

**ВИЯВЛЕННЯ «СЛАБКИХ» ПЕРЕТИНІВ В РЕЖИМІ ОПЕРАТИВНОГО
КЕРУВАННЯ СТІЙКІСТЮ ЕНЕРГОСИСТЕМ**

В.В. Павловський^{1*}, докт. техн. наук, **Л.М. Лук'яненко^{2**}**, канд. техн. наук,
В.В. Гречко^{*}**, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна, e-mail: lukianenko.lukian@gmail.com.

Представлено підхід до швидкої ідентифікації «слабких за стійкістю» перетинів в режимі оперативного керування енергосистемами (ЕС). Висвітлено вплив слабких перетинів на стійкість та надійність енергосистем з акцентом на їхню роль у запобіганні каскадним аваріям. Одним із ключових факторів, що впливає на стійкість енергосистем, є надійна робота критичних (важливих) перетинів, яка може бути порушена внаслідок надмірних або непередбачених перетоків потужності. Наведено процес виявлення слабких перетинів та оцінки їхніх максимально-допустимих перетоків (МДП). Розроблено спеціальну методологію, яка дає змогу в режимі оперативного керування здійснювати моніторинг та виявлення слабких перетинів, що забезпечує можливість реагування з боку операторів ЕС. Реалізація розробленого підходу суттєво підвищує стійкість енергосистеми шляхом оптимізації стратегій завантаження перетинів та забезпечення збалансованого навантаження в електричній мережі. Отримані результати роблять науковий та практичний внесок у розвиток загальної теорії керування енергосистемами, а також пропонують практичні рішення задля підвищення надійності та стійкості експлуатації магістральних мереж. Перспективні напрями подальших досліджень включають удосконалення алгоритмів виявлення слабких перетинів та інтеграцію моделей на основі штучного інтелекту для прогнозування оцінки стійкості енергосистеми. Бібл. 6, табл. 2, рис. 5.

Ключові слова: стійкість енергосистем, слабкі перетини, пропускна спроможність, автоматизація, обчислення в режимі оперативного керування.

Функціонування магістральних систем передавання електроенергії регламентується низкою вимог, однією з найважливіших серед яких є забезпечення стійкості та надійності режимів роботи енергосистеми (ЕС). Ключовим фактором, що впливає на стійкість ЕС, є стійка та надійна робота її внутрішніх та зовнішніх перетинів. Додатково, в умовах сучасного ринкового середовища, велика електрична відстань між джерелами генерації та споживачами електроенергії призводить до появи значних транзитних перетоків потужності, які створюють додаткове навантаження на критичні перетини. Такі виклики істотно ускладнюють оперативне керування режимами роботи системи та загострюють проблему забезпечення її стійкості.

Традиційно диспетчерські та оперативні служби операторів систем передачі (ОСП) використовують контрольовані перетини між критичними частинами або між цілими енергосистемами для керування перетоками потужності в ЕС. Також у ОСП застосовується спеціалізоване програмне забезпечення (ПЗ) для аналізу стійкості та оцінки допустимого запасу по заздалегідь визначеному списку системних перетинів або контрольованих шин [1, 2]. Основним обмеженням такого підходу є те, що всі інструменти аналізу стійкості працюють виключно зі списком наперед заданих перетинів.

Такий підхід десятиліттями використовується у більшості ЕС через те, що режими ЕС були досить сталими, і структура мереж змінювалася дуже повільно. Поява частих змін у системі та електричних режимах, наприклад, через війну або перехід на ринкові відносини, де споживачі можуть щогодинно змінювати постачальників електроенергії, призвело до краху такого підходу. Через що водночас у системі можуть з'являтися нові напружені з точки зору стійкості перетини, відмінні від тих

© Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Гречко В.В., 2026

ORCID: * <https://orcid.org/0000-0002-9158-8377>; ** <https://orcid.org/0000-0003-1749-5209>;

*** <https://orcid.org/0000-0002-7848-2412>

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2026



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/legalcode.en>

сталих, які контролює оперативно-диспетчерський персонал. Частина із нових перетинів може виявитися більш «слабкими», ніж існуючі за певних режимів роботи. Нові слабкі перетини – це перетини, що істотно впливають на стабільність системи за певних умов, проте не включені до списку контрольованих диспетчерським персоналом перетинів.

Крім того, постійна робота оперативного персоналу виключно з фіксованим переліком перетинів може призвести до зниження їхньої чутливості до нових критичних ситуацій, що, у свою чергу, підвищує ризик втрати уваги до потенційно небезпечних змін у енергосистемі. Ця робота присвячена принципово новому завданню в контексті забезпечення стійкості енергосистем – виявленню нових слабких перетинів в умовах оперативного керування режимами роботи електроенергетичних систем.

«Слабкий» перетин» – це перетин, в якому у разі зміни режиму роботи ЕС раніше, ніж в інших контрольованих перетинах, може бути досягнуто межі пропускної спроможності. Також, на думку авторів, надійне виявлення «слабких» перетинів на ранніх стадіях без знаходження граничних за стійкістю перетоків шляхом покрокового обважнення режимів роботи ЕС виконати майже неможливо. Два основні чинники, що визначають слабкий перетин:

- склад працюючого обладнання і режиму його роботи;
- траєкторії обважнення.

