



Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет

Конспект лекцій
із курсу
**«Оптимізація процесів електропостачання
та енергозбереження»**
для студентів спеціальності
**141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»**
спеціалізації *«Електротехнічні системи електроспоживання»*
всіх форм навчання



Суми
Сумський державний університет
2023

Оптимізація процесів електропостачання та енергозбереження : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, І. І. Борзенков, І. І. Дяговченко, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2023 – 125 с.

Кафедра електроенергетики

Зміст

	С.
1 ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	8
1.1 Технологічні втрати електроенергії.....	9
1.1.1 Технічні втрати електроенергії.....	9
1.1.2 Витрата на власні потреби підстанцій.....	10
1.1.3 Недооблік електроенергії.....	12
1.2 Комерційні втрати електроенергії.....	12
1.2.1 Похибки вимірювань відпущеної в мережу електроенергії і корисно відпущеної електроенергії споживачам.....	13
1.2.2 Комерційні втрати, зумовлені заниженням корисного відпуску електроенергії.....	14
1.2.3 Втрати електроенергії, зумовлені наявністю безгоспних споживачів.....	17
1.2.4 Втрати, зумовлені неодноразовістю оплати за електроенергію побутовими споживачами, так званої сезонної складової.....	17
1.2.5 Погрішності розрахунку технічних втрат електроенергії в електричних мережах	17
2 ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ І ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ.....	18
2.1 Втрати електричної енергії в електричній мережі	19
2.2 Розрахунок питомих параметрів лінії.....	24
3 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	26
3.1 Втрати активної чи реактивної електроенергії	26
3.2 Рівень інформаційного забезпечення А.....	33

3.2.1	Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах.....	33
3.2.2	Втрати електроенергії в лініях електропередачі і реакторах.....	36
3.3	Рівень інформаційного забезпечення Б.....	40
3.3.1	Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах.....	40
3.3.2	Втрати електроенергії в лініях електропередачі і реакторах.....	43
3.4	Кліматичні втрати електроенергії в повітряних лініях.....	47
3.5	Втрати електроенергії в ізоляції кабельних ліній електропередавання.....	53
3.6	Особливі ситуації.....	53
3.7	Втрати електроенергії в розгалужених лініях електропередачію.....	55
3.8	Втрати електроенергії у внутрішньобудинкових мережах.....	56
4	АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	60
4.1	Задачі аналізу втрат електроенергії	60
4.2	Основні форми аналізу втрат електроенергії.....	61
4.3	Вихідні дані, що використовують для аналізу втрат електроенергії	61
4.4	Виявлення зон і конкретних елементів мережі з підвищеними технічними втратами	62
4.5	Виявлення фідерів (6–20) кВ із підвищеними комерційними втратами	63
4.6	Факт перенесення частини звітних втрат між місяцями.....	63

5	ВИБІР ЗАХОДІВ ДЛЯ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА ОБ'ЄДНАНЬ.....	64
5.1	Організаційні заходи щодо зниження втрат електроенергії.....	64
5.1.1	Оптимізація місць розмикання ліній 6–10, 35 кВ з двостороннім живленням.....	64
5.1.2	Оптимізація ведення режимів роботи основної мережі за напругою, коефіцієнтам трансформації і реактивної потужності.....	66
5.1.3	Переведення генераторів електростанцій у режим синхронного компенсатора (СК)...	68
5.1.4	Вирівнювання графіків навантаження споживачами електроенергії.....	69
5.1.5	Оптимізація робочих напруг у центрах живлення радіальних електричних мереж.....	71
5.1.6	Відключення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням...	76
5.1.7	Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ.....	80
5.1.8	Усунення неякісних з'єднань проводів ліній	81
5.1.9	Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій.....	81
5.1.10	Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного обладнання електричних мереж.....	82
5.1.11	Виконання робіт під напругою.....	84
5.1.12	Введення в роботу невикористовуваних коштів автоматичного регулювання напруги (АРН).....	85

5.2	Технічні заходи щодо зниження втрат електроенергії.....	85
5.2.1	Установка і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем.....	86
5.2.2	Заміна проводів на перевантажених лініях.....	88
5.2.3	Заміна відгалужень від ПЛІ 0,38 кВ до будівель.....	89
5.2.4	Заміна перевантажених силових трансформаторів.....	90
5.2.5	Установка і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях.....	92
5.2.6	Заміна недовантажених силових трансформаторів.....	93
5.2.7	Установка і введення в роботу пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів.....	95
5.2.8	Автоматизація управління режимами електричних мереж.....	98
5.2.9	Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу.....	98
5.2.10	Стимулювання, установка і введення в роботу компенсуючих пристроїв у споживачів, які споживають більше ніж 5000 кВАр · год.....	99
6	КОМПЛЕКСНИЙ І ЗАГАЛЬНОСИСТЕМНИЙ ПІДХІД ДО ВИБОРУ ЗАХОДІВ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	100
6.1	Класифікація заходів щодо зниження втрат електроенергії.....	100

6.2	Організаційні аспекти заходів щодо зниження втрат.....	100
6.3	Технічні аспекти заходів щодо зниження втрат....	101
6.3.1	Заходи щодо вдосконалення управління режимами електричних мереж.....	101
6.3.2	Заходи щодо автоматизації управління режимами електричних мереж.....	104
6.3.3	Заходи щодо реконструкції електричних мереж.....	105
6.3.4	Заходи щодо вдосконалення технічного обслуговування електричних мереж.....	105
6.3.5	Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії.....	106
7	МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ СКЛАДОВИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	106
7.1	Метод поелементних розрахунків.....	107
7.2	Метод характерних режимів.....	107
7.3	Метод характерних діб.....	112
7.4	Методи середніх навантажень і числа годин максимальних втрат.....	115
7.4.1	Методи розрахунку розімкнутих мереж.....	116
8	ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ.....	120
	Список літератури.....	121

1 ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Структура втрат електроенергії

Поділ втрат на складові можна проводити за різними критеріями:

- 1 Характером втрат (постійні, змінні).
- 2 Класами напруги.
- 3 Групами елементів.
- 4 Виробничими підрозділами тощо.

