

Д.А. БАШТА, \*Є.В. ШТЕФАН, \*В.П. КУЄВДА

ПАТ “Київський науково-дослідний і проектно-конструкторський інститут  
“ЕНЕРГОПРОЕКТ”(м. Київ, Україна),

\*Національний університет харчових технологій (м. Київ, Україна)

## ПОШКОДЖУВАНІСТЬ РОТОРНИХ ВАЛІВ ТУРБОАГРЕГАТІВ

© Башта Д.А., Штефан Є.В., Куєвда В.П., 2011

*Розглянуто вплив ударних електромагнітних крутних навантажень на пошкоджуваність роторних валів турбоагрегатів. Розроблено методикувизначення амплітудних величин знакозмінних електромагнітних моментів, що виникають в генераторі турбоустановки, а також запропоновано методикувизначення пошкоджуваності роторних валів, що викликана втомою матеріалу.*

*In this paper were examined the impact of shock electromagnetic torsional loads causing the damages of turbine rotor shaft. A technique of determination of the amplitude values of alternating electromagnetic moments that arise in the generator of turbine is developed. In addition, a method of damage determination of the rotor shaft due to material fatigue is proposed.*

**Постановка проблеми дослідження.** Важливим завданням сьогодення відповідно до основних наукових напрямів та найважливіших проблем фундаментальних досліджень у галузі природничих, технічних і гуманітарних наук на 2009–2013 роки (Наказ МОН України, НАН України № 1066/609 від 26.11.09 року) є визначення довговічності енергетичних установок і машин та експлуатаційних факторів, що впливають на це.

Аналіз умов тривалої експлуатації турбомашин багатьох електростанцій засвідчує, що однією із основних причин катастрофічного руйнування валопроводів турбін є зародження та розвиток магістральних тріщин втоми в матеріалі роторів, викликаних знакозмінними ударними крутними моментами [1–4]. Ці моменти генеруються електромагнітними процесами в турбогенераторі. Їх виникнення обумовлено аномальними режимами експлуатації в системі генератор–електромережа. В роботі розглядається вплив короткого замикання (КЗ) та асинхронного включення (АВ) турбогенератора в електромережу на величину електромагнітних крутних моментів та їх вплив на довговічність валопроводу турбіни.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій** з цієї проблеми [5–7] свідчить, що до сьогодні моніторинг крутних коливань роторних валів турбомашин не проводився, тому про причини їх виникнення можна говорити лише з певними припущеннями. В роботі [1] теоретично обґрунтовується основна причина крутних коливань. Це динамічне навантаження з боку турбогенератора (ТГ) при позаштатних режимах експлуатації. В роботі [2] на фізичних моделях досліджено динамічні навантаження, викликані дією КЗ. Результати підтверджують перевищення номінальних навантажень на валу ротора генератора у декілька разів. Виникнення ж крутних коливань роторного вала на власних частотах з такою достатньо високою амплітудою може бути однією із основних причин втоми металу ротора.

**Метою роботи** є дослідження факторів, які впливають на виникнення динамічних крутних коливань та розроблення методики визначення пошкоджуваності роторних валах від втоми, що викликана дією дотичних напружень від кручення.

**Результати роботи:** Одними із найнебезпечніших факторів, що приводять до виникнення ударних електромагнітних моментів на бочці генератора турбіни, а відповідно, і динамічного крутного моменту на її валу є різні випадки коротких замикань як на самому генераторі, так і в електромережі та асиметричного включення генератора в мережу.

Характерним для раптового КЗ (як і для будь-якої іншої раптової зміни режиму роботи турбогенератора) є поява знакозмінного електромагнітного моменту  $M'' \sim$  на роторі, що виникає як результат взаємодії магнітного потоку, створеного аперіодичними струмами статора, зі струмом незмінного напрямку в обмотці збудження [8].

