

УДК 621.313.322

### ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ВІБРОЗБУДЖУЮЧІ СИЛИ ТУРБОГЕНЕРАТОРА В МАНЕВРЕНИХ РЕЖИМАХ РОБОТИ

**Ю.М. Васьковський**, докт.техн.наук, **А.М. Мельник\***  
Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна. –e-mail: [ied10@ukr.net](mailto:ied10@ukr.net)

*У статті досліджуються закономірності зміни електромагнітних віброзбуджуючих сил турбогенератора (ТГ) при регулюванні його активної і реактивної потужностей у маневрених режимах роботи. Дослідження проводилися для ТГ типу ТГВ-200-2 потужністю 200 МВт. Польова математична модель дозволяє змодельувати сигнали датчиків вібрацій як функції часу і визначити оптимальний режим роботи ТГ з найменшим рівнем вібрації. Проведено розрахунок U-подібних характеристик для трьох значень потужності ТГ. Показано, що при роботі в режимі перезбудження віброзбуджуючі сили мало залежать від потужності ТГ, а при переході ТГ у режим недозбудження недоцільно суттєво зменшувати активне навантаження, оскільки при цьому спостерігається значне на (35...45)% збільшення вібрації. Найбільший рівень вібрації ТГ спостерігається в режимі синхронного компенсатора без активного навантаження. Бібл. 12, табл. 1, рис. 7.*

**Ключові слова:** польова математична модель, віброзбуджуючі сили, активна та реактивна потужності, режим недозбудження, кут навантаження, векторна діаграма.

**Вступ.** Сучасні умови експлуатації в енергосистемі турбогенераторів (ТГ) потужністю 100–200 МВт вимагають регулювання в широких межах їхніх активної і реактивної потужностей, тобто їхнє використання в маневрених режимах роботи. Окремі проблеми, що виникають при роботі ТГ у маневрених режимах, наприклад, підвищений нагрів торцевих зон статора в режимах споживання реактивної потужності ТГ, були детально досліджені, наприклад, у роботах [2, 4]. Упродовж останніх років з'явилася велика кількість публікацій, присвячених проблемам моніторингу вібраційного стану потужних турбогенераторів, діагностуванню їхніх ушкоджень на основі аналізу змін вібрацій тощо. Наприклад, у роботі [8] на основі експериментальних даних досліджуються вібрації підшипників і шин обмотки статора потужного ТГ, а у [6] представлено методи, засоби та відповідне математичне забезпечення для систем контролю, моніторингу і діагностування вібраційного стану турбоагрегатів. У роботі [9] описано причини виникнення вібрацій статора ТГ під дією осьових змінних сил електромагнітного походження та запропоновано способи зменшення небезпечного рівня вібрацій ТГ. Над проблемою досліджень вібраційного стану потужних ТГ плідно працюють і інші вітчизняні та закордонні фахівці [3,5,7,10,11,12].

Разом з тим, проблема зміни вібраційного стану ТГ у маневрених режимах роботи практично не досліджувалася, хоча рівень вібрацій ТГ суттєво залежить від режиму його роботи і в значній мірі впливає на надійність експлуатації ТГ, особливо в умовах його обмеженого залишкового ресурсу. Тому проблема дослідження рівня вібрації ТГ у різних (маневрених) режимах роботи, що характерно для ТГ, активна і реактивна потужності яких регулюються в широких межах для підтримки балансу енергосистем, є актуальною та дотепер невирішеною науково-практичною задачею.

Мета статті полягає у дослідженні методами математичного моделювання закономірностей зміни електромагнітних віброзбуджуючих сил ТГ при регулюванні його активної і реактивної потужностей у маневрених режимах роботи та визначення оптимального діапазону роботи генератора з найменшим рівнем вібрації. Розглядаються лише електромагнітні віброзбуджуючі сили, оскільки при регулюванні струму обмотки збудження у відповідності до U-подібних характеристик змінюються тільки вібрації електромагнітного походження, які залежать від розподілу електромагнітного поля ТГ. Дослідження проводилися на прикладі серійного турбогенератора ТГВ-200-2 потужністю 200 МВт, значна кількість яких встановлена на електростанціях України, а їхня потужність регулюється у широких межах.

