м.

Решение. Вводим электрод-изображение (рис. 1) и рассматриваем в однородной среде с удельной проводимостью γ_1 поле двух цилиндров с параметрами $r_1 = r_2 = r_3, r_0 = 2h, \theta_0 = \pi/2, i_{01} = i_{02} = i_0$.

Распределение плотности тока на поверхности электрода дает формула (2), в которой следует заменить $\sigma_1(\theta')$ на $\delta_1(\theta')$ и σ_{10} на

$\delta_{01} = i_0 / 2\pi r_3$. Количество слагаемых в (2) при заданной точности расчета определяет величина отношения $r_3 / 2h$ в выражениях (5), причем ряд (2) остается сходящимся и при $h = r_3$.

Поскольку для вычисления распределения $\delta_1(\theta')$ необходимо найти лишь коэффициенты A_{k1}, B_{k1} ($k = 1, 2, \dots$), подставляем в выражения (4) формулы (6) для A_{n2}, B_{n2} и в итоге получаем бесконечную систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} A_{k1} &= a_{k0}\delta_{02} + \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ a_{kn} \left(a_{n0}\delta_{01} + \sum_{k=1}^{\infty} (a_{nk}A_{k1} + b_{nk}B_{k1}) \right) + \right. \\ &\quad \left. + b_{kn} \left(b_{n0}\delta_{01} + \sum_{k=1}^{\infty} (b_{nk}A_{k1} - a_{nk}B_{k1}) \right) \right\}, \\ B_{k1} &= b_{k0}\delta_{02} + \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ b_{kn} \left(a_{n0}\delta_{01} + \sum_{k=1}^{\infty} (a_{nk}A_{k1} + b_{nk}B_{k1}) \right) - \right. \\ &\quad \left. - a_{kn} \left(b_{n0}\delta_{01} + \sum_{k=1}^{\infty} (b_{nk}A_{k1} - a_{nk}B_{k1}) \right) \right\}, \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

где $k, n = 1, 2, \dots$; коэффициенты a_{k0}, a_{kn}, \dots в уравнениях вычисляются по формулам (5); $\delta_{01} = \delta_{02} = i_0 / 2\pi r_3$.

Расчет A_{k1}, B_{k1} по (6) и дальнейшие вычисления значений плотности тока $\delta_1(\theta')$ по (2) были выполнены для заземлителя с $r_3 = 0,1$ м и заглублений $h_1 = 0,25$ м, $h_2 = 0,5$ м, $h_3 = 1$ м при $i_0 = 1$ А/м.

Напряжение прикосновения в этой задаче $U_{np} = U_{ab}$ (рис. 1) дает интеграл

$$U_{np} = \int_{r_3}^h E_y \left(\frac{\pi}{2}, y \right) dy, \quad (12)$$

где $E_y \left(\frac{\pi}{2}, y \right)$ находится по формулам (8) и (9), в которых выполняются

замены $\varepsilon_a \rightarrow \gamma_1, \rho^* \rightarrow \frac{y}{r_3}, \sigma_{0i} \rightarrow \delta_{0i}$.

Напряжение шага дает интеграл

$$U_{ш}(x) = 2 \int_x^{x+a_{ш}} E_{x1}(\zeta, y=h) d\zeta. \quad (13)$$

При расчете напряжения прикосновения в формулы (7) – (9) подставляем $\rho_1 = y$, $\theta_1 = \frac{\pi}{2}$, $\rho_2 = 2h - y$, $\theta_2 = \frac{3\pi}{2}$. Главную часть решения дает постоянная составляющая плотности тока $\delta_0 = \frac{i_0}{2\pi r_3}$, для которой по формулам (7) получаем

$$E_{y01} = \frac{i_0}{2\pi\gamma_1 y}; \quad E_{y02} = -\frac{i_0}{2\pi\gamma(2h-y)}$$

и, соответственно,

$$U_{np0} = \frac{i_0}{2\pi\gamma_1} \ln \frac{h^2}{(2h-r_3)r_3}. \quad (14)$$

Дополняющие «добавки» от гармонических составляющих напряжений

$$E_{yk1}^c = \frac{A_{k1}r_3^{k+1}}{2\gamma_1 y^{k+1}} \sin(k+1) \frac{\pi}{2}, \quad E_{yk2}^c = \frac{A_{k2}r_3^{k+1}}{2\gamma_1 (2h-y)^{k+1}} \sin(k+1) \frac{3\pi}{2},$$

$$E_{yk1}^s = -\frac{B_{k1}r_3^{k+1}}{2\gamma_1 y^{k+1}} \cos(k+1) \frac{\pi}{2}, \quad E_{yk2}^s = -\frac{B_{k2}r_3^{k+1}}{2\gamma_1 (2h-y)^{k+1}} \cos(k+1) \frac{3\pi}{2}$$

ИМЕЮТ ВИД

$$U_{np}^c = \int_{r_3}^h (E_{yk1}^c + E_{yk2}^c) dy = \frac{A_{k1}r_3^{k+1}}{2\gamma_1 k} \left\{ \left(\frac{1}{r_3^k} - \frac{1}{h^k} \right) \times \right. \\ \left. \times \sin(k+1) \frac{\pi}{2} + \left(\frac{1}{h^k} - \frac{1}{(2h-r_3)^k} \right) \sin(k+1) \frac{3\pi}{2} \right\}, \quad (15)$$

$$U_{np}^s = \int_{r_3}^h (E_{yk1}^s + E_{yk2}^s) dy = -\frac{B_{k1} r_3^{k+1}}{2\gamma_1 k} \left\{ \left(\frac{1}{r_3^k} - \frac{1}{h^k} \right) \times \right. \\ \left. \times \cos(k+1) \frac{\pi}{2} - \left(\frac{1}{h^k} - \frac{1}{(2h-r_3)^k} \right) \cos(k+1) \frac{3\pi}{2} \right\}. \quad (16)$$

Суммарное напряжение определяется формулой

$$U_{np} = U_{np0} + U_{np}^s + U_{np}^c. \quad (17)$$

При определении напряжения шага учитываем, что на поверхности грунта $\rho_1 = \rho_2 = (h^2 + x^2)^{1/2}$, $\theta_1 = \arcsin \frac{h}{(h^2 + x^2)^{1/2}}$, $\cos \theta_1 = \cos \theta_2 = \frac{x}{\rho_1}$.

Для постоянной составляющей тока δ_0 , согласно (12), получаем главную часть $U_{u0}(x)$:

$$U_{u0} = 2 \cdot \int_x^{x+a_u} E_{x10}(\zeta) d\zeta = \frac{i_0}{2\pi\gamma} \ln \frac{h^2 + (x+a_u)^2}{h^2 + x^2}. \quad (18)$$

От гармонических составляющих напряженностей

$$E_{xk} = 2E_{xk1} = \sum_{k=1}^{\infty} \frac{r_3^{k+1}}{\gamma (h^2 + x^2)^{\frac{k+1}{2}}} \left[A_k \cos(k+1)\theta + \right. \\ \left. + B_k \sin(k+1)\theta \right] \quad (19)$$

получаем

$$U_{u0}^c(x) + U_{u0}^s(x) = \frac{1}{\gamma} \sum_{k=1}^{\infty} r_3^{k+1} \int_x^{x+a_u} \left\{ A_{k1} \cos \left[(k+1) \arcsin \frac{h}{(h^2 + \zeta^2)^{1/2}} \right] + \right. \\ \left. + B_{k1} \sin \left[(k+1) \arcsin \frac{h}{(h^2 + \zeta^2)^{1/2}} \right] \right\} \frac{d\zeta}{(h^2 + \zeta^2)^{\frac{k+1}{2}}}. \quad (20)$$

Изложенная методика расчета распределений $\delta_1(\theta')$, напряжения $U_{ш}(x)$ и напряжения $U_{пр}$ применима и в общем случае, когда удельные проводимости сред γ_1 и γ_2 (рис. 1) имеют конечные и различные значения, например, вода и грунт. Учет этого различия сведется к применению метода изображений для определения фиктивных токов и раздельному рассмотрению электрических полей в средах γ_1 и γ_2 .

Выводы

1. Предложенный метод расчета плоскопараллельных полей взаимодействующих цилиндрических заземлителей допускает распространение на регулярные системы электродов при любом количестве последних.

2. Возможности метода существенно расширяются при его совместном использовании с методом изображений, в том числе, при решении задач электростатики, в которых исследуются поля цилиндрических электродов, расположенных вблизи границы раздела диэлектрических сред.

3. Перспективной областью применения метода является задача об электрическом поле и параметрах трехфазной системы одножильных силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, для которых характерно использование экранов в качестве токоведущих элементов, причем распределение токов в экранах существенно зависит от расположения кабелей относительно друг друга и границы воздух-грунт.

Библиографический список

1. **Слышалов, В.К.** Электронное поле протяженного заземлителя, проложенного параллельно границе раздела воздух-грунт / В.К. Слышалов, Ю.А. Киселева // Вестник ИГЭУ. – 2005. – Вып. 1. – С. 62 – 69.
2. **Гринберг, Г.А.** Основа точной теории волнового поля линии передачи / Г.А. Гринберг, Б.Э. Бонштедт // ЖТФ. – 1954. – Т. XXIV. – Вып. 1. – С. 62 – 69.
3. **Слышалов, В.К.** Некоторые специальные распределения зарядов в плоскопараллельных электростатических полях / В.К. Слышалов // Новые методы исследования в теоретических электротехнике и инженерной электрофизике: межвуз. сб. науч. тр. / Иван. гос. ун-т. – Иваново, 1975. – 131 с.
4. **Слышалов, В.К.** Распределение электрических зарядов на ленте из несовершенного диэлектрика, движущейся вблизи кругового цилиндра / В.К. Слышалов // Электричество. – 1978. – № 2. – С. 68 – 74.
5. **Канторович, Л.В.** Приближенные методы высшего анализа / Л.В. Канторович, В.И. Крылов. – Л-М.: ГИТТЛ, 1949. – 695 с.
6. **Миролюбов, Н.Н.** Методы расчета электростатических полей / Н.Н. Миролюбов [и др.]. – М.: Высш. шк., 1963. – 415 с.

УДК 621.311.22.658.5.011.56.681.3

ОСОБЕННОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА КАК ОБЪЕКТА МОНИТОРИНГА

*В.А. Савельев, д-р техн. наук, Ю.Н. Львов, д-р техн. наук,
С.Ю. Львов, С.А. Егоров, инженеры*

Продление срока службы трансформатора (на 20 – 30 лет) в условиях дефицита инвестиционных ресурсов более выгодно, чем его замена на новый. Поэтому первостепенное значение приобретает эффективный контроль технического состояния и организация мониторинга трансформаторов.

Мониторинг трансформатора – это систематические наблюдения, краткосрочное прогнозирование и анализ контролируемых параметров в целях идентификации процессов развития дефектов и подготовки информации для организации технического обслуживания и ремонтов с учетом технического состояния трансформатора.

Главная особенность силовых трансформаторов как объекта мониторинга – это использование бумажно-масляной изоляции с охлаждением циркулирующим маслом в баке, защищенном от окружающего воздуха. Мощные трансформаторы и высокие классы напряжения определяют и высокую степень использования активных материалов, способных выдерживать опасные тепловые воздействия и высокие напряженности электрического и магнитного полей, а также большие механические воздействия при коротких замыканиях (КЗ) в сети, от которых трансформатор, в отличие от генератора, не защищен. Поэтому при эксплуатации необходимо учитывать факторы, ведущие к ускорению старения бумажной изоляции и ее нагреву, определять сроки подпрессовки обмоток, тщательно изолировать масла от воздействия окружающего воздуха (для защиты от увлажнения). Все это осложняется недоступностью этих узлов, т.е. слабой глубиной диагностирования трансформатора.

Анализ повреждаемости парка силовых трансформаторов и автотрансформаторов показывает, что около 30 % технологических нарушений, приведших к отключению от защит и вынужденному отключению их по аварийной заявке, сопровождалось внутренними КЗ. При этом из случаев повреждений аппаратов с внутренними КЗ около 30% сопровождалось возгораниями и пожарами [2, 3].

Повреждения, вызванные внутренними КЗ, имели место в 80 % случаев общего числа повреждений обмоток, при повреждениях высоковольтных

вводов – 89 %, при повреждениях РПН – 25 % и прочих узлов – 36 %, включая ошибки при монтаже, ремонте и эксплуатации.

Наибольшие проблемы в эксплуатации доставляют системы охлаждения, вводы и уплотнения (около 40 % выявленных дефектов). Заметное место (около 10 %) занимает распрессовка обмоток и магнитопровода, столько же – загрязнение и увлажнение твердой изоляции обмоток, старение и загрязнение масла. При этом лишь в 10 случаях возникала необходимость замены трансформатора или его обмотки. Опыт показывает, что более 70 % дефектов могут быть выявлены без отключения трансформатора от сети.

Одной из причин снижения динамической стойкости обмоток к КЗ является ослабление прессовки сердечника и обмоток из-за механических воздействий во время транспортировки и монтажа, старения изоляции, из-за повторяющихся термомеханических процессов, и особенно, из-за возникающих динамических усилий при КЗ. Снижение прессовки ускоряет старение изоляции, а деформированные в результате сквозных КЗ обмотки могут повредиться при токах КЗ ниже предельно допустимых.

Актуальной проблемой остаются взрывы и пожары трансформаторов при внутренних КЗ. При этом традиционные системы пожаротушения, защиты и автоматики должны быть, в первую очередь, направлены на ликвидацию именно таких повреждений.

Современные принципы действия защит трансформаторов от взрывов и пожаров основываются на сбросе давления в баке в течение миллисекунд с помощью мембраны, автоматически срабатывающей при повышении давления внутри бака, и на вытеснении горючих газов азотом. Такие системы достаточно дороги, сложны в эксплуатации из-за наличия азотного хозяйства, систем датчиков, пиропатронов и т.д. Несмотря на сложность, они малоэффективны при разгерметизации бака трансформатора, которая может иметь место при разрушении высоковольтных вводов и устройств РПН. Поэтому такие системы можно рассматривать только как дополнительные средства к традиционной водяной системе пожаротушения.

Наличие влаги в изоляции также представляет серьезную проблему для эксплуатации. Компания S.D. Myers (США) считает нормальным влагосодержание трансформатора 0,5 % от массы твердой изоляции. При увлажнении выше 1,5 % снижается электрическая прочность, ускоряются процессы старения бумажной изоляции и растет скорость окисления масла. При влагосодержании выше 3,3 % от бумаги начинают отделяться волокна, которые попадают в масло.

Польские энергетики вводят следующие допустимые значения влагосодержания бумажной изоляции трансформатора:

– при влагосодержании до 0,8 % изоляция считается хорошо высушенной или новой;

– до 2 % – эксплуатационное состояние хорошее;

– до 3,3 % – соответствует началу деградации целлюлозы;

– до 5,5 % – возможен пробой изоляции при 90 °С;

– до 7 % – возможен пробой изоляции при 50 °С.

При 8 % и более требуется немедленный вывод трансформатора из эксплуатации.

При увлажнении кроме непосредственного снижения электрической прочности твердой изоляции существует опасность выделения влаги в масло с образованием пузырьков при переходных тепловых процессах. Это может стать причиной снижения электрической прочности изоляции.

Миграция влаги из твердой изоляции в масло и обратно требует подробного изучения, так как появляется опасность возникновения частичных разрядов при образовании пузырьков газа в случае перегрузок трансформатора.

Так же, как и увлажнение, загрязнение масла является опасным из-за снижения электрической прочности всей изоляционной конструкции. Это проявляется в присутствии в масле посторонних частиц и примесей. Классификация уровней загрязнения масла, разработанная рабочей группой (РГ) СИГРЭ 1, приведена в табл. 1.

Таблица 1. Классификация уровня загрязнения масла

Класс загрязнения	Число частиц на 100 мл масла при размерах 5/15 мкм	Уровень загрязнения	Примеры уровня загрязнения масла в силовых трансформаторах
До 8/5	250/32	Отсутствует	Чистота сосуда соответствует требованиям МЭК
9/6 – 10/7	1000/130	Низкий	Чистота соответствует приемке на заводе
11/8 – 15/12	32-103/4-103	Нормальный	Уровень соответствует типичному
16/13 – 17/14	130-103/16-10"	Граничный	Уровень соответствует значительному числу трансформаторов
18/15 и выше	Еще больше	Высокий	Уровень загрязнения указывает на недостатки эксплуатации

Одной из причин повреждений изоляции внутри трансформатора является статическая электризация масла. Этот эффект заключается в увлечении

ионов с поверхности электрокартона и металлических деталей, например из маслонасосов, протекающим потоком масла. При этом может возникнуть ток утечки в несколько микроампер или частичные разряды порядка нескольких микроулон. На практике фиксировались разряды от статической электризации с перекрытием 25 – 40 см поверхности электрокартона.

Некоторые специалисты считают, что именно по этой невыявленной ранее причине происходили повреждения типа «ползущего разряда» по поверхности электрокартона в междуобмоточном пространстве.

Измерения на моделях и на реальных трансформаторах показали, что статическая электризация в неблагоприятных условиях может вызвать местное повышение напряженности электрического поля на 10 – 20 %.

Наблюдались повреждения из-за местных перегревов массивных стальных деталей при перевозбуждении магнитной системы. Перевозбуждение вызывает вытеснение магнитного потока из трансформаторной стали в конструкционные стальные детали (ярмовые балки и пр.), с наведением в них вихревых токов. Продолжительный повышенный нагрев конструкций опасен для соприкасающейся с ними изоляции.

Величина температуры наиболее нагретой точки (ТННТ) является основным критерием допустимости перегрузки трансформатора. По рекомендациям МЭК 354 (1972 г.), величина ТННТ ограничивается значением 140 °С. Эта температура соответствует началу ускоренного старения твердой изоляции и, при определенных условиях, началу выделения газа из изоляции. Опыты на образцах и моделях изоляции показали, что заметный рост старения наблюдается при температурах выше 130 °С, что и определило рекомендованные предельные значения ТННТ в эксплуатации – 130 – 140 °С.

Большое внимание в последнее время уделяется исследованиям условий возникновения пузырьков газа при нагреве изоляции. По сравнению со старением целлюлозной изоляции при воздействии повышенных температур, образование пузырьков может привести к электрическому пробоя вдоль их движения в масле или на поверхности раздела «масло – твердая изоляция». Этот процесс зависит от большого числа факторов, менее изученных, чем воздействия при тепловом старении.

Опыты, проводившиеся в США, показали, что газ из изоляции может выделяться уже при 140 °С. Выделение пузырьков в масло снижает электрическую прочность на 20 – 50 %. Начало выделения пузырьков при сухой изоляции (0,2 – 0,5 % влаги) соответствовало температурам 175 – 200 °С. Однако при заметном увлажнении бумаги это значение резко снижалось. Так, повышение влагосодержания до 3,1 % приводило к снижению температуры возникновения пузырьков до 100 – 126 °С.

Проведенные в Японии исследования также показали, что при влажосодержании 2,3 – 2,4 % возникновение пузырьков наблюдалось при 143 – 156 °С. При меньшем влажосодержании температура возникновения пузырьков была выше.

Институт инженеров-электриков США IEEE 756 и МЭК рекомендуют допустимые температуры в зависимости от длительности перегрузки. Например, для трансформаторов мощностью более 100 МВА допустимые температуры приведены в табл. 2.

Таблица 2. Допустимые температуры для трансформаторов мощностью более 100 МВА

Температура	IEEE 756	МЭК
Нормальная для расчетного срока службы	120 °С	120 °С
Планируемая выше номинальной:		
- при длительной перегрузке	140 °С	130 °С
- при кратковременной перегрузке	180 °С	160 °С

На повреждаемость и характер дефектов отечественных трансформаторов в последнее время влияют такие особенности эксплуатации, как частые повышения напряжения, вызывающие перевозбуждение, низкие уровни нагрузки, маскирующие местные перегревы, снижение качества профилактического обслуживания трансформаторов.

Анализ влияния срока службы на повреждаемость трансформаторов показывает, что 5 % повреждений приходится на трансформаторы, работающие 10 лет и менее (их доля – 18 %). То есть, повреждаемость трансформаторов с малой наработкой в 3,5 раза меньше средней (данные НИЦ «ЗТЗ-Сервис» за 1998 – 1999 гг.).

Появление опто-волоконных датчиков температуры позволяет организовать непосредственный контроль температуры обмотки и ее наиболее нагретых зон. Это одобряется и материалами секции РГ 12-09 СИГРЭ. Установить такие датчики можно только при изготовлении или ремонте трансформатора. При этом появляется опасность повреждения датчиков при сборке, а также необходимость их последующей калибровки. Использование встроенных датчиков перспективно для контроля нагретых зон, например магнитопроводов мощных трансформаторов, работающих в условиях перевозбуждения или при перегрузке.

В мощных трансформаторах целесообразно ввести контроль фактического уровня масла в расширителе, фиксируя только минимальный или максимальный уровни. Это обусловлено тем, что появление течи масла может привести к быстрому повреждению вводов из-за недостаточного объема масла.

Специалисты США и Швейцарии считают, что ранняя диагностика трансформаторов и автотрансформаторов снижает расходы на ремонт на 75 %, недоотпуск электроэнергии на 63 %, а ежегодная экономия составляет 2% от стоимости нового трансформатора.

Сегодня в России, в соответствии с инструкциями по эксплуатации силовых трансформаторов, во время работы трансформатора контролируется режим нагрузки, рабочее напряжение и соответствие этих параметров допустимым для данного трансформатора. Непрерывный контроль допустимости режима осуществляется с помощью газового реле. Фиксируется продолжительность и кратность перегрузок и перенапряжений и при необходимости проводится обследование. В штатный контроль входят также измерения температуры в различных точках трансформатора с использованием термосигнализаторов, датчики уровня масла в расширителе, а также осмотр трансформатора в случае выявления внешних признаков неисправностей.

К периодическим испытаниям без отключения трансформаторов относят: измерения частичных разрядов; вибрационный контроль; тепловизионный контроль; ультразвуковая локация; измерения сопротивления КЗ (Z_k) под нагрузкой; измерения тангенса угла потерь, емкости остова и тока небаланса трехфазной системы для вводов; измерения нагрузки электродвигателей маслонасосов и токов приводов РПН; отбор проб масла для хроматографического анализа.

Для непрерывного контроля состояния наиболее ответственных трансформаторов в мировой практике наиболее часто используются: газохроматографический анализ растворенных в масле газов; измерение и локализация частичных разрядов; определение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора.

Применение систем мониторинга обусловлено старением парка силовых трансформаторов и ростом рисков отказов, снижением стоимости электронных средств управления и контроля (микропроцессоры, компьютеры, оптоволоконные линии связи, Интернет и др.), недостатком квалифицированных кадров, несовершенством существующей системы диагностирования.

В системе мониторинга непрерывно измеряются следующие аналоговые параметры:

- суммарная активная и реактивная мощности по фазам на всех сторонах трансформатора;
- амплитуда напряжений на всех сторонах;
- токи фаз на всех сторонах трансформатора и в общей обмотке автотрансформатора;

- значения концентраций семи газов в масле;
- относительное содержание влаги в масле;
- положение РПН;
- температура обмоток;
- температура окружающего воздуха;
- температура верхних слоев масла;
- температура масла на входе и выходе системы охлаждения;
- токи по фазам двигателя привода РПН;
- токи двигателей маслонасосов и вентиляторов обдува;
- количество включенных вентиляторов.

Из дискретных параметров фиксируются превышения допустимых значений газов и влаги в масле.

Система мониторинга силовых трансформаторов (автотрансформаторов) представляет собой подсистему АСУ ТП подстанции, которая позволяет отслеживать состояние оборудования в процессе эксплуатации и давать информацию о необходимости выполнения профилактических и ремонтных работ (первый уровень АСУ ТП подстанции). В дальнейшем эта подсистема дополняется модулями контроля трансформаторов тока и напряжения, выключателей и т.д., а также системой планирования ремонтов в зависимости от реального состояния оборудования.

Система мониторинга контролирует состояние основных узлов трансформатора (вводы, обмотки, изоляция, система охлаждения, переключатель напряжения и т.д.) и режимы его работы.

Особое внимание должно уделяться непрерывному контролю и индикации признаков, предшествующих появлению электрической дуги, и своевременному отключению трансформатора в целях предотвращения взрывов и пожаров.

Серьезное внимание должно уделяться образованию коллоидов в трансформаторном масле. Коллоидное состояние вещества – это высокодисперсное состояние масла, в котором отдельные частицы являются не молекулами, а агрегатами, состоящими из множества молекул размера от 10^{-6} до 10^{-4} мм. Образованию коллоидов способствуют: мыла, появляющиеся в результате взаимодействия кислых продуктов старения масла с металлами; шламоподобные кислые продукты окисления, асфальтосмолистые вещества, образующиеся в результате реакции окислительной конденсации и полимеризации; кислоты; сульфид меди; смешивание масел различного углеводородного состава; использование растворяющихся в масле лаков, грунтов и красок. На наличие коллоидов могут указывать

следующие признаки: значительный рост $\operatorname{tg} \delta$, гистерезис значений $\operatorname{tg} \delta$ и давлений при нагреве и охлаждении пробы масла, дрейф значений $\operatorname{tg} \delta$ под действием электрического поля; снижение $\operatorname{tg} \delta$ в интервале температур 70 – 100 °С; появление тонких пленок или пятен на поверхности электродов измерительных датчиков; реакция на введение присадок, например диэтиламинобензокриазола, реагирующих на неметаллические частицы.

