

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Рудюк Ілля Юрійович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Способи покращання показників якості електричної енергії сільських
розподільчих мереж 0,4 кВ
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня магістр

кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Рудюк І.Ю.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Сукманюк Олена Миколаївна

(прізвище, ім'я, по батькові)

к.і.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології

(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2020

АНОТАЦІЯ

Рудюк І. Ю. Способи покращання показників якості електричної енергії сільських розподільчих мереж 0,4 кВ. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня магістра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2020.

Робота присвячена проблемі вдосконалення методики та аналізу покращення показників якості електроенергії за рахунок зменшення втрат в сільських електричних передавальних мережах.

У роботі проведений аналіз втрат електроенергії та намічені шляхи по їх зниженню.

Ключові слова: система електропостачання, втрати електроенергії, лінії електропостачання, якість електроенергії.

ABSTRACT

Rudyuk I. Yu. Methods of improvement of indexes of quality of electric energy of rural distributive networks of 0,4 кВ. Qualifying work on the receipt of educational master's degree after speciality 141 is Electroenergy, electrical engineering and electromechanics is the Polesye national university, Zhytomyr, 2020. Work is sanctified to the problem of perfection of methodology and analysis of improvement of indexes of quality of electric power due to reduction of losses in rural electric transmission networks. In-process the conducted analysis of losses of electric power and set ways are on their decline.

Keywords: system of power supply, loss of electric power, line of power supply, quality of electric power.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ НАВАНТАЖУВАЛЬНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	6
1.1. Навантажувальні втрати в лініях і трансформаторах	6
1.1.1. Втрати потужності	6
1.1.2. Втрати електроенергії	8
1.1.3. Характеристики графіків навантаження	10
1.1.4. Розрахунок втрат у мережах 0,4 кВ	12
1.2. Навантажувальні втрати в устаткуванні підстанцій	14
1.2.1. Втрати в трансформаторах струму	14
1.2.2. Втрати у високочастотних загороджувачах зв'язку	16
1.2.3. Втрати в струмообмежуючих реакторах	18
Висновки по розділу 1	19
РОЗДІЛ 2. МЕТОДИКИ ОЦІНКИ ВТРАТ ХОЛОСТОГО ХОДУ	20
2.1. Втрати холостого ходу в силовому трансформаторі та компенсуючих пристроях.	20
2.2. Втрати в трансформаторах напруги, лічильниках прямого включення й пристроях приєднання ВЧ-зв'язку	22
2.3. Втрати в ізоляції кабельних ліній	24
Висновки по розділу 2	26
РОЗДІЛ 3. ОСОБЛИВОСТІ МЕТОДИКИ ОЦІНКИ КЛІМАТИЧНИХ ВТРАТ	27
3.1. Втрати на корону	29
3.2. Втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній	31
Висновки по розділу 3	36
ВИСНОВКИ	37
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	39

ВСТУП

Електрична енергія є єдиним видом продукції, для переміщення якого від місць виробництва до місць споживання не використовуються інші ресурси. Для цього витрачається частина самої переданої електроенергії, тому її втрати неминучі [1]. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах до економічно обґрунтованого рівня – один з важливих напрямків енергозбереження та підвищення якості електроенергії.

У зв'язку з розвитком ринкових відносин у країні значимість проблеми втрат електроенергії істотно зросла. Вартість втрат є однією зі складових тарифу на електроенергію. У цій ситуації регулювання тарифів покладається на державні регулювальні органи. Енергопостачальні організації повинні обґрунтовувати рівень втрат електроенергії, який вони вважають за доцільне включити в тариф, а енергетичні комісії – аналізувати ці обґрунтування й приймати або коректувати їх.

Розробка методів розрахунку, аналізу втрат електроенергії й вибору економічно обґрунтованих заходів щодо їхнього зниження ведеться вже більше 30 років. Останнім часом особлива увага приділяється розробці методики нормування втрат [3].

У даній роботі розглянута проблема розрахунку, аналізу і нормування втрат електроенергії із сучасних позицій та оцінки економії електроенергії від заходів які впроваджуються в “Житомиробленерго”. У роботі викладені теоретичні положення розрахунків, та досвід практичних розрахунків.

Поділ втрат на складові може проводитися за різними критеріями [1]: характером втрат (постійні, змінні), класам напруги, групам елементів, виробничим надходженнями т. д. Виходячи із цього критерію фактичні втрати можуть бути розділені на чотирискладові [1,3]:

- 1) Технічні втрати електроенергії.
- 2) втрати електроенергії на власні потреби підстанцій..
- 3) втрати електроенергії, обумовлені інструментальними погрішностями її виміру (інструментальні втрати).

4) комерційні втрати.

Тому підвищення якості електричної енергії сільських мереж за рахунок зниження технічних втрат електроенергії визначає **актуальність теми дослідження**.

Об'єктом дослідження є заходи і засоби зниження технічних втрат електроенергії.

Мета дослідження - розібратися в причинах виникнення технічних в мережах низької напруги, розглянути її вплив на показники якості електроенергії.

Предмет дослідження: в процесі виконання роботи провести дослідження втрат в трифазних мережах і зробити вибір оптимальних методів їх зниження.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

1. Гончаренко Ю.П., Баранівська О.Ю., Рудюк І.Ю. **НЕСИМЕТРИЧНІ РЕЖИМИ РОБОТИ СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 0,4-10(6) кВ.**

IV МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 2. С. . «Біоенергетичні системи». 29 травня 2020 Житомир, Україна.

2. Гончаренко Ю.П., Баранівська О.Ю., Рудюк І.Ю.В. **КЛАСИФІКАЦІЯ СПОСОБІВ І ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ЗНИЖЕННЯ НЕСИМЕТРІЇ СТРУМІВ І НАПРУГ СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 0,4-10(6) кВ.**

IV МІЖНАРОДНА НАУКОВО-ПРАКТИЧНА КОНФЕРЕНЦІЯ МАТЕРІАЛИ. ЧАСТИНА 2. С. . «Біоенергетичні системи». 29 травня 2020 Житомир, Україна.

3.Рудюк І.Ю. **МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ СІЛЬСЬКИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 0,4 кВ.**

Студентські читання – 2020: Матеріали науково-практичної конференції факультету інженерії та енергетики «Студентські читання –

2020». 26 жовтня 2020 р. Житомир: Поліський національний університет,
2020.- 400 с.

РОЗДІЛ 1

МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕННЯ ТА АНАЛІЗ НАВАНТАЖУВАЛЬНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

У структурі втрат по елементах систем електропостачання основна частина втрат приходить на лінії електропередачі (в окремих випадках до 65% [3]). Втрати в трансформаторах складають близько 30 % сумарних втрат у мережі даної ступені напруги, причому біля половини з них – втрати в сталі. Втрати в інших елементах мережі (у реакторах, компенсуючих пристроях, вимірювальних приладах, трансформаторів струму і напруги) незначні і можуть бути оцінені в межах 3–5 % сумарних втрат[1,3]. Втрати включають також електроенергію, що витрачається на власні потреби підстанцій. Приблизно 1/4 загальних втрат складають втрати, що практично не залежать від навантаження, так звані умовно-постійні, і 3/4 – умовно-змінні[2].

Загальну структуру втрат електроенергії показано на рис. 1.1[1,4].

1.1. Навантажувальні втрати в лініях і трансформаторах

В залежності від наявності інформації та структури балансу електроспоживання електроенергії, навантажувальні втрати можна розглядати як втрати потужності, або як загальні страти електроенергії [2,3]

1.1.1. Втрати потужності

Навантажувальні втрати активної потужності в елементі мережі із опором R при напрузі U визначають за формулою [1]:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R, \quad (1.1)$$

де P і Q - активна й реактивна потужності.

