

◆ ЕЛЕКТРИЧНІ МАШИНИ ТА АПАРАТИ ◆

УДК 621.313.322-81

УЧЁТ КАЧАНИЙ ВАЛОПРОВОДА ТУРБОАГРЕГАТА ПРИ ОЦЕНКЕ УСТАЛОСТНОЙ ПОВРЕЖДЕННОСТИ ЕГО ЭЛЕМЕНТОВ В ПРОЦЕССЕ УСПЕШНОГО НЕСИНХРОННОГО ВКЛЮЧЕНИЯ

А.П. Бовсуновский, докт. техн. наук, **Ю.В. Куевда**

Национальный университет пищевых технологий,
ул. Владимирская, 68, Киев, 01601, Украина
e-mail: apbovsunovsky@gmail.com, julia@kuevda.com

Разработан алгоритм расчета суммарной поврежденности элементов валопровода турбоагрегата при несинхронных включениях из режима холостого хода с учетом взаимовлияния механических колебаний и электромагнитных процессов в генераторе. Приведены результаты расчетов несинхронного включения генератора при угле между ЭДС турбогенератора и вектором напряжения сети 120°. Показано, что даже в предположении большого уровня диссипации энергии в механической системе при данном режиме включения генератора в материале валопровода турбины накапливается усталостное повреждение, которое надо учитывать при оценке поврежденности элементов турбоагрегата. Библиограф. 6, рис. 2, таблица.

Ключевые слова: турбогенератор, несинхронное включение, усталостная поврежденность.

Вступление. В настоящее время на отечественных теплоэлектростанциях эксплуатируются турбоагрегаты, которые отработали значительную часть отведенного нормативного времени, поэтому оценка остаточного ресурса конструктивных элементов паровых турбин и турбогенераторов является важной задачей. Существует много факторов, которые влияют на остаточный ресурс турбоагрегата. В работе рассмотрен только один из них – усталостная поврежденность материала валопровода, возникающая при избыточных скручивающих моментах, которые наблюдаются при переходных электромеханических процессах в турбогенераторах, в частности, при несинхронных включениях.

В работе [1] для расчетов электромагнитного момента, действующего на бочку ротора турбогенератора, использовались упрощенные формулы, которые не учитывают низкочастотные качания ротора, возникающие при взаимовлиянии механических и электромагнитных переходных процессов.

Целью этой работы являются разработка алгоритма расчета суммарной поврежденности элементов валопровода турбоагрегата при несинхронных включениях с холостого хода и исследование влияния низкочастотных крутильных колебаний ротора на суммарную поврежденность материала валопровода турбоагрегата путем уточнения формы электромагнитного момента, который скручивает упругий вал.

Математическая модель. Для исследования был выбран генератор ТГВ-200 с паровой турбиной К-200-130. Электромагнитные процессы в генераторе моделировались с помощью системы (1) дифференциальных уравнений Парка-Горева с демпферными контурами по осям d и q [2]. Все величины в уравнениях выражены в относительных единицах, а роторные величины приведены к параметрам обмотки статора. В качестве базисных величин приняты: амплитудные значения номинального фазного тока i_b и напряжения u_b , синхронная угловая частота ω_b , сопротивление $z_b = u_b / i_b$, потокосцепление $\Psi_b = u_b / \omega_b$ и время $t_b = 1 / \omega_b$:

$$\begin{aligned} p\Psi_d(t_s) &= -r_a i_d(t_s) + (1 + s_4(t_s))\Psi_q - U \sin(\theta(t_s)); \\ p\Psi_q(t_s) &= -r_a i_q(t_s) - (1 + s_4(t_s))\Psi_d + U \cos(\theta(t_s)); \\ p\Psi_{1d}(t_s) &= -r_{1d} i_d(t_s); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
p\Psi_{1q}(t_s) &= -r_{1q}i_q(t_s); \\
p\Psi_f(t_s) &= E - r_f i_f(t_s); \\
\Psi_d(t_s) &= (x_d + x_T)i_d(t_s) + x_{ad}i_{1d}(t_s) + x_{ad}i_f(t_s); \\
\Psi_q(t_s) &= (x_q + x_T)i_q(t_s) + x_{ad}i_{1q}(t_s); \\
\Psi_{1d}(t_s) &= x_{1d}i_{1d}(t_s) + x_{ad}i_d(t_s) + x_{ad}i_f(t_s); \\
\Psi_{1q}(t_s) &= x_{1q}i_{1q}(t_s) + x_{ad}i_q(t_s); \\
\Psi_f(t_s) &= x_f i_f(t_s) + x_{ad}i_d(t_s) + x_{ad}i_{1d}(t_s); \\
M_p(t_s) &= \Psi_d(t_s)i_q(t_s) - \Psi_q(t_s)i_d(t_s); \\
p\theta(t_s) &= s(t_s),
\end{aligned} \tag{1}$$

