

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет

**П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук**

**КОМПЕНСАЦІЯ ВЗАЄМОВПЛИВУ  
НЕОДНОРІДНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ  
З ВИКОРИСТАННЯМ ЛІНІЙНИХ РЕГУЛЯТОРІВ**

**Монографія**

Вінниця  
ВНТУ  
2017

УДК 621.316

Л40

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 14 від 23.06.2016 р.)

Рецензенти:

**В. О. Бондаренко**, доктор технічних наук, професор

**В. В. Павловський**, доктор технічних наук, професор

**Лежнюк, П. Д.**

Л40 Компенсація взаємовпливу неоднорідних електричних мереж з використанням лінійних регуляторів : монографія / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук. – Вінниця : ВНТУ, 2017. – 172 с.

ISBN 978-966-641-683-7

У монографії розглянуто моделі нормальних режимів електроенергетичних систем, сучасні методи та засоби оптимізації режимів їх роботи з використанням фазозсувних (КРОС) трансформаторів. Книга розрахована на фахівців з автоматизації та оптимізації режимів електроенергетичних систем. Може використовуватись студентами, аспірантами та інженерно-технічним працівникам, які досліджують режими цих систем.

УДК 621.316

ISBN 978-966-641-683-7

© П. Лежнюк, О. Рубаненко, А. Килимчук, 2017

## ЗМІСТ

Перелік умовних позначень.....	6
Вступ .....	7
1 Аналіз стану та проблеми компенсації взаємовпливу режимів електричних мереж електроенергетичних систем.....	9
1.1 Втрати активної потужності в електричних мережах енергосистем та методи їх зменшення.....	10
1.2 Засоби оптимального керування потоками потужності та напругою в ЕЕС .....	15
1.3 Встановлення ФЗТ в електричних мережах для зменшення втрат потужності.....	23
1.3.1 Визначення місця встановлення ФЗТ .....	23
1.3.2 Проблеми реалізації оптимальних режимів електричних мереж енергопостачальних компаній .....	25
1.4 Висновки .....	26
2 Математичне моделювання впливу магістральних електричних мереж на втрати активної потужності в розподільних мережах для їх компенсації .....	28
2.1 Вихідні положення.....	28
2.2 Математичне моделювання оптимальних потоків потужності в електричних мережах з врахуванням взаємовпливу їх режимів.....	30
2.2.1 Можливі задачі оптимального керування потоками потужності в мережах, що паралельно працюють .....	30
2.2.2 Математична модель для виділення з сумарних втрат в електричній мережі НН втрат від наведених транзитних перетоків.....	32
2.2.3 Математичне моделювання процесу оптимального керування струморозподілом в електричних мережах з КТ .....	34
2.3 Компенсація негативного впливу режимів електричних мереж засобами коригування поточкорозподілу.....	40

2.4 Формування законів оптимального керування режимами електричних мереж для локальних САК з врахуванням системного ефекту .....	42
2.5 Чутливість втрат електроенергії до кутів КТ.....	46
2.6 Висновки .....	50
3 Алгоритми та структура системи керування потоками потужності та напругою в електричних мережах, що працюють паралельно.....	52
3.1 Вихідні положення.....	52
3.2 Алгоритм визначення втрат потужності у вітках електричної мережі .....	53
3.3 Алгоритми визначення оптимальної вітки встановлення КТ та його оптимального кута.....	56
3.4 Алгоритм оптимального керування додатковими втратами потужності від взаємовпливу електричних мереж.....	63
3.5 Розробка структурної схеми двоконтурної САК нормальними режимами електричних мереж.....	65
3.6 Висновки .....	70
4. Практична реалізація оптимального керування потоками потужності для компенсації взаємовпливу електричних мереж .....	71
4.1 Вихідні положення.....	71
4.2 Визначення оптимального місця встановлення КТ на прикладі тестової схеми мережі IEEE 230/138 кВ .....	73
4.2.1 Визначення оптимального місця встановлення КТ за мінімумом втрат потужності .....	73
4.2.2 Визначення оптимального кута КТ та вплив його на втрати електроенергії.....	83
4.2.3 Техніко-економічна ефективність використання КТ.....	86
4.3 Вплив КТ на втрати потужності від транзитних перетоків на прикладі фрагмента схеми 110–750 кВ ПЗЕС .....	87
4.4 Дослідження впливу КТ на перетікання потужностей у вітках РЕМ та МЕМ.....	94
4.5 Висновки .....	97
Висновки .....	98

Список використаних джерел.....	100
Додаток А Розрахунок оптимального режиму мережі IEEE 230/138 кВ .....	113
Додаток Б Контури тестової схеми мережі IEEE 230/138 кВ.....	127
Додаток В Залежності втрат потужності електричної мережі від номера трансформаторних віток .....	128
ДОДАТОК Г Результати досліджень усталеного режиму при регулюванні оптимальними РПН та кутами КТ для зимового та літнього графіка навантаження.....	137
ДОДАТОК Д Знаходження узагальнених показників неоднорідності віток електричної мережі та побудова характеристики міри впливу параметрів окремих віток на значення неоднорідності ТС IEEE 230/138 кВ .....	153
Додаток Е Знаходження узагальнених показників неоднорідності електричної мережі та побудова характеристики міри впливу параметрів віток на значення неоднорідності фрагмента схеми 110–750 кВ ПЗЕС .....	158
Додаток Ж Початкові дані для фрагмента схеми електричної мережі 110–750 кВ Південно-Західної ЕЕС .....	163
Додаток И Режим максимального навантаження.....	170

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АКУФ – автоматичний контроль і управління функціонуванням
- АСДУ – автоматизована система диспетчерського управління
- АФТКТ – керування автоматичним функціонуванням трансформаторів  
і крос-трансформаторів
- ВДТ – вольтодавальний трансформатор
- ВН – вища напруга
- ВПП – втрати повної потужності
- ЕЕС – електроенергетична система
- е. р. с. – електрорушійна сила
- КТ – крос-трансформатор
- ЛЕП – лінія електропередачі
- ЛР – лінійний регулятор
- МЕМ – магістральні електричні мережі
- НН – нижча напруга
- ПБЗ – перемикання без збудження
- ПЗЕС – Південно-Західна енергетична система
- РЕМ – розподільні електричні мережі
- РП – регулювальний пристрій
- РПН – регулювання під навантаженням
- САК – система автоматичного керування
- ТППР – трансформатор поздовжньо-поперечного регулювання
- ТПР – трансформатор поперечного регулювання
- ТС – тестова схема
- ФЗТ – фазозсувний трансформатор
- IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
- SPST – symmetric phase-shifting transformers

## ВСТУП

Одним з результатів реформ в електроенергетиці – розподіл електричних мереж енергосистем на магістральні та розподільні як технічно, так і економічно. Магістральні електричні мережі (МЕМ), адміністративно виділені у окрему енергетичну структуру, стали транзитерами, передаючи своїми мережами електроенергію як суміжним електроенергетичним системам (ЕЕС), так і розподільним електричним мережам (РЕМ) обласних енергопостачальних компаній. При цьому МЕМ і РЕМ як окремі суб'єкти господарювання вирішують свої технічні й економічні проблеми самостійно відповідно до ринкових умов [1–3]. Разом з тим режими функціонування цих мереж встановлюються відповідно до законів електротехніки незалежно від форми господарювання і від того, кому вони належать.

Паралельна робота ліній електропередачі (ЛЕП) різної напруги через високу міру неоднорідності викликає ускладнення під час транспортування та розподілу електроенергії. Між електричними мережами ЕЕС через неоднорідність виникають взаємні перетоки потужності, які завантажують мережі суміжних енергопостачальних компаній. При чому відомо, що мережі вищої напруги (ВН) розвантажуються на мережі нижчої напруги (НН), що працюють паралельно працюють [4–7]. Наслідком цього є додаткові втрати електроенергії, а також перевантаження ЛЕП НН та комутаційних апаратів.

Відомо, що електрична мережа всієї України з весни до осені працює за ремонтною схемою, це пояснюється плановими чищеннями трас, реконструкціями та замінами опор та ЛЕП службою ліній, плановими ремонтами та замінами високовольтного обладнання службою підстанцій, плановими та післяаварійними перевірками пристроїв релейного захисту та автоматики службою релейного захисту та автоматики та ін. Варто згадати, що істотний вплив на техніко-економічні показники експлуатації мереж ЕЕС справляє масове старіння об'єктів електричної мережі. В цілому в мережах 110–750 кВ підлягає реконструкції майже 40 % ЛЕП та біля 60 % обладнання, що встановлене на діючих підстанціях зазначених класів напруги [8–10].

