

УДК 621.311

УТОЧНЕННЯ ДОПУСТИМИХ ПЕРЕТОКІВ ПОТУЖНОСТІ ЗА КОНТРОЛЬОВАНИМИ ПЕРЕТИНАМИ В РЕЖИМІ ОПЕРАТИВНОГО КЕРУВАННЯ (ON-LINE)

О.В.Кириленко¹, академік НАН України, **В.В.Павловський**¹, докт.техн.наук, **Л.М.Лук'яненко**¹, канд.техн.наук, **К.В.Ущановський**², канд.екон.наук, **В.Б.Зайченко**²

¹ – Інститут електродинаміки НАН України, email: lukianenko.lukian@gmail.com, пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна,

² – НЕК «Укренерго», вул. С.Петлюри, 25, Київ, 01032, Україна.

Розглянуто сучасні тенденції автоматизованого визначення допустимих перетоків потужності через перетин. Відзначено, що в умовах сьогодення на практиці в НЕК "Укренерго" застосовується спрощений та трудомісткий підхід. Запропоновано методологію, яка дозволяє уточнити допустимі перетоки потужності на базі розрахунку в режимі on-line. Застосування запропонованої методології дозволяє врахувати численні схемно-режимні ситуації в ОЕС України. Для реалізації зазначеного підходу розроблено метод адаптації кроку об'єднання, який суттєво підвищує швидкість виконання розрахунків. Представлено методику верифікації траєкторій об'єднання до реальних умов експлуатації. Розроблено основні компоненти для реалізації вищезазначеного підходу на практиці. Бібл. 13, табл. 1, рис. 7.

Ключові слова: енергосистема, статична стійкість, перетоки потужності, керування, запаси за статичною стійкістю.

Вступ. Керування режимами роботи електроенергетичних систем (ЕС) у сучасних умовах значною мірою орієнтовано на використання різноманітних програмних засобів та систем підтримки прийняття рішень. Аналіз масштабних аварій, що сталися за останні 10 років, показав, що однією із основних причин їхнього виникнення є неповне та не досить адекватне відображення швидкозмінних реальних ситуацій системами збору, аналізу та відображення даних [5, 11]. Тому актуальною задачею керування режимами ЕС є удосконалення та розробка нових інформаційних систем підтримки оперативно-диспетчерського персоналу (ОП) у прийнятті рішень [6]. Серед таких інформаційних систем виділяються в окрему групу системи визначення граничних режимів та оцінки запасів за статичною стійкістю [10, 12, 13].

Враховуючи особливості побудови ЕС Європейських країн та ЕС країн СНД, можна стверджувати, що найбільшого поширення задача аналізу статичної стійкості знайшла саме в останніх. В першу чергу, мова йде про аперіодичну статичну стійкість. Для ЕС Європейських країн, на відміну від ОЕС України, характерним є високий рівень зв'язності електромережі (ЕМ) класу напруг 330÷400 кВ. У таких мережах задачі визначення пропускної спроможності перетинів за критеріями статичної аперіодичної стійкості найчастіше не виникають взагалі. У більшості випадків достатньо обмежитися проведенням аналізу за критерієм надійності «N-1». З іншого боку, в країнах СНД і ОЕС України, зокрема, як правило, обсяги потужності, що передається по мережах, зазвичай обмежуються за критеріями статичної або динамічної стійкості. Саме це призвело до розвитку методів та засобів аналізу стійкості ЕС. Йдеться про задачі визначення граничних режимів та їхнє вирішення в темпі оперативного керування ЕС.

Аналіз поточної ситуації. Сьогодні ОП при веденні режиму ОЕС України для забезпечення статичної аперіодичної стійкості користується інструкціями, які, зокрема, регламентують допустимі перетоки через контрольовані перетини за різних схемно-режимних ситуацій. Для кожного із 22 контрольованих в ОЕС України перетинів заздалегідь виконуються чисельні розрахунки максимально- та аварійно-допустимих перетоків потужності в найбільш складних схемно-режимних ситуаціях. Основним недоліком такого підходу, є те, що практично неможливо врахувати та прорахувати всі ситуації, а особливо їхні комбінації, які можуть виникати в процесі експлуатації ЕС. Таким чином, визначене в інструкційних матеріалах значення допустимого перетоку може не в повній мірі відповідати реальній ситуації. Тому ОП вимушений орієнтуватися на наближені ситуації, що може призвести до прийняття щонайменше неоптимальних, та щонайбільше помилкових рішень. Крім того, визначення граничних за статичною стійкістю режимів пов'язано з використанням ряду методів та методик, які створені багато років тому з

введенням ряду спрощень та припущень і теж вносять певні неточності у визначенні границі порушення стійкості. Тому нагальною є задача зменшення впливу такого роду неточностей та створення сучасних методів розрахунку стійкості. Крім того, розвиток електричних мереж України призводить до необхідності постійного оновлення та уточнення існуючих оперативно-диспетчерських інструкцій.

Не претендуючи на всю повноту викладення теорії стійкості, на рис. 1 показані основні спрощення та припущення, які традиційно застосовуються при розрахунках граничних за статичною стійкістю режимів.

Як відомо, в загальному випадку для аналізу стійкості ЕС використовують модель, яка описується системою нелінійних диференціальних рівнянь

$$\dot{x} = f(x, u, t), \quad (1)$$

де x – вектор стану, u – вектор вхідних змінних, t – час. Якщо похідні за вектором станів – це неявні функції часу, то така система вважається автономною і її можна записати як

$$\dot{x} = f(x, u). \quad (2)$$

Така автономна система дозволяє проводити моделювання стаціонарних процесів та процесів, які не піддаються зовнішнім впливам. Всі ці процеси повністю визначаються початковими значеннями змінних стану і не залежать від вибору початкового значення аргументу t .

