



## ВПЛИВ ЕКСЦЕНТРИСИТЕТУ РОТОРА НА ДЕМПФЕРНУ ОБМОТКУ КАПСУЛЬНОГО ГІДРОГЕНЕРАТОРА ПОТУЖНІСТЮ 23 МВА

*Методами математичного моделювання досліджено розподіли індукованих струмів, температури і термо-механічних напружень у стержнях демпферної обмотки ротора капсульного гідрогенератора типу СГК 538/160–70М за наявності типового дефекту – появи статичного ексцентриситету ротора. Показано, що у разі вірогідних значень ексцентриситету в стержнях ротора індукуються значні за значенням і суттєво нерівномірно розподілені струми, що спричиняють нерівномірний нагрів і несиметричні термомеханічні напруження, які є небезпечними і призводять до швидкої руйнації демпферної обмотки ротора.*

*К л ю ч о в і с л о в а:* гідрогенератор, uszkodження, демпферна обмотка, температура, термомеханічні напруження.

**А**ктуальність теми. Капсульні гідрогенератори (ГГ) потужністю 23 МВА типу СГК 538/160–70М спроектовані для використання на ГЕС Дніпровського каскаду в умовах відносно невеликого перепаду рівнів води верхнього і нижнього б'єфів греблі ГЕС. З метою підвищення потужності таких генераторів проводилися заходи з їх удосконалення та модернізації.

На теперішній день зазначені ГГ тривалий час знаходяться в експлуатації на Київській та Канівській ГЕС і накопичено значний об'єм інформації щодо наявних дефектів і отриманих експлуатаційних uszkodжень вузлів конструкції ГГ. Системний пошук і подальший аналіз причин таких uszkodжень залишається актуальною науково-технічною проблемою.

Серед характерних uszkodжень капсульного ГГ, які суттєво впливали на працездатність генератора і призводили до аварійних зупинок, можна виділити наступні:

- відрив стержнів демпферної обмотки (ДО) на полюсах ротора від короткозамикаючих кілець; характерний вигляд uszkodженого полюса показано на Рис. 1, а;

- прогорання і деформація листів пакету електротехнічної сталі полюса через надлишкові струми в стержнях ДО, на що вказує змінення кольорів на Рис. 1, б;

- uszkodження стержнів ДО і пакету електротехнічної сталі полюса через появу ексцентриситету ротора і його тертя об осердя статора (Рис. 1, в);

- прогорання ізоляції обмотки статора через перегрів або коротке замикання (Рис. 1, г);

- термічне uszkodження поверхні контактних кілець (Рис. 1, д);

- руйнація обойми щіткотримача (Рис. 1, е);

- uszkodження і випадання клинів, що фіксують обмотку статора (Рис. 1, ж);

Слід зазначити, що в потужних гідрогенераторах висота повітряного проміжку під полюсами ротора від діаметра розточка статора складає усього 0,1–0,3%. Для капсульного ГГ типу СГК 538/160–70М ці розміри дорівнюють відповідно 6 мм і 6100 мм. Такі особливості конструкції ГГ обумовлюють швидку появу при експлуатації нерівномірності висоти повітряного проміжку ГГ. Нерівномірність може виникати внаслідок появи ексцентриситету ротора або втрати циліндричності форм осердя статора або ротора. Це uszkodження ГГ зустрічається досить часто оскільки відомі технічні заходи для підтримки рівномірності проміжку в таких конструкціях є недостатньо ефективними.

**Мета досліджень** складається з наступного:

- проаналізувати uszkodження капсульного гідрогенератора типу СГК 538/160–70М потужністю 23 МВА, які виникли при його експлуатації;

- дослідити методами математичного моделювання нагрів і механічні напруження в стержнях досліджуваного ГГ, що виникають внаслідок появи статичного ексцентриситету (СЕ) ротора.