Дослідження міри впливу взаємних і транзитних перетоків потужності на рівень втрат потужності та електроенергії є актуальною зада-

чею. Її розв'язання дозволить контролювати та оцінювати вплив перетоків потужності МЕМ на додаткові втрати в розподільних мережах енергопостачальних компаній, а також аналізувати наслідки взаємовпливу електричних мереж. Розв'язання цієї задачі висвітлюється в низці робіт вітчизняних і закордонних вчених. Ними розроблено методи визначення втрат від транзитних перетоків в електричних мережах і засоби їх зменшення. Проте вони не повністю відповідають сучасним умовам і потребують розвитку та вдосконалення. Одним із можливих напрямків вдосконалення методів і засобів оптимізації потоків потужності та зменшення додаткових втрат в електричних мережах є використання залежності їх від неоднорідності електричних мереж, що працюють паралельно.

Компенсація неоднорідності електричних мереж і зменшення додаткових втрат електроенергії в них можливі шляхом введення в контури електрорушійної сили лінійними регуляторами (ЛР) типу крос-трансформаторів (КТ) [11–13] та трансформаторами з РПН. Дія КТ та трансформаторних зв'язків, які об'єднують електричні мережі різних напруг, може бути направлена на зменшення втрат електроенергії під час її транспортування шляхом перерозподілу природних потоків електричної потужності і примусового наближення їх до поточкорозподілу в однорідній електричній мережі [14, 15].



# **1 АНАЛІЗ СТАНУ ТА ПРОБЛЕМИ КОМПЕНСАЦІЇ ВЗАЄМОВПЛИВУ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

На сьогодні основними джерелами електроенергії в Україні є атомні і теплові станції, яким потрібні атомне паливо, газ і вугілля. За рахунок власних ресурсів Україна могла б виробляти менше половини необхідної енергії, а після окупації Донбасу – ще менше. Левова частка припадає на імпортовані ресурси – газ, вугілля і ядерне паливо [16]. Питання обмеженості енергетичних ресурсів та їх неощадливе використання з кожним роком набувають все більшої ваги [17]. Тому задача зменшення втрат електроенергії під час її транспортування та розподілу є актуальною.

Серед складових втрат електроенергії в електричних мережах енергосистем особливе місце займають втрати, які виникають через взаємовплив неоднорідних електричних мереж, що працюють паралельно. Зокрема, це стосується магістральних і розподільних мереж. Пояснюється це тим, що задача зменшення втрат в них неоднозначна. По-перше, ці мережі мають різних власників, інтереси яких, як правило, суперечливі. По-друге, ця задача може розв'язуватися за різних критеріїв оптимальності – мінімізація сумарних втрат електроенергії в магістральних і розподільних мережах або зменшення втрат в розподільних мережах, які викликаються в них транзитними потоками потужності з магістральних мереж.

Режими електричних мереж різних класів напруг, які об'єднані в електричну систему, є взаємопов'язаними і будь-які зміни режиму в одній мережі впливають на стан в інших, тобто в електричних мережах спостерігається взаємовплив їх режимів. Однією з першопричин неоптимальності режиму є неоднорідність електричних мереж. Наслідком взаємовпливу режимів електричних мереж є додаткові втрати електроенергії, які зменшують їх економічну ефективність [18–22]. Взаємовплив режимів електричних мереж різної належності змінюють потіко-розподіл та спричиняють збільшення втрат потужності під час транспортування та розподілу електроенергії порівняно з їх нормативним значенням. З метою визначення перспективних напрямків зменшення втрат активної потужності, а також обґрунтування задач науко-

вого дослідження у цьому розділі наведено аналіз існуючих методів і засобів оптимізації нормальних режимів та автоматизації оптимального керування режимами електричних мереж. При цьому враховується, що задачі розв'язуються в умовах ринку електроенергії та обмежених можливостей застарілого обладнання з практично відпрацьованим ресурсом.

### **1.1 Втрати активної потужності в електричних мережах енергосистем та методи їх зменшення**

В Україні в процесі реформування енергетичної галузі на основі восьми енергооб'єднань за територіальним принципом було сформовано 27 енергопостачальних компаній і постало питання підвищення якості їх функціонування за рахунок зменшення втрат потужності під час передавання електричної енергії в мережах цих компаній. Одним з напрямків вирішення цього питання є узгоджене керування режимами енергопостачальних компаній та ЕЕС.

Більшість з енергопостачальних компаній стали транзитерами, які передають через свої мережі електроенергію суміжним енергопостачальним компаніям, що викликає додаткові втрати потужності [19–22]. Крім цього, в локальних електричних мережах багатьох енергокомпаній існують взаємні перетікання потужності між мережами окремих ліцензіатів енергоринку.

В таких електричних мережах зменшення втрат потужності шляхом зменшення загальносистемного показника неоднорідності є складною задачею. Наявність трансформаторних зв'язків між електричними мережами може призвести до протікання незбалансованих струмів в контурах електричних мереж, що спричиняє додаткові втрати потужності. Тому методичне обґрунтування розподілення втрат між ліцензіатами енергоринку є важливим фактором в підвищенні конкурентоспроможності енергопостачальників [22, 24]. Питання врахування обміну електроенергією між МЕМ та РЕМ та впливу взаємних перетоків потужності (транзитів) по міжсистемних лініях на втрати електроенергії досліджувалось в роботах багатьох авторів [14, 19–22, 24]. Транзитне перетікання потужності спричиняє до збільшення втрат потужності в електричних мережах. Тобто постає проблема оптимізації поточкорозподілу в

неоднорідних електричних мережах з урахуванням транзитних перетікань та незбалансованих струмів в контурах.

Проведений аналіз існуючих методів оптимізації режимів електричних мереж, в яких мають місце транзитні перетікання, свідчить про те, що оптимальні втрати потужності можна визначити з використанням: методу ранжування трансформаторів з РПН [28, 29]; методу критеріального програмування [32]; методу невизначених множників Лагранжа [26, 27]; принципу найменшої дії [35, 36]; методу нечіткого моделювання [34, 38]; методів оптимізації за критерієм мінімальної різниці між нормативними та поточними втратами [37]; методу з оцінюванням чутливості [39, 48].

Такі методи оптимізації режимів електричних мереж дозволяють аналізувати й оцінювати засоби зменшення втрат потужності під час проектування та експлуатації електричних мереж.

На першій стадії необхідно: зменшувати системну неоднорідність; використовувати ЛЕП, в яких співвідношення  $X/R$  однакові; використовувати однотипні трансформатори (для зменшення зрівнювальної е. р. с.), використовувати оснащені автоматичним регулятором напруги трансформатори з РПН; передбачати установку пристроїв повздовжньої та поперечної компенсації реактивної потужності; передбачати установлення пристроїв поздовжньо-поперечного керування потоками потужності і т. п.

На другій стадії необхідно: здійснювати регулювання напруги у вузлах, змінювати перетікання потужності, компенсувати дію неоднорідності мереж, зменшувати контурні е. р. с. небалансу.

У першому випадку ліквідується одна з причин неоптимальних втрат потужності, тобто неоднорідність, а в другому – лише її наслідок – неоптимальний поточкорозподіл. Реалізація першого способу забезпечує оптимальність режиму для передбачених на проектній стадії варіацій навантажень. Використання другого способу потребує наявності системи контролю за зміною параметрів режиму і відповідного керування засобами коригування поточкорозподілу [40].

Одним з напрямків покращення існуючих методів оптимізації є аналіз результатів моделювання за допомогою сучасних вдосконалених математичних моделей електричних мереж. Так, в [77, 78] запропоновано математичну модель електричної мережі для оцінювання її неод-

норідності з урахуванням фактичних значень комплексних коефіцієнтів трансформації трансформаторних зв'язків, яка може використовуватися для формування законів оптимального керування потоками потужності і напругою в електричних мережах та оптимальних значень комплексних коефіцієнтів трансформації.