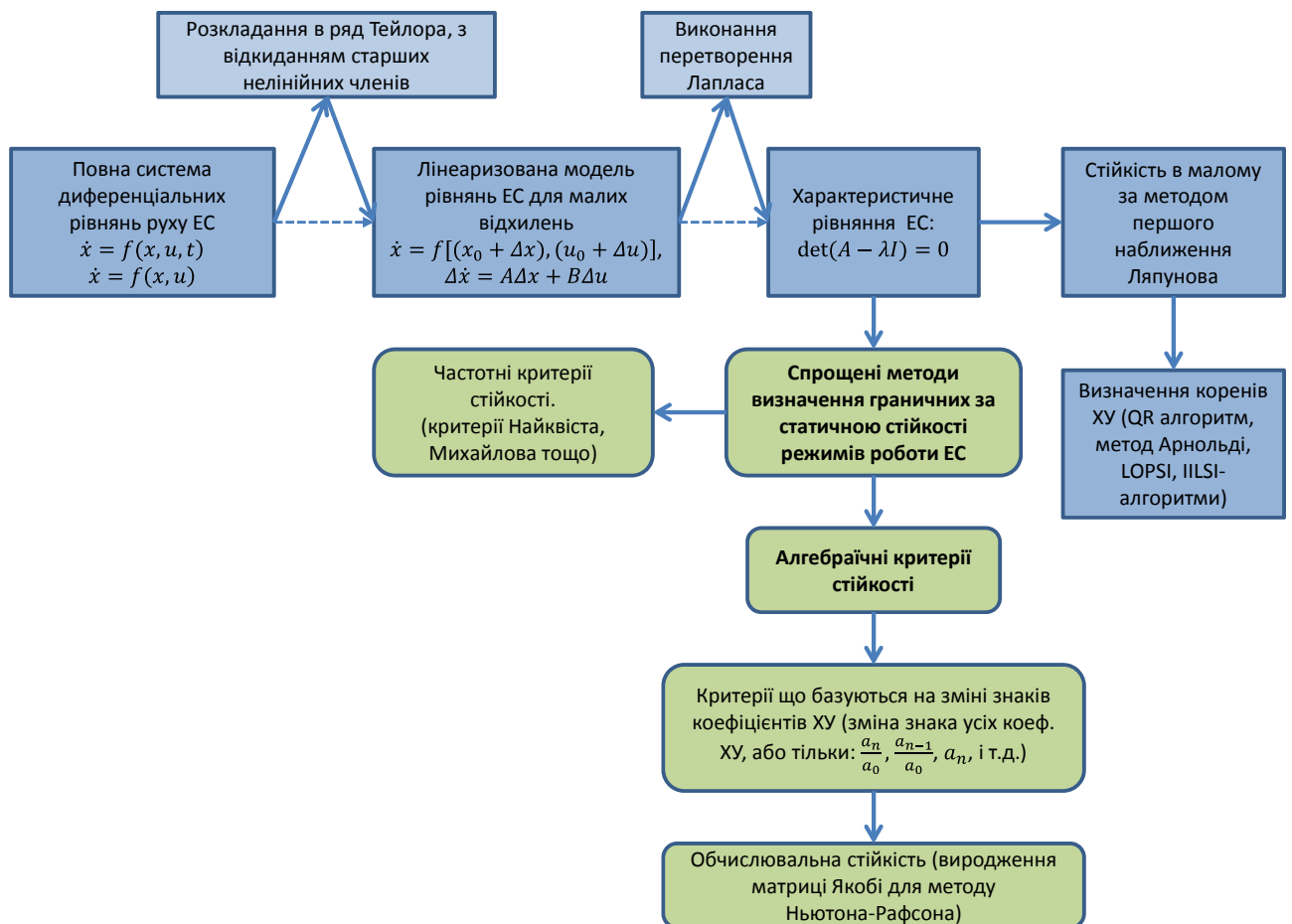


Рис. 1

Стійкість нелінійної системи визначається при малих або великих збуреннях і, відповідно, розрізняють два аспекти стійкості – «стійкість у малому» і «стійкість у великому». З точки зору ЕС стійкість у малому – це стійкість сталого (стаціонарного) руху, який піддається постійному впливу малих збурень. У статті розглянуто процеси в ЕС при малих збуреннях, припускаючи, що до виникнення збурень система перебувала у сталому стані. В такому випадку система рівнянь може бути лінеаризована в околі точки рівноваги, виходячи з припущення, що зміни системних параметрів (кут, напруга, потужність) досить малі. У подальшому система рівнянь розкладається у степеневий ряд (найчастіше ряд Тейлора) в околі деякої точки x_0 , та відкидаються його члени вище першого порядку. При дослідженні стійкості ЕС, як правило, для зручності приймають, що збурення, які виникли в ЕС,

у подальшому зникають, тобто, аналізується вільний рух системи. Система є стійкою, якщо вона після дії збурення повертається у свій попередній стан.

Для спрощення аналізу статичної стійкості ЕС виконується перехід від диференційних рівнянь до їхніх зображень (перетворення Лапласа) та визначаються характеристичні рівняння (ХР). Згідно з методом першого наближення Ляпунова ЕС стійка «у малому», якщо всі корені ХР мають від'ємну дійсну частину. Але на практиці розрахунків всіх коренів ХР для конкретних ЕС, процеси в яких описуються тисячами диференційних рівнянь, є досить нетривіальною обчислювальною задачею. Тому часто використовують ще більш спрощені методи аналізу статичної стійкості ЕС, оцінюючи лише знаки коефіцієнтів ХР. При цьому аналізуються не всі коефіцієнти ХР, а тільки деякі їхні співвідношення (наприклад, a_n/a_0 – відношення старшого коефіцієнта ХР до вільного члену). Зміна знаку дозволяє зробити висновок про втрату статичної стійкості. На практиці, для визначення статичної аперіодичної стійкості ще більш спрощують процедуру аналізу, орієнтуючися тільки на знак коефіцієнта вільного члена ХР a_n , при цьому навіть не визначаючи його, а використовуючи критерій виродження матриці Якобі в методі Ньютона-Рафсона, визначник якої при виконанні низки умов [4] співпадає з a_n .

Як бачимо, процедура визначення граничного за статичною аперіодичною стійкістю режиму ЕС передбачає введення цілого ряду спрощень та припущень. Тому введення додаткових припущень щодо схем мережі в складних схемно-режимних ситуаціях є недоцільним і може значно спотворити представлення реальної ситуації. Крім того, не менш суттєвим недоліком використання ОП довідникових інструкцій є недосконалість процедури аналізу поточної режимної ситуації в складних аварійних режимах, яка орієнтована на запам'ятовування основних показників та пошук додаткової детальної інформації в цих інструкціях. Все це, а також нерозповсюдженість автоматизованих засобів *on-line* оцінки запасів за статичною стійкістю призводять до недовикористання величини пропускну здатності в контрольованих перетинах [9].

У статті розглядаються нові методи визначення граничних режимів та оцінки запасів з аперіодичної статичної стійкості, які дозволяють вирішувати ці задачі у темпі оперативного керування ЕС з урахуванням поточних схемно-режимних ситуацій, що виникають в ОЕС України.