**Об'єкт дослідження.** Дослідження проводилися на прикладі капсульного гідрогенератора СГК 538/160–70М, який має наступні характеристики: напруга статора – 6,3 кВ; струм статора – 2070 А;  $\cos \varphi = 0,974$ ; ККД = 96,1%; напруга ротора – 390 В; струм ротора – 1040 А; кількість полюсів – 70; частота обертання – 85,7 об/хв; кількість пазів статора – 252; на кожному полюсі ротора розташовано 3 мідні стержня ДО діаметром 17,5 мм; між стержнями на різних полюсах ротора встановлено міжполюсні електричні з'єднання, тобто ДО має подовжньо-поперечний тип конструкції; довжина ротора – 1,6 м; односторонній повітряний проміжок під серединою полюса  $\delta=6$  мм; клас нагрівостійкості ізоляції обмоток статора і ротора



Рис. 1. Ушкодження, що мали місце при експлуатації капсульного гідрогенератора типу СГК 538/160–70М.

–  $F$  ( $155^{\circ}\text{C}$ ), межа плинності міді стержнів ротора становить  $\sigma_{пл\_Cu} = 280$  МПа, а межа міцності –  $\sigma_{міц\_Cu} = 390$  МПа.

**Математична модель** враховує дію трьох фізичних полів різної природи: електромагнітного, температурного і поля термомеханічних напружень з урахуванням як нагріву, так і відцентрових механічних напружень при обертанні ротора.

Електромагнітне поле знаходиться в межах поперечного перерізу досліджуваного об'єкту за комплексною амплітудою векторного магнітного потенціалу  $\dot{A}_z$  і описується в декартових координатах квазістаціонарним рівнянням:

$$\frac{\partial^2 \dot{A}_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \dot{A}_z}{\partial y^2} - j\omega s \mu \gamma \dot{A}_z = -\mu \dot{J}_{zcm}, \quad (1),$$

де  $\omega$  – кутова частота струму статора,  $s$  – ковзання ротора,  $\mu$  – магнітна проникність,  $\gamma$  – електропровідність,  $\dot{J}_{zcm}$  – густина сторонніх струмів (густина струмів в пазах статора, які задаються у відповідності до схеми обмотки, густина струмів в обмотці збудження).

Рівняння (1) доповнюється однорідними граничними умовами першого роду  $\dot{A}_z|_G = 0$  на лінії  $G$  зовнішньої поверхні ярма статора. Рівняння (1) дозволяє розрахувати електромагнітне поле

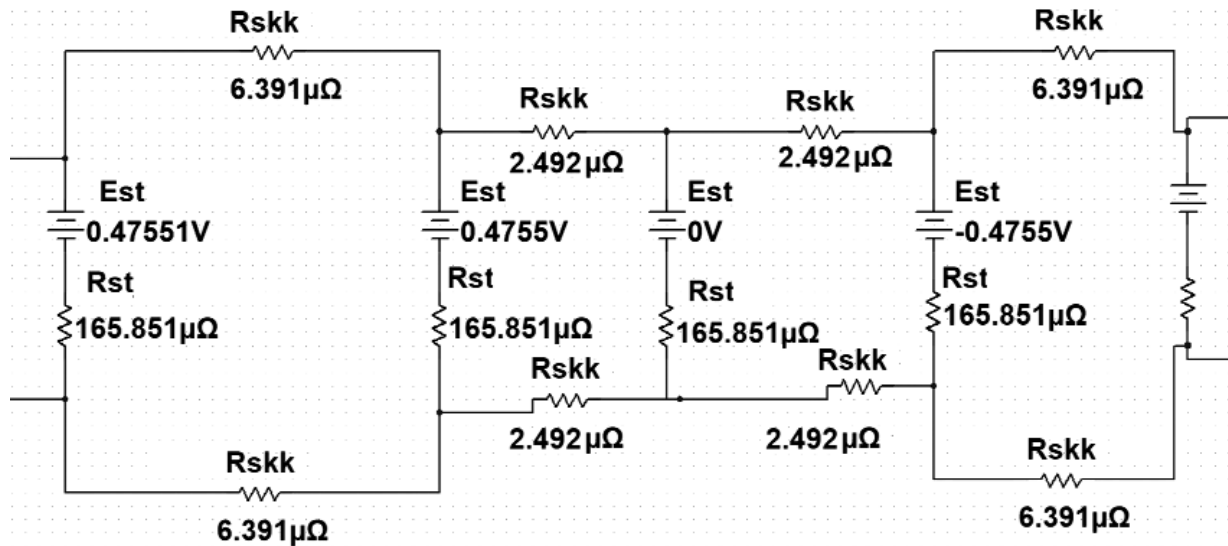


Рис. 2. Фрагмент схеми для розрахунку струмів в стержнях ДО за наявності СЕ ротора гідрогенератора.

