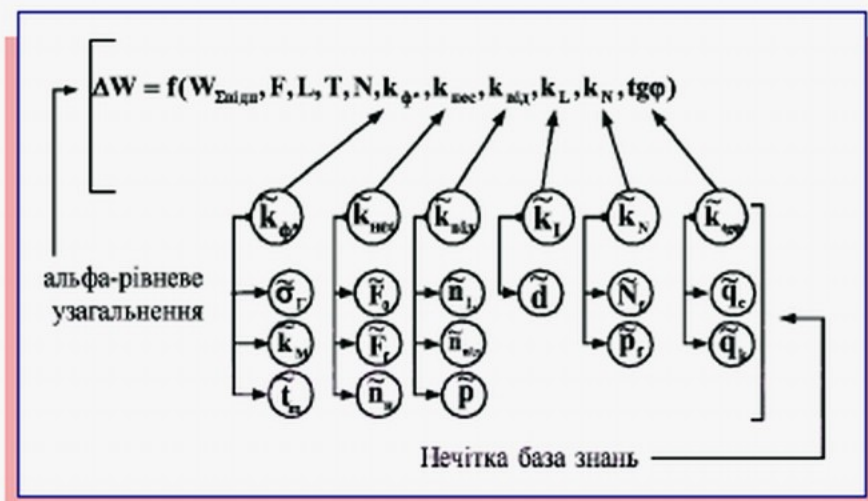


П. Д. Лежнюк

А. В. Пискарярова

ОЦІНЮВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЗАСОБАМИ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

П. Д. Лежнюк, А. В. Писклярова

**ОЦІНЮВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ
ЗАСОБАМИ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ**

Монографія

Вінниця
ВНТУ
2009

УДК 621.311
ББК 31.280.7
Л 40

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 6 від 29.01.2009 р.)

Рецензенти:

О. В. Данилюк, доктор технічних наук, професор

Б. С. Рогальський, доктор технічних наук, професор

Лежнюк, П. Д.

Л 40 Оцінювання втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах засобами нечіткої логіки : монографія / П. Д. Лежнюк, А. В. Пислярова. — Вінниця : ВНТУ, 2009. — 94 с.

ISBN 978-96641-329-4

В монографії розглянуті питання визначення втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги, а саме: розроблення нових математичних моделей розрахунку коефіцієнтів впливних факторів, розроблення методу розрахунку втрат за узагальненими параметрами та вдосконалення існуючих методів розрахунку втрат електроенергії для задач планування заходів з їх зменшення.

Монографія розрахована на інженерно-технічних працівників енергопостачальних компаній, а також може бути корисною студентам і аспірантам, котрі спеціалізуються в галузі математичного моделювання та оптимізації втрат електроенергії в розподільних електричних мережах.

УДК 621. 311
ББК 31.280.7

ISBN 978-966-641-329-4

© П. Лежнюк, А. Пислярова, 2009

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень	5
ВСТУП.....	6
1. АНАЛІЗ ЗАСОБІВ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В НИЗЬКОВОЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	8
1.1. Структура втрат електроенергії.....	8
1.2. Задача зниження втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги	10
1.2.1. Інформаційне забезпечення в задачах визначення технічної складової втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги.....	10
1.2.2. Методи розрахунку та оцінки втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги.....	12
1.2.2.1. Загальна характеристика методів розрахунку втрат електроенергії	12
1.2.2.2. Методи оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги	15
1.2.2.3. Засоби зменшення втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги	19
1.3. Використання інтелектуальних технологій для аналізу втрат електроенергії.....	24
2. ОПТИМІЗАЦІЯ МЕТОДУ ОЦІНКИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА УЗАГАЛЬНЮВАЛЬНИМИ ПАРАМЕТРАМИ ЗАСОБАМИ ТЕОРІЇ НЕЧІТКИХ МНОЖИН	30
2.1. Моделювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги за узагальнювальними параметрами.....	30
2.2. Нечітка ідентифікація коефіцієнтів впливних факторів	35
2.2.1. Формалізація впливних факторів у вигляді лінгвістичних змінних	35
2.2.2. Побудова функції належності коефіцієнтів та факторів, від яких вони залежать.....	39
2.2.3. Формування нечіткої бази знань впливних коефіцієнтів	42
2.3. Оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги на базі принципу α -узагальнення.....	48

2.3.1. Основні засади α -рівневого узагальнення.....	48
2.3.2. Визначення похибки розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги розробленим методом за допомогою інтервалів невизначеності.....	51
Висновки до розділу	52
3. РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ ОЦІНКИ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ	53
3.1. Підвищення точності нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів засобами теорії оптимізації	53
3.1.1. Постановка задачі оптимізації нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів	54
3.1.2. Вибір методу для розв'язування задачі оптимізації нечітких баз знань	55
3.1.3. Реалізація генетичного алгоритму в задачах налаштування нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги.....	57
3.1.4. Формування тестової, навчальної та контрольної вибірок на базі даних режимних вимірювань для розв'язання задачі оптимізації баз знань ідентифікації коефіцієнтів	60
3.1.5. Тестовий приклад оптимізації нечіткої бази знань ідентифікації коефіцієнта несиметрії.....	64
3.2. Алгоритмізація визначення втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги.....	66
Висновки до розділу	69
4. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ОЦІНЮВАННЯ ТА АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ НИЗЬКОЇ НАПРУГИ.....	70
4.1. Структура автоматизованої системи	70
4.2. Основні режими роботи автоматизованої системи.....	73
Висновки до розділу	79
ВИСНОВКИ.....	80
ЛІТЕРАТУРА	82