З урахуванням фактору часу та зведення контурних е. р. с. до напруги базисного вузла комплексні коефіцієнти трансформації записуються таким чином [78]:

$$\mathbf{k}_a(t) = 1 - \left[ \mathbf{E}_{зр.а}^{(6)} \right]_{\text{д}} \cdot \mathbf{U}_{\text{бд}}^{-1} \cdot \left( \pi_{a1}^E \mathbf{J}'_{*a}(t) + \pi_{a2}^E \mathbf{J}'_{*p}(t) \right); \quad (1.1)$$

$$\mathbf{k}_p(t) = - \left[ \mathbf{E}_{зр.р}^{(6)} \right]_{\text{д}} \cdot \mathbf{U}_{\text{бд}}^{-1} \cdot \left( \pi_{p1}^E \mathbf{J}'_{*a}(t) + \pi_{p2}^E \mathbf{J}'_{*p}(t) \right), \quad (1.2)$$

де  $\mathbf{E}_{зр.а}^{(6)}$ ,  $\mathbf{E}_{зр.р}^{(6)}$  – активна та реактивна складові зрівнювальних е. р. с. для базисного режиму електричної мережі;  $\mathbf{U}_{\text{бд}}$  – діагональна матриця, кожний елемент якої дорівнює напрузі базисного вузла;  $\mathbf{J}'_{*a}(t)$ ,  $\mathbf{J}'_{*p}(t)$  – активна та реактивна складові вектора задавальних струмів у відносних одиницях з урахуванням фактору часу;  $\pi_{a1}^E$ ,  $\pi_{a2}^E$ ,  $\pi_{p1}^E$ ,  $\pi_{p2}^E$  – матриці критеріїв подібності у критеріальній моделі зрівнювальних е. р. с. в контурах електричної мережі.

Матриці критеріїв подібності в (1.1) та (1.2) визначаються таким чином [67]:

$$\pi_{a1}^E = - \left[ \mathbf{E}_{зр.а}^{(6)} \right]_{\text{д}}^{-1} \text{Im}(\underline{\mathbf{N}}_k \underline{\mathbf{x}}_B \underline{\mathbf{C}}_r) \left[ \mathbf{J}'_a^{(6)} \right]_{\text{д}}; \quad (1.3)$$

$$\pi_{a2}^E = - \left[ \mathbf{E}_{зр.а}^{(6)} \right]_{\text{д}}^{-1} \text{Re}(\underline{\mathbf{N}}_k \underline{\mathbf{x}}_B \underline{\mathbf{C}}_r) \left[ \mathbf{J}'_p^{(6)} \right]_{\text{д}};$$

$$\pi_{p1}^E = \left[ \mathbf{E}_{зр.р}^{(6)} \right]_{\text{д}}^{-1} \text{Re}(\underline{\mathbf{N}}_k \underline{\mathbf{x}}_B \underline{\mathbf{C}}_r) \left[ \mathbf{J}'_a^{(6)} \right]_{\text{д}}; \quad (1.4)$$

$$\pi_{p2}^E = - \left[ \mathbf{E}_{зр.р}^{(6)} \right]_{\text{д}}^{-1} \text{Im}(\underline{\mathbf{N}}_k \underline{\mathbf{x}}_B \underline{\mathbf{C}}_r) \left[ \mathbf{J}'_p^{(6)} \right]_{\text{д}};$$

де  $\underline{\mathbf{N}}_k$  – друга матриця зв'язків з урахуванням комплексних коефіцієнтів трансформації, що на відміну від другої матриці з'єднань  $\mathbf{N}$  для віток, які входять в  $i$ -й контур, містить добутки фактичних коефіцієнтів

трансформації трансформаторних віток в напрямку обходу цього контуру;  $\mathbf{x}_b$  – діагональна матриця реактивних опорів віток;  $\mathbf{C}_r$  – матриця коефіцієнтів струморозподілу розрахункової схеми електричної мережі, в якій опори віток подані тільки їхніми активними складовими (заступна  $r$ -схема електричної мережі);  $\mathbf{J}_a^{(b)}$ ,  $\mathbf{J}_p^{(b)}$  – вектори активних і реактивних складових вузлових струмів.

Знаючи комплексні коефіцієнти трансформації, в [39, 41] запропоновано вводити в контури електричних мереж зрівнювальні е. р. с., які компенсують контурні е. р. с., в результаті чого зменшуються сумарні втрати потужності в електричних мережах. Недоліком такого підходу є те, що при визначенні оптимальних керувальних впливів на РПН трансформаторів не розглядається узгоджене регулювання режимами між енергопостачальними компаніями та ЕЕС.

Оскільки електричні мережі різних класів напруг можуть бути пов'язані між собою трансформаторними зв'язками, то спостерігається взаємовплив між ними. Тому, коли підприємство, яке експлуатує МЕМ, намагається зменшити втрати в своїй мережі і починає, наприклад, регулювати напругу автотрансформаторами, втрати потужності в мережах енергопостачальних компаній можуть збільшуватись. Транзитні перетікання потужності між мережами ЕЕС мають місце не тільки по ЛЕП МЕМ, а і по ЛЕП РЕМ, що може спричинити додаткове зношення обладнання РЕМ, внаслідок чого енергопостачальні компанії витрачають кошти на ремонти обладнання. Тому в [43, 44] був запропонований метод зменшення втрат потужності шляхом узгодженого керування режимами МЕМ та РЕМ. Для цього необхідно знати складові втрат потужності, зумовлених в МЕМ та в РЕМ.

Цей метод передбачає визначення коефіцієнтів розподілу втрат потужності з лінійним поданням навантаження і використанням результатів розрахунку усталеного режиму, який дозволяє визначити втрати потужності у вітках ( $\Delta\dot{\mathbf{S}}_b$ ) електричної мережі від навантажень заданих вузлів, які можуть належати іншій електричній мережі.

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_b = \mathbf{T}_k \dot{\mathbf{S}} + \Delta\dot{\mathbf{S}}_{nb} ,$$

де  $\dot{\mathbf{T}}_k$  – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми електричної мережі залежно від потужностей у їх вузлах з врахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку;  $\dot{\mathbf{S}}$  – вектор вузлових навантажень;  $\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$  – вектор-стовпець втрат потужності у вітках схеми від е. р. с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку мереж ВН і НН та лінійних трансформаторів.

Матриця коефіцієнтів розподілу втрат  $\dot{\mathbf{T}}_k$  має розмірність  $n \times m$ , де  $m$  – кількість вузлів, а  $n$  – кількість віток в схемі. Кожен її  $ij$ -й коефіцієнт вказує на частку втрат потужності, викликаних навантаженням відповідного  $i$ -го вузла у  $j$ -й вітці. Складові вектора  $\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{нб}}$  розмірністю  $n$  є втратами потужності у вітках схеми електричної мережі, що зумовлені незбалансованими коефіцієнтами трансформації трансформаторів зв'язку у замкнених контурах. Ця складова втрат потужності може збільшувати або зменшувати сумарні втрати потужності залежно від напрямку е. р. с. небалансу у замкнених контурах схеми електричної мережі.

Цей метод дозволяє визначити сумарні втрати потужності: в електричній мережі НН від протікання в ній навантаження мережі ВН; в електричній мережі ВН від протікання в ній навантаження мережі НН; в електричних мережах ВН та НН окремо. Тому регулювання режимами електричної мережі для різних енергетичних компаній необхідно здійснювати узгоджено. Це дає можливість зменшення сумарних втрат потужності в мережах різних напруг.

В [41] передбачається оптимальне регулювання режимами здійснювати наявними регулювальними пристроями: автотрансформаторами (трансформаторами) з РПН, трансформаторами з поперечним регулюванням (ТПР) та ін. Однак можливостей таких регулювальних пристроїв в мережах енергопостачальних компаній може бути недостатньо для реалізації оптимального керування режимами.

За таких умов бажано використовувати додаткові засоби, які б краще наблизили поточний режим до оптимального за показниками сумарних втрат потужності.

## 1.2 Засоби оптимального керування потоками потужності та напругою в ЕЕС

Для зменшення втрат електроенергії використовують, наприклад, такі засоби: генератори (регулюється значення активної потужності, регулюється реактивна потужність шляхом зміни напруги на статорі генератора, яка змінюється шляхом зміни струму збудження [4]); установки поздовжньої компенсації використовуються для зміни реактивної складової опору лінії, для зменшення втрат потужності та електроенергії, підвищення пропускну здатності ЛЕП, підвищення статичної стійкості ЕЕС, зменшення неоднорідності електричної мережі [4, 7]); батареї конденсаторів (регулюється тільки реактивна потужність з метою забезпечення її балансу в тій або іншій точці мережі, або у вузлі навантаження [18]); регулювальні реактори використовуються для регулювання напруги в довгих електропередачах напругою 220 кВ і вище шляхом компенсації зарядної потужності в них (збільшується споживання реактивної потужності, коли підвищується напруга) [45]; трансформатори з РПН [47, 48]; синхронні компенсатори (дозволяють підтримувати та регулювати напругу в межах  $\pm 5\%$  у точці приєднання змінного струму збудження. Встановлюються в тих точках електричної мережі, де графік навантаження змінюється у широких межах та істотно змінюється баланс реактивної потужності [4, 23, 68]); ЛР: вольтододаткові трансформатори (ВДТ), КТ, трансформатори з поздовжньо-поперечним регулюванням (ТППР), ТПР [11–15, 47, 58].