машини в сталих асинхронному і синхронному режимах роботи. Для синхронного режиму роботи приймаємо  $s = 0$ .

Для чисельного розв'язання рівняння (1) використовується метод багатопозиційних розрахунків з урахуванням заданої частоти обертання ротора. Для обраного інтервалу часу  $T$ , на якому аналізується електромагнітний процес, обирається крок за часом  $\Delta t$  і виконується серія розв'язань рівняння поля (1) з урахуванням змінення кутового положення ротора і значення струмів фаз статора, які відбуваються протягом часу  $\Delta t$ . Тобто при кожному з положень ротора розраховується сталий гармонійний електромагнітний процес. Після розв'язання достатньої кількості окремих задач при різних положеннях ротора і різних значеннях струму статора та їх об'єднання отримуються необхідні залежності як функції часу.

Згідно з описаним методом розрахунку для кожного поточного моменту часу  $t_k = 0 \dots T$  у межах сформованої геометрії розрахункової області рівняння (1) розв'язується при відповідних цьому моменту часу значеннях густини струмів фаз статора, які визначаються за формулами:

$$\begin{aligned} J_{Act} &= J_m \cos \alpha_k, \\ J_{Bct} &= J_m [\cos(\alpha_k + 2\pi/3) + j \sin(\alpha_k + 2\pi/3)], \\ J_{Cct} &= J_m [\cos(\alpha_k + 4\pi/3) + j \sin(\alpha_k + 4\pi/3)], \end{aligned} \quad (2)$$

де  $J_m = \dot{I}_m u_{III} / S_{III}$  – густина струму в фазах обмотки статора,  $u_{III}$  – кількість послідовно з'єднаних провідників у пазу статора;  $S_{III}$  – площа перетину паза статора;  $\alpha_k = \omega_R t_k$ ;  $\omega_R$  – кутова частота обертання ротора,  $t_k = t_{k-1} + \Delta t$ ,  $k = 1, \dots, N$ ;  $N$  – кількість кроків за часом.

Величина  $\mu$  в кожній точці розрахункової області, де знаходяться феромагнітні матеріали, визначається в процесі чисельного розв'язання рівняння (1) ітераційним методом за заданими кривими намагнічування. Електропровідність задається тільки в пазах полюсів ротора, в яких розташовані електропровідні стержні ДО. Електропровідність в пазах статора приймається рівною нулю, але при цьому в пазах задається стороння густина струмів за формулами (2). Густина струмів в обмотках ротора  $J_2$  задається як стала величина у відповідності до заданого значення струму збудження і площі перерізу котушок збудження.

Рівняння (1) доповнюється однорідними граничними умовами першого роду  $\dot{A}_z|_G = 0$  на лінії  $G$  зовнішньої поверхні ярма статора.

Складові вектора магнітної індукції визначаються співвідношеннями:

$$B_x = \partial A_z / \partial y, \quad B_y = -\partial A_z / \partial x, \quad (3)$$

Індукована в електропровідних стержнях ДО густина струму знаходиться на основі першого рівняння Максвелла за допомогою наступного виразу:

$$J_z = (\partial B_y / \partial x - \partial B_x / \partial y) / \mu. \quad (4)$$

Теплові втрати потужності в стержнях ДО визначаються з використанням виразу (4) так:

$$Q(x, y) = |J_z(x, y)|^2 / \gamma. \quad (5)$$

Таблиця. Значення ексцентриситету ротора гідрогенератора

| Параметр            | Значення параметра |      |      |      |      |      |
|---------------------|--------------------|------|------|------|------|------|
| $\Delta\delta$ , мм | 0                  | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    |
| $\delta_{max}$ , мм | 6,0                | 7,0  | 8,0  | 9,0  | 10,0 | 11,0 |
| $\delta_{min}$ , мм | 6,0                | 5,0  | 4,0  | 3,0  | 2,0  | 1,0  |
| $\varepsilon$       | 0                  | 0,17 | 0,33 | 0,50 | 0,67 | 0,83 |



Теплові втрати потужності в обмотках статора і ротора знаходяться звичайним способом у разі відомих активних опорів обмоток і заданих значень струмів в обмотках.