где θ – угол между ЭДС генератора E и напряжением сети U ; s – скольжение; p – оператор дифференцирования по синхронному времени $t_s = \omega t$; M_p – электромагнитный крутящий момент, действующий на бочку ротора турбогенератора; $\Psi_d, \Psi_q, \Psi_{1d}, \Psi_{1q}, \Psi_f, i_d, i_q, i_{1d}, i_{1q}, i_f$ – потокосцепления и токи обмоток статора, демпферных контуров в осях d и q и обмотки возбуждения соответственно; r_a, r_{1d}, r_{1q}, r_f – активные сопротивления обмотки статора, демпферных контуров в осях d и q и обмотки; $x_d, x_q, x_{1d}, x_{1q}, x_f$ – индуктивные сопротивления обмотки статора, демпферных контуров в осях d и q и обмотки возбуждения; x_{ad}, x_{aq} – сопротивления взаимной индукции в осях d и q обмотки статора и роторных контуров; x_T – индуктивное сопротивление трансформатора.

Паровая турбина К-200-130 представляет собой сложную механическую систему, состоящую из трех роторов, соединенных муфтами. Роторы являются составной частью цилиндра высокого (ЦВД), среднего (ЦСД) и низкого (ЦНД) давления, в каждом из которых существенно различаются условия силового и температурного воздействия. Валопровод турбины (рис. 1) может быть представлен в виде колебательной системы с четырьмя степенями свободы [4].

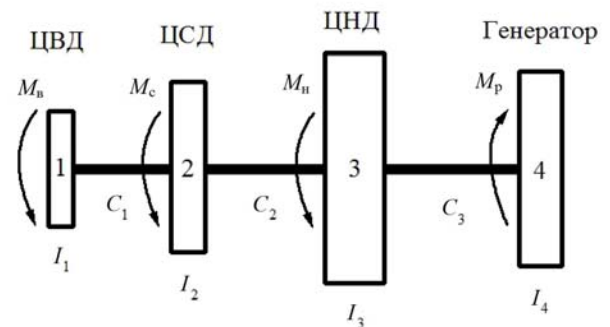


Рис. 1

Крутильные колебания такой системы,

возникающие при подключении турбогенератора к сети, можно описать системой четырех дифференциальных уравнений:

$$\begin{aligned}
I_4 p s_4(t_s) &= C_3(\varphi_3(t_s) - \varphi_4(t_s)) + D_3(s_3(t_s) - s_4(t_s)) - M_p(t_s); \\
I_3 p s_3(t_s) &= M_n + C_3(\varphi_4(t_s) - \varphi_3(t_s)) + C_2(\varphi_2(t_s) - \varphi_3(t_s)) + D_3(s_4(t_s) - s_3(t_s)) + D_2(s_2(t_s) - s_3(t_s)); \\
I_2 p s_2(t_s) &= M_c + C_2(\varphi_3(t_s) - \varphi_2(t_s)) + C_1(\varphi_1(t_s) - \varphi_2(t_s)) + D_2(s_3(t_s) - s_2(t_s)) + D_1(s_1(t_s) - s_2(t_s)); \\
I_1 p s_1(t_s) &= M_b + C_1(\varphi_2(t_s) - \varphi_1(t_s)) + D_1(s_2(t_s) - s_1(t_s));
\end{aligned} \tag{2}$$

где $p\varphi_3(t_s) = s_3(t_s)$; $p\varphi_2(t_s) = s_2(t_s)$; $p\varphi_1(t_s) = s_1(t_s)$; $\theta(t_s) = \varphi_4(t_s)$; $s(t_s) = s_4(t_s)$; C_1, C_2, C_3 – коэффициенты жесткости соединительных участков валопровода (далее элементов 1, 2 и 3); D_1, D_2, D_3 – коэффициенты демпфирования элементов 1, 2 и 3; I_1, I_2, I_3, I_4 – моменты инерции масс дисков роторов ЦВД (1), ЦСД (2), ЦНД (3) и генератора (4); $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \varphi_4$ – углы закручивания дисков 1...4; M_n, M_c, M_b, M_p – моменты, действующие на диски 1...4.