Виходячи з цих міркувань, автори вважають, що надійне виявлення слабких перетинів на ранніх етапах лише аналітичними методами – без обважнення системи – на практиці неможливе.

Одним із ключових обмежень у задачі виявлення слабких перетинів та проведення процедури обважнення режимів роботи ЕС з метою визначення пропускної спроможності перетину є вимоги щодо високої обчислювальної продуктивності. Теоретично за необмеженого часу можна перебрати усі можливі комбінації перетинів (для магістральних мереж ОЕС України це буде приблизно $10^{23} \dots 10^{25}$ комбінацій) і точно виявити слабкі перетини за поточного стану. Проте, в умовах обмеженого часу, і, зокрема, за умов оперативного керування необхідно застосовувати припущення та спрощення, які дають можливість отримати результат у прийнятні часові терміни.

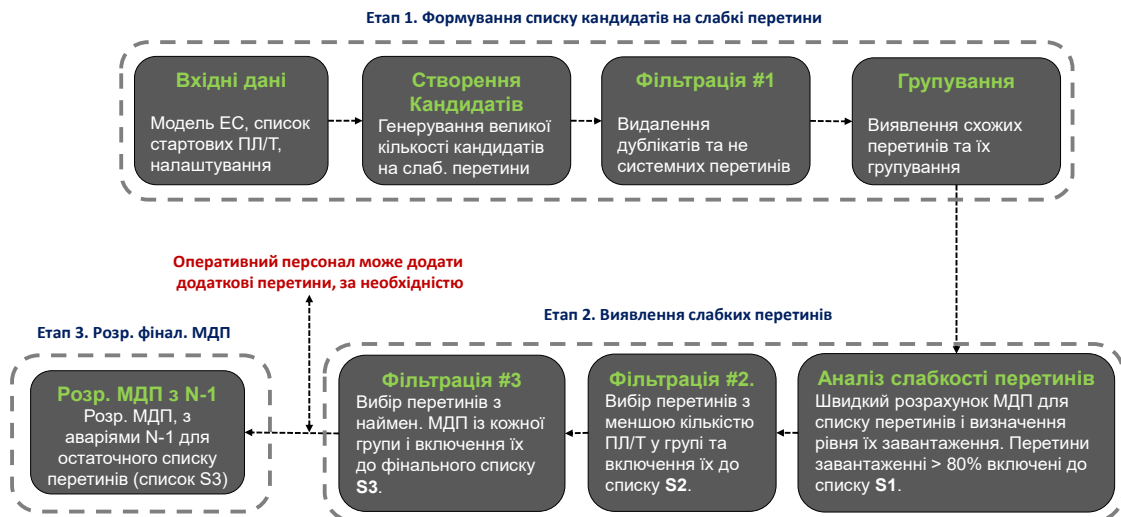
Припущення щодо допустимої швидкодії розрахунків формувалися на основі потенційних сценаріїв використання розроблених підходів. Проведено попередню оцінку необхідної частоти та умов використання засобів для виявлення слабких перетинів. Вважається, що зазвичай ці засоби можуть застосовуватися декілька разів на добу. Частота використання обмежується інтервалами оновлення вхідних даних щодо стану системи та топології мережі. Теоретично можливий пошук нових перетинів щогодини, проте це потребувало б оновлення моделі мережі та аналізу нових перетинів персоналом з тією ж частотою. З технічної точки зору щогодинне виявлення слабких перетинів є цілком реалістичним. Проте основне питання полягає у його доцільності для оперативного персоналу та з точки зору практики експлуатації.

Натомість, обважнення ЕС та визначення МДП для вже виявлених слабких перетинів і заданих диспетчером перетинів пропонується виконувати раз на годину. Така частота обґрунтована тим, що системний стан формується здебільшого щогодини на ринку, і наразі в рамках систем Day Ahead Congestion Forecast/IntraDay Congestion forecast (DACF/IDCF) передбачається 24 планові точки стану на добу. Тому, з урахуванням практичних обчислювальних можливостей ОСП протягом однієї години можливо виконати розрахунок МДП для приблизно 20–30 наперед заданих перетинів з урахуванням критерію $N-1$.

Методологія. На базі наведеного вище визначення слабого перетину та загальних вимог до обчислювального часу розроблено детальну методологію задля виявлення слабких перетинів в ЕС, яку наведено на рис.1. Ця методологія складається з трьох основних етапів:

Етап 1. Формування перетинів-кандидатів на «слабкі перетини». Перший етап присвячений створенню "кандидатів" у слабкі перетини, тобто генеруванню великої кількості перетинів ЕС, які потенційно можуть бути слабкими. Кандидати визначаються за допомогою спеціалізованих алгоритмів, після чого серед них виконується уточнення слабких перетинів. Етап 1 включає чотири основні фази.

Фаза 1.1 – Підготовка вхідних даних. Ця фаза передбачає формування та налаштування вхідних даних, зокрема, моделі ЕС та заздалегідь визначеної підмножини вихідних елементів — зокрема, ліній електропередачі та трансформаторів (за потреби). Цей попередньо визначений список ліній називається "стартові елементи". Алгоритм починає пошук кандидатів у слабкі перетини з кожного стартового елемента, забезпечуючи формування одного кандидата для кожного стартового елемента. Якщо така підмножина не визначена користувачем, то використовуються усі лінії та трансформатори, які присутні в моделі ЕС.