Увлажнение и старение изоляции во многом определяет срок службы бумажно-масляной изоляции трансформатора. Особенно большое влияние на электрическую прочность изоляции и срок ее службы оказывает содержание в ней влаги. Попадая из окружающего воздуха в масло, влага затем диффундирует в твердую изоляцию. При изменении температуры обмоток и масла происходит процесс обмена влагой между маслом и бумажной изоляцией. Поэтому одна из важнейших функций систем мониторинга состоит в том, чтобы своевременно дать информацию о «предельном» состоянии оборудования, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна. Основными показателями «предельного» состояния, как указано в [4], являются степень износа витковой изоляции и степень механического закрепления обмоток, в частности, наличие опасных деформаций, вызванных большими токами сквозных КЗ. Об интенсивности процесса деградации изоляции свидетельствует также процесс дегидратации (выделение воды более 6 % по массе) и соотношение $(\operatorname{CO}_2/\operatorname{CO}) > 13$.

Заключение о возможности дальнейшей эксплуатации трансформатора по показателю износа витковой изоляции принимается по результатам измерения степени полимеризации (не менее 250 единиц [5]), которое может быть выполнено после отключения трансформатора по показателям непрерывного контроля CO , CO_2 , $\operatorname{CO}_2/\operatorname{CO}$ и влагосодержанию масла путем отбора пробы витковой изоляции в соответствии с [6].

Что касается такого показателя «предельного» состояния трансформатора, как степень механического закрепления обмоток, то, согласно [5], он определяется на основе измерения сопротивления короткого замыкания Z_k трансформатора. Значения Z_k , измеренные в процессе эксплуатации, не должны превышать исходные более чем на 3 %. При наличии опасных деформаций или смещении обмоток возможно повреждение трансформатора вследствие нарушения изоляции и изоляционных промежутков. В период эксплуатации такого трансформатора, как отмечено в [1], вероятно появление частичных разрядов. При частичных разрядах в основном образуется водород и (или) ацетилен. Для выявления трансформаторов с опасной деформацией обмоток целесообразно проводить

непрерывный контроль сопротивления КЗ трансформаторов и газосодержания, в первую очередь водорода, в масле.

Температура масла, омывающего наиболее нагретую точку изоляции обмоток в охлаждающем канале трансформатора, в настоящее время в эксплуатации трудно доступна прямому измерению из-за высокого потенциала электрического поля в этой точке. Такое измерение возможно в охлаждающих каналах магнитопровода, например, с помощью термпар, где магнитопровод заземлен. В отдельных случаях при проведении специальных экспериментов можно выполнить измерение температуры масла, омывающего наиболее нагретую точку изоляции обмоток трансформатора, с помощью оптоволоконных датчиков.

В настоящее время температура наиболее нагретой точки изоляции обмоток определяется косвенно как превышение над температурой масла. Это превышение может быть рассчитано согласно [7]. В [8] температура наиболее нагретого масла считается равной температуре верхнего слоя масла, что оправдано для систем охлаждения масла типа М и Д, но не оправдывается для систем охлаждения типа ДЦ.

Для оценки температуры наиболее нагретого масла в охлаждающих каналах обмотки при наличии в трансформаторе системы охлаждения масла типа ДЦ необходимо проведение опыта короткого замыкания при тепловых испытаниях трансформатора на заводе-изготовителе.

Измерение температуры масла может производиться в охлаждающих каналах обмоток с помощью установленных в верхней части канала термпар, так как при этом потенциалы закороченной и заземленной обмоток равны нулю.

Одно из наиболее тяжелых и частых повреждений трансформаторов связано с повреждениями высоковольтных вводов. Система мониторинга и сигнализации технического состояния высоковольтных вводов трансформаторов, как отмечено в [1], предназначена для непрерывного контроля следующих параметров:

- небаланс токов проводимости вводов трансформаторов под рабочим напряжением;
- тангенс угла потерь изоляционного промежутка C_1 вводов под рабочим напряжением.

Достоинством рассматриваемого метода является то, что измерение тангенс угла потерь изоляционного промежутка проводится под рабочим напряжением, т.е. при напряжении, более чем на порядок превышающем испытательное напряжение, используемое при обычных измерениях тангенс угла потерь. Это существенно повышает чувствительность метода.

Сегодня многие пытаются моделировать процессы и разрабатывают алгоритмы для своевременного обнаружения и распознавания дефектов при эксплуатации оборудования с помощью систем мониторинга. Недостатками предлагаемых подходов являются следующие обстоятельства.

Расчет скорости износа изоляции [7], в котором учитывается только термический износ изоляции без учета каталитического воздействия продуктов старения масла, конструктивных материалов и бумажной изоляции, неприемлем. Как показано в [9], при имеющей место сложной сетке параллельных и последовательных химических реакций, приводящих к деградации изоляции, и множественности факторов, влияющих на кинетику их развития, существенную роль играют каталитические процессы, промотируемые продуктами старения масла, низкомолекулярными продуктами распада окисленных звеньев целлюлозы и металлами переменной валентности [10, 11].

Расчет влажности твердой изоляции по влагосодержанию масла, как отмечалось в [1], мало перспективен ввиду неоднозначной связи между влажностью масла и влажностью изоляции в работающем оборудовании вследствие взаимовлияния трудно учитываемой совокупности факторов, а именно:

- температуры изоляции и масла;
- неравномерности распределения температуры масла по объему масла и изоляции;
- практического отсутствия равновесного состояния системы «масло – твердая изоляция»;
- временного запаздывания равновесия температуры и влагосодержания в компонентах системы «масло – твердая изоляция».

В твердой изоляции фактическая влажность зависит от относительной влажности масла, т.е. от отношения фактической и насыщающей влажности. Насыщающая влажность – величина непостоянная. Она зависит от состава масла, его температуры и продуктов, образующихся в масле при работе трансформатора. Это делает определение относительной влажности масла при мониторинге мало достоверным.

В России накоплен достаточно большой опыт применения хроматографического анализа растворенных в трансформаторном масле газов для выявления дефектов в эксплуатации. Относительная скорость нарастания газов в масле более 10 % об/мес. [12] свидетельствует о наличии быстро развивающегося дефекта в трансформаторе и является решающим факто-

ром для принятия решения об отключении трансформатора, что особенно эффективно при мониторинге растворенных в масле газов.

Для выполнения вышеперечисленных функций ООО «АСТЭК» (группа компаний «Системы и технологии», ВНИИЭ, кафедра «Электрические станции, подстанции и диагностика электрооборудования» ИГЭУ) разработало программно-аппаратный комплекс мониторинга трансформаторного оборудования на базе ПТК «Пирамида 2000». Он позволяет оценивать действительное состояние трансформатора, отслеживать изменения этого состояния во времени.

В основе системы мониторинга лежит обобщенная информационная модель трансформатора. Ввод сигналов и данных измерений в модель осуществляется с применением всего многообразия возможностей ПО «Пирамида», а именно: опроса газоанализаторов, датчиков вибрации, частичных разрядов и т.п., – по специфическим протоколам посредством специально разработанных драйверов, привлечения средств стандартизированного взаимодействия (протоколы МЭК, межпрограммный обмен OPC). По мере поступления данных происходит их обработка в модели, в результате чего в системе формируются дополнительные расчетные параметры. Алгоритмы модели автоматически отслеживают выход контролируемых значений за допустимые пределы, фиксируют нештатные режимы работы, генерируя соответствующие предупредительные сигналы.

Результаты расчетов модели незамедлительно попадают в подсистему визуализации, построенную на базе ПО «Пирамида». Разработанный инструмент позволяет оперативно просматривать состояние всех функциональных блоков контролируемого объекта, отслеживать тенденции изменения аналоговых и дискретных сигналов во времени в графическом и табличном виде. Возникновение ситуаций, требующих привлечения внимания оператора, обрабатывается SCADA-инструментом, в результате чего на АРМ пользователя выводится соответствующее предупреждение, сопровождаемое звуковыми и дополнительными визуальными эффектами.

Предусмотрен анализ архивных данных встроенными средствами генерации отчетов. Перечень генерируемых отчетов может быть расширен в соответствии с требованиями заказчика.

Предусмотрена интеграция с системой защиты от взрывов трансформатора SERGI, сигналы от которой вписаны в информационную модель. Получаемые данные могут обрабатываться, архивироваться и отображаться наряду с сигналами непосредственно от трансформатора.

В настоящее время данная система мониторинга трансформаторного оборудования проектируется для одной из ГРЭС центрального федерального округа.

Выводы

Наиболее актуальным является использование системы мониторинга для индикации процессов при развитии внутренних коротких замыканий в трансформаторе на стадии развития электрического повреждения, предшествующего появлению электрической дуги. Для этого должен предусматриваться контроль газосодержания (в первую очередь, водорода) и влагосодержания в масле трансформатора, сопротивления короткого замыкания, небаланса токов изоляции вводов под рабочим напряжением, температуры наиболее нагретой точки изоляции обмоток, а также контроль нормальных и аварийных режимов работы трансформатора.

Библиографический список

1. **Львов, М.Ю.** Анализ материалов конференции TechCon 2004 применительно к отечественной практике / М.Ю. Львов [и др.] // Электрические станции. – 2006. – № 1.
2. **Львов, М.Ю.** О надежности трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей / М.Ю. Львов [и др.] // Электрические станции. – 2005. – № 11.
3. **Ванин, Б.В.** Вопросы повышения надежности блочных трансформаторов / Б.В. Ванин [и др.] // Электрические станции. – 2003. – № 7.
4. **Львов, М.Ю.** О предельном состоянии силовых трансформаторов и автотрансформаторов / М.Ю. Львов [и др.] // Электрические станции. – 2008. – № 1.
5. **РД 34.45-51.300-97.** Объем и нормы испытаний электрооборудования.
6. **Методические указания по оценке состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов по степени полимеризации.** – М.: Изд-во ЗАО «Энергетические технологии», 2007.
7. **ГОСТ 14209-85.** Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.
8. **Ванин, Б.В.** Физические аспекты локального повышения температуры в охлаждающих каналах силовых трансформаторов с принудительной циркуляцией масла / Б.В. Ванин [и др.] // Электричество. – 2007. – № 1.
9. **Львов, С.Ю.** Анализ общих условий существования начальных частичных разрядов в масляных прослойках витковой изоляции трансформатора / С.Ю. Львов [и др.] // Электрические станции. – 2009. – № 6.
10. **Ермоленко, И.Н.** Элементы, содержащие угольные волокнистые материалы / И.Н. Ермоленко, И.П. Люблинер, Н.В. Гулько. – Минск: Наука и техника, 1982.
11. **L'vov, M.Yu.,** Rated indices for evaluating the wendin insulation wear of power transformers / M.Yu. L'vov ets. // Power technology and engineering. – 2002. – Vol. 36. – № 5.
12. **РД 153-34.0-46.302-00.** Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

УДК 621.311

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГАРМОНИК ДИНАМИЧЕСКОГО
ЭКСЦЕНТРИСИТЕТА РОТОРА ДЛЯ КОНТРОЛЯ
СКОЛЬЖЕНИЯ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ**

*А.Н. Назарычев, д-р техн. наук, А.А. Скоробогатов, канд. техн. наук,
Е.М. Новоселов, Н.В. Глотова, инженеры*

Скольжение электродвигателя является одним из основных параметров, определяющих состояние обмотки ротора. Согласно [1], предельно допустимое отклонение скольжения равно 20 %. Существующие способы определения скольжения малопригодны для использования в рабочем режиме и применяются лишь после вывода двигателя в ремонт. Таким образом, измерение скольжения во время работы двигателя является одной из важных задач оперативной функциональной диагностики. Одним из методов, позволяющих решить данную задачу, является определение скольжения по гармоникам тока статора. При этом для получения диагностического сигнала могут использоваться штатные средства измерения – трансформаторы тока. Таким образом, для контроля скольжения доступ к двигателю вообще не требуется.

Известно [2], что в токе статора присутствует целый ряд гармоник, содержащих информацию о скольжении. Для практического применения наиболее удобны гармоники динамического эксцентриситета ротора (ГДЭ) и зубцовые гармоники ротора (ЗГР).

Для выделения этих частот наиболее эффективно применение цифровых устройств с аналого-цифровыми преобразователями (АЦП).

Целью предлагаемого исследования является теоретическая сравнительная оценка эффективности контроля скольжения электродвигателя при использовании ГДЭ и ЗГР.

В [3] были рассмотрены вопросы определения скольжения по ЗГР первого порядка, частоты которых описываются формулой

$$f_{ЗГР}^{(1\pm)} = \frac{Z_p}{p} \cdot f_c \cdot (1-s) \pm f_c, \quad (1)$$

где f_c – частота сети; s – скольжение; p – число пар полюсов; Z_p – число стержней обмотки ротора.

Было установлено, что эффективность измерения скольжения определяется двумя параметрами:

1. Минимальной частотой дискретизации аналого-цифрового преобразователя

$$f_{АЦП}^{мин} = \frac{1}{T_{зап}} = 2 \cdot f_{макс}, \quad (2)$$

где $T_{зап}$ – время записи сигнала; $f_{макс}$ – наибольшее значение частоты, которая несет в себе информацию о скольжении.

Значение для ЗГР

$$f_{АЦП.ЗГР}^{мин} = 2 \cdot \left(\frac{Z_p}{p} \cdot f_c + f_c \right). \quad (3)$$

2. Минимальным временем записи сигнала, которое определяется необходимой точностью измерения скольжения. Погрешность при измерении скольжения в нормальном режиме работы $\varepsilon_{макс}$, согласно [4], не должна превышать 5 %.

Минимальное время записи сигнала, согласно [3], определяется по следующей формуле:

$$T_{зап}^{мин} = \frac{1}{2 \cdot \Delta f_{макс}}, \quad (4)$$

где $\Delta f_{макс}$ – максимальная погрешность при измерении частоты.

При использовании ЗГР формула (4) имеет вид

$$T_{зап.ЗГР}^{мин} = \frac{\varepsilon_{макс} \cdot s_m + 100 \cdot \left(2 \cdot \frac{p}{Z_p} + 1 - s_m \right)}{2 \cdot \varepsilon_{макс} \cdot s_m \cdot f_c}. \quad (5)$$

Частоты ГДЭ можно определить по формуле

$$f_{ГДЭ}^{k\pm} = f_c \cdot \left(1 \pm k \cdot \frac{f_c \cdot (1-s)}{p} \right), \quad (6)$$

где k – порядок гармоники.

Максимальная частота при использовании для контроля скольжения ГДЭ определяется как

$$f_{макс.ГДЭ} = \left(f_{ГДЭ}^{(1+)} (s=0) = f_c + \frac{f_c}{p} \right). \quad (7)$$

Тогда минимальная частота дискретизации АЦП при использовании для контроля скольжения ГДЭ равна

$$f_{АЦП, ГДЭ}^{мин} = 2 \cdot \left(f_c + \frac{f_c}{p} \right). \quad (8)$$

Для расчета минимального времени записи сигнала определим максимальную погрешность по скольжению для ГДЭ первого порядка ($k = 1$). Для этого рассмотрим два случая. В первом случае скольжение определяется по максимальной частоте первой гармоники динамического эксцентриситета ($f_{ГДЭ}^{1+}$), а во втором – по минимальной частоте первой гармоники динамического эксцентриситета ($f_{ГДЭ}^{1-}$).

Для $f_{ГДЭ}^{1+}$ точное значение скольжения будет определяться выражением

$$s_m = 1 - \frac{p \cdot (f_{ГДЭ}^{1+} - f_c)}{f_c}. \quad (9)$$

Измеренное значение скольжения равно

$$s_{изм} = (1 + p) - \frac{p \cdot (f_{ГДЭ}^{1+} \pm \Delta f)}{f_c \pm \Delta f}, \quad (10)$$

где Δf – погрешность определения частоты.

Для определения максимальной погрешности по скольжению необходимо рассмотреть четыре варианта.

Для первого варианта:

$$\begin{cases} f_{изм}^{1+} = f_{ГДЭ}^{1+} + \Delta f, \\ f_{с.изм} = f_{с.м} + \Delta f. \end{cases} \quad (11)$$

Погрешность по скольжению равна

$$\Delta s_1 = |s_{изм.1} - s_m| = \left| -p \cdot \frac{f_{ГДЭ}^{1+} + \Delta f}{f_{с.м} + \Delta f} + p \cdot \frac{f_{ГДЭ}^{1+}}{f_{с.м}} \right| = p \cdot \frac{\Delta f \cdot (f_{ГДЭ}^{1+} - f_{с.м})}{f_{с.м} \cdot (f_{с.м} + \Delta f)}. \quad (12)$$

Для второго варианта:

$$\begin{cases} f_{изм}^{1+} = f_{ГДЭ}^{1+} - \Delta f, \\ f_{с.изм} = f_{с.м} + \Delta f. \end{cases} \quad (13)$$

Погрешность по скольжению равна

$$\Delta s_2 = \left| -p \cdot \frac{f_{ГДЭ}^{1+} - \Delta f}{f_{с.м} + \Delta f} + p \cdot \frac{f_{ГДЭ}^{1+}}{f_{с.м}} \right| = p \cdot \frac{\Delta f \cdot (f_{ГДЭ}^{1+} + f_{с.м})}{f_{с.м} \cdot (f_{с.м} + \Delta f)}. \quad (14)$$

Для третьего варианта:

$$\begin{cases} f_{изм}^{1+} = f_{ГДЭ}^{1+} + \Delta f, \\ f_{с.изм} = f_{с.м} - \Delta f. \end{cases} \quad (15)$$

Погрешность по скольжению равна

$$\Delta s_3 = \left| -p \cdot \frac{f_{ГДЭ}^{1+} + \Delta f}{f_{с.м} - \Delta f} + p \cdot \frac{f_{ГДЭ}^{1+}}{f_{с.м}} \right| = p \cdot \frac{\Delta f \cdot (f_{ГДЭ}^{1+} + f_{с.м})}{f_{с.м} \cdot (f_{с.м} - \Delta f)}. \quad (16)$$

Для четвертого варианта:

$$\begin{cases} f_{изм}^{1+} = f_{ГДЭ}^{1+} - \Delta f, \\ f_{с.изм} = f_{с.м} - \Delta f. \end{cases} \quad (17)$$

Погрешность по скольжению равна

$$\Delta s_4 = \left| -p \cdot \frac{f_{ГДЭ}^{1+} - \Delta f}{f_{с.м} - \Delta f} + p \cdot \frac{f_{ГДЭ}^{1+}}{f_{с.м}} \right| = p \cdot \frac{\Delta f \cdot (f_{с.м} - f_{ГДЭ}^{1+})}{f_{с.м} \cdot (f_{с.м} - \Delta f)}. \quad (18)$$

Для частоты $f_{ГДЭ}^{1-}$ производятся аналогичные расчеты. В результате максимальная погрешность по скольжению определяется выражением

$$\Delta s_{max} = p \cdot \frac{\Delta f \cdot (f_{ГДЭ}^{1+} + f_c)}{f_c \cdot (f_c - \Delta f)}. \quad (19)$$

Так как

$$\Delta s_{\text{макс}} = \frac{s_m \cdot \varepsilon_{\text{макс}}}{100}, \quad (20)$$

то

$$\frac{s_m \cdot \varepsilon_{\text{макс}}}{100} = p \cdot \frac{\Delta f}{f_c} \cdot \frac{f_c + \frac{f_c \cdot (1-s)}{p} + f_c}{f_c - \Delta f}. \quad (21)$$

Максимальная погрешность определения частоты $\Delta f_{\text{макс}}$ при использовании ГДЭ равна

$$\Delta f_{\text{макс.ГДЭ}} = \frac{s_m \cdot \varepsilon_{\text{макс}} \cdot f_c}{100 \cdot (2 \cdot p + 1 - s_m) + s_m \cdot \varepsilon_{\text{макс}}}. \quad (22)$$

Тогда минимальное время записи сигнала при использовании ГДЭ составляет

$$T_{\text{зап.ГДЭ}}^{\text{мин}} = \frac{1}{2 \cdot \Delta f_{\text{макс.ГДЭ}}} = \frac{\varepsilon_{\text{макс}} \cdot s_m + 100 \cdot (1 + 2 \cdot p - s_m)}{2 \cdot \varepsilon_{\text{макс}} \cdot s_m \cdot f_c}. \quad (23)$$

Используя формулы (3), (5), (8) и (23), были произведены расчеты значений параметров $f_{\text{АЦП,ГДЭ}}^{\text{мин}}$, $f_{\text{АЦП,ЗГР}}^{\text{мин}}$, $T_{\text{зап.ГДЭ}}^{\text{мин}}$, $T_{\text{зап.ЗГР}}^{\text{мин}}$ для асинхронных двигателей с различным соотношением пар полюсов и количеством зубцов ротора. Результаты расчетов представлены в таблице.

Результаты расчета значений параметров $f_{\text{АЦП,ГДЭ}}^{\text{мин}}$, $f_{\text{АЦП,ЗГР}}^{\text{мин}}$, $T_{\text{зап.ГДЭ}}^{\text{мин}}$, $T_{\text{зап.ЗГР}}^{\text{мин}}$

Число пар полюсов	Количество зубцов на роторе	$f_{\text{АЦП,ГДЭ}}^{\text{мин}}$, кГц	$T_{\text{зап.ГДЭ}}^{\text{мин}}$, с	$f_{\text{АЦП,ЗГР}}^{\text{мин}}$, кГц	$T_{\text{зап.ЗГР}}^{\text{мин}}$, с
2	50	0,15	500	2,6	108
	70			3,6	106
3	58	0,134	700	2,03	110
	84			2,9	107
	106			3,63	106
	108			3,7	106
	132			4,5	105
4	70	0,125	900	1,85	112
	84			2,2	110
	86			2,25	110
	106			2,75	108
	108			2,8	108
	126			3,25	107

*Анализ применения гармоник динамического эксцентриситета ротора
для контроля скольжения электродвигателя*

Продолжение таблицы					
Число пар полюсов	Количество зубцов на роторе	$f_{АЦП, ГДЭ}^{мин}$, кГц	$T_{зап.ГДЭ}^{мин}$, с	$f_{АЦП, ЗГР}^{мин}$, кГц	$T_{зап.ЗГР}^{мин}$, с
5	72	0,12	1100	1,54	114
	84			1,78	112
	106			2,22	110
	108			2,26	110
	110			2,3	109
	126			2,62	108
	132			2,74	108
6	98	0,117	1300	1,733	113
	106			1,867	112
	110			1,933	111
	120			2,1	110
	124			2,167	110
	132			2,3	109

Анализ полученных результатов показывает, что рассматриваемые параметры имеют следующие соотношения:

$$\begin{cases} \frac{T_{зап.ГДЭ}^{мин}}{T_{зап.ЗГР}^{мин}} \geq 10, \\ \frac{f_{АЦП,ЗГР}^{мин}}{f_{АЦП,ГДЭ}^{мин}} \geq 10. \end{cases} \quad (24)$$

Современные АЦП могут работать с частотой дискретизации, находящейся в области мегагерц, поэтому критерием эффективности использования ЗГР и ГДЭ для определения скольжения должно стать наименьшее время измерения. Так как время снятия сигнала при использовании ГДЭ гораздо больше времени снятия сигнала при использовании ЗГР, то из теоретических выкладок следует, что целесообразно осуществлять контроль состояния обмотки ротора по ЗГР первого порядка. При этом максимальное значение минимального времени записи сигнала не превышает двух минут, а максимальное значение минимальной частоты АЦП не превышает 4500 Гц.

Применение ГДЭ обосновано в том случае, если ЗГР слабо выражены в токе статора (например, из-за скоса пазов ротора) и нет жестких требований к значению времени записи сигнала. ГДЭ могут также применяться для дополнительного контроля правильности измерения скольжения при использовании ЗГР.

Библиографический список

- ГОСТ 183-74. Машины электрические вращающиеся. Общие технические требования. – Введ. 1 981-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 43 с.

2. Геллер, Б. Высшие гармоники в асинхронных машинах: пер. с англ. / Б. Геллер, В. Гамата; под ред. З.Г. Каганова. – М.: Энергия, 1981. – 352 с.

3. Ерофеев, А.В. Определение параметров аналого-цифрового преобразователя и записывающего устройства для контроля скольжения электродвигателя / А.В. Ерофеев, А.А. Зайцев, А.А. Скоробогатов // Вестник научно-промышленного общества. – Вып 11. – М.: Изд-во «АЛЕВ-В», 2007. – С. 48 – 52.

4. ГОСТ 7217-87 (СТ СЭВ 168-85). Машины электрические вращающиеся. Двигатели асинхронные. Методы испытаний. – Введ. 1988-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 53 с.

УДК 621

НЕСИММЕТРИЧНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ СОЕДИНЕНИИ ОБМОТОК ПО СХЕМЕ Y_0/Δ

В.А. Мартынов, д-р техн. наук, А.Н. Голубев, д-р техн. наук

Трехфазные трансформаторы со схемами соединения обмоток Y_0/Δ обычно используются как трансформаторы понизительных подстанций, связывающих высоковольтные системы с глухозаземленной нейтралью с системами с изолированной нейтралью. При эксплуатации таких трансформаторов нередко приходится иметь дело с несимметричными режимами работы, вызванными несимметрией приложенных напряжений или несимметрией нагрузки. Та и другая причины приводят к несимметрии вторичных напряжений трансформатора, что сказывается на качестве электроснабжения потребителей. Для самого трансформатора несимметричная работа может быть опасна в отношении перегрузки отдельных обмоток и нейтрального провода, а также чрезмерных повышений фазных напряжений и насыщения магнитопровода.