Математична модель температурного поля базується на стаціонарному диференціальному рівнянні теплопровідності. В декартових координатах у двовимірній постановці рівняння записується у наступному вигляді:

$$\lambda \left[ \frac{\partial^2 \theta(x, y)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \theta(x, y)}{\partial y^2} \right] = -Q(x, y), \quad (6)$$

де  $\theta(x, y)$  – невідома температура як функція координат;  $\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності;  $Q(x, y)$  – об’ємні питомі джерела теплового поля (Вт/м<sup>3</sup>), якими є втрати потужності в обмотках (в обмотці збудження на роторі та обмотці статора) при роботі в номінальному синхронному режимі, а також у стержнях ДО в несинхронних режимах роботи гідрогенератора.

На границі, що є зовнішньою поверхнею ротора і на внутрішній поверхні розточки статора задавалися граничні умови третього роду:

$$\lambda \frac{\partial \theta}{\partial n} = -\alpha(\theta - \theta_c), \quad (7)$$

де  $\theta_c$  – температура охолоджуючого повітря ( $\theta_c = 40^\circ\text{C}$ );  $\alpha$  – коефіцієнт тепловіддачі з поверхонь статора і ротора в охолоджуюче повітря, який має значення  $\alpha = 30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ .

У розрахунках задавалися наступні значення коефіцієнтів теплопровідності: електричної ізоляції обмоток статора і ротора –  $0,25 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ; мідних провідників –  $\lambda_{\text{Cu}} = 400 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ; сталі  $\lambda_{\text{Fe}} = 45,4 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ; повітря –  $0,0235 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ .

Основною розрахунковою величиною для аналізу напружено-деформованого стану є тензор механічного напруження фон Мізеса, який характеризує усереднене значення механічних напружень, що виникають в одиниці об’єму матеріалу під впливом спільної дії силових факторів різно-

го просторового напрямку і різної фізичної природи. Збільшення лінійних розмірів (довжини) стержнів на полюсі ротора при їх нагріванні на величину  $\Delta\theta_k$  розраховується за формулою:

$$\Delta L_k = \alpha_L L \Delta\theta_k, \quad k = \overline{1, N}, \quad (8)$$

де  $N$  – кількість стержнів на полюсі;  $\alpha_L$  – коефіцієнт лінійного розширення (для міді  $\alpha_L = 16,7 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ );  $L$  – довжина стержня.

Якщо ввести відносне збільшення довжини  $\epsilon_k = \Delta L_k / L$ , то термомеханічні напруження  $\sigma$ , які виникають у стержні внаслідок його нагріву, визначаються відповідно до закону Гука за формулою:

$$\sigma = E \epsilon_k, \quad (9)$$

де  $E$  – модуль Юнга (для міді  $E = 123 \cdot 10^9 \text{ Па}$ ).

Чисельна реалізація наведеної математичної моделі виконана методом скінченних елементів у середовищі програмного комплексу Comsol Multiphysics. Розв’язання рівняння (1) з урахуванням фактичної частоти обертання ротора виконувалось описаним у роботі [1] методом багатопозиційних розрахунків.

Величину статичного ексцентриситету (СЕ) ротора зручно характеризувати коефіцієнтом відносного ексцентриситету.

$$\epsilon = (\delta_{\text{max}} - \delta_{\text{min}}) / (\delta_{\text{max}} + \delta_{\text{min}}),$$

де  $\delta_{\text{max}}, \delta_{\text{min}}$  – максимальний і мінімальний розмір повітряного проміжку.