Фаза 1.2 – Створення (генерація) кандидатів. Ця фаза зосереджена на створенні кандидатів задля подальшої ідентифікації слабких перетинів. Для цього можуть застосовуватися методи повного перебору (гарантовані) та евристичні (негарантовані) методи пошуку. Загальні методи повного або часткового перебору забезпечують знаходження усіх можливих варіантів і вибір найбільш оптимального, проте вимагають гігантських обчислювальних ресурсів. Частковий перебір зменшує кількість комбінацій, що підлягають перевірці, але все ще залишається ресурсоемним. Основним недоліком методів перебору є відсутність ефективного напрямку пошуку.

Топологічні методи аналізу (на основі теорії графів) використовують аналіз власних значень (вектор Фідлера) матриці зв'язності мережі. Проте їхнє використання також пов'язане з труднощами: складність у виборі оптимальних вагових коефіцієнтів для елементів мережі; відсутність чіткого переходу від глобального аналізу зв'язності до виявлення конкретних слабких перетинів.

Через зазначені обмеження загальних методів пошуку розроблено евристичний підхід, який базується на знаннях предметної галузі вирішуваної задачі. Цей підхід заснований на аналізі ключових контрольованих параметрів електричного режиму ЕС та включає наступні методи.

Метод dP – аналіз зміни активної потужності, що передається по лінії електропередачі/трансформатору (ПЛ/Т), за вимкненні іншої ПЛ/Т.

Метод dL – аналіз зміни завантаженості ліній та трансформаторів за вимкненні іншої ПЛ/Т;

Метод dA – оцінка зміни різниці кутів векторів напруги між початковими та кінцевими вузлами елементів мережі за вимкненні іншої ПЛ/Т.

Зазначені евристичні методи дають змогу досить ефективно ідентифікувати кандидатів на слабкі перетини без повного перебору варіантів чи складних обчислень графів. Пошук чергового перетину починається з початкового елемента, який вимикається. Якщо після цього система не розділяється електрично, то до перетину додається новий елемент із найбільшим абсолютним приростом контрольованого параметра (dP , dL або dA). Перевірка повторюється до досягнення електричного розділення ЕС на частини. Цей процес триває доки не буде сформовано перетин, що розділяє систему на електрично нез'єднані частини.

Методологія надає можливість сформулювати стільки кандидатів на слабкі перетини, скільки задано стартових елементів, гарантуючи, що кожен стартовий елемент створює одного кандидата. Ймовірність успішного формування перетину зростає, якщо через стартовий елемент проходить ненульовий перетік активної потужності.

Фаза 1.3 – Фільтрація №1: вилучення непридатних кандидатів-перетинів. Ця фаза призначена задля вилучення непридатних кандидатів на слабкі перетини. Після формування великої кількості кандидатів відсікаються несистемні перетини та дублікати перетинів (повністю ідентичні структури). Основним критерієм «системності» перетину є кількість генеруючих електростанцій у межах області (зоні) імпорту перетину. У середніх і великих енергосистемах критерієм системності перетину є наявність щонайменше 2–3 генеруючих вузлів, в той час як для невеликих ЕС вимагається наявність щонайменше 1 генератора в області імпорту перетину. В результаті фільтрації формується скорочений список кандидатів на системні перетини.

Фаза 1.4 – Групування перетинів за подібністю. На попередній фазі було вилучено повністю ідентичні перетини, однак залишилися перетини досить схожі між собою, але з незначними відмінностями. Такі «схожі» перетини передають потужність між подібними частинами ЕС, але можуть використовувати інші сусідні лінії або лінії, які входять до одного й того ж транзиту. Задля виявлення схожих перетинів розроблено спеціальний алгоритм групування, який базується на порівнянні зон експорту й імпорту для кожного із кандидатів-перетинів. Якщо схожість перевищує заданий поріг подібності (експериментально досліджено, що його значення має бути 70–80% однакових елементів областей імпорту перетинів, що аналізуються), перетини вважаються подібними й об'єднуються в одну групу. У результаті виконання цього етапу формуються групи подібних перетинів, кожна з яких містить перетини з близькими значеннями МДП. На етапі 2 буде вибрано по одному представнику з кожної групи подібних перетинів.

В результаті виконання першого етапу сформований структурований список кандидатів у слабкі перетини для подальшого їх оцінювання.

Етап 2 – Оцінка слабкості перетинів. На цьому етапі виконується високошвидкісне обважнення ЕС по кожному із кандидатів на слабкі перетини, що дає змогу оцінити ступінь слабкості кандидатів, сформованих на попередньому етапі. Короткий опис процедури наведено нижче, а деталі – у [3, 4].