Несмотря на появление в последние годы эффективных численных методов расчета электромагнитных устройств, в инженерной практике анализ несимметричных режимов работы трансформаторов, как правило, проводится на основе метода симметричных составляющих. Основным достоинством данного подхода является возможность использования схем замещения приведенного трансформатора для токов различных последовательностей, а также возможность проведения расчетов с помощью простых аналитических формул. При этом анализ многих несим-

метричных режимов может быть проведен по параметрам трансформаторов, взятым из справочника. К основным недостаткам метода симметричных составляющих следует отнести невысокую точность, обусловленную, главным образом, допущением о линейности магнитной цепи и постоянстве параметров намагничивающей ветви схемы замещения.

При исследовании несимметричных режимов, как и в [1], будем считать, что числа витков первичной и вторичной обмоток равны, т.е. коэффициент трансформации фазных напряжений равен единице (это не нарушает общности рассуждений, но позволяет не писать штрихов, соответствующих приведенным величинам). При этом в общем случае фазные напряжения и токи трансформатора можно представить в виде суммы составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Поскольку сопротивление намагничивающей ветви Z_m схемы замещения для токов прямой и обратной последовательностей гораздо больше активных и индуктивных сопротивлений рассеяния, то при расчетах для этих последовательностей можно использовать Г-образную схему замещения трансформатора (рис. 1, а), где Z_K – комплексное сопротивление короткого замыкания.

Как известно, сопротивление намагничивающей ветви Z_{m0} в схеме замещения нулевой последовательности зависит от конструкции сердечника трансформатора. В групповых и бронестержневых трансформаторах $Z_{m0} \approx Z_m$, а в трехстержневых – $Z_{m0} \approx (7-15)Z_K$ и гораздо меньше Z_m . В инженерных расчетах для токов нулевой последовательности может быть также использована Г-образная схема замещения (рис. 1, б), при этом значение Z_K такое же, как и в схеме на рис. 1, а [1].

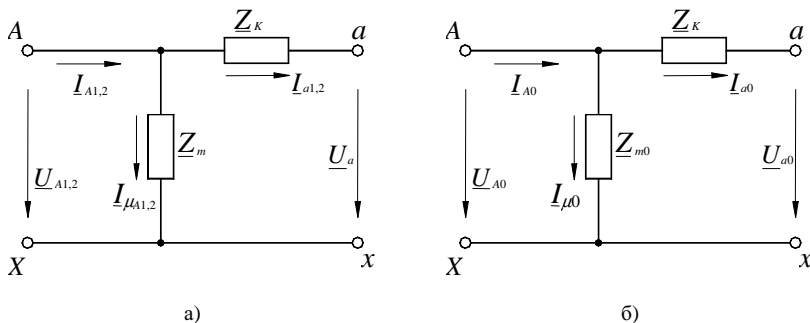


Рис. 1. Схема замещения трансформатора для токов: а – прямой и обратной последовательностей; б – нулевой последовательности

При соединении первичной обмотки трансформатора по схеме Y_0 будем считать известными первичные фазные напряжения $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C$ (рис. 2), а также параметры схемы замещения трансформатора $\underline{Z}_m, \underline{Z}_{m0}, \underline{Z}_K$. Поскольку вторичные линейные токи не содержат нулевой последовательности, первичные и вторичные фазные токи нулевой последовательности будут иметь место только при условии

$$\underline{U}_{A0} = \frac{1}{3}(\underline{U}_A + \underline{U}_B + \underline{U}_C) \neq 0. \quad (1)$$

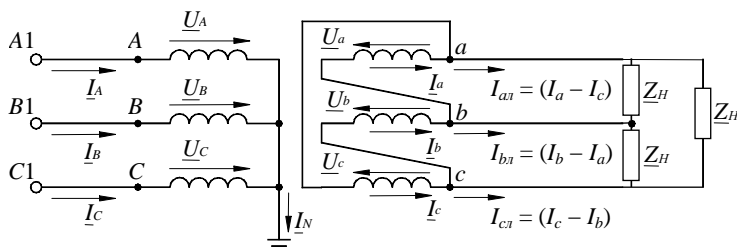


Рис. 2. Общий случай несимметричной работы трансформатора при соединении Y_0/Δ

Так как при соединении вторичной обмотки по схеме Δ вторичные зажимы в схеме замещения нулевой последовательности (рис. 1, б, зажимы $a - x$) должны быть закорочены, то при $\underline{Z}_{m0} \gg \underline{Z}_K$

$$\underline{I}_{A0} = \underline{I}_{a0} = \frac{\underline{U}_{A0}}{\underline{Z}_K}. \quad (2)$$

Для токов прямой и обратной последовательностей намагничивающими токами можно пренебречь и считать, что

$$\underline{I}_{A1,2} = \underline{I}_{a1,2}; \quad \underline{I}_{B1,2} = \underline{I}_{b1,2}; \quad \underline{I}_{C1,2} = \underline{I}_{c1,2}. \quad (3)$$

При разземленной нейтрали Y токи и напряжения нулевой последовательности будут отсутствовать. При этом первичные фазные напряжения трансформатора могут быть определены через линейные по формулам [1]

$$\underline{U}_A = \frac{1}{3}(\underline{U}_{AB} - \underline{U}_{CA}); \quad \underline{U}_B = \frac{1}{3}(\underline{U}_{BC} - \underline{U}_{AB}); \quad \underline{U}_C = \frac{1}{3}(\underline{U}_{CA} - \underline{U}_{BC}). \quad (4)$$

Вторичные фазные напряжения, равные линейным, при любом режиме работы нейтрали Y будут содержать только составляющие прямой и обратной последовательностей. При этом

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_{ab1,2} &= \underline{U}_{a1,2} = \underline{U}_{A1,2} - \underline{I}_{a1,2} \underline{Z}_K, \\ \underline{U}_{bc1,2} &= \underline{U}_{b1,2} = \underline{U}_{B1,2} - \underline{I}_{b1,2} \underline{Z}_K, \\ \underline{U}_{ca1,2} &= \underline{U}_{c1,2} = \underline{U}_{C1,2} - \underline{I}_{c1,2} \underline{Z}_K. \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

Отключение (обрыв) фазы А со стороны питания при заземленной нейтрали Y_0 . При анализе этого режима будем считать, что известные первичные фазные напряжения $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C$ симметричны.

В соответствии с [2], заменим несимметричный участок схемой замещения, изображенной на рис. 3, а, и представим ЭДС, токи и напряжения в виде сумм составляющих прямой, обратной и нулевой последовательностей. При нарушении симметрии будем считать известными сопротивления прямой и обратной последовательностей фаз приемника, подключенного со стороны Δ .

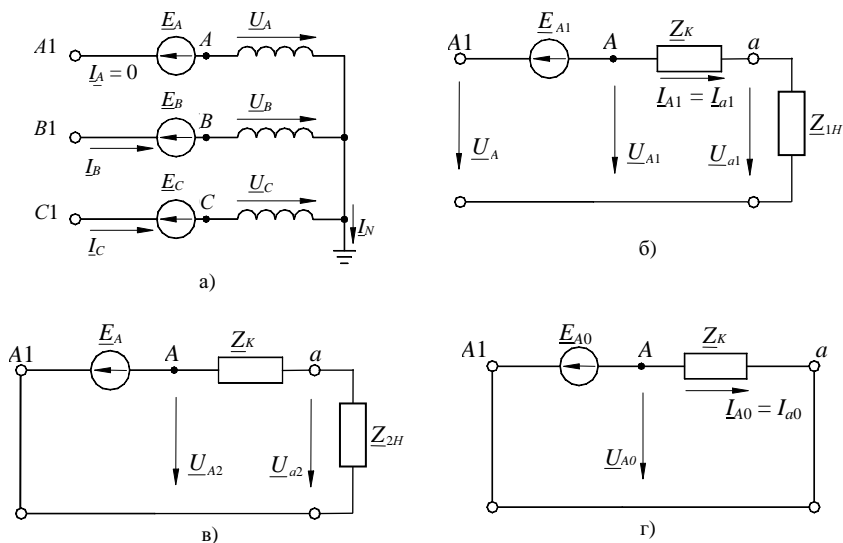


Рис. 3. Расчетная схема первичной обмотки трансформатора (Y_0/Δ) при отключении фазы (а) и схемы замещения для токов прямой (б), обратной (в) и нулевой (г) последовательностей

С учетом полученных соотношений для вторичных фазных напряжений прямой и обратной последовательностей будут справедливы следующие уравнения. Принимая во внимание, что первичная система напряжений симметрична, для расчетных схем замещения, изображенных на рис. 3, б – 3, г, можно записать

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_A - \underline{E}_{A1} &= \underline{I}_{A1} (\underline{Z}_K + \underline{Z}_{H1}), \\ -\underline{E}_{A2} &= \underline{I}_{A2} (\underline{Z}_K + \underline{Z}_{H2}), \\ -\underline{E}_{A0} &= \underline{I}_{A0} \underline{Z}_K. \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Поскольку при отключении фазы A $\underline{I}_A = 0$ и $\underline{E}_B = \underline{E}_C$, уравнения (6) следует дополнить соотношениями

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_{A1} + \underline{I}_{A2} + \underline{I}_{A0} &= 0, \\ \underline{a}^2 \underline{E}_{A1} + \underline{a} \underline{E}_{A2} + \underline{E}_{A0} &= 0, \\ \underline{a} \underline{E}_{A1} + \underline{a}^2 \underline{E}_{A2} + \underline{E}_{A0} &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

где $\underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ – фазный множитель.

Решая совместно (6) и (7), получаем

$$\underline{I}_{A1} = \frac{\Delta_{A11}}{\Delta_1}; \quad \underline{I}_{A2} = \frac{\Delta_{A21}}{\Delta_1}; \quad \underline{I}_{A0} = \frac{\Delta_{A01}}{\Delta_1}, \quad (8)$$

где

$$\begin{aligned} \Delta_{A11} &= \underline{U}_A (\underline{Z}_{H2} + 2\underline{Z}_K); \quad \Delta_{A21} = -\underline{U}_A \underline{Z}_K; \\ \Delta_{A01} &= -\underline{U}_A (\underline{Z}_{H2} + \underline{Z}_K); \quad \Delta_1 = \underline{Z}_{H1} \underline{Z}_{H2} + 2\underline{Z}_{H1} \underline{Z}_K + 2\underline{Z}_{H2} \underline{Z}_K + 3\underline{Z}_K^2. \end{aligned}$$

При этом

$$\underline{E}_{A1} = \underline{E}_{A2} = \underline{E}_{A0} = \frac{\underline{U}_A (\underline{Z}_K^2 + \underline{Z}_{H2} \underline{Z}_K)}{\Delta_1}. \quad (9)$$

Тогда фазные токи и ток нейтрали определяются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_B &= \underline{a}^2 \underline{I}_{A1} + \underline{a} \underline{I}_{A2} + \underline{I}_{A0}, \\ \underline{I}_C &= \underline{a} \underline{I}_{A1} + \underline{a}^2 \underline{I}_{A2} + \underline{I}_{A0}, \\ \underline{I}_N &= 3\underline{I}_{A0}. \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

Отключение (обрыв) фазы А со стороны питания при разземленной нейтрали Y . В этом случае составляющие нулевой последовательности будут отсутствовать (рис. 4), $\underline{I}_A = \underline{I}_a = 0$; $\underline{I}_B = \underline{I}_b = -\underline{I}_C = -\underline{I}_c$.

На рассматриваемый случай несимметрии распространяются системы уравнений (6) и (7), если в них положить $\underline{I}_{A0} = 0$. При этом в схеме замещения для нулевой последовательности будет иметь место разрыв и $\underline{E}_{A0} \neq 0$.

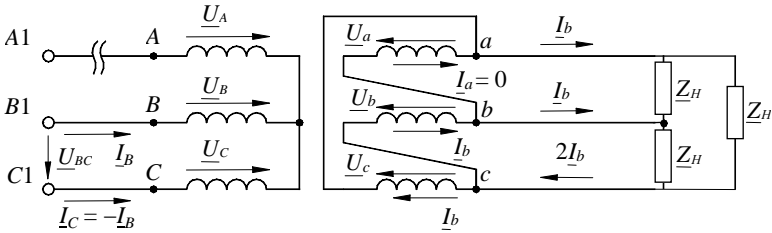


Рис. 4. Несимметричная работа трансформатора (Y/Δ) при отключении фазы со стороны питания

Решая указанную трансформированную систему уравнений, получаем

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_{A1} = -\underline{I}_{A2} &= \frac{\underline{U}_A}{\Delta_2}, \\ \underline{E}_{A1} = \underline{E}_{A2} = \underline{E}_{A0} &= \frac{\Delta_{12}}{\Delta_2}, \end{aligned} \right\} \quad (11)$$

где $\Delta_2 = \underline{Z}_{H1} + \underline{Z}_{H2} + 2\underline{Z}_K$; $\Delta_{12} = \underline{U}_A (\underline{Z}_{H2} + \underline{Z}_K)$.

Отключение (обрыв) линейного провода А со стороны нагрузки. Заменяем несимметричный участок схемой, изображенной на рис. 5, а, которую затем с использованием операции перенесения источника ЭДС через узел преобразуем в схему, изображенную на рис. 5, б. В последней схеме

$$\underline{E}_{ab} = \underline{E}_a - \underline{E}_b; \quad \underline{E}_{bc} = \underline{E}_b - \underline{E}_c; \quad \underline{E}_{ca} = \underline{E}_c - \underline{E}_a.$$

Тогда с использованием расчетных схем (рис. 3, б и 3, в) запишем

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_A - \underline{E}_{ab1} &= \underline{I}_{a1} (\underline{Z}_K + \underline{Z}_{H1}), \\ -\underline{E}_{ab2} &= \underline{I}_{a2} (\underline{Z}_K + \underline{Z}_{H2}). \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

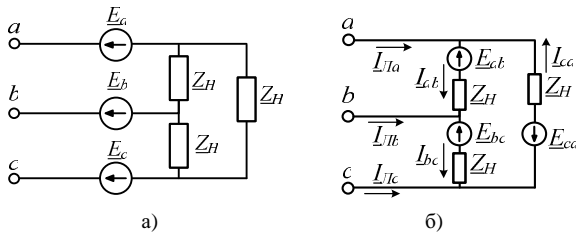


Рис. 5. Несимметричная работа трансформатора (Y/Δ) при отключении линейного провода со стороны нагрузки

Систему уравнений (12) следует дополнить соотношениями $\underline{I}_{\Delta a} = 0$ и $\underline{E}_b = \underline{E}_c = 0$. Первое из этих соотношений дает

$$\underline{I}_{ab} - \underline{I}_{ca} = (\underline{I}_{a1} + \underline{I}_{a2}) - (a\underline{I}_{a1} + a^2\underline{I}_{a2}) = 0$$

или

$$\underline{I}_{a1}(1 - a) + \underline{I}_{a2}(1 - a^2) = 0. \quad (13)$$

В соответствии со вторым –

$$\underline{E}_{b1} - \underline{E}_{c1} = \underline{E}_{c2} - \underline{E}_{b2}$$

или

$$\underline{E}_{bc1} = -\underline{E}_{bc2}.$$

Из этого следует

$$a^2 \underline{E}_{ab1} = -a \underline{E}_{ab2}$$

или

$$a \underline{E}_{ab1} + \underline{E}_{ab2} = 0. \quad (14)$$

Решением уравнений (12) – (14) являются:

$$\underline{I}_{a1} = \frac{\underline{U}_A}{\Delta_3}, \quad \underline{I}_{a2} = \frac{(-1 + j\sqrt{3})\underline{U}_A}{\Delta_4}, \quad (15)$$

$$\underline{E}_{ab1} = \frac{\Delta_{13}}{\Delta_3}, \quad \underline{E}_{ab2} = \frac{\Delta_{23}}{\Delta_4}, \quad (16)$$

где $\Delta_3 = \underline{Z}_{H1} + \underline{Z}_{H2} + 2\underline{Z}_K$; $\Delta_4 = 2\underline{Z}_{H1} + 2\underline{Z}_{H2} + 4\underline{Z}_K$; $\Delta_{13} = \underline{U}_A(\underline{Z}_{H2} + \underline{Z}_K)$;
 $\Delta_{23} = \underline{U}_A(1 - j\sqrt{3})(\underline{Z}_{H2} + \underline{Z}_K)$.

Для линейных токов можно записать

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_{\underline{L}b} &= \underline{I}_{bc} - \underline{I}_{ab} = (\underline{a}^2 - 1)\underline{I}_{a1} - (\underline{a} - 1)\underline{I}_{a2}, \\ \underline{I}_{\underline{L}c} &= \underline{I}_{ca} - \underline{I}_{bc} = (\underline{a} - \underline{a}^2)\underline{I}_{a1} - (\underline{a}^2 - \underline{a})\underline{I}_{a2}. \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

При этом для выходных напряжений трансформатора имеем

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_a &= \underline{I}_{a1}\underline{Z}_{H1} + \underline{I}_{a2}\underline{Z}_{H2} + \underline{E}_{ab1} + \underline{E}_{ab2}, \\ \underline{U}_b &= (\underline{I}_{a1}\underline{Z}_{H1} + \underline{E}_{ab1})\underline{a}^2 + (\underline{I}_{a2}\underline{Z}_{H2} + \underline{E}_{ab2})\underline{a}, \\ \underline{U}_c &= (\underline{I}_{a1}\underline{Z}_{H1} + \underline{E}_{ab1})\underline{a} + (\underline{I}_{a2}\underline{Z}_{H2} + \underline{E}_{ab2})\underline{a}^2. \end{aligned} \right\} \quad (18)$$

Следует отметить, что полученный результат распространяется на случай как заземленной, так и разземленной нейтрали [3].

В качестве примера в таблице приведены результаты расчета рассмотренных несимметричных режимов работы трансформаторов при следующих значениях параметров (в о.е.): $U_A = 1$; $\underline{Z}_K = j0,065$; $\underline{Z}_{H1} = 0,8 + j0,6$; $\underline{Z}_{H2} = 0,03 + j0,11$. Здесь же для удобства сопоставления приведены результаты расчета симметричного режима, для которого справедливо соотношение

$$\underline{I}_A = \underline{I}_a = \underline{I}_{A1} = \frac{\underline{U}_A}{\underline{Z}_{H1} + \underline{Z}_K}. \quad (19)$$

Результаты расчета несимметричных режимов работы трансформаторов

Режим работы	Значение параметра									
	U_a	U_b	U_c	$I_A \approx I_a$	$I_B \approx I_b$	$I_C \approx I_c$	$I_{aЛ}$	$I_{bЛ}$	$I_{cЛ}$	I_n
Симметричный	0,961	0,961	0,961	0,961	0,961	0,961	1,665	1,665	1,665	0
Отключение фазы A при заземленной нейтрали	0,912	0,925	0,96	0	1,396	1,5	1,5	1,396	2,045	2,052
Отключение фазы A при разземленной нейтрали	0,773	0,839	0,937	0	1,467	1,467	1,467	1,467	2,933	0
Отключение линейного провода A со стороны нагрузки $\underline{Z}_a = \underline{Z}_b = \underline{Z}_c = 0,333$	1,015	0,925	0,947	0,847	1,694	0,847	0	2,54	2,54	0

Библиографический список

1. **Петров, Г.Н.** Трансформаторы. – М: ОНТИ, 1934.
2. **Зевеке, Г.В.** Основы теории цепей: учебник для вузов / Г.В. Зевеке [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. **Мартьянов, В.А.** Расчет неполнофазных режимов работы трехфазных трансформаторов // Электричество. – 2003. – № 9. – С. 54 – 61; № 10. – С. 17 – 24.

УДК 621.316.3:519.217(65)

**АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ГОРОДСКИХ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ
МАРКОВСКИХ МОДЕЛЕЙ**

*В.К. Слышалов, д-р техн. наук, О.А. Бушуева, канд. техн. наук,
С. Дауди, Г.В. Чекан, аспиранты*

Введение. Для электроснабжения крупных городов в настоящее время наиболее употребительными как на распределительных пунктах (РП) сетей 6 – 35 кВ, так и на районных подстанциях являются двухступенчатые петлевые сети, построенные по принципу глубокого секционирования с применением секционных выключателей и АВР [7]. В качестве иллюстрации на рис. 1 приведена схема электрической сети города Борж Бу Араррыдж (республика Алжир, ≈200 тыс. чел.), имеющая все типовые особенности петлевых сетей с глубоким секционированием. Эта сеть работает с нормально разомкнутыми секционными выключателями, что позволяет уменьшить потери энергии.

Ниже предлагается методика определения показателей надежности петлевых сетей электроснабжения, позволяющая для существующих сетей получить расчетным путем количественную оценку их надежности, а при разработке и проектировании выполнить обоснованный выбор структурно-элементного варианта требуемой электрической схемы.

Решение задачи расчета надежности схем электроснабжения – это определение показателей надежности схемы по известным показателям надежности элементов (λ , μ) [1]. Поскольку события отказа и восстановления элементов системы электроснабжения статистически характеризуются одним параметром и имеют, соответственно, экспоненциальный закон распределения вероятностей, при условии неучета старения этих эле-

ментов случайный процесс отказов и восстановлений при эксплуатации будет описываться уравнениями Маркова [2, 3]. Данный метод построен на использовании теории вероятностей и структурно-функционального представления системы в виде графа состояний и переходов.

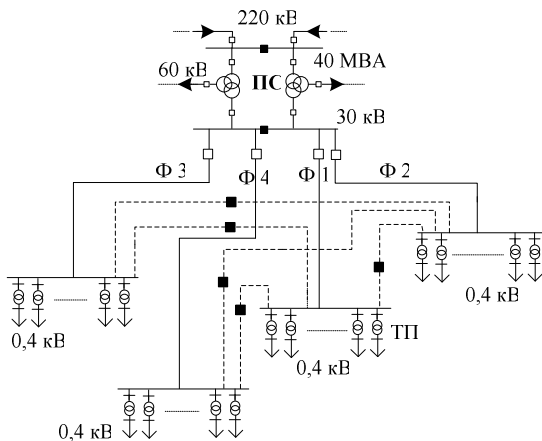


Рис 1. Схема питающей и распределительной сетей 30 кВ

Модель надежности трансформаторной подстанции с нерезервированным трансформатором. Предлагаемая схема городской трансформаторной подстанции (ТП) с нерезервированным трансформатором (рис. 2, а) предназначена для потребителей 2-й и 3-й категории. Расчетные значения показателей надежности эквивалентного блока (рис. 2, в) последовательных элементов $I = (1-2-3-4-5)$ приближенно определяются по формуле

$$\mu_C = 1/T_{B,c}, \quad \lambda_C = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad T_C = 1/\lambda_C, \quad T_{Bc} = \frac{1}{\lambda_C} \sum_{i=1}^n T_{B,i} \lambda_i, \quad (1)$$

значения планового ремонта принимаются $\mu_{Пл} = \mu_{Пл,Тр}$, $\lambda_{Пл} = \lambda_{Пл,Тр}$.

Система ТП может находиться в трех состояниях:

- 1) работоспособное состояние;
- 2) аварийный простой;
- 3) плановый простой.

Граф переходов и состояний представлен на рис. 2, г.

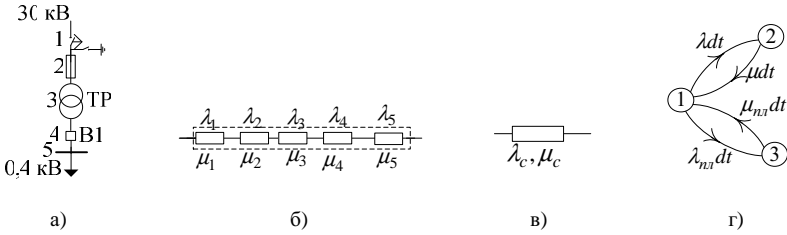


Рис. 2. ТП 2-й и 3-й категории: а – система; б – расчетная схема элементов системы; в – эквивалентный блок системы; г – граф переходов и состояний системы ТП

Графу (рис. 2, г) соответствует система дифференциальных уравнений вероятностей состояний:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dP^{(1)}(t)}{dt} &= -(\lambda + \lambda_{nl})P^{(1)}(t) + \mu P^{(2)}(t) + \mu_{nl}P^{(3)}(t), \\ \frac{dP^{(2)}(t)}{dt} &= \lambda P^{(1)}(t) - \mu P^{(2)}(t), \\ \frac{dP^{(3)}(t)}{dt} &= \lambda_{nl}P^{(1)}(t) - \mu_{nl}P^{(3)}(t) \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

при начальных условиях $\sum P^{(i)}(0) = 1$.

Для решения используется операторный метод. Система уравнений при использовании преобразования Лапласа имеет вид

$$\left. \begin{aligned} \lambda \varphi^{(1)}(s) - (\mu + s) \varphi^{(2)}(s) &= 0, \\ \lambda_{nl} \varphi^{(1)}(s) - (\mu_{nl} + s) \varphi^{(3)}(s) &= 0, \\ \varphi^{(1)}(s) + \varphi^{(2)}(s) + \varphi^{(3)}(s) &= 1/s, \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

а ее решение дает функции $\varphi^{(k)}(s)$: $\varphi^{(k)}(s) = \frac{\Delta_k(s)}{\Delta(s)}$.