Автоматизовані засоби визначення граничних режимів та запасів за статичною стійкістю. На відміну від розглянутого вище підходу на базі диспетчерських інструкцій існують автоматизовані методи, які виконують визначення максимально-допустимих перетоків та запасів зі статичної стійкості в режимі оперативного керування. Сьогодні серед відомих підходів до автоматизованої оцінки статичної аперіодичної стійкості ЕС можна виділити два найбільш відомі [1, 2, 10, 12].

Перший – передбачає проведення в режимі *off-line* основних розрахунків, пов'язаних з оцінкою допустимості режимів ЕС за статичною аперіодичною стійкістю. Ці розрахунки проводяться з урахуванням нової інформації, отримати яку стало можливим завдяки впровадженню в ЕС систем моніторингу перехідних режимів (СМІР). Ці системи представляють мережу розосереджених на об'єктах ЕС пристроїв, які забезпечують точне вимірювання синхронізованих за супутниковими сигналами точного часу параметрів режиму. Серед параметрів, що є найбільш важливими з точки зору оцінки статичної аперіодичної стійкості режиму, є комплексна величина напруги (модуль та кут). Такі системи орієнтовані на використання надійних та швидкісних каналів передачі синхронізованих вимірювань та сучасного програмного забезпечення з можливістю обробки величезних обсягів інформації у режимі реального часу. Це дозволяє вирішити задачу класифікації поточних режимів за ступенем стійкості з використанням достатньо потужних методів теорії розпізнавання образів.

Зараз відомо досить багато підходів до класифікації режимів енергосистем з використанням теорії розпізнавання образів. Найбільш поширеним є використання штучних нейронних мереж різних типів та структури, від найбільш простого Персептрону до самоорганізуючих мереж Кохонена. В [1, 2] для цього запропоновано застосування методу групового урахування аргументів (МГУА). Загальна модель класифікації режимів ЕС представляється багатоступеневим поліномом, коефіцієнти та структура якого формуються на етапі побудови такої моделі. Як змінні використовуються комплексні величини напруги у заздалегідь визначених точках ЕС або перетинах. Множина цих величин є достатньою і дозволяє в режимі реального часу проводити класифікацію поточного режиму в клас допустимих або недопустимих за запасом зі статичної стійкості.

Найбільш складним при реалізації цього підходу є формування моделі класифікації режимів, яка б враховувала топологію мережі, поточний склад генерації, характер навантаження тощо. Це передбачає проведення чисельних розрахунків усталених, обважнених та граничних режимів для різних

траєкторій обваження, схем мережі та складу генерації. За результатами розрахунків формуються відповідні вибірки, що описують множину усталених режимів і використовуються для формування коефіцієнтів поліному. До складу вибірок включаються комплекси напруг у найбільш «важливих» для класифікації режимів точках ЕС.

Такий підхід забезпечує майже миттєву класифікацію режимів за статичною стійкістю, в тому числі у великих ЕС. При цьому якість класифікації у значній мірі залежить від повноти моделі ЕС та від здатності враховувати найбільшу кількість ремонтних схем і інших факторів, наприклад, таких як статичні характеристики навантаження (СХН) споживачів. Крім того, особливої уваги потребує аналіз припущення щодо еквівалентності критерію існування режиму за статичною аперіодичною стійкістю та збіжності ітераційного процесу розв'язання нелінійних алгебраїчних рівнянь, які описують усталений режим. Однак найбільшим недоліком цього підходу на сьогодні є практична складність визначення коефіцієнтів поліномів розпізнавання за умови врахування всіх можливих варіантів та схем реальної мережі, що підлягають врахуванню.

Другий підхід до визначення граничних за статичною аперіодичною стійкістю режимів базується на виконанні усіх необхідних розрахунків у режимі оперативного керування ЕС. Він полягає у тому, що всі розрахунки з обваження перетинів та визначення допустимих перетоків по них виконуються в оперативному режимі циклічно або по мірі надходження нових даних щодо параметрів режиму. Основною перевагою цього підходу є можливість врахування реальної схемно-режимної ситуації. Саме це дозволяє більш точно визначити допустимі перетоки активної потужності через контрольовані перетини. Основним проблемним питанням, що виникає при такому підході, є складність проведення всіх розрахунків у процесі ведення оперативного режиму. Це накладає певні обмеження на об'єми розрахунків. В першу чергу, на ступінь деталізації моделей елементів ЕС та повноту процедури обваження режиму, яке, як правило, виконується тільки за однією траєкторією.

Слід відзначити, що деякі європейські програмні засоби, які знайшли поширення в енергосистемах, базуються на другому підході [10,11,12], зокрема, система Quick Stab є складовою системи SCADA/EMS.

Методологія визначення граничних за статичною аперіодичною стійкістю режимів у темпі оперативного керування енергосистемою. Визначення граничних режимів за статичною стійкістю, як правило, виконується методом покрокового обваження режиму, яке може проводитись за різними траєкторіями. Зараз не існує методу, що дозволяє однозначно проводити визначення траєкторій обваження, за якими саме необхідно його виконувати. Традиційно траєкторія обваження визначається за певним алгоритмом, що реалізує процедуру зміни потужності споживання та генерації і має на меті збільшення перетоку через перетин (або окрему лінію), що досліджується. Зміна потужності може виконуватись різними шляхами [3], єдина вимога – можливість їхньої реалізації на практиці. Визначивши декілька траєкторій обваження та провівши розрахунки, вибирається мінімальна гранична величина потужності.

Вхідні дані для виконання *on-line* обваження та визначення граничних перетоків потужності за перетинами визначаються за результатами оцінювання стану ЕС. Ця задача реалізується підсистемою оцінки. Враховуючи поширеність програмного комплексу «КОСМОС» в ОЕС України та певний рівень довіри до ієрархічного комплексу оцінки режиму роботи ОЕС України, надалі будемо використовувати результати, отримані при розрахунку на цьому комплексі. Як результат – одержуємо вектор стану режиму у формі комплексів напруг усіх вузлів схеми, який відповідає одному із можливих режимів, що визначені за допомогою системи SCADA/EMS.

Загальна схема складу компонентів та основні принципи виконання обваження режимів роботи ЕС у темпі процесу керування показано на рис 2.

Критерії ідентифікації граничного режиму за статичною аперіодичною стійкістю.

У процесі визначення граничних режимів на кожному кроці обваження режиму проводиться оцінка 5 основних критеріїв.

1. Величина взаємного кута δ між двома напругами з різних сторін перетину та досягнення граничного значення. При цьому, як правило, встановлюється обмеження на рівні $\delta < 90^\circ$.