Так как величина электромагнитного момента при несинхронном включении зависит от угла сдвига фаз между вектором электродвижущей силы турбогенератора и вектором напряжения сети в начале переходного процесса и достигает максимального значения для неявнополюсных синхронных машин при $\theta_{нач} = 120^\circ$, дальнейшие расчеты будем проводить именно для этого случая. Примем, что генератор до включения в сеть работал на холостом ходу. Исходя из этого, выпишем начальные условия:

$$\varphi_1(0) = 2\pi/3; \varphi_2(0) = 2\pi/3; \varphi_3(0) = 2\pi/3; \varphi_4(0) = 2\pi/3;$$

$$\begin{aligned} i_d(0) = 0; i_q(0) = 0; i_{1d}(0) = 0; i_{1q}(0) = 0; i_f(0) = 1/x_{ad}; \\ s_1(0) = 0; s_2(0) = 0; s_3(0) = 0; s_4(0) = 0. \end{aligned} \quad (3)$$

Совместное решение системы уравнений (1), (2) позволяет учесть взаимное влияние электромагнитных процессов в генераторе и крутильных колебаний валопровода. В результате численного решения уравнений в системе *Mathcad* с помощью разновидности метода Рунге-Кутты для жестких систем *Radau5* была получена зависимость электромагнитного момента $M_p(t_s)$. На рис. 2 а показана зависимость $M_p(t) = M_p(t_s/\omega)$ в относительных единицах (M_N – номинальный крутящий момент, развиваемый турбиной). Видно, что в начальный момент времени реактивный крутящий момент достигает больших значений, превышающих номинальный момент до семи раз. Поскольку эта зависимость является затухающей, практически полное затухание электромагнитных процессов на турбогенераторе происходит приблизительно за 1 с.

Для дальнейших исследований были найдены касательные напряжения в опасных сечениях валопровода (рис. 2 б – $\delta = 30\%$).

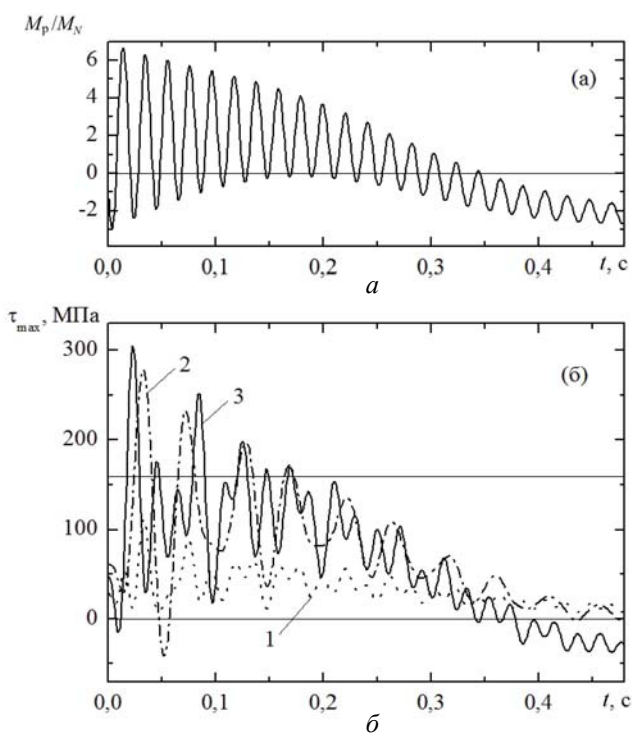


Рис. 2

Способ перехода от относительных углов поворота инерционных дисков модели к касательным напряжениям в упругих элементах приведен в [4]. Из рис. 2 б видно, что при успешном подключении турбогенератора крутильные колебания валопровода поддерживаются на относительно высоком уровне на протяжении практически всего времени действия реактивного момента. При этом наиболее напряженными элементами валопровода являются вал между ротором низкого давления и генератором (далее – элемент 3), муфта между ротором среднего и низкого давления (элемент 2), полумуфта между ротором высокого и среднего давления (элемент 1). Эти элементы обозначены на рис. 1. При этом напряжения в элементах 2 и 3 превышают предел выносливости роторной стали при кручении, который показан на рис. 2 б горизонтальной линией на уровне $\tau_{\max} = 160$ МПа.