Обратное преобразование Лапласа выполняем по теореме разложения [9]. Вероятность состояния при этом дает выражения

$$\begin{aligned} P^{(1)}(t) &= 0,99964875 + 2,74 \cdot 10^{-4} \cdot e^{-1460,4t} + 7,72 \cdot 10^{-5} \cdot e^{-1059,55t}, \\ P^{(2)}(t) &= 7,73 \cdot 10^{-5} - 5,6 \cdot 10^{-8} \cdot e^{-1460,4t} - 7,73 \cdot 10^{-5} \cdot e^{-1059,55t}, \end{aligned}$$

$$P^{(3)}(t) = 2,739 \cdot 10^{-4} - 2,739 \cdot 10^{-4} \cdot e^{-1460,4 \cdot t} + 7,71 \cdot 10^{-8} \cdot e^{-1059,55 \cdot t}.$$

Вероятность отказа системы:

$$Q(t) = P^{(2)}(t) + P^{(3)}(t).$$

Коэффициент готовности дает вероятность $K_{Г\infty} = P_{\infty}^{(1)}$.

Модель надежности ТП с резервированием замещением. Распределительная электрическая сеть города имеет ТП (рис. 3, а), предназначенные для потребителей 1-й категории. На ТП находятся два параллельных трансформатора, один работает, а другой в холодном резерве. Система может находиться в пяти состояниях:

- 1) оба элемента в работоспособном состоянии, основной трансформатор работает, а резервный готов к работе;
- 2) отказ основного трансформатора, мгновенное включение резервного;
- 3) вывод основного трансформатора в плановый ремонт, включение резервного;
- 4) основной трансформатор в плановом ремонте, отказ резервного (отказ системы электроснабжения). В зависимости от порядка обслуживания, в случае FIFO (First In, First Out) [4] имеем при завершении планового ремонта переход в состояние (2);
- 5) оба трансформатора в аварийном отказе (отказ системы электроснабжения).

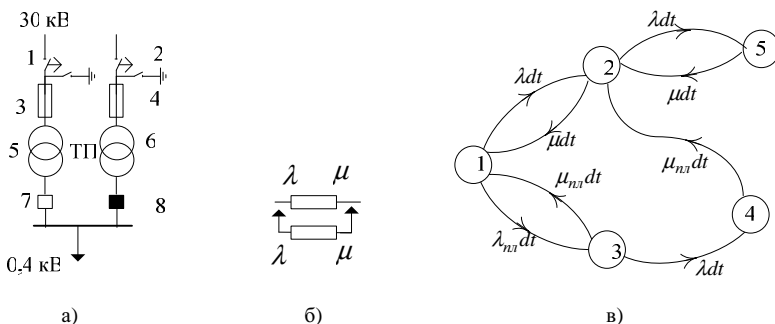


Рис. 3. ТП 1-й категории: а – система; б – расчетная схема дублированной системы; в – граф переходов и состояний системы

Значения интенсивностей отказа и восстановления при плановом ремонте основного и резервного трансформаторов считаем одинаковыми.

Граф переходов и состояний приведен на рис. 3, в.

Этому графу соответствует следующая система дифференциальных уравнений для вероятностей состояний:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dP^{(1)}(t)}{dt} &= -(\lambda + \lambda_{nl})P^{(1)}(t) + \mu P^{(2)}(t) + \mu_{nl}P^{(3)}(t), \\ \frac{dP^{(2)}(t)}{dt} &= \lambda P^{(1)}(t) - (\mu + \lambda)P^{(2)}(t) + \mu_{nl}P^{(4)}(t) + \mu P^{(5)}(t), \\ \frac{dP^{(3)}(t)}{dt} &= \lambda_{nl}P^{(1)}(t) - (\mu_{nl} + \lambda)P^{(3)}(t), \\ \frac{dP^{(4)}(t)}{dt} &= \lambda P^{(3)}(t) - \mu_{nl}P^{(4)}(t), \\ \frac{dP^{(5)}(t)}{dt} &= \lambda P^{(2)}(t) - \mu P^{(5)}(t). \end{aligned} \right\} (4)$$

Решение этой системы выполняем аналогично решению системы (2).

Функции готовности и вероятности отказа для стационарного режима имеют вид

$$\begin{aligned} P_{\infty} &= P_{\infty}^{(1)} + P_{\infty}^{(2)} + P_{\infty}^{(3)}, \\ Q_{\infty} &= P_{\infty}^{(4)} + P_{\infty}^{(5)}. \end{aligned}$$

Коэффициент готовности, учитывая, что работоспособным является состояние (1), (2), (3), имеет вид

$$K_{r\infty} = P_{\infty}^{(1)} + P_{\infty}^{(2)} + P_{\infty}^{(3)}.$$

На рис. 4 приведено сравнение функции вероятностей безотказной работы (рис. 4, а) и отказа структурно резервированной системы при замещении и при постоянном резерве (рис. 4, б).

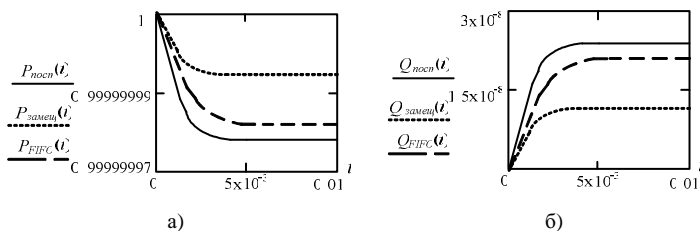


Рис. 4. Сравнение функций безотказной работы (а) и отказа системы по типу резерва (б): $P_{пост}(t)$, $Q_{пост}(t)$ – функция безотказной работы и функция отказа системы городской ТП с постоянным резервом и двумя бригадами обслуживания; $P_{замщ}(t)$, $Q_{замщ}(t)$ – то же с резервированием замещением и двумя бригадами обслуживания; $P_{ФИФО}(t)$, $Q_{ФИФО}(t)$ – то же с резервированием замещением и одной бригадой обслуживания

Статическая модель надежности обобщенного элемента (питающей линии) системы электроснабжения. На рис. 5 приведена схема питающего фидера распределительной сети 30 кВ, предназначенной для питания городских ТП. Система фидера включает: выключатель (В), питающий фидер (Ф); участок воздушной и кабельной распределительных линий (РЛ); секционирующее устройство (С); группы из 29-ти нерезервированных ТП и группы из трех ТП с резервированием замещением.

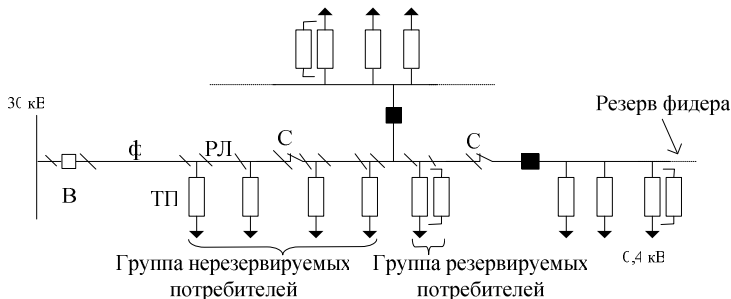


Рис. 5. Система электроснабжения фидера

Система работает при условии регулярного проведения профилактических ремонтов, а при отказе восстанавливается. Обозначим состояния системы обобщенного элемента:

- 1 – работают все элементы системы;
- 0 – отказ системы электроснабжения, т.е. отказ выключателя (В) или фидера (Ф);
- 2.к – авария к-й нерезервированной ТП;

- 3.k – плановый ремонт k-й нерезервированной ТП;
 4.j – авария основного трансформатора j-й ТП с резервированием замещением;
 5.j – плановый ремонт основного трансформатора j-й ТП с резервированием замещением;
 6.j, 7.j – отказ резервированного трансформатора при плановом ремонте и при аварийном состоянии основного трансформатора j-й ТП соответственно.

Граф переходов и состояний представлен на рис. 6.

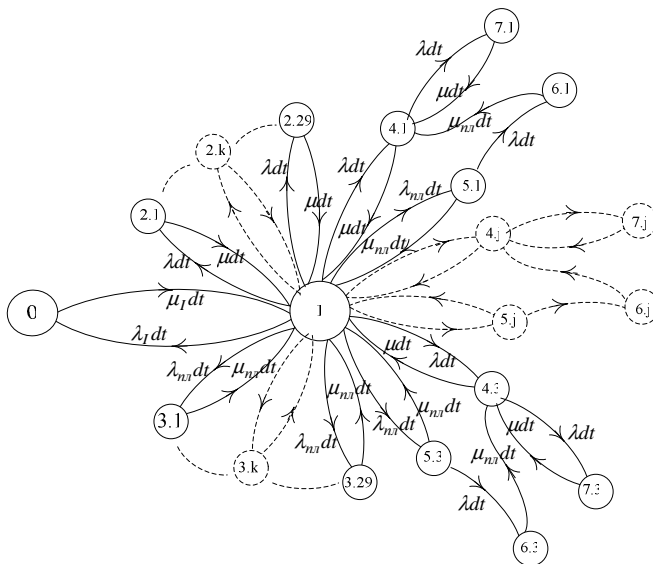


Рис. 6. Граф переходов и состояний системы фидера, изображенной на рис. 5

В данном примере значения интенсивностей отказа, восстановления и планового ремонта основного, резервного трансформатора и трансформатора без резерва одинаковые, т.е.

$$\begin{aligned} \lambda_k &= \lambda_{1,j} = \lambda_{П,j}, \\ \mu_k &= \mu_{1,j} = \mu_{П,j}, \\ \lambda_{Пл,k} &= \lambda_{Пл,1,j} = \lambda_{Пл,П,j}, \\ \mu_k &= \mu_{Пл,1,j}, \end{aligned}$$

где λ_1, μ_1 – интенсивности отказа и восстановления системы (В, Ф, РЛ, С).

При условии полноты состояний системы $\sum P_{\infty}^{(i)} = 1$ определим вероятности, рассматривая стационарный режим:

$$P_{\infty}^{(1)} = K_{\Gamma_{\infty}}, P_{\infty}^{(2)} = \sum_{i=1}^k P_{i_{\infty}}^{(2)}, P_{\infty}^{(3)} = \sum_{i=1}^k P_{i_{\infty}}^{(3)},$$

$$P_{\infty}^{(4)} = \sum_{i=1}^j P_{i_{\infty}}^{(4)}, P_{\infty}^{(5)} = \sum_{i=1}^j P_{i_{\infty}}^{(5)}, P_{\infty}^{(6)} = \sum_{i=1}^j P_{i_{\infty}}^{(6)}, P_{\infty}^{(7)} = \sum_{i=1}^j P_{i_{\infty}}^{(7)}.$$

Система алгебраических уравнений стационарного режима обобщенного элемента для графа (рис. 6) имеет следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} P_{\infty}^{(0)} &= \frac{\lambda_l}{\mu_l} P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(0)} = K_{\Gamma} \frac{\lambda_l}{\mu_l}, \\ P_{k_{\infty}}^{(2)} &= \frac{\lambda_k}{\mu_k} P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(2)} = K_{\Gamma} \sum_{i=1}^k \frac{\lambda_i}{\mu_i}, \\ P_{k_{\infty}}^{(3)} &= \frac{\lambda_{\Pi l, k}}{\mu_{\Pi l, k}} P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(3)} = K_{\Gamma} \sum_{i=1}^k \frac{\lambda_{\Pi l, i}}{\mu_{\Pi l, i}}, \\ P_{j_{\infty}}^{(4)} &= \frac{\lambda_j}{\mu_j} + \frac{\lambda_j \lambda_{\Pi l, j}}{\mu_j (\mu_{\Pi l, j} + \lambda_j)} P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(4)} = K_{\Gamma} \sum_{i=1}^j \left(\frac{\lambda_i}{\mu_i} + \frac{\lambda_i \lambda_{\Pi l, i}}{\mu_i (\mu_{\Pi l, i} + \lambda_i)} \right), \\ P_{j_{\infty}}^{(5)} &= \left(\frac{\lambda_{\Pi l, j}}{\mu_{\Pi l, j} + \lambda_j} \right) P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(5)} = K_{\Gamma} \sum_{i=1}^j \left(\frac{\lambda_{\Pi l, i}}{\mu_{\Pi l, i} + \lambda_i} \right), \\ P_{j_{\infty}}^{(6)} &= \frac{\lambda_j \lambda_{\Pi l, j}}{\mu_{\Pi l, j} (\mu_{\Pi l, j} + \lambda_j)} P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(6)} = K_{\Gamma} \sum_{i=1}^j \left(\frac{\lambda_i \lambda_{\Pi l, i}}{\mu_{\Pi l, i} (\mu_{\Pi l, i} + \lambda_i)} \right), \\ P_{j_{\infty}}^{(7)} &= \frac{\lambda_j^2}{\mu_j^2} \left(1 + \frac{\lambda_{\Pi l, j}}{(\mu_{\Pi l, j} + \lambda_j)} \right) P_{\infty}^{(1)} \Rightarrow P_{\infty}^{(7)} = K_{\Gamma} \sum_{i=1}^j \left(\frac{\lambda_i^2}{\mu_i^2} \left(1 + \frac{\lambda_{\Pi l, i}}{(\mu_{\Pi l, i} + \lambda_i)} \right) \right), \end{aligned} \right\} (5)$$

где k – число ТП с нерезервированным трансформатором; j – число ТП с резервированием.

При расчете вероятности безотказной работы ТП с резервированием замещением можно для инженерных оценок не учитывать вероятности состояний (6. j) и (7. j).

Итак, коэффициент готовности системы (рис. 5) при условии, что работоспособным является состояние (1), имеет вид

$$K_{G\infty} = P_{\infty}^{(1)}.$$

По условию полноты состояний системы $\sum P_{\infty}^{(i)} = 1$ получим

$$K_G = 1 / \left(1 + \frac{\lambda_I}{\mu_I} + \sum_{i=1}^k \frac{\lambda_i}{\mu_i} + \sum_{i=1}^k \frac{\lambda_{Пл,i}}{\mu_{Пл,i}} + \sum_{i=1}^j \frac{\lambda_i}{\mu_i} + \sum_{i=1}^j \frac{\lambda_{Пл,i}}{\mu_{Пл,i}} \right). \quad (6)$$

Расчет коэффициента эффективности системы. Коэффициент эффективности функционирования системы определяет средний уровень качества функционирования системы. Коэффициенты эффективности для линий W_k , $k = 1, 2, 3, 4$, будем рассчитывать по формуле [4]

$$W_k = \sum_{i=1}^{n_k} K_{Gi} R_{ki} \delta_{ki}, \quad (7)$$

где K_{Gi} – коэффициент готовности i -го исполнительного элемента (подстанции); R_{ki} – произведение коэффициентов готовности элементов в цепочке управления i -м элементом (линия, коммутационная аппаратура и т.д.); δ_{ki} – коэффициент, комплексно характеризующий мощность, время работы и стоимость электроэнергии, потребляемой i -м элементом.

Допустимость использования формулы (7), предназначенной для систем с аддитивным выходным эффектом, обусловлена тем, что при всех режимах функционирования, т.е. при использовании основных или резервных питающих линий, данная система электроснабжения имеет ветвящуюся иерархическую структуру по надежности.

Учет аварийных состояний. При отказе фидера № 1 (например, схемы на рис. 1) возможны следующие ситуации (гипотезы):

- событие A_1 – нормальное функционирование системы;
- событие A_2 – функционирование по первому резерву (рис. 1, Ф 3);
- событие A_3 – функционирование по второму резерву (рис. 1, Ф 4).

При этом вероятность отказа системы определяется формулой полной вероятности:

$$Q_c = Q_c(S/A_1) \cdot P(A_1) + Q_c(S/A_2) \cdot P(A_2) + Q_c(S/A_3) \cdot P(A_3), \quad (8)$$

где $P(A_1)$, $P(A_2)$, $P(A_3)$ – вероятности перечисленных событий; $Q(S/A_1)$, $Q(S/A_2)$, $Q(S/A_3)$ – условная вероятность отказа системы при событии A_1 , A_2 , A_3 .

Вычислим вероятность безотказной работы:

$$P_c = 1 - Q_c. \quad (9)$$

Классификация отказов выполняется по условиям эксплуатации оборудования в схеме с учетом категоричности потребителей, длительности расчетного периода оценки надежности и других инженерных требований, являясь, таким образом, итогом анализа практических требований к схеме электроснабжения. Эффективность функционирования электрической сети, обеспечение ее безотказности и долговечности связаны с анализом и оценкой показателей надежности отдельных элементов ЭС.

Выводы

1. Метод, использующий марковские процессы, позволяет строго и в общем виде получать вероятности всех состояний и их изменения во времени. Аналитический метод решения обладает высокой точностью, погрешности могли возникнуть только на этапе получения обратного преобразования Лапласа.

2. Предложенная методика определения показателей надежности схем петлевых сетей электроснабжения допускает распространение и на схемы других типов, в частности радиальные и магистральные.

3. Основными составляющими предлагаемой методики расчета коэффициента готовности системы $K_T(t)$ и других критериев надежности являются: разбивка системы на подмножество модулей, соответствующих отдельным категориям потребителей и различающихся способом резервирования; применение метода декомпозиции структуры для преобразования схемы по надежности к последовательно-параллельному соединению; определение модели надежности обобщенного элемента.

4. Данную методику предлагается применять в случаях и краткосрочной и долгосрочной перспективе при проектировании системы электроснабжения, ее расширении.

Библиографический список

1. **Половко, А.М.** Основы теории надежности / А.М. Половко, С.В. Гуров. – 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: БХВ, 2006. – 704 с.

2. **Слышалов, В.К.** Основы расчета надежности систем электроснабжения: учеб. пособие / В.К. Слышалов, И.В. Тышкевич; ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново, 2007. – 80 с.
3. **Китушин, В.Г.** Надежность энергетических систем: учеб. пособие. Ч. 1. Теоретические основы / В.Г. Китушин. – Новосибирск: НГТУ, 2003. – 256 с.
4. **Ушаков, И.А.** Курс теории надежности систем: учеб. пособие для вузов / И.А. Ушаков. – М.: Дрофа, 2008. – 239 с.
5. **Гук, Ю.Б.** Теория и расчет надежности систем электроснабжения / Ю.Б. Гук. – М.: Энергия, 1970. – 176 с.
6. **Розанов, М.Н.** Управление надежностью электроэнергетических систем / М.Н. Розанов. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991. – 208 с.
7. **Поспелов, Г.Е.** Электрические системы и сети: учебник для вузов / Г.Е. Поспелов. – М.: Технопринт, 2004. – 720 с.
8. **Зорин, В.В.** Надежность систем электроснабжения / В.В. Зорин [и др.]. – Киев: Выш. шк., 1984.
9. **Зевеке, Г.В.** Основы теории цепей: учебник для вузов. Изд. 4-е, перераб. / Г.В. Зевеке [и др.]. – М.: Энергия, 1975.

УДК 621.313.323

О КОРРЕКТНОСТИ ВЫРАЖЕНИЙ ДЛЯ МОМЕНТА СОПРОТИВЛЕНИЯ МЕХАНИЗМА, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ВЫБОРЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

*О.Н. Калачева, А.В. Рассказчиков, кандидаты техн. наук,
С.Н. Литвинов, инж.*

При выборе электродвигателей (ЭД) к механизмам собственных нужд (СН) они должны проверяться по условиям пуска с использованием уравнения движения, которое предполагает знание моментных характеристик электродвигателя и механизма.

Для механизмов вентиляторной группы момент их сопротивления является функцией начального момента сопротивления, номинального момента и скольжения:

$$M_c = f(M_{c,нач}, M_{c,ном}, s).$$

В [1] при допущении, что частота сети f неизменна, выражение момента сопротивления в относительных единицах для вентиляторной группы механизмов имеет вид

$$m_{c*} = m_{c.нач*} + (1 - m_{c.нач*}) \cdot (1 - s)^2. \quad (1)$$

Базисная величина для (1) – $M_{с.ном}$. Следовательно, данное выражение справедливо, если мощности ЭД и приводимого механизма равны, но такое в практике не допускается. Мощность ЭД может значительно отличаться от мощности механизма.

Для расчета времени пуска t_n производится интегрирование уравнения движения графоаналитическим методом последовательных интервалов. Это предполагает построение кривых моментов сопротивления механизма и двигателя на одном графике, а значит, значения $m_{o*}(s)$ и $m_{c*}(s)$ должны быть приведены к одной базисной величине, за которую принимается $M_{д.ном}$. Таким образом, выражение (1) должно быть скорректировано.

И.А. Сыромятниковым предлагается использовать следующее выражение [1]:

$$m_{c*} = a \cdot (m_{c.нач*} + (1 - m_{c.нач*}) \cdot (1 - s)^2), \quad (2)$$

где $a = \frac{M_{с.ном}}{M_{д.ном}}$.

В то же время в применяемой в проектной практике методике ОРГРЭС [2] предлагается следующая формула для момента сопротивления механизма:

$$m_{c*} = m_{c.нач*} + (K_3 - m_{c.нач*}) \cdot (1 - s)^2, \quad (3)$$

где $m_{c.нач*}$ – начальный момент сопротивления, о.е.; s – скольжение; K_3 – коэффициент загрузки электродвигателя по активной мощности.

Умножение на a в формуле (2) и на K_3 в формуле (3) приводит обе кривые к $M_{д.ном}$, но в случае (3) оно не затрагивает начального момента, что неверно.

Ниже приводятся результаты расчета времени пуска и превышений температуры нагрева обмоток статора ЭД с использованием выражений (2) и (3) для конкретного примера.

Расчет проводился для осевого двухступенчатого дымососа пылеугольного блока 300 МВт типа ДОД-31,5 с диаметром рабочего колеса 31,5 дм и расчетной мощностью 1180,3 кВт. Для привода были намечены два ЭД разной мощности. В табл. 1, 2 приводятся каталожные параметры механизма и двигателей [3].

Таблица 1. Каталожные параметры дымососа ДОД-31,5

Тип дымососа	Подача, тыс. м ³ /ч	Полное давление, кПа	Частота вращения, об/мин	Момент инерции, кг·м ²	η , %
ДОД-31,5	825/850	3,2/4,35	500/600	5000	0,87

Таблица 2. Каталожные параметры приводных электродвигателей

Тип двигателя	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, кВ	$n_{ном}$, об/мин	K_n , о.е.	m_n , о.е.	$m_{макс}$, о.е.	J , кг·м ²
ДАЗО-1910-12/10	1600	6	596	5,3	0,85	2,5	2125
ДАЗО-1916-10У1	2500	6	597	5	0,8	2,25	3500

Были рассчитаны значения времени пуска t_n , с; превышение температуры обмотки статора в конце первого пуска ϑ_1 , °С и в конце двух последовательных пусков ϑ_{II} , °С. Полученные результаты сведены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты расчета

Использованное выражение для m_{c^*}	$P_{д.ном}$, кВт	t_n , с	ϑ_1 , °С	ϑ_{II} , °С
$m_{c^*} = a \cdot (m_{c.нач^*} + (1 - m_{c.нач^*}) \cdot (1 - s)^2)$, по [1]	1600	21,88	34,22	59
	2500	15,71	21,87	37,7
$m_{c^*} = m_{c.нач^*} + (K_3 - m_{c.нач^*}) \cdot (1 - s)^2$, по [2]	1600	22,8	35,66	61,5
	2500	17,03	23,7	40,87

Попарно сравнивая значения рассчитанных величин для одной мощности двигателя, видим, что при $P_{д.ном} = 1600$ кВт: $t_n = 21,88$ и 22,8 с; $\vartheta_1 = 34,22$ и 35,66 °С; $\vartheta_{II} = 59$ и 61,5 °С, т.е. разница в цифрах составляет не более 4 %.

При $P_{д.ном} = 2500$ кВт: $t_n = 15,71$ и 17,03 с; $\vartheta_1 = 21,87$ и 23,7 °С; $\vartheta_{II} = 37,7$ и 40,87 °С, т.е. разница в цифрах составляет не более 7,76 %.

Вывод

Использование неверного выражения (3) для момента сопротивления механизма приводит к ошибке расчета, которая тем больше, чем больше мощность ЭД по отношению к мощности механизма, и может достигать 7,76 %. Поэтому в проектной практике при выборе электродвигателей по условиям пуска следует применять выражение (2), приводимое И.А. Сыромятниковым в [1].

Библиографический список

1. Сыромятников, И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей / И.А. Сыромятников; под ред. Л.Г. Мамиконянца. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240 с.

2. **Методические** указания по испытаниям электродвигателей собственных нужд электростанций и расчетам режимов их работы при перерывах питания. Ч. 3. – М.: Союзтехэнерго, 1983. – 80 с.

3. **Методика** расчета режимов перерыва питания и самозапуска электродвигателей 3 – 10 кВ собственных нужд электростанций упрощенными методами. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993. – 139 с.

УДК 621.311

ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ПЛАВНОГО ПУСКА АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

А.В. Рассказчиков, канд. техн. наук

В собственных нуждах электрических станций в основном используются асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. Как правило, применяется прямой пуск таких двигателей. Пусковой ток превышает номинальное значение в 6 – 8 раз. Большое значение пускового тока приводит к ограничению допустимого числа пусков электродвигателей за срок эксплуатации из-за перегрева обмоток статора и ротора, а также из-за возникающих больших механических усилий в обмотках.