**Математична модель.** Математична модель передбачає розв'язання рівняння електромагнітного поля в активній зоні ТГ і визначення віброзбуджуючих сил у виділеній точці статора, де розмі-

---

© Васьковський Ю.М., Мельник А.М., 2016  
\*ORCID ID <http://orcid.org/0000-0002-7492-3110>

щується умовний датчик вібрації. Враховуючи значну осьову довжину активної зони ТГ порівняно з довжиною полюсної поділки, достатньо розглянути поле у двовимірному наближенні в поперечному перетині. Розглядатимемо сталі процеси, припускаючи, що всі польові функції змінюються у часі за гармонійним законом. У загальному випадку основне рівняння електромагнітного поля відносно комплексної амплітуди єдиної осьової складової векторного магнітного потенціалу  $\dot{A}_z$  у довільній системі координат має наступний вигляд [4]:

$$\Delta \dot{A}_z - j\omega\mu\gamma \dot{A}_z + \mu\gamma\omega_R \left( R \times \text{rot} \dot{A}_z \right) = -\mu \dot{J}_{\text{стор}}, \quad (1)$$

де  $\dot{J}_{\text{стор}}$  – густина сторонніх струмів (у даному випадку – це щільність струмів у пазах статора, яка задається відповідно до схеми обмотки статора);  $\omega$  – кутова частота зміни у часі векторного магнітного потенціалу;  $\omega_R$  – кутова швидкість обертання ротора;  $\mu$  – магнітна проникність;  $\gamma$  – електропровідність;  $R$  – радіус-вектор довільної точки ротора. Кутова частота зміни у часі магнітного потенціалу і кутова частота обертання ротора залежать від вибору системи координат, в якій виконується розв’язок. Для синхронних машин за відсутності вихрових струмів в осердях статора і ротора рівняння (1) набуває наступного вигляду:

$$\Delta \dot{A}_z = -\mu \dot{J}_{\text{стор}}. \quad (2)$$

Джерелами поля є густина сторонніх струмів трьох фаз обмотки статора

$$\begin{aligned} \dot{J}_{A \text{ стор}} &= I_m u_{\Pi} / S_{\Pi}, & \dot{J}_{B \text{ стор}} &= I_m u_{\Pi} [\cos(-2\pi/3) - j\sin(-2\pi/3)] / S_{\Pi}, \\ \dot{J}_{C \text{ стор}} &= I_m u_{\Pi} [\cos(-4\pi/3) - j\sin(-4\pi/3)] / S_{\Pi}, \end{aligned} \quad (3)$$

де  $I_m$  – амплітуда струму в фазі обмотки статора;  $u_{\Pi}$  – число послідовно з’єднаних провідників у пазу статора;  $S_{\Pi}$  – площа перетину паза статора. Рівняння (2) доповнюється однорідними граничними умовами першого роду на лінії зовнішньої поверхні ярма статора, що обмежує розрахункову область  $G$

$$\left. \dot{A}_z \right|_G = 0. \quad (4)$$

Величина  $\mu$  у кожній точці розрахункової області, де знаходяться феромагнітні матеріали, визначається за відповідними кривими намагнічування. Складові вектора магнітної індукції в декартовій системі координат визначаються за співвідношеннями

$$\dot{B}_x = \partial \dot{A}_z / \partial y, \quad \dot{B}_y = \partial \dot{A}_z / \partial x. \quad (5)$$

Щільність віброзбуджуючих сил пропорційна тензору магнітного натягу, який має фізичну розмірність тиску (Н/м<sup>2</sup>). Представимо модулі нормальної та тангенціальної складових тензора магнітного натягу

$$T_n = \left| \frac{1}{2\mu} \left( \dot{B}_n^2 - \dot{B}_\tau^2 \right) \right|, \quad T_\tau = \left| \frac{1}{\mu} \left( \dot{B}_n^2 \cdot \dot{B}_\tau^2 \right) \right|, \quad (6)$$

де  $\dot{B}_n, \dot{B}_\tau$  – відповідно нормальна (направлена вздовж вектора нормалі до поверхні в заданій точці) і тангенціальна (направлена вздовж дотичної до поверхні в заданій точці) проекції вектора магнітної індукції. Виразимо нормальну і тангенціальну складові магнітної індукції через проекції вектора індукції в декартовій системі координат за виразами

$$\dot{B}_n = \dot{B}_y \cos\alpha + \dot{B}_x \sin\alpha = \left( y \dot{B}_y + x \dot{B}_x \right) / R_\delta, \quad \dot{B}_\tau = \dot{B}_x \cos\alpha - \dot{B}_y \sin\alpha = \left( y \dot{B}_x - x \dot{B}_y \right) / R_\delta, \quad (7)$$

де  $x, y$  – проекції радіус-вектора на осі системи координат;  $R_\delta$  – радіус розточка статора. Надалі розглядаються радіальні вібрації, які відбуваються за рахунок дії нормальної складової тензора магнітного натягу.

