

УДК 621.316.1

ПРО ВИКОРИСТАННЯ ТЕНЗОРНОГО АНАЛІЗУ В ЗАДАЧАХ ВИЗНАЧЕННЯ ЗАПАСУ СТАТИЧНОЇ СТІЙКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ ЗА НАЯВНОСТІ ДЖЕРЕЛ РОЗПОДІЛЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ**Козирський В.В.^{1*}**, докт. техн. наук, **Тугай І.Ю.^{2**}**, канд. техн. наук, **Тютюнник Ф.О.^{3***}**

1, 3 – ННІ енергетики, автоматики і енергозбереження НУБіП України,

вул. Героїв Оборони, 12, Київ, 03041, Україна

e-mail: tiutiunnik.f@gmail.com

2 – Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

e-mail: tugai@ukr.net

Проведено аналіз можливості застосування тензорної методології при розв'язанні задач оцінювання запасу статичної стійкості електричних систем. Складові моделі, що базуються на тензорному аналізі, визначаються особливостями генеруючих установок та в умовах поширення розподіленої генерації мають вплив на стійкість системи. Достить вагомою величиною є момент інерції ротора, що визначається конструктивним виконанням та потужністю генератора. В умовах відсутності інформації виникає потреба в моделях ідентифікації механічних характеристик турбогенераторів малої потужності. Такі моделі було отримано на основі методики проектування турбогенераторів. Розглянуто можливість уточнення компонент моделі, що базуються на тензорній методології. Бібл. 6, рис. 3.

Ключові слова: математична модель, тензор, стійкість, електрична система, розподілена генерація, момент інерції, турбогенератор.

Вступ. У сучасних умовах поширення джерел розподіленої генерації (РГ) більш вагомою постає проблема стійкості електричної системи на всіх її рівнях. З цією проблемою пов'язана задача пошуку найбільш раціональних шляхів узагальнення одно-тривимірних задач до рівня багатовимірної системи, якою, по суті, є сучасна електроенергетична система. Одним з основних факторів, що обумовлює таку проблему, є саме збільшення кількості одиниць генеруючих потужностей, пов'язане зі зростанням частки розподіленої генерації, відповідно, як наслідок, зростає розмірність системи. Мета цієї роботи полягає у вивченні можливості застосування тензорного аналізу при створенні багатовимірної математичної моделі системи електропостачання з РГ для розв'язання задач стійкості. Також необхідно висунути пропозиції стосовно одного з етапів визначення параметрів моделі, а саме визначення параметрів джерел РГ, оскільки наразі відсутні довідникові дані за значенням інерції турбогенераторів малої потужності.

Задача аналізу перехідних процесів та аналізу стійкості у великих системах є надзвичайно складною та багатофакторною. Для спрощення процесу аналізу залежно від першочергових цілей, а також для складання більш детальних математичних моделей перехідні процеси поділяють на електромагнітні та електромеханічні. Такий поділ, оснований на енергетичній суті процесів у системі, реалізується на основі виокремлення двох базових видів енергії, наявних у системі: електромагнітна (електромагнітне поле); механічна (кінетична енергія обертального руху).

Відповідно до [1] тензор визначається як деякий математичний об'єкт. Основу тензорного аналізу, або абсолютного диференціального числення складає система понять – перетворення, група та інваріантність.

Основною властивістю тензора є те, що його складові можуть бути виражені в будь-якій системі координат на основі його складових у певній вихідній системі координат. Це відбувається шляхом складання групи матриць перетворення. Цей факт особливо важливий в умовах зміни схеми з'єднань. При тенденції інтелектуалізації електричних систем і мереж матимуть місце часта зміна схеми з'єднань та кількість підключених джерел генерації, що пов'язано з досягненням оптимального режиму за значною кількістю параметрів.

Загальноприйнятим є визначення тензора як фізичної величини. Така позиція дає змогу сфокусувати увагу саме на фізичних процесах, що відбуваються в системі, а не на розмірності системи, складності процесу та засобів аналізу багатовимірної системи. Слід відзначити, що фундаментальні праці [1, 2] були свого часу предметом серйозних дискусій і піддавалися критиці, але на етапі формування узагальненої математичної моделі для розв'язання задач оцінювання запасу стійкості електричних систем за наявності багатьох джерел розподіленої генерації застосування тензорної методології, враховуючи викладене, виглядає найбільш доцільним.