Фаза 2.1 – Оцінка слабкості кандидатів на слабкі перетини. Розроблено спеціальний алгоритм та скрипт (*TTC-Online Search*), а також запропоновано відповідні критерії задля визначення слабкості перетину. Скрипт виконує швидке обважнення кандидатів і обчислює їхні значення МДП. Перетини, що не є слабкими за поточної конфігурації мережі та режиму роботи, відкидаються та не застосовуються у подальшому аналізі. Критерій слабкості перетинів базується на порівнянні поточного перетоку активної потужності через перетин (сума перетоків по всіх елементах перетину в поточному електричному режимі) із його МДП в цьому ж режимі. Таким чином, в режимі оперативного керування визначається поточний запас із завантаженості (рівень завантаженості) перетину за активною потужністю. Якщо запас менший за задане порогове значення (за досвідом експлуатації прийнято 20%), то перетин вважається слабким

$$MI_i = \frac{(MДП_i - P_{пер-i})}{MДП_i} \cdot 100\% < 20\%,$$

де MI_i – поточний запас із завантаженості перетину i ; $MДП_i$ – пропускна спроможність i -го перетину; $P_{пер-i}$ – поточний перетік потужності за перетином i (до обважнення).

Якщо $MI_i < 20\%$ (тобто завантаження перетину $> 80\%$ по відношенню до МДП), такий перетин вважається слабким. Порогове значення «слабкості» перетину залежить від ЕС і може варіюватися від 5 до 20%. Також чим жорсткіші вимоги до слабкості перетинів, то тим менше слабких перетинів знайде алгоритм. При цьому МДП розраховується з урахуванням регламентованих запасів за стійкістю [5]. Деталі розрахунку МДП стисло наведені у наступному розділі та в [4].

Фази 2.2 та 2.3 (Фільтр №2 і №3). Ці фази спрямовані на вилучення схожих перетинів і формування фінального списку дійсно слабких перетинів. Зокрема, на Фазі 2.2 алгоритм обирає перетини з меншою кількістю ліній у межах кожної групи схожості. Далі серед останніх відбираються перетини з мінімальним запасом МДП (Фаза 2.3), які й потрапляють у фінальний список слабких перетинів.

В результаті виконання Етапу 2 формується фіналізований список слабких перетинів з врахуванням їхнього поточного завантаження та з мінімальною кількістю ПЛ у складі перетинів.

Етап 3 – Розрахунок МДП з урахуванням аварійних сценаріїв. Цей етап присвячений повномасштабному обважненню виявлених слабких перетинів з урахуванням критерію $(N-1)$. Також до автоматично сформованого списку слабких перетинів оперативний персонал може додати додаткові (контрольовані) перетини. На відміну від попереднього етапу Етап 3 включає повний аналіз «слабких» перетинів із урахуванням відмов ключових елементів ЕС (ліній і трансформаторів), які формуються автоматично для кожного із обраного перетину. Ремонтні схеми при цьому не враховуються, оскільки обважнення перетинів виконується в режимі оперативного керування. Траєкторії обважнення та список аварійних сценаріїв формуються автоматично для кожного заданого перетину індивідуально.

У результаті виконання Етапу 3 оперативний персонал отримує допустимі значення МДП для слабких перетинів, а також для тих, що додані вручну, з урахуванням аварійного вимкнення одного елемента (сценаріїв $N-1$). Запропонована методика реалізована у вигляді спеціалізованих скриптів у середовищі DlgSILENT PowerFactory.

Розрахунок МДП в режимі оперативного керування. З урахуванням вимог до ефективності методів, що застосовуються в режимі оперативного керування, виникає потреба у подальшому розвитку та розширенні вищезазначених підходів задля вирішення задач автоматичного аналізу стійкості в онлайн-режимі [4]. У зв'язку з цим вдосконалено метод обважнення енергосистем в умовах оперативного керування. Зокрема, основні покращення включають:

- автоматизацію всіх процесів розрахунку МДП: зокрема, автоматичне формування траєкторій обважнення, автоматизований аналіз аварійних сценаріїв $N-1$ окремо для кожного перетину, автоматичне визначення параметрів перетину (МДП, АДП та граничний перетік);
- обмеження глибини розрахунків режимів лише одним елементом, що вимикається (аналіз на «глибину» $N-1$);
- масштабування інструментів, що дає змогу прискорити обчислення за рахунок використання додаткових робочих станцій і забезпечити паралельне виконання процесів.

Традиційно під час моделювання режимів роботи ЕС процедура обважнення здійснюється за допомогою покрокового перерозподілу активної потужності. В офлайн-режимі вибір розміру кроку обважнення є прямолінійним, зазвичай встановлюється невелике постійне значення, яке забезпечує необхідну точність розрахунків. Проте для режиму оперативного керування було запропоновано метод адаптивного регулювання розміру кроку обважнення, який динамічно підлаштовує крок обважнення для кожного конкретного перетину. Зокрема, початковий крок встановлюється на рівні 1–2% від сумарної термічної пропускної спроможності ліній електропередачі та трансформаторів, що входять до складу відповідного перетину.

Крім того, Скрипт обважнення здатен автоматично ідентифікувати зони імпорту та експорту, а також усі пов'язані з ними елементи (генератори, лінії, трансформатори, навантаження). Виходячи з визначених зон імпорту/експорту та використовуючи заздалегідь задані правила та методики, виконується автоматизоване формування траєкторій навантаження, як це показано на рис. 2.