2. Визначення точки перегину *PV* кривої. Ілюстрація використання *PV* кривих для аналізу рівнів напруги на визначених системних шинах по відношенню до зростаючого перетоку активної потужності в перетині [7] показана на рис. 3. Використання *PV* кривих дозволяє ідентифікувати ситуації, де зміна знаку визначника матриці Якобі, що використовується в методі Ньютона-Рафсона (традиційний підхід до визначення граничних режимів), не співпадає із станом, де система втрачає стійкість.

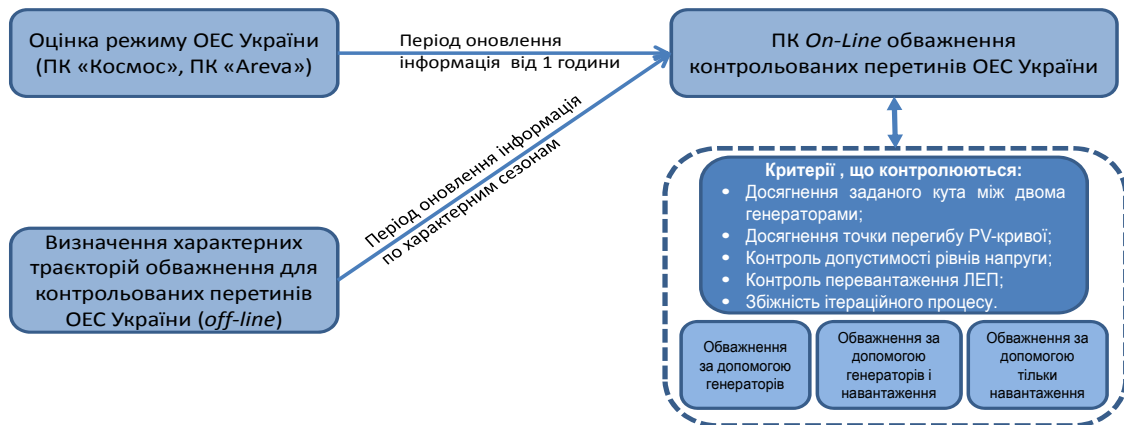


Рис. 2

3. Виконання обмежень за напругою (контроль критичних величин напруги на відповідних СШ).
4. Контроль завантаженості окремих зв'язків (ліній, трансформаторів тощо). Ці зв'язки можуть як входити до перетину, так і не входити.
5. Збіжність ітераційного процесу за методом Ньютона-Рафсона.

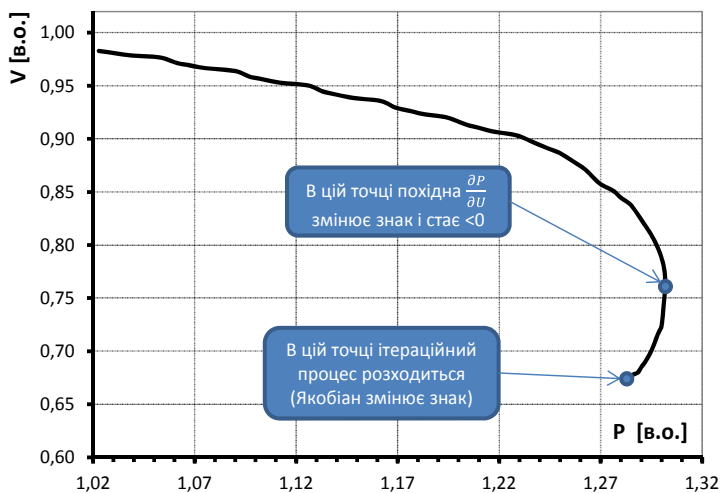


Рис. 3

Перші два критерії досягнення граничного режиму (1 та 2) пов'язані з виявленням втрати статичної стійкості режиму за величиною кута та напруги. Наступний, критерій 3 спрямований на контроль стійкості споживачів за напругою [7, 8]. Він у певній мірі аналогічний другому, але в мережах із значним рівнем еквівалентування може бути визначальним. Четвертий критерій, не пов'язаний з оцінкою стійкості безпосередньо, а використовується для оцінки режиму з точки зору унеможливлення пошкодження електротехнічного обладнання.

Останній критерій може розглядатися як опосередкований. Причому, якщо у випадку досягнення граничних показників за одним із перших чотирьох критеріїв можна чітко визначити причину досягнення граничного режиму, то за п'ятим чіткої відповіді про причину настання граничного режиму та втрату стійкості отримати практично неможливо.

Обваження режимів ЕС у темпі оперативного керування. Враховуючи вимоги щодо швидкодії методів для використання в темпі оперативного керування, постає завдання розвитку та поширення вищезазначених підходів на клас задач аналізу стійкості у режимі «on-line». Тому було поставлено задачу розробки вдосконаленого методу обваження режиму в темпі оперативного керування, основними складовими якого є адаптація кроку обваження та визначення і налаштування реальної для конкретної ЕС траєкторії обваження.

Адаптація кроку обваження. Традиційно при моделюванні обваження режиму проводиться шляхом покрокової зміни потужності. У разі, якщо обваження виконується в режимі *off-line*, то визначення кроку обваження не є складним. У більшості випадків він просто задається як досить мала, постійна величина (рис. 4, а). Це забезпечує отримання бажаної точності розрахунку.

Однак при проведенні моделювання в режимі *on-line* критичним стає час виконання розрахунків. Тому запропоновано крок обваження налаштувати шляхом його адаптації до зміни певного режимного параметру. Тобто замість постійного кроку обваження за активною потужністю ΔP , вибирається змінний крок в залежності від величини, яка називається *визначальним параметром режиму* Δt . При цьому можуть вибиратися різні фізичні величини, які є найбільш характерними для оцінки «руху» системи в напрямку граничного режиму. Наприклад, падіння напруги у вузлах (ΔU), приріст кута по лінії чи перерізу ($\Delta \delta$) тощо. При цьому величина кроку обваження за активною потужністю постійно змінюється за умови забезпечення оптимального кроку обваження за Δt . Ілюстрація такого

підходу для випадку, коли як параметр контролю приросту $\Delta\tau$ вибрано падіння напруги, представлена на рис. 4, б.