3 метою аналізу і нормування втрат доцільно використовувати збільшену структуру втрат електроенергії, у якій втрати розділені на складові на підставі їхньої фізичної природи і специфіки методів визначення їхніх кількісних значень.

Фактичні втрати електроенергії складаються:

- з технологічних;
- з «комерційних».



Рисунок 1.1 – Структура втрат електроенергії

1.1 Технологічні втрати електроенергії

1.1.1 Технічні втрати електроенергії

Технічні втрати поділяють:

1. На навантажувальні втрати електроенергії.
2. На втрати холостого ходу.
3. На Кліматичні втрати.

1.1.1.1 Навантажувальні втрати електроенергії можна подати втрати:

- 1) у проводах ліній передачі;
- 2) силових трансформаторах і автотрансформаторах;
- 3) струмообмежувальних реакторах;
- 4) загороджувачах високочастотного зв'язку;
- 5) трансформаторах струму;
- 6) з'єднувальних проводах і шинах розподільних пристроїв (РП) підстанцій.

1.1.1.2 Втрати холостого ходу можна подати як втрати:

- 1) у силових трансформаторах (автотрансформаторах);
- 2) компенсуючих пристроях (синхронних і тиристорних компенсаторах, батареях конденсаторів і шунтувальних реакторах);
- 3) обладнанні системи обліку електроенергії (ТТ, ТН, лічильниках і з'єднувальних проводах);
- 4) вентильних розрядниках і обмежувачах перенапруги;
- 5) пристроях приєднання високочастотного зв'язку (ВЧ-зв'язку);
- 6) ізоляції кабелів.

1.1.1.3 Кліматичні втрати. Кліматичні втрати електроенергії – втрати, зумовлені погодними умовами, які необхідно враховувати для ліній електропередач напругою 110 кВ і

вище для втрат на корону і від 6 кВ для втрат від струмів витоку по ізоляторах.

Втрати на корону і 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. Рівень електроспоживання, що визначає потоки потужності у вітках і напруги у вузлах мережі, істотно залежить від погодних умов, тому і навантажувальні, і умовно-постійні втрати також мають певну кореляцію з погодними умовами. Однак, у цьому разі найбільш істотним чинником, що характеризує ці умови, є температура повітря.

Склад кліматичних втрат електроенергії:

- 1) втрати на корону в повітряних лініях електропередач 110 кВ і вище;
- 2) втрати від струмів витоку по ізоляторах повітряних ліній електропередач;
- 3) витрата електроенергії на плавлення ожеледі.

Усі ці втрати визначають на основі даних про питомі втрати потужності залежно від перетину і кількості проводів у фазі, району розташування повітряної лінії електропередач, робочої напруги лінії.

1.1.2 Витрата на власні потреби підстанцій

Це витрата електроенергії, що споживається допоміжним обладнанням, яке підтримує роботу основного обладнання процесу вироблення, перетворення і розподілу електричної енергії.

Ця витрата фіксується, зазвичай, лічильниками електроенергії, установленими на високій або низькій стороні трансформаторів власних потреб.

Склад споживачів власних потреб:

- 1) електродвигуни вентиляторів і обладнання систем охолодження силових трансформаторів;
- 2) пристрої, призначені для заряджання акумуляторних батарей;
- 3) освітлення території підстанції;
- 4) допоміжні пристрої синхронних компенсаторів;
- 5) живлення:
 - компресорів;
 - кіл управління і оперативних кіл;
 - апаратури автоматики, зв'язку і телемеханіки;
 - засувок;
 - насосів (масляні, циркуляційні та дренажні);
- 6) обігрів:
 - обладнання в осередках КРПН (з апаратурою релейного захисту та автоматики, лічильниками або вимикачами) і в шафах РЗА зовнішньої установки;
 - баків масляних вимикачів, приводів роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів, пристроїв РПН;
 - агрегатних шаф і шаф управління повітряних вимикачів;
 - повітрозбірників;
 - 7) обігрів, освітлення і вентиляція приміщень:
 - ОПУ, ЗРП, ОВБ;
 - акумуляторної;
 - компресорної;
 - насосної пожежогасіння;
 - будівель допоміжних пристроїв синхронних компенсаторів;
 - прохідної.
 - 8) невеликі за обсягом ремонтні роботи, що виконуються в процесі експлуатації;
 - 9) інші:
 - дренажні насосні;

- пристрої РПН;
- дистилятори;
- дрібні верстати і пристосування тощо.

1.1.3 Недооблік електроенергії

Ці втрати отримують розрахунковим способом на основі даних про метрологічні характеристики і режим роботи приладів, що використовують для вимірювання енергії (ТС, ТН і самих електролічильників).

У розрахунок метрологічних втрат вносять усі прилади обліку відпуску електроенергії з мережі, зокрема й прилади обліку витрат електроенергії на СН підстанцій.

1.2 Комерційні втрати електроенергії

В ідеальному варіанті комерційні втрати електроенергії в електричній мережі повинні дорівнювати нулю. Очевидно, однак, що в реальних умовах відпуску в мережу корисний відпуск і технічні втрати визначають із похибками.

Різниці цих похибок фактично і є структурними складовими комерційних втрат. Вони повинні бути за можливості зведені до мінімуму внаслідок виконання відповідних заходів.

Якщо така можливість відсутня, необхідно внести правки до показань електролічильників, що компенсують систематичні похибки вимірювань електроенергії.