У роботі [3] розглядається вплив джерел РГ на динамічну стійкість в умовах збільшення частки розподіленої генерації, в результаті встановлено вплив технологій РГ на динаміку електроенергетичної системи. Аналіз та шляхи вдосконалення підходів у задачах оцінювання стійкості відображені в роботах [4, 5]. У них відображені звичні підходи, що базуються на проведенні еквівалентування до певного рівня та складанні системи звичайних диференціальних рівнянь, що обмежують розмірність математичної моделі. На той же час тензорний аналіз є найбільш відповідним інструментом для моделювання систем з високою розмірністю, які водночас динамічно змінюють свій стан та схему з'єднання.

Оцінювання стійкості, основане на тензорній методології. Оцінювання статичної стійкості може здійснюватися методом малих коливань. У випадку застосування методу малих коливань швидкість ротора $p\theta$ є змінною. Рівняння прикладеної напруги (e) та прикладеного моменту (T) для елементарної машини матимуть вигляд, наведений в роботі [2], тензори в рівняннях виділені жирним не курсивним шрифтом. Ці рівняння описують поведінку машини в процесі прискорення:

$$\left. \begin{aligned} e &= R \cdot i + L \cdot \dot{p}i + p\theta G \cdot i \\ T &= Mp^2\theta - i \cdot G \cdot i \end{aligned} \right| \left. \begin{aligned} e_m &= R_{mm} \cdot i^m + L_{mm} \cdot \dot{p}i^m + p\theta G_{mm} \cdot i^m; \\ T &= Mp^2\theta - G_{mm} \cdot i^m \cdot i^m. \end{aligned} \right. \quad (1)$$

У разі порушення рівноваги машини, що характеризується, наприклад, переходом значення струму i до значення $i_0 + \Delta i$, рівняння коливань елементарної машини матимуть такий вигляд [2]:

$$\left. \begin{aligned} \Delta e &= (R + Lp + p\theta G) \cdot \Delta i + G \cdot i_0 \Delta p\theta; \\ \Delta T &= Mp^2 \Delta \theta - i_0 \cdot (G + G_t) \cdot \Delta i, \end{aligned} \right. \quad (2)$$

де Δe – тензор зміни ЕРС; ΔT – тензор зміни енергії; M – тензор моменту електричної машини.

У разі оцінювання запасу статичної стійкості електричної системи рівняння малих коливань для системи матимуть такий самий вигляд, як і (2), але відповідні тензори будуть містити в собі відповідні фізичні величини всіх елементів системи.

У рівняннях (2) фігурує величина швидкості обертання ротора $p\theta$, що потенційно має значний вплив у випадку наявності в певному сегменті турбогенераторів малої потужності. Навіть при незначних збуреннях ця величина може зазнавати значних змін внаслідок малої одиничної інерційності таких турбогенераторів, що спричиняє зміни за частотою. Цей факт є особливо актуальним у разі відділення локального сегмента від енергосистеми, тобто робота в режимі так званого «енергоострова».

Рівняння (2) можуть бути об'єднані в одне рівняння [2]:

$$\Delta \mathbf{p} = \mathbf{Z} \cdot \Delta \mathbf{x}, \quad (3)$$

у якому \mathbf{p} має назву вектор загальної сили, він є складним, утвореним з тензорів \mathbf{e} – ЕРС, та \mathbf{T} – енергія [2], відображає ліву частину рівнянь (2), значення змінних якого, по суті, свідчить про певний запас стійкості:

$$\mathbf{p} = \begin{bmatrix} \mathbf{e} \\ \mathbf{T} \end{bmatrix} \quad (4)$$

Відповідно \mathbf{x} – вектор узагальненої швидкості, утворений з тензора струму, що входить до правої частини рівнянь (2), виражений у чотирьох електричних осях d_s, d_r, q_r, q_s , із доповненням п'ятою віссю s , яка відображає напрям миттєвого кутового переміщення ротора θ , відповідно до [2] має вигляд

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} i \\ p\theta \end{bmatrix}. \quad (5)$$

Отже, рівняння коливань (2) з урахуванням (4) та (5) можна записати у вигляді (3). Складова Z має назву тензор електромеханічного імпедансу, він складається з тензора перехідного імпедансу Z , який доповнений додатковими рядком та стовпцем s , що відповідають додатковим (геометричним) ступеням свободи [2].