У більшості випадків значення P и Q на елементах мережі невідомі. Як правило, відомі навантаження у вузлах мережі (на підстанціях). Метою електричного розрахунку (розрахунку сталого режиму -СР) у будь-якій мережі

є визначення значень P і Q у кожній гілці мережі за даними їхніх значень у вузлах. Після цього визначення сумарних втрат потужності в мережі являє

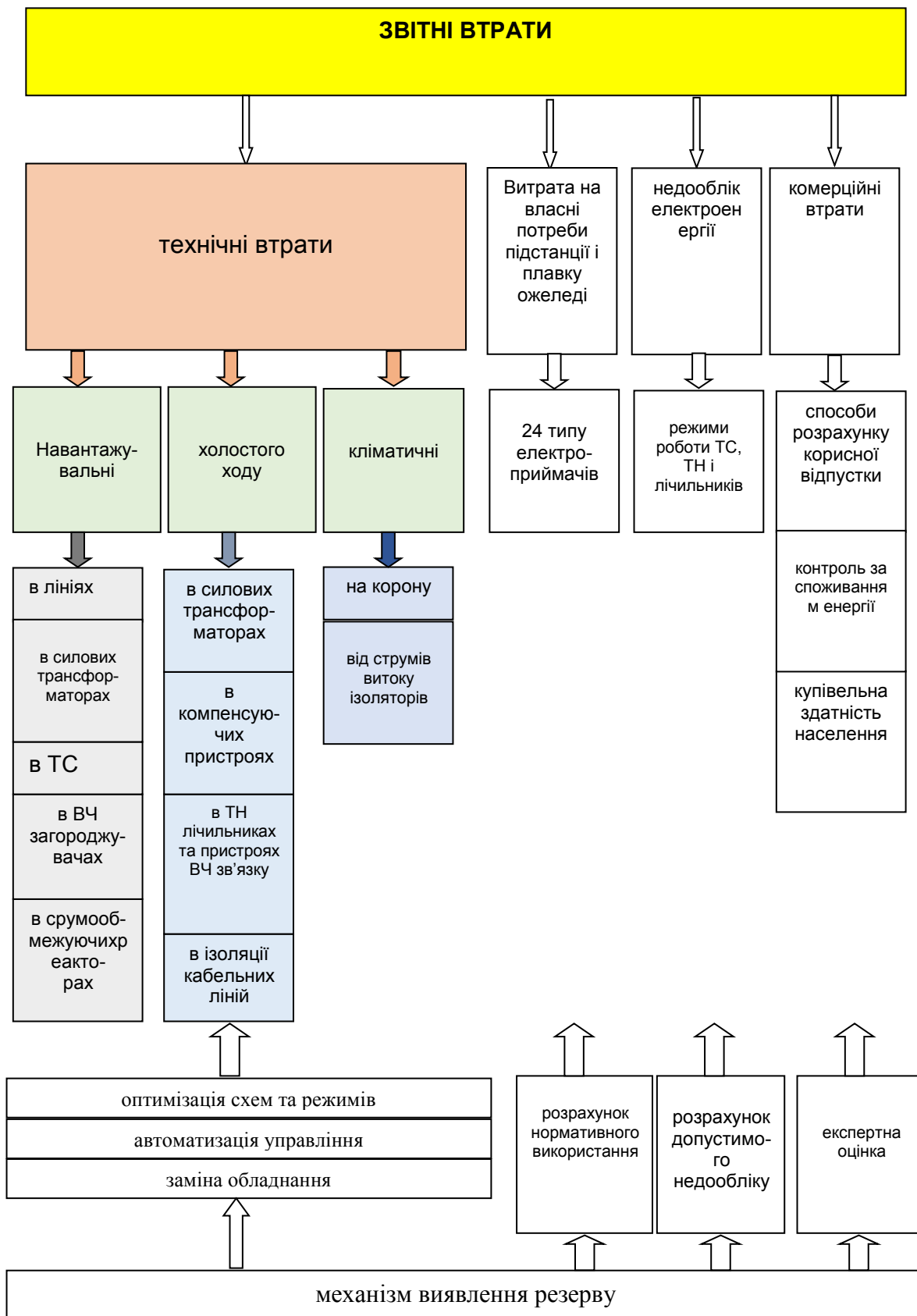


Рисунок 1.1. Загальна структура втрат електроенергії

собою просте завдання підсумовування значень, розрахованих за формулою (1.1)

Обсяг і характер вихідних даних про схеми й навантаження істотно розрізняються для мереж різних класів напруги.

Для мереж 35 кВ і вище як правило відомі значення P і Q в вузлах навантаження. У результаті розрахунку СР виявляються потоки P і Q в кожному елементі.

Для мереж 10(6)кВ відомо, як правило, лише відпуск електроенергії через головну ділянку фідера, тобто фактично сумарне навантаження всіх ТП 1(6)0/0,4 кВ, включаючи втрати у фідері[2]. По відпущенню енергії можуть бути визначені середні значення P і Q на головній ділянці фідера. Для розрахунку значень P і Q у кожному елементі необхідно прийняти яке-небудь допущення про розподіл сумарного навантаження між ТП.

В описаних завданнях схема й параметри елементів мережі приблизно відомі. Відмінністю розрахунків є те, що в першому завданні вузлові навантаження вважаються вихідними, а сумарне навантаження виходить у результаті розрахунку, у другому - відомо сумарне навантаження, а вузлові навантаження одержують у результаті розрахунку.

При розрахунку втрат у мережах 0,4 кВ при відомих схемах цих мереж теоретично можна використати той же алгоритм, що й для мереж 10(6)кВ. Однак велика кількість ліній 0,4 кВ, складність отримання інформації з опорних схем, відсутність достовірних даних про вузлові навантаження (навантаження будинків) робить такий розрахунок винятково важким, і, головне, неясно, чи досягається при цьому бажане уточнення результатів[1,2]. Разом з тим, як буде показано далі, мінімальний обсяг даних про узагальнені параметри цих мереж (сумарна довжина, кількість ліній і перетин головних ділянок) дозволяє оцінити втрати в них з достатньою точністю.

1.1.2. Втрати електроенергії

При наявності інформації про навантаження гілок, що надходить в обчислювальний центр від системи телевимірювань, завдання розрахунку втрат електроенергії зводиться до підсумовування втрат потужності в кожному з розрахованих режимів .

Відомо, що засобами телевимірювань оснащені далеко не всі, навіть основні, мережі енергосистем [2]. Тим більше немає підстав очікувати оснащення ними в найближчому майбутньому радіальних мереж 35 кВ і нижче. Тому виникає завдання розрахунку втрат електроенергії за період T на основі розрахунку втрат потужності в обмеженому числі режимів. У цьому випадку втрати потужності множать на визначені тим чи іншим способом інтегруючі множники, чисельні значення яких розраховують на основі даних про графіки навантаження.

Розрахунки за даними телевимірювань звичайно називають оперативними розрахунками, розрахунки з використанням інтегруючих множників - аналітичними, а проведені на основі узагальнених даних про схеми мереж - оціночними. На рисунку 1.2 зображено класифікацію методів розрахунку навантажувальних втрат. Аналітичні рахунки одержали свою назву у зв'язку з тим, що вони дозволяють здійснювати аналіз впливу на втрати передбачуваних змін схем, навантажень і режимів, на відміну від оперативних розрахунків, що дають точне значення втрат у режимах, що відбулися, але не дозволяють здійснювати такий аналіз.

1.1.3. Характеристики графіків навантаження

Звичайним допущенням при розрахунку інтегруючих множників є допущення про чисто квадратичну залежність навантажувальних втрат від навантаження, що безпосередньо впливає з формули (1.1) [4,9]. Неточність цього допущення обумовлюється тим, що при зміні навантаження змінюється й напруга, що знаходиться в знаменнику формули (1.1).

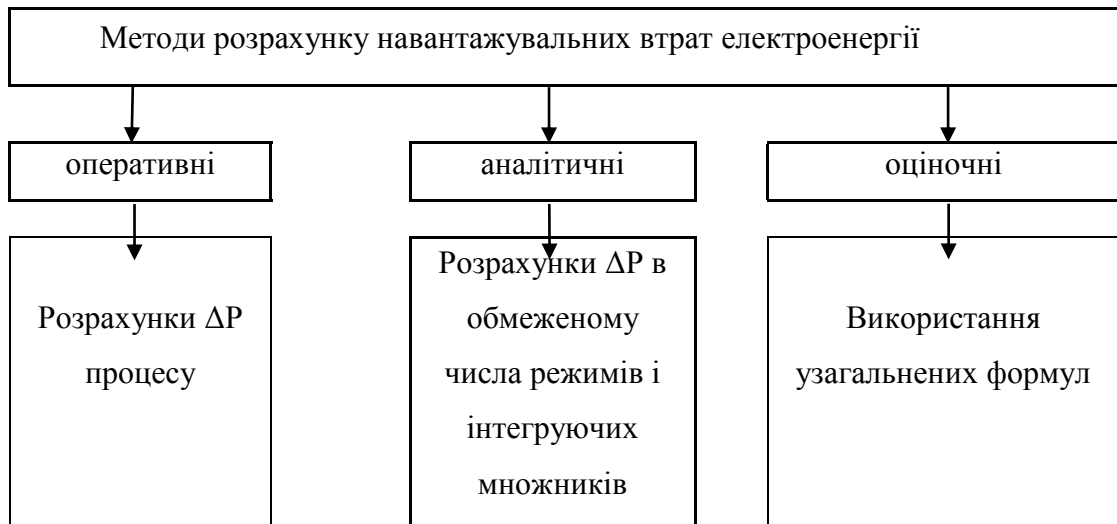


Рисунок 1.2 - Класифікація методів розрахунку навантажувальних втрат

Однак порівняно невеликий діапазон її зміни (кілька відсотків) у порівнянні з діапазоном зміни P і Q періоді T (в 2-3 рази) і використання у формулах розрахунку втрат електроенергії середньої робочої напруги дозволяють прийняти дане допущення в практичних розрахунках [4]. У цьому випадку інтегруючий множник для визначення втрат електроенергії по втратах потужності, розрахованим у будь-якому режимі, може бути визначений за формулою:

$$M = \sum_{i=1}^T P_i^2 / (P_p^2 \cdot T), \quad (1.2)$$

де P_i - навантаження на i -й ділянці погодинного графіка навантаження;

P_p — навантаження на ділянці, для якої розраховані втрат потужності ΔP ;

T - число ділянок графіка.