Це вплив «людського чинника», що містить у собі всі прояви таких впливів:

- 1) свідомі розкрадання електроенергії деякими абонентами за допомогою зміни показань лічильників;
- 2) споживання енергії, крім лічильників;
- 3) несплата або неповна оплата показань лічильників;
- 4) визначення надходження та відпуску електроенергії за деякими точками обліку розрахунковим способом (за розбіжності

меж балансової належності мереж і місць установки приладів обліку) тощо.

Структура комерційних втрат електроенергії

1.2.1 Погрішності вимірювань відпущеної в мережу електроенергії і корисно відпущеної електроенергії споживачам.

1.2.2 Комерційні втрати, зумовлені заниженням корисного відпуску електроенергії.

1.2.3 Втрати електроенергії, зумовлені наявністю безгоспних споживачів.

1.2.4 Втрати, зумовлені неодноразовістю оплати за електроенергію побутовими споживачами, так званої сезонної складової.

1.2.5 Похибки розрахунку технічних втрат електроенергії в електричних мережах.

1.2.1 Похибки вимірювань відпущеної в мережу і корисно відпущеної електроенергії споживачам

Похибка вимірювань електроенергії загалом може бути розбита на безліч складових, розглянемо найбільш значущі складові похибок вимірювальних комплексів (ВК), у які можуть входити:

1) похибки вимірювань електроенергії в нормальних умовах роботи вимірювальних приладів, які визначають за класами точності ТС, ТН і ЛПЧЕ;

2) додаткові похибки вимірювань електроенергії в реальних умовах експлуатації вимірювальних приладів, зумовлені:

а) заниженням проти нормативного коефіцієнтом потужності навантаження (додатковою кутовою похибкою);

б) впливом на ЛПЧЕ магнітних і електромагнітних полів різної частоти;

в) недовантаженням і перевантаженням ТС, ТН і ЛПЧЕ;

- г) несиметрією і рівнем підведеної до вимірювальних приладів напруги;
 - д) роботою ЛПЧЕ в неопалюваних приміщеннях з неприпустимо низькою температурою, тощо;
 - е) недостатньою чутливістю ЛПЧЕ за їхніх малих навантажень, особливо в нічні години;
 - ж) систематичні похибки, обумовлені наднормативними термінами служби вимірювальних приладів;
- 3) погрішності, пов'язані з неправильними схемами підключення електролічильників, ТТ і ТН, зокрема порушеннями фазування підключення лічильників;
- 4) погрішності, обумовлені несправними приладами обліку електроенергії;
- 5) похибки зняття показань електролічильників через помилки або навмисні викривлення записів показань;
- 6) неодночасність або невиконання встановлених термінів зняття показань лічильників, порушення графіків обходу лічильників;
- 7) помилки у визначенні коефіцієнтів перерахунку показань лічильників в електроенергію.

1.2.2 Комерційні втрати, зумовлені заниженням корисного відпуску електроенергії

Комерційні втрати, зумовлені заниженням корисного відпуску через недоліки енергозбутової діяльності містять дві складові:

Втрати виставленні рахунків.

Втрати від розкрадань електроенергії.

1.2.2.1 Втрати під час виставлення рахунків. Ця комерційна складова обумовлена неточністю даних про споживачів електроенергії, зокрема:

1) недостатньою або помилковою інформацією про укладені договори на користування електроенергією;

2) помилками під час виставлення рахунків, зокрема не виставленими рахунками споживачам через відсутність точної інформації за ними і постійний контроль за актуалізацією цієї інформації;

3) відсутністю контролю та помилками у виставленні рахунків клієнтам, які користуються спеціальними тарифами;

4) відсутністю контролю та обліку відкоригованих рахунків тощо.

1.2.2.2 Втрати від розкрадань електроенергії. Це одна з найбільш істотних складових комерційних втрат, яка є предметом клопоту енергетиків у більшості країн світу.

Термін «крадіжка електроенергії» застосовують тільки в тому разі, коли електроенергію не враховують або не повністю реєструють із вини споживача або коли споживач розкриває лічильник або порушує систему подавання електроживлення з метою зниження врахування лічильником витрати споживаної електроенергії.

Існують три основні групи способів розкрадань електроенергії:

I – механічні;

II – електричні;

III – магнітні.

I Механічні способи розкрадань електроенергії

Механічне втручання в роботу (механічне відкриття) лічильника, яке може набувати різних форм, зокрема:

1) свердління отворів у донній частині корпусу, кришки або склі лічильника; вставляння (в отвір) різних предметів типу

плівки шириною 35 мм, голки тощо для того, щоб зупинити обертання диска або скинути показання лічильника;

2) переміщення лічильника з нормального вертикального в напівгоризонтальне положення для того, щоб знизити швидкість обертання диска;

3) самовільний зрив пломб, зміни в центрівці осей механізмів (шестерень) для запобігання повноти реєстрації витрат електроенергії.

II Електричні способи розкрадань електроенергії

Найбільш поширеним електричним способом розкрадань електроенергії є так званий «накид» на виконану голим проводом повітряну лінію.

Досить широко використовують також такі способи:

1) як інвертування фази струму навантаження;

2) застосування різного типу «відмотувань» для часткової або повної компенсації струму навантаження зі зміною її фази;

3) шунтування кола струму лічильника – установлення так званих «закороток»; заземлення нульового проводу навантаження;

4) порушення чергування фазного і нульового проводів у мережі із заземленою нейтраллю живильного трансформатора.

III Магнітні способи розкрадань електроенергії

Застосування магнітів із зовнішнього боку лічильника може вплинути на його робочі характеристики. Зокрема можна в разі використання індукційних лічильників старих типів за допомогою магніту уповільнити обертання диска.

Сьогодні виробники намагаються захистити нові типи лічильників від впливу магнітних полів. Тому цей спосіб розкрадань електроенергії стає все більш обмеженим.