Для врахування зміни тензора у часі модель передбачає зміну у часі конфігурації розрахункової області при переміщенні ротора відносно статора. Переміщення ротора моделюється зміною ко-

ординат  $x$ ,  $y$  точок ротора. Зміни  $\Delta x$ ,  $\Delta y$  координат ротора по кроку у часі  $\Delta t$  задаються наступними формулами:

$$\begin{cases} \Delta x = \cos[\omega_R \cdot (t + \Delta t)] \cdot x - \sin[\omega_R \cdot (t + \Delta t)] \cdot y - x; \\ \Delta y = \sin[\omega_R \cdot (t + \Delta t)] \cdot x + \cos[\omega_R \cdot (t + \Delta t)] \cdot y - y. \end{cases} \quad (8)$$

Інтервал часу  $T$ , на якому здійснюється аналіз сигналу, відповідає одному періоду, тобто одному повному обороту ротора – для дво полюсного ТГ  $T = (0 \dots 0.02)$  с. Кількість розрахункових кроків становить 200, тобто один крок по часу дорівнює  $10^{-4}$  с. За один крок ротор повертається відносно статора на третину зубцевої поділки, що задовольняє умовам точності. Розрахунки проводилися за допомогою програмного середовища *Comsol Multiphysics*.

Діюче значення електрорушійної сили (ЕРС) фази обмотки якоря при електромагнітних величинах, що гармонійно змінюються у часі, розраховується за наступною формулою:

$$E = \pi \sqrt{2} f_1 \Psi_{\Phi}, \quad (9)$$

де  $f_1$  – частота мережі,  $\Psi_{\Phi}$  – магнітне потокозчеплення фази обмотки якоря. Потокозчеплення фази складається з потокозчеплень  $q$  послідовно з'єднаних котушок і знаходиться інтегруванням векторного магнітного потенціалу за сумарною площею поперечного перетину сторін усіх котушок фази  $S_q$ ,

$$\text{що мають струми одного напрямку} \quad \Psi_{\Phi} = \frac{2u_{\Pi} l_{\Pi}}{S_{\Pi}} \int_{S_q} \dot{A}_z \cdot ds, \quad (10)$$

де  $l_{\Pi}$  – аксіальна довжина статора ТГ,  $u_{\Pi}$  – кількість послідовно з'єднаних витків у пазу. Математична модель (1–10) дозволяє змоделювати сигнали умовних датчиків вібрацій (датчиків віброприскорення) як функції реального часу. Для цього в точці розташування датчика за виразом (6) розраховується нормальна складова тензора магнітного натягу, оскільки величина віброприскорення пропорційна величині віброзбуджуючої сили.

Для аналізу віброзбуджуючих сил у різних режимах роботи ТГ необхідно розрахувати його  $U$ -подібні характеристики, які узгоджують між собою величини струмів в обмотках якоря, збудження і  $\cos\varphi$  генератора. Для кожного режиму роботи необхідно також визначити кут навантаження  $\Theta$ , з яким працює ТГ. З теорії електричних машин основне рівняння рівноваги напруг на фазу обмотки якоря для синусоїдальних струмів і напруг неявнополюсного ТГ записується наступним чином:

$$\dot{U} = \dot{E}_f - j \dot{I} x_{ad} - j \dot{I} x_{\sigma a} - r_a \dot{I} = \dot{E}_f - j \dot{I} x_d - r_a \dot{I}, \quad (11)$$

де  $\dot{U}$ ,  $\dot{I}$  – фазні напруга та струм,  $\dot{E}_f$  – ЕРС, що наводиться полем обмотки збудження,  $r_a \dot{I}$  – падіння напруги на активному опорі,  $j x_d \dot{I} = j(x_{ad} + x_{\sigma a}) \dot{I}$  – падіння напруги на синхронному індуктивному опорі,  $x_{ad}$  – індуктивний опір реакції якоря за поздовжньою віссю,  $x_{\sigma a}$  – індуктивний опір розсіювання обмотки якоря. На рис. 1 показано векторну діаграму ТГ.

З векторної діаграми випливає, що ЕРС фази обмотки якоря від результуючого магнітного потоку в повітряному проміжку дорівнює

$$\dot{E}_{\delta} = \dot{U} + \dot{I}(r_a + j x_{\sigma a}). \quad (12)$$

Кут зсуву фаз між магніторушійною силою (МРС) обмоток якоря та збудження

$$\delta = \psi + 90^{\circ}, \quad (13)$$

де  $\psi = \Theta + \varphi$  – кут між векторами струму та ЕРС,  $\varphi$  – кут фазового зсуву між напругою та струмом.