Перелік умовних скорочень

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;

АСДК – автоматизована система диспетчерського керування;

БД – база даних;

ВАТ – відкрите акціонерне товариство;

КЛ – кабельна лінія;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ОРЕ – оптовий ринок електроенергії;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РТ – розподільний трансформатор;

РПН – регулювання під навантаженням;

ТП – трансформаторна підстанція.

ВСТУП

Однією з умов інтеграції України у Європейське співтовариство є ефективне використання енергоресурсів, одним з яких є електроенергія. Саме витрати електроенергії на її транспортування від електростанцій до споживачів в Україні значно перевищують аналогічний показник країн Західної Європи. Особливо це стосується розподільних електричних мереж 0,38 кВ, витрати в яких на сьогодні сягають 30 % в деяких регіонах країни [1–4], що є результатом неефективності заходів їх зменшення.

Основними причинами неефективності заходів зменшення витрат електроенергії на її транспортування в розподільних мережах 0,38 кВ є:

- низький рівень спостережності електричних мереж цього класу напруг, що зумовлює низьку якість вхідної інформації про режимні параметри, та наявність необлікованих споживачів [5–8];
- відсутність методів верифікації вихідної інформації [8–11];
- недосконалість методів розрахунку технологічних витрат електроенергії (далі втрат електроенергії), а саме в частині їх точності, адекватності та можливостей щодо аналізу чутливості втрат в задачах їх зниження [12–21] та ін.

Одним з шляхів підвищення спостережності електричних мереж низької напруги, є впровадження АСКОВЕ [9, 10, 18–37], яку зараз активно впроваджують в мережах більш високих класів напруг. Враховуючи, що кількість споживачів електричних мереж низької напруги на порядок вища, впровадження АСКОВЕ на цей час є неможливе, хоча і потребує завчасної розробки проектної документації.

Вирішення інших двох проблем полягає у розробці нових або вдосконаленні існуючих методів розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах. Значний вклад в розробку методів визначення втрат електроенергії та планування заходів щодо їх зниження в розподільних мережах внесли роботи таких авторів: Ю. С. Железко [12, 14, 15, 38–41], В. М. Казанцева [12, 13], В. Е. Воротницького [5, 12, 47], В. Г. Дерзкого [17, 42–46], О. В. Данилюка [54–58], О. А. Потребича [16, 48–51], В. В. Павловського [52, 53], Ю. В. Щербини [59].

З урахуванням низького рівня спостережності низьковольтних електричних мереж, широкого застосування набула група методів розрахунку втрат електроенергії, в яких вся електрична мережа зводиться до одного елемента – еквівалентного опору. Адекватність та точність даної групи методів підсилюється за рахунок використання коефіцієнтів, за допомогою яких відображається вплив того чи іншого впливового фактора. Значення цих коефіцієнтів зазвичай визначаються за

допомогою статистичної інформації у вигляді їх середніх значень, що значним чином спотворює реальне значення втрат. Недоліком цієї групи методів є також неможливість виявлення окремих ділянок мережі з підвищеним значенням втрат і неможливість розробки заходів з їх зниження засобами аналізу чутливості. Мають вони і надзвичайно важливу перевагу – не потребують проведення додаткових вимірювань режимних параметрів мережі. Таким чином, на цьому етапі розвитку вітчизняної економіки, вирішення проблеми зменшення втрат електроенергії зводиться до вирішення проблеми вдосконалення існуючих або розробки нових методів їх розрахунку.

У зв'язку з тим, що не вдається традиційним математичним апаратом розв'язати вищезазначені задачі деякі закордонні автори [60, 61] звернулися до такого нового математичного апарату як теорія нечітких множин, нейронних мереж та генетичної оптимізації, тобто інтелектуальних технологій, використання яких зараз активно досліджується науковцями електроенергетичної галузі [62–68].

Книга складається з чотирьох розділів.

В *першому розділі* розглядається структура втрат електроенергії, проводиться аналіз процесу зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах низької напруги, а саме впливу рівня спостережності цих мереж та точності методів розрахунку на ефективність планування заходів зі зменшення втрат.

В *другому розділі* наводяться математичні моделі оцінювання втрат електроенергії в низьковольтних мережах за узагальненими параметрами та похибки їх розрахунку з використанням теорії нечітких множин.

В *третьому розділі* наводяться основні принципи розвитку методу розрахунку за узагальненими параметрами за рахунок залучення додаткової вихідної інформації на базі теорії генетичної оптимізації. Також показана алгоритмічна реалізація розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах в умовах невизначеності вихідної з засобів обліку інформації.