У початкову мить ( $t = 0$ ) дії раптового КЗ в режимі номінального навантаження (НН), коли вісь полюсів  $d$  збігається з віссю нерухомого відносно статора магнітного потоку  $\Phi_{ан}$ , знакозмінний момент, що діє на бочку ротора,  $M'' \sim = 0$ .

У міру повороту ротора та зсуву його осі  $d$  відносно нерухомого магнітного потоку  $\Phi_{ан}$  статора виникає реактивний момент, який є синусоїдальною функцією кута повороту ротора. Частота зміни моменту  $M'' \sim$  відповідає частоті  $n$  обертання ротора. Приймаючи за  $n = n_N$  ( $n_N$  номінальна частота обертання ротора), маємо, що частота зміни електромагнітного моменту  $M'' \sim$  у часі дорівнює частоті напруги мережі  $f = 50$  Гц.

У синхронних машин із явними полюсами (синхронні двигуни, гідрогенератори) виникає ще й момент подвійної частоти, величина якого залежить від різниці реактивних опорів обмотки статора, відповідно, за поздовжньою віссю  $d$  та поперечною віссю  $q$  ротора. Це стосується і турбогенераторів, у яких реактивні опори в надперехідних режимах  $x''_d$  та  $x''_q$  не зовсім однакові (рис. 1).

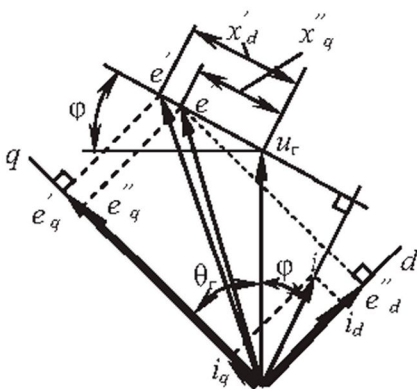


Рис. 1. Векторна діаграма електрорушійних сил при номінальному навантаженні турбогенератора

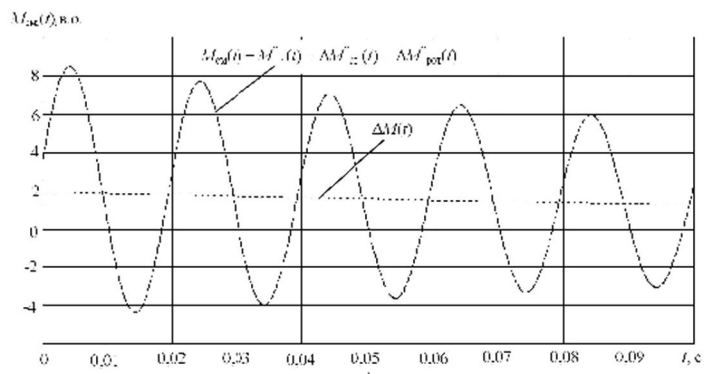


Рис. 2. Залежність сумарного крутного моменту  $M_{эм}(t)$  та його складової постійного напрямку  $\Delta M(t) = \Delta M''_{ст}(t) + \Delta M''_{ром}(t)$  від часу

Окрім знакозмінних моментів основної та подвійної частоти, при раптовому, наприклад, трифазному КЗ виникають реактивні електромагнітні моменти незмінного напрямку, що викликані втратами потужності в активних опорах контурів ротора і статора при протіканні в них відповідних струмів КЗ. Загасання аперіодичної складової струму статора веде до загасання нерухомого магнітного потоку  $\Phi_{ан}$ , тобто, періодичні струми статора також загасають. При цьому момент на валу, що виникає при раптовому КЗ, поступово зменшується. Збільшуючи усі реактивні опори обмотки статора ТГ на величину зовнішнього реактивного опору і розглядаючи напругу у місці КЗ, як напругу на затискачах умовного турбогенератора, що замінює реальний, поширюють методику розрахунку і на цей випадок. Тобто, в загальному випадку, величини струму статора та

знакозмінного моменту  $M_{\sim}$  залежать від попередньої величини напруги у місці виникнення короткого замикання. При цьому системи автоматичного управління та контролю роботи турбоагрегату від'єднують його від мережі і момент на валу, обумовлений попереднім активним навантаженням, не зберігається. Відмітимо, що у більшості випадків КЗ виникає не на виводах турбогенератора, а за деяким зовнішнім реактивним опором, підвищуючий трансформатор та частина лінії електропостачання (ЛЕП).