Неузгоджене використання вищезазначених засобів не завжди дозволяє максимально зменшити втрати потужності, особливо в разі неврахування впливу неоднорідності електричних мереж та взаємовпливу неоднорідних електричних мереж, що паралельно працюють на загальносистемні показники. Це стосується і сумарних втрат потужності в електричних мережах та втрат від транзитних перетоків потужності. Як правило, значення встановленого кута зсуву фаз не залишається незалежним від максимального режиму навантаження до мінімального. Воно також залежить від значення транзитної потужності між ЕЕС. Отже, необхідно або змінювати кут зсуву фаз, що суттєво ускладнює і, відповідно, дорожчає ЛР, або розраховувати якесь усереднене значення кута, яке б залишалось незмінним.

Системи електропостачання продовжують розширюватися й змінюватися із зростанням попиту на електроенергію, будівництвом в локальних енергетичних системах розосереджених джерел енергії, появою нових технологій і зміною ринкової кон'юнктури. У зв'язку з цим впровадження додаткових засобів регулювання режимів може спричинити нові проблеми, такі як: зміна напрямків та значень перетоків потужностей, необхідність заміни трансформаторів на більш потужні, необхідність заміни первинного комутаційного обладнання підстанцій на більш потужне і т. д. Що стосується ЛР, то відповідно до ситуації, що складається, і задач необхідно визначатися з їх типом і видом.

Класифікацію та особливості таких засобів, з точки зору керування напругою, показано на рис. 1.1. Наведено класифікацію ЛР та їх особливості для керування напругою і кутом між входною та вихідною напругами. ВДТ як ЛР поділяють на два типи: ЛР модуля напруги, та ЛР модуля напруги та кута.

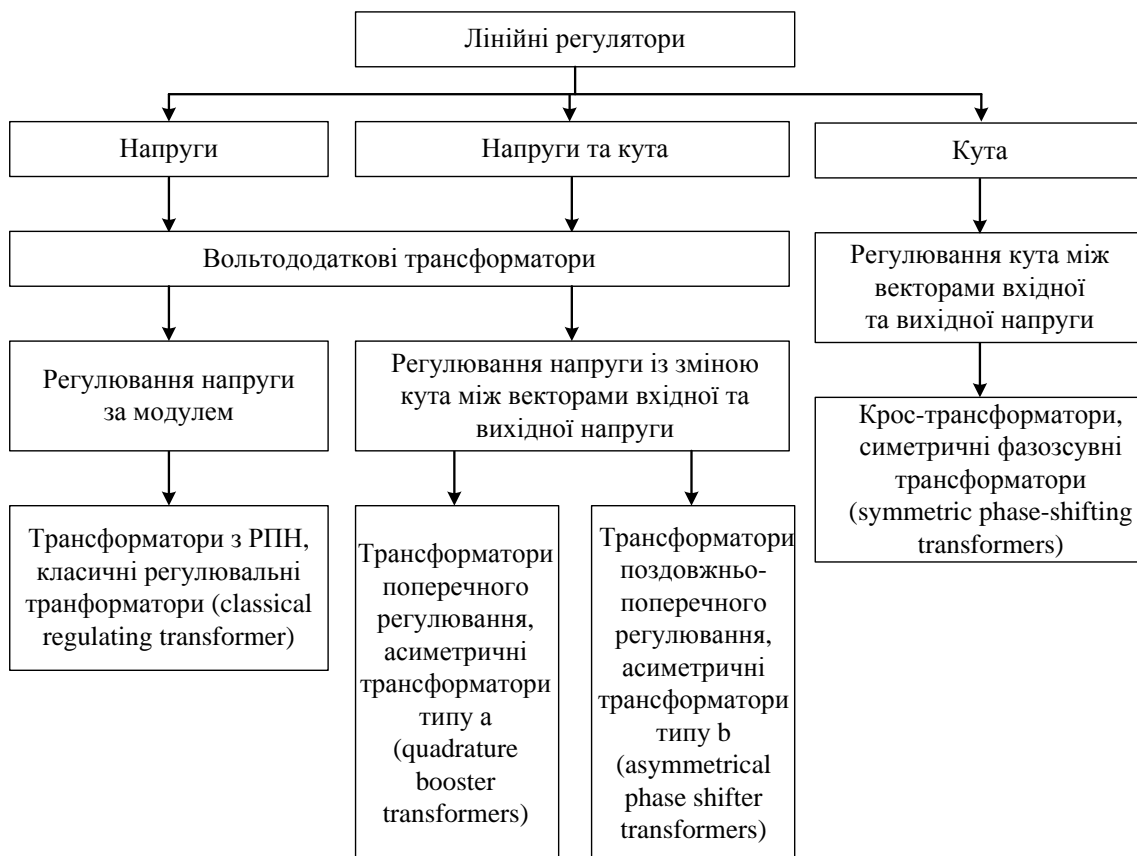


Рисунок 1.1 – Класифікація ЛР



Особливістю ЛР напруги є те, що вони призначені для зміни напруги на величину  $\Delta U$ , яка збігається за фазою з основним вектором напруги або є в протифазі. Тобто відбувається регулювання модулем вектора напруги з  $U_{1a}$  ( $U_{1b}$ ,  $U_{1c}$ ) до  $U_{2a}$  ( $U_{2b}$ ,  $U_{2c}$ ), як показано на рис. 1.2.

Ці ЛР виконують функцію поздовжнього регулювання, яку виконують також і трансформатори з РПН та класичні регулювальні трансформатори (classical regulating transformer) [49, 50], що дає змогу змінювати напругу у вузлах без зміни кута між векторами вхідної та вихідної напруг й змінювати перетікання реактивної потужності у вітках мережі.

Недоліком такого регулювання є те, що змінюється лише перетікання реактивної потужності і практично відсутнє регулювання потоками активної потужності. Використання двох видів регуляторів підвищило б ефективність оптимального регулювання режимами електричних мереж.

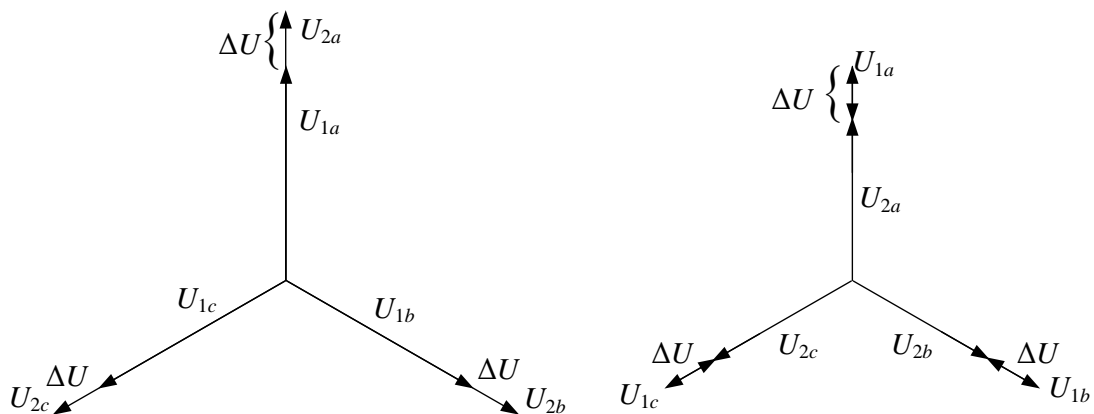


Рисунок 1.2 – Векторна діаграма ЛР напруги

Інший різновид ЛР дозволяє виконувати регулювання кута між вхідною та вихідною напругою за допомогою додаткових векторів під кутом  $\pm 30^\circ$  до вектора напруги підмагнічувальної (опорної) обмотки. Особливістю такого регулювання є те, що воно здійснюється шляхом зміни напруги кількістю витків підмагнічувальної (опорної) обмотки зі сторони нейтралі, що спричиняє зміну довжини вектора підмагнічувальної обмотки та послідовної (кросової) обмотки. Одним з різновидів такого регулятора є КТ, а сам процес коригування потоків потужності з

метою зменшення втрат від транзитних перетоків називається крос-трансформаторною технологією [11–13] (рис. 1.3).