В собственных нуждах электростанций на напряжение 6 кВ применяются электродвигатели мощностью до 8 МВт. Мощность трансформаторов собственных нужд на отечественных электростанциях не превышает 63 МВ·А. Следовательно, в пусковом режиме потребляемая мощность одного крупного электродвигателя соизмерима или превышает мощность одной расщепленной обмотки силового трансформатора. На секции, к которой подключен пускаемый электродвигатель, имеются другие электродвигатели, а также трансформаторы 6/0,38 кВ. При пуске электродвигателя суммарная нагрузка может значительно превышать номинальное значение мощности одной обмотки расщепленного трансформатора.

Применяются два типа устройств для плавного пуска: устройство безударного пуска двигателя и устройство частотного пуска двигателя. В первом случае в пусковом режиме на двигатель подается пониженное напряжение. При этом величина пускового тока не превышает значения двукратного номинального тока. Во втором случае в пусковом режиме плавно повышают частоту питания двигателя. При этом величина пуско-

вого тока не превышает номинального значения тока. Предпочтительнее применение частотного пуска электродвигателя тех механизмов, для которых необходимо регулировать скорость вращения, так как он позволяет повысить экономичность работы агрегата.

Анализ собственных нужд выявил наиболее чувствительных к понижению напряжению потребителей. При понижении напряжения на шинах 6 кВ до $0,8U_{ном}$ происходит погашение люминесцентных ламп в производственных цехах, что затрудняет оперативное обслуживание. В соответствии нормами технологического проектирования тепловых и атомных электростанций, асинхронные электродвигатели должны пускаться при понижении напряжения на шинах 6 кВ также до $0,8U_{ном}$. В соответствии с ГОСТ Р 51137-98 [1], электроприводы должны сохранять работоспособность при кратковременном (до 60 с) снижении напряжения до 80 % номинального значения. Таким образом, предлагается в качестве одного из критериев необходимости применения устройств для плавного пуска электродвигателей использовать снижение напряжения на шинах собственных нужд электростанций ниже 80 % от номинальной величины в пусковом режиме.

В таблице приведены результаты расчетов напряжения на шинах 6 кВ собственных нужд электростанции при разных мощностях силовых трансформаторов и электродвигателей. Рассматриваются прямой пуск электродвигателей, с использованием устройства без ударного пуска (УБПД) и преобразователя частоты (ПЧ). При учете загрузки секций напряжение на секциях будет меньше приведенных в таблице.

Результаты расчетов напряжения на шинах 6 кВ собственных нужд электростанции

Мощность трансформатора, МВА	Мощность электродвигателя, МВт	Прямой пуск, U , о.е.	УБПД, U , о.е.	ПЧ, U , о.е.
63	8	0,83	0,93	0,97
40	8	0,76	0,91	0,94
40	6,3	0,81	0,92	0,95
40	5	0,84	0,93	0,96
32	8		0,88	0,93
32	6,3	0,77	0,9	0,95
32	5	0,81	0,92	0,96
25	8		0,87	0,93
25	6,3	0,76	0,9	0,94
25	5	0,8	0,91	0,95
16	8		0,84	0,91
16	6,3		0,87	0,93
16	5	0,76	0,9	0,94
16	4	0,8	0,91	0,95
16	3,15	0,84	0,93	0,96

Произведенные расчеты позволяют оценить необходимость обязательного применения устройств для плавного пуска электродвигателей в системе собственных нужд электростанций при различных сочетаниях мощностей силовых трансформаторов и электродвигателей, подключенных к секции.

Библиографический список

1. ГОСТ Р51137-98. Электроприводы регулируемые асинхронные для объектов энергетики. Общие технические условия.

УДК 621.311.019

УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ В УСЛОВИЯХ РЫНКА

Б.В. Панков, д-р техн. наук

Известно, что каждый из субъектов рынка электроэнергии имеет собственные интересы, которые и стремится реализовать в первую очередь. Исследование этого процесса позволяет обосновать возможные риски субъектов рынка электроэнергии [1], а регулирование его – конфликты, которые приобретают общественный, а следовательно, и политический характер. Для разрешения этих противоречий необходимо использование различных механизмов регулирования: от прямого административного воздействия до «мягкого» экономического стимулирования. Если проанализировать комплекс программ, реализуемых за рубежом, то можно отметить, что главным условием в них выставляется принцип взаимной заинтересованности энергокомпаний и потребителей электроэнергии или расширение области пересечения взаимных интересов.

На рис. 1 приведен пример совместимости некоторых целей энергопоставляющей организации (ЭСО) и потребителей при решении задач управления нагрузкой. Здесь явно выявляется достаточно большая область взаимных интересов, которые и определяют результирующую эффективность функционирования энергетической отрасли. При этом интересы ЭСО определяются величиной прибыли от повышения эффективности использования основного оборудования \mathcal{E}_o и снижения затрат на топ-

ливо \mathcal{E}_m , а интересы потребителя – эффектом сокращения расходов по электропотреблению:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{ЭСО}} + \mathcal{E}_{\text{П}}; \quad \mathcal{E}_{\text{ЭСО}} = \mathcal{E}_o + \mathcal{E}_m; \quad \mathcal{E}_{\text{П}} = \Delta Ntc - Y,$$

где \mathcal{E} – эффективность мероприятий по управлению нагрузкой потребителей; $\mathcal{E}_{\text{ЭСО}}$ – эффект ЭСО; $\mathcal{E}_{\text{П}}$ – эффект потребителя; ΔN – снижение мощности потребителя за счет преднамеренного управления нагрузкой; c – тариф на электроэнергию; t – длительность изменения режима электропотребления; Y – экономический ущерб потребителя, связанный с изменениями режима его нормальной работы.

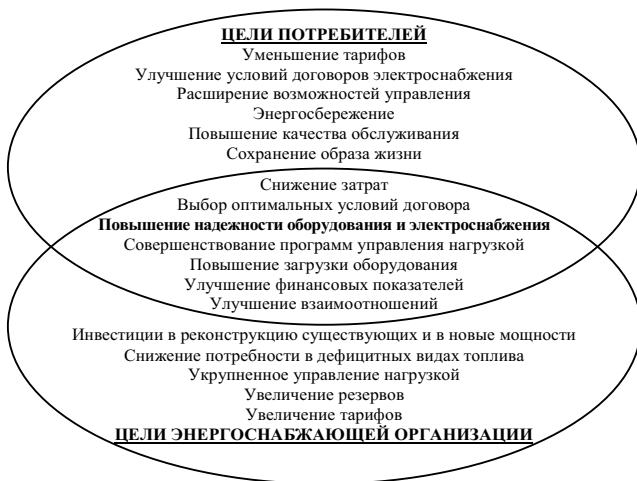


Рис. 1. Иллюстрация совместимости целей при решении задач управления электропотреблением

В рыночных условиях существенный интерес представляет иллюстрация практически не пересекающихся интересов покупателей и поставщиков электрической энергии (рис. 2).

Совместимость экономических интересов энергокомпании и пользователей электрической энергии иллюстрируются схемой, приведенной на рис. 3.

Таким образом, становится очевидным, что учет и согласование интересов участников энергетического рынка возможны при развитии следующих направлений:

- рыночной конкуренции;

- взаимодействия энергокомпаний с потребителями в области формирования взаимоприемлемых тарифов и инвестиционной деятельности;
- государственного регулирования в части установления четких и долговременных законов и нормативов, прозрачности информации, «справедливых» тарифов.

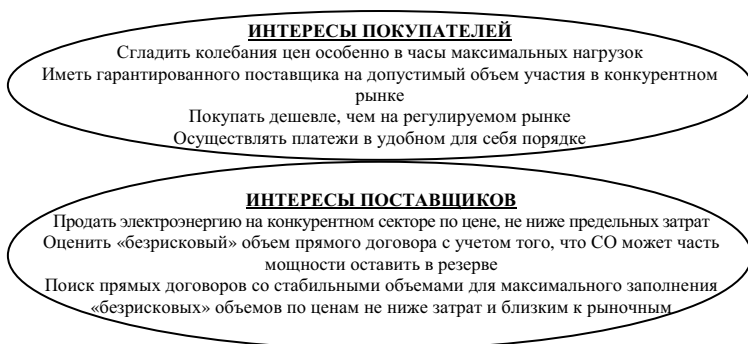


Рис. 2. Интересы покупателей и поставщиков электрической энергии в условиях рынка

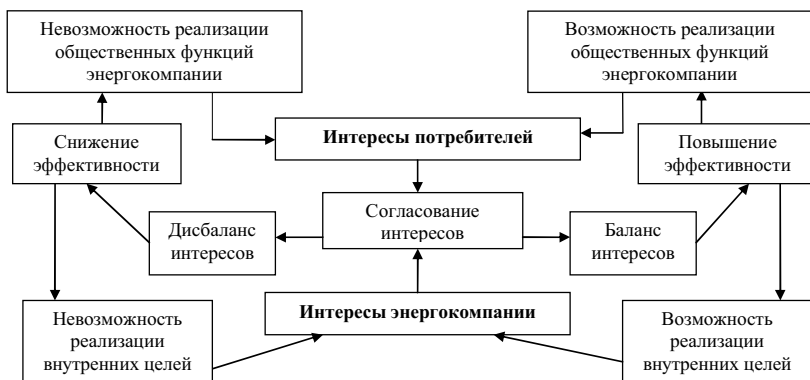


Рис. 3. Схема совместимости интересов энергокомпаний и потребителей

Экономический эффект решений по управлению нагрузкой потребителей распределяется между ЭСО и потребителем так, чтобы было выгодно обеим сторонам [2]. Причем, у потребителя не только должны компенсироваться все потери от вынужденного изменения режима работы электроприемников V , но и сокращаться общие расходы на энергоиспользование. При этом возникает экономическая заинтересованность оперативного персонала,

принимающего участие в организации и проведении необходимых работ. Поэтому только при этих условиях можно надеяться на широкую реализацию решений по регулированию режимов электропотребления.

Одна из основных проблем управления электропотреблением связана с большим разнообразием его методов. В этой связи необходим анализ и обобщение накопленного опыта прогнозирования спроса и управления им в разных отраслях промышленности, сельского хозяйства, транспорта и коммунально-бытового обслуживания в условиях вероятных отклонений величин генерируемой, передаваемой и потребляемой мощности и энергии от договорных условий. Для этого требуется разработка и совершенствование специальных методик (руководящих указаний), позволяющих оценить имеющиеся варианты и характеристики управления режимами электропотребления потребителей всех видов и категорий [2, 7].

Пример обобщенной классификации способов управления электропотреблением при отклонениях режима электроснабжения потребителя от договорных условий (или в соответствии с ними) представлен в виде перечня конкретных программ в табл. 1.

Принятие решения о выборе варианта управления спросом основывается на ранжировании в порядке возрастания (убывания) экономической эффективности [2]. При этом должна учитываться и возможность перехода конкретного потребителя на более высокий или низкий по сравнению с запланированным (расчетным) уровень использования регулировочных мероприятий, которым определяется соответствующий уровень надежности электроснабжения. При решении задач управления электропотреблением отдельно стоит вопрос отключения и ограничения потребителей электроэнергии.

В соответствии со ст. 546 ГК РФ (в редакции ФЗ от 26.03.2003 № 37-ФЗ), перерыв в подаче, прекращение или ограничение подачи энергии со стороны ЭСО допускается по соглашению сторон, кроме следующих ситуаций:

1. Органом надзора зафиксировано неудовлетворительное состояние энергетических установок абонента, что угрожает аварией или создает угрозу жизни и безопасности граждан (ЭСО должна предупредить абонента о перерыве в подаче, прекращении или ограничении подачи энергии).

2. В случае нарушения абонентом обязательств по оплате электроэнергии (прекращение или ограничение производится без согласования с абонентом).

Для льготных категорий потребителей действует особый порядок. Для бюджетных организаций, обеспечивающих безопасность государства, установлены особые условия для включения в договор энергоснабжения.

3. В случае необходимости принятия неотложных мер по предотвращению или ликвидации аварии в системе энергоснабжения (перерыв в подаче, прекращение или ограничение подачи энергии производится без согласования с абонентом и без его предупреждения при условии немедленного уведомления на основании соответствующих документов). В договоре между ЭСО и потребителем должен быть определен порядок ввода таких отключений и (или) ограничений с учетом объема аварийной и технологической брони потребителя, их глубины и длительности. В договоре на услуги по передаче электроэнергии между территориальной сетевой организацией (ТСО) и ЭСО должен быть определен регламент действий ТСО по предотвращению аварий и ликвидации их угроз. Подключение нагрузок потребителя под действие устройств противоаварийной автоматики должно быть произведено в соответствии с утвержденными правилами с учетом минимальных технико-экономических последствий для производственного процесса потребителя.

Таблица 1. Пример обобщенной классификации способов управления электропотреблением при отклонениях режима электроснабжения потребителя от договорных условий

Оборудование конечного потребления	Кондиционеры Водонагреватели Насосы Системы отопления	Программируемое управление Дистанционное или местное циклическое регулирование Дистанционное управление включением и отключением, циклическим режимом работы Регулирование производительности Таймеры Аккумуляирование тепла (холода) Утилизация тепла Альтернативные источники энергии
	Групповые нагрузки	Автоматизированная система управления электропотреблением Сигнализация предупреждения о пиковой нагрузке Ограничители нагрузки Блокировки включения Таймеры
Управление оборудованием энергосистем	Оперативное управление присоединениями Понижение напряжения Регулирование коэффициента мощности Повышение технико-экономической эффективности основного оборудования	
Использование альтернативных источников энергии	Ветровые электростанции Тепловые гелиостанции Солнечные батареи Малые ГЭС, ТЭС	

Введение дифференцированных тарифов для потребителей	Тарифы, зависящие от времени Тарифы для потребителей, допускающих перерывы электроснабжения Тарифы для потребителей, регулирующих нагрузку в соответствии с контрактом на поставку электроэнергии Тарифы, зависящие от максимума нагрузки Поощрительные выплаты Специальные тарифы
Привлечение потребителей к программам управления спросом	Участие в программах управления спросом Тарифное меню Поощрительные тарифы Обучение потребителя

Возможные условия, обеспечивающие питание минимальной нагрузки потребителей после аварийных отключений приведены в табл. 2 (на примере энергосистем Англии и Уэльса).

Таблица 2. Возможные условия, обеспечивающие питание минимальной нагрузки потребителей после аварийных отключений

Величина нагрузки, МВт	Минимальная нагрузка, которая должна быть обеспечена	
	после аварийного или планового отключения одной цепи	после аварийного отключения второй цепи при аварийном или плановом ремонте первой
До 1,0	Вся нагрузка – на время ремонта	0
1,0 – 12	а) вся нагрузка минус 1 МВт – в течение 3 ч; б) вся нагрузка – на время ремонта	0
12 – 60	а) снижение суммарной нагрузки на 12 МВт – в течение 15 мин; б) вся нагрузка – в течение 3 ч	0
60 – 300	а) снижение суммарной нагрузки на 20 МВт с автоматическим отключением – кратко временно; б) вся нагрузка – в течение 3 ч	а) для суммарной нагрузки более 100 МВт в течение 3 ч меньшая из двух величин: 1) нагрузка минус 100 МВт; 2) одна треть суммарной нагрузки; б) вся нагрузка – на время ремонта
300 – 1500	Вся нагрузка – кратко временно	а) все потребители в размере двух третей суммарной нагрузки – кратко временно; б) вся нагрузка – на время ремонта
Более 1500	Нормативы устанавливаются другими стандартами	

Таким образом, вопросы оптимального взаимодействия ТСО, ЭСО и потребителя определяют порядок работы энергокомпаний при возникновении аварийных ситуаций в ЭЭС. Поэтому необходим законодательно утвержденный порядок по ограничениям и отключениям потребителей (в том числе, бытовых) на розничном рынке электроэнергии с разработкой типовых договоров, учитывающих аварийные ситуации в работе систем электроснабжения.

Следует отметить, что успех управления электропотреблением, в первую очередь, сопутствует тем инновациям, характеристики которых в большей степени соответствуют взаимным интересам производителей, потребителей и общества в целом. На рис. 4 схематически показаны множества возможных инноваций, соответствующих в разной степени интересам трех из перечисленных выше субъектов.



Рис. 4. Схема взаимодействия интересов субъектов инновационного процесса

Инновации области 1 соответствуют интересам всех перечисленных субъектов, вероятность их восприятия рынком достаточно высока. Инновации областей 2, 3, 4 соответствуют интересам только двух из трех представленных субъектов. Они будут восприниматься только в том случае, если учтены интересы оставшегося субъекта. Другими словами, для этого субъекта необходимо дополнительное стимулирование. Инновации областей 5, 6, 7 практически не имеют шансов на успех, поскольку учитывают интересы только одного субъекта и не соответствуют интересам других.

Поскольку этот процесс протекает во времени, соотношение областей взаимодействия может изменяться, что следует учитывать при прогнозировании и принятии решений по управлению электропотреблением.

При управлении электропотреблением крупных промышленных объектов необходимо учитывать ряд позитивных эффектов (табл. 3), которые возникают в генерирующих компаниях, энергоснабжающих организациях, у потребителей и в обществе. Для их достижения необходимо сотрудничество между всеми основными звеньями процесса генерации, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

В условиях рыночных отношений в экономике вообще и в энергетике в частности приобретает самостоятельное теоретическое и прикладное значение проблема оценки и учета всех видов рисков – одного из важнейших элементов хозяйственной деятельности. Она является составной частью теории и практики управления.

Таблица 3. **Позитивные эффекты, возникающие в генерирующих компаниях, энерго-снабжающих организациях, у потребителей и в обществе**

Энергоисточники (генерирующие компании)	Повышение КПД электростанций, их экономичности и рентабельности Уменьшение износа основных фондов Уменьшение потребности в новой генерирующей мощности Уменьшение эксплуатационных издержек
Энергоснабжающие предприятия	Повышение пропускной способности ЛЭП Уменьшение технических и коммерческих потерь Уменьшение затрат на закупку электроэнергии на оптовом рынке Повышение надежности электроснабжения потребителей
Потребители электроэнергии	Рациональное использование электроэнергии Эффективная реализация энергосберегающих мероприятий Повышение качества выпускаемой продукции
Общество	Уменьшение риска аварийных ситуаций Улучшение состояния природной среды Уменьшение непроизводительных общественных расходов Уменьшение социально-политической напряженности

Степень риска значительно возросла, и оценка ее – актуальная задача при обеспечении энергетической и экономической безопасности как отдельного объекта производственной и (или) энергетической системы, так и государства в целом. Кроме того, остро стоит вопрос предотвращения возможного экологического кризиса.

Результаты большинства теоретических исследований, связанных с принятием решений в условиях риска, и практическая реализация их в конкретных методиках относятся в основном к задачам инвестиций, страхования, оценки экономической или экологической безопасности хозяйствующих субъектов. В силу особенностей отрасли электроэнергетики, они не могут быть использованы напрямую. Прежде всего, это связано:

- с безопасностью жизнедеятельности населения и определяющей ролью энергетики в экономике;
- особенностями электроэнергетической продукции как товара;
- технологическими особенностями функционирования отрасли;
- особенностями управления энергетическими объектами;
- отсутствием полной информации о технологических, экономических и финансовых режимах работы субъектов рыночных отношений;
- наличием противоборствующих (конкурентных) тенденций;
- неопределенностью будущих условий работы;
- возможными ошибочными решениями, принимаемыми на разных уровнях технического, экономического и организационного управления как конкретными производственными системами, так и субъектами электроэнергетического рынка в целом.

В настоящее время электроэнергетика претерпевает серьезное реформирование, отрасль переходит на рыночные отношения, рынок либерализуется, создаются условия для конкуренции. Преобразования проводятся в сжатые сроки, что увеличивает динамичность происходящих процессов. В быстро меняющейся обстановке на первый план выходят вопросы устойчивости, адаптации к новым условиям и обеспечения перспективной надежности и безопасности систем энергетики и техносферы. В менеджменте это проявляется в повышении роли управления рисками. В область интересов менеджмента электроэнергетических компаний попадают следующие составляющие рискованного профиля:

- неопределенность условий деятельности энергетических компаний всех типов в условиях либерализации отрасли;
- масштабные реорганизации и перемещения активов, увеличивающие корпоративные риски;
- нестабильность регулирования большого количества параметров;
- частые и существенные изменения «правил игры» на рынках электрической энергии;
- увеличение ценовых рисков при переходе от стабильных тарифов к рыночному механизму ценообразования;
- существенное снижение качества ремонтов основного генерирующего и особенно сетевого электрооборудования;
- исчезновение административного ресурса, позволяющего контролировать взаимоотношения генерирующих и сбытовых компаний, квалифицированных и розничных потребителей, что увеличивает кредитные риски, связанные с оплатой электроэнергии и услуг;
- неоднозначное восприятие преобразований потребителями, региональными властями и другими субъектами рынка.

Поскольку не только в отечественных, но и в зарубежных исследованиях недостаточно полно формализована задача, позволяющая корректно исчислять обобщенный показатель риска, отметим, что в теоретическом плане риск $C = (s, y)$ некоторого действия субъекта рыночных отношений есть функция от состояния среды s , представленного m -мерной случайной величиной $s \equiv (s_1, s_2, \dots, s_m)$, и решения y , представленного r -мерной величиной $y \equiv (y_1, y_2, \dots, y_r)$. При более строгом подходе, для произвольного момента времени состояние субъектов рынка определяется еще и множеством их внутренних состояний, но зависят они, по всей вероятности, также от состояния среды. Поэтому предполагаем, что при функциональной зависимости состояния субъек-

та рынка от состояния среды возможно использование двумерного распределения случайных величин.

Решение y принимается на основе информации x , представленной n -мерной случайной величиной $x \equiv (x_1, x_2, \dots, x_n)$, которая связана с состоянием среды s через совместное распределение $f(s, x)$. Функция риска C совместно с распределением $f(s, x)$ представляет действие каждого субъекта рынка для любой комбинации состояния среды s и решения y . Таким образом, практическая задача сводится к минимизации ожидаемого риска $C = (s, y) \rightarrow \min$ путем оптимального выбора решающей функции $y(x)$.

В силу сложности как внешних связей энергетики с другими отраслями, так и внутренних (между субъектами рыночных отношений) вряд ли возможно корректно и быстро оценить, какая из конкретных причин привела к росту риска. Конкретизация должна начинаться с информации о заинтересованных субъектах рынка электроэнергии, оказывающих наибольшее влияние друг на друга и на нормальное функционирование отрасли в целом. Таким образом определяется матрица $\|C_{ii} = \varphi(\Pi_i)\|$ – поле рисков субъекта рынка электроэнергии, где C_{ii} – величина риска, зависящая от фактора риска Π_i , определяющегося на основании данных x в момент времени t .

Таким образом, становится возможным анализ номенклатуры и величин рисков с учетом динамики изменения исходной информации. Вместе с тем в условиях поставленных задач для больших систем энергетики приходится учитывать так называемую аксиому неповторяемости – любое поле рисков изменяется во времени, не повторяясь даже для близких ситуаций и аналогичных структур систем независимо от их идентичности.

Масштабность решаемых задач, сжатые сроки проведения преобразований в электроэнергетике и недостаточная нормативно-правовая база объективно повышают вероятность сбоев в работе ЭЭС. В процессе реформирования, раздела имущества, создания новых рыночных структур возможны негативные процессы, связанные с разделением балансовой принадлежности оборудования, зон его обслуживания, перераспределения персонала, а также вопросов управления и ведения. Отнесение отдельных подсистем оперативно-технологического управления или их элементов к разным владельцам может нарушить целостность существующей системы управления, понизить надежность и оперативность функционирования автоматизированных и автоматических систем управления. При этом возможны попытки создания параллельных структур управления в новых создаваемых компаниях, что неизбежно приведет к усложнению взаимодействия оперативного персонала в процессе

управления, несогласованности его действий с возможностью потери управляемости, нарушения устойчивости и другим тяжелым технико-экономическим последствиям. Все это может сопровождаться потерей управляемости объектов электроэнергетики, нарушением технологических условий параллельной работы агрегатов в составе объединенной системы и другими тяжелыми последствиями вследствие возникновения рисков на региональном уровне:

- несоответствия организационной структуры оперативно-технологического управления регионального уровня выполняемым задачам и функциям;

- трудностей формирования единой технической политики энергокомпаний по реализации задач оперативно-технологического управления;

- потери эксплуатационного контроля и оперативно-технологического взаимодействия между всеми участниками оперативно-технологического управления из-за недостаточности нормативно-правовой базы и договорной базы;

- несоответствия процесса управления коммерческим и технологическим правилам оптового и розничного рынков электроэнергии;

- потери контроля за размещением, объемами, настройкой и состоянием автоматических средств управления (РЗА, ПА, АЧР);

- потери наблюдаемости в районе управления и нарушения информационной инфраструктуры оперативно-технологического управления (из-за утраты каналов связи с объектами управления, отсутствия или недостаточного поступления оперативной и отчетной информации со стороны объектов управления);

- несогласованности действий между региональным технологическим управлением, системным оператором, администратором торговой системы и другими субъектами рынка, что может привести к невозможности запуска или отмене торгов на конкурентном рынке электроэнергии;

- неопределенности источников финансирования основного оборудования и системы оперативно-технологического управления;

- потери квалифицированного персонала.