1.2.3 Втрати електроенергії, зумовлені наявністю безгоспних споживачів

Кризові явища в країні, поява нових акціонерних товариств призвели до того, що в більшості енергосистем останніми роками з'явилися і вже досить значний час існують житлові будинки, гуртожитки, цілі житлові селища, які не є на балансі будь-яких організацій. Електро- і теплоенергію, що поставляють у ці будинки, мешканці нікому не оплачують.

Спроби енергосистем відключити неплатників не дають результатів, оскільки жителі знову самовільно підключаються до мереж. Електроустановки цих будинків ніхто не обслуговує, їхній технічний стан загрожує аваріями і не забезпечує безпеку життя і майна громадян.

1.2.4 Втрати, зумовлені неодноразовістю оплати за електроенергію побутовими споживачами так званої «сезонної складової»

Це вельми істотна складова комерційних втрат електроенергії у зв'язку з тим, що побутові споживачі об'єктивно не в змозі одночасно зняти показання лічильників і оплатити за електроенергію.

Зазвичай, платежі відстають від реального електроспоживання, що, безумовно, вносить похибку у визначення фактичного корисного відпуску побутовим споживачам і в розрахунок фактичного небалансу електроенергії, оскільки відставання може становити від одного до трьох місяців і більше.

1.2.5 Похибки розрахунку технічних втрат електроенергії в електричних мережах

Оскільки комерційні втрати електроенергії не можна виміряти, то їх можна з тією чи іншою похибкою обчислити.

Значення цієї похибки залежить не тільки від похибок вимірювань об'єму розкрадань електроенергії, наявності «безгоспних споживачів» інших розглянутих вище чинників, але і від похибки розрахунку технічних втрат електроенергії. Чим точнішими будуть розрахунки технічних втрат електроенергії, тим, очевидно, точнішими буде оцінювання комерційної складової, тим об'єктивніше можна визначити їхню структуру і намітити заходи щодо їхнього зниження.

Контрольні питання

- 1 На які види втрат електроенергії діляться:
 - фактичні втрати;
 - технологічні втрати;
 - технічні втрати;
 - навантажувальні втрати;
 - втрати холостого ходу;
 - кліматичні втрати?
- 2 Перерахувати витрати на власні потреби підстанцій.
- 3 Які втрати електроенергії належать до комерційних?
- 4 Яка структура комерційних втрат електроенергії?
- 5 Складові помилок під час вимірювання електроенергії?

2 ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ І ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

До технологічних витрат електричної енергії відносять втрати енергії, обумовлені електромагнітними процесами у струмопровідних частинах електричної мережі і осердях апаратів під час її передавання, а також кліматичні втрати та втрати енергії в ізоляції елементів мережі (далі – втрати електричної енергії) [3].

2.1 Втрати електричної енергії в електричній мережі

Втрати електричної енергії в електричній мережі (елементах електричної мережі) визначають за результатами вимірювань як різницю обсягів електричної енергії, обчислену за одночасно знятими показами лічильників, установлених на вході і виході електричної мережі (елементів електричної мережі).

У разі технічної неможливості або економічної недоцільності вимірювання втрат, їх (втрати) визначають розрахунковим способом, як суму втрат в окремих елементах електричної мережі. Розрахунок втрат проводять для схеми нормального режиму.

Кількість активної електричної енергії W^P_C у кВт · год і кількість реактивної енергії W^Q_C у кВАр · год за період часу від T_1 до T_2 , яка перетікає через межу балансової належності, обчислюють за різницею показів лічильника в кінці та на початку цього періоду часу за формулами

$$W^P_C = W^P \pm \Pi^P, \quad (2.1)$$

$$W^Q_C = W^Q \pm \Pi^Q, \quad (2.2)$$

де W^P – кількість активної електричної енергії за період часу від T_1 до T_2 , визначена за показами лічильників електричної енергії відповідно до [4], кВт · год;

W^Q – кількість реактивної електричної енергії за період часу від T_1 до T_2 , визначена за показами лічильників електричної енергії відповідно до [3], кВАр · год;

Π^P – поправка до кількості активної електричної енергії, обумовленої незбігом точки вимірювання електричної енергії з межею балансової належності елементів електричної мережі, кВт · год;

Π^Q – поправка до кількості реактивної електричної енергії, обумовленої незбігом точки вимірювання електричної енергії і

межі балансової належності елементів електричної мережі, кВАр · год.

У формулах (2.1) і (2.2) знак «+» ставлять у разі, якщо в напрямку передавання електричної енергії точка вимірювання встановлена після межі балансової належності елементів електричної мережі і ділянка мережі від межі балансової належності до точки вимірювання перебуває на балансі споживача (субспоживача); знак «-» ставлять у разі, якщо точка вимірювання електричної енергії встановлена до межі балансової належності елементів електричної мережі і ділянка мережі від межі балансової належності до точки вимірювання перебуває на балансі електропередавальної організації (основного споживача).

1 За рівня інформаційного забезпечення **A** поправки розраховують за формулами (**рівень інформаційного забезпечення визначення втрат A (рівень A)** – визначення втрат електричної енергії за умов, коли вимірювання обсягів електричної енергії здійснюють із використанням лічильників інтегрального типу) (2.3) і (2.4):

$$\Pi^P = \Delta W^P_{\tau} + \Delta W^P_{\Pi} + \Delta W^P_p + \Delta W^P_k + \Delta W^P_{\text{із.к}} \quad (2.3)$$

$$\Pi^Q = \Delta W^Q_{\tau} + \Delta W^Q_{\Pi} + \Delta W^Q_p, \quad (2.4)$$

де ΔW^P_{τ} – втрати активної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, кВт · год.;

ΔW^P_{Π} – втрати активної енергії в проводах ПЛ і жилах кабелів КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, кВт · год.;

ΔW^P_p – втрати активної енергії в реакторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, кВт · год.;

ΔW^P_k – кліматичні втрати активної енергії в ПЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, обумовлені короною ($\Delta W^P_{k,кор}$) та недосконалістю ізоляції ПЛ ($\Delta W^P_{k,із}$) і залежать від погодних умов, кВт · год;

$\Delta W^P_{із,к}$ – втрати активної енергії в КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, обумовлені недосконалістю ізоляції КЛ, кВт · год;

ΔW^Q_T – втрати реактивної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, кВАр · год;

ΔW^Q – втрати реактивної енергії в проводах ПЛ і жилах кабелів КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, кВАр · год;

ΔW^Q_p – втрати реактивної енергії в реакторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, кВАр · год.