Відповідно до [2] для дослідження стійкості системи необхідно скласти перехідний тензор електромеханічного імпедансу системи Z' . Висновки стосовно стану системи робляться шляхом порівняння детермінанта Z' нулю та застосування критеріїв стійкості. На цьому початковому етапі для спрощення формування базової моделі не були враховані системи регулювання. Але у подальшому дія систем регулювання обов'язково має бути врахована.

Визначення інерційності. Аналізуючи вираз (2) та на основі результатів розрахунків [5], можна зробити висновок, що досить вагомим фактором є величина моменту інерції ротора, вона відображає запас кінетичної енергії. Особливо в умовах поширення РГ. Така величина визначається на етапі проектування генератора.

На сьогодні в довідниках відсутні дані про динамічні характеристики турбогенераторів малої потужності менше 60 МВт. Цей факт пов'язаний з позицією, що існувала тривалий час, щодо відсутності впливу генераторів малої потужності на стійкість. В умовах відсутності інформації для забезпечення отримання достовірних результатів можна скористатись процедурою проектування турбогенераторів.

Відповідно до цієї процедури проводиться серія розрахунків, спрямована на визначення розмірів складових частин турбогенератора. На основі отриманих значень можна знайти величину інерційності та моменту турбогенератора. Відповідно до методики проектування турбогенераторів, описаної в [6], було проведено апроксимацію графічних залежностей, показаних на рис. 1-3. Апроксимація проводилась методом підставлення. На рис. 1 зображено графічні залежності машинних постійних Арнольда від потужності для різних типів турбогенераторів. На рис. 2 відображено залежність діаметра розточки статора від потужності. На рис. 3 зображено залежності діаметра ротора від номінальної потужності.

Після апроксимації графічних залежностей отримано аналітичні вирази, які можуть бути використані для розрахунку моменту турбогенератора. Ці вирази можна об'єднати в систему:

$$\begin{cases} GD^2 = 3,8 \left(\frac{D_2}{1000} \right)^4 \cdot \left(\frac{l_2}{1000} \right) \\ C_A = 2,6S_n - 0,12S_n^2 + 0,002S_n^3 \\ D_1 = 64,75S_n - 1,46S_n^2 + 0,011S_n^3 \\ D_2 = 65,42S_n - 1,59S_n^2 + 0,013S_n^3 \\ l_2 = \frac{C_A S_n}{D_1^2 n_n} \end{cases} \quad (6)$$

де GD^2 – маховий момент; C_A –

машинна постійна Арнольда; D_1 – діаметр розточки статора; D_2 – діаметр ротора; l_2 – довжина ротора; S_n – номінальна потужність генератора.

Аналізуючи систему (6), можна зробити висновок, що входним параметром є тільки потужність S_n . Такий факт досить суттєвий в умовах відсутності детальних характеристик турбогенераторів малої потужності. Слід зазначити, що цей підхід до визначення махового моменту дає достовірні результати для турбогенераторів серії Т, які складають більшість у номенклатурі потужностей до 20 МВт.