Величина  $\varphi$  визначається заданим режимом роботи, а величина  $\psi$  розраховується за формулою [1]

$$\psi = \arctg\left(\frac{U \sin \varphi + x_d I}{U \cos \varphi + r_a I}\right). \quad (14)$$

Розрахунок кожної точки  $U$ -подібної характеристики виконується ітераційним методом [1]. Для заданого режиму роботи, що визначається величинами струму якоря  $I$  та  $\cos \varphi$ , послідовними наближеннями підбирається такий струм збудження  $I_f$ , при якому величини ЕРС, розраховані польовим методом по формулі (9) і за рівнянням (12), співпадають у межах заданої похибки.

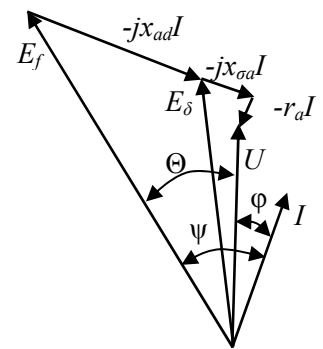


Рис. 1

**Результати моделювання.** Розрахункові дослідження проводилися на прикладі турбогенератора ТГВ–200–2 з наступними даними: номінальна активна потужність  $P_n = 200$  МВт, номінальний струм  $I_{In} = 8625$  А, номінальна напруга  $U_{In} = 15750$  В, номінальний струм збудження  $I_{fn} = 1880$  А, коефіцієнт потужності  $\cos\varphi = 0,85$ , число пар полюсів  $p = 1$ , число пазів статора  $Z_1 = 60$ , число пазів ротора  $Z_2 = 36$ , діаметр ротора  $D_2 = 1075$  мм, діаметр розточки статора  $D_1 = 1275$  мм, головний індуктивний опір  $x_d^* = 1,84$  в.о., активний опір обмотки статора  $r_1^* = 0,0011$  в.о., індуктивний опір розсіювання лобових частин обмотки статора  $x_{\sigma s}^* = 0,124$  в.о., число послідовних витків на фазу  $w_1 = 10$ , повітряний проміжок між статором і ротором  $\delta = 100$  мм.

Розраховані вихідні дані для побудови  $U$ -подібних характеристик ТГ наведені в таблиці. На рис. 2 показані отримані  $U$ -подібні характеристики для різних заданих активних потужностей ТГ: лінія 1 – при потужності  $P_1 = 200$  МВт, лінія 2 – при потужності  $P_2 = 175$  МВт, лінія 3 – при потужності  $P_3 = 150$  МВт, лінія 4 – при потужності  $P_4 = 0$  МВт.

$P_a$ , МВт	$\cos\varphi$	Кут $\varphi$ , °	$I_a$ , А	$\psi$ , °	$I_f$ , А	$P_a$ , МВт	$\cos\varphi$	Кут $\varphi$ , °	$I_a$ , А	$\psi$ , °	$I_f$ , А
200	0,85	-31,79	8625,2	125,56	1100	175	0,85	-31,79	7547,1	130,68	965
	0,94	-19,95	7799,4	127,58	1217		0,9	-25,84	7127,8	132,17	1018
	1	0	7331,4	124,31	1392		0,94	-19,95	6824,5	131,84	1074
	0,94	19,95	7799,4	118,14	1585		1	0	6415	127,61	1240
	0,85	31,79	8625,2	111,01	1880		0,94	19,95	6824,5	120,64	1445
150	0,85	-31,79	6468,9	137,09	800	0,9	25,84	7127,8	117,3	1545	
	0,94	-19,95	5849,5	136,95	952	0,85	31,79	7547,1	112,84	1700	
	1	0	5498,6	131,5	1137	0,775	39,19	8277,4	108,76	1880	
	0,94	19,95	5849,5	123,5	1334	0	-90	4687,5	270	0	
	0,85	31,79	6468,9	115,0	1583	1	0	0	120,37	705	
	0,701	45,49	7843,9	107,29	1880	0	90	3937,5	90	1880	

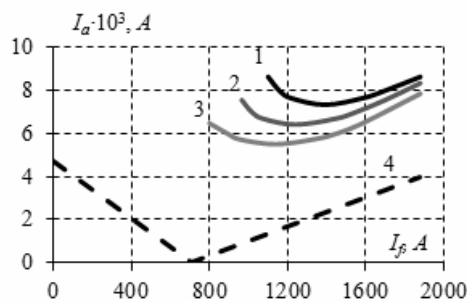


Рис. 2

1100 А – режим недозбудження (рис. 3, б) також при номінальній потужності. З рис. 3 видно суттєво різний характер розподілу електромагнітного поля в активній зоні ТГ у двох зазначених режимах його роботи. Кут між векторами результуючого магнітного потоку та віссю поля ротора (кут навантаження  $\Theta$ ) суттєво збільшується зі зменшенням струму збудження, що підтверджує адекватність результатів моделювання. В результаті моделювання отримано розрахункові функції тензора магнітного натягу у часі в точці М на коронці зубця статора, де розташований умовний датчик віброприскорення.