2 За рівнів інформаційного забезпечення **Б** поправки розраховують за формулами (**рівень інформаційного забезпечення визначення втрат Б (рівень Б)** – визначення втрат електричної енергії за умов, коли вимірювання обсягів електричної енергії здійснюють з використанням лічильників інтервального типу за допомогою засобів локального устаткування збору та оброблення даних та/або автоматизованих систем обліку електричної енергії, прийнятих у промислову (постійну) експлуатацію відповідно до вимог чинних нормативних документів) (2.5) и (2.6):

$$\Pi^P = \sum_{i=1}^N (\Delta \Delta^P_{т.і} + \Delta W^P_{п.і} + \Delta W^P_{р.і} + \Delta W^P_{к.і} + \Delta W^P_{ізн.к.}) \quad (2.5)$$

$$\Pi^Q = \sum_{i=1}^N (\Delta \Delta_{т.і}^Q + \Delta W_{п.і}^Q + \Delta W_{р.і}^Q). \quad (2.6)$$

де $\Delta W_{т.і}^P$ – втрати активної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го інтервалу часу з умовно-сталим навантаженням, кВт · год;

$\Delta W_{п.і}^P$ – втрати активної енергії в проводах ПЛ і жилах кабелів КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го інтервалу часу з умовно-сталим навантаженням, кВт · год;

$\Delta W_{р.і}^P$ – втрати активної енергії в реакторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i – го інтервалу часу з умовно-сталим навантаженням, кВт · год.;

$\Delta W_{к.і}^P$ – кліматичні втрати активної енергії в ПЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, обумовлені короною та недосконалістю ізоляції ПЛ і залежать від погодних умов, протягом i -го інтервалу часу, кВт · год;

$\Delta W_{із.к.і}^P$ – втрати активної енергії в КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання, обумовлені недосконалістю ізоляції КЛ, протягом i – го інтервалу часу, кВт · год;

$\Delta W_{т.і}^Q$ – втрати реактивної енергії в силових трансформаторах і автотрансформаторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го інтервалу часу з умовно-сталим навантаженням, кВАр · год;

$\Delta W_{\text{п.і}}^{\text{Q}}$ – втрати реактивної енергії в проводах ПЛ і жилах кабелів КЛ на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го інтервалу часу з умовно-сталим навантаженням, кВАр · год;

$\Delta W_{\text{р.і}}^{\text{Q}}$ – втрати реактивної енергії в реакторах на ділянці мережі від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання протягом i -го інтервалу часу з умовно-сталим навантаженням, кВАр · год;

N – кількість інтервалів часу з умовно-сталим навантаженням за період часу від T_1 до T_2 .

Значення інтервалу часу з умовно-сталим навантаженням рекомендовано брати для всіх ступенів напруги $\Delta T = 0,5$ год, якщо інше не визначене нормативними документами з автоматизації обліку електричної енергії.

Втрати активної і реактивної енергії в елементі електричного кола, складеного з послідовних елементів електричної мережі, визначають з урахуванням втрат електричної енергії в попередніх елементах цього кола. Водночас, розрахунок втрат потрібно розпочинати з елемента мереж, на приєднанні якого розташована точка вимірювання.

Підготовка до визначення втрат електричної енергії повинна складатися з таких етапів:

1) визначення довжин ПЛ і КЛ, зокрема ділянок ЛЕП від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання;

2) визначення діаметрів проводів ПЛ і діаметрів жил кабелів КЛ, зокрема на ділянках ЛЕП від межі балансової належності елементів електричної мережі до точки вимірювання;

3) визначення характеристик трансформаторів і автотрансформаторів, зокрема установлених на ділянці електричної мережі від межі балансової належності елементів електричних мереж до точки вимірювання;

4) визначення характеристик реакторів, зокрема установлених на ділянці електричної мережі від межі балансової належності елементів електричних мереж до точки вимірювання;

5) визначення ступеня забрудненості атмосфери (СЗА, СЗ) і кліматичних умов протягом розрахункового періоду;

6) об'єктування електричних опорів елементів електричної мережі.

Довжину ПЛ і КЛ визначають за паспортними даними об'єкта, проєктною документацією (проєктними рішеннями), а за їхньої відсутності – за допомогою вимірювання.

Площі поперечного перерізу проводів ПЛ і жил кабелів КЛ визначають за паспортними або каталожними даними, проєктною документацією об'єкта або за їхньої відсутності – вимірюваннями.

Характеристики трансформаторів, автотрансформаторів і реакторів визначають за паспортними даними. За відсутності паспорта характеристики трансформаторів, автотрансформаторів і реакторів беруть згідно з каталогами виробників, складеними відповідно до [5–9], або визначають за допомогою вимірювання. Вимірювання характеристик трансформаторів, автотрансформаторів і реакторів потрібно виконувати відповідно до вимог [10].