Значення M виражається в тих же одиницях, що й T і фізично являє собою тривалість розрахункового режиму, протягом якої втрат потужності ΔP приведуть до тих же втрат енергії, що й при її споживанні за графіком.

Очевидно, що якщо ΔP розрахований для режиму малого навантаження, то M буде більше T . Для зручності подальших висновків будемо використовувати значення інтегруючих множників у відносних одиницях:

$$M = \sum_{i=1}^T P_i^2 / (P_p^2 \cdot T), \quad (1.3)$$

На практиці в якості розрахункових режимів використовують або режим максимального навантаження мережі, або середній (обумовлений на показаннях лічильників). У першому випадку інтегруючий множник τ отримав назву числа годин найбільших втрат:

$$\tau = \sum_{i=1}^T P_i^2 / (P_{max}^2 \cdot T), \quad (1.4)$$

де P_{max} - максимальне навантаження, а сам метод - методу найбільших втрат.

У другому випадку інтегруючий множник є добутком T на коефіцієнт форми графіка у квадраті, обумовлений за формулою:

$$k_{\Phi}^2 = \sum_{i=1}^T P_i^2 / (P_{cp}^2 \cdot T), \quad (1.5)$$

де P_{cp} - середнє навантаження.

Цей метод одержав назву методу середніх навантажень[4]. Величини (1.4) і (1.5) зв'язані між собою співвідношенням:

$$\tau = k_3^2 \cdot k_{\Phi}^2 \quad (1.6)$$

де k_3 - коефіцієнт заповнення графіка, що представляє собою відносне число годин максимального навантаження: $\tau = T_{max} / T$.

Значення τ завжди менше одиниці, k_{ϕ}^2 – більше одиниці, для графіка з постійним навантаженням $\tau = k_{\phi}^2 = 1$. У розрахунках втрат електроенергії завжди використовується значення квадрата коефіцієнта форми графіка. У зв'язку із цим у подальшому для стислості використовується термін «коефіцієнт форми графіка», під яким розуміється його квадрат.

Розрахункові формули для навантажувальних втрат електроенергії двома описаними методами мають вигляд:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \tau, \quad (1.7)$$

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} T k_{\phi}^2, \quad (1.8)$$

Обидва методи технологічно мало відрізняються один від одного. Вони виходять із розрахунку втрат потужності тільки в одному режимі - у першому випадку це режим максимальних, а в другому середніх навантажень. Надалі, для стислості, вони називаються, відповідно, метод 1 і метод 2.

1.1.4. Розрахунок втрат у мережах 0,4 кВ

Як ми вже відзначали вище, для розрахунку втрат у цих мережах доводиться використовувати оціночні методи[4,]. Один з них заснований на відомому зв'язку відносних втрат потужності й відносних втрат напруги в лініях 0,4 кВ. Цей зв'язок лежить в основі методу розрахунку втрат електроенергії, що припускає вимір напруги на початку лінії й у найбільш віддаленій її точці, визначення по них втрат напруги, а потім і втрат електроенергії. Проблемою цього методу є практичне здійснення вимірів напруги (більші трудозатрати, вибір часу вимірів, що відповідає максимуму навантаження, визначення втрат напруги як різниці двох близьких значень напруги, кожна з яких вимірювана приладом, конкретна погрішність якого в межах діапазону, що відповідає класу точності, невідома, і т. п.)[9]. Тому даний метод можна вважати скоріше теоретичним, чим практичним.

Разом з тим є можливість оцінки втрат електроенергії в лініях 0,4 кВ на основі більш достовірних даних, чим втрат напруги, одержуваних до того ж більше легким шляхом. Якщо відомо кількість ліній 0,4 кВ, перетин проводів

їхніх головних ділянок і сумарна довжина всіх ділянок ліній, досить легко визначити їх сумарний еквівалентний опір.

Відомо, що на значення втрат впливає не тільки сумарна довжина всіх ділянок ліній, але й особливості їхніх схем і розподілу навантажень[1,8]. Втрати в лінії, що представляють собою витягнуту магістраль, істотно відрізняються від втрат лінії з такою ж сумарною довжиною ділянок, але зі схемою, схожою на розгалужене дерево. Втрати в лінії з навантаженням, зосередженим в її кінці, істотно відрізняються від втрат у лінії з навантаженнями, розподіленими по її довжині. Для урахування конкретних особливостей схем ліній досить оцінити значення коефіцієнта розгалуженості ліній $k_{роз}$ [8] (середнє відношення сумарної довжини всіх відгалужень від магістралі до сумарної довжини всіх ділянок лінії) і коефіцієнта розподілення навантажень по довжині лінії. Значення останнього легко визначається на основі даних про комунально-побутові (розподілені) навантаження d_p у загальному споживанні енергії в мережах 0,4 кВ, обумовленого, у свою чергу, на основі звітності про відпускання електроенергії. Аналогічна звітність існує й для міських мереж.

На основі цих даних отримана розрахункова формула[14]:

$$\Delta W_{0,4} = K_{0,4} \frac{\sum_{i=1}^n F_i \cdot Li}{F_{\Sigma}^2} \cdot \frac{W_{0,4}^2}{D}, \quad (1.9)$$

де n - кількість ліній 0,4 кВ із різними сумарними довжинами Li і перетинами головних ділянок Fi ;

F_{Σ} - сума перетинів головних ділянок цих ліній;

$W_{0,4}$ - електроенергія, відпущена в лінії за D днів.

Значення коефіцієнта $K_{0,4}$ визначають за формулою[14,15]:

$$K_{0,4} = 3.41 \frac{1+2k_3}{k_3} (1+tg^2\varphi)(1-0.75k_{роз})(1,05-0,3d_p-0.19d_p^2). \quad (1.10)$$

Електроенергію, відпущену в мережі 0,4 кВ, у першому наближенні визначають, віднімаючи із заданого відпускання електроенергії у фідери 10(6) кВ втрат в мережах 6-20 кВ і електроенергію, відпущену в ТП 10(6)/0,4 кВ, що перебувають на балансі споживачів.

1.2 Навантажувальні втрати в устаткуванні підстанцій

Відповідно структури втрат (див.рисунок1.1) до навантажувальних втрат, крім втрат у лініях і силових трансформаторах, відносяться втрати у вимірювальних трансформаторах струму, високочастотних загороджувачах (ВЗ) ВЧ-зв'язку й струмообмежуючих реакторах. Всі ці елементи включаються в «розсічки» лінії, тобто послідовно, тому втрати в них залежать від потужності, що протікає через них. Втрат в цих елементах становлять невелику частину загальних втрат, однак простота їхнього розрахунку не дає підстав ігнорувати їхній облік у сумарному значенні втрат.

1.2.1. Втрати в трансформаторах струму

Втрати активної потужності в ТС і його вторинному ланцюзі визначають сумою трьох складових: втрату первинній ΔP_1 і вторинній ΔP_2 обмотках і втрату навантаженні вторинного ланцюга $\Delta P_{н2}$ [6].

При номінальному струмі втрати активної потужності в первинній обмотці одного ТС напругою 6-35 кВ у середньому становлять 40 Вт, а ТС напругою 110кВ і вище - 100 Вт[5].

Втрати активної потужності у вторинній обмотці ТС будь-якої напруги при номінальному струмі становлять близько 6 Вт[4].У кожному ТС напругою 6-35 кВ є дві вторинні обмотки, а в ТС напругою 110 кВ і вище - чотири.

Нормоване значення навантаження вторинного ланцюга більшості ТС напруги 10 кВ і номінальним струмом менш 2000 А, що складають основну частину всіх ТС, експлуатованих у мережах (перша група ТС), становить 10 ВА при класі точності ТС $K_{TC} = 0,5$ і 15 ВА при $K_{TC} = 1,0$ [1,4]. Для ТС

напругою 10 кВ і номінальним струмом 2000 А і більше й для ТС напругою 35 кВ (друга група ТС) ці значення у два рази більше, а для ТС напругою 110 кВ і вище (третья група ТС) - утри рази більше[1]. Ці дані добре апроксимуються виразом $(1,5) N_{gp} \sqrt{K_{ТС}}$, де N_{gp} - номер групи.

Активна складова навантаження вторинного ланцюга залежить від коефіцієнта потужності навантаження. Типовезначенні $\cos\varphi_2 = 0,5$.

У мережах 6-35 кВ (мережі з неефективно заземленою нейтраллю) установлюють по два ТС на одне приєднання, а в мережах 110 кВ і вище (мережі із глухо заземленою нейтраллю) - по три ТС.