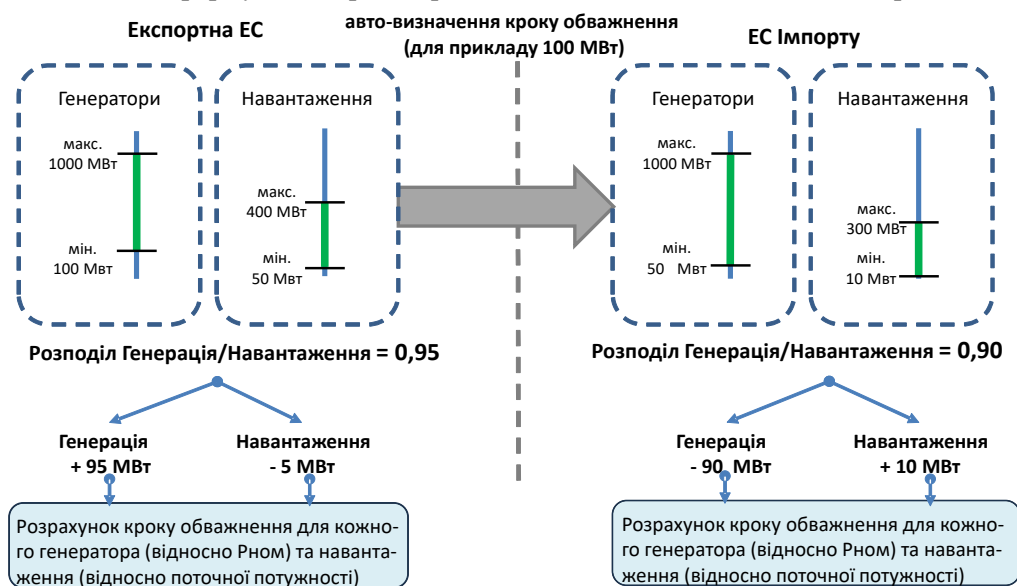


Рис. 2

Методологія автоматизованого формування траєкторії обважнення для кожного перетину складається з наступних кроків.

1. Визначення загального кроку обважнення для i -го перетину.
2. Ідентифікування елементів енергосистеми, що входять до зон імпорту та експорту i -го перетину. Застосування попередньо визначених критеріїв фільтрації задля видалення надто потужних або малих генераторів та навантажень. Цей процес фільтрації може адаптуватися до певної ЕС.
3. Розподіл загального кроку обважнення між конкретними групами генераторів і навантажень у зонах імпорту та експорту згідно з заданими коефіцієнтами розподілу. Цей крок визначає загальну зміну потужності для кожної групи генератор/навантаження.
4. Розподіл загального кроку обважнення між конкретними генераторами та навантаженнями пропорційно до їхньої встановленої/активної потужності (для генераторів) та поточного навантаження (для споживачів).

Цей підхід забезпечує користувачам (оперативному персоналу) гнучкі налаштування задля автоматизованого створення траєкторій обважнення, реалізуючи узгодженість побудованих траєкторій з практикою оперативного керування.

У загальному випадку під час визначення МДП розглядаються три критерії [3]: статична стійкість (запас за активною потужністю), стійкість за напругою та термічне переобтяження обладнання, як показано на рис. 3, де ліва та права частини рисунку стосуються нормальної та аварійної схем мережі відповідно (порогові значення вказаних критеріїв стійкості відрізняються за умов нормальної та аварійної експлуатації).

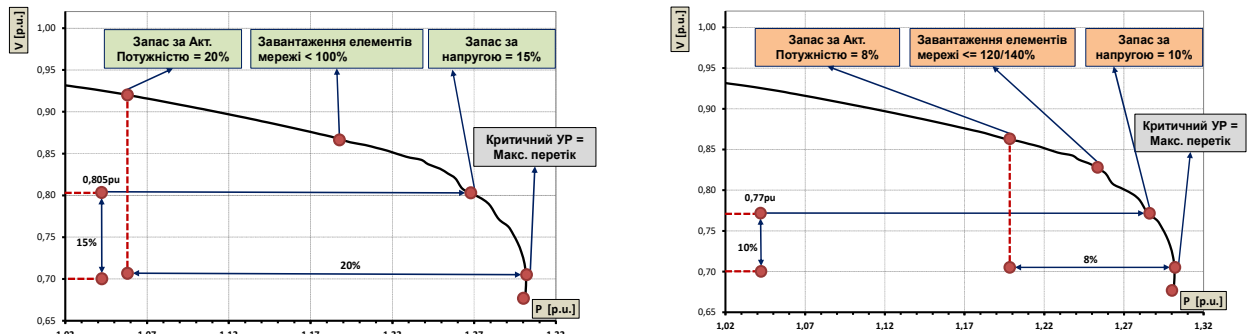


Рис. 3

Додатковим критерієм стійкості, що набуває особливого значення в умовах складних режимів роботи ЕС, є врахування точки біфуркації PV кривої. Ілюстрацію використання PV кривих показано в [4]. Використання PV кривих дає змогу ідентифікувати ситуації, де зміна знаку визначника матриці Якобі, що використовується в методі Ньютона-Рафсона розв'язання нелінійних алгебраїчних рівнянь, які описують усталений режим роботи ЕС (традиційний підхід до визначення граничних режимів), не співпадає із станом, де система втрачає стійкість. Це особливо актуально під час розрахунку МДП перетинів з урахуванням складних графіків ремонтів і аварійних сценаріїв. Коли враховується точка біфуркації PV -кривої, скрипт фіксує зміну знаку похідної і припиняє подальше обважнення. Граничне значення активної потужності, що відповідає фактичній межі стійкості системи, в такому випадку визначається більш коректно, ніж за традиційним критерієм збіжності ітераційного процесу розв'язання рівнянь усталеного режиму та забезпечує більш точну оцінку обмежень енергосистеми за умовами збереження статичної стійкості.