2.2 Розрахунок питомих параметрів лінії

1 Питомий індуктивний опір транспонованої ПЛ із розщепленою фазою з однаковим перерізом проводів із кольорових металів в Ом/км обчислюють за формулою (2.7):

$$X_{\Pi} = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{сер}}}{r_{\text{екв}}} + \frac{0,157}{n}, \quad (2.7)$$

де $D_{\text{сер}} = \sqrt[3]{a_{\text{AB}} \cdot a_{\text{BC}} \cdot a_{\text{CA}}}$ – середньгеометрична відстань між проводами окремих фаз ПЛ (параметр $D_{\text{сер}}$ на рисунку В1–В3 [3]);

a_{AB}, a_{BC}, a_{CA} – відповідно відстані між проводами фаз А, В і С, м;

$$r_{екв} = \sqrt[n]{r \cdot a_{сер}^{n-1}} - \text{еквівалентний радіус проводу, м;}$$

$a_{сер}$ – середньгеометрична відстань між проводами однієї фази, м;

r – радіус проводу, м.

Питомий індуктивний опір транспонованої ПЛ із нерозщепленою фазою розраховують за формулою (2.7) за $n = 1$ та $r_{екв} = r$.

2 Питому реактивну ємнісну провідність транспонованої ПЛ з розщепленою фазою з однаковим перерізом проводів у мкСм/км обчислюють за формулою (2.8)

$$b = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{сер}}{r_{екв}}}, \quad (2.8)$$

Питому реактивну ємнісну провідність транспонованої ПЛ із нерозщепленою фазою розраховують за формулою (2.8) за $r_{екв} = r$.

Відомості про питому ємнісну провідність ПЛ наведені в [3] в додатку В.

3 Питому реактивну ємнісну провідність фази КЛ напругою понад 20 кВ з однаковим перерізом жил в мкСм/км беруть згідно з ТУ на кабель або обчислюють за формулою

$$b = \omega \cdot \frac{\epsilon_r}{18 \cdot \ln \frac{D_{i3}}{d_{i3}}} \quad (6.4)$$

де $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$,

f – частота електричного струму, Гц;

ϵ_r – відносна діелектрична проникність матеріалу ізоляції (для зшитого поліетилену $\epsilon_r = 2,5$; для паперової просоченої $\epsilon_r = 3,5 + 3,7$);

D_{i3} – зовнішній діаметр основної ізоляції кабелю, мм;

d_{i3} – внутрішній діаметр основної ізоляції кабелю, мм.

Тривалість у розрахунковому періоді погодних умов певного виду визначають за даними метеорологічної служби, усередненими за 3–5 років.

Контрольне питання

1 Як визначають втрати електричної енергії в електричній мережі?

3 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Втрати активної та реактивної електроенергії

Втрати активної ΔW^P чи реактивної електроенергії ΔW^Q в електричних мережах за розрахунковий період визначають окремо для кожного елемента електричної мережі (лінії електропередачі, реактора, трансформатора чи автотрансформатора тощо) за перетоками активної чи реактивної електроенергії в точках обліку, розташованих на приєднанні елемента мережі відповідно до узагальнених формул (3.1), (3.2).

Коефіцієнти форми графіка навантаження k^2_ϕ будуть за таблицями 3.1–3.3 або обраховують згідно з [11].

За відсутності інформації щодо форми графіка за згодою сторін беруть $k^2_\phi = 1,15$. У разі, якщо розрахунковий період починається не з 1 числа місяця, значення коефіцієнта форми графіка беруть відповідно до сезону, на який припадає більша частина розрахункового періоду.

$$\Delta W^P = a \cdot I^2 \cdot R \cdot k_{\phi}^2 \cdot T^P + P_{y.n} \cdot T_n, \quad (3.1)$$

$$\Delta W^Q = a \cdot I^2 \cdot X \cdot k_{\phi}^2 \cdot T^P + Q_{y.n} \cdot T_n, \quad (3.2)$$

де a – коефіцієнт, що залежить від виду мережі (трифазна, однофазна);

I – середнє діюче значення сили струму в елементі мережі;

k_{ϕ}^2 – коефіцієнт форми графіка навантаження елемента мережі;

R – активний опір елемента мережі;

X – реактивний опір елемента мережі;

$P_{y.n}$ – умовно-постійні втрати активної енергії в елементі мережі, що залежать від напруги і не залежать від сили струму;

$Q_{y.n}$ – умовно-постійні втрати реактивної енергії в елементі мережі, що залежать від напруги і не залежать від сили струму;

$T_p = 24 \times N_d$ – кількість годин роботи елемента мережі під навантаженням протягом розрахункового періоду;

N_d – кількість діб роботи елемента мережі в розрахунковому періоді;

$T_n = T_{pn} - T_b$ – число годин находження елемента мережі під напругою протягом розрахункового періоду;

T_{pn} – тривалість розрахункового періоду, години;

T_b – час, протягом якого елемент мережі був вимкнений, години.

Таблиця 3.1 – Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 10 (6)/0,38 кВ за відсутності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності в мережах споживача [3]

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k^2_{ϕ}				
	сезонне				середньо-річне
	зима	весна	літо	осінь	
1	2	3	4	5	6
Сільські житлові будинки	1,17	1,13	1,14	1,15	1,15
Міські житлові будинки	1,13	1,11	1,13	1,12	1,12
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Житлові будинки з електроопаленням в акумуляційному режимі, зокрема обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	2,38	1,79	1,15	2,00	1,83
Житлові будинки з електроопаленням в вільному режимі, зокрема обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,03	1,05	1,15	1,04	1,07

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6
Сільські комунально-побутові споживачі	1,15	1,15	1,16	1,16	1,16
Міські комунально-побутові споживачі	1,09	1,08	1,09	1,09	1,09
Комунально-побутові споживачі з частково змішаним навантаженням	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Виробничі споживачі з частково змішаним навантаженням	1,08	1,09	1,08	1,08	1,08
Сільські виробничі споживачі	1,12	1,13	1,11	1,12	1,12
Птахофабрики	1,05	1,06	1,05	1,06	1,06
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	–	–	1,12	1,12	1,12
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,02	1,04
Однозмінні промислові підприємства	1,48	1,46	1,48	1,49	1,48
Двозмінні промислові підприємства	1,27	1,25	1,26	1,27	1,26
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електрокотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11