Малый практический опыт реализации электроэнергетической продукции на конкурентном рынке и неподготовленность рыночной среды обуславливают необходимость длительного переходного периода, в течение которого должно происходить совершенствование рыночных механизмов, хозяйственных взаимоотношений и взаиморасчетов его участников, системы государственного антимонопольного регулирования.

Недостаточное развитие механизмов регулирования рынка предопределяет обязательное наличие системы государственного антимонопольного регулирования деятельности энергетических компаний, осуществляющих поставку электроэнергии на рынок либо транспортировку ее по собственным или арендуемым электрическим сетям. Основной целью такого регулирования являются защита экономических интересов потребителей (покупателей) электроэнергии, регламентирование направлений производственной деятельности энергетических компаний, контроль результатов их финансовой деятельности. Вмешательство государства в собственно экономическую сферу оправдано и необходимо в той степени, в которой это требуется для создания и поддержания условий функционирования жизненно важных структур, самостоятельная выживаемость которых в условиях рынка становится проблематичной. Поэтому система государственного регулирования должна постоянно корректироваться, и ни о какой завершенности периода реструктуризации не может быть и речи.

Следует отметить, что международный опыт проведения реформ в электроэнергетике показывает, что странам Запада понадобились десятки лет (конкуренция между некоторыми американскими фирмами продолжается уже более века) и огромные затраты для того, чтобы только приблизиться к определившейся за эти годы модели рынка. Темпы либерализации в различных европейских странах имеют существенные различия. Так, если в Великобритании, Финляндии, Швеции и Германии электроэнергетические рынки открыты практически на 100 %, то во Франции, Португалии, Австрии, Италии их открытость не достигает и 30 %.

Поскольку в рыночной среде текущие цели, как правило, превалируют над долгосрочными, результаты, полученные в разных странах при реализации краткосрочных целей, весьма спорны. Последствия реализации долгосрочных целей еще более неоднозначны и часто отрицательны, поскольку в долгосрочной перспективе свободный рынок нестабилен и ведет к большим колебаниям цен [3, 6, 7]. Это связано с главенствующей ролью сложной и не поддающейся быстрым преобразованиям электроэнергетической отрасли в обеспечении безопасности государства, а также спецификой технологии производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии. Противоречий в соблюдении технологических законов функционирования больших технических систем быть не должно. Поэтому необходимы строгий научный анализ существа вопроса, изучение теоретических возможностей и практических методов перехода к рыночным механизмам регулирования электроэнергетики, сопровождающиеся вполне обоснованными затратами.

Заключение

Современный этап развития электроэнергетики России характеризуется наличием нерешенных проблем формирования рыночно ориентированной структуры отрасли и схемы управления ею, методического, нормативного и правового обеспечения функционирования рыночного пространства, организации финансовой деятельности, повышения инвестиционной привлекательности отрасли, государственного регулирования и контроля, обеспечения надежности энергоснабжения потребителей и качества энергетической продукции.

Правовая основа должна стать главной движущей силой реализации экономической политики государства. Естественно, что для решения накопившихся проблем необходимо, в первую очередь, осуществление технического перевооружения больших технических систем за счет специальной государственной ценовой, кредитной и бюджетной политики, реализующей «мягкую» реструктуризацию отрасли, а затем совершенствование организационной, нормативной и правовой базы на основе разработки новых подходов к тарифному регулированию и управлению спросом.

В условиях кризиса, который сейчас затрагивает не только жизненно важную электроэнергетическую отрасль, система выходит из рамок устойчивого функционирования и разрушает благосостояние той группы высшего менеджмента, которая умеет только грамотно исполнять простейшие операции по наращиванию капитала, контролировать узаконенный документооборот или прогнозировать развитие элементарной математической интерполяции. Это знак того, что звено познания не смогло своевременно отреагировать на приход кризиса и перевести его в управляемую форму. Это время, когда система дает сигнал, что запасы прочности, надежности, долговечности практически исчерпаны и необходимо создание более сложной системы или упрощение уже имеющейся. Поскольку последнее практически невозможно, для ликвидации фактически глобальных последствий требуются фундаментальные знания в области технических и экономических наук, которые не приходят мгновенно, а, как и в любой инерционной системе, формируются на основе длительного процесса обучения.

Организация качественного и ответственного управления рисками во всех субъектах электроэнергетики играет ключевую роль в обеспечении надежности и безопасности энергетической системы страны. Такая оценка определяет требуемый уровень надежности с учетом риска получения расчетных последствий внезапных нарушений электроснабжения и создает предпосылки для принятия решений по структуре и параметрам схемы электроснабжения.

Принятие и (или) обоснование количественных значений показателей надежности, безопасности и риска производится исходя либо из того, «что нужно» для выполнения заданных функций объекта, либо из того, «что можно» сделать при существующем уровне техники и имеющихся ограничениях.

Необходимы глубокие и всесторонние исследования по выработке предложений, связанных с техникой принятия решений в условиях сложнейших оперативных ситуаций, среднесрочного и стратегического прогнозирования.

Библиографический список

1. Папкива, М.Д. Риски субъектов электроэнергетического рынка / М.Д. Папкива, Б.В. Папков; Нижегород. гос. архит.-строит. ун-т. – Нижний Новгород: ННГАСУ, 2007. – 65 с.
2. Папков, Б.В. Надежность и эффективность электроснабжения / Б.В. Папков; Нижегород. гос. архит.-строит. ун-т. – Нижний Новгород, 1996. – 212 с.
3. Воропай, Н.И. Инвестиции и развитие электроэнергетики в рыночной среде / Н.И. Воропай // ТЭК. – 2002. – № 3. – С. 63 – 65.
4. Федеральный Закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ.
5. Федеральный Закон «О естественных монополиях» от 21.08.1995 г. № 147-ФЗ (ред. 10.01.2003 г.).
6. Бутыркин, А.Я. Естественные монополии: теория и проблемы регулирования / А.Я. Бутыркин. – М.: Новый век, 2003. – 152 с.
7. Папков, Б.В. Энергоэнергетический рынок и тарифы / Б.В. Папков; Нижегород. гос. архит.-строит. ун-т. – Нижний Новгород, 2002. – 252 с.

УДК 621.311.01:517.9 + 530.182.2

ВОПРОСЫ ДИАГНОСТИКИ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕОРИИ ХАОСА

В.П. Гречин, М.В. Шарыгин, кандидаты техн. наук

Введение. Исследование живой и неживой материи во времени и пространстве базируется на использовании нелинейных систем, содержащих детерминированный хаос [1, 2]. Хаос моделируется нелинейными дифференциальными уравнениями, имеющими бесконечный массив решений, и поэтому их невозможно решить классическим способом.

Термин *хаос* (chaos) означает состояние беспорядка и нерегулярности и ассоциируется со структурами, вложенными в подобные структу-

ры [2]. Изучение поведения сложных нелинейных динамических систем, выходящих за рамки известных законов и принадлежащих различным объектам, можно проводить, используя методы теории хаоса (ТХ) и катастроф.

Детерминированный хаос появляется в диссипативных системах (объем фазового пространства сокращается с течением времени) при изменении внешнего управляющего параметра. При этом создаются особые области фазового пространства, называемые аттракторами, являющиеся геометрическими образами детерминированных непериодических процессов в трехмерном пространстве [3].

Обозначим кратко известные хаотические системы:

– естественные системы, образованные в результате эволюционных процессов на Земле и в космосе: неживая природа (облака, горы, моря, пустыни), природные явления (солнечная активность, землетрясения, погода), живая природа (человек, флора, фауна), системы жизнеобеспечения организма (кровообращение, лимфатическая, нервная, пищеварительная, дыхательная), эпидемии, броуновское движение, движение космических объектов и т.д.;

– искусственные системы, созданные для функционирования и развития цивилизации: большая энергетика, жилищно-производственные комплексы, населенные пункты, а также системы экономические, вооружения, политические, социальные, религиозные и т.п.

Хаотическое поведение траекторий динамических систем является отправной точкой оценки их технического состояния (ТС). Нелинейные колебания, возникающие при функционировании различных объектов, можно исследовать с помощью ТХ, геометрически моделируя состояние динамических систем и возможной перспективы развития неисправностей [2].

Техногенная катастрофа [4, 5] рассматривается как состояние хаоса, при котором система теряет контроль и управление основными режимными параметрами. Поведение такой системы трудно спрогнозировать на длительный период времени, так как большое значение имеют начальные величины параметров. По графическому изображению нелинейных волн и соответствующим им хаосграммам можно выявить наличие определенной тенденции развития катастрофических событий.

Ниже рассмотрена возможность использования ТХ для диагностики энергетического оборудования (ЭО).

Характеристика хаотических систем. Система энергетики является сложной, динамической, достаточно управляемой системой, состоящей из взаимосвязанных и взаимозависимых подсистем и объектов, функционирование которых можно с достаточной точностью описать нелинейными дифференциальными уравнениями [2, 6, 15].

В целях получения решения этих уравнений и осуществления анализа результатов приходится, в большинстве случаев, производить упрощения, принимать различные допущения и т.д., что иногда достаточно сильно влияет на точность результатов. Ряд нелинейных процессов, возникающих в ЭО, невозможно описать аналитическими моделями. Их можно идентифицировать только при регистрации параметров путем контактного или бесконтактного снятия сигналов с работающего ЭО.

В естественных и искусственных системах достаточно часто происходят разнообразные нелинейные процессы, которые могут развиваться в катастрофы: землетрясения, цунами, солнечные вспышки, падение крупного метеорита, крупные аварии на энергообъектах, финансовые крахи.

Для каждого вида катастрофы, согласно теории синергетики [6 – 9], могут быть созданы временные математические модели, состоящие из набора локально взаимодействующих компонентов, каждый из которых описывается вероятностными динамическими системами: предшествующей, в момент и после наступления события. По первой из них, появление какого-либо квазидинамического процесса (предвестника катастрофы, аварии) можно, с расчетной долей вероятности, предвидеть. Для этого необходимо проводить постоянный мониторинг исследуемых объектов и систем специальными приборами, учитывать мельчайшие изменения технического состояния ЭО с демпфированием шумовых параметров окружающей природной среды, создавая при этом фазовые портреты данных объектов.

Полученные мониторинговые фазовые портреты необходимо сравнить с первоначальными (принятыми за эталонные) хаотическими портретами, соответствующими нормальной работе (при первичном пуске в эксплуатацию или после ремонта), и выявить отличия, характерные для данного ТС. Одним из признаков наличия хаоса является образование широкополосного спектра частот субгармонических колебаний в области пространства выделенных параметров.

Одним из основных визуальных понятий ТХ является понятие *фрактала*, которое можно описать следующим образом: фрактал – это фрагментированная геометрическая форма объекта, разделенная на части, которые являются самоподобными копиями целого объекта [10]. Существует много физических и математических структур, являющихся фракталами, например: множество Мандельброта, аттракторы Лоренца, Ресслера и др. [10, 11]. Ниже приведен классический аттрактор Ресслера: математическое описание (1) и его изображение (рис. 1), называемое спиральным хаосом.

$$\left. \begin{aligned} px &= -y - z, \\ py &= x + ay, \\ pz &= bx - cz + xz, \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где $p = d/dt$ – производная по времени; x, y, z – переменные, зависящие от времени (t); a, b, c – положительные постоянные коэффициенты.

На рис. 1 приведен образ хаотического аттрактора, полученный численным интегрированием (1) при значениях: $a = 0,32$; $b = 0,3$; $c = 4,5$.

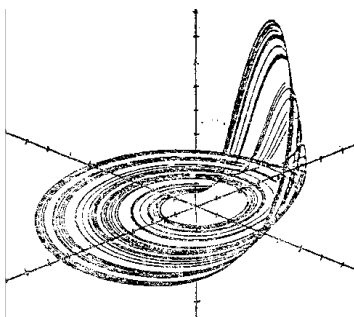


Рис. 1. Аттрактор Ресслера

Используя теорию хаоса, можно изучать совершенно разные явления. Например, выявлено, что системы человеческого организма (кровеносная, лимфатическая, нервная) работают в хаотическом или близком к нему режиме. Существование хаоса показывает на здоровье, а упорядоченная работа исследуемого органа – на существование какой-либо болезни.

Для сравнения ниже представлены геометрические изображения основных элементарных волн (ЭВ) – хаосграммы и статистика для двух типов показателей здоровья исследуемых пациентов: здорового человека (рис. 2) и пациента с нарушением ритма сердца (рис. 3).

Диагностика состояния здоровья человека, реализованная на основе анализа хаотических колебаний кардиоритма, представлена в виде образов нелинейных процессов, моделирующих кардиоритмы пациентов, имеющих различное состояние здоровья (рис. 2, 3).

На рис. 2, а и 3, а хаосграммы состоят из ЭВ. Статистика ЭВ показана на гистограммах (б). Снятие нелинейных характеристик производилось за период 5 мин. С использованием преобразования Фурье

проводилось сжатие графика колебаний параметра до заданного временного периода*.

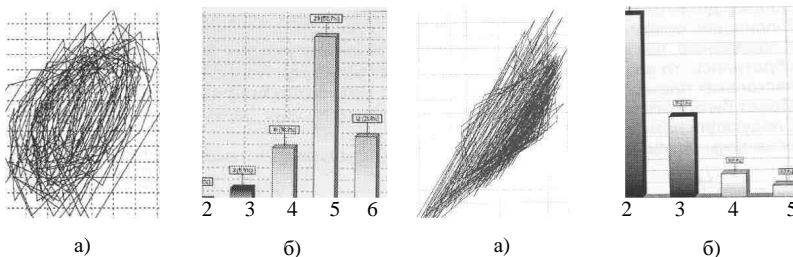


Рис 2. Здоровый пациент: а – хаосграмма; б – статистика ЭВ

Рис 3. Больной пациент: а – хаосграмма; б – статистика ЭВ

Кучность большинства ЭВ хаосграммы показывает на нормальное состояние пациента. Полученные графики показывают, что хаосграмма развивается в рамках определенной структуры. На хаосграмме больного пациента (рис. 3, а) отчетливо видно вырождение ЭВ из сложной хаотической геометрии в простейшую – линии или треугольники.

Анализ полученных результатов (рис. 2, 3) позволяет сделать следующие выводы. Используя нелинейные хаотические колебания ритма сердца, можно оценивать протекающие в организме сложные информационно-энергетические процессы. Использование ТХ предоставляет возможность применить новые методы анализа работы органов человека по их электрическим характеристикам (кардио-, энцефало-, томограммам).

По аналогии с исследованием живых организмов можно провести оценку ТС индустриальных, в том числе энергетических, систем и оборудования. Технические системы характеризуются в основном вибро-, термо- и аудиосигналами. Сигналы параметров, характеризующих исследуемый нелинейный процесс, необходимо сжать, отфильтровать, используя преобразования Фурье или вейвлет-преобразования [12], являющиеся эффективными методами аппроксимации широкополосных колебательных процессов.

Полученные после цифровой обработки сигналы преобразуют в цифровой ряд данных, который используют для построения геометрических образов – хаосграмм и подсчета количества ЭВ.

Для эффективной диагностики ЭО целесообразно использовать совокупность методов неразрушающего контроля, являющихся основным направлением мониторинга ТС для осуществления перехода к ремонтно-эксплуатационному обслуживанию по фактическому состоянию [13, 14].

*Работа выполнена под руководством д-ра техн. наук, акад. АМТН А.П. Гаврилушкина.

Функционирование локальных технических систем и оборудования можно описать физическими параметрами: вибрацией; температурой, звуком. При этом необходима компенсация фоновых шумов для получения «чистого» параметра, характеризующего состояние исследуемого ЭО.

Для этого в системе преобразования и анализа техноритма работающего электрооборудования необходимо сделать следующее:

- получить для исследования ЭО (генераторов, трансформаторов, двигателей) временные параметры (вибро- и аудиосигналы);
- преобразовать вибро- и аудиосигналы в электросигналы, выполнить аналого-цифровые преобразования, цифровую обработку сигнала и построить фазовые портреты (хаосграммы);
- создать геометрический хаотический образ текущего состояния ЭО;
- разработать библиотеку нормативных (типовых) хаосграмм для анализа текущего и перспективного состояния эксплуатируемого ЭО.

Описание функций блоков системы оценки ТС ЭО приведено в [7].

Возникший неуправляемый хаотический процесс в ЭО можно определить по анализу хаосграммы параметров: температуры, вибрации, частоты, фазных токов и напряжений, частичных разрядов и других параметров, на основании которых можно сделать соответствующие выводы о наличии неисправности соответствующего ЭО.

Исследования нелинейных систем показали [11, 15], что высокая чувствительность к начальным условиям, приводящая к хаотическому поведению, является свойством многих, особенно, сложных систем. Во всех нелинейных динамических системах с числом степеней свободы больше двух (техногенные, биологические, метеорологические, экономические и т.д.) можно обнаружить хаос, и поэтому на достаточно большой временной интервал их поведение становится непредсказуемым. Но оценить существующее состояние и возможные перспективы развития нестационарного состояния можно по образу и анализу хаосграмм.

Одним из главнейших параметров функционирования живой и неживой природы является вибрация – частота колебаний любой системы (биоритмы, техноритмы, георитмы, электроритмы и т.д.). Колебания существуют в любой природной и техногенной системе. Моделирование их аналитическими методами невозможно из-за большого количества факторов и параметров, некоторые из них учесть невозможно. Техногенные катастрофы в основном являются непредсказуемыми и наносят большой экономико-социальный ущерб.

Для моделирования и изображения образов различных нелинейных процессов ТХ использует трехмерную графику (фракталы, аттракторы,

вейвлеты). Вейвлет-анализ позволяет исследовать поведение фрактальных функций, не имеющих производных ни в одной точке [12].

Основные проблемы, решаемые теорией хаоса и катастроф. По данным министерства по чрезвычайным ситуациям в России ежегодно происходит 1300 – 1500 катастроф, из которых 80 % техногенных, а 20 % природных.

Системы энергетики и ее объекты – это искусственные технические структуры, которые имеют повышенные риски техногенных аварий и катастроф. В таблице приведены примеры крупных аварий и катастроф в мировой энергетике, произошедшие в период с 1965 г. по 2008 г.

Известные системные аварии в энергетике

Год	Место	Причина аварии	Последствия аварии
1965	США и Канада	Отключение одной ЛЭП, неселективная работа РЗ	Обесточены многие города двух стран, пострадало 30 млн чел.
1977	США (Нью-Йорк)	Попадание молнии в ЛЭП	Пострадало 9 млн чел., ущерб составил \$300 млн
1970	СССР	Короткое замыкание на ЛЭП	Отключено 900 МВт нагрузки
1987	Франция	Перегрузка ЛЭП и отключение генерирующей мощности	Отключено 13 блоков электростанций с нагрузкой 12 000 МВт
1996	США	Резкий рост электропотребления, каскадные отключения	Пострадало 15 млн чел.
2000	Россия	«Человеческий фактор»	Отключено пять электростанций
2001	Индия	Авария на электростанции	Пострадало 200 млн чел.
2001	Нигерия	Авария в сетях	Пострадало около 50 млн чел.
2002	Аргентина	Авария на ЛЭП	Пострадало около 2 млн чел.
2003	Алжир	Авария на электростанции	Пострадало 32 млн чел.
2003	Швеция, Дания	Обрыв ЛЭП во время шторма	Пострадали 5 млн чел.
2003	Англия	Неправильная работа РЗ	Отключено 724 МВт нагрузки Пострадало 250 тыс. чел.
2003	США и Канада	Аварии в электрических сетях, перегрузка на ЛЭП	Отключено 61,8 тыс. МВт нагрузки, 263 электростанции. Пострадало 50 млн чел. Ущерб составил \$6 млрд
2003	Италия	Короткое замыкание на ЛЭП в Швейцарии, отключения в Италии	Пострадало 57 млн чел. Ущерб – 300 млн евро
2004	Никарагуа	Авария в электросетях	Вся территория страны обесточена
2004	Греция	Авария на электростанции	Пострадало 6 млн чел.
2004	Иордания	Аварии в электросетях	Пострадало 5,8 млн чел.
2005	Россия	Перегрузка ЛЭП и трансформаторов	Погашена юго-западная часть Московской и других областей
2006	Россия	Сбой в системе электроснабжения	Половина районов г. Санкт-Петербурга
2007	Россия	Осадки превысили норму в 2 раза	Районы Московской и Смоленской областей
2008	США	Сильнейшая гроза, отключение 8 блоков АЭС	4 млн человек остались без электроэнергии

Техногенная система представляет собой модель вещественной реальности, имеющей потенциальные опасности, которые можно обнаружить только после создания этой системы. Возникновение этих опасностей (аварий и катастроф) можно оценить по источникам квазидинамических процессов, которые должны иметь классификацию воздействий по типам и видам. Такой расчет и анализ должен быть проведен на этапе выполнения проектных работ. При этом необходимо рассмотреть классификацию возможных аварийных событий по вероятности и частоте возникновения, а также величине предполагаемого экономического, политического, психологического и т.д. ущерба. Рассматривая проектные (могущие возникнуть), запредельные или внепроектные (достаточно редкие) и гипотетические (чрезвычайно редкие – их можно не учитывать) аварии, необходимо определить и оценить мероприятия по прогнозированию, локализации и ликвидации возможных техногенных аварий, происходящих в окружающей природной среде территориального пространства.

Теория катастроф разработана на основе аналитического инструментария математической теории перестроек [4] и позволяет получить новые подходы к оценке технического состояния ЭО в момент его изменения. Предметом изучения в теории катастроф являются скачкообразные изменения, возникающие в виде внезапного отклика системы или ЭО на плавное (незначительное) изменение внешних начальных условий.

Для анализа технического состояния ЭО теория катастроф определяет важную закономерность, заключающуюся в том, что после прохождения порогового значения система на малое изменение исходных параметров отвечает качественным скачком. Теория катастроф фиксирует нарушение линейности, пропорциональности, соответствия между количественными изменениями и вызываемыми ими качественными фазовыми переходами в функционировании ЭО и всей системы энергетики. Фазовый переход в системе сопровождается изменением энергии ТС работающего ЭО.

Возможность использования теории хаоса и катастроф в электроэнергетике имеет несколько предпосылок.

Первая – выявленные закономерности позволяют понять складывающуюся при переходном стохастическом процессе (возможной аварии) динамику выделенных физико-технических показателей (параметров) работы ЭО и его частей, характеризующих ТС системы и оборудования.

Вторая – определяя границы адаптивности (возможности существования и нормального функционирования в пределах устойчивости) и критические значения основных параметров, влияющих на устойчивость системы, при которых динамический скачок становится неизбежным,

теория катастроф может быть инструментом предвидения будущего и расчетным средством, позволяющим избежать нежелательных бифуркаций (точек излома поведения системы) в исследуемой системе.

Широкое использование теории катастроф ограничено тем, что, во-первых, наработка теоретической и опытной базы в этом направлении еще достаточно мала, во-вторых, математическое моделирование на ее основе трудно выполнимо, так как имеет большую неопределенность самих математических формулировок, дающих описание качественных переходов в самом общем виде, и сложность идентификации выделенных параметров работающего ЭО и систем.

Признаком возможного наступления катастрофы является хаотическое нарастание дисперсии или амплитуды колебаний параметров, характеризующих состояние системы или ЭО.

Устойчивое техническое развитие цивилизации (системы энергетики, транспортные сети, космическая программа и прочие технические изобретения) определяется уровнем научно-технического, технологического, экономического и экологического развития общества. Фазовый переход в технических системах сопровождается изменением энергии основного состояния. В обобщенной форме уравнение динамики изменения энергии регулируемых технических систем имеет вид

$$A \frac{dx}{dt} = E_1(t) - E_2(t), \quad (2)$$

где $A dx/dt$ – аккумулируемая энергия в системе; A – постоянная системы; x – регулируемый параметр; $E_1(t)$ – генерируемая и $E_2(t)$ – расходуемая энергии.

Для локальных систем использование выражения (2) возможно только при определенных допущениях, основным из которых является неучет связей с другими системами и окружающей природной средой. Введение указанных связей может исказить действительную картину ТС исследуемого ЭО. Уравнение (2) может быть критерием оценки состояния диссипативных систем при включении в его решение показателей энтропии и ее изменений [8], в том числе используя ретроспективные данные.

Любое инженерно-технологическое оборудование есть термодинамическая система, способная обмениваться одной или несколькими составляющими (веществом, энергией, информацией) с другими системами. Технические системы, создающие техногенную опасность, в общем, не являются самоорганизующимися (синергическими) системами.

Техногенез (развитие техники) является следствием антропогенеза (эволюция человека и цивилизации), включающего процессы образования, развития, старения и разрушения (ликвидацию) технических систем.

При проведении диагностирования энергетического оборудования может быть выявлено наличие труднодоступных или совсем недоступных мест для снятия сигнала. Причиной такого положения является наличие рабочего напряжения, а также нормативных изоляционных параметров, которые нельзя нарушать (уменьшать) по правилам техники безопасности эксплуатации ЭО.

Поэтому для исследования ЭО должны быть заранее предусмотрены и подготовлены места снятия сигналов. Для этого датчики должны быть заблаговременно установлены на деталях ЭО.

Для подтверждения возможности использования предлагаемого метода исследования ЭО на основе применения ТХ были исследованы мало мощные трансформатор и электродвигатель. В качестве анализируемых параметров приняты вибрационные и аудиосигналы.