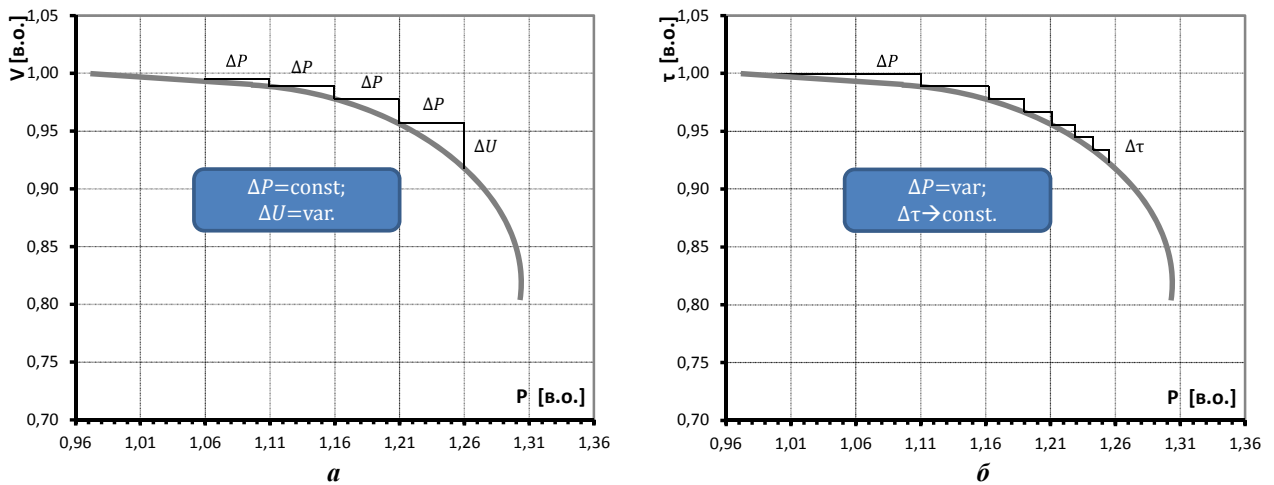


Рис. 4

Основна ідея методу адаптації полягає у тому, щоб прискорити процес обважнення на пологих ділянках графіків $P\delta$ або PV , а на крутих – зменшити крок обважнення з точки зору забезпечення необхідної точності розрахунку. Цю ідею можна формалізувати наступною системою:

$$\begin{cases} \Delta\tau^j > \Delta\tau_{\text{опт}} \rightarrow \Delta P_i^j - \Delta P_i^{j-1} \cdot k \\ \Delta\tau^j \leq \Delta\tau_{\text{опт}} \rightarrow \Delta P_i^j + \Delta P_i^{j-1} \cdot k \end{cases} \quad (3)$$

де $\Delta\tau^j$ – величина приросту на j -й ітерації, $\Delta\tau_{\text{опт}}$ – оптимальне значення приросту для даного перетину, ΔP_i^j – приріст потужності для i -го навантаження на j -й ітерації; k – коефіцієнт посилення.

Одним із основних параметрів методу адаптації є оптимальне значення приросту ($\Delta\tau_{\text{опт}}$), яке визначається в режимі *off-line* для кожного перетину. Проведені дослідження показали, що, використовуючи розроблений метод адаптації, можна досягти значного виграшу у швидкості розрахунків (рис. 5), що є визначальним при переході до систем, які працюють в режимі *on-line*. Так, при використанні вказаного методу адаптації кроку обважнення досягається значне зменшення кількості розрахунків (до 80%) при збереженні їхньої точності у межах допустимої похибки (таблиця).

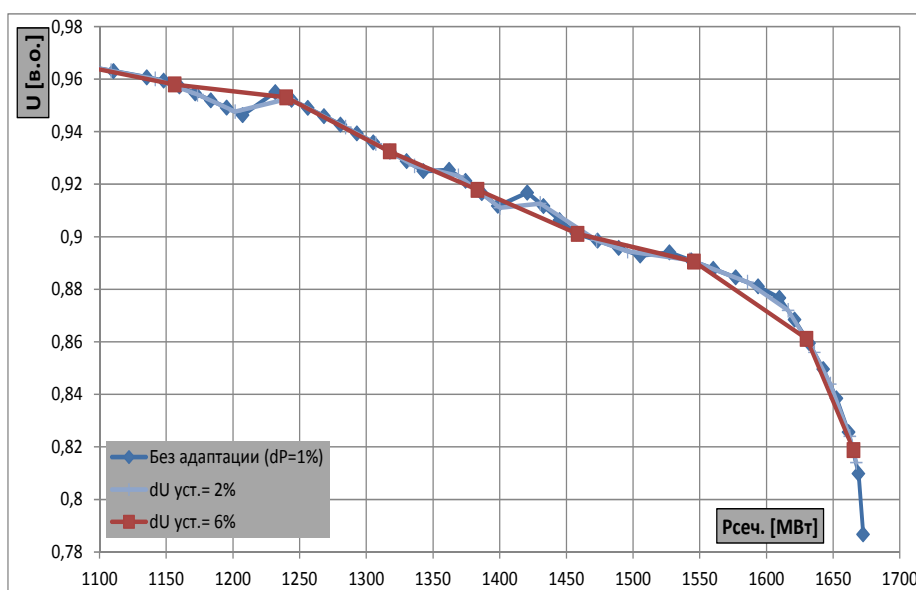


Рис. 5

Крім того, слід відзначити, що використання такого підходу певним чином спирається на інформацію, отриману апіорі. Мова йде про надання параметру ΔT деякої фізичної сутності, за якою виконується адаптація кроку обважнення. Для одних перетинів це може бути падіння напруги, для інших – зміна кута тощо. Для одержання такої інформації необхідно проведення попередніх розрахунків в режимі *off-line*.

Визначення та верифікація траєкторій обважнення. Однією із принципових складових розробленої методології обважнення режимів роботи ЕС, яка дозволяє йому функціонувати в темпі процесу керування, є використання лише однієї з множини траєкторій, за якими виконується обважнення перетинів шляхом її верифікації.

Враховуючи, що запропонована методологія орієнтована на використання при проведенні розрахунків саме в темпі оперативного керування ЕС, то формування траєкторій та їхня верифікація виконуються в режимі *off-line*. В режимі *on-line* виконується тільки вибірка відповідної до конкретного перетину верифікованої траєкторії обважнення.

Для визначення та верифікації траєкторій обважнення режиму ЕС був розроблений відповідний спосіб формування верифікованих траєкторій. Основними труднощами при формуванні реальних траєкторій обважнення є різний «характер» обважнення для різних перетинів та відсутність реальних даних щодо СХН споживачів. Через це для розрахунку граничних перетоків за критерієм статичної аперіодичної стійкості обважнення для кожного перетину виконується за декількома різними траєкторіями.