Результаты расчетов циклической поврежденности валопровода турбины. Повреждение материала валопровода в результате его крутильных колебаний оценивали на основании гипотезы Пальмгрена-Майнера [5, 6]:

$$D = \sum_{i=1}^n \frac{1}{N_{ip}}$$

где n – количество повреждающих циклов колебаний (повреждающими считались те циклы, при которых напряжение $\tau_{i\max}$ превышало предел усталости материала валопровода τ_{-1}); N_{ip} – число циклов до разрушения при циклическом нагружении с напряжением $\tau_{i\max}$.

Расчеты циклической поврежденности были выполнены на основании кривой усталости роторной стали 25X1MФА, которая была получена в условиях симметричного цикла нагружения и при нормальной температуре [3]. Влияние масштабного фактора, асимметрии цикла и температуры на усталостные свойства стали было учтено с помощью поправочных коэффициентов: $\tau_{\max} = K_M K_a K_t \left[\eta_0 + \eta_v(N)^c + \eta_u(N)^b \right]$, где $\eta_0 = 208,3$; $\eta_v = 3176,2$; $\eta_u = 1,86 \cdot 10^5$; $c = -0,3114$; $b = -0,8348$; N – количество циклов нагружения; K_M – коэффициент масштабного фактора; K_a – коэффициент влияния среднего напряжения цикла; K_t – температурный коэффициент [3]. За нормативные 2000 пусков турбины суммарное повреждение определялось как $D_{\text{сум}} = 2000 \cdot D$.

Результаты расчетов циклической поврежденности материала валопровода турбины при крутильных колебаниях, возникших в результате успешного асинхронного подключения турбогенератора к сети, приведены в таблице. Выполнение условия $P_{\text{сум}} \geq 1$ означает, что материал валопровода достигает предельного состояния.

Уровень крутильных колебаний при успешном подключении турбогенератора к сети в значительной мере определяется диссипативными свойствами механической системы, величина которых неизвестна. Поэтому оценка поврежденности материала валопровода выполнялась при условно малом и большом демпфировании, то есть декремент крутильных колебаний был принят равным $\delta=2$ и 30 % соответственно.

Из таблицы видно, что при успешных подключениях турбогенератора к сети со сдвигом фаз $\theta=120^\circ$ возможность разрушения валопровода за время эксплуатации (то есть за 2000 пусков) возникает лишь в элементе 2 в случае низкого уровня демпфирования ($\delta=2$ %). При значительном демпфировании в системе ($\delta=30$ %) относительная поврежденность материала валопровода не превышает 6,4 %, что создает значительный запас остаточной долговечности.

При этом необходимо заметить, что оценка накопления повреждения, представленная в таблице, является заниженной, поскольку реальное число пусков превышает установленные 2000 пусков на 500 пусков и более при продлении ресурса турбины.

Выводы. Подключение турбогенератора в сеть с грубой синхронизацией приводит к возбуждению крутильных колебаний валопровода турбины.

В результате исследований установлено, что форма и величина рассчитанного электромагнитного момента, который действует на бочку ротора генератора при учете ее качаний, отличается от тех, которые приведены в [1] в виде упрощенных формул.

Оценка циклической поврежденности материала валопровода при крутильных колебаниях за 2000 успешных пусков показала, что в предположении большого уровня диссипации энергии в системе ($\delta=30$ %) накапливается усталостное повреждение (в рассмотренных в работе сценариях – до 6,4 %), а при малом уровне диссипации ($\delta=2$ %) даже возможно разрушение валопровода в процессе эксплуатации.

В заключение отметим, что усталостные явления в материале валопровода турбоагрегата, возникающие при его крутильных колебаниях во время несинхронных включений, необходимо учитывать при оценке поврежденности элементов валопровода наряду с влиянием других аномальных режимов, например, таких как короткие замыкания, набросы нагрузки и т.д.

1. Башта Д.А., Бовсуновський А.П., Штефан С.В., Куєвда В.П. Вплив несинхронного включення на пошкоджувальність валопроводів турбоагрегатів // Енергетика та Електрифікація. – 2012. – № 11. – С. 16–22.
2. Важнов А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока. – Л.: Энергия, 1980. – 256 с.
3. Bovsunovskii A.P. Torsional vibration in steam turbine shafting in turbogenerator abnormal modes of operation // Strength of Materials. – 2012. – 44 (2). – P. 177–186.
4. Palmgren A. Life of ball bearings // Zeitschrift des Vereines Deutscher Ingenieures. – 1924. – 68. – P. 339–341.
5. Miner M.A. Cumulative damage in fatigue // J. Appl. Mech. – 1945. – 12. – P. 159–164.
6. Bovsunovskii A.P. Experimental studies on high-cycle fatigue and damping properties of R2MA rotor steel in torsion // Strength of Materials. – 2011. – 43 (4). – P. 455–463.