Таблиця 3.2 – Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 10(6)/0,38 кВ за наявності автоматизованих засобів компенсації реактивної потужності в мережах споживача [3]

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми графіка k^2_{ϕ}				
	сезонне				середньо-річне
	зима	весна	літо	осінь	
1	2	3	4	5	6
Сільські житлові будинки	1,24	1,20	1,24	1,23	1,23
Міські житлові будинки	1,18	1,15	1,20	1,17	1,18
Житлові будинки, обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,22	1,24	1,28	1,24	1,25
Житлові будинки з електроопаленням в акумуляційному режимі, зокрема обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	2,40	1,80	1,25	2,01	1,87
Житлові будинки з електроопаленням в вільному режимі, в тому числі обладнані стаціонарними електроплитами для приготування їжі	1,03	1,06	1,25	1,04	1,10
Сільські комунально-побутові споживачі	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6
Міські комунально-побутові споживачі	1,12	1,10	1,12	1,11	1,11
Комунально-побутові споживачі з частково змішаним навантаженням	1,07	1,06	1,07	1,06	1,07
Виробничі споживачі з частково змішаним навантаженням	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07
Сільські виробничі споживачі	1,07	1,10	1,10	1,09	1,09
Птахофабрики	1,02	1,03	1,04	1,02	1,03
Зрошення землі	1,60	1,18	1,10	1,35	1,31
Сезонні літньо-осінні споживачі	-	-	1,12	1,12	1,12
Тепличні комбінати з обігріванням від вогневих котельних	1,03	1,02	1,10	1,03	1,05
Однозмінні промислові підприємства	1,44	1,43	1,46	1,44	1,44
Двозмінні промислові підприємства	1,24	1,23	1,26	1,24	1,24
Тризмінні промислові підприємства	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Акумуляційні електрокотельні	3,07	3,12	3,12	3,12	3,11

Таблиця 3.3 – Коефіцієнти форми графіка навантаження на шинах підстанцій 110(150) – 35/10 кВ [3].

Характеристика споживача	Значення коефіцієнта форми k^2_{ϕ}				
	сезонне				середньо річне
	зима	весна	літо	осінь	
Сільськогосподарські споживачі	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Промислові споживачі	1,07	1,06	1,06	1,06	1,06
Комунально-побутові споживачі з частково змішаним навантаженням	1,07	1,06	1,07	1,06	1,07
Виробничі споживачі з частково змішаним навантаженням	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07
Тваринницькі комплекси та птахофабрики	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04
Парники і теплиці з електрообігрівом	1,04	1,02	1,07	1,07	1,05
Зрошення	1,09	1,07	1,05	1,08	1,07

Квадрат середнього діючого значення сили струму в елементі електричної мережі протягом розрахункового періоду в A^2 обчислюють за формулою (3.3):

$$I^2 = \frac{(W^P)^2 + (W^Q)^2}{b \cdot T_p^2 \cdot U_H^2} \quad (3.3)$$

де W^P , W^Q – перетікання відповідно активної і реактивної енергії через елемент мережі за розрахунковий період, кВт · год (кВАр · год);

b – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 1 для однофазної мережі;

U_n – номінальна вища напруга трансформатора (автотрансформатора) згідно з [7] або номінальна напруга ПЛ (КЛ) або іншого елемента мережі згідно з [12], [13], кВ.

Вимірювання кількості активної енергії W^P_y кВт · год. або кількості реактивної енергії W^Q_y кВАр · год. за допомогою лічильника виконують згідно з розділом 11 [4].

3.2 Рівень інформаційного забезпечення А

3.2.1 Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах

1 Втрати активної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВт · год розраховують за формулою (3.4)

$$\begin{aligned} \Delta W^Q_T &= 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k^2_{\phi} \cdot 10^{-3} \cdot T_p + P_{x,x} \cdot T_n = \\ &= 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k^2_{\phi} \cdot 10^{-3} \cdot T_p + g_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (3.4)$$

де I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму трансформатора, квадрат якого обчислюють за формулою (3.3), А;

k^2_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка навантаження трансформатора;

R_T – активний опір трансформатора, Ом;

$P_{x,x}$ – втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

T_p – час роботи трансформатора під навантаженням упродовж розрахункового періоду, години;

T_n – час знаходження трансформатора під напругою впродовж розрахункового періоду, години;

U_n – вища номінальна напруга трансформатора, кВ.

Значення параметрів R_T , g_T і втрат холостого ходу $P_{x,x}$ трансформаторів наведене в [3] в додатку Б.

Втрати активної енергії у струмопровідних частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають на підставі втрат від відповідних струмів у кожній із обмоток окремо з використанням значень опорів обмоток, визначених за формулами, наведеними в [3] додатку Б. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають із використанням параметра R_T .

2 Втрати реактивної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВАр · год розраховують за формулою (3.5):

$$\begin{aligned} \Delta W^{Q_T} &= 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_p + Q_{x,x} \cdot T_n = \\ &= 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_p + b_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (3.5)$$

де X_T – реактивний опір трансформатора, Ом;

$Q_{x,x}$ – реактивна потужність втрат холостого ходу трансформатора, кВАр;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

Значення параметрів X_T , b_T і реактивної потужності втрат холостого ходу $Q_{x,x}$ трансформаторів наведене в [3] додатку Б.