В *четвертому розділі* показана автоматизація розрахунку втрат електроенергії в низьковольтних мережах та їх аналізу засобами теорії нечітких множин для задач зменшення втрат.

1. АНАЛІЗ ЗАСОБІВ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Втрати електроенергії в електричних мережах стали одним з важливих показників економічності роботи енергопостачальних компаній, характерним показником технічного стану електромереж, метрологічної відповідності розрахункових засобів вимірювальної техніки, ефективності функціонування енергетичного нагляду та збутової діяльності в електроенергетичній галузі [1–4]. Незадовільний стан електричних мереж, їх невідповідність режимам електроспоживання, а також низький рівень точності приладів обліку призводить до значного зростання втрат електроенергії.

Для вирішення цієї проблеми, згідно з «Енергетичною стратегією України на період до 2030 року», передбачено тільки у 2006–2010 роках ввести в експлуатацію не менше 30 тис. км нових та реконструйованих ліній електропостачання напругою 0,38–150 кВ. Такі масштабні заходи щодо реконструкції розподільних електричних мереж вимагають використання новітніх наукових розробок та технологій. Тому не дивно, що зросла увага вітчизняних науковців до покращення існуючого математичного апарату в задачах розрахунку, оцінювання, аналізу та зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах [56, 58, 69–71].

Враховуючи велику кількість проблем, які розв'язуються в задачах зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, постала першочергова необхідність у створенні комплексної системи заходів з зменшення втрат електроенергії з урахуванням особливостей вітчизняної економіки. В цьому розділі аналізуються основні етапи розв'язку задач зменшення втрат електроенергії в розподільних електричних мережах та різні підходи, щодо вирішення проблем кожного з цих етапів, а також обґрунтовуються та аргументуються задачі наукового дослідження.

1.1. Структура втрат електроенергії

При аналізі втрат електроенергії прийнято класифікувати їх за такими двома критеріями, як клас напруги електричної мережі та причини їх виникнення [6, 12–14, 72].

За першим критерієм розрізняють:

1. Втрати електроенергії в магістральних мережах 750–220 кВ.
2. Втрати електроенергії в замкнених мережах 110–150 кВ.

3. Втрати електроенергії в розімкнених (радіальних) мережах 150–35 кВ.
4. Втрати електроенергії в розподільних мережах 10(6) кВ.
5. Втрати електроенергії в мережах 0,38 кВ.

За критерієм причин виникнення втрати електроенергії поділяються на технологічні та комерційні втрати.

Технологічні втрати електроенергії в електричних мережах – це кількість електроенергії, яка дорівнює сумі втрат електроенергії в елементах електричних мереж, що виникають в них під час передачі електроенергії, витрат електроенергії на власні потреби підстанцій і розподільчих пунктів, витрати електроенергії на плавлення ожеледі та втрати, що виникають як результат недосконалості обліку електроенергії технічними засобами [72]. Тобто, технологічні втрати електроенергії складаються з технічних, витрат на власні потреби та втрат, обумовлених недообліком електроенергії.

Технічні втрати в свою чергу складаються з навантажувальних та втрат холостого ходу. Навантажувальні втрати – це частина втрат, яка залежить від навантаження кожного елемента мережі, тому носить змінний характер як і навантаження. Більшість методів розрахунку втрат визначають саме цю складову. Втрати холостого ходу – це відносно постійні втрати електроенергії, до яких відносяться втрати холостого ходу електрообладнання (втрати в магнітопроводах та в ізоляції) та втрати на корону (для мереж 220–750 кВ).

Втрати на власні потреби підстанцій для розподільних електричних мереж – це витрати електроенергії на охолодження та обігрів силового обладнання та приміщень ПС-110(150) кВ, освітлення приміщень, та територій та ін.

Втрати електроенергії від недообліку електроенергії зумовлені недосконалістю системи обліку [15], похибкою трансформаторів струму (ТС) та напруги (ТН), приладів обліку, що використовуються.

Комерційні втрати електроенергії – це втрати електроенергії, які обумовлені неоплаченою часткою відпущеної електроенергії та втратами, які пов'язані з нерівномірністю оплати за спожиту електроенергію. Особливістю цієї складової втрат електроенергії є те, що їх не можливо виміряти, а можна тільки визначити з балансу електроенергії

$$\Delta W_{\text{ком}} = W_{\text{пост}} - W_{\text{відп}} - \Delta W_{\text{техн}},$$

де $W_{\text{пост}}$ – сумарна кількість електроенергії, що надійшла в електричну мережу; $W_{\text{відп}}$ – корисний відпуск електроенергії; $\Delta W_{\text{техн}}$ – технологічні втрати електроенергії.

Таким чином значення похибки визначення $\Delta W_{\text{ком}}$ залежить не тільки від похибки вимірювання $W_{\text{вдп}}$ та $W_{\text{пост}}$, об'єму несанкціоновано спожитої електроенергії, але також і від похибки розрахунку $\Delta W_{\text{техн}}$.