На рис. 4 зображено часові функції нормальної складової тензора магнітного натягу для двох значень струмів збудження 1880 А – режим перезбудження (пунктирна лінія) та 1100 А – режим недозбудження (суцільна лінія) при заданій потужності  $P_1 = 200$  МВт. Ці функції в певному масштабі відображують зміну у часі сигналів датчика віброприскорення.

З рис. 2 видно, що зі збільшенням потужності ТГ точка мінімального струму обмотки якоря (при  $\cos\varphi=1$ ) значно зміщується праворуч внаслідок збільшення падіння напруги на індуктивному опорі розсіювання  $x_{\sigma s} I_a$ , зростання значення  $E_\delta$  (12) і збільшення необхідного струму збудження при  $\cos\varphi=1$ .

Отримано розподіл електромагнітного поля в активній зоні ТГ для кожного значення часу в інтервалі  $t=(0..0,02)$  с з кроком  $\Delta t = 10^{-4}$  с для всіх точок  $U$ -подібних характеристик. На рис. 3 показано миттєвий розподіл магнітної індукції і векторного магнітного потенціалу в момент часу  $t = 0,02$  с в активній зоні ТГ для значень струмів збудження 1880 А – режим перезбудження (номінальний режим) (рис. 3, а) та

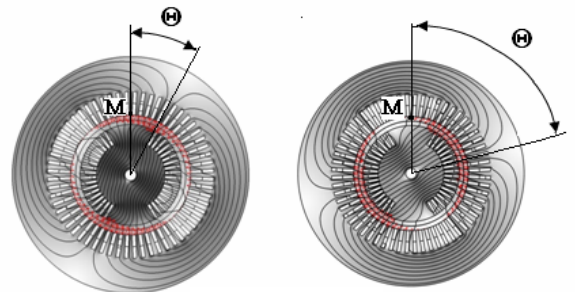


Рис. 3, а, б

Для більш детального аналізу розрахункові функції тензора магнітного натягу розкладено в ряд за допомогою швидкого перетворення Фур'є та побудовано спектральні діаграми цих функцій. На рис. 5 зображено спектрограми функції тензора магнітного натягу для зазначених величин струмів збудження. Найбільшими є постійна складова тензора, яка характеризує постійно діюче електромагнітне зусилля між статором і ротором, та гармоніка електромагнітних віброзбуджуючих сил частоти 100 Гц.

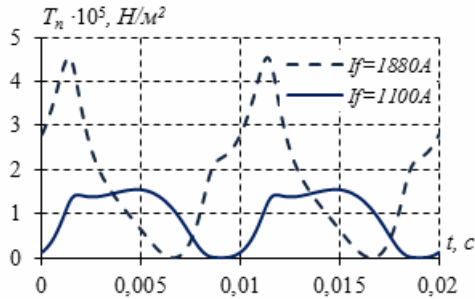


Рис. 4

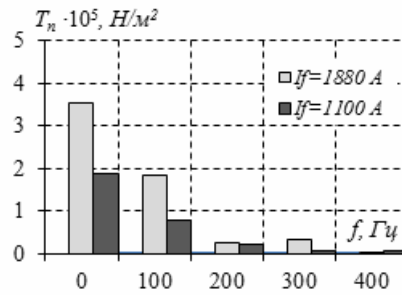


Рис. 5

Окрім того в спектрі вібрацій спостерігаються електромагнітні зусилля, які створюють вібрації на частотах 200, 300, 400 Гц. При переході від номінального режиму з  $I_f=1880$  А до режиму недозбудження з  $I_f=1100$  А спостерігається зменшення амплітуд віброзбуджуючих сил: величина постійної складової зменшується в 1,9 рази, а амплітуда гармоніки 100 Гц – у 2,32 рази.