Розроблений підхід до визначення меж статичної аперіодичної стійкості ґрунтується на виконанні всіх необхідних розрахунків задля застосування у режимі оперативного керування ЕС. Основною особливістю підходу є неперервний або циклічний аналіз. Розрахунки обважнень та МДП виконуються по мірі надходження нових оперативних даних або навіть в циклічному режимі в реальному часі.

Крім того, на відміну від попередньо підготовлених інструкційних матеріалів для диспетчерів, представлений підхід враховує фактичний стан мережі в режимі оперативного керування, що дає змогу точніше визначити допустимі перетоки активної потужності через контрольовані перетини. У підсумку, хоча такий підхід підвищує гнучкість і адаптивність керування енергосистемою у реальному часі, він також накладає обмеження на складність моделі та обчислювальне навантаження.

Результати розрахунків. Проведено масштабні тестування та розрахунки на реальних даних (поточна схема магістральних електричних мереж ОЕС України) із використанням розробленого програмного забезпечення (ПЗ) задля виявлення слабких перетинів. Одержані результати показали високу ефективність застосування цього ПЗ в поточних непростих умовах роботи національної ЕС України. Проте, через обмеження обсягу статті та з міркувань конфіденційності у військовий час, результати наведені для іншої, проте досить великої тестової ЕС – Synthetic Texas Transmission Grid [6]. Модель Texas Grid – це публічно доступна синтетична модель з 2000 вузлів, що представляє магістральні мережі штату Техас (США). Модель було вперше опубліковано Техаським університетом A&M [6], графічне представлення цієї моделі наведено на рис. 5.

Таким чином, виконано повний цикл розрахунків з виявлення слабких перетинів для Texas Grid Model. Отримані результати проаналізовано та представлено в поєднанні з етапами розробленої методології. Огляд етапів, які входять до процесу виявлення слабких перетинів, наведено на рис. 4.

На початковому етапі було згенеровано 356 кандидатів у слабкі перетини (Фаза 1.2). Після фільтрації (Фаза 1.3) залишилось 148 системних унікальних кандидатів у слабкі перетини. Далі до

усіх цих 148 кандидатів застосовано процедуру швидкого обважнення, під час якої визначено значення їхнього МДП в умовах оперативного керування. Результати обважнення показали, що лише 24 перетини мають рівень завантаження понад 80% (Фаза 2.1 – Оцінка слабкості). Повний перелік слабких перетинів наведено у табл. 1.

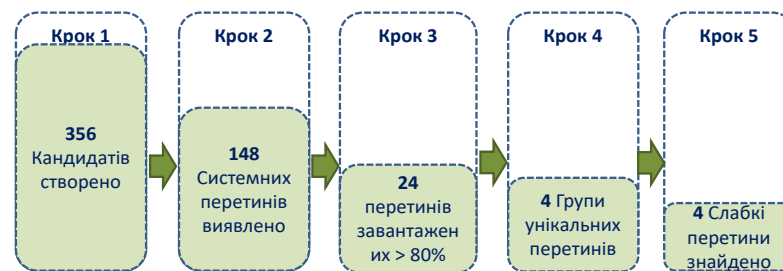


Рис. 4

Таблиця 1

№	Перелік кандидатів у слабкі перетини	Перетік акт. потуж., МВт	МДП, МВт	Завантаж, %	Групування	Кількість ПЛТ у складі перетину
1	dL lne 1079 3048 1	1365,0	1682	81%	4	10
2	dL lne 3048 5045 1	3998,7	4858	82%	37	14
3	dL lne 5021 5413 1	4991,6	5790	86%	37	18
4	dL lne 5045 5120 1	3898,2	4531	86%	37	15
5	dL lne 5045 5260 1	3820,4	4630	83%	37	14
6	dL lne 5260 5317 1	5966,1	6770	88%	37	16
7	dL lne 5317 5401 1	5972,7	6946	86%	37	20
8	dP lne 3046 3082 1	4047,3	4778	85%	37	17
9	dP lne 3048 5045 1	4302,7	4953	87%	37	12
10	dP lne 3048 5394 1	4080,5	4685	87%	37	13
11	dP lne 5021 5479 1	6294,8	7159	88%	37	15
12	dP lne 5045 5120 1	4177,4	4868	86%	37	13
13	dP lne 5317 5401 1	6071,7	7103	85%	37	19
14	dL lne 5015 5361 1	6459,2	7467	87%	44	20
15	dL lne 5196 5204 1	5262,0	6084	86%	44	19
16	dL lne 5204 5361 1	5282,2	6184	85%	44	20
17	dP lne 5015 5063 1	6240,5	7163	87%	44	16
18	dP lne 5015 5361 1	7417,5	8446	88%	44	16
19	dP lne 5018 5055 1	5253,0	6034	87%	44	14
20	dP lne 5018 5236 1	5163,1	5986	86%	44	13
21	dP lne 5021 5413 1	5663,0	6468	88%	44	14
22	dP lne 5055 5196 1	5414,0	6206	87%	44	14
23	dP lne 5196 5204 1	5523,4	6329	87%	44	15
24	dP lne 5021 5401 1	6132,4	7183	85%	59	20