У загальному випадку обважнення перетинів в ЕС може виконуватися одним із трьох основних способів: перерозподілом потужності за допомогою тільки генераторів, перерозподілом потужності тільки за допомогою навантаження, та за допомогою генераторів і навантаження.

Крок по ΔT_{opt} (ΔU_{opt}) [%]	$P_{гран.}$ [МВт]	U , [в.о.]	Кількість ітерацій	Зміна кількості ітерацій, [%]	Похибка $dP_{гран.}$ [%]
Без адаптації, $dP=const$ (1%)	1672,5	0,787	45	0	0,00
0,2	1670,0	0,77 2	55	22	0,15
0,4	1669,7	0,808	44	-2	0,17
0,6	1669,1	0,769	41	-9	0,21
0,8	1669,0	0,810	35	-22	0,21
1,0	1672,1	0,782	34	-24	0,03
2,0	1667,4	0,814	21	-53	0,31
3,0	1672,5	0,786	17	-62	0,00
4,0	1670,2	0,773	14	-69	0,14
6,0	1665,3	0,819	9	-80	0,43

тільки за допомогою навантаження, та за допомогою генераторів і навантаження. Для більшості контрольованих перетинів існує певний характерний спосіб перерозподілу потужностей, який і реалізують зазначені підходи.

Останній підхід може використовуватися у випадку, якщо при виконанні обважнення враховуються технологічні обмеження генераторів: наприклад, якщо генератор уже розвантажений за активною потужністю до свого технологічного мінімуму, то подальший перерозподіл потужності виконується за допомогою навантаження.

При виконанні обважнення із застосуванням навантаження вкрай важливим є коректне моделювання СХН. Нерідко персонал ЕС, який виконує обважнення режимів, змушений підбирати індивідуальні коефіцієнти поліному СХН для кожного навантаження, керуючися власним досвідом щодо ведення режимів. Відсутність реальних даних щодо СХН створює суттєву проблему при визначенні граничних за стійкістю перетоків.

Основна ідея запропонованого способу формування траєкторій обважнення полягає у варіаційному моделюванні СХН споживачів та налаштуванні траєкторії обважнення на підставі розрахунку серії обважнених режимів та їхнього порівняння з реальними замірами перетоків по кожному із перетинів, одержаних за різних режимних умов.

Таким чином, враховуючи відсутність фактичних даних про СХН споживачів, у роботі виконано дослідження різних траєкторій обважнення із застосуванням різних коефіцієнтів пропорційності між $\Delta Q_n / \Delta P_n$ у порівнянні їх з реальними замірами. Для прикладу формування та верифікації траєкторії обважнення на базі реальних замірів розглянемо випадок обважнення кримського перетину (рис. 6).

На рис. 6 у вигляді сукупності точок показано реальні заміри, виконані для перетину ОЕС України-Крим. При цьому розглядалися дві групи замірів, які характеризуються різною тривалістю у часі та дискретністю для певного сезону. Розглядалися заміри, зроблені раз на годину протягом 3-х місяців, та заміри, зроблені раз на 10 хвилин протягом 2-х тижнів.

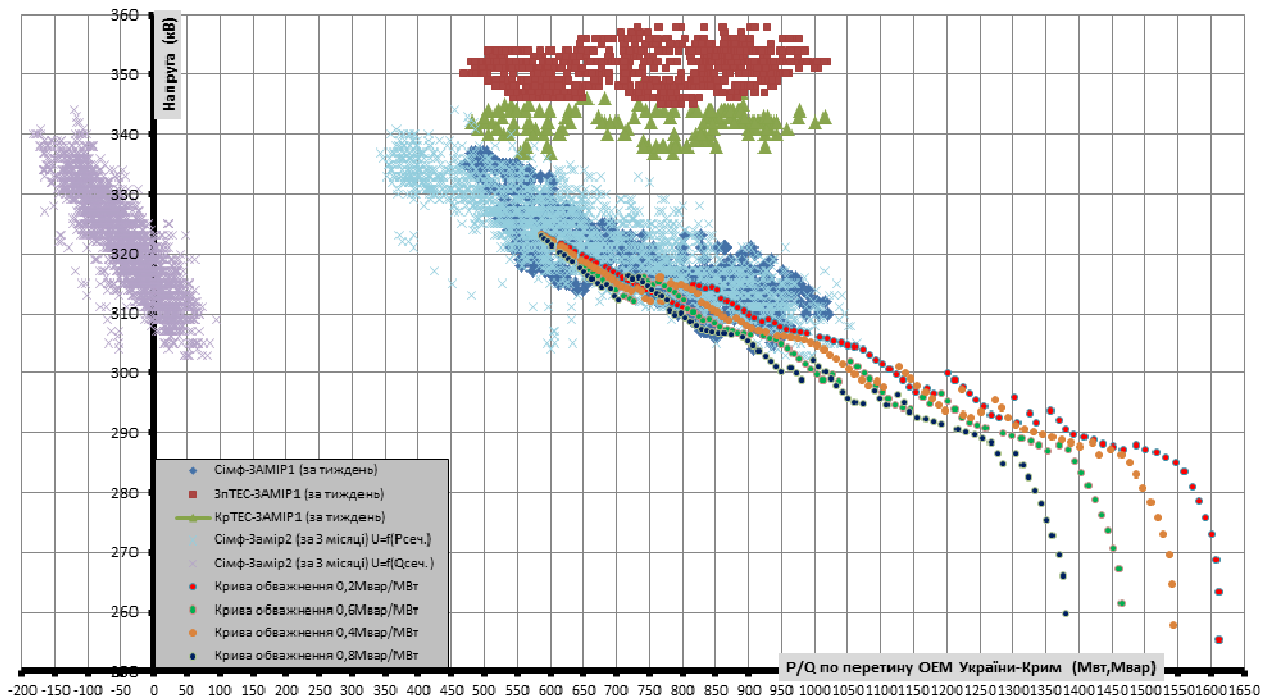


Рис. 6

Графіками на рис. 6 показано процес налаштування траєкторії обважнення відповідно до фактичних режимів цього перетину, характерних СХН споживачів та з урахуванням деталізованої моделі мереж 110÷330 кВ Криму. Налаштування виконується за допомогою коефіцієнта пропорційності $\Delta Q_{\text{н}} / \Delta P_{\text{н}}$ для навантаження. В результаті для ЕС Криму (як приклад) було визначено значення коефіцієнту пропорційності на рівні 0,2 Мвар/МВт. Таким чином, була визначена траєкторія обважнення з коефіцієнтом пропорційності, що відповідає реальним режимам даного перетину для відповідного сезонного характеру поведінки навантаження та певного рівня деталізації розрахункової моделі.