Підсумовуючи викладене, можна записати загальну формулу для втрат електроенергії в ТС одного приєднання, тис. кВт·год, за розрахунковий період тривалістю D , днів:

$$\Delta W_{ТС} = (a + b\sqrt{K_{ТС}})\beta_{ТСекв}^2 24D \cdot 10^{-6}, \quad (1.11)$$

де $\beta_{ТСекв}$ – коефіцієнт еквівалентного струмового завантаження ТС;

a і b – коефіцієнти залежності питомих втрат потужності у ТС та його вторинного ланцюга $\Delta P_{ТС}$, що має вид: для ТС першої групи [7,11] –

$$\Delta P_{ТС} = 2[40 + 2(6 + 0,5 \cdot 15\sqrt{K_{ТС}})] = 104 + 30\sqrt{K_{ТС}};$$

для ТС другої групи

$$\Delta P_{ТС} = 2[40 + 2(6 + 0,5 \cdot 30\sqrt{K_{ТС}})] = 104 + 60\sqrt{K_{ТС}};$$

для ТС третьої групи -

$$\Delta P_{ТС} = 3[100 + 4(6 + 0,5 \cdot 45\sqrt{K_{ТС}})] = 372 + 270\sqrt{K_{ТС}}.$$

Для прикладу розрахуємо втрати електроенергії за місяць ($D = 31$) у ТС напругою 10 кВ із номінальним струмом 1000 А ($N_{гр} = 1$) і в ТС напругою 110 кВ ($N_{гр} = 3$) при $K_{ТС} = 0,5$ і $\beta_{ТСекв} = 0,5$.

За формулою (1.11) визначаємо:

для ТС напругою 10 кВ

$$\Delta W_{ТС} = (104 + 30 \cdot \sqrt{0,5}) 0,5^2 \cdot 24 \cdot 31 \cdot 10^{-6} = 23 \text{ кВт}\cdot\text{год};$$

для ТС напругою 110 кВ

$$\Delta W_{ТС} = (372 + 270 \cdot \sqrt{0,5}) 0,5^2 \cdot 24 \cdot 31 \cdot 10^{-6} = 104 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

1.2.2. Втрати у високочастотних загороджувачах зв'язку

По проводах ліній електропередачі, крім струму промислової частоти, передають сигнали ВЧ-зв'язку[4]. Устаткування підстанцій робить сильний шунтуючий вплив на ці сигнали. Для ослаблення цього впливу перед шинами приймальної й передавальної підстанції установлюють ВЗ, що представляють собою реактори з невеликим активним опором, «замикаючі» сигналам ВЧ-зв'язку шлях на шини підстанції. Перед реактором до фазного проведення приєднують конденсатор зв'язку (КЗ) і фільтр приєднання (ФП), через які сигнали зв'язку, «очищені» від основної частоти, попадають в апаратури зв'язку й телемеханіки (АЗТ). Ці пристрої, називані пристрої приєднання ВЧ-зв'язку, приєднуються між фазою й землею, тобто поперечно. Для передачі сигналів ВЧ-зв'язку використовуються і грозозахисні троси. Апаратура отримує живлення від робочої напруги 220 В. Втрата електроенергії на АЗТ входить у втрату на власні потреби підстанції, тому окремий розрахунок цієї складової не має змісту.

Пристрої приєднання ВЧ-зв'язку споживають невелику потужність у постійному режимі, тому ці втрати відносяться до втрат холостого ходу.

Втрати потужності у ВЗ різних типів при номінальному струмі становлять від 0,14 до 40 кВт[5]. Струм, що проходить через загороджувач,

дорівнює струму лінії та, як правило, відрізняється від номінального струму ВЗ. Так як значення струму в лінії визначають у результаті розрахунку режиму мережі, то найбільш правильним способом обліку втрат у ВЗ є включення його опору в розрахункову схему. У таблиці 1.1 наведені параметри ВЗ, експлуатованих у мережах. Активні опори ВЗ розраховані на основі паспортних даних ВЗ за формулою[11]:

$$R = (\Delta P_{ном} / I_{ном}^2) 10^3, \quad (1.12)$$

де $\Delta P_{ном}$ - втрати потужності у ВЗ, кВт, при номінальному струмі $I_{ном}$

Таблиця 1.1 -Параметри високочастотних загороджувачів зв'язку

Номінальний струм, А	Індуктивність на промисловій частоті, мГн	Втрат потужності номінальному струмі, кВт	Опір. Ом	Коефіцієнт a_L , м/мм ²
100	0,57	0,14		0,44
200	0,60	0,62		0,48
400	0,30	1.00	0,0140 0,0155	0,20
630	0,55	5.00	0.0063 0,0126	0,39
1250	0,54	8.50	0,0054 0.0040	0.17
2000	0,58	16,00	0.0058 0,0025	0,13
2000	1,03	23,00		0,18
4000	0,52	40,00		0,08

Для оцінки вагомості втрат у ВЗ можна використати формулу, за якою визначають еквівалентну довжину лінії $L_{екв}$, м, перетином F , мм², активний опір якої дорівнює опору ВЗ [11]:

$$L_{екв} = \frac{R_{вз}}{32} F = a_L F, \quad (1.13)$$

де a_L — коефіцієнт, наведений у таблиці 1.1.

При урахуванні опорів ВЗ варто мати на увазі, що вони не завжди встановлюються у всіх фазах ліній. Така їхня установка здійснюється, як

правило, тільки на лініях 330 кВ і вище. У лініях 220 кВ для ВЧ - зв'язку використовуються одна-дві фази, а в лініях 110 кВ - одна фаза. Так як розрахунки режимів ведуться на основі однолінійної схеми, що представляє симетричне трифазне виконання, то при наявності ВЗ тільки в одній фазі в розрахункову схему варто включати 1/3 опору ВЗ, при наявності у двох фазах-2/3.

На відміну від втрат у ВЗ, що залежать від струму, що протікає по його обмотці, втрати в пристроях приєднання ВЧ- зв'язку є фактично постійними й для типових пристроїв становлять, кВт: 0,036-для пристроїв 110 кВ; 0,063-220 кВ; 0,19-330 кВ; 0,4 - 500 кВ. По класифікації (див. рисунку 1.1) вони відносяться до втрат холостого ходу.

Сумарні втрати у ВЗ і пристроях приєднання на одній фазі ВЗ можуть бути визначені за формулою, тис. кВт·год. [14]:

$$\Delta W_{ВЧ} = (\Delta P_{ном} \beta_{вз}^2 + \Delta P_{пр}) 24 D \cdot 10^{-3}, \quad (1.14)$$

де $\beta_{вз}$ – відношення середньоквадратичного робочого струму ВЗ за розрахунковий період до його номінального струму;

$\Delta P_{пр}$ - втрати в пристроях приєднання.

Для прикладу оцінимо втрати електроенергії за місяць у ВЗ і з номінальним струмом 1250 А і пристроях приєднання ВЧ - зв'язку на підстанції 220 кВ (дві фази). Коефіцієнт завантаження ВЗ $\beta_{вз} = 0,5$.

Відповідно до табл. 1.1 $\Delta P_{ном} = 8,5$ кВт. З урахуванням того, що $\Delta P = 0,063$ кВт, за формулою (1.14) визначаємо:

$$\Delta W_{ВЧ} = 2(8,5 \cdot 0,5^2 + 0,063) 24 \cdot 31 \cdot 10^{-3} = 3,25 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}$$

1.2.3. Втрати в струмообмежуючих реакторах

По своїй конструкції струмообмежуючі реактори мало відрізняються від високочастотних загороджувачів зв'язку. У паспортних даних втрати в реакторах приводяться у вигляді питомих втрат потужності $\Delta P_{ном}$, кВт/фаза, при номінальному струмі [12, 13].

Втрати енергії в трифазній групі реакторів визначають за формулою, тис. кВт·год.[12]:

$$\Delta W_P = 3\Delta P_{\text{ном}} \left(\frac{I_p}{I_{\text{ном}}}\right)^2 \tau 24Д \cdot 10^{-3} \quad (1.15)$$

де I_p і $I_{\text{ном}}$ – відповідно максимальний робочий і номінальний струм реактора.

Підставляючи у формулу (1.15) вираження для максимального робочого струму, А:

$$I_p = \frac{W\sqrt{1+tg^2\varphi}10^3}{24Д\sqrt{3}U_{\text{ном}}k_3}, \quad (1.16)$$

Одержуємо остаточну розрахункову формулу:

$$\Delta W_P = 13,9 \cdot \Delta P_{\text{ном}} \frac{W^2(1+tg^2\varphi)}{ДU_{\text{ном}}^2 I_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{1+2k_3}{k_3}, \quad (1.17)$$

У яку W підставляють у тисячах кіловат-годин, $U_{\text{ном}}$ — у кіловольтах, $I_{\text{ном}}$ - в амперах.

Для прикладу здійснимо оцінку втрат електроенергії за місяць у трифазній групі струмообмежуючих реакторів з номінальним струмом 400 А, питомими втратами $\Delta p_{\text{ном}}=1,6$ кВт/фаза, установлених у лінії напругою 10 кВ. За місяць у лінію відпущено 2400 тис. кВт·год, коефіцієнт заповнення графіка $k_3=0,7$, $tg\varphi=0,5$.