Структура втрат електроенергії в розподільних мережах матиме такий вигляд (рис. 1.2).



Рис. 1.1. Структура втрат у розподільних мережах

Як відомо, вирішення проблеми зменшення втрат електроенергії складається з шести етапів: збір необхідної інформації, розрахунок втрат як показника роботи енергопостачальної компанії та перевірка достовірності цих розрахунків, вияв місць з підвищеним значенням втрат електроенергії, вибір ефективних заходів щодо їх зниження та проведення ретроспективного аналізу роботи енергосистем, щодо ефективності впроваджуваних ними заходів, прогнозування втрат в енергосистемі [12].

1.2. Задача зниження втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги

1.2.1. Інформаційне забезпечення в задачах визначення технічної складової втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги.

Як зазначалося в п. 1.1. втрати електроенергії в розподільних електричних мережах складаються з технологічних та комерційних. Методи розрахунку або оцінки втрат електроенергії передбачають визначення технологічної складової, а саме всіх її частин. Комерційна складова визначається як різниця між фактичним і технологічними

втратами електроенергії [72]. Точне визначення всіх складових втрат є запорукою точного збалансування режиму.

Кожний з методів розрахунку втрат електроенергії передбачає використання певного об'єму інформації про режим та обладнання електричних мереж [6]. За таких умов, збір необхідної достовірної інформації для моделювання електричного режиму та визначення в подальшому втрат електроенергії є одним з визначальних етапів вирішення проблеми їх зменшення, тому не дивно, що саме через недосконалість систем обліку електроенергії (похибка обліку складає 10–15 % [40]), яка споживається, майже всі енергопостачальні компанії України довгий час були збитковими підприємствами [1–4]. Через це питання достовірності інформації про режим електричних мереж є досить актуальним не тільки в задачах оптимального керування, але і в задачах встановлення реального тарифу за спожиту електроенергію [17, 51] та, в подальшому, в задачах вибору оптимальних засобів зменшення втрат електроенергії.

Всю інформацію про режим мережі можна умовно розділити на детерміновану та вірогідну [12]. Детермінована інформація – це паспортні дані обладнання, кількість генеруючого обладнання та ЛЕП, довжина ЛЕП. Під вірогідною інформацією розуміють дані про режимні параметри мережі. Наприклад, навантаження споживачів, потужність генерування, значення напруги у вузлах.

В залежності від ступеня повноти та достовірності отриманої інформації будується з відповідною точністю модель електричних мереж та використовується відповідний метод розрахунку режиму електричної мережі. Якість цієї інформації визначається за такими класичними критеріями як інформаційна і методична похибки.

Для низьковольтних електричних мереж, тобто мереж побутових споживачів, яких на прикладі тільки Вінницької області біля 800 тисяч, гострою є проблема надходження повної і достовірної інформації для розрахунків втрат електроенергії [18–21, 39, 73]. Ця проблема вирішується енергопостачальними компаніями поступовою заміною всіх електромагнітних лічильників на електронні, які мають більший клас точності, деякі з них можуть передавати дані про графік споживання електроенергії засобами вбудованого модему [9].

Створення АСКОВЕ для цього класу напруги є надто капіталомістким заходом для енергопостачальних компаній і може бути виконаний лише як окремий рівень для вирішення задач обліку електроенергії, яка відпускається споживачу та подальшого розрахунку втрат електроенергії в межах вирішення задачі точного обліку електроенергії. В роботі [9] пропонується встановлювати електронні лічильники з вбудованим модемом для функціонування АСКОВЕ за рахунок споживачів.

1.2.2. Методи розрахунку та оцінки втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги

1.2.2.1. Загальна характеристика методів розрахунку втрат електроенергії. За наявності інформації про навантаження у вітках, яка надходить в обчислювальний центр від системи телевимірювання, задача розрахунку втрат електроенергії зводиться до сумування втрат потужності в кожному з розрахованих режимів. Відомо, що засобами телевимірювання в наш час оснащені навіть не всі транзитні мережі 110 кВ. Тому для розподільних мереж 110 кВ та нижче задача розрахунку втрат електроенергії за період T базується на розрахунку втрат потужності для обмеженої кількості режимів. В цьому випадку втрати потужності перемножують на визначені тим або іншим способом інтегруючі множники, чисельні значення яких розраховуються на базі даних про графіки навантаження.

З використанням даних телевимірювання проводяться оперативні розрахунки, а з використанням інтегруючих множників – аналітичні. В окрему групу виділяються розрахунки втрат за узагальненими параметрами – оціночні розрахунки. Структура розрахунків втрат електроенергії наведена на рис. 1.2.



Рис. 1.2. Структура розрахунку втрат електроенергії

В подальшому мова піде про характеристику аналітичних та оціночних розрахунків втрат електроенергії та засоби підвищення точності оціночних розрахунків втрат в розподільних низьковольтних мережах.

Оціночні методи розрахунку використовують під час розв'язку задач пов'язаних з прогнозуванням, нормуванням, а також з визначенням фактичних втрат в низьковольтних електричних мережах, де спожита електроенергія кожним споживачем визначається за сплаченими рахунками, тобто існує невизначеність вихідної інформації.