Таким чином при раптовому трифазному короткому замиканні на виводах обмотки статора турбогенератора із режиму номінального  $M_H$  навантаження сумарний динамічний крутний момент на валу турбогенератора визначимо так:

$$(M_{к.з})_{\max} = M_H + M_{em}(t), \quad (1)$$

де  $M_{em}(t)$  – сумарний електромагнітний момент, що діє на бочку ротора турбогенератора і визначається за такою залежністю:

$$M_{em}(t) = M_{\sim}(t) + \Delta M_{ст}(t) + \Delta M_{рот}(t) = M_{\sim}(t) + \Delta M(t). \quad (2)$$

Його складові, що діють на бочку ротора турбогенератора, визначили за аналітичними залежностями згідно з роботою [8], де

$M_{\sim}$  – знакозмінний момент від взаємодії полюсів ротора, що обертається, із нерухомим, відносно статора, магнітним потоком  $\Phi_{ап}$ ;

$\Delta M_{ст}$  – додатковий реактивний момент незмінного скерування, викликаний втратами потужності від змінних струмів у контурах статора;

$\Delta M_{рот}$  – додатковий реактивний момент незмінного скерування, викликаний втратами потужності від змінних струмів у контурах ротора.

Амплітуда крутного ударного моменту максимального значення (більше восьми відносних одиниць), як видно із рис. 2, досягає в початковий (0,005–0,015 с) момент виникнення короткого замикання. З часом за рахунок загасання струмів у контурах статора та ротора дії інерційних сил, опору середовища та інших особливостей відбувається її загасання.

У роботі [9] наведено приклади розрахунку електромагнітних моментів, що діють на бочку ротора турбогенератора ТГВ-200 при різних найбільш характерних випадках короткого замикання та призводять до виникнення ударних динамічних крутних моментів на його роторному валу.

Як зазначали вище, у позаштатних (КЗ, пошкодження на Л.Е.П. і т. п.) ситуаціях спрацьовує автоматизована система відключення турбоагрегату. Для швидкого відновлення нормального режиму роботи енергосистеми після аварії часто застосовують автоматичне повторне включення турбогенератора, яке в більшості випадків є несинхронним [10]. При цьому, величини електромагнітних моментів, що діють на бочку ротора та його вал під час процесу синхронізації, великою мірою залежать від величини кутового зсуву  $\theta$  між векторами електрорушійної сили (ЕРС) турбогенератора, що включається, та векторами напруги мережі, а також від величини зовнішнього реактивного опору між генератором і мережею (трансформатор, лінія електропередачі, що з'єднує турбогенератор з електромережею).

Розглянемо найпростіший випадок трифазного несинхронного включення, коли до включення ТГ обертався на холостому ході (ХХ) з певною напругою на виводах за розімкнутого кола статора [11]. При цьому усі ЕРС генератора, включаючи і ЕРС  $e''$  за надперехідним реактивним опором  $x''_d$ , дорівнюють за величиною і фазою напрузі на виводах ТГ, тобто,  $e'' = u_c$  (для спрощення при розрахунках струмів і моментів не враховують їх загасання у часі).