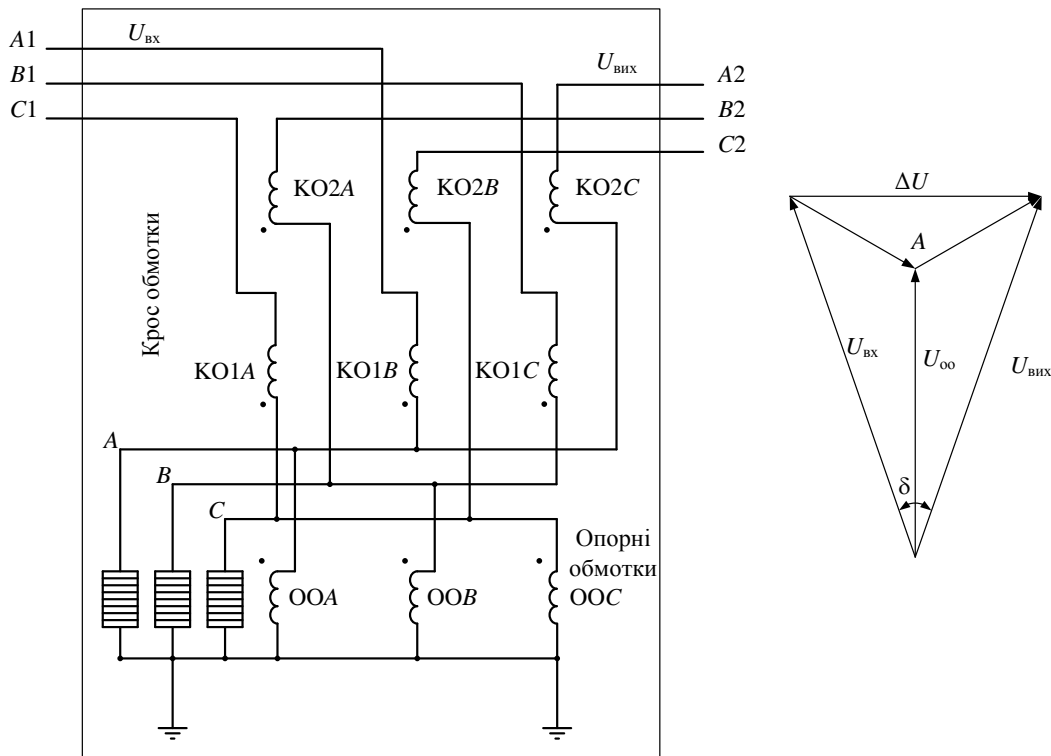


Рисунок 1.3 – Схема з'єднання обмоток КТ та векторна діаграма зсуву фази

Перевагою КТ є те, що вони не мають пристроїв РПН, але допускають ступінчасте перемикання за допомогою допоміжних вимикачів. Встановлюються вони в МЕМ. Виходячи з наведених вище міркувань, доцільно також дослідити можливість і ефективність встановлення КТ в РЕМ.

В світовій практиці ЛР, який дозволяє виконувати регулювання кута між вхідною та вихідною напругою, називають симетричним фазозсувним трансформатором (symmetric phase-shifting transformers (SPST)) [49–51].

На рис. 1.4 зображено схему одного з різновидів SPST, яку запропонував інститут інженерів з електротехніки та електроніки (IEEE) [50].

Для спрощення рисунку зображено схему з'єднання обмоток для однієї фази. На рис 1.4 обмотки послідовного трансформатора з'єднані трикутником, а обмотки регулювального трансформатора з'єднані зіркою.

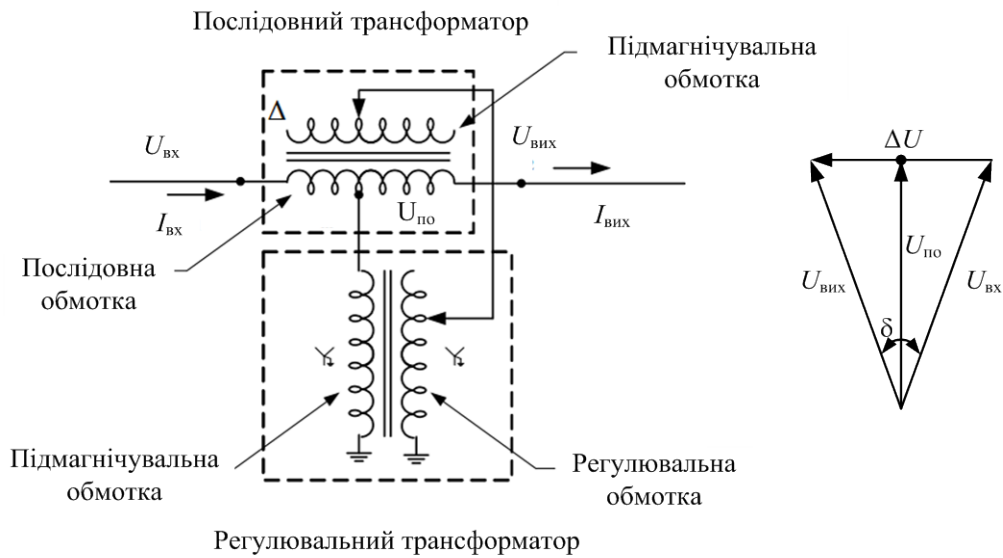


Рисунок 1.4 – Схема з'єднання обмоток SPST для однієї фази та його векторна діаграма

Такий тип трансформатора дозволяє регулювати кут між вхідною ( $U_{вх}$ ) та вихідною ( $U_{вих}$ ) напругами ЛР без зміни модуля напруги:

$$|U_{вх}| = |U_{вих}|, \quad \frac{U_{вх}}{U_{вих}} = 1,0e^{\pm j\delta}.$$

Перевагою такого регулятора є те, що він не змінює модуль напруги, а лише фазовий кут, що дає можливість змінювати поточкорозподіл активної потужності в електричній мережі без регулювання напруги.

Таке регулювання дає можливість шляхом зміни перетікань активної потужності у вітках схеми розвантажити або завантажити вітки схеми для зменшення втрат, раціонального використання пропускної здатності ЛЕП, підвищення стійкості та надійності електричної мережі.

Також в електричних мережах застосовуються ЛР напруги і кута двох типів. Перший тип використовується для введення додаткового вектора напруги під кутом  $90^\circ$ . Регулювання здійснюється шляхом зміни кількості витків трансформатора збудження, що спричиняє зміну модуля вектора додаткової напруги, направленою під кутом  $90^\circ$  до вектора вхідної напруги. Векторна діаграма зображена на рис. 1.5. Цей вид регулювання реалізовується за допомогою ТПР, асиметричні фазозсувні трансформатори типу *a* (quadrature booster transformers) [49, 51]. В осно-

вному їх використовують для регулювання активної потужності, але недоліком є те, що змінюється реактивна потужність (хоч і не значною мірою), що в свою чергу може спричинити до спрацювання РПН.

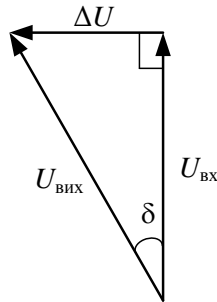


Рисунок 1.5 – Векторна діаграма ТПР (90°)

Іншим типом ЛР вводиться додатковий вектор напруги під кутом 30°. Регулювання здійснюється шляхом зміни кількості витків трансформатора збудження, що спричиняє зміну модуля вектора додаткової напруги, направленою під кутом 30° до вектора вхідної напруги. Векторну діаграму такого ЛР зображена на рис. 1.6.

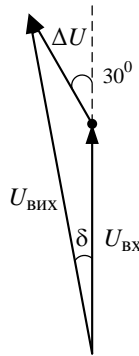


Рисунок 1.6 – Векторна діаграма ТППР 30°

Таке регулювання реалізовується за допомогою ТППР, асиметричних фазозсувних трансформаторів типу *b* (asymmetrical phase shifter transformers). Їх застосовують для регулювання напруги у вузлах  $U_{\text{вих}}$  та кута  $\delta$  між вхідною  $U_{\text{вх}}$  та вихідною  $U_{\text{вих}}$  напругами ЛР, а також для зміни перетікань більшою мірою реактивної та меншою мірою активної потужностей.

$$|U_{\text{вх}}| \neq |U_{\text{вих}}|, \quad \frac{U_{\text{вх}}}{U_{\text{вих}}} = t \cdot e^{\pm j\delta},$$

де  $t$  – коефіцієнт зміни напруги за модулем.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Власюк В. Реформування ринку електроенергетики в Україні: відокремлення видів діяльності [Електронний ресурс] / В. Власюк, І. Кузь // Право і громадське суспільство. – 2014. – № 1. – С. 232–237. – Режим доступу: <http://lcslaw.knu.ua/2014-1.pdf>
2. Кириленко О. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови / О. В. Кириленко, А. В. Праховник // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Спеціальний випуск. – Київ, 2010. – С. 10–16.
3. Анастасьєва Л. Економіка після Майдану. Контакти закисли. На якому етапі в Україні застрягла реформа ринку електроенергії [Електронний ресурс] / Л. Анастасьєва // Українська правда економічна правда. – 2015. – Режим доступу: <http://www.epravda.com.ua/publications/2015/07/22/551791/>.
4. Сулейманов В. М. Электрические сети и системы / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – К. : НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с.
5. Terzija V. Wide-Area Monitoring, Protection and Control of Future Electric Power Networks / V. Terzija, V. Valverde, G. Deyu Cai, P. Regulski, V. Madani, J. Fitch, S. Skok, M. M. Becovic, A. Phadce // Proceedings of the IEEE. – 2011. – Vol. 99, Issue 1. – P. 80–93.
6. Jakushokas R. Power Network Optimization Based on Link Breaking Methodology / R. Jakushokas, E. G. Friedman // IEEE Transactions on Very Large Scale Integration (VLSI) Systems. – 2013. – Vol. 21, Issue 5. – P. 983–987.
7. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей / Василий Григорьевич Холмский. – М. : Высшая школа, 1975. – 280 с.
8. Енергетична стратегія України на період до 2035 року (Біла книга Енергетичної політики України «Безпека та конкурентоспроможність») [Електронний ресурс] / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. – Київ, 2014. – 40 с. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>.