Підставивши зазначені дані у формулу (1.17), отримаємо:

$$\Delta W_P = 13,9 \cdot 1,6 \frac{2400^2(1+0,5^2)}{31 \cdot 10^2 400^2} \cdot \frac{1+2 \cdot 0,7}{0,7} = 1,11 \text{ тис.кВт·год}$$

Висновки по першому розділу

В першому розділі було проведено аналіз та загальну структуру існуючих втрат в мережах електропостачання.

Приведена методика розрахунків та оцінювання втрат в лініях електропередач різного класу напруг та навантажувальні втрати в устаткуванні підстанцій.

Визначено, що у структурі втрат по елементах системи електропостачання основна частина втрат приходить на лінії електропередач.

РОЗДІЛ 2 МЕТОДИКИ ОЦІНКИ ВТРАТ ХОЛОСТОГО ХОДУ

Згідно загальної структури втрат (рис. 1.1) втрати холостого ходу включають в себе: втрати холостого ходу в силовому трансформаторі та компенсуючих пристроях, втрати в трансформаторах напруги, лічильниках прямого включення й пристроях приєднання ВЧ-зв'язку та втрати в ізоляції кабельних ліній.

2.1. Втрати холостого ходу в силовому трансформаторі та компенсуючих пристроях

Визначають на основі відомих з паспортних даних втрат потужності холостого ходу ΔP_x , кВт,[13] за формулою, тис. кВт·год:

$$\Delta W_x = 24 D \Delta P_x 10^{-3}, \quad (2.1)$$

Ці втрати залежать від типу пристрою. Втрати в шунтуючих реакторах визначають за формулою (2.1) на основі відомих втрат потужності в реакторах. У паспортних даних вони не називаються втратами холостого ходу, а просто втратами в реакторі, однак мають ту ж природу, що й втрати ΔP_x у трансформаторах[4].

Втрати в батареях конденсаторів визначають на основі відомих питомих втрат потужності $\Delta P_{\text{бк}}$, кВт/квар[15]:

$$\Delta W_{\text{бк}} = \Delta P_{\text{бк}} W_{Q_{\text{бк}}}, \quad (2.2)$$

де $W_{Q_{\text{бк}}}$ — реактивна енергія, вироблена батареєю конденсаторів за розрахунковий період. Звичайно $\Delta P_{\text{бк}} = 0,003$.

Втрати в статичних тиристорних компенсаторах визначають по такій же формулі. Тиристорні компенсатори, як правило, мають індивідуальну конструкцію, тому питомі втрати в конкретному компенсаторі визначають на основі його паспортних даних.

Втрати в синхронних компенсаторах (СК) теоретично не можна повністю віднести до втрат холостого ходу, тому що втрати в будь-якій електричній машині мають і навантажувальну складову (як і в трансформаторі) [1,4]. Однак, там як ця складова втрат залежить не від навантаження мережі, а від навантаження самого СК, а остання не має прямого зв'язку з навантаженням мережі, втрат в СК у цілому відносять до умовно постійних втрат.

Формула для їхнього розрахунку має вигляд:

$$\Delta W_{\text{СК}} = \Delta P_{\text{НОМ}} T_{\text{СК}} \left[d_x + (1 - d_x) k_{\text{max}}^2 \frac{k_3 + 2k_3^2}{3} \right], \quad (2.3)$$

де $\Delta P_{\text{НОМ}}$ — втрати в СК при номінальному завантаженні;

$T_{\text{СК}}$ — час роботи СК у розрахунковому періоді (воно може бути менше, ніж 24 Д);

$k_{\text{max}} = Q_{\text{max}} / Q_{\text{НОМ}}$ - коефіцієнт максимального завантаження СК;

d_x — частка втрат холостого ходу в значенні $\Delta P_{\text{НОМ}}$.

Значення d_x для використовуваних СК перебуває в діапазоні 0,3-0,5. У розрахунках може бути використане середнє значення 0,4.

Коефіцієнт заповнення графіка реактивного навантаження СК визначають по виробленій СК реактивній енергії W_{QCK} за час T_{CK} :

$$k_3 = \frac{W_{QCK}}{Q_{max} T_{CK}}, \quad (2.4)$$

При цьому W_{QCK} визначають як суму спожитої й відданої в мережу реактивної енергії.

Значення $\Delta P_{НОМ}$ для типових потужностей СК- $S_{СК}$ приведені нижче:

$S_{СК}, MB \cdot A$	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
$\Delta P_{НОМ}, MB_T$	0,15	0,2	0,25	0,36	0,58	0,8	1,35	1,75	3,8
$\Delta P_{НОМ}, \%$	3	2,7	2,5	2,4	1,9	1,6	1,4	1,1	1,2

У якості СК іноді використовуються генератори старих не економічних танцій, виведених з роботи (турбогенератор без турбіни), або генератори діючих станцій, не використовуваних у якийсь період по основному призначенню. Втрати в останніх істотно залежать від режиму роботи турбіни. Нижче наведені коефіцієнти збільшення втрат для різних режимів роботи генераторів, переведених у режим СК, у порівнянні із втратами в СК такій же потужності:

Турбогенератор:

без турбіни	1,8
з турбіною, вентильованої парою.....	3,9
з турбіною на холостому ходу	6,8

Гідрогенератор:

з турбіною при закритому напрямному апарату	2,9
з турбіною на холостому ходу.....	10,7

2.2. Втрати в трансформаторах напруги, лічильниках прямого включення й пристроях приєднання ВЧ-зв'язку

Трансформатори напруги працюють у режимі, близькому до холостого ходу. Втрати активної потужності в ТН складаються із втрат у самому ТН і в його вторинному навантаженні $\Delta P_{ТН} = \Delta P_{1ТН} + \Delta P_{2ТН}$ [14,15].

Втрати в самому ТН $\Delta P_{1ТН}$ складаються в основному із втрат у сталевому магнітопроводі трансформатора. Вони ростуть із ростом номінальної напруги й для однієї фази при номінальній напрузі чисельно приблизно дорівнюють номінальній напрузі мережі. Для ТС напругою 10 кВ вони становлять близько 10 Вт, 110 кВ - близько 110 В [11].

Нормоване навантаження вторинного ланцюга ТН S_{n2} також залежить від номінальної напруги ТС і його класу точності $K_{ТН}$. Для ТН напруги 20 кВ і нижче залежність від класу точності має лінійний характер:

$$S_{n2} = s_{n2} K_{ТН},$$

де S_{n2} – нормоване навантаження ТН класу 1,0, а для ТН більше високих напруги $S_{n2} = s_{n2} \sqrt{K_{ТН}}$

Значення $\cos\varphi$ залежить від параметрів пристроїв релейного захисту й лічильників електричної енергії. У випадках застосування електромеханічних реле й індукційних лічильників середнє значення $\cos\varphi_2=0,5$ і активна потужність, споживана пристроями, приєднаними до ТН при його номінальному навантаженні, $p_{n2} = 0,5 S_{n2}$. Значення p_{n2} для ТН різних напруг наведені нижче:

$U_{ТС}$,кВ.....	6-10	20-35	110	220	330	500
$\Delta P_{2ТН}$,Вт.....	40	60	300	300	225	225

На практиці вторинні ланцюги ТН часто перевантажуються, тому зазначені значення необхідно множити на коефіцієнт завантаження вторинного ланцюга ТН $\beta_{2ТН}$.

З урахуванням викладеного сумарні втрати електроенергії в ТН і навантаженні його вторинного ланцюга визначають по формулах, тис. кВт·год:

для ТН напругою 10 кВ і нижче[11]

$$\Delta W_{TH} = (U + \beta_{2TH} P_{H2} K_{TH}) 24 \cdot 10^{-6}, \quad (2.5)$$

для ТН напругою більше 10 кВ

$$\Delta W_{TH} = (U + \beta_{2TH} P_{H2} \sqrt{K_{TH}}) 24 \cdot 10^{-6}, \quad (2.6)$$

Оцінимо втрати електроенергії за місяць ТН, установлених в одній фазі мережі напругою 10 і 110 кВ при $K_{TH} = 0,5$ і $\beta_{TH} = 1,5$.

За формулами (1.22) і (1.23) визначаємо:

$$\Delta W_{TH10} = (10 + 1,5 \cdot 40 \cdot 0,5) 24 \cdot 31 \cdot 10^{-6} = 0,3 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta W_{TH110} = (110 + 1,5 \cdot 300 \cdot \sqrt{0,5}) 24 \cdot 31 \cdot 10^{-6} = 0,32 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год}$$

Пристрої приєднання ВЧ-зв'язку працюють у режимі практично постійного споживання, тому втрати в них можна визначати по середніх втратах потужності.