Нормування – це процедура встановлення для розрахункового періоду нормального за економічними критеріями рівня втрат, значення якого визначають на базі розрахунків втрат, аналізуючи можливості зниження в запланованому періоді. Узагальнені показники, які використовуються в оціночних моделях нормативу втрат електроенергії, повинні базуватися на офіційних звітних даних за минулий розрахунковий період. Методи прогнозування втрат електроенергії за змістом не відрізняються від методів нормування. Відмінністю цих розрахунків є подальше використання їх результатів.

В окрему групу можна виділити оцінювання фактичних втрат електроенергії в розподільних мережах низької напруги. Метою цих розрахунків є визначення місць з підвищеним значенням втрат та складання попередніх балансів електроенергії. Враховуючи спірність питання, щодо тих складових технологічних втрат електроенергії, які необхідно включати до складу нормативних втрат електроенергії, в подальшому мова піде лише про розв'язання задач оцінювання прогнозованих та фактичних втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах.

В залежності від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків навантажувальних втрат можуть використовуватись такі методи [6, 14, 15]:

1. Методи поелементних розрахунків, які використовують формулу

$$\Delta W_n = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^n I_{ij}^2, \quad (1.1)$$

де k – кількість елементів мережі; Δt – інтервал часу між послідовними вимірюваннями навантаження елементів; T – звітний період часу; $n = T/\Delta t$ – кількість інтервалів; I_{ij} – середнє значення струму i -го елемента з опором R_i на j -му інтервалі часу.

2. Методи характерних режимів, які використовують формулу

$$\Delta W_n = \sum_{j=1}^l \Delta P_j t_j, \quad (1.2)$$

де ΔP_j – навантажувальні втрати потужності в мережі в j -му режимі тривалістю t_j годин; l – кількість режимів.

3. Методи характерних діб, які використовують формулу

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^l \cdot D_{eki}, \quad (1.3)$$

де m – кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожен з яких, обчислені за відомими графіками у вузлах мережі, складають ΔW_{ni}^l ; D_{eki} – еквівалентна тривалість в рік i -го характерного графіка (кількість діб).

4. Методи, в яких використовують кількість годин найбільших втрат τ ;

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \tau, \quad (1.4)$$

де ΔP_{\max} – втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі; τ – кількість годин найбільших втрат електроенергії.

5. Методи середніх навантажень, які використовують формулу

$$\Delta W_n = \Delta P_{\text{cp}} k_{\phi}^2 T, \quad (1.5)$$

де ΔP_{cp} – втрати потужності в мережі при середніх навантаженнях вузлів (або мережі в цілому) за час T ; k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка потужності або струму.

6. Статистичні методи, що використовують регресійні залежності втрат електроенергії від узагальнених характеристик схем і режимів електричних мереж.

Методи 1–5 передбачають проведення електричних розрахунків мережі при заданих значеннях параметрів схеми і навантажень. Ці методи називають схемотехнічними.

Статистичні методи не передбачають електричного розрахунку мережі. При їх використанні втрати електроенергії обчислюють на підставі стійких статистичних залежностей втрат від узагальнених параметрів мережі, наприклад, сумарного навантаження, сумарної довжини ліній, кількості підстанцій тощо. Самі ж залежності отримують на підставі статистичної обробки певної кількості схемотехнічних розрахунків, для кожного з яких відомі розраховане значення втрат і значення чинників, зв'язок з якими встановлюється [52, 74].

Статистичні методи використовують для оцінки сумарних втрат в мережі. Вони не дозволяють визначити конкретні заходи зі зниження втрат. Вони використовуються при розрахунках і аналізі втрат в ме-

режах, де ще не впроваджена автоматизована система керування цими мережами, відсутня база даних про їх схеми і не організоване періодичне поповнення даних про навантаження мереж. На сьогодні це мережі 0,38 кВ. Статистичні методи використовуються також для нормування (планування) втрат електроенергії на звітний період [72].

В умовах поступового впровадження АСКОЕ в мережах 35–110 кВ почало більше приділятися уваги адаптації існуючих методів розрахунку втрат електроенергії під нове інформаційне середовище [53, 75–77]. Тому подальший розвиток цього напрямку полягає у адаптації існуючих методів розрахунку, а саме методу поелементних розрахунків втрат електроенергії до БД АСКОЕ, тобто створення цілої системи, в якій буде збиратися інформація про поточний режим, перевірятися її достовірність, проводитися розрахунок втрат електроенергії та їх аналіз, визначатися заходи щодо їх зниження та, в подальшому, навіть проводитися автоматичне керування даними режимами [21–23, 27, 78].

1.2.2.2. Методи оцінювання втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги. Саме для електричних мереж низької напруги характерна велика кількість комутаційних перемикань, велика густина та протяжність ліній, що з'єднують споживачів. Тому закономірно, що інформація про режимні параметри цих мереж найменш повна і достовірна.