Коефіцієнт відносного ексцентриситету змінюється в межах від 0 ( $\delta_{\text{min}} = \delta_{\text{max}}$  – відсутність ексцентриситету) до 0,83 ( $\delta_{\text{min}} = 1 \text{ мм}$ ), як показано в Таблиці [2].

У програмі National Instruments Multisim розроблено схему для аналізу струмів в усіх елементах ДО ротора при різних значеннях ексцентриситету ротора ГГ. Схема показана на Рис. 2 і враховує електричні параметри основних елементів ДО. Струм замикається в контурі ДО, що складений з двох крайніх стержнів і двох короткозамикаючих

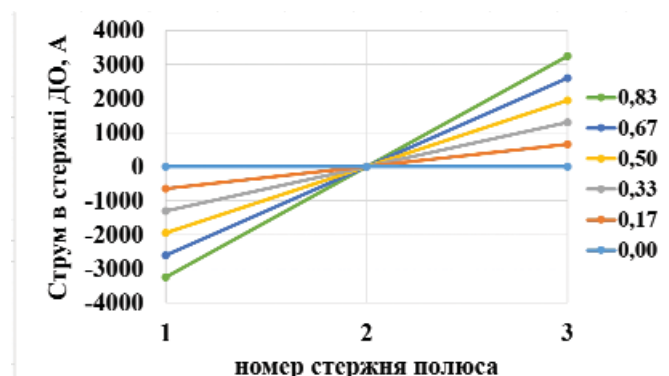


Рис. 3. Розподіл струму в стержнях ДО при різному значенні ексцентриситету ротора гідрогенератора.

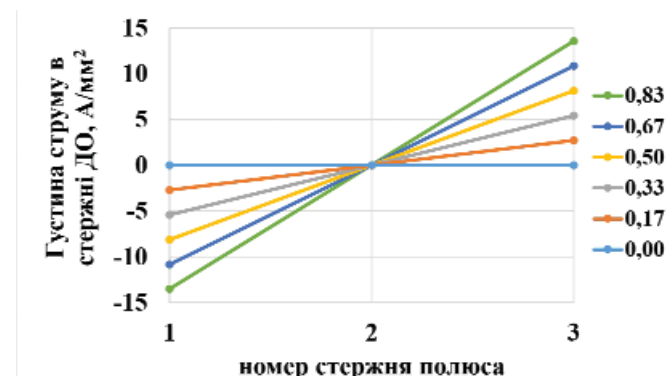


Рис. 4. Розподіл густини струму в стержнях ДО за наявності СЕ ротора гідрогенератора.

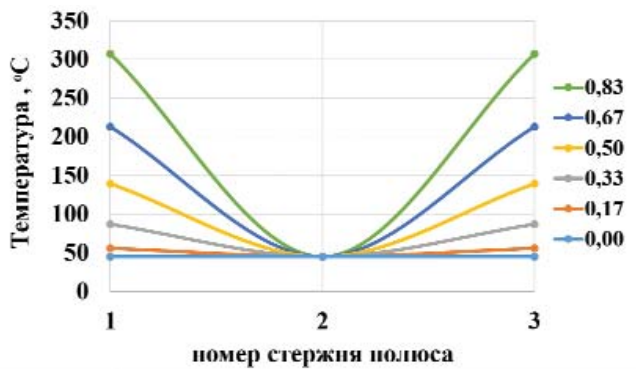


Рис. 5. Розподіл температури в стержнях ДО за наявності СЕ ротора гідрогенератора.

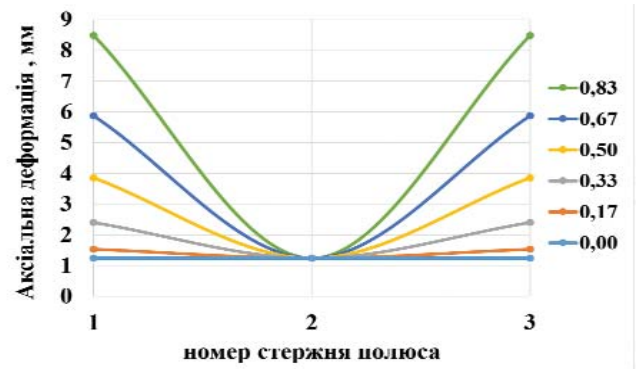


Рис. 6. Розподіл подовжніх термомеханічних деформацій в стержнях ДО за наявності СЕ ротора гідрогенератора.