9. Кузнецов В. Г. Підвищення надійності та ефективності магістральних електричних мереж [Електронний ресурс] / В. Г. Кузнецов, Ю. І. Тугай // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України : зб. наук. пр. – К. : ІЕД НАНУ, 2009. – Вип. 23. – С. 110–117. – Режим доступу: <http://dSPACE.nbuv.gov.ua/bitstream/handle/123456789/63710/14-Kuznetsov.pdf?sequence=1>.

10. Чернецька Ю. В. Система моніторингу технічного стану розподільних електричних мереж [Електронний ресурс] / Ю. В. Чернецька, А. І. Замулко // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – № 9(91). – С. 28–37. – Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/j-pdf/ecee\\_2011\\_9\\_6.pdf](http://nbuv.gov.ua/j-pdf/ecee_2011_9_6.pdf).

11. Кулаков А. В. Кросс-трансформаторная технология оптимизации потоков передачи и распределения энергии в сетях 110–765 кВ и ее технико-экономическое обоснование [Електронний ресурс] / А. В. Кулаков, М. В. Ольшванг, Д. А. Савкин // VII Симпозиум: Электротехника 2010 год: Перспективные виды электротехнического оборудования для передачи и распределения электроэнергии : сб. докл. – М. : ВЭИ-ТРАВЕК, 2003. – С. 1–6. – Режим доступу: <http://mvo.ipc.ru/KrossTranTe/KrossTranTe.htm>.

12. Ступенчато регулируемые фазосдвигающие автотрансформаторы как средство оптимизации потокораспределения в электрических сетях / М. В. Ольшванг, Е. И. Остапенко, Г. А. Кузнецова, Е. К. Лоханин // IV Симпозиум: Электротехника 2010 год: Перспективные виды электро технического оборудования для передачи и распределения электроэнергии: сб. докл. – М. : ВЭИ-ТРАВЕК, 1997. – С. 1–6.

13. Ольшванг М. В. Особенности кросс-трансформаторной технологии транспортирования энергии по сетям 110–765 кВ / М. В. Ольшванг // Электро. – 2004. – № 2. – С. 6–12.

14. Лежнюк П. Д. Зменшення додаткових втрат електроенергії в неоднорідних електричних мережах / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук // Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки. – 2013. – № 5. – С. 194–201.

15. Рубаненко О. Є. Крос-технології як засіб оптимізації потоків потужності в електричних мережах / О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук // Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах : матеріали IV Міжнарод. наук.-техн. конф. – Луцьк–Шацкі озера, 2012. – С. 119–122.

16. Оржель О. Кілька міфів про енергетику [Електронний ресурс] / Оржель Олександр // Українська правда економічна правда. – 2014 – Режим доступу: <http://www.epravda.com.ua/columns/2014/12/17/513913/>.

17. Здановський В. Глобальні проблеми енергетики. Як нам їх розв'язати? [Електронний ресурс] // Володимир Здановський // zn.ua. – 2013 – Режим доступу: [http://gazeta.dt.ua/energy\\_market/globalni-problemi-energetiki-yak-nam-yih-rozv-yazati-teplova-energetika-ukrayini-maye-but-i-bezpechno-yu-.html](http://gazeta.dt.ua/energy_market/globalni-problemi-energetiki-yak-nam-yih-rozv-yazati-teplova-energetika-ukrayini-maye-but-i-bezpechno-yu-.html).

18. Железко Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко – М. : ЭНАС, 2003. – 280 с.

19. Таласов А. Г. Потери на транзит электроэнергии и их распределение между участниками энергообмена / А. Г. Таласов // Электрические станции. – 2002. – № 1. – С. 20–25.

20. Стогний Б. Определение транзитных потерь мощности во фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний / Б. Стогний, В. Павловский // Энергетическая политика Украины. – 2004. – № 5. – С. 60–65.

21. Добровольська Л. Н. Аналіз методів розподілу втрат потужності в електроенергетичних системах / Л. Н. Добровольська, І. В. Ярошук // Технічна електродинаміка. – 2009. – № 5. – С. 58–62.

22. Потребич А. А. Расчет потерь электроэнергии, возникающих вследствие ее транзита между энергокомпаниями / А. А. Потребич, Г. Н. Катренко // Энергетика и Электрификация. – 2004. – № 4. – С. 29–34.

23. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / Виталий Исаакович Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

24. Лежнюк П. Д. Додаткові втрати електроенергії в електричних мережах, що працюють паралельно / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. Б. Бурикін // Електроінформ. – 2006. – № 1. – С. 15–17.

25. Трач И. В. Оптимизация активных потерь и улучшение профиля напряжения в распределительных сетях / И. В. Трач // Электрические сети и системы. – 2014. – № 3. – С. 24–31.

26. Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / Виталий Исаакович Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

27. Маркович И. М. Режимы энергетических систем / Исаак Моисеевич Маркович. – М. : Энергия. – 1969. – 352 с.

28. Потребич А. А. Методы расчета потерь энергии в питающих электрических сетях энергосистем / А. А. Потребич // Электричество. – 1995. – № 9. – С. 8–12.

29. Лежнюк П. Д. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, А. Б. Бурыкин // Электрические сети и системы. – 2006. – № 1. – С. 5–11.

30. Лежнюк П. Д. Розподіл допусків на параметри регулюючих пристроїв в системі автоматичного керування режимом електроенергетичної системи / П. Д. Лежнюк, Н. В. Остра, Ю. В. Петрушенко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2015. – № 1. – С. 80–85.

31. Дружинин Г. В. Надежность автоматизированных производственных систем / Г. В. Дружинин. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 480 с.

32. Астахов Ю. Н. Применение критериального метода в электроэнергетике / Ю. Н. Астахов, П. Д. Лежнюк. – К. : УМК ВО, 1989. – 137 с.

33. Лежнюк П. Д. Оцінка якості оптимального керування критеріальним методом : моногр. / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2006. – 107 с.

34. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування нормальними режимами електроенергетичних систем критеріальним методом з використанням



нейро нечіткого моделювання / П. Д. Лежнюк, О. О. Рубаненко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2012. – № 1. – С. 127–130.

35. Пентегов И. В. Лагранжиан электрической цепи с сосредоточенными параметрами и его применение / И. В. Пентегов, И. В. Волков // Электричество. – 1969. – № 5. – С. 59–63.

36. Лежнюк П. Д. Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, В. В. Нетребський // Технічна електродинаміка. – 2006. – № 3. – С. 35–41.

37. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування нормальними режимами електроенергетичних систем критеріальним методом з застосуванням нейронечіткого моделювання : монографія / П. Д. Лежнюк, О. О. Рубаненко. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2012. – 136 с.

38. Рубаненко О. О. Розв'язання двоїстої задачі оптимального керування нормальними режимами ЕЕС з застосуванням нейро-нечіткого моделювання / О. Ю. Петрушенко, Ю. В. Петрушенко, О. О. Рубаненко // Технічна електродинаміка. – 2012. – № 2. – С. 26–27.

39. Лежнюк П. Д. Чутливість втрат потужності в електроенергетичних системах до зміни транзитних перетікань [Електронний ресурс] / П. Д. Лежнюк, О. Б. Бурикін, В. О. Лесько // Наукові праці ВНТУ – 2008. – № 1. – Режим доступу: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1323>.