Серед знайдених 24 системних слабких перетинів (табл. 1) виявлено лише 4 унікальні групи перетинів. Ці унікальні групи виділені різними кольорами в табл. 1 (групи 4, 37, 44 та 59). З кожної групи відібрано найслабші з перетинів – це ті, що мають мінімальний МДП та найменшу кількість ліній у їхньому складі (Фаза 2.2 та 2.3). В результаті виконання Етапів 1 та 2 виявлено 4 слабкі перетини. Один з цих слабких перетинів, завантажений більше, ніж на 87% (позначений червоним кольором в табл. 1), графічно показаний на рис. 5.

Остаточні розрахунки з аналізу виявлених слабких перетинів було виконано на Етапі 3, де проведено розрахунки МДП з урахуванням аварій N-1. Розроблений Скрипт повністю автоматизує розрахунки N-1, автоматизовано генеруючи аварійні ситуації для обраних слабких перетинів на основі ліній та трансформаторів, що утворюють ці перетини. Розрахунок МДП для найбільш навантаженого перетину з урахуванням аварійних ситуацій наведено у табл. 2.

Усі розрахунки для наведеної тестової моделі Texas Grid, включаючи створення 356 кандидатів у слабкі перетини, їх групування та фільтрацію, обчислення МДП для 148 перетинів та оцінка їхніх обмежень зайняло приблизно 2,5 години на ноутбуку середнього класу обчислювальної продуктивності. Використовуючи більш потужний ПК і реалізуючи паралельні обчислення, цей процес мо-

жна виконати менш ніж за одну годину. Виявлений в заданому режимі перетин завантажений на 87% від розрахованої межі стійкості і відноситься до слабого та вимагає першочергової уваги від диспетчерів енергосистеми. При цьому слід зазначити, що лінії, які входять до складу виявленого перетину, завантажено лише на 60-65% максимуму їх термічної стійкості. Це підкреслює важливість виявлення саме слабких за стійкістю перетинів.

Таблиця 2

Перетин	Аварії N-1	Початковий перетік акт. потуж. за перетином, МВт	МДП, МВт	Завантаження перетину, %
dP_line_3048_5045_1	Без аварій	4307	4953	87%
	line 3048 5045 1	4303	5534	78%
	line 3048 5045 2	4303	5534	78%
	line 3048 5120 1	4304	5526	78%
	line 5236 5394 1	4307	5468	79%
	line 2017 2096 1	4290	5434	79%
	line 3050 4014 1	4301	5532	78%
МДП з врахуванням N-1			4953	87%

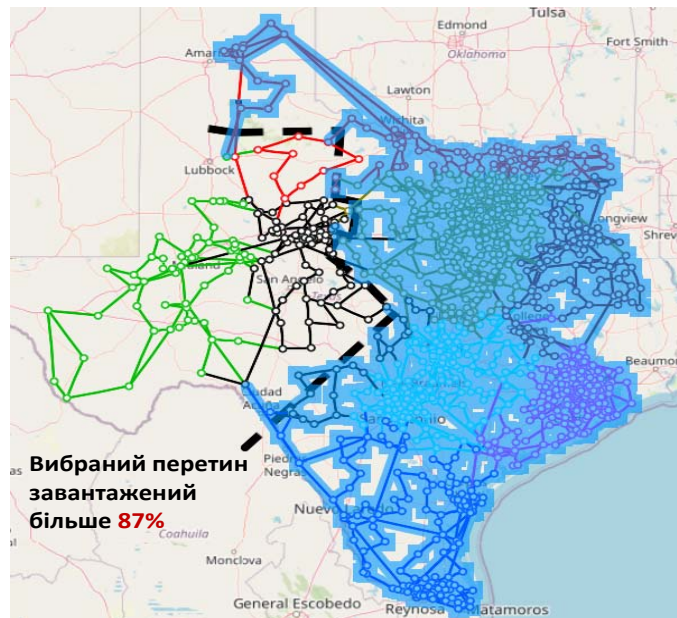


Рис. 5

Висновки. Основним обмеженням традиційних підходів є те, що інструменти аналізу стійкості працюють виключно із заздалегідь визначеним переліком перетинів (концепція контрольованих перетинів). Енергетичні системи в реальних умовах можуть зазнавати швидких і значних змін, що призводить до появи раніше невідомих і можливо слабких перетинів. Запропонований підхід реалізує комплексне рішення для підтримки оперативно-диспетчерського персоналу у забезпеченні стійкості підпорядкованої їм ЕС. Зокрема, розроблено методологію ідентифікації слабких перетинів в реальних ЕС. Ця методологія базується на застосуванні наступних основних етапів:

- Етап 1 – відповідає за генерацію великої кількості кандидатів на слабкі перетини;
- Етап 2 – призначений для оцінки «слабкості» перетинів-кандидатів і формування короткого списку дійсно слабких перетинів;
- Етап 3 – фінальна експрес-оцінка слабких перетинів в режимі оперативного керування ЕС з урахуванням аварійних сценаріїв (N-1).