З іншого боку, згідно з ГКД «Стійкість енергосистем» при обважненні режиму способом збільшення навантаження приріст реактивного навантаження $\Delta Q_{\text{н}}$ за відсутності фактичних даних рекомендується приймати, пропорційним приросту активного навантаження $\Delta P_{\text{н}}$ з коефіцієнтом пропорційності від 0,5 до 0,7 Мвар/МВт. Отже, проведені дослідження показують, що реальна траєкторія обважнення може значно відрізнитися від значень, рекомендованих у ГКД, особливо при відсутності коректної інформації стосовно СХН.

Обважнення за допомогою перерозподілу активної потужності генераторів. Для деяких перетинів ОЕС України, наприклад, «Захід-Вінниця», для досягнення граничних перетоків потужності обважнення необхідно виконувати за допомогою перерозподілу активної потужності між групами генераторів по різні сторони перетину. Алгоритм обважнення одночасно виконує завантаження (збільшення активної потужності) та розвантаження (зменшення активної потужності) заданих груп генераторів з метою визначення граничного перетоку через перетин. Основна складність – це коректне формування складу груп генераторів, якими виконується розвантаження/завантаження перетину. По суті в даному випадку траєкторія обважнення буде повністю визначатися завданням відповідних груп генераторів на завантаження/розвантаження та кроком збільшення потужності кожного із них.

Іншою не менш важливою особливістю при обважненні режиму ЕС за допомогою перерозподілу активної потужності між генераторами є врахування технологічної величини їхньої генерації (мінімум/максимум). Знижувати/підвищувати активну потужність генераторів нижче/вище цієї величини вкрай не рекомендується. При досягненні величини технологічного мінімуму/максимуму подальший перерозподіл балансу активних потужностей рекомендується виконувати за допомогою навантаження.

Незважаючи на певні відмінності у шляхах виконання перерозподілу активної потужності, використання вищенаведеної методології дозволяє формувати та верифікувати реальні траєкторії обважнення. Для ілюстрації запропонованої методології визначення граничних режимів та запасів з аперіодичної статичної стійкості в темпі оперативного керування ЕС можна розглянути обважнення за перетином «ОЕС України – Крим», результати якого показані на рис. 6, та обважнення за перетином

«Захід-Вінниця» – на рис. 7 (де зображено PV та $P\delta$ криві обважнення перетину «Захід-Вінниця» для перспективної схеми). Однак для останнього випадку при визначенні граничних перетоків слід також додатково враховувати обмеження за динамічною стійкістю.

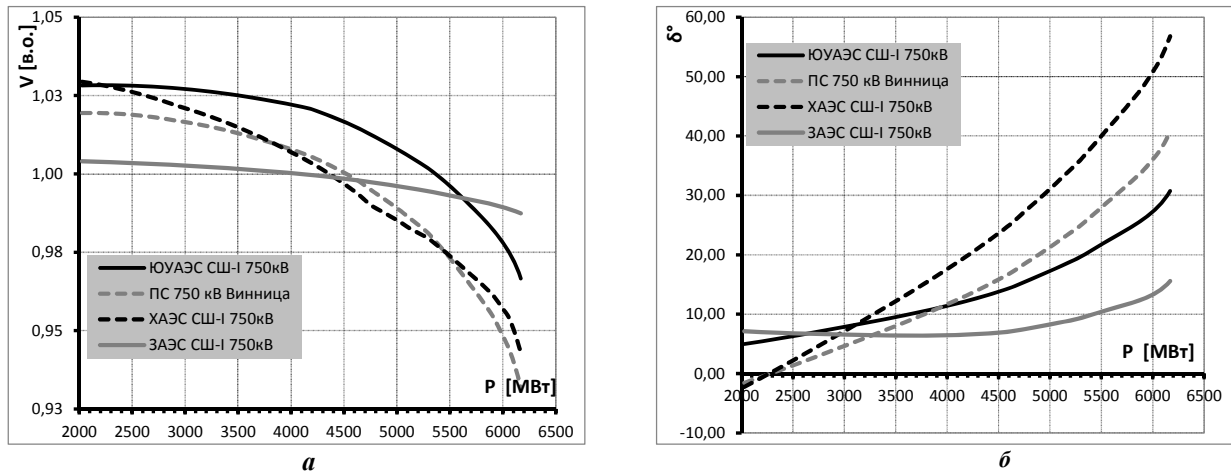


Рис. 7

Висновки. Запропоновано методику, яка дозволяє на етапі оперативно-диспетчерського керування ОЕС України проводити визначення її граничних режимів та уточнення допустимих перетоків за контрольованими перетинами. Для забезпечення достатньої швидкодії розроблено метод адаптації кроку обважнення та запропоновано відповідний спосіб формування та верифікації траєкторій обважнення. Останній дозволяє визначити характерну для конкретного перетину траєкторію обважнення з врахуванням як схемних особливостей, так і з налаштуванням статичних характеристик навантаження та відповідну деталізацію моделі усталеного режиму.

Основним призначенням розроблених на базі запропонованої методики засобів сьогодні є попередження ситуацій, коли розрахований за запропонованою методикою максимально-допустимий перетік відрізняється від вказаного в довідниково-інструктивних матеріалах (наприклад, в «ОД-10») у меншу сторону. В подальшому за умови напрацювання певного позитивного досвіду використання таких засобів можна буде коригувати максимально-допустимий перетік і в більшу сторону.

1. Буткевич О.Ф. Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2007. – № 5. – С. 39–52.
2. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Рибіна О.Б. Моніторинг запасів статичної стійкості енергосистеми на базі вимірів векторів напруги // Технічна електродинаміка. – 2012. – № 2. – С. 23–54.
3. ГКД 34.20.575–2003. Галузевий керівний документ. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. Інструкція. – Київ: КВІС, 2003. – 48 с.
4. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Ожин А.А. Расчет устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
5. Коган Ф.Л. О причинах развития известной аварии в Московской энергосистеме // Электричество. – 2008. – № 5. – С. 69–72.
6. Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Лук'яненко Л.М., Парус Є.В. Системи підтримки прийняття рішень оперативним персоналом електроенергетичних об'єктів // Технічна електродинаміка. – 2008. – №3. – С. 59–65.
7. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Зорін Є.В. Аналіз стійкості енергетичних систем за напругою // Технічна електродинаміка. – 2010. – №3. – С. 59–66.
8. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Особливості застосування модального аналізу для дослідження стійкості за напругою // Техн. електродинаміка. Тем. випуск "Силовая електроніка та енергоефективність". – 2010. – Ч. 2. – С. 241–242.
9. Павловський В.В. Кількісна оцінка підвищення пропускної здатності перетинів при покращенні ступеня спостережуваності та керованості режимів енергосистем [Електронний ресурс] // Сайт Донецького головного комп'ютерного центру. – 2009. – 8 с. – Режим доступу: <http://dmcc.com.ua/doc/TTCvsSurv.pdf>.
10. Gao B., Morison G.K., Kundur P. Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems // IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. – Vol.11. – No3. – Pp. 1314–1324.
11. Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations. – 2003.