40. Кравцов К. І. Формування умов оптимальності нормальних режимів електроенергетичних систем засобами автоматичного керування : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.14.02 «Електричні станції, мережі та системи» / К. І. Кравцов. – Вінниця, 2005. – 20 с.

41. Бурикін О. Б. Взаємовплив електричних мереж електроенергетичної системи в процесі оптимального керування їх режимами : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук : спец. 05.14.02 «Електричні станції, мережі та системи» / О. Б. Бурикін. – Вінниця, 2007. – 20 с.

42. Лежнюк П. Д. Регулювання напруги в електричних системах / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар. – 2-е вид. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2010. – 171 с.

43. Лежнюк П. Д. Зменшення додаткових втрат електроенергії в електричних мережах за допомогою лінійних регуляторів / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук // Електротехнічні системи, електрифікація й автоматизація в агропромисловому комплексі : матеріали Першої всеукраїнської наук.-техн. конф. – Вінниця, 2014. – С. 54–56.

44. Лежнюк П. Д. Зменшення додаткових втрат електроенергії в електричних мережах за допомогою крос-трансформаторів / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук // Підвищення рівня ефективності енергоспоживання в електротехнічних пристроях і системах : матеріали V Міжнарод. наук.-техн. конф. – Луцьк – Шацькі озера, Україна, 2014. – С. 136–137.

45. Опыт применения линейных управляемых шунтирующих реакторов. Возможные проблемы и пути их решения / К. В. Аристов, А. Г. Долгополов, Д. В. Кондратенко, Ю. В. Соколов // Электро. – 2012. – № 4. – С. 37–44.

46. Кузнецов В. Н. Определение параметров схемы замещения автотрансформаторов и ВДТ, включаемых для продольно-поперечного регулирования напряжения и снижения потерь / В. Н. Кузнецов, Н. Д. Кузнецов // Электрические станции. – 1992. – № 1. – С. 17–22.

47. Холмский В. Г. Применение регулируемых трансформаторов в электрических сетях / Василий Григорьевич Холмский. – М. : Госэнергоиздат, 1950. – 151 с.

48. Воротницкий В. Э. Методика и программа оценки эффективности применения РПН и АРПН в замкнутых электрических сетях / В. Э. Воротницкий, П. Д. Лежнюк, И. А. Серова // Электрические станции. – 1992. – № 1. – С. 60–66.

49. Application of Phase Shifting Transformer in Indian Power System / Tirupathi Reddy, Aruna Gulati, M. I. Khan, Ramesh Koul // International

Journal of Computer and Electrical Engineering. – 2012. – V. 4, № 2. – P. 242–245.

50. Carlos Grande-Moran. Phase-shifting Transformer Modeling in PSS®E [Electronic resource] / Carlos Grande-Moran // Siemens Energy, Inc., Power Technology – 2012. – P. 1–7. – Mode of access: World Wide Web: [http://ewh.ieee.org/soc/pes/newyork/NewSite/PDFs/Protection%20Related/Phase\\_Shifting\\_Transformer\\_Modeling.pdf](http://ewh.ieee.org/soc/pes/newyork/NewSite/PDFs/Protection%20Related/Phase_Shifting_Transformer_Modeling.pdf).

51. Influence of phase shifting transformers and HVDC on power system losses / J. Verboomen, W. L. Kling, D. van Hertem [та ін.] // IEEE Power Engineering Society General Meeting 2007. – 2007. – P. 1–8.

52. W. L. Kling Phase shifting transformers installed in the Netherlands in order to increase available international transmission capacity [Electronic resource] / W. L. Kling, D.A.M. Klaar // CIGRE Session. – 2004. – Paper C2 207. – Mode of access: World Wide Web: <http://www.transform.ru/articles/pdf/sigre/c2-207.pdf>.

53. French experience in phase shifting transformers / P. Hurlet, J-C. Riboud, J. Margoloff, A. Tanguy // Cigre 2006. – 2006. – A2-204.

54. How to increase cross border transmission capacity? A case study: Belgium / D. Bekaert, L. Meeus, D. Van Hertem, E. [та ін.] // Energy Market, 2009. EEM 2009. 6th International Conference on the European. – 2009. – P. 1–6.

55. Belvanis M. Use of phase-shifting transformers on the Transmission Network in Great Britain / M. Belvanis, K. R. W Bell // Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International. – 2010. – P. 1–5.

56. The specification and application of large quadrature boosters to restrict post-fault power flows / Paul Jarman, Patrick Hynes, Trevor Bickley [та ін.] // Cigre 2006. – A2-207.

57. Application of phase shifting transformer in Indian Network / A. S. Siddiqui, S. Khan, S. Ahsan [та ін.] // Green Technologies (ICGT), International Conference. – 2012. – P. 186–191.

58. Фазоповоротный трансформатор впервые в СНГ применен в Казахстане [Электронный ресурс] / Г. Евдокунин, Р. Николаев, А. Искаков

[та ін.] // Новости электротехники – 2008. – № 6(48) 2008. – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2008/48/06.php>.

59. Babu P. R. Operation and control of electrical distribution system with extra voltage to minimize the losses / P. R. Babu, B. Sushma // Power, Energy and Control (ICPEC), 2013 International Conference on. – 2013. – P. 165–169.

60. Marinakis A. Minimal Reduction of Unscheduled Flows for Security Restoration: Application to Phase Shifter Control / A. Marinakis, M. Glavic, T. Van Cutsem // IEEE Transactions on Power Systems. – 2010. – P. 506–515.

61. Iraq Network 400kV, 50Hz Interconnect with Iran, Turkey and Syria Using Phase-Shifting Transformers in Control and Limit Power Flow of Countries / Q. K. Mohsin, Xiangning Lin, Zhicheng Wang, [та ін.] // Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2014 IEEE PES Asia-Pacific. – 2014. – P. 1–6.

62. Overview of series connected flexible AC transmission systems (FACTS) / M. Bocovich, K. Iyer, R. M. Terhaar, N. Mohan // North American Power Symposium (NAPS). – 2013. – P. 1–6.

63. Transformer use for active power flow control in the electric power system / M. Kolcun, D. Hlubeň, L. Beňa [та ін.] // Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2010 9th International Conference on. – 2010. – P. 246–249.

64. Constantin C. Power flow control solutions in the Romanian power system under high wind generation conditions / C. Constantin, M. Eremia, L. Toma // PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble. – 2013. – P. 1–6.

65. El Hraiech A. Control of parallel EHV interconnection lines using Phase Shifting Transformers / El Hraiech A., Ben-Kilani K., Elleuch M. // Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD), 2014 11th International. – 2014. – P. 1–7.

66. Power Flow Adjustment Planning Using Phase Shifting Transformers for Long-Term Generation Outages [Electronic resource] / R. Ogahara, Y. Kawaura, S. Iwamoto, [та ін.] // Electrical Engineering in

Japan. – 2015. – Vol.192, Issue 2. – P. 12–21. – Mode of access: World Wide Web: <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/eej.22719/full>.

67. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003. – 188 с.

68. Электрические системы и сети / Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач – К. : Высшая школа, 1986. – 584 с.

69. Лежнюк П. Д. Зменшення додаткових втрат електроенергії в електричних мережах за допомогою крос-трансформаторів / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук // Энергетика: економіка, технології, екологія. – 2014. – № 3. – С. 7–14.

70. Lezhniuk P. Optimal control of mutual impact of electric grids for the reduction of their electric energy losses / P. Lezhniuk, O. Rubanenko, A. Kylymchuk // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2014. – № 4/8(70). – С. 4–11.

71. Kylymchuk A. Reduction of Additional Losses of Electric Energy in Parallel Operating Non-Uniform Electrical Grids Taking into Account Non-Uniformity and Sensitivity [Electronic resource] / A. Kylymchuk, P. Lezhnyuk, O. Rubanenko // International Journal of Energy Policy and Management. – 2015. – № 1(1). – P. 1–5. – Mode of access: World Wide Web: <http://article.aascit.org/file/html/8950726.html>.

72. Kylymchuk A. Reduction of additional losses of electric energy in parallel operating non-uniform electrical grids / A. Kylymchuk, P. Lezhnyuk, O. Rubanenko // Nauka I Studia. – 2015. – № 5 (136). – P. 43–50.

73. Лежнюк П. Д. Зменшення додаткових втрат електроенергії в електричних мережах, викликаних їх взаємовпливом / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2013. – № 5. – С. 48–52.

74. FACTS Modelling and Simulation in Power Networks / Enrique Acha, Claudio R., Fuerte-Esquivel [та ін.]. – John Wiley & Sons Ltd, The

Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England, 2004.  
– 420 p.