Зазвичай для оцінки втрат електроенергії в мережах цього класу напруг використовують дві групи методів: група методів оцінювання втрат електроенергії за схемними параметрами мережі та відпуском електроенергії в головну ділянку фідера; метод оцінювання втрат електроенергії по втратам напруги та метод за сумарною довжиною ліній [13, 39, 44]. Існують також і інші методи оцінювання, але використання їх на практиці не поширено. Крім того, класифікацію методів оцінювання можна виконувати за територіальними ознаками: методи оцінювання втрат в міських мережах, та методи оцінювання втрат в мережах сільських територій [13].

Методи оцінювання втрат електроенергії за узагальненими параметрами (за сумарною довжиною ліній) [38, 39]. Цей метод розрахунку базується на використанні різного роду коефіцієнтів, які відображають вплив режимних та схемних факторів на втрати електроенергії.

$$\Delta W = \frac{W^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot k_{\Phi}^2}{24 \cdot D \cdot U^2} \cdot R_{\text{ж}}, \quad (1.6)$$

де W – електроенергія відпущена в лінію за D днів; $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності; k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка навантаження; U – напруга, кВ; $R_{\text{ек}}$ – еквівалентний опір лінії, Ом.

Враховуючи обмеженість вихідної інформації, ця математична модель з урахуванням впливу основних факторів, певних припущень ($R_{\text{ек}} = 32,25 \cdot L \cdot k_L / F$) та однаковості середньої густини струму на головних ділянках ліній різних перерізів трансформується в

$$\Delta W_{0,4} = 9,3 \cdot k_L \cdot k_{\text{від}} \cdot k_N \cdot k_{\text{нес}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_{\Sigma}^2} \cdot \frac{W_{0,4}^2}{D}, \quad (1.7)$$

де k_L – коефіцієнт, який враховує вплив на втрати розподілення навантаження вздовж лінії та знаходиться в діапазоні 0,33 – 0,5;

$k_{\text{від}}$ – коефіцієнт, який враховує зменшення втрат за умови існування відгалужень, густина струму в яких менша за густину в голові фідера $k_{\text{від}} = 1 - k_{\text{розг}} \cdot (1 - k_j^2)$, де $k_{\text{розг}} = L_0 / L_{\Sigma}$ та $k_j = j_0 / j_M$. З урахуванням того, що середнє значення $k_j = 0,05$, можна записати $k_{\text{від}} = 1 - 0,95 \cdot k_{\text{розг}}$;

k_N – коефіцієнт, який враховує відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній і може розраховуватися як

$$k_N = 1 + \gamma_j^2, \quad (1.8)$$

де γ_j – розкид значень густини струму на головних ділянках різних ліній. При $\gamma_j = 0,2 \dots 0,4$ значення k_N знаходиться в діапазоні 1,04...1,16;

$k_{\text{нес}}$ – коефіцієнт збільшення втрат в лінії з несиметричним навантаженням по фазах мережі. Враховуючи те, що значення струмів в фазах отримати важко, то за умови відносного відхилення струмів фаз від їх середнього значення 0,3...0,5 коефіцієнт $k_{\text{нес}} = 1,15 \dots 1,55$ для ліній з розподіленим навантаженням, а для ліній з концентрованим навантаженням $k_{\text{нес}} = 1,05 \dots 1,1$. З урахуванням вищевказаного за відомої частки розподілених навантажень d_p можна записати $k_L = 1 - 0,63 \cdot d_p$, $k_{\text{нес}} = 1,05 + 0,3 \cdot d_p$;

k_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка навантаження: $k_{\phi}^2 = (1 + 2 \cdot k_3) / 3 \cdot k_3$; k_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження (відносна кількість годин максимального навантаження).

Дещо інший та більш практичний підхід визначення фактичних втрат активної та реактивної енергії для населення та промисловості

запропоновано в [44]. Проілюструємо один з випадків, коли нерозгалужені лінії з рівномірно розподіленим вздовж лінії навантаженням для населення:

– втрати активної енергії

$$\Delta E_M = 1,78 \cdot k_{\phi(M)}^2 \cdot \frac{E_M^2 \cdot k_{e(M)} + W_M^2 \cdot k_{w(M)}}{(\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot N_M)^2 \cdot T} \cdot r_M \cdot l_M, \quad (1.9)$$

де $k_{\phi(M)}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження міських абонентів, в. о.; E_M – загальний корисний відпуск активної електроенергії міським абонентам, тис. кВт·год; $k_{e(M)}$, $k_{w(M)}$ – коефіцієнти нелінійності втрат, в. о.; W_M – загальний корисний відпуск реактивної електроенергії міському населенню, квар·год; N_M – загальна кількість міських ліній, шт.; r_M – активний опір міської лінії, Ом/км;

Значення 1,78 відповідає добутку коефіцієнтів несиметрії $k_{нес}$, якості електроенергії $k_{як}$, спрацювання обладнання $k_{спр}$

$$k_{нас} = k_{нес} \cdot k_{як} \cdot k_{спр}.$$

– втрати реактивної енергії

$$\Delta W_M = 1,78 \cdot k_{\phi(M)}^2 \cdot \frac{E_M^2 \cdot k_{e(M)} + W_M^2 \cdot k_{w(M)}}{(\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot N_M)^2 \cdot T} \cdot x_M \cdot l_M, \quad (1.10)$$

де x_M – реактивний опір міської лінії, Ом/км.