У момент включення ( $t = 0$ ) під дією напруги  $u_{кз} = e'' - u_{м(t=0)}$  в обмотці статора виникає періодичний струм  $i_{ст}$ , вектор якого відстає від вектора  $u_{кз}$  на 90 електричних градусів (рис. 3, а). Одночасно, за першим законом комутації в обмотці статора виникає також аперіодичний струм  $i_{ап}$ , який дорівнює за величиною періодичному струмові  $i_{ст}$  та протилежний йому за знаком. Аперіодичні струми усіх трьох фаз обмотки статора створюють магнітний потік  $\Phi_{ап}$ , нерухомий відносно статора (рис. 3, б).

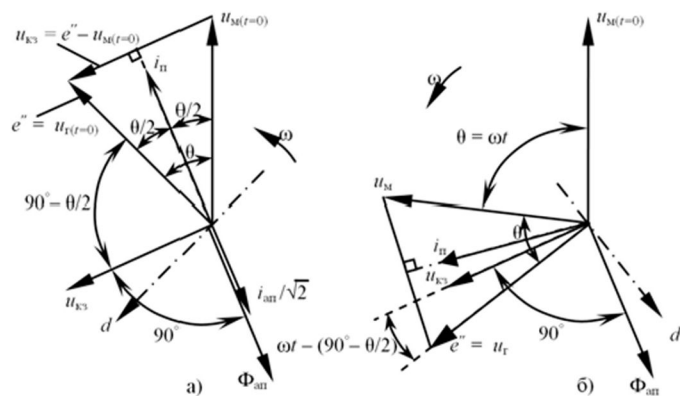


Рис. 3. Векторна діаграма електрорушійних сил, напружень та струмів при АВ турбогенератора в електромережу

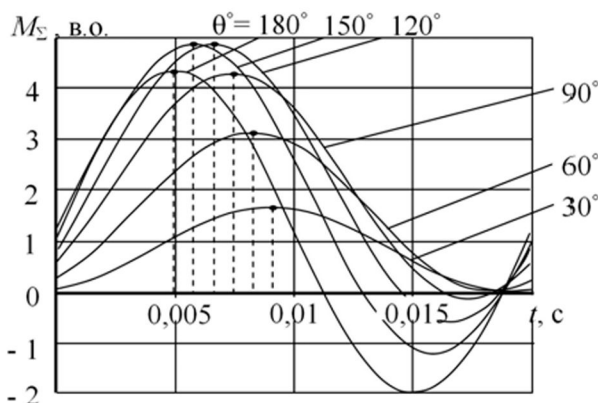


Рис. 4. Графіки зміни величини сумарного ударного крутного моменту на валу турбоагрегату в часі при різному куті асиметрії включення

Вихідними даними для розрахунку несинхронного включення, наприклад, ТГВ-200 у мережу є :  $e'' = u_t = 1,0$  в.о. (див. вище); сумарний індуктивний опір кола, що обтикається струмом включення (обмотка статора турбогенератора, підвищуючий трансформатор та частина лінії від трансформатора до мережі, відповідно)  $\Sigma x''_{dq} = x''_{dq} + x_T + x_L = 0,209 + 0,13 + 0,4 = 0,739$  в.о.; індуктивний та активний опори обмотки статора в сталому режимі, відповідно  $x_d = 1,85$  в.о. та  $r_1 = 0,004$  в.о.; середній результуючий активний опір роторних контурів за ковзанням  $s = 1$   $r_{adq1} = 0,076$  в.о.; зовнішній активний опір (трансформатор та частина лінії від трансформатора до мережі, відповідно)  $r_{зов} = r_T + r_L = 0,005 + 0,035 = 0,04$  в.о.; номінальний коефіцієнт потужності  $\cos \varphi_N = 0,85$ ; розрахункові значення кутів  $\theta^\circ = 30^\circ, 60^\circ, 90^\circ, 120^\circ, 150^\circ$  та  $180^\circ$ . При цьому було прийнято, що мережа напругою 110 кВ, до якої підключався турбогенератор, розташована на відстані 50 км від електростанції.