Обработка полученных с испытуемого объекта сигналов проводилась на компьютере. В результате эксперимента получены графические образы (рис. 4, 5). При проведении экспериментов для снятия и преобразования физических колебаний в электрические использовались: микрофон – для аудиограмм; пьезоэлемент – для контактного сигнала.

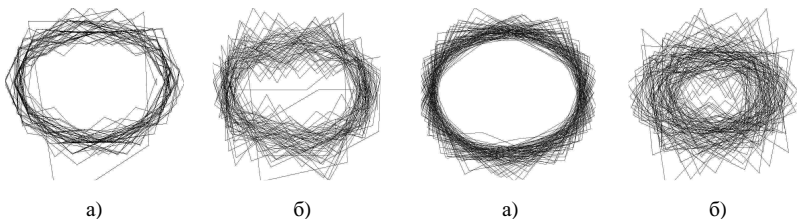


Рис. 4. Хаосграмма трансформатора: а – аудиодиаграмма; б – контактная

Рис. 5. Хаосграмма электродвигателя: а – аудиодиаграмма; б – контактная

Анализ хаосграмм (рис. 4, 5) показал, что хаосграммы ЭО визуально повторяют хаосграммы состояния человека (рис. 2, 3), но при этом соответствующие ЭВ представляют собой:

- многоугольники ($n > 3$) – здоровый человек и дефектное ЭО;
- линии и треугольники ($n \leq 3$) – больной человек и исправное ЭО.

Количество ЭВ зависит от длительности по времени снятия выбранного параметра, подлежащего цифровой обработке и дальнейшему анализу. Можно предположить, что оптимальный период будет меньше

1 мин. Эксперименты показывают, что нелинейные процессы работающего ЭО для разных параметров дают соответствующие геометрические образы и статистику ЭВ, которые требуют дальнейшего анализа.

Выводы

1. Рассмотрены возможности использования методов ТХ, применение которых может позволить провести оценку технического состояния ЭО. При этом появляется возможность проведение анализа и близкого прогнозирования квазидинамических процессов работающего ЭО.

2. Геометрический анализ нелинейной хаотической динамики техноритма выбранного физического параметра является методом оценки технического состояния ЭО. Исследуя динамику хаосграмм, можно предвидеть наличие и возможное развитие неисправностей и дефектов ЭО.

3. Необходимы дальнейшие исследования по использованию предложенной методики для оценки технического состояния ЭО и систем.

Библиографический список

1. **Мандельброт, Б.** Фрактальная геометрия природы / Б. Мандельброт. – М.-Ижевск: ИСИ, 2002. – 656 с.
2. **Мун, Ф.** Хаотические колебания: вводный курс для научных работников и инженеров: пер. с англ. / Ф. Мун. – М.: Мир, 1990. – 312 с.
3. **Шустер, Г.** Детерминированный хаос / Г. Шустер. – М.: Мир, 1988. – 240 с.
4. **Арнольд, В.И.** Теория катастроф / В.И. Арнольд. – М.: УРСС, 2004. – 128 с.
5. **Гилмор, Р.** Прикладная теория катастроф: пер. с англ. / Р. Гилмор. – М.: Мир, 1984. – 285 с.
6. **Мисриханов, М.Ш.** Подходы применения теории хаоса к проблемам электроэнергетики / М.Ш. Мисриханов, В.П. Гречин // Состояние и перспективы развития электротехнологии (XII Бенардосовские чтения): тез. докл. междунар. науч.-техн. конф. 1 – 3 июня. – Том 1. – Иваново, 2005. – С. 37.
7. **Гречин, В.П.** Оценка технического состояния энергооборудования с использованием теории хаоса: постановка проблемы / В.П. Гречин, М.Ш. Мисриханов, А.Н. Назарычев // Методические основы и практический опыт инфракрасного термографического обследования энергетического оборудования, зданий и сооружений. Современные проблемы производства, эксплуатации и ремонта трансформаторного оборудования. Вып. 30 / под ред. А.И. Таджикибаева. – СПб.: ПЭИПК, 2006. – С. 402 – 415.
8. **Красовский, А.А.** От кибернетики, синергетики к принципу наименьшего действия управляемых самоорганизующихся систем / А.А. Красовский // Современные методы управления многосвязными динамическими системами. Вып. 1 / под ред. А.А. Красовского. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – С. 5 – 34.
9. **Воропай, Н.И.** Теория систем для электроэнергетиков: учеб. пособие / Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, СИФ РАН, 2000. – 273 с.
10. **Федер, Е.** Фракталы / Е. Федер. – М.: Мир, 1991. – 262 с.
11. **Кроновер, Р.М.** Фракталы и хаос в динамических системах / Р.М. Кроновер. – М.: Техносфера, 2006. – 488 с.

12. **Мисриханов, М.Ш.** Основы применения вейвлетных преобразований в электро-энергетических системах / М.Ш. Мисриханов, А.Л. Куликов, А.М. Мисриханов // Вестник ИГЭУ. – 2001. – № 3. – С. 46 – 52.

13. **Назарычев, А.Н.** Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния / под ред. В.А. Савельева; Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 168 с.

14. **Назарычев, А.Н.** Методические основы определения предельных сроков эксплуатации и очередности технического перевооружения объектов энергетики / А.Н. Назарычев, Д.А. Андреев; Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2005. – 168 с.

15. **Симо, К.** Современные проблемы хаоса и нелинейности / К. Симо [и др.]. – Ижевск: ИКИ, 2002. – 304 с.

УДК 621.316.925

СПЕКТРАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОКА ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6 – 10 кВ

В.А. Шуин, д-р техн. наук, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова, магистранты

Введение. Кабельные сети напряжением 6 – 10 кВ составляют основу распределительных электрических сетей среднего напряжения городов и промышленных предприятий, поэтому надежность функционирования указанных сетей в значительной мере определяет надежность электро-снабжения потребителей.

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются преобладающим видом повреждений в кабельных сетях 6 – 10 кВ и часто являются перво-причиной аварий, сопровождающихся значительным экономическим ущербом. Наиболее опасным видом ОЗЗ являются дуговые прерывистые (перемежающиеся) замыкания, сопровождающиеся опасными перенапряжениями на поврежденной и неповрежденных фазах [1 – 6 и др.]. В сетях 6 – 10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, с резонансным заземлением нейтрали через дугогасящий реактор (ДГР) или с высокоомным заземлением нейтрали через резистор [7], большая часть ОЗЗ, прежде всего в начальной стадии развития повреждения, имеет неустойчивый дуговой прерывистый характер [1, 5, 8 и др.].

Устройства защиты и селективной сигнализации ОЗЗ, основанные на использовании составляющих установившегося тока повреждения

(электрических величин промышленной частоты, высших гармоник, «наложенных» токов непромышленной частоты), по принципу своего действия не могут фиксировать кратковременные самоустраняющиеся пробой изоляции малой длительности или дуговые прерывистые замыкания с малой частотой следования пробоев и поэтому не всегда обеспечивают устойчивость функционирования при дуговых перемежающихся ОЗЗ. Во многих случаях именно по этой причине даже при выполнении защиты от ОЗЗ с действием на отключение (например, на электродвигателях) не удается предотвратить переход замыкания на землю в двойные замыкания на землю или междуфазные КЗ. Известно, что фиксацией и использованием в диагностических целях кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции можно предотвратить до 50 % аварийных (от защиты) отключений линий в кабельных сетях 6 – 10 кВ и до 30 % отключений электродвигателей [8, 9].

Фиксацию всех разновидностей ОЗЗ, а также высокую устойчивость функционирования при дуговых прерывистых ОЗЗ позволяют обеспечить устройства защиты, основанные на использовании электрических величин переходного процесса. К преимуществам использования переходных процессов для действия устройств защиты от ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ относятся также высокий уровень отстроенности от токов небаланса фильтров тока нулевой последовательности, обусловленный большими значениями токов переходного процесса, и высокая чувствительность к ОЗЗ через переходное сопротивление дуги (падение напряжения на дуге в кабеле 50 – 100 В значительно меньше амплитуды фазного напряжения $U_{m\phi} = (6000 - 10000) \sqrt{2} \sqrt{3}$ [10]).

Постановка задачи. Анализ осциллограмм переходных процессов при ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ, полученных в реальных сетях, а также на физической модели сети, учитывающей распределенный характер параметров линий [9], показал, что даже при сравнительно небольших удаленностях места ОЗЗ от шин (порядка десятков метров) в разрядных и зарядных составляющих переходного напряжения u_0 и переходного тока i_0 (обусловленных соответственно процессами разряда емкости поврежденной фазы и дополнительного заряда емкостей неповрежденных фаз) преобладают по одной частотной составляющей, определяющих их форму и амплитуду. В соответствии с этим, в переходном процессе при ОЗЗ условно выделяют две основные стадии, связанные соответственно с разрядом емкости поврежденной фазы (разрядную) и с зарядом емкостей неповрежденных фаз (зарядную), различающиеся частотами и

постоянными затухания. Для разрядной стадии характерны частоты переходных токов от единиц килогерц до десятков и даже сотен килогерц (например, в кабельных сетях собственных нужд электростанций и некоторых сетях систем электроснабжения, содержащих линии малой протяженности), затухающие, как правило, в течение нескольких сотен микросекунд. Зарядные токи имеют частоту колебаний от сотен герц до единиц килогерц, затухают, как правило, в течение 3 – 5 мс. Для действия защиты от ОЗЗ, основанной на использовании переходных процессов, могут быть использованы как разрядные, так и зарядные составляющие тока и напряжения переходного процесса [11, 12].

Однако частотное разделение разрядных и зарядных составляющих тока переходного процесса при ОЗЗ возможно не всегда. Например, при удаленных от шин ОЗЗ, когда индуктивность поврежденной линии до места повреждения, определяющая частоту разрядных колебаний, соизмерима с индуктивностью эквивалентного источника питания, определяющего частоту зарядных колебаний, частоты разрядных и зарядных колебаний становятся близкими. Очевидно, что построить устройство защиты от ОЗЗ, обеспечивающее высокую эффективность функционирования во всем возможном диапазоне частот переходных токов от сотен герц до сотен килогерц, практически трудно. Поэтому возникает задача выбора оптимального диапазона рабочего спектра частот для защит, реагирующих на токи переходного процесса при ОЗЗ. В качестве рабочего диапазона, на наш взгляд, целесообразно принять диапазон спектра частот токов переходного процесса при ОЗЗ, в котором сосредоточена основная энергия сигнала.

Выбор метода решения задачи. Для исследования характеристик переходных токов при ОЗЗ в сетях 6 – 10 кВ наиболее часто применяют математическое моделирование с применением системы Matlab или других программ моделирования электромагнитных переходных процессов в электрических системах [13 – 15 и др.]. Однако при таком подходе для исследования зависимости частотного спектра переходных токов при ОЗЗ от различных факторов (например, параметров элементов электрической сети, удаленности точки ОЗЗ от шин и др.) потребуется провести большое число вычислительных экспериментов. Для исследования зависимости спектральных характеристик переходных токов при ОЗЗ от различных факторов более эффективным представляется упрощенное аналитическое решение задачи.

Уравнение переходного процесса при ОЗЗ. В соответствии с изложенным выше, сложный волновой переходный процесс при ОЗЗ в ка-

бельных сетях 6 – 10 кВ можно приближенно рассматривать как переходный процесс в схеме замещения с сосредоточенными параметрами [12]. Этому допущению можно поставить в соответствие двухчастотную схему замещения сети для расчета переходных процессов при ОЗЗ, приведенную на рис. 1.

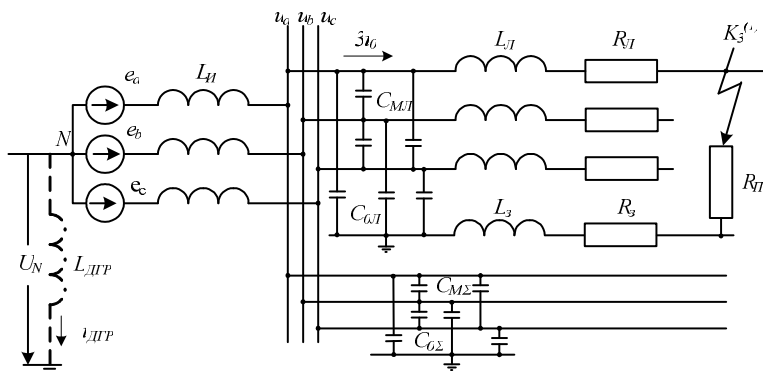


Рис. 1. Двухчастотная схема замещения радиальной кабельной сети для анализа переходных процессов при ОЗЗ

В [12] показано, что применение данной схемы замещения приемлемо не только для качественных расчетов переходных процессов при ОЗЗ в сетях радиальной конфигурации, но и для приближенной количественной оценки параметров и характеристик электрических величин переходного процесса при замыканиях на землю в электрических сетях среднего напряжения, работающих с изолированной нейтралью или с заземлением нейтрали через ДТР. Заземление нейтрали сети 6 – 10 кВ через ДТР может влиять на начальные фазовые соотношения переходных токов и напряжения нулевой последовательности [12], но из-за инерционности дугогасящего реактора практически не влияет на частоты, амплитуды и постоянные затухания разрядной и зарядной составляющих переходного тока. Поэтому в дальнейшем ограничимся исследованием спектральных характеристик переходных токов для сети, работающей с изолированной нейтралью.

Для схемы рис. 1 при работе сети с изолированной нейтралью, используя метод симметричных составляющих, для напряжения нулевой последовательности u_0 в операторной форме можно получить следующее уравнение:

$$u_0(p) = U_m \alpha_1^2 \frac{(\omega \cos(\varphi) + p \sin(\varphi))(p^2 + \omega_2^2)}{(p^2 + \omega_2^2)\Delta(p)} + u_N(0) \alpha_1^2 \frac{p^2 + \omega_2^2}{p\Delta(p)} - u_N(0) \frac{1}{p}, \quad (1)$$

где $\alpha_1 = R_1/L_1$; $\alpha_1^2 = 1/L_1 C_1$; $\alpha_2^2 = 1/L_2 C_2$; $k_c = 1 + C_1/C_2$; $L_1 = 3L_{Л} + L_3$; $C_1 = C_{0\Sigma} + C_{0Л}$; $L_2 = 2L_{И}$; $C_2 = 0,5[C_{0\Sigma} + C_{0Л} + 3(C_{М\Sigma} + C_{МЛ})]$; $R_1 = 3R_{Л} + R_3 + 3R_{Л}$; $\Delta(p) = p^4 + \alpha p^3 + (k_c \alpha_1^2 + \omega_2^2)p^2 + \alpha \omega_2^2 p + \alpha_1^2 \omega_2^2$; $u_N(0) = 1/3[u_a(0) + u_b(0) + u_c(0)]$ – смещение нейтрали сети в момент, предшествующий ОЗЗ.

Аналитическое решение уравнения (1) для сети, работающей с изолированной нейтралью, полученное в [12], для напряжения нулевой последовательности имеет вид

$$u_0(t) \approx U_m \sin(\omega t + \varphi) - U_m a_1 e^{-\delta_p t} \left[\frac{\sqrt{\omega^2 \cos^2 \varphi + \omega_p^2 \sin^2 \varphi}}{\omega_p} \sin(\omega_p t + \varphi_p) - \frac{u_N(0)}{U_m} \cos \omega_p t \right] - U_m a_2 e^{-\delta_3 t} \left[\frac{\sqrt{\omega^2 \cos^2 \varphi + \omega_3^2 \sin^2 \varphi}}{\omega_3} \sin(\omega_3 t + \varphi_3) - \frac{u_N(0)}{U_m} \cos \omega_3 t \right], \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{\omega_p \sin \varphi}{\omega \cos \varphi + \delta_p \sin \varphi}$; $\operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{\omega_3 \sin \varphi}{\omega \cos \varphi + \delta_3 \sin \varphi}$; $a_1 = \frac{\omega_1^2 - \omega_3^2}{\omega_p^2 - \omega_3^2}$;

$a_2 = \frac{\omega_1^2 - \omega_p^2}{\omega_3^2 - \omega_p^2}$; ω_p – частота разрядных колебаний; ω_3 – частота зарядных колебаний; δ_p – постоянная затухания разрядных колебаний; δ_3 – постоянная затухания зарядных колебаний.

Частоты ω_p , ω_3 и постоянные затухания δ_p , δ_3 определяются из следующих уравнений:

$$\omega_p = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{k_c \cdot \omega_1^2 + \omega_2^2 + \sqrt{k_c^2 \cdot \omega_1^4 + \omega_2^4 + (2k_c - 4) \cdot \omega_1^2 \cdot \omega_2^2}}; \quad (3)$$

$$\omega_s = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{k_c \cdot \omega_1^2 + \omega_2^2 - \sqrt{k_c^2 \cdot \omega_1^4 + \omega_2^4 + (2k_c - 4) \cdot \omega_1^2 \cdot \omega_2^2}}; \quad (4)$$

$$\delta_p = \alpha \cdot \frac{\omega_p^2 - \omega_2^2}{2 \cdot (2\omega_p^2 - \omega_2^2 - k_c \cdot \omega_1^2)}; \quad (5)$$

$$\delta_s = \alpha \cdot \frac{\omega_s^2 - \omega_2^2}{2 \cdot (2\omega_s^2 - \omega_2^2 - k_c \cdot \omega_1^2)}. \quad (6)$$

Переходный ток ОЗЗ в месте повреждения для сети с изолированной нейтралью пропорционален производной напряжения $u_0(t)$

$$i_3 = 3i_0 = -3C_1 du_0 / dt. \quad (7)$$

Спектральные характеристики токов переходного процесса при ОЗЗ. Спектральная плотность $\tilde{S}(\omega)$, ее вещественная $A(\omega)$ и мнимая $B(\omega)$ части и амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) непериодического сигнала $i_3(t)$ определяются по следующим выражениям [16]:

$$\tilde{S}(\omega) = \int_0^{t_n} i_3(t) e^{-j\omega t} dt = S(\omega) e^{-j\phi(\omega)} = A(\omega) - jB(\omega); \quad (8)$$

$$A(\omega) = \int_0^{t_n} i_3(t) \cos \omega t dt; \quad (9)$$

$$B(\omega) = \int_0^{t_n} i_3(t) \sin \omega t dt; \quad (10)$$

$$S(\omega) = \sqrt{A(\omega)^2 + B(\omega)^2}, \quad (11)$$

где t_n – время наблюдения непериодического сигнала, принимаемое в данном случае равным времени затухания свободных составляющих переходного процесса при ОЗЗ ($-3 - 5$ мс [1]).

Связь между энергией сигнала и его спектральной характеристикой устанавливается равенством Парсеваля:

$$E = \int_0^{t_n} i_3^2(t) dt = \frac{1}{2\pi} \int_0^{\infty} S(\omega)^2 d\omega, \quad (12)$$

где E – энергия, выделяемая током $i_3(t)$ на сопротивлении 1 Ом.

Примем, что пробой изоляции произошел на максимуме фазного напряжения ($\varphi = 90^\circ$), смещение нейтрали в момент пробоя отсутствует ($u_N(0)$), а время полного затухания свободных составляющих переходного процесса при ОЗЗ составляет $t_n = T_{50}/4 = 5$ мс. Из (2) и (7) с учетом (8) и (9) для зарядной и разрядной составляющих тока переходного процесса $i_3(t)$ получим вещественную и мнимую составляющие спектральной плотности:

$$\begin{aligned} A_{p,3}(\omega) = & \frac{I_{mp,3}}{2} \left[\frac{e^{-\delta_{p,3} t_n}}{\delta_{p,3}^2 + (\omega_{p,3} - \omega)^2} \left(-\delta_{p,3} \cos((\omega_{p,3} - \omega)t_n + \varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) + \right. \right. \\ & \left. \left. + (\omega_{p,3} - \omega) \sin((\omega_{p,3} - \omega)t_n + \varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) \right) \right] + \\ & + \frac{I_{mp,3}}{2} \left[\frac{e^{-\delta_{p,3} t_n}}{\delta_{p,3}^2 + (\omega_{p,3} + \omega)^2} \left(-\delta_{p,3} \cos((\omega_{p,3} + \omega)t_n + \varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) + \right. \right. \\ & \left. \left. + (\omega_{p,3} + \omega) \sin((\omega_{p,3} + \omega)t_n + \varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) \right) \right] - \\ & - \frac{I_{mp,3}}{2} \left[\frac{1}{\delta_{p,3}^2 + (\omega_{p,3} - \omega)^2} \left(-\delta_{p,3} \cos(\varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) + (\omega_{p,3} - \omega) \sin(\varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) \right) \right] - \\ & - \frac{I_{mp,3}}{2} \left[\frac{1}{\delta_{p,3}^2 + (\omega_{p,3} + \omega)^2} \left(-\delta_{p,3} \cos(\varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) + (\omega_{p,3} + \omega) \sin(\varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) \right) \right]; \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} B_{p,3}(\omega) = & \frac{I_{mp,3}}{2} \left[\frac{e^{-\delta_{p,3} t_0}}{\delta_{p,3}^2 + (\omega_{p,3} + \omega)^2} \left(-\delta_{p,3} \sin((\omega_{p,3} + \omega)t_n + \varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) - \right. \right. \\ & \left. \left. - (\omega_{p,3} + \omega) \cos((\omega_{p,3} + \omega)t_n + \varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) \right) \right] + \\ & + \frac{I_{mp,3}}{2} \left[\frac{e^{-\delta_{p,3} t_n}}{\delta_{p,3}^2 + (\omega_{p,3} + \omega)^2} \left(-\delta_{p,3} \sin((\omega - \omega_{p,3})t_n - \varphi_{p,3} - \psi_{p,3}) - \right. \right. \\ & \left. \left. - (\omega - \omega_{p,3}) \cos((\omega - \omega_{p,3})t_n - \varphi_{p,3} - \psi_{p,3}) \right) \right] - \\ & - \frac{I_{mp,3}}{2} \left[\frac{1}{\delta_{p,3}^2 + (\omega_{p,3} + \omega)^2} \left(-\delta_{p,3} \sin(\varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) - (\omega_{p,3} + \omega) \cos(\varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) \right) \right] - \\ & - \frac{I_{mp,3}}{2} \left[\frac{1}{\delta_{p,3}^2 + (\omega_{p,3} + \omega)^2} \left(\delta_{p,3} \sin(\varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) - (\omega - \omega_{p,3}) \cos(\varphi_{p,3} + \psi_{p,3}) \right) \right], \end{aligned} \quad (14)$$

где $\psi_{p,3} = \frac{\delta_{p,3}}{\omega_{p,3}}$; $I_{mp,3} = \frac{3C_1\omega_{p,3}U_{mp,3}}{\cos\psi_{p,3}}$ – амплитуда разрядной (зарядной)

составляющей переходного тока; $U_{mp,3}$ – амплитуда разрядной (зарядной) составляющей переходного напряжения нулевой последовательности, определяемая из (2) по выражению

$$U_{mp,3} = U_m \left(a_1 - \frac{\sqrt{\omega^2 \cos^2 \varphi + \omega_{p,3}^2 \sin^2 \varphi}}{\omega_{p,3}} \sin \varphi_{p,3} \right). \quad (15)$$

По (11) с учетом (13) – (15) можно определить спектральную плотность $S(\omega)$ (или $S(f)$) на интервале времени наблюдения t_n , а по (12) – энергию переходного тока в заданном диапазоне частот.

Результаты анализа спектральных характеристик переходных токов при ОЗЗ. Как можно видеть из выражений (2) – (7), основными факторами, влияющими на спектральные характеристики переходных токов при ОЗЗ, являются параметры C_1, C_2, L_1, L_2 . Емкостью фаз на землю C_1 определяется так называемый суммарный емкостный ток сети

$$I_{C\Sigma} = 3C_1U_{\phi,ном} = 3C_1U_{ном} / \sqrt{3}. \quad (16)$$

Значение коэффициента k_c для кабельных сетей 6 – 10 кВ, как правило, лежит в пределах 3,2 – 3,6, поэтому можно считать, что значения C_1 и C_2 практически определяются величиной суммарного емкостного тока сети $I_{C\Sigma}$. Индуктивность L_1 зависит в основном от удаленности точки ОЗЗ от шин источника питания l_s (подстанции, электростанции), а L_2 определяется только индуктивностью источника питания. Последнюю удобно определять по току трехфазного короткого замыкания (КЗ) на шинах

$$I_{\kappa}^{(3)} \approx U_{\phi,ном} / \omega_0 L_u = U_{ном} / \sqrt{3} \omega_0 L_u. \quad (17)$$

По выражениям (11) – (14) были рассчитаны зависимости энергии тока переходного процесса при ОЗЗ E в диапазоне частот $f = 0 - 10000$ Гц при варьировании суммарного емкостного тока сети $I_{C\Sigma}$ в пределах 5 – 100 А (рис. 2), удаленности места ОЗЗ от шин l_s в пределах 0,1 – 10 км (рис. 3, 4) и величине тока трехфазного КЗ на шинах $I_{\kappa}^{(3)}$ в пределах 5 – 20 кА (рис. 5, 6).

Из приведенных зависимостей можно видеть, что основная часть энергии (более 90 %) свободных составляющих тока переходного процесса при ОЗЗ в кабельных сетях напряжением 6 – 10 кВ сосредоточена в спектральном диапазоне с верхней частотой 3 – 4 кГц. Наиболее существенное влияние на верхнюю частоту указанного диапазона оказывают суммарный емкостный ток сети и индуктивность источника питания (величина тока трехфазного КЗ на шинах источника).