Трифазні лічильники, що працюють через вимірювальні трансформатори (ВТ), є елементами їхніх вторинних ланцюгів, тому втрати в них враховані при розрахунку втрат в ВТ. Втрати потужності в лічильниках прямого включення (як індукційних, так і електронних) становлять у середньому 3 Вт на ланцюг напруги [11,13]. В однофазних лічильників один ланцюг напруги. У трифазних лічильників число ланцюгів визначається схемою приєднання. При використанні, наприклад, схеми Арона, таких ланцюгів два. Особливо велика кількість однофазних лічильників установлено в

побутових абонентів. З огляду на простоту розрахунку, ці втрати також варто враховувати в балансі.

2.3. Втрати в ізоляції кабельних ліній

Втрати в ізоляції можна визначати за формулою, тис. кВт·год[4,12]:

$$\Delta W_{\text{каб}} = 24 D b_c U^2 \text{tg } \varphi L_{\text{каб}}, \quad (2.7)$$

де b_c - ємнісна провідність кабелю, Сим/км;

U — напруга, кВ; $L_{\text{каб}}$ — довжина кабелю, км; $\text{tg } \varphi$ - тангенс кута діелектричних втрат, обумовлений за формулою:

$$\text{tg } \delta = (0.003 + 0.0002 T_{\text{сл}})(1 + a_T T_{\text{сл}}), \quad (1.25)$$

де $T_{\text{сл}}$ - число років експлуатації кабелю.

Значення коефіцієнтів у формулі (1,25) отримані в такий спосіб[4]. Для кабелів, що виготовляють на початку 60-х років ХХ століття, тангенс кута діелектричних втрат становив у середньому 0,011. Сучасні кабелі мають цей показник рівним 0,003. Припускаючи лінійну залежність поступового поліпшення якості ізоляційних матеріалів у зв'язку з удосконалюванням технології протягом 40 років, можна вважати, що зниження за цей термін тангенса кута діелектричних втрат на 0,008 відповідає тренду 0,0002 од./рік[10]. Величина в першій дужці відбиває той факт, що чим більше термін служби кабелю, тим з гіршими характеристиками ізоляції він був виготовлений. Крім того, протягом експлуатації відбувається старіння ізоляції. збільшення, тангенса кута діелектричних втрат при цьому враховується другою дужкою. Відповідно до наявних даних коефіцієнт старіння $a_m = 0,05$.

Значення ємнісних провідностей кабелів різних перетинів і напруг наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 - Ємнісні провідності кабелів, Сим/км·10⁻⁶

Перетин, мм ²	Номінальна напруга, кВ
-----------------------------	------------------------

	6	10	20	35
10	56,51	47,1	-	-
16	66,01	53,4	-	-
25	103,7	78,5	56,5	-
35	116,2	97,4	62,8	-
50	131,9	106,8	72,3	-
70	166,5	122,5	81,7	62,8
95	219,9	141,4	91,1	69,1
120	238,8	153,9	97,4	72,3
150	263,9	166,5	106,8	81,7
185	295,0	182,2	116,2	84,8
240	329,9	238,8	-	-

Оцінимо втрати за місяць в ізоляції кабельних ліній напругою 10 кВ, перетином 70 мм², сумарною довжиною 10 км, що прослужили 10 років.

Визначаємо тангенс кута діелектричних втрат за формулою (1.25):

$$tg\delta = (0.003 + 0.0002 \cdot 10)(1 + 0.05 \cdot 10) = 0.0075$$

Підставляючи всі дані у формулу (1.24), отримаємо

$$\Delta W_{каб} = 24 \cdot 31 \cdot 122.5 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 \cdot 0.0075 \cdot 10 = 0.68 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год}$$

Висновки по другому розділу

Приведена методика розрахунків та оцінювання втрат в системі електропостачання в режимі холостого ходу.

Ці втрати в основному визначаються типом та характеристиками електротехнічного пристрою. Величина втрат в ізоляції кабельних ліній на пряму залежить від тривалості їх експлуатації.

Визначено, що у структурі втрат по елементах системи електропостачання основна частина втрат залежить від технічного стану приладів контролю та тривалістю їх експлуатації.

РОЗДІЛ 3

ОСОБЛИВОСТІ МЕТОДИКИ ОЦІНКИ КЛІМАТИЧНИХ ВТРАТ

Відповідно до рисунку 1.1 два види втрат - втрати на корону й втрати через струми витоку по ізоляторах ПЛ і підстанцій - віднесені до кліматичних втрат, тобто до втрат, що залежать від погодних умов. Теоретично кореляція з погодними умовами існує для більшості складових втрат[16]. Рівень електроспоживання, що визначає потоки потужності в гілках і напруги у вузлах мережі, істотно залежить від погодних умов, тому навантажувальні і умовно-постійні втрати також мають певну кореляцію з погодними умовами. Однак у цьому випадку найбільш істотним фактором, що характеризує ці умови, є температура повітря. Сезонна динаміка проявляється в навантажувальних втратах, втраті електроенергії на власні потреби підстанцій і недообліку електроенергії, обумовленому погрішностями системи обліку (влітку вони вище, тому що при зниженні навантаження трансформатори струму працюють у зонах навантажень далеких від номінальних).

Разом з тим існують складові втрат, значення яких визначається не стільки температурою, скільки видом погоди. До них, насамперед, варто віднести втрати на корону, що виникає на проводах високовольтних ліній електропередачі через велику напруженість електричного поля на їхній поверхні. Значення напруженості визначається не тільки робочою напругою й конструкцією фази лінії, але і впливом на геометрію проводу зовнішніх утворень (краплі дощу, голок паморозі й т. п.). Змінюються й електричні характеристики самого повітря. Як типові види погоди при розрахунку втрат на корону прийнято виділяти гарну погоду, сухий сніг, дощ і паморозь (у порядку зростання втрат)[4,17].

Зволоження забрудненого ізолятора створює на його поверхні провідне середовище (електроліт), що сприяє істотному зростанню струму витоку. Ці втрати відбуваються в основному при вологій погоді (туман, роса, мряка, дощі). Розрахунки, показують, що річні втрати електроенергії в мережах через струми витоку по ізоляторах ПЛ всіх напруг виявляються

порівнянними із втратами на корону. При цьому приблизно половина їхнього сумарного значення припадає на мережі 35 кВ і нижче. Слід зазначити, що струми витоку, як і втрати на корону, мають чисто активний характер і тому є прямими складовими втрат електроенергії.

У постановці проведених раніше досліджень корони на проводах ПЛ і струмів витоку по ізоляторах ПЛ багато загального [17,18]. Струми витоку досліджувалися фахівцями з ізоляції з метою забезпечення надійності ізоляторів. Втрати на корону досліджувалися фахівцями з техніки високих напруги з метою забезпечення технічної можливості (перешкоди радіозв'язку й інших проблем електромагнітної сумісності) і економічної конкурентоспроможності ліній електропередачі надвисоких і ультрависоких напруг. І в тій, і іншій області дослідженням піддавалися критичні ситуації. Існують, наприклад, численні дослідження струмів витоку в умовах надмірного забруднення ізоляторів уперед розрядних ситуаціях, однак практично неможливо виявити експериментальні дані струмів витоку в більш легких умовах. З погляду вимог до ізоляції більше легкі умови не представляють інтересу для дослідження.

По цих же причинах мало інтересу проявлялося до визначення рівнів втрат на корону на лініях 220 кВ і особливо 110 кВ, тому що корона на цих лініях практично не позначалася на їх порівняльних техніко-економічних показниках. У теперішній час, коли втрати електроенергії в мережах енергоспоживаючих організацій є однією зі складових, визначальне значення тарифу на електроенергію, з економічних позицій більше важливим стає розрахунок втрат на корону в великій кількості ліній 110 кВ, ніж в одній лінії 500 кВ. Очевидно, що коли розрахунку піддаються навіть малі складові втрат – у вимірювальних трансформаторах, лічильниках прямого включення, струмообмежуючих реакторах, пристроях приєднання ВЧ-зв'язку й в ізоляції кабельних ліній, зневажати втратами на корону на лініях 110 кВ нелогічно.

3.1. Втрати на корону

Втрати на корону залежать від перетину проводу й робочої напруги (чим менше перетин і вище напруга, тим більша питома напруженість на поверхні провідника й тим більше втрат), конструкції фази, а також від погоди[1,4]. Питомі втрати при різних погодних умовах визначають на підставі експериментальних досліджень.

У таблиці 3.1 наведені усереднені по конструкції фази значення питомих втрат потужності на корону, розраховані для ПЛ напругою 1150, 220, 154 і 110 кВ, а також необхідно враховувати імовірності (відносні тривалості за рік) типових погодних умов на території різних енергосистем.

Таблиця 3.1-Питомі втрати потужності на корону, усереднені по конструкції фази

Номінальна напруга	Питомі втрати потужності на корону, кВт/км, при погодних умовах			
	гарна погода	сухий сніг	дощ	мороз
1150	11,2	34,3	108.3	278.0
750	4.2	16,55	60.0	122.5
500	2,3	8,8	29.0	76.0
400	1,3	5,0	18.1	54.4
330	0,9	3,9	13.0	28.8
220	0,3	1,1	3,0	12,0
154	0,12	0,35	1,2	4,2
110	0,03	0.12	0,35	1,2

Втрати при поганій погоді істотно зростають. При паморозі їхнє значення в 25-40 разів більше, ніж при гарній й погоді. Тривалості різних видів погоди у різних регіонах також істотно відрізняються. Середньорічні питомі втрати потужності на корону, усереднені по конструкції фази й метеоумовам регіону .