Ефективність запропонованої методології та відповідних алгоритмів перевірено як для ОЕС України з врахуванням реальних умов її експлуатації, так і для різних тестових схем. Результати для великої тестової мережі (2000 вузлів), представлені в цій роботі, продемонстрували, що система спочатку визначила 356 кандидатів на слабкі перетини. Після фільтрації, групування та виключення «не-слабких» перетинів розроблений підхід успішно виявив чотири дійсно слабких перетини, для яких було здійснено детальний аналіз.

Додатково розроблений підхід може забезпечити автоматизовану оцінку заданого (оперативним персоналом) переліку перетинів в режимі оперативного керування, тобто зі швидкістю розрахунку, придатною для диспетчерської роботи. Розроблений інструмент надає можливість розраховувати МДП для 10 завчасно заданих перетинів, враховуючи $N-1$ умов, протягом приблизно 10-30 хвилин на одній робочій станції (в залежності від розміру перетинів та енергосистеми). Швидкодія розробленого підходу може бути підвищена за рахунок використання високопотужних серверів та переходу до паралельних обчислень. Подальші дослідження планується скерувати в напрямку вирішення проблеми досяжності запропонованого алгоритму та в практичному аспекті – в напрямку інтеграції розробленого ПЗ з іншими системами SCADA та оцінки стану.

1. Savu C. Savulescu. Real-Time Stability assessment in modern power system control. Centers. John Wiley & Sons, 2009. 425 p.
2. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Рибіна О.Б. Моніторинг запасів статичної стійкості енергосистеми на базі виміру вектора напруги. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 2. С. 23–54.
3. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Ущатовський К.В., Зайченко В.Б. Уточнення допустимих перетоків потужності за контрольованими перетинами в режимі оперативного керування (on-line). *Технічна електродинаміка*. 2013. № 2. С. 75–84.
4. Pavlovsky V., Lukianenko L., Zakharov A., Prykhodko A. Grids Transfer Capacity: Calculation Methodology and Features. Chapter in the book: Power systems research and operation. Selected problems. Springer, 2022. 180 p. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_7.
5. СОУ-Н МЕВ 40.1-00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. К.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2012.
6. Texas A&M University URL: <https://electricgrids.engr.tamu.edu/> (дата доступу 13.06.2025).

IDENTIFICATION OF WEAK INTERFACES DURING OPERATING CONTROL OF POWER SYSTEMS

V.V. Pavlovsky, L.M. Lukianenko, V.V. Hrechko

Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,

56, Beresteiskyi Ave., Kyiv, 03057, Ukraine, e-mail: lukianenko.lukian@gmail.com.

This article presents an approach for the fast online identification of weak interfaces in large transmission power systems (PS). Ensuring the stability of a PS is a critical challenge, especially due to the increasing complexity of interconnections and the growing demand for efficient energy transmission. One of the key factors affecting system stability is the reliable operation of critical interfaces, which can be compromised due to excessive or unforeseen power flows. An in-depth analysis of weak interface identification are provided. The specific methodology that enables real-time monitoring and detection of weak interfaces, ensuring that power system operators can take timely corrective actions has been developed. The proposed approach is based on analysing electrical distances, load distributions, and system stress points, allowing for improved control over power flow stability. Additionally, the study highlights the impact of weak interfaces on system reliability, emphasizing their role in preventing cascading failures. The findings contribute to the field of power system management, offering practical solutions for improving the reliability and operational efficiency of large-scale transmission grids. Future research directions may include further refinements of weak interface detection algorithms and the integration of artificial intelligence-based predictive models for enhanced grid stability assessment. References 6, tables 2, figures 5.

Key words: Power System Stability, Weak interface, Total Transfer Capacity, Automation, Real-time calculations.

1. Savu C. Savulescu. Real-Time Stability assessment in modern power system control. Centers. Published by John Wiley & Sons, 2009. 425 p.
2. Butkevych O.F., Levkoniuk A.V., Rybina O.B. Power system steady-state stability margin's monitoring based on voltage phasors' measurements. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2012. No 2. Pp. 23–54. (Ukr)
3. Kyrylenko O.V., Pavlovskiy V.V., Lukianenko L.M., Ushchapovskiy K.V., Zaichenko V.B. On-line redetermination of the total transfer capacity of supervised interfaces. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2013. No 2. Pp.75–84. (Ukr)
4. Pavlovsky V., Lukianenko L., Zakharov A., Prykhodko A. Grids Transfer Capacity: Calculation Methodology and Features. Chapter in the book: Power systems research and operation. Selected problems. Springer, 2022. 180 p. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-030-82926-1_7.
5. SOU-N IEC 40.1-00100227-68:2012 Power system stability. Guidelines. Kyiv: Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, 2012. (Ukr)
6. Texas A&M University URL: <https://electricgrids.engr.tamu.edu/> (accessed at 13.06.2025).

Надійшла 23.06.2025

Прийнята 18.12.2025