УДК 621.313.322-81

А.П. Бовсуновський, докт. техн. наук, **Ю.В. Куєвда**

Національний університет харчових технологій,
вул. Володимирська, 68, Київ, 01601, Україна

Врахування хитань валопроводу турбоагрегата при оцінці втомної пошкодженості його елементів у процесі успішного несинхронного включення

Розроблено алгоритм розрахунку сумарної пошкодженості елементів валопроводу турбоагрегата при несинхронних включеннях з режиму холостого ходу з урахуванням взаємного впливу механічних коливань та електромагнітних процесів у генераторі. Наведено результати розрахунків несинхронного включення генератора з

θ , град.	δ , %	Елемент валопровода	n	$P_{\text{сум}}$
120	2	1	0	0
		2	22	1,059
		3	6	0,209
	30	1	0	0
		2	2	0,031
		3	1	0,064

кутом між ЕРС турбогенератора и вектором напруги мережі 120° . Показано, що навіть у припущенні великого рівня дисипації енергії в механічній системі при такому режимі включення генератора в матеріалі валопроводу накопичується втомне пошкодження, яке треба враховувати при оцінці пошкодженості елементів турбоагрегата. Бібл. 6, рис. 2, таблиця.

Ключові слова: турбогенератор, несинхронне включення, втомна пошкодженість.

A.P. Bovsunovskii, Iu.V. Kuievda

National University of Food Technologies,
Volodymyrska St., 68, Kyiv, 01601, Ukraine

Consideration of turbine-generator unit shaft swings in evaluation of fatigue damage of shaft elements during successful out-of-phase closing

The authors developed an algorithm of calculating of cumulative damage in turbine-generator unit shaft elements during no-load out-of-phase closing. This algorithm includes consideration of electromagnetic processes in generator and shaft mechanical oscillations. Calculation results of closing with phase angle 120° are given. It was shown, that even in assuming of high level energy dissipation in mechanical system, the fatigue damage in shaft material accumulates in that mode of generator closing. That kind of damage needs to be considered in evaluation of overall damage level in turbine-generator unit shaft elements. References 6, figures 2, table.

Key words: turbogenerator, out-of-phase closing, fatigue damage.

Надійшла 2.07.2015

Received 2.07.2015

УДК 621.313.8

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ РОТОРА ДЛЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ КОМПЕНСАЦИИ ГИРОСКОПИЧЕСКОГО МОМЕНТА В ВЫСОКООБОРОТНОМ ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ

А.Е. Антонов, докт. техн. наук, **Е.М. Михайлик**, вед. инж.

Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина
e-mail: aoe@ied.org.ua

Представлен выбор оптимальной частоты вращения и геометрии ротора, выполняющего функции компенсатора гироскопического момента высокооборотного приводного устройства с большим кинетическим моментом ротора. Выбор произведен исходя из условия минимизации массогабаритных показателей и энергопотребления привода компенсатора. Учтены стоимостные показатели материала для изготовления компенсирующего ротора и возможность его использования в качестве составляющего элемента магнитной системы приводного устройства. Библ. 2, рис. 6.

Ключевые слова: высокооборотный электропривод, гироскопический момент, кинетический момент, компенсация момента.

Режущий инструмент с высокооборотным электроприводом иногда становится причиной травматизма из-за гироскопической реакции, возникающей при изменении углового пространственного положения прибора [1]. Для компенсации гироскопического момента в таких устройствах в корпусе прибора устанавливается носитель кинетического момента противоположного знака, величина которого соответствует кинетическому моменту приводного двигателя инструмента. При этом мощность привода компенсатора должна быть достаточной лишь для обеспечения вращения ротора в режиме холостого хода, при котором действуют только два источника нагрузки: шарикоподшипниковые опоры и вязкое аэродинамическое трение при вращении ротора в воздушной среде. Характер нагрузки на привод со стороны подшипников в различных режимах работы электроинструмента, в том числе при действии гироскопического момента, требует отдельного изучения. В статье рассматривается зависимость величины аэродинамических потерь в компенсирующем устройстве и его массогабаритных показателей от частоты вращения и конфигурации компенсирующего ротора для их минимизации.