Для уточнених розрахунків втрат потужності й енергії на корону необхідно враховувати конструкції фаз ПЛ, погодні умови, одержувані за даними метеостанцій, і рівні робочої напруги на ПЛ при різних погодних умовах. Для оціночних розрахунків можна використати питомі втрати потужності на корону на ПЛ із типовими конструкціями фаз, наведені в таблиці 3.2. При розрахунку втрат на лініях з перетинами, що відрізняються від наведених у таблиці 3.2, розрахункові значення множать на відношення F_T / F_ϕ , де F_T – сумарний перетин проводів фази, наведений в таблиці 1.4, а F_ϕ – перетин проводів лінії, що розраховується.

Вплив робочої напруги лінії на втрати на корону враховують, помножуючи наведені в таблицях дані на коефіцієнт, обумовлений за формулою, отриманий в результаті апроксимації експериментальних даних[19]:

$$K_{U_{ккк}} = 4.65U_{ВД}^2 - 3,65U_{ВД}, \quad (3.1)$$

де $U_{ВД}$ – відношення робочої напруги на лінії до його номінального значення.

Таблиця 3.2-Питомі втрати на корону на лініях з типовими конструкціями фаз

Напруга ПЛ, кВ	Максимальна кількість проводів у фазі	Втрати потужності на корону, кВт/км, при погодних умовах				Середньорічн і втрати
		Гарна погода	сухий	дощ	мороз	
1150	8хАС-300/48 8хАС- 330/43	12,6 9,8	39.0 29.5	119,0 97.5	294.0 262,0	32.0 27,0
750	4хАС-600/72 5хАС- 240/56	4.6 3.9	17,5 15.5	65,0 55.0	130.0 115.0	15.0 13,0
500	3хАС-3 30/43 3хАС- 500/64	2,8 1,8	11,0 6,5	36.0 22.0	96,0 56,0	9.0 5,5
330	2хАС-300/39 2хАС- 400/51	1.0 0,8	4,5 3,3	15,0 11.0	44.0 33,5	3,8 2,9

220	1хАС-330/43	0,25	0,95	2,75	10,5	0,84
110	1хАС-120/19	0,02	0,1	0,3	1.0	0,08

При визначенні помісячних значень на корону варто множити середньорічні втрат на 1,4 для місяці в першого й четвертого кварталів і 0,6 для місяців другого й третього кварталів.

3.2. Втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній

Відповідно до [5,18] мінімальна довжина шляху струму витоку по ізоляторах нормується залежно від ступеня забруднення атмосфери (СЗА).

Установлено сім рівнів СЗА: до районів з першим рівнем СЗА віднесені ліси, болота, луки з незасоленими ґрунтами, що не попадають у зону впливу промислових і природних джерел забруднення; до районів із другим рівнем СЗА – райони зі слабо засоленими ґрунтами й сільськогосподарські райони, у яких застосовують хімічні добрива й хімічну обробку посівів; до районів із третіми-сьомими рівнями СЗА – райони із промисловими джерелами забруднення різної інтенсивності, що залежить від відстані до джерела, характеру й обсягів виробництва.

Співвідношення рівнів СЗА може бути охарактеризовані відносними значеннями мінімальної довжини шляху витоку струму по гірлянді ізоляторів, наведеними в таблиці 3.3 (за одиницю прийняті значення для першого рівня СЗА).

Таблиця 3.3-Відносні значення мінімальної довжини шляхи витоку струму для різних рівнів СЗА

рівень СЗА	Мінімальна відн. од., довжина шляху витоку ліній напруги, кВ		
	6-35	110-220	330-750
1	1.00	1.00	1,00
2	1,00	1,14	1,07
3	1.18	1,36	1.29

4	1,37	1,61	1.61
5	1,63	1,86	1,86
6	1,64	2,21	2.21
7	2,20	2,64	2,64

Відповідно до даних таблиці 3.3 при збільшенні рівня СЗА повинне бути відповідно збільшене число ізоляторів у гірлянді. Їхнє відношення для різних рівнів СЗА (табл. 3.4) приблизно відповідає відносинам таблиці 1.5 - для ліній напругою 110 кВ і вище число ізоляторів у гірлянді в районі із сьомим рівнем СЗА більше, ніж у першому в 2,5 рази, а для ліній напругою 6-35 кВ - в 2 рази. Значення напруги, що прикладені на один ізолятор ліній, наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.4-Середнє число ізоляторів на опорах ВЛ при різних рівнях СЗА

Рівень СЗА	Середнє число ізоляторів у гірлянді на лініях напругою, кВ								
	6	10	20	35	110	220	330	500	750
1	1	1	2	3	6	12	18	25	39
2	1	1	2	3	7	15	19	27	42
3	1	1	2	3	8	16	20	30	48
4	1	1	3	4	10	20	25	35	60
5	2	2	3	4	10	20	28	40	60
6	2	2	4	5	12	24	34	49	72
7	2	2	4	6	15	29	40	59	87

Потужність, що виділяється на одному ізоляторі, визначають за формулою, кВт:

$$P_{iz} = \frac{U_{iz}^2}{R_{iz}}, \quad (3.2)$$

де U_{iz} - напруга, що прикладена на ізолятор, кВ;

R_{iz} - його опір, кОм.

Таблиця 3.5-Значення напруги, що прикладена на один ізолятор

Рівень СЗА	Напруга, кВ, що прикладена на один ізолятор на лініях номінальної напруги, кВ
---------------	--

	6	10	20	35	110	220	330	500	750
1	3.5	5,8	5,8	6.7	10,6	10.6	10,6	11,6	11.2
2	3.5	5,8	5.8	6.7	9.1	8.5	10,0	10.7	10,4
3	3,5	5,8	5,8	6.7	7,9	7.9	9,5	9.6	9.0
4	3.5	5,8	3,8	5,1	6.4	6.4	7,6	8,2	7,2
5	1.8	2,9	3,8	5,1	6,4	6.4	6,8	7.2	7.2
6	1,8	2.9	2,9	4.0	5.3	5,3	5.6	5,9	6,0
7	1,8	2,9	2,9	3.4	4.2	4,4	4,8	4.9	5.0

Для розрахунків за формулою (3.2) необхідно знати опори ізоляторів при різних рівнях СЗА. Дані, що приводять у літературі, про їх досить різномірній не прив'язані до рівнів СЗА. Зокрема, в [19] наведені дані досліджень опорів ізоляторів на відкритому стенді, розташованому на даху одноповерхового будинку в промисловому районі. Опір тарілкового ізолятора ПС-4,5, зволоженого дистильованою водою, при 20 °С склало 700 кОм. При цьому умови, що дозволяють віднести ці дані до одного з рівнів СЗА, не описані.

В [7] приводяться результати дослідження струмів витоку в районі хімічного комбінату (відповідність певному рівню СЗА також не приводиться). Опір ізоляторів перебувало в діапазоні 3-8 кОм (тобто в 230-90 разів менше зазначеного вище). Відзначається, що на окремих гірляндах струм витоку досягав 5 А. При такому струмі потужність, що виділяється на опорі 110 кВ, складі $110 \cdot 1,73 \cdot 5 = 952$ кВт (317 кВт на гірлянді). Ці виміри проводилися практично в перед розрядній ситуації, супроводжуваної частими спрацьовуваннями пристроїв релейного захисту, тому смороду не можуть бути показовими для розрахунку втрат електроенергії в режимах нормальної роботи мережі навіть у районі із сьомим рівнем СЗА.

По наведеній в [6] класифікації районів по СЗА сільські мережі (другий рівень) мають показник забруднення атмосфери в 20 разів нижче районів, розташованих поблизу ТЕЦ, вугільних шахт, металургійних і хімічних

підприємств (сьомий рівень). Якщо припустити лінійну залежність опору ізолятора від рівня СЗА, те вона буде мати вигляд

$$R_{із} = a - bx, \quad (3.3)$$

де величина x пов'язана з рівнем СЗА N_P співвідношеннями $x = (N_P - 1)$. Якщо результати досліджень віднести до середнього рівня забруднень (четвертий рівень СЗА) і врахувати зазначену 20-кратну відмінність сьомого рівня від іншого [18], можна записати два рівняння:

$$\begin{aligned} a - 3b &= 700, \\ (a - b) / (a - 6b) &= 20. \end{aligned}$$

Вирішивши цю систему рівнянь, одержимо наступну розрахункову формулу для опору ізолятора залежно від рівня СЗА, кОм:

$$R_{із} = 1345 - 215(N_P - 1), \quad (3.4)$$

Відповідно до цієї формули умови нормальної роботи ізоляторів у районі з сьомим рівнем СЗА відповідають опору ізолятора порядку 55 кОм, а із іншим - 1130 кОм.