сегментів на полюсі. Цей струм виникає через пульсації магнітного потоку внаслідок СЕ. В центральному стержні ДО, який розташований рівно-віддалено від країв полюсу, струм не протікає.

**Результати досліджень.** На Рис. 3 показано струм, а на Рис. 4 – густина струму, що виникає у стержнях одного полюсу ДО внаслідок появи статичного ексцентриситету ротора гідрогенератора в межах  $\varepsilon = 0 - 0,83$ .

На Рис. 5 показано відповідний розподіл температури стержнів, на Рис. 6 – подовжні термомеханічні деформації стержнів, а на Рис. 7 – термомеханічні напруження в стержнях.

Слід підкреслити, що описані фізичні процеси є сталими, тобто струми в стержнях протікають постійно і в синхронних режимах роботи гідрогенератора, оскільки при обертанні ротора в нерівномірному повітряному проміжку магнітний потік полюсів пульсує з частотою обертання і індукує в ДО струми.

З Рис. 4 видно, що вже при незначних значеннях СЕ ротора спостерігається значна густина струмів у стержнях ДО (до  $13,5 \text{ А/мм}^2$ ), що значно перевищує розрахункове значення густини струму ДО ( $2,37 \text{ А/мм}^2$ ). Внаслідок цього виникає прогорання і деформація листів пакету електротехнічної сталі полюса через значні струми в крайніх стержнях ДО. Внаслідок протікання значних струмів крайні стержні ДО можуть нагріватися до  $213 \text{ }^\circ\text{C}$  при  $\varepsilon = 0,67$  і до  $307 \text{ }^\circ\text{C}$  при  $\varepsilon = 0,81$  (Рис. 5).

Значний нагрів стержнів ДО призводить до значних в межах довжини полюсу ротора температурних подовжень стержнів в аксіальному напрямку (до  $5,9 \text{ мм}$  при  $\varepsilon = 0,67$  і до  $8,5 \text{ мм}$  при  $\varepsilon = 0,83$ , Рис. 6) і відповідних подовжніх механічних напружень (до  $391 \text{ МПа}$  при  $\varepsilon = 0,67$  і до  $565 \text{ МПа}$  при  $\varepsilon = 0,83$ , Рис. 7). Це збільшує вірогідність відриву стержнів від короткозамикаючих кілець демпферної обмотки (Рис. 1, а), оскільки подовжні механічні напруження в стержнях ДО сягають зна-

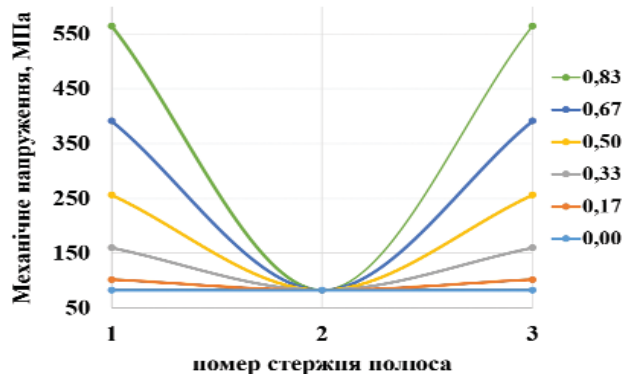


Рис. 7. Розподіл подовжніх термомеханічних напружень в стержнях ДО за наявності СЕ ротора гідрогенератора.

чень, близьких до межі міцності міді стержнів ДО.

Очевидною є суттєва відмінність значень термомеханічних деформацій і напружень між центральним і крайніми на полюсі стержнями ДО, що призводить до вигинання та руйнації короткозамикаючих сегментів ДО ротора.

Таким чином, поява і розвиток статичного ексцентриситету ротора є однією з суттєвих причин аварійних ушкоджень і виходу з ладу гідрогенераторів.