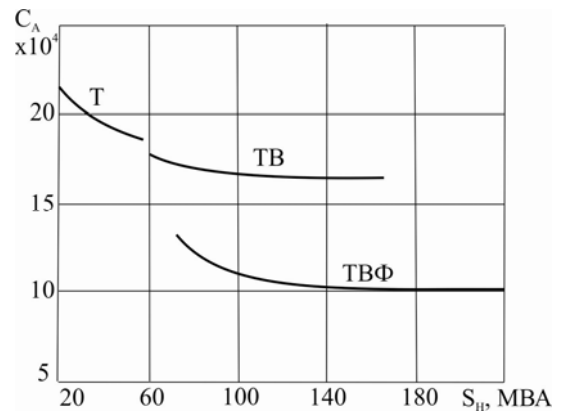


Рис. 1

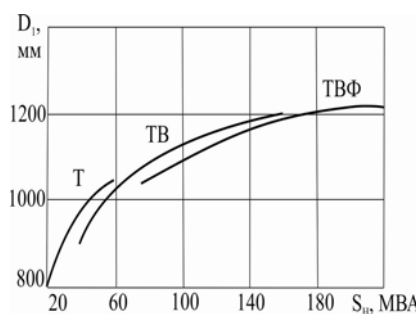


Рис. 2

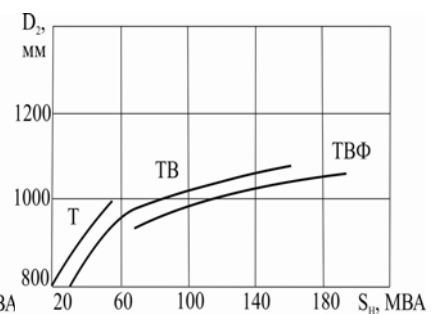


Рис. 3

Для отримання адекватних результатів тензор \mathbf{M} у рівняннях (2) має бути виражений як складний тензор з використанням рівнянь, що складають систему (6).

Висновки. Проведено аналіз можливості застосування тензорної методології для оцінювання статичної стійкості електричних систем, визначено компоненти, які потенційно мають значний вплив на стійкість, в контексті наявності джерел розподіленої генерації. На основі властивостей тензорів можна зробити висновок, що застосування тензорного аналізу при створенні багатовимірної математичної моделі системи електропостачання з РГ для розв'язання задач стійкості є можливим і в перспективі може бути досить доцільним. Додатково слід відзначити, що у зв'язку з сучасною тенденцією інтелектуалізації електричних систем і мереж, матимуть місце часта зміна схеми з'єднань та кількість підключених джерел генерації. Це пов'язано з досягненням оптимального режиму за значною кількістю параметрів. За таких умов здатність тензора до перетворень є досить суттєвою, що можна віднести до додаткових переваг використання тензорного аналізу. Отримано математичну модель визначення одного з параметрів, що відображають механічні властивості турбогенераторів малої потужності, а саме механічного моменту. Це є актуальним в умовах відсутності інформації. Такий результат є вагомим етапом у разі оцінювання запасу статичної стійкості, у тому числі при використанні тензорного аналізу.

1. Kron G. Tensor analysis of networks. New York: John Wiley and Sons, inc., 1965. 704 p.
2. Kron G. The application of tensors to the analysis of rotating electrical machinery. New York: General Electric Review, 1935.
3. Sootweg J.G. and Kling W.L. Impacts of distributed generation on power system transient stability. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. 2002. Vol. 2. Pp. 862-867. DOI: 10.1109/PSS.2002.1043465
4. Тугай Ю.І., Козирський В.В., Приступа А.Л., Тютюнник Ф.О. Дослідження впливу розосередженої генерації в розподільчих мережах на стійкість режимів локальних сегментів електричних систем. Вісник ХНТУСГ. 2017. № 187. С. 3–5.
5. Tiutiunyk F., Prystupa A. and Bodunov V. Improving methods for evaluating the stability of electrical systems with distributed generation. II International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering (YSF). Kharkiv, Ukraine, 2016. Pp. 37-40. DOI: 10.1109/YSF.2016.7753795
6. Хуторецкий Г.М., Токов М.И., Толвинская Е.В. Проектирование турбогенераторов. Ленинград: Энергоатомиздат, 1987. 256 с.

УДК 621.316.1

В.В. Козырський¹, докт. техн. наук, **И.Ю. Тугай²**, канд. техн. наук, **Ф.А. Тютюнник³**

1, 3 – ННІ енергетики, автоматики і енергосбереження НУБіП України,
ул. Героев Оборони, 12, Київ, 03041, Україна

2 – Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

О ПРИМЕНЕНИИ ТЕНЗОРНОГО АНАЛИЗА В ЗАДАЧАХ ОЦЕНИВАНИЯ ЗАПАСА СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИ НАЛИЧИИ ИСТОЧНИКОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Проведен анализ возможности применения тензорной методологии при решении задач статической устойчивости электрических систем. Составляющие модели, которая основана на тензорном анализе, определяемые особенностями генерирующих установок и в условиях распространения распределенной генерации, будут влиять на устойчивость системы. Достаточно существенное влияние имеет величина момента инерции ротора, которая определяется конструктивным исполнением и мощностью генератора. В условиях отсутствия информации возникает потребность в моделях идентификации механических характеристик турбогенераторов малой мощности. Данные модели были получены на основании методики проектирования турбогенераторов. Рассмотрена возможность уточнения идентификации компонент модели, базирующейся на тензорной методологии. Библи. 6, рис. 3.