Сумарний електромагнітний момент  $M_\Sigma(t)$ , що діє на бочку ротора за несинхронним включенням, є сумою:

- незмінного за знаком реактивного моменту  $M_{nc}(t)$ , який визначається векторами  $e''$  та  $u_m$

$$M_{nc}(t) = e'' \cdot u_m \cdot \sin \theta / (\Sigma x''_{dq} \cdot \cos \varphi_N); \tag{3}$$

- знакозмінної складової  $M_{nc-}$ , яка визначається векторами  $e''$  та  $u_{кз}$

$$M_{nc}(t) \sim = e'' \cdot u_{кз} \cdot \sin [\omega t - (90^\circ - \theta/2)] / (\Sigma x''_{dq} \cdot \cos \varphi_N); \tag{4}$$

- додаткових реактивних моментів, що визначаються втратами потужності в колах статора та ротора, відповідно

$$\Delta M_{ст}(t) = (e'' / \Sigma x''_{dq})^2 \cdot (r_1 + r_{зов}) / \cos \varphi_N; \tag{5}$$

$$\Delta M_{рот}(t) = (u_{кз\theta})^2 \cdot r_{adq1} / \{ [(r_1 + r_{adq1} + r_{зов})^2 + (\Sigma x''_{dq})^2] \cdot \cos \varphi_N \}; \tag{6}$$

де  $(u_{кз\theta})^2 = (e'')^2 + (u_m)^2 - 2 \cdot e'' \cdot u_m \cdot \cos \theta_{пад}$  та  $\theta_{пад} = 0,017 \cdot \theta^\circ$ .

На рис. 4 наведено графічні залежності сумарного електромагнітного моменту  $M_\Sigma$ , від часу  $t$ , що розраховувалася за формулами (3–6), відповідно:

$$M_\Sigma(t) = M_{nc}(t) + M_{nc}(t) \sim + \Delta M_{ст}(t) + \Delta M_{рот}(t), \tag{7}$$

що діє на бочку ротора за несинхронним включенням, за різними значеннями кута включення  $\theta^\circ$  (без урахування загасання моментів від часу). У таблиці подано максимальні значення моментів  $M_{\Sigma max}$  (в.о.) для різних кутів несинхронного включення  $\theta^\circ$ .

**Значення сумарного крутного моменту при різній асиметрії включення**

$\theta^\circ$	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°
$M_{\Sigma max}$	0	1,645	3,153	4,283	4,872	4,864	4,327

Найбільшою величиною діючого на ротор моменту є при несинхронному включенні турбогенератора у мережу за  $\theta^\circ = 120^\circ$ , проте, у доволі великому діапазоні кутів включення  $\theta^\circ = (70^\circ \dots 180^\circ)$  максимальний момент  $M_{\Sigma \max}$  за іншими рівними умовами лише приблизно на 20 % менше ніж при включенні з кутом  $\theta^\circ = 120^\circ$ .

Хоча АВ при достатньо високому реактивному опорі  $x_r + x_n$  не викликають таких великих стрибків струму в статорі та моменту на роторі, як за раптовими короткими замиканнями на виводах ТГ, але вони можуть відбуватися набагато частіше і це може призвести до доволі швидкого механічного пошкодження валопроводу генератор – турбіна.

Дослідження коливань, які виникають в результаті таких навантажень, за даними роботи [12], показали, що найвищий рівень інтенсивності напружень на валопроводі турбіни К-200-130 виникає за першою формою коливань у двох його перерізах. Перший в зоні з'єднання ротора циліндрів високого і середнього тисків, а другий в зоні спряжиння валів циліндра низького тиску і генератора (рис.5). Для визначення величин напружень, що обумовлюються дією реактивного крутного моменту, використовувалась тривимірна скінченно-елементна модель роторного вала, що складалася із 50 тисяч елементів. Розрахунки здійснювалися за допомогою програмної системи ANSYS (Modal analysis).