У випадку промислового споживача $k_{нас} = 1,78$ змінюється на $k_{пром} = 1,38$.

Метод оцінювання втрат електроенергії за втратами напруги в лінії. Для розрахунку втрат електроенергії в міських мережах широкого застосування набув метод, який базується на вимірюванні втрат напруги до найбільш електрично-віддаленої від ТП точки мережі (так званий «метод $K_{м/н}$ ») [13]. Суть його полягає у визначенні відносних втрат потужності за найбільшими втратами напруги в електричних мережах з наступним визначенням втрат потужності за виразом:

$$\Delta P = K_{м/н} \cdot \Delta U,$$

де $K_{м/н} = \frac{\Delta P, \%}{\Delta U, \%} = \frac{1 + \operatorname{tg} \varphi}{1 + \xi \cdot \operatorname{tg} \varphi}$ – відношення відносних втрат потужності до відносних втрат напруги.

Відносні втрати напруги

$$\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100.$$

З причини того, що цей метод не враховує значення навантажень в електричних мережах (похибка до 31 %), конфігурацію мережі (похибка до 26,5 %) та несиметричність навантаження по фазах (похибка до 54 %), було запропоновано використовувати таку формулу [12]:

$$k_{M/H} = \left(1 + \frac{F_{\Phi}}{2 \cdot F_N} \cdot k_N\right) \cdot k_{\text{нес}} \cdot k_s,$$

де k_N , $k_{\text{нес}}$ – коефіцієнти, які враховують відповідно несиметрію струму по фазах та втрати потужності в нульовому проводі, які також визначаються з таблиць; k_s – коефіцієнт, який залежить від конфігурації схеми лінії та кількості навантажень на магістральній лінії.

В [39] для визначення втрат запропоновано використовувати таку математичну модель визначення втрат електроенергії за значенням втрат напруги:

$$\Delta W = \frac{\Delta U \%}{100} \cdot W \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3} \cdot \frac{k_{M/H} \cdot k_{\text{нес}}}{k_{\text{віт}}}.$$

Для спрощення розрахунку втрат за цим методом вимірювання напруг виконується для випадкової вибірки та розповсюджується на всю генеральну сукупність досліджуваного району або міста.

Методика визначення втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах, яка наведена в [45], базується на виразах (1.11) та (1.12) з урахуванням того, що визначаються нормативні значення, тому коефіцієнти якості електроенергії, спрацювання обладнання та коефіцієнт несиметрії не представлені в цих математичних моделях.

Розрахунок нормативних змінних втрат електроенергії за *узагальненими параметрами (визначення еквівалентного опору в задачах складання балансу електроенергії)*, відповідно до [72] виконується за таким алгоритмом.

Перший крок. Визначаються граничні значення перетинів проводів та навантажень ліній:

– F_{max} дорівнює 50 для ПЛ та 95 для КЛ 0,38 кВ;

– F_{min} дорівнює 35 для ПЛ та 50 для КЛ 0,38 кВ;

– $S_{\text{ПЛmax}}$ та $S_{\text{КЛmax}}$ дорівнює потужності навантаження умовних ПЛ

та КЛ $\bar{S}_{\text{ПЛ}}$ та $\bar{S}_{\text{КЛ}}$;

– $S_{\text{ПЛmin}}$ дорівнює: $0,1\bar{S}_{\text{ПЛ}}$ при довжині більше за 0,5 км, $0,3\bar{S}_{\text{ПЛ}}$ при довжині менше або дорівнює 0,5 км. $S_{\text{КЛmin}}$ дорівнює: $0,3\bar{S}_{\text{КЛ}}$ при довжині більше за 0,5 км, $0,6\bar{S}_{\text{КЛ}}$ при довжині менше або дорівнює 0,5 км.

Другий крок. Визначається еквівалентний опір ПЛ і КЛ

$$R_e = 1,33 \cdot \frac{\rho_{\text{AL}} \cdot k_{\text{Cu}}}{S_{\text{Л}}^2} \cdot \int_0^{L_{\text{Л}}} \frac{S^2(x)}{F(x)} dx,$$

де $S(x) = S_{\text{max}} - \frac{S_{\text{max}} - S_{\text{min}}}{L_{\text{Л}}} \cdot x^2$ та $F(x) = F_{\text{max}} - \frac{F_{\text{max}} - F_{\text{min}}}{L_{\text{Л}}^2} \cdot x^2$.