Ключевые слова: тензор, устойчивость, электрическая система, распределенная генерация, момент инерции, турбогенератор, математическая модель.

V. Kozyrskyi¹, I. Tugai², F. Tiutiunyk³

1, 3 – Education and Research Institute of Energetics, Automation and Energy Efficiency of NUBIP,
Heroyiv Oborony Str., 12, Kyiv, 03041, Ukraine

2 – Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

ABOUT TENSOR ANALYSIS APPLICATION TO THE STEADY-STATE STABILITY ESTIMATION TASKS OF POWER SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATION SOURCES

The aim of this paper is to analyze possibility of tensor methodology application to the stability estimation tasks. This study reviews components of mathematical model, which describes specifics of distributed generation sources. According to trend of share of distributed generation, some of them have an effect on stability. The moment of inertia is quite important value, it was caused by design and generator capacity. Therefore, lack of information is cause necessity of identification models for small capacity generators. Such model obtained by turbogenerator design procedure. Also, this study examines possibility of clarification identifying components of tensor model. References 6, figures 3.

Key words: tensor, stability, power system, distributed generation, inertia moment, turbogenerator, mathematical model.

1. Kron G. Tensor analysis of networks. New York: John Wiley and Sons, inc., 1965. 704 p.
2. Kron G. The application of tensors to the analysis of rotating electrical machinery. New York: General Electric Review, 1935.
3. Slootweg J.G. and Kling W.L. Impacts of distributed generation on power system transient stability. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. 2002. Vol. 2. Pp. 862-867. DOI: 10.1109/PSS.2002.1043465
4. Tugai Y., Kozyrskyi V., Prystupa A., Tiutiunyk F. The study of stability in a local segment of the power system with distributed generation. *Vistnyk KhNTUSG*. 2017. №187. Pp. 3–5 (Ukr)
5. Tiutiunyk F., Prystupa A. and Bodunov V. Improving methods for evaluating the stability of electrical systems with distributed generation. *II International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering (YSF)*. Kharkiv, Ukraine, 2016. Pp. 37–40. DOI: 10.1109/YSF.2016.7753795
6. Khutoretsky G.M., Tokov M.I., Tolvinskaya E.V. Design of turbogenerators. Leningrad: Energoatomizdat, 1987. 256 p. (Rus)

Надійшла 02.03.2018

Received 02.03.2018

УДК 621.315.1

ABNORMAL RESONANCE OVERVOLTAGES IN MAIN POWER ELECTRICAL NETWORKS WITH SOURCES OF DISTORTIONS

V.V. Kuchanskyi

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

Peremohy, 56, Kyiv-57, 03057, Ukraine.

e-mail: kuchanskiyvladislav@gmail.com

The paper deals with the analysis and classification of durable internal overvoltages in the main power electrical network. The work considers the possibility of developing overvoltages in abnormal modes with sources characterized by distortions: asymmetric, nonsinusoidal and combined. Investigated those abnormal resonance overvoltages which occur in the extra high voltage transmission lines 750 kV with nonsinusoidal and asymmetric sources of distortion depend of many interconnected processes and on the values of a large number of parameters. Such an overvoltage classification is not accidental, since the source of their occurrence and distortion characteristics determine an abnormal regime. Described an example of such distortion, is incomplete mode of operation of the extra-high voltage transmission line, which causes the appearance of resonance circuits with distributed capacities of the line and the inductances of the shunt reactors. Detected that the second type of abnormal resonance overvoltages occur when extra high voltage transmission line switching on to no-loaded autotransformer. The theoretical principles of the emergence of harmonic resonant overvoltages with the inclusion of the superconducting voltage on the unloaded autotransformer are given. The key factor which led to abnormal nonsinusoidal mode is saturation magnetical core of noloaded autotransformer is analyzed. The main approaches to the study of abnormal resonance overvoltages are described and directions of the subsequent researches are designated. The obtained results of the research indicate the expediency of studying the conditions of occurrence and existence of abnormal resonance overvoltages. Bibl. 15, fig. 5, table.

Key words: extra-high voltage power lines, abnormal resonant overvoltages, asymmetric mode, single-phase automatic re-closer, nonsinusoidal mode, no-loaded mode of autotransformer.

General description of the problem. The first extra high voltage (EHV) transmission 750 kV was put into service in Ukraine in 1980th. Nowadays the transmission lines 750 kV are the main