75. Кузнецов В. Г. Оптимизация режимов электрических сетей / В. Г. Кузнецов, Ю. И. Тугай, В. А. Баженов. – К. : Наукова думка, 1992. – 216 с.

76. Лежнюк П. Д. Расчет токораспределения в электрической сети / П. Д. Лежнюк, Л. В. Ярных // Электричество. – 1982. – № 8. – С. 10–14.

77. Лежнюк П. Д. Моделювання та формування умов самооптимізації режимів електроенергетичної системи / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов // Технічна електродинаміка / Проблеми сучасної електротехніки : тематичний випуск. – 2002. – ч. 3. – С. 96–101.

78. Лежнюк П. Д. Моделирование и компенсация влияния неоднородности электрических сетей на экономичность их режимов / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, Д. И. Оболонский // Электричество. – 2007. – № 11. – С. 2–8.

79. Оболонский Д. И. Разработка на основе критериального метода алгоритмов решения задач оперативного управления нормальными режимами электрической системы : автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук : спец. 05.14.02 «Электрические станции, сети и системы» / Д. И. Оболонский. – М. : МЭИ, 1990. – 18 с.

80. Лежнюк П. Д. Автоматизація керування потоками потужності в ЕЕС з використанням крос-трансформаторів та подібності оптимальних режимів [Електронний ресурс] / П. Д. Лежнюк, Жан-П'єр Нгома, А. В. Килимчук // Наукові праці Вінницького національного технічного університету. – 2009. – № 4. – С. 1–11. – Режим доступу: <http://praci.vntu.edu.ua/article/view/1048> – ISSN 1681-7893.

81. Килимчук А. В. Компенсація взаємовпливу неоднорідних електричних мереж з використанням лінійних регуляторів / А. В. Килимчук // Електромеханічні та енергетичні системи, методи моделювання та оптимізації : матеріали X Міжнарод. наук.-техн. конф. молодих учених і спеціалістів. – Кременчук, 2012. – С. 340–341.

82. Лежнюк П. Д. Оптимальное управление режимами электрических сетей для локальных САК с учетом системного эффекта / П. Д. Лежнюк, О. С. Рубаненко, А. В. Килимчук // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – № 5. – С. 110–113.

83. Пат. 68719 Україна, МПК H02J3/24. Спосіб компенсації взаємодіючої впливу неоднорідних електричних мереж / Лежнюк П. Д., Килимчук А. В. ; заявник і патентовласник Вінницький національний технічний університет. – № ; заявл. 12.09.11 ; опубл. 10.04.12. Бюл. № 7.

84. Пат. 70914 Україна, МПК H02J3/24. Спосіб компенсації взаємодіючої впливу неоднорідних електричних мереж / Лежнюк П. Д., Килимчук А. В. ; заявник і патентовласник Вінницький національний технічний університет. – № ; заявл. 26.12.11 ; опубл. 25.06.12. Бюл. № 12.

85. Определение оптимальных режимов электрических сетей / Ю. Н. Астахов, П. Д. Лежнюк, В. И. Нагул, Л. В. Ярных // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1983. – № 1. – С. 48–59

86. Лежнюк П. Д. Автоматизация управления потоками мощности в электрических системах на основе критериального метода / П. Д. Лежнюк // Сборник комплексов электротехнического оборудования высоковольтной, преобразовательной, силовой и полупроводниковой техники : тез. докл. Всеросс. научн.-техн. конф. – М. : Гос. научн. центр РФ, ВЭИ. – 1994. – С. 339–341.

87. Лежнюк П. Д. Автоматизация управления режимом электрических сетей на основе критериального метода / П. Д. Лежнюк // Микропроцессорные системы управления электроэнергетическими объектами : тез. докл. Всесоюз. научн.-техн. конф. – К. : ИЭД АН УССР, 1990. – ч. 1. – С. 178–182.

88. Лежнюк П. Д. Подобие и расчет оптимального токораспределения в электрических сетях / П. Д. Лежнюк, Л. Р. Пауткина // Изв. вузов. Энергетика. – 1989. – № 2. – С. 51–53.

89. Лежнюк П. Д. Оптимальное управление нормальными режимами электроэнергетической системы / П. Д. Лежнюк, О. С. Рубаненко, А. В. Килимчук // Naukowa przestrzen Europy – 2014 : матеріали X Між-

народ. наук.-практ. конф., технічні науки. – Перемишль, Nauka i studia, 2014. – № 35. – С. 62–66.

90. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування режимами електричних мереж для локальних САК з врахуванням системного ефекту / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук // Сучасні проблеми систем електропостачання промислових та побутових об'єктів : матеріали I Міжнарод. наук.-техн. конф. викладачів, аспірантів і студентів. – Донецьк, 2013. – С. 156–157.

91. Методика по оценке эффективности применения трансформаторов с РПН и автоматического регулирования напряжения в замкнутых электрических сетях / В. Э. Воротницкий, П. Д. Лежнюк, И. А. Серова, В. В. Стан. – М. : СПО Союзтехэнерго, 1990. – 36 с. – (РД 34.46.504-90).

92. Рубаненко О. Є. Оптимальне керування режимами електричних мереж локальними САК з врахуванням системного ефекту [Електронний ресурс] / О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук, А. В. Зла-Шелест // Оптимальне керування електроустановками (ОКЕУ-2013) : тези доповідей II Міжнарод. наук.-техн. конф. – Вінниця, 2013. – С. 88. – Режим доступу [http://conf.vntu.edu.ua/energo/2013/tezy\\_dopov\\_okey-2013.pdf](http://conf.vntu.edu.ua/energo/2013/tezy_dopov_okey-2013.pdf).

93. Розенвассер Е. Н. Чувствительность систем управления / Е. Н. Розенвассер, Р. М. Юсупов. – М. : Наука, 1981. – 464 с.

94. Горнштейн В. М. Методы оптимизации режимов энергосистем / В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко, А. В. Пономаренко – М. : Энергия, 1981. – 336 с.

95. Розенвассер Е. Н. Чувствительность систем автоматического управления / Е. Н. Розенвассер, Р. М. Юсупов – Л. : Энергия, 1969. – 208 с.

96. Лежнюк П. Д. Визначення чутливості втрат активної потужності в ЕЕС до параметрів та місця розташування крос-трансформаторів / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, А. В. Килимчук // Контроль і управління в складних системах (КУСС-2014) : тези доповідей XII Міжнарод. конф. – Вінниця, 2014. – С. 139.



97. Килимчук А. В. Зменшення загальносистемних втрат активної потужності в неоднорідних електричних мережах з врахуванням неоднорідності та чутливості фазо-зсувних трансформаторів / А. В. Килимчук, П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко // Моніторинг енергота ресурсовикористання в складних виробничих системах : матеріали І всеукраїнський наук. семінар. – Луцьк, 2015. – С. 55–58.

98. Ледин С. С. Развитие промышленных стандартов внутри- и межсистемного обмена данными интеллектуальных энергетических систем / С. С. Ледин, А. В. Игнатичев // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2010. – № 10(15). – С. 39–43.

99. Goel Nidhi. Smart grid networks: A state of the art review / Goel Nidhi, Agarwal, Megha // International Conference on Signal Processing and Communication (ICSC). – 2015. – P. 122–126.

100. Optimal resource allocation in Cognitive Smart Grid Networks / Boustani Arash, Jadliwala Murtuza, Hyuck M. Kwon, Alamatsaz Navid // Consumer Communications and Networking Conference (CCNC), 2015 12th Annual IEEE. – 2014. – P. 499–506.

*Наукове видання*

**Лежнюк Петро Дем'янович  
Рубаненко Олександр Євгенійович  
Килимчук Антон Володимирович**

**КОМПЕНСАЦІЯ ВЗАЄМОВПЛИВУ  
НЕОДНОРІДНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ  
З ВИКОРИСТАННЯМ ЛІНІЙНИХ РЕГУЛЯТОРІВ**

Монографія

Редактор С. Малішевська  
Оригінал-макет підготовлено О. Рубаненком

Підписано до друку 06.02.2017 р.  
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.  
Гарнітура Times New Roman.  
Друк різнографічний. Ум. др. арк. 9,93.  
Наклад 300 (1-й запуск 1–75) пр. Зам № В2017-01

Вінницький національний технічний університет,  
КІВЦ ВНТУ,  
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,  
ВНТУ, ГНК, к. 114.  
Тел. (0432) 59-85-32.

**publish.vntu.edu.ua; email: kivc.vntu@gmail.com.**

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи  
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано ФОП Барановська Т. П.  
21021, м. Вінниця, вул. Порики, 7.  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи  
серія ДК № 4377 від 31.07.2012 р.