Можемо констатувати, що найбільша величина інтенсивності напружень досягається при КЗ в проміжку часу (0,013...0,026)с після виникнення нештатної ситуації і сягає значень, близьких до допустимих напружень для роторної сталі 25Х1МФА (рис. 6). А отже, при довготривалій експлуатації турбіни, де фактор наявності такого роду ситуацій доволі значимий, існує вірогідність, враховуючи величину і динамічний характер дії виникаючих при цьому напружень, появи пошкоджуваностей як на валу турбіни, так і у його з'єднувальних елементах.

Необхідно також зазначити, що ударний електромагнітний момент, а відповідно і виникаючі напруження на валу турбогенератора, мають загасальний характер. Рівень же демпфування коливань у механічній системі істотно впливає на кількість циклів, що також впливають на її пошкоджуваність.

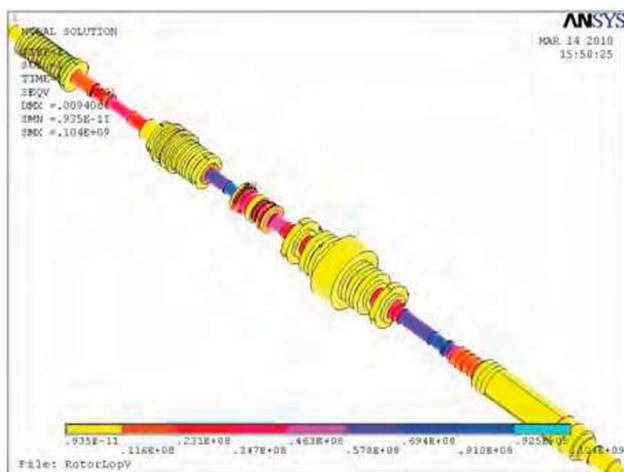


Рис. 5. Схема розподілу інтенсивності напружень по довжині вала ( $t=0,015c$ )

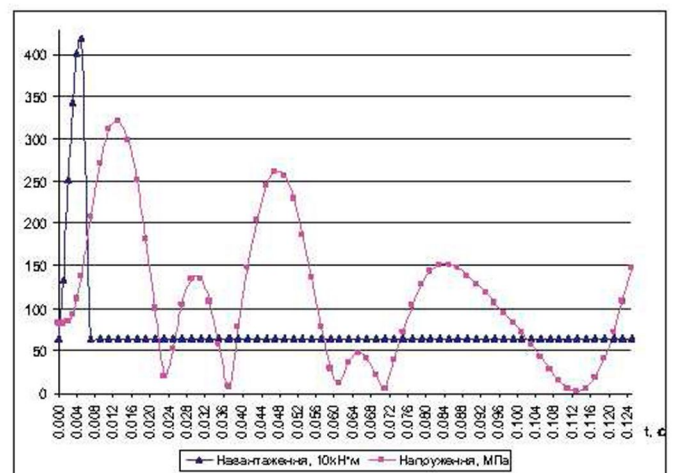


Рис. 6. Графік зміни інтенсивності напружень у часі при КЗ

У загальному випадку для такої системи, як валопровід в умовах експлуатації, визначення величини розсіювання енергії коливань, що обумовлюється її втратами в матеріалі, конструкційними особливостями, аеродемпфуванням, яке пов'язане із взаємодією коливальних елементів з пароповітряним середовищем, є однією із складових визначення довговічності конструкції. В її розрахунках може бути прийнято, як зазначено в роботі [13], лінійне в'язке демпфування і коливальний процес загасальним.

Користуючись, наприклад, лінійною теорією додавання пошкоджень (гіпотеза Пальмгрена – Майнера), було прораховано циклічну міцність вала за формулою:

$$P = \sum_{i=1}^n \frac{\kappa_i}{N_{ip}} = 1, \quad (8)$$

де  $\kappa_i$  – число циклів навантажень з початковою амплітудою напружень загасального процесу;  $N_{ip}$  – число циклів до зруйнування при максимальній амплітуді навантаження;  $n$  – кількість блоків навантаження.