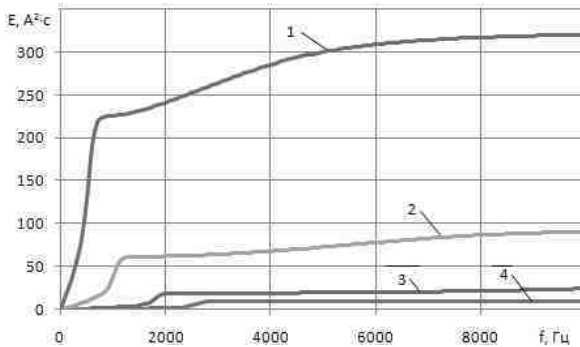


Рис. 2. Зависимость энергии свободных составляющих тока переходного процесса сети с $U_{ном} = 6$ кВ, $I_K^{(3)} = 10$ кА при $l_s = 1$ км от частоты для различных значений суммарного емкостного тока сети $I_{C\Sigma}$: 1 – $I_{C\Sigma} = 100$ А; 2 – $I_{C\Sigma} = 30$ А; 3 – $I_{C\Sigma} = 10$ А; 4 – $I_{C\Sigma} = 50$ А

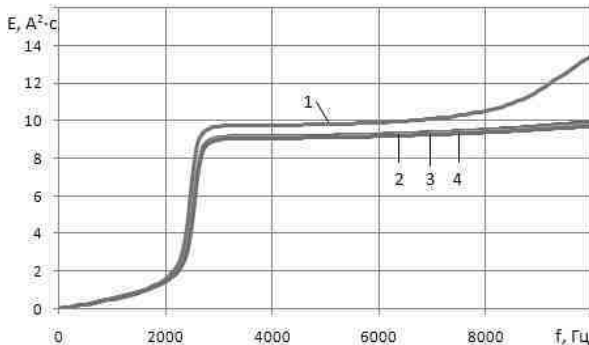


Рис. 3. Зависимость энергии свободных составляющих тока переходного процесса сети с $U_{ном} = 6$ кВ, $I_K^{(3)} = 10$ кА и $I_{C\Sigma} = 5$ А км от частоты при различных значениях удаленности места ОЗЗ от шин l_s : 1 – $l_s = 0,1$ км; 2 – $l_s = 0,5$ км; 3 – $l_s = 1$ км; 4 – $l_s = 2$ км

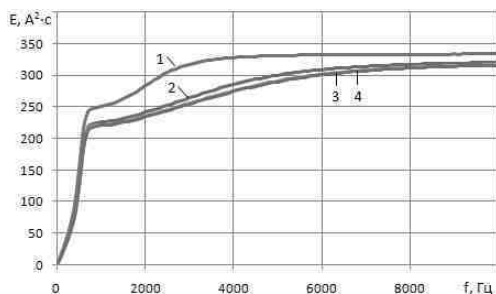


Рис. 4. Зависимость энергии свободных составляющих тока переходного процесса сети с $U_{ном} = 6$ кВ, $I_K^{(3)} = 10$ кА и $I_{CS} = 100$ А км от частоты при различных значениях удаленности места ОЗЗ от шин l_3 : 1 – $l_3 = 0,1$ км; 2 – $l_3 = 1$ км; 3 – $l_3 = 5$ км; 4 – $l_3 = 10$ км

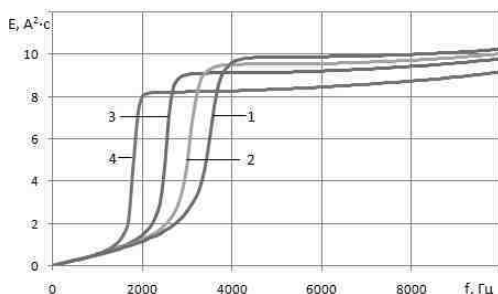


Рис. 5. Зависимость энергии свободных составляющих тока переходного процесса сети с $U_{ном} = 6$ кВ и $I_{CS} = 5$ А км при $l_3 = 1$ км от частоты для различных значений тока трехфазного КЗ на шинах $I_K^{(3)}$: 1 – $I_K^{(3)} = 5$ кА; 2 – $I_K^{(3)} = 10$ кА; 3 – $I_K^{(3)} = 15$ кА; 4 – $I_K^{(3)} = 20$ кА

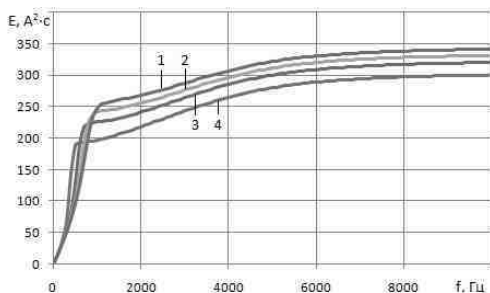


Рис. 6. Зависимость энергии свободных составляющих тока переходного процесса сети с $U_{ном} = 6$ кВ и $I_{CS} = 100$ А км при $l_3 = 1$ км от частоты для различных значений тока трехфазного КЗ на шинах $I_K^{(3)}$: 1 – $I_K^{(3)} = 5$ кА; 2 – $I_K^{(3)} = 10$ кА; 3 – $I_K^{(3)} = 15$ кА; 4 – $I_K^{(3)} = 20$ кА

Результаты исследований могут быть использованы при определении требований к частотным фильтрам защит от ОЗЗ, основанных на использовании электрических величин переходного процесса.

Выводы

1. Основная часть энергии свободных составляющих тока переходного процесса при ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ сосредоточена в спектральном диапазоне с верхней частотой 3 – 4 кГц.

2. При разработке устройств защиты от ОЗЗ, основанных на использовании электрических величин переходного процесса, для кабельных сетей напряжением 6 – 10 кВ целесообразно применять фильтры с частотой среза не менее 4 кГц.

Библиографический список

1. **Лихачев, Ф.А.** Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971.
2. **Вильгейм, Р.** Заземление нейтрали в высоковольтных системах / Р. Вильгейм, М. Уотерс. – М.: Госэнергоиздат, 1959.
3. **Сиротинский, Л.И.** Техника высоких напряжений. Волновые процессы и внутренние перенапряжения в электрических системах / Л.И. Сиротинский. – М.: Госэнергоиздат, 1959.
4. **Шуцкий, В.И.** Защитное шунтирование однофазных повреждений электроустановок / В.И. Шуцкий, В.О. Жидков, Ю.Н. Ильин. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. **Дударев, Л.Е.** Дуговые замыкания на землю в кабельных сетях / Л.Е. Дударев, С.И. Запороженко, Н.М. Лукьянцев // Электрические станции. – 1971. – № 8. – С. 64 – 66.
6. **Шуин, В.А.** Расчет перенапряжений при дуговых прерывистых замыканиях на землю / В.А. Шуин // Новости электротехники. – 2009. – № 4 (58). – С. 2 – 5.
7. **Правила** устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2007.
8. **Шальгт, Г.М.** Повышение эффективности профилактики изоляции в кабельных сетях // Труды ВНИИЭ. Вып. 8. – М.: Госэнергоиздат. – 1959. – С. 77 – 97.
9. **Шуин, В.А.** Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. – М.: Энергопрогресс, 2001.
10. **Рюденберг, Р.** Переходные процессы в электроэнергетических системах / Р. Рюденберг. – М.: Иностранная литература, 1955.
11. **Шуин, В.А.** Влияние разряда емкости поврежденной фазы на переходный процесс при замыканиях на землю в кабельных сетях 3 – 10 кВ / В.А. Шуин // Электричество. – 1983. – С. 4 – 9.
12. **Шуин, В.А.** Начальные фазовые соотношения электрических величин переходного процесса при замыканиях на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин // Электричество. – 1991. – № 12. – С. 58 – 60.
13. **Фролова, О.В.** Разработка комплекса программных средств моделирования электромагнитных процессов в электроэнергетических системах для релейной защиты: дисс... канд. техн. наук / Фролова О.В. – Иваново, 1998.

14. **Мурзин, А.Ю.** Разработка системы имитационного моделирования электроэнергетических объектов и ее применение для совершенствования защит от замыканий на землю электрических сетей 6 – 10 кВ: дисс... канд. техн. наук / Мурзин А.Ю. – Иваново, 1996.

15. **Шуин, В.А.** Влияние электромагнитных переходных процессов на функционирование токовых защит от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Вестник ИГЭУ. – 2009. – Вып. 4. – С. 84 – 92.

УДК 621.311.4

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПЛЕКСА ENERGYCS

Е.Н. Ильичева, инж.

При проектировании развития электросетевых районов в условиях проектной организации приходится решать достаточно широкий круг известных задач. Это разработка конфигурации сети, привязка сети к условиям местности, анализ установившихся режимов, расчет токов коротких замыканий, анализ устойчивости, анализ структурной надежности и т.п.

В результате на уровне проектной организации составляется множество моделей сети, каждая из которых соответствует, как подразумевается, одному и тому же состоянию, но подготовлена для разных задач разными специалистами. В силу человеческого фактора, часто оказывается, что эти модели не стыкуются, так как в них, как правило, имеются разные ошибки. Например, конфигурация сети на карте-схеме не вполне соответствует электрическим однолинейным схемам, а те, в свою очередь, не в полной мере соответствуют расчетной модели для расчетов установившихся режимов и анализа устойчивости, которая, в свою очередь, не соответствует конфигурации модели, подготовленной для расчета токов коротких замыканий. Выходом из такой ситуации является разработка такой модели, которая могла бы быть использована и для расчета установившихся режимов, и для расчета токов коротких замыканий, и для расчета структурной надежности, и для множества других расчетов (например, расчет параметра восстанавливающихся напряжений на подстанциях, расчет ограничителей перенапряжений и др.), при этом отображение

расчетной модели в точности бы соответствовало изображению электрических однолинейных схем с возможностью нанесения на них результатов расчетов. Такое решение возможно с использованием программного комплекса EnergyCS. Этот комплекс включает в настоящее время следующие модули:

- для расчета установившегося режима, расчета статической устойчивости методом утяжелений;
- для расчета ТКЗ;
- для расчета потерь электрической энергии для действующей сети.

Процесс создания такой крупной модели, включающей в себя, порой, десятки тысяч узлов, – трудоемкий процесс, требующий внимательности и терпения, и при этом однократный. Изменения, которые будут вноситься при выполнении проектных работ, будут относительно небольшими.

Более подходящим решением является сборка районных сетей, созданных отдельно друг от друга, в одну единую модель.

Такой подход был применен при создании единой модели московских сетей. В качестве исходных данных выступили электрические однолинейные схемы районов, подготовленные в AutoCAD, которые использовались в качестве подложки, а также расчетная модель, ранее подготовленная для этих расчетов в программе РАСТР, из которой были позаимствованы нагрузки узлов.

Всего пришлось создать 12 независимых моделей вроде той, что представлена на рис. 1.

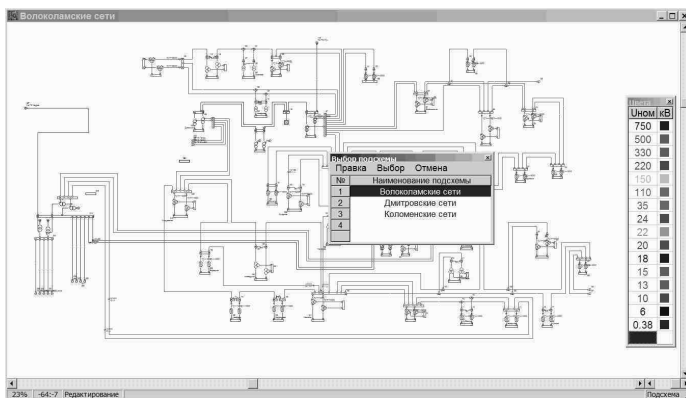


Рис. 1. Район сети – составная часть большой модели

По каждой из этих схем была создана своя модель в EnergyCS. Каждая из этих схем имеет достаточно сложную структуру и велика по объему. Однако с помощью функции «Калька» (рис. 2), которая выводит на экран схемы программного комплекса растровое изображение чертежа, процесс ввода был менее утомительным, допускалось меньше ошибок, каждая из моделей была введена с соблюдением предложенной в чертежах геометрии. Это удобно не только тем, что специалисту, занимающемуся вводом модели, не приходится думать о том, как разместить элементы на чертеже, но и тем, что модель имеет схожие с исходным чертежом очертания. То есть расчетчику, имевшему дело с однолинейными схемами, будет проще ориентироваться в модели.

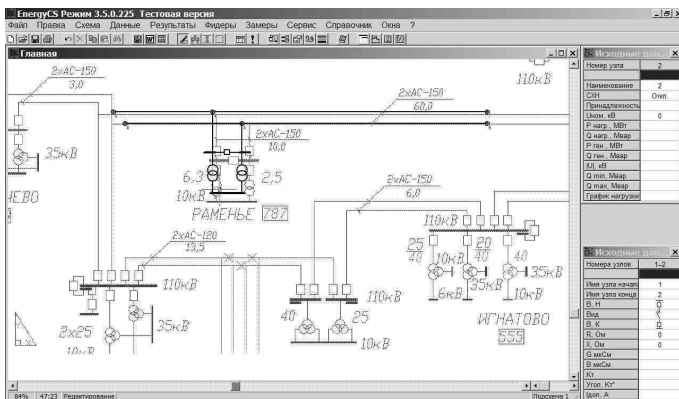


Рис. 2. Пример использования инструмента «Калька» при вводе модели

При создании каждой новой модели нумерация узлов в ней начиналась с узла 1. Расчетчик не заботится о нумерации узлов, так как эти функции берет на себя программа, нумеруя автоматически по мере ввода каждого узла. При объединении моделей сохранение старых номеров невозможно, так как номер узла – это его уникальный атрибут. В EnergyCS предусмотрена автоматическая перенумерация узлов при слиянии. При добавлении каждой новой модели программа сама предлагает расчетчику ввести новые номера для модели. Оптимально вводить для каждой схемы характерные диапазоны номеров (например, для первой схемы 0001 – 1000, для второй 1001 – 2000). На рис. 3 показано, как задается принцип перенумерации узлов добавляемой модели и назначаются новые номера страниц.

Параметр	Объединение моделей	
	Выполнить	Отменить
	Открытая модель	Добавляемая модель
Число узлов	210	257
Минимальный номер	1	1001
Максимальный номер	260	1303
Число районов	1	1
Минимальный номер	1	1
Максимальный номер	1	1
Число Абонентов	0	0
Минимальный номер	0	0
Максимальный номер	0	0
Число замеров	0	0
Минимальный номер	0	0
Максимальный номер	0	0
Число страниц схемы	1	1
Минимальный номер	1	2
Максимальный номер	1	2
На схеме Xmin	-165	-10
На схеме Ymin	-59	-77
На схеме Xmax	112	291
На схеме Ymax	80	159
Число текстов на схеме	0	0

Рис. 3. Задание способа перенумерации и определение новых станций при слиянии моделей

При создании крупной модели сети возникает необходимость сохранить старые диспетчерские номера узлов, которые входили в состав модели, использованной с программой РАСТР.

Для этого предусмотрена возможность ввода альтернативных номеров узлов с использованием специальной таблицы (рис. 4).

Номер сейчас	Наименование	Уном кВ	Новый номер	Старый Номер
1		110		
5		110		
6		110		
7	Сухарёво	10.5		
9		110		
15		220		
16	16фт	220		
18		10		
19	19фт	220		

Рис.4. Таблица назначения альтернативных номеров узлов

Наиболее подходящим вариантом оказалось размещение модели на страницах по отдельным сетям, связь между сетями обеспечивается за счет возможности изображения узла на двух разных страницах. Для схем, размещенных на разных страницах, навигация производится с использованием таблицы со списком подсхем. Для узлов, размещенных на двух подсхемах, переход может осуществляться специальной командой. При поиске узла на схеме нужная подсхема открывается автоматически.

Такой способ объединения удобен тем, что визуально модель будет представлена множеством расчетных схем, объединенных общим режимом. Эти расчетные схемы по конфигурации эквивалентны привычным для проектировщиков электрическим однолинейным схемам. Каждая такая схема может быть напечатана на листе формата А3. То есть полная модель в печатном виде может быть представлена альбомом формата А3. Если модель представить одной большой схемой, то она потребовала бы формата чертежа существенно большего, чем формат А1.

Выводы

Показано, как применение общей модели в комплексе EnergyCS позволяет решить задачу сокращения числа разных моделей и, как следствие, трудозатрат и числа ошибок при проектировании.

Предложена технология подготовки большой модели с использованием механизма «Калька» по частям с возможностью последующего их объединения и необходимой перенумерации узлов.

УДК 621.311.4

РАСЧЕТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ПОСТОЯННОГО И ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ПРИ КОМПЬЮТЕРНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ

Н.Б. Ильичев, канд. техн. наук., Д.А. Запезалов, инж.

Для обеспечения надежного функционирования особо ответственных механизмов собственных нужд ТЭС, АЭС и опасных производств могут использоваться приводы как постоянного, так и переменного тока. Приводы переменного тока в случае нарушения питания от сети подключаются к батарее через инвертер. При проектировании таких сетей необходимо иметь возможность описания сети переменного и постоянного тока в одной модели.

Такую расчетную модель можно реализовать, используя программный комплекс EnergyCS Электрика, в состав которого входят модули расчета сетей переменного и постоянного тока.

При проектировании электрических сетей с возможностью питания от аккумуляторных батарей (АБ) имеют место следующие задачи:

- определение расчетных нагрузок потребителей сети постоянного тока;
- выбор аккумуляторных батарей по времени необходимого гарантированного питания;
- расчеты нормальных режимов сети постоянного тока по токам и напряжениям;
- расчеты токов короткого замыкания (КЗ) в низковольтных сетях постоянного тока для выбора оборудования;
- расчеты токов КЗ для проверки чувствительности защитных аппаратов сети постоянного тока;
- согласование уставок защит сети постоянного тока и согласование их с защитами сети переменного тока.

Определение расчетных нагрузок. Потребители сети постоянного тока, питающиеся в аварийном режиме от АБ, весьма разнообразны как по мощности, так и по режимам потребления. Они могут быть разделены на следующие группы [1]:

- аппараты систем управления, в состав которых могут входить многочисленные реле защиты, автоматики, блокировки, телемеханики, электромагниты отключения выключателей, электромагниты контакторов, сигнальные лампы, указатели положения и др.;
- электромагниты включения масляных выключателей, мощность которых настолько велика, что для их питания целесообразно иметь собственную сеть;
- лампы аварийного освещения при потере питания от сети переменного тока;
- электродвигатели особо ответственных механизмов собственных нужд, например аварийных маслораспределителей систем регулирования, смазки и уплотнений турбоагрегатов и др.

Выбор аккумуляторной батареи. В основе выбора АБ два основных условия: батарея должна поддерживать питание в течение всего аварийного режима; напряжение на выводах батареи в момент пиковой аварийной нагрузки должно быть больше минимально допустимого по условиям работы электроприемников.

Оценка времени работы от аккумуляторной батареи выполняется на основе определенной расчетной нагрузки с использованием разрядных характеристик, поставляемых в качестве каталожных или паспортных данных.

Данная характеристика обычно приводится для работы новой батареи при $t = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Так как условия работы могут быть другими, по-

является необходимость пересчета разрядной характеристики с учетом старения и температуры эксплуатации.

Кроме того, емкость аккумуляторов в конце срока службы (наработка) должна быть не менее 80 % от номинального значения [3].

Нами разработана методика компьютерного выбора аккумуляторной батареи, которая реализована в программном комплексе EnergyCS Электрика. Методика позволяет учесть все названные факторы, включая возможность толчковой нагрузки в конце разряда, наличие элементного коммутатора или стабилизатора постоянного напряжения.

№	Код АБ	Наименование АБ	Q	Остар. Ач	Узар Ач	Uмин з/ч-а	Uмин АБ	Элементов параллельно	Элементов последовательно	Расчётное время работы (мин.)
1	53	4 GroE 100	100	80	228.8	1.8	187.2	1	104	5
2	54	6 GroE 125	125	100	228.8	1.8	187.2	1	104	12
3	55	8 GroE 150	150	120	228.8	1.8	187.2	1	104	19
4	56	7 GroE 175	175	140	228.8	1.8	187.2	1	104	27
5	57	8 GroE 200	200	160	228.8	1.8	187.2	1	104	36
6	34	GFMJ-200	200	160	228.8	1.8	187.2	1	104	19
7	58	9 GroE 225	225	180	228.8	1.8	187.2	1	104	44
8	47	GFMJ-250	250	200	228.8	1.8	187.2	1	104	34
9	59	10 GroE 250	250	200	228.8	1.8	187.2	1	104	53
10	60	11 GroE 275	275	220	228.8	1.8	187.2	1	104	63
27	38	GFMJ-500	500	400	228.8	1.8	187.2	1	104	169

Рис. 1. Таблица для выбора АБ

Расчет нормальных режимов сети постоянного тока. Следует отметить, что об установившемся режиме при питании от АБ речь не идет, так как режим постоянно изменяется по мере разряда батарей. Расчеты нормальных режимов сети постоянного тока необходимы для проверки оборудования по допустимому напряжению (как максимальному, так и минимальному) и току. Данные расчеты рекомендуется выполнять для трех режимов работы сети, описанных выше, с учетом следующих факторов [1]:

- наличия сопротивлений контактных соединений и токовых катушек отключающих аппаратов;
- возможности наличия элементного коммутатора или фиксированных ответвлений от разного числа последовательно соединенных элементов АБ;
- изменения параметров АБ в зависимости от температуры и условий эксплуатации;
- наличия сопротивления ошиновки аккумуляторного помещения;
- отсутствия поверхностного эффекта на постоянном токе;

При составлении схемы замещения сетей, питаемых от АБ, допустимо не учитывать индуктивные сопротивления их элементов.

Расчеты токов короткого замыкания. Основную сложность при расчете сетей постоянного тока представляет расчет минимальных токов КЗ для выбора защитных аппаратов и их уставок.

При расчете минимальных токов короткого замыкания помимо факторов, учитываемых при расчете нормальных режимов, следует учесть и следующие факторы [2]:

- возникновение электрической дуги;
- увеличение активного сопротивления проводников при нагреве их током КЗ с учетом теплоотдачи в изоляцию;
- изменение характеристик АБ в зависимости от температуры и режима работы.

Каждый фактор в отдельности при определенных условиях может уменьшить значение тока КЗ в два раза.

В программном комплексе EnergyCS Электрика реализован расчет установившихся режимов, времени работы АБ, токов КЗ с учетом всех приведенных факторов.

По результатам расчета проводится автоматическая проверка оборудования. Результаты могут быть нанесены непосредственно на схему, как показано на рис. 2. При этом результаты проверки селективности срабатывания автоматических выключателей и плавких предохранителей могут быть представлены в виде диаграмм, приведенных на рис. 3.

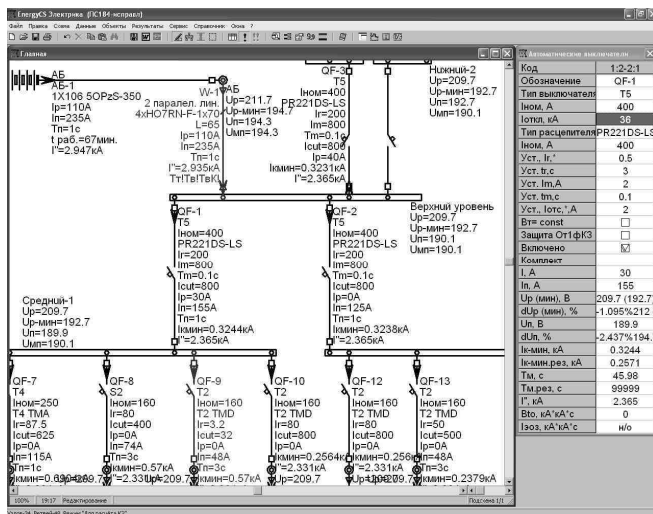


Рис. 2. Часть схемы с расчетом и выделением неправильно выбранного оборудования

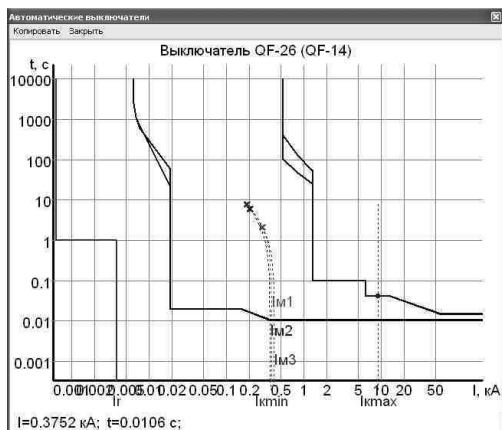


Рис. 3. Диаграмма, показывающая селективность защит при недостаточной чувствительности резервной защиты

Библиографический список

1. Жуков, В.В. Короткие замыкания в электроустановках постоянного тока / В.В. Жуков. – М.: изд-во МЭИ, 2005.
2. ГОСТ 29176-91. Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока. – М.: изд-во стандартов, 1992.
3. ГОСТ 26881-86. Аккумуляторы свинцовые стационарные. Общие технические условия.