Залежність амплітуди сили від струму збудження зображено на рис. 6 для трьох потужностей ТГ: лінія 1 –  $P_1=200$  МВт, лінія 2 –  $P_2=175$  МВт, лінія 3 –  $P_3=150$  МВт, лінія 4 –  $P_4=0$  МВт. Рис. 6 показує, що з ростом струму збудження збільшується амплітуда віброзбуджуючих сил. Докладніше проаналізуємо дані залежності, умовно розділивши їх на два діапазони: I – діапазон, що відповідає значенням струму збудження 1390...1880 А, II – діапазон, що відповідає значенням струму збудження від 1100...1390 А. В першому діапазоні рівень вібрацій при трьох різних потужностях ТГ значною мірою не відрізняється. Наприклад, у крайній лівій точці діапазону при  $I_f=1390$  А (при  $\cos\phi=1$ ) різниця між значеннями двох складових тензора у відсотковому відношенні складає  $T_{n200} < T_{n175}$  на 8,3%,  $T_{n200} < T_{n150}$  – на 12,7%. Отже, у даному діапазоні можлива експлуатація ТГ при значній зміні активної і реактивної потужностей без суттєвої зміни вібраційного стану генератора. В другому діапазоні спостерігається суттєва залежність рівня вібрацій при зміні рівня навантаження ТГ активною і реактивною потужностями.

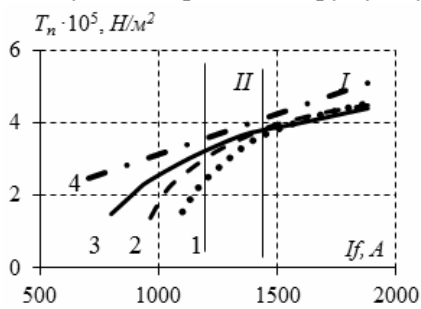


Рис. 6

Зокрема, при переході в режим недозбудження вібрації є меншими при роботі генератора з більшою величиною активної потужності. Слід також підкреслити, що найбільші вібрації спостерігаються при роботі ТГ у режимі синхронного компенсатора без активного навантаження (лінія 4). При роботі ТГ у маневрених режимах при зменшенні струму збудження зазвичай зменшують також і активне навантаження ТГ з метою збереження запасу перевантажувальної здатності (відношення максимального електромагнітного моменту до робочого). Але, як свідчать наведені результати досліджень, при цьому ТГ буде працювати з більшими вібраціями, ніж у випадку збереження (або незначного зменшення) його активної потужності. Таке збільшення віброзбуджуючих сил може складати (35...45)%. Тому для недопущення суттєвого збільшення вібрацій статора в маневрених режимах ТГ потрібне компромісне рішення щодо доцільної величини зменшення активної потужності ТГ і допустимого зменшення запасу його перевантажувальної здатності. Отримані результати досліджень дозволяють прийняти таке компромісне рішення.

З фізичної точки зору зміна величини віброзбуджуючих сил у різних режимах роботи ТГ пояснюється згідно з виразом (6) зміною величини магнітної індукції у повітряному проміжку. За умови незмінності величини напруги мережі, на яку працює ТГ, розподіл магнітного поля в різних режимах роботи складним чином залежить від сполучень кута навантаження  $\Theta$ , кута фазового зсуву між напругою та струмом  $\phi$  (рис. 3) і інших чинників, наприклад, насичення магнітопроводу, характеру реакції якоря.

Практичне значення має також аналіз спектрального складу віброзбуджуючих сил при регулюванні активної і реактивної потужностей ТГ. На рис. 7 показано залежності амплітуд гармонік частоти 100 Гц та 200 Гц від реактивної потужності для різних значень активної потужності (лінія 1 –  $P_1=200$  МВт, лінія 2 –  $P_2=175$  МВт, лінія 3 –  $P_3=150$  МВт). З графіків видно, що при переході з режиму пере-



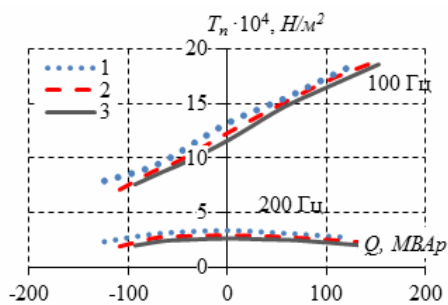


Рис. 7

збудження до режиму недозбудження 1-а гармоніка віброзбуджуючої сили зменшується, а 2-а збільшується (на 15–20% при  $\cos\varphi=1$ ). Тобто вібрації на частоті 200 Гц зростають, що може складати певну небезпеку, наприклад, для лобових частин обмотки статора внаслідок резонансних коливань на частотах близьких до 200 Гц [8].

**Висновки.** 1. Польова математична модель віброзбуджуючих сил дозволяє визначити оптимальний режим роботи ТГ з найменшим рівнем вібрації. Модель дозволяє змоделювати сигнали датчиків вібрації як функції реального часу і про-

аналізувати закономірності зміни електромагнітних віброзбуджуючих сил при регулюванні активної і реактивної потужностей ТГ.