Третій крок. Розраховуються еквівалентні опори всіх ПЛ і всіх КЛ

$$R_{\text{ЕПЛ0,38}} = \frac{R_e}{n_{\text{ПЛ0,38}}},$$

$$R_{\text{ЕКЛ0,38}} = \frac{R_e}{n_{\text{КЛ0,38}}}.$$

Четвертий крок. Визначається еквівалентний опір електричних мереж напругою 0,38 кВ

$$R_{\text{Е0,38}} = \frac{R_{\text{ЕПЛ0,38}} \cdot S_{\Sigma\text{ПЛ0,38}}^2 + R_{\text{ЕКЛ0,38}} \cdot S_{\Sigma\text{КЛ0,38}}^2}{(S_{\Sigma\text{ПЛ0,38}} + S_{\Sigma\text{КЛ0,38}})},$$

де $S_{\Sigma\text{ПЛ0,38}}$, $S_{\Sigma\text{КЛ0,38}}$ – математичні сподівання величин сумарних потужностей навантаження, приєднаних відповідно до ПЛ і КЛ. Математичні моделі визначення даних величин є доволі громіздкими, тому нижче не наводяться.

Підсумовуючи вищенаведений аналіз існуючих методів визначення втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах, можна відзначити той факт, що всі вони базуються на статистичній інформації та великій кількості допущень та спрощень [72], чим і обумовлена їх велика похибка.

1.2.2.3. Засоби зменшення втрат електроенергії в електричних мережах низької напруги. Галузева інструкція [6] ділить всі заходи щодо зниження втрат (ЗЗВ) електроенергії на три групи:

– організаційні, до яких відносяться заходи з вдосконалення експлуатаційного обслуговування електричних мереж і оптимізації їхніх схем і режимів (беззатратні заходи щодо зниження втрат електроенергії);

– технічні, до яких відносяться заходи з реконструкції, модернізації і будівництва мереж (заходи, що вимагають додаткових капіталовкладень);

– заходи з вдосконалення обліку електроенергії, що можуть бути як практичні беззатратні, так і ті, що вимагають додаткових витрат (при організації нових точок обліку). Ці заходи не знижують фізичних існуючих витрат, однак вони упорядковують облік, уточнюють вихідну інформацію, роблячи більш ефективними організаційні і технічні ЗЗВ, і в ряді випадків знижують комерційні втрати, що призводить до зниження звітних витрат.

Компенсація реактивної потужності (збільшення $\cos \varphi$) відноситься до найважливіших заходів щодо зменшення витрат у розподільних мережах [84].

Після установки наприкінці лінії в споживача компенсуючих пристроїв лінія розвантажується по реактивній потужності, збільшується $\cos \varphi$ і зменшуються втрати в лінії. Компенсація реактивної потужності відбувається не тільки за рахунок безпосередньої установки батарей конденсаторів (БК) або синхронних компенсаторів, але і за рахунок завантаження працюючих асинхронних та синхронних двигунів. Однією з основних задач, яка потребує вирішення на даному етапі розвитку цього напрямку є визначення оптимальних законів автоматичного керування засобами компенсації реактивної потужності та визначення оптимальних місць установки компенсуючих пристроїв [80, 81].

Регулювання добового графіка навантаження і зниження піків у години максимуму енергосистеми також дозволяють знизити втрати електроенергії. Регулювання добових графіків навантаження може здійснюватися декількома способами. У першу чергу необхідно вирівнювати графік за рахунок перекладу найбільш енергоємного устаткування, що працює періодично, з годин максимуму на інші години доби. Зниження навантаження може досягатися шляхом розосередження за часом пусків великих електроспоживачів.

Оптимізація режимів мережі по напрузі, реактивній потужності, використовується в розподільних мережах з урахуванням специфіки їхньої роботи [6, 7, 74, 82, 83]. При цьому в розподільних мережах, у яких немає джерел активної потужності, не потрібно узгодження з оптимізаційним розрахунком по активній потужності.

Як відомо, у центрах живлення (ЦЖ) мереж 6–10 і 35 кВ широко використовується регулювання напруги. Основною задачею регулювання напруги в ЦЖ є забезпечення припустимих відхилень напруги у електроспоживачів, приєднаних до мереж 6–10 кВ і нижче. При цьому, як правило, вдається одночасно знизити втрати електроенергії в

Шановний читачу!

Умови придбання надрукованих примірників монографії наведені на сайті видавництва <http://publish.vntu.edu.ua/get/?isbn=978-966-641-329-4>

Уважаемый читатель!

Условия приобретения печатных экземпляров монографии приведены на сайте издательства <http://publish.vntu.edu.ua/get/?isbn=978-966-641-329-4>

Dear reader!

You may order this monograph at the Web page <http://publish.vntu.edu.ua/get/?isbn=978-966-641-329-4>

Наукове видання

**Лежнюк Петро Дем'янович
Писклярова Анна Валеріївна**

**ОЦІНЮВАННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
В НИЗЬКОВОЛЬТНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ
ЗАСОБАМИ НЕЧІТКОЇ ЛОГІКИ**

Монографія

Редактор С. Малішевська
Оригінал-макет підготовлено А. Пискляровою

Підписано до друку 17.11.2009 р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. др. арк. 5,43.
Наклад 100 прим. Зам № 2009-111.

Вінницький національний технічний університет.
комп'ютерний інформаційно-видавничий центр.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-85-32.

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

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті,
в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-81-59.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.