Користуючись можливостями сучасної обчислювальної техніки, було реалізовано можливість додавання пошкоджень на кожному циклі деформування, тобто кількість блоків навантаження  $n$  дорівнювала числу пошкоджуючих циклів деформування. При цьому циклічна пошкоджуваність матеріалу оцінювалася параметром  $P$ :

$$P = \sum_{i=1}^n P_i, \quad (9)$$

де  $P_i$  – пошкоджуваність матеріалу за один повний цикл коливання.

Алгоритм визначення пошкоджуваності матеріалу був таким. Спочатку визначалася амплітуда напружень  $i$ -го (починаючи з першого) циклу затухаючих коливань. Потім для цієї амплітуди визначалося число циклів до зруйнування  $N_{ip}$ . Пошкоджуваність матеріалу на  $i$ -му циклі коливань вираховувалась за формулою

$$P_i = \frac{1}{N_{ip}}, \quad (10)$$

Такий розрахунок продовжували послідовно для кожного із  $i$  циклів загасального коливального процесу. Обчислення закінчували, коли амплітуда напружень  $i$ -го циклу крутих коливань ставала меншою за межу витривалості роторної сталі ( $\tau_{\max} \leq \tau_{-1}$ ).

Як зазначалося раніше, значно впливає на кількість пошкоджувальних циклів від дії навантаження рівень демпфування коливань такої механічної системи, як вал турбіни. Результати аналізу демпфуючих властивостей цілого ряду вуглецевих малолегованих сталей підтверджують, що логарифмічний декремент крутих коливань роторної сталі 25X1МФА не може бути нижчим за 0,8 %. А тому при розрахунках нижньої границі характеристики демпфування був прийнятий  $\delta = 1\%$ . Рівень циклічної пошкоджуваності валопроводу розраховували при двох співвідношеннях між знакозмінним ударним і номінальним квазістатичним крутними моментами ( $M_{\Sigma_{\max}} = 3M_H$  – режим АВ та  $M_{em} = 6M_H$  – режим КЗ). У більшості випадків навантаження і вибору параметрів коливальної системи, які розглядалися, в матеріалі валопроводу виникає циклічне пошкодження, найбільший рівень якого спостерігається при амплітуді реактивного моменту, що дорівнювала шести номінальним. У цьому випадку циклічна пошкоджуваність роторної сталі за різними критеріями міцності знаходиться в межах  $P=(0,56...4,24)\%$ . Враховуючи пошкоджуючий характер дії на матеріал вала турбіни та інших аналогічних експлуатаційних факторів при розрахунках залишкового ресурсу валопроводу турбіни можна враховувати нижню границю циклічної пошкоджуваності, використовуючи консервативний варіант оцінювання такого ресурсу. Розходження значень циклічної пошкоджуваності, яка визначалась за різними критеріями міцності, сягають одного порядку. Цей діапазон є можливість істотно звузити і тим самим підвищити точність прогнозування за рахунок використання безпосередніх даних про характеристики втоми роторних сталей при крученні, а також даних як про кількість нештатних ситуацій, так і про величини абсолютних значень ударних крутих моментів, які були ними викликані. На жаль, для більшості вітчизняних генеруючих станцій моніторинг таких експлуатаційних факторів практично не проводять. Тому сьогодні розвиток пошкоджень, що викликані дією навантажень від

динамічного кручення та втотою матеріалу роторного вала, є важко прогнозованим. Для більш об'єктивної оцінки пошкоджуваності, а відповідно і визначення довготривалості роботи турбінних агрегатів необхідно комплектувати їх потужними системами експериментально-аналогового і електронно-цифрового експлуатаційного контролю за дією нештатних динамічних навантажень.