2. Проведений розрахунок  $U$ -подібних характеристик генератора показав, що при переході ТГ у режим недозбудження ( $\cos\varphi \leq 1,0$  інд.) недоцільно суттєво зменшувати активне навантаження ТГ у порівнянні з номінальним навантаженням, оскільки при цьому спостерігається значне на (35...45)% збільшення вібрації.

3. При роботі ТГ у режимі перезбудження ( $\cos\varphi \leq 0,9$  смн.) рівень віброзбуджуючих сил мало залежить (на 2...3%) від величини активної потужності турбогенератора.

4. Найбільший рівень електромагнітних сил і вібрацій ТГ спостерігається в режимі роботи синхронного компенсатора без активного навантаження.

1. Васьковський Ю.М. Польовий аналіз електричних машин. – К.: НТУУ “КПІ”, 2007. – 192 с.
2. Васьковський Ю.Н., Титко А.И. Математическое моделирование вихревых токов и потерь в крайних пакетах сердечника статора турбогенератора // Технічна електродинаміка. – 2013. – №3. – С. 50–56.
3. Иогансен В.И. Исследование и разработка методов расчета и конструирования основных узлов высокоиспользуемых турбогенераторов: автореф. дис. д-ра техн. наук / С.-Петербург, 2003. – 32 с.
4. Постников И.М., Станиславский Л.Я., Счастливый Г.Г. Электромагнитные и тепловые процессы в концевых частях мощных турбогенераторов. – К.: Наукова думка, 1971. – 360 с.
5. Шульженко Н.Г., Метелев Л.Д., Ефремов Ю.Г., Цыбулько В.И. Анализ и диагностирование вибрационного состояния мощных турбоагрегатов // Энергетика та електрифікація. – Київ: Мінпаливенерго, 2006. – № 11. – С. 30–38.
6. Шульженко М.Г. Діагностування вібраційного стану, термоміцності та ресурсу енергетичних агрегатів // Вісник НАН України. – 2014. – №12. – С. 39–43.
7. Шумилов Ю.А., Васьковський Ю.Н., Чумак В.В., Штогрин А.В. Вибродиагностика и мониторинг турбогенераторов атомных электростанций // Гидроэнергетика Украины. – 2009. – №1. – С. 28–31.
8. Шумилов Ю.А., Демидюк Б.М., Штогрин А.В. Результаты экспериментальных исследований вибраций турбогенератора ТВВ-1000-2УЗ энергоблока № 3 ЮУ АЭС // Электротехника и электромеханика. – 2008. – №5. – С. 32–38.
9. Шумилов Ю.А., Штогрин А.В. Уменьшение повреждаемости статоров мощных турбогенераторов, вызванных вибрацией в торцевой зоне // Электротехника и электромеханика. – 2014. – №1. – С. 37–39.
10. A. Grüning and S. Kulig. Electromagnetic forces and mechanical oscillations of the stator end winding of turbogenerators, Institute of Electrical Drives and Mechatronics, University of Dortmund / Recent Developments of Electrical Drives. – Springer, 2006. – Pp. 115–126.
11. G.K.M. Khan, G.W. Buckley, N. Brooks. Calculation of forces and stresses on generator end-windings // IEEE Trans. on Energy Conversion. – 1989. – Vol. 4. – No 4. – Pp. 661–670.
12. Qing, G.H., Qiu, J.J., Hu, Y.D. Vibration analysis of large turbo-generator stator system // International Conference on Power System Technology, October 13–17, 2002, Kunming, China. – 2002. – No 4. – Pp. 2168–2172.

УДК 621.313.322

## ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВИБРОВЗМУЩАЮЩИЕ СИЛЫ ТУРБОГЕНЕРАТОРА В МАНЕВРЕННЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

Ю.Н. Васьковський, докт.техн.наук, А.Н. Мельник

Институт электродинамики НАН Украины,

пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина.

e-mail: [ied10@ukr.net](mailto:ied10@ukr.net)

В статье исследуются закономерности изменения электромагнитных вибровозмущающих сил турбогенератора (ТГ) при регулировании его активной и реактивной мощностей в маневренных режимах работы. Иссле-

дования проводились для ТГ типа ТГВ-200-2 мощностью 200 МВт. Полевая математическая модель позволяет смоделировать сигналы датчиков вибраций как функции времени и определить оптимальный режим работы ТГ с наименьшим уровнем вибрации. Проведен расчет U-образных характеристик для трех значений мощности ТГ. Показано, что при работе в режиме перевозбуждения вибровозмущающие силы незначительно зависят от мощности ТГ, а при переходе ТГ в режим недо возбуждения нецелесообразно существенно уменьшать активную нагрузку, так как при этом наблюдается значительное на (35...45)% увеличение вибраций. Наибольший уровень вибраций ТГ наблюдается в режиме синхронного компенсатора без активной нагрузки. Библ. 12, табл. 1, рис. 7.