З огляду на, те що $U_{із} = U_{ном} / (\sqrt{3} \cdot N_{із})$,

де $U_{ном}$ - номінальна напруга лінії, а $N_{із}$ - число ізоляторів у фазі, втрат електроенергії, обумовлені струмами витоку по ізоляторах ПЛ, можна визначити за формулою, тис. кВт·год:

$$\Delta W_{із} = \frac{U_{ном}^2}{3R_{із}N_{із}} T_{пл} N_{ГР} 10^{-3}, \quad (3.5)$$

де $T_{пл}$ - тривалість у розрахунковому періоді вологої погоди (туман, роса й мілкі дощі);

$N_{ГР}$ - число гірлянд ізоляторів.

При визначенні числа гірлянд ізоляторів варто виходити з того, що на кожній звичайній проміжній опорі перебувають три гірлянди ізоляторів. На опорах,

установлених на переходах рік, автомобільних і залізничних трас, застосовуються здвоєні гірлянди. На анкерній опорі зі здвоєними натяжними гірляндами перебуває 12 гірлянд ізоляторів, а на анкерній опорі 500 кВ - 18 гірлянд (у кожній фазі із розщепленими проводами по трьох гірлянди).

В оціночних розрахунках при визначенні числа гірлянд можна використати середні значення числа опор на 1 км ПЛ різних класів напруги, розраховані, виходячи із середніх довжин прольотів і приблизної частки анкерних опор 10 %. Питоме число гірлянд $N_{гр}$ у цьому випадку становить:

Напруга ПЛ, кВ.....	220	110	35	20-6
$N_{гр}$, шт/км.....	9,8	12,9	23,4	46,8

Розподіл ділянок ПЛ по СЗА визначається на стадії проектування. Дійсні умови можуть відрізнятися від проектних. Для уточнення даних необхідно провести районування трас ПЛ по СЗА з обліком реально діючих джерел забруднення. При цьому варто керуватися «Інструкцією з вибору ізоляції електроустановок» [7]. У першому наближенні рівень СЗА в конкретному районі можна визначити поблизу фактичного числа ізоляторів у гірлянді даними таблиці 3.4.

Оцінимо річні втрати електроенергії струмів витоку для 100 проміжних опор (300 гірлянд) ліній 110 і 220 кВ, що перебувають у районі із другим рівнем СЗА.

Відповідно до формули (3.4) $R_{із} = 1130$ кОм. Відповідно до таблиці 3.5 число ізоляторів у фазі лінії 110 кВ, що перебуває в районі із іншим рівнем СЗА, становить 7 шт., у фазі лінії 220 кВ - 15 шт. Загальна тривалість періоду дощів, роси й туману в середньому становить близько 450 год на рік (5,14 % години).

За формулою (3.5) визначаємо:

$$\Delta W_{із 110} = \frac{110^2}{3 \cdot 1130 \cdot 7} \cdot 450 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 68,9 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta W_{\text{із } 220} = \frac{220^2}{3 \cdot 1130 \cdot 15} \cdot 450 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 128,6 \text{ тис. кВт} \cdot \text{год} ;$$

Висновки по третьому розділу

Одній із складових втрат в лініях електропередачі надвисокої напруги 750, 500, 330 і 220 кВ являються втрати на коронний розряд.

Коронний розряд на проводах ВЛ приводить до втрат електроенергії, викликає значний чутний шум, радіоперешкоди, світіння, вироблення озону і ушкодження ізоляції ліній електропередачі. До типових заходів по зниженню втрат на корону відносяться:

- 1) збільшення діаметру дроту, розщеплювання дроту;
- 2) регулювання напруги та ін.

Враховуючи, що заміна дротів на більший переріз або зміну конструкції фази пов'язані фактично з повною реконструкцією високовольтних ЛЕП, зараз можуть бути виділені два основні напрями роботи з даними витратами:

- 1) вдосконалення систем регулювання напруги на підстанціях і електростанціях;
- 2) заміна проводів на проводи аналогічного перерізу з пониженими втратами .

ВИСНОВКИ

З початком реформування енергетики України (з середини 90-х років) створилися самостійні суб'єкти хазяйнування. Вони в теперішній час експлуатують об'єкти енергетики, які були спроектовані і побудовані без урахування технічних вимог стосовно роботи систем обліку електроенергії в умовах функціонування енергоринку. В теперішній час майже повсюди спостерігається зріст абсолютних і відносних втрат електроенергії. За даними Мінпаливенерго технологічні витрати на транспортування електроенергії (технічні і комерційні складові втрат) в електричних мережах України складають 19,11 % загального товарного відпуску. В окремих областях України втрати електроенергії досягають 30 %.

Комплекс заходів щодо зниження втрат може бути розділений на три групи :

режимні – забезпечення оптимального режиму компенсаторів реактивної потужності, своєчасне переключення відгалужень обмоток трансформаторів РПН, відключення трансформаторів у мережах низької напруги на період малих навантажень;

організаційні – скорочення витрати електроенергії на власні потреби підстанцій, удосконалювання обліку електроенергії, контроль за використанням джерел реактивної потужності, впровадження нових програм для аналізу режимів мереж і їх оптимізації з використанням ЕОМ;

технічні – введення нових компенсуючих пристроїв, заміна проводів на лініях електропередачі, заміна трансформаторів і автотрансформаторів, автоматизація регулювання напруги.

В результаті проведеного аналізу встановлено, що зміна технічних втрат визначається:

- постійною зміною конфігурації мереж, внаслідок їхньої реконструкції;
- змінами умов і інтенсивності експлуатації, а також технічного стану елементів систем електропостачання за час експлуатації. Останнє обумовлено тим, що при експлуатації систем електропостачання технічний

стан елементів електрообладнання погіршується через їх знос та старіння внаслідок впливу факторів середовища в умовах яких вони працюють (кліматичних, механічних, режимних, електромагнітних та ін.). Старіння та інтенсивний знос елементів СЕП у багатьох випадках не тільки знижують їхню надійність, але й викликають додаткові втрати електричної енергії. Це особливо характерно для електроустаткування, що знаходиться в експлуатації тривалий період і у випадках несвоєчасного чи неякісного проведення планового технічного обслуговування.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов.-М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
2. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009. С. 456.
3. Ципленков Д. В. , Красовський П. Ю. Методи та засоби зниження технічних втрат електроенергії в елементах систем електропостачання// Електротехніка та електроенергетика. 2015. №1. С. 77–82
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Под ред. В.Н. Казанцева.-М.:Энергоатомиздат,1983.
5. Шведов Г.В., Сипачева О.В., Савченко О.В. Потери Электроэнергии при ее транспорте по злектрическим сетям: расчет, анализ, нормирование и снижение// Проблемы энергетики. 2012.
6. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. Москва, 1987.
7. Інформаційний збірник: Промислова електроенергетика та електротехніка. “Промелектро” №6/2010.м.Київ
8. В.А. Боровиков и др. Электрические сети энергетических систем. Л.: Энергия, 1977.- 392 с.
9. Н.А.Мельников. Электрические сети и системы. М. Энергия, 1975.
10. Инструкция по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Руководство для практических расчетов.-М.:Изд-во НЦ ЭНАС, 2010.
11. Методичні рекомендації визначення технологічних втрат електроенергії в трансформаторах і лініях електропередавання, затверджених наказом Міністерства енергетики України від 21.06.2013 № 399.

12.Dodatok-8-Poryadok-rozrahunku-vtrat-elektrychnoyi-energiyi-v-merezhispozhyvacha.pdf// Электронный ресурс.

13.https://forca.com.ua/instrukcii/energonaglyad/metodika-skladannya-strukturi-balansu-elektroenergiyi-v-elektrichnih-merezhah-038-150-kv_9.html//

Электронный ресурс

14."О порядке нормирования удельных затрат топливно-энергетических ресурсов в общественном производстве", утвержденный Постановлением Кабинета Министров Украины от 15.07.1997 г. № 786;

15.Р 50-072-98 Методика расчета технологических потерь электроэнергии в сетях электроснабжения напряжением от 0,38 к ПО кВ включительно.

16.Левитов, В.И. Корона переменного тока / В.И. Левитов. – М.: Энергия, 1975. – 280 с.

17.Попков, В.И. Коронный разряд и линии сверхвысокого напряжения / В.И. Попков. – М.: Наука, 1990. – 253 с.

18. Потери на корону и их снижение в сетях 220 КВ и выше. Путеводитель по Энергетике. – <http://pue8.ru/elektricheskie-seti/628-poteri-nakoronu-i-ikh-snizhenie-v-setyakh-220-kv-i-vyshe.html>

19.Тамазов, А.И. О проблемах расчёта потерь на корону воздушных линий электропередачи / А.И. Тамазов. – https://portalenergetika.com/articles/o_problemah_rascheta_poter_na_koronu__vozdushnyih_linii_elektropere_dachi_35 .