**Висновки.** Проаналізовано характерні ушкодження капсульного гідрогенератора типу СГК 538/160–70М потужністю 23 МВА, які мали місце при експлуатації генератора.

Методами математичного моделювання досліджено нагрів і термомеханічні напруження в стержнях гідрогенератора, що виникають внаслідок появи статичного ексцентриситету ротора.

Показано, що в реальних умовах експлуатації генератора, які характеризуються суттєвими значеннями статичного ексцентриситету, несиметричні термомеханічні деформації стержнів ДО є небезпечними і можуть призводити до аварійної зупинки гідрогенератора.

#### ЛІТЕРАТУРА

1. Васюковський Ю.Н., Гераскин А.А. Вибровозмущающие электромагнитные силы в короткозамкнутых асинхронных



двигателях при наличии повреждения их конструкции. // Технична електродинаміка. – 2010. – № 5. – С. 31–38.

2. Васьковський Ю.М., Гераскин О.А. Вібродіагностика ексцентриситету ротора асинхронних машин на основі аналізу вібробуджуючих сил. // Вісник НТУ «ХПІ». Тематичний випуск «Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії». – Харків: НТУ «ХПІ», 2014. – № 38 – С. 52–62.

3. Васьковський Ю.М., Гераскин О.А. Температурне поле синхронної машини при короткому замиканні витків обмотки збудження. // Гідроенергетика України. – 2017. – № 1–2. – С. 56–59.

4. Васьковський Ю.М., Гераскин О.А., Беленок Н.В. Діагностика кутового ексцентриситету ротора асинхронних двигунів на основі аналізу вібробуджуючих сил. // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія: Електричні машини та електромеханічне перетворення енергії. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2016. – № 11(1183). – С. 30–35.

5. Васьковський Ю.М., Цивінський С.С., Тутко О.І. Електромагнітні процеси у демпферній системі роторів гідрогенераторів при нерівномірності повітряного проміжку. // Технична електродинаміка. – 2015. – № 1. – С. 65–71.

**Васьковский Ю.Н., Гераскин А.А.**

### **ВЛИЯНИЕ ЭКСЦЕНТРИСИТЕТА РОТОРА НА ДЕМПФЕРНУЮ ОБМОТКУ КАПСУЛЬНОГО ГИДРОГЕНЕРАТОРА МОЩНОСТЬЮ 23 МВА**

*Методами математического моделирования исследованы распределения индуцированных токов, температуры и термомеханических напряжений в стержнях демпферной обмотки ротора капсульного гидрогенератора типа SGK 538/160–70М при наявності характерного дефекта – появи статического ексцентриситета ротора. Показано, що в случає вероятних значеній ексцентриситета в стержнях ротора індукуються більшіє по значенію і суттєво нерівномірно розподілені токи, котріє вызивають нерівномірний нагрієв і несиметричніє термомеханіческіє напругенія. Еті напругенія являються опасними і привоєдять к быстрому разрушенію демпферной обмотки ротора.*

*К л ю ч е в ы е с л о в а:* гидрогенератор, повреждения, демпферная обмотка, температура, термомеханические напряжения.

**Vaskovskii Yu.M., Geraskin O.A.**

### **THE EFFECT OF ROTOR ECCENTRICITY ON DAMPER WINDING OF 23 MVA CAPSULAR HYDRAULIC-TURBINE GENERATOR**

*The distributions of induced currents, temperature and thermo-mechanical stresses in the rotor damping winding rods of the SGK 538/160-70M-typed hydraulic-turbine generator are studied by mathematical modeling in the case of typical defect – at static eccentricity of the rotor. As shown, the high (with respect to value) and significantly nonuniformly-distributed currents in the rotor rods are induced at possible values of eccentricity. These currents cause the nonuniform heating and asymmetrical thermo-mechanical stresses, which are dangerous and lead to rapid destruction of damping winding.*

*K e y w o r d s:* hydraulic-turbine generator, damages, damper winding, temperature, thermo-mechanical stresses.

© Васьковський Ю.М., Гераскин О.А., 2020