#### Висновки:

1. У роботі розглянуто основні динамічні фактори, що спричиняють значні знакозмінні крутні моменти на валу турбоагрегату. Запропоновано і апробовано методику визначення небезпечних перерізів за довжиною валопроводу турбіни та величину інтенсивності напружень залежно від часу нештатної ситуації в процесі експлуатації.

2. Наведено результати досліджень зміни інтенсивності напружень у часі при КЗ. У зв'язку з тим, що АВ за характером розвитку подій аналогічно КЗ і відрізняється лише величиною амплітуди реактивного моменту, результати досліджень по АВ у цій роботі не наводяться. Дослідження зміни інтенсивності напружень у часі при АВ будуть проведені в майбутньому.

3. Розроблено методику визначення циклічної пошкоджуваності валопроводу при виникненні динамічних нештатних експлуатаційних ситуацій. Оцінено пошкоджуваність вала із максимально наближеними до реальних параметрами. Встановлено, що пошкоджуваність знаходиться в межах  $P=(0,56...4,2)\%$  для одного нештатного режиму роботи турбогенератора.

4. Для безпечної експлуатації валопроводу турбоагрегату необхідно проводити постійний моніторинг ударних крутних моментів у небезпечних по його довжині перерізах та створювати автоматизовану систему оцінювання в реальному часі його циклічної пошкоджуваності від дії експлуатаційних динамічних навантажень крученням.

1. Детинко Ф.М., Загородная Г.А., Фастовский В.М. Прочность и колебание электрических машин. – Ленинград.: “Энергия”, 1969. – 440 с. 2. Глебов И.А., Остроумов Э.Е., Казовский Е.Я., Рубесов Г.Е. Скручивающие моменты на валу турбоагрегата при отключении коротких замыканий // *Электричество*. – 1978. – №2. – С. 22–26. 3. Joyce J.S., Kulig T. and Lambrecht D. Torsional fatigue of turbine-generator shafts caused by different electrical system faults and switching operations, *IEEE Transactions, PAS-97, Sept.-Oct. 1978, P. 965–977*. 4. Walker D.N., Placek R.J., Bowler C.E.J., White J.C. and Edmonds J.S. Turbine generator shaft torsional fatigue and monitoring in CIGRE, 1984. – P. 11–17. 5. Лейзерович А.Ш. Эксплуатационный контроль за накоплением поврежденности деталей паровых турбин // *Энергохозяйство за рубежом*. – 1979. – №6. – С.10–16. 6. Загреддинов И.Ш., Костюк А.Г., Трухний А.Д. Разрушение турбоагрегатов 300 МВт Каширской ГРЭС: причины, последствия и выводы // *Теплоэнергетика*. – 2004. – №5. – С. 5–15. 7. Костюк А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухний А.Д. Паровые и газовые турбины для электростанций. Москва: Издательский дом МЭИ, 2008. – 556 с. 8. Лютер Р.А. Расчет момента вращения синхронных машин при коротких замыканиях // Сб. “Электрика”. – 1950. – №7. – С. 15–18. 9. Куевда В.П., Штефан Е.В., Баишта Д.А., Куевда Ю.В. Визначення динамічних крутних моментів, що діють на ротор турбогенератора ТГВ-200 при трифазних коротких замиканнях // *Енергетика і електрофікація*. – 2011. – №8. – С. 12–21. 10. Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1977. – 176 с. 11. Поляк Н.А. Современные крупные двухполюсные турбогенераторы. Электромагнитные характеристики. – М.: Энергия, 1972. – 427 с. 12. Штефан Е.В., Куевда В.П., Баишта Д.А. Визначення амплітудних напружень при вібраційних крутних навантаженнях валопроводів турбомашин // *Вібрації в техніці та технологіях*. – 2011. – №8. – С. 18–22. 13. Бовсуновский А.П., Черноусенко О.Ю., Штефан Е.В., Баишта Д.А. Усталостное повреждение и разрушение роторов паровых турбин в результате крутильных колебаний // *Проблемы прочности*. – 2010. – №1. – С. 144–151.