**Ключевые слова:** полевая математическая модель, вибровозмущающие силы, активная и реактивная мощности, режим недо возбуждения, угол нагрузки, векторная диаграмма.

## THE ELECTROMAGNETIC VIBRATION DISTURBING FORCES OF TURBOGENERATOR IN MANEUVERABLE OPERATING CONDITIONS

Ju.M. Vaskovskiy, A.M. Melnyk

Institute of Electrodynamics National Academy of Science of Ukraine,

pr. Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine, e-mail: [ied10@ukr.net](mailto:ied10@ukr.net)

The paper considers laws of change of electromagnetic vibration disturbing forces of a turbogenerator (TG) of its active and reactive power in maneuverable operating conditions. Study for TG type TGV-200-2 by power 200 MW have been spent. The generated a mathematical model of electromagnetic field allows to simulate of signals of vibration sensor as time functions. The model allows to define optimal performance of TG with the least of vibration level. The analysis of V-curve for three values of power of TG is carried out. It is shown that in an overexcited vibration disturbing forces insignificantly depend on of power of TG. In an underexcited is inexpedient to reduce essentially the active load. Since, significant increase of vibration on (35... 45)% is observed. In a condition of the synchronous compensator without active load the greatest of vibration level of TG is observed. References 12, table 1, figures 7.

**Keywords:** mathematical model of electromagnetic field, vibration disturbing forces, active and reactive power, underexcited, load angle, phase diagram.

1. Vaskovskiy Yu.M. The field analysis of electric machine. – Kyiv: NTUU “KPI”, 2007. – 192 p. (Ukr)
2. Vaskovskiy Yu.M., Tytko A.I. Mathematical modeling of eddy currents and losses in end packets turbogenerator stator core // Tekhnichna Elektrodyamika. – 2013. – No 3. – Pp. 50–56. (Rus)
3. Yogansen V.I. The research and development of calculation methods engineering of major unit highly ionized of turbogenerators: abstract of a thesis D. of Science / Sankt-Peterburh, 2003. – 32 p. (Rus)
4. Postnikov I.M., Stanislavskiy L.Ya., Shchastliviy G.G. The electromagnetic and thermal processes in end region of powerful turbogenerators. – Kyiv: Naukova dumka, 1971. – 360 p. (Rus)
5. Shulzhenko M.G., Meteleev L.D., Efremov Yu.G., Tsybulko V.I. Analysis and diagnosis of vibrating condition of powerful turbounits // Enerhetyka ta Elektrifikatsiia. – Kyiv: Minpalyvenerho, 2006. – Pp. 30–38. (Rus)
6. Shulzhenko M.G. Diagnosis of vibration condition, thermal strength and resource of generating unit // Visnyk Natsionalnoi Akademii Nauk Ukrainy. – 2014. – No 12. – Pp. 39–43. (Ukr)
7. Shumilov Yu.A., Vaskovsky Yu.N., Chumak V.V., Shtogrin A.V. Vibration monitoring of turbogenerators of nuclear power station // Gidroenergetika Ukrainy. – 2009. – No 1. – Pp. 28–31. (Rus)
8. Shumilov Yu.A., Demydiuk B.M., Shtogrin A.V. The results of experimental research of vibrations of turbogenerator TVV-1000-2U3 of the power unit № 3 SU of NPP // Elektrotehnika i Elektromekhanika. – 2008. – No 5. – Pp. 32–38. (Rus)
9. Shumilov Yu.A., Shtogrin A.V. The reduction of damage of powerful turbogenerators stators caused by vibration in the end zone (analysis, hypothesis, experiment) // Elektrotehnika i Elektromekhanika. – 2014. – No 1. – Pp. 37–39. (Rus)
10. Grüning A. and Kulig S. Electromagnetic forces and mechanical oscillations of the stator end winding of turbogenerators, Institute of Electrical Drives and Mechatronics, University of Dortmund / Recent Developments of Electrical Drives. – Springer, 2006. – Pp. 115–126.
11. G.K.M. Khan, G.W. Buckley, N. Brooks. Calculation of forces and stresses on generator end-windings // IEEE Trans. on Energy Conversion. – 1989. – Vol. 4. – No 4. – Pp. 661–670.
12. Qing, G.H., Qiu, J.J., Hu, Y.D. Vibration analysis of large turbo-generator stator system // International Conference on Power System Technology, October 13 - 17, 2002, Kunming, China. – 2002. – No 4. – Pp. 2168–2172.

Надійшла 11.02.2015  
Остаточний варіант 07.10.2015