12. *Savu C. Savulescu*. Real-Time Stability assessment in modern power system control. – Centers. Published by John Wiley & Sons. – 2009. – 425 p.

13. *Virmani S., Vickovic D., Savulescu S.C.* Real-Time Calculation of Power System Loadability Limits / IEEE Powertech 2007 Conference. – Lausanne, Switzerland, 2 July 2007. – Paper No. 576.

УДК 621.311

УТОЧНЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ ПО КОНТРОЛИРУЕМЫМ СЕЧЕНИЯМ В РЕЖИМЕ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ (ON-LINE)

А.В.Кириленко¹, академик НАН Украины, В.В.Павловский¹, докт.техн.наук, Л.Н.Лукьяненко¹, канд.техн.наук, К.В.Ущачповский², канд.экон.наук, В.Б. Зайченко²

¹ – Институт электродинамики НАН Украины, пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина, e-mail: lukianenko.lukian@gmail.com

² – НЭК «Укрэнерго», ул. С.Петлюры, 25, Киев, 01032, Украина.

Рассмотрены современные тенденции автоматизированного определения допустимых перетоков мощности по сечениям. Отмечено, что сегодня на практике в НЭК "Укрэнерго" применяется довольно упрощенный и трудоемкий подход. Предложена методология, которая позволяет определить допустимые перетоки мощности на базе выполнения расчетов в режиме on-line. Применение предложенной методологии позволяет учесть многочисленные схемно-режимные ситуации в ОЭС Украины. Для реализации предложенного подхода разработан метод адаптации шага утяжеления, который существенно повышает скорость выполнения расчетов. Также предложена методика верификации траекторий утяжеления к реальным условиям эксплуатации. Разработаны основные компоненты для реализации вышеприведенного подхода на практике. Библи. 13, табл. 1, рис. 7.

Ключевые слова: энергосистема, статическая устойчивость, перетоки мощности, управление, запасы по статической устойчивости.

ON-LINE REDETERMINATION OF THE TOTAL TRANSFER CAPACITY OF SUPERVISED INTERFACIES

O.V.Kyrylenko¹, V.V.Pavlovskiy¹, L.M.Lukianenko¹, K.V.Ushchapovskiy², V.B. Zaichenko²

¹ – Institute of Electrodynamics of National Academy of Science of Ukraine, pr. Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine, e-mail: lukianenko.lukian@gmail.com

² – NPC "Ukrenergo", S.Petliury av., 25, Kyiv, 01032, Ukraine.

The modern trends in automated determination of total transfer capacity of interfaces are considered. It is noted that the simplified and time-consuming approach is used in the current conditions in actual practice of NPC "Ukrenergo". The proposed methodology allows determining the allowable power flows by performing load flow computations on-line. The application of this methodology allows taking into account the many maintenances and faults situations in IPS of Ukraine. To implement the proposed approach, the method of adaptation of step weighting has been developed. This method increases of speed of calculations total transfer capacity. Also, the technique of the trajectories verification to real conditions has been proposed. The basic components for the implementation of the abovementioned approach in practice has been developed. References 13, table 1, figures 7.

Key words: power system, static stability, load-flow, margins of static stability.

1. *Butkevych O.* Problem-oriented monitoring of Ukrainiane operation condition // *Tekhnichna Elektrodynamika*. – 2007. – № 5. – Pp. 39–52. (Ukr)

2. *Butkevych O., Levkoniuk A., Rybina O.* Power system steady-state stability margin's monitoring based on voltage phasors' measurements // *Tekhnichna Elektrodynamika*. – 2012. – № 2. – Pp. 23–54. (Ukr)

3. *Industry Guidance Documents 34.20.575* – 2003. Power system Stability. The guidelines. – Kyiv: KVIC, 2003. – 48 p. (Ukr)

4. *Gurevych Ju., Libova L., Okin A.* Calculating Stability and Emergency Automation in power systems. – Moskva: Energoatomizdat, 1990. – 390 p. (Rus)

5. *Kogan F.* On the causes of the accident in the Moscow Power System // *Elektrichestvo*. – 2008. – № 5. – Pp. 69–72. (Rus)

6. *Kyrylenko O., Butkevych O., Lukianenko L., Parus E.* Decision support systems operational staff of power facilities // *Tekhnichna Elektrodynamika*. – 2008. – № 3. – Pp. 59–65. (Ukr)

7. *Kyrylenko O., Pavlovskiy V., Lukianenko L., Zorin E.* Analysis of voltage stability of power systems // *Tekhnichna Elektrodynamika*. – 2010. – №3. – Pp. 59–66. (Ukr)

8. *Kyrylenko O., Pavlovskiy V., Lukianenko L.* Features of modal analysis to study the voltage stability // *Tekhnichna Elektrodynamika*. Tematychnyi vypusk "Sylova elektronika ta enerhoefektyvnist". – 2010. – No. 2. – Pp. 241–242. (Ukr)

9. *Pavlovskiy V.* Quantifying increase bandwidth interfaces due to improving the degree of observability and controllability of system condition [Electronic Resource] / Web Site DMCC. – 2009. – 8 p. – Access mode: <http://dmcc.com.ua/doc/TTCvsSurv.pdf>. (Ukr)

10. *Gao B., Morison G.K., Kundur P.* Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large-scale power systems // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 1996. – Vol.11. – No3. – Pp. 1314–1324.

11. *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*. – 2003.

12. *Savu C. Savulescu*. Real-Time Stability assessment in modern power system control. – Centers. Published by John Wiley & Sons. – 2009. – 425 p.

13. *Virmani S., Vickovic D., Savulescu S.C.* Real-Time Calculation of Power System Loadability Limits / IEEE Powertech 2007 Conference. – Lausanne, Switzerland, 2 July 2007. – Paper No. 576.

Надійшла 13.11.2012

Received 13.11.2012