Втрати реактивної енергії у струмопровідних частинах двообмоткових трансформаторів з розщепленою обмоткою низької напруги визначають на підставі втрати від відповідних струмів у кожній із обмоток окремо з використанням значень реактивних опорів обмоток, визначених за формулами, наведеними в [3] додатку Б. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають із використанням параметра X_T .

3 Втрати активної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВт · год розраховують за формулою (3.6)

$$\begin{aligned}
\Delta W^P_T &= 3 \cdot (I_{вн}^2 \cdot R_{вн} \cdot k_{ф.в}^2 + I_{сн}^2 \cdot R_{сн} \cdot k_{ф.с}^2 + \\
&+ I_{нн}^2 \cdot R_{нн} \cdot k_{ф.н}^2) \cdot 10^{-3} \cdot T_p + P_{х.х} \cdot T_n = \\
&= 3 \cdot (I_{вн}^2 \cdot R_{вн} \cdot k_{ф.в}^2 + I_{сн}^2 \cdot R_{сн} \cdot k_{ф.с}^2 + \\
&+ I_{нн}^2 \cdot R_{нн} \cdot k_{ф.н}^2) \cdot 10^{-3} \cdot T_p + g_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \quad (3.6)
\end{aligned}$$

де $I_{вн}$, $I_{сн}$, $I_{нн}$ – середні протягом розрахункового періоду діючі значення сил струмів обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, квадрати яких обчислюють за формулою (3.3) і зведені до вищої напруги трансформатора (автотрансформатора), А;

$R_{вн}$, $R_{сн}$, $R_{нн}$ – активні опори трансформатора (автотрансформатора) відповідно для високої середньої і низької напруги, Ом;

$k_{ф.в}$, $k_{ф.с}$, $k_{ф.н}$ – коефіцієнти форми графіка навантаження обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, значення яких визначені згідно з пунктом 3.1;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

$P_{х.х}$ – втрати холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВт.

4 Втрати реактивної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВАр · год. розраховують за формулою (3.7):

$$\begin{aligned}
\Delta W^Q_T &= 3 \cdot (I_{вн}^2 \cdot X_{вн} \cdot k_{ф.в}^2 + I_{сн}^2 \cdot X_{сн} \cdot k_{ф.с}^2 + \\
&+ I_{нн}^2 \cdot X_{нн} \cdot k_{ф.н}^2) \cdot 10^{-3} \cdot T_p + Q_{х.х} \cdot T_n = \\
&= 3 \cdot (I_{вн}^2 \cdot X_{вн} \cdot k_{ф.в}^2 + I_{сн}^2 \cdot X_{сн} \cdot k_{ф.с}^2 + \\
&+ I_{нн}^2 \cdot X_{нн} \cdot k_{ф.н}^2) \cdot 10^{-3} \cdot T_p + b_T \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \quad (3.7)
\end{aligned}$$

де $X_{вн}$, $X_{сн}$, $X_{нн}$ – реактивні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої середньої і низької напруги, Ом;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм;

$Q_{х.х}$ – реактивна потужність втрат холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВАр.

3.2.2 Втрати електроенергії в лініях електропередачі і реакторах

1 Втрати активної енергії у кВт · год у проводах ПЛ або жилах кабелів КЛ розраховують за формулою (3.8)

$$\Delta W_{\text{П}}^{\text{P}} = a \cdot I^2 \cdot R_{\text{екв}} \cdot k_{\text{ф}}^2 \cdot T_{\text{р}} \cdot 10^{-3}, \quad (3.8)$$

де a – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 2 для однофазної мережі;

I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму ЛЕП, квадрат якого обчислюють за формулою (3.3), А;

$R_{\text{екв}}$ – еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ом

$$R_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n R_{\text{пит.м}} \cdot L_m;$$

$R_{\text{пит.м}}$ – питомий опір фази m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю) з урахуванням його провисання, укладання «змійкою» тощо, км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю);

$k_{\text{ф}}^2$ – коефіцієнт форми графіка навантаження ЛЕП, значення якого визначене згідно з п. 3.1;

$T_{\text{р}}$ – час роботи ЛЕП під навантаженням протягом розрахункового періоду, години.

Значення питомого опору фази ЛЕП беруть згідно з ТУ на провід (кабель) або в [3] за додатком В.

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку його активний опір додають до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення опору, Ом, розраховують на основі його паспортних даних за формулою (3.9)

$$R = \frac{\Delta P_n}{I_n^2} \cdot 10^{-3} \quad (3.9)$$

де ΔP_n – номінальні втрати потужності у високочастотному загороджувачі, кВт;

I_n – номінальний струм високочастотного загороджувача зв'язку (Φ), А.

За відсутності паспортних даних дозволяють користуватися даними, наведеними в [3] у таблиці В.9.

2 Втрати реактивної енергії у кВАр · год в ПЛ розраховують за формулою (3.10):

$$\begin{aligned} \Delta W_n^Q &= a \cdot I^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot k_\phi^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot T_n = \\ &= a \cdot I^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot k_\phi^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_n^2 \cdot T_n \cdot 10^{-3}, \quad (3.10) \end{aligned}$$

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази ЛЕП, Ом

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{птг.м}} \cdot L_m,$$

$X_{\text{птг.м}}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки ПЛ з однакою площею перерізу проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки ПЛ з однакою площею перерізу проводу з урахуванням його провисання, км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки ПЛ з однакою площею перерізу проводу, кВАр/км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однакою площею перерізу проводу (кабелю);

b_m – питома ємнісна провідність фази m -тої ділянки ПЛ з однакою площею перерізу проводу, мкСм/км;

U_n – номінальна напруга ПЛ;

T_n – час знаходження ПЛ під напругою, години.

Якщо $U_n < 110$ кВ, другий доданок у формулі (3.10) беруть рівним нулю.

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку його індуктивний опір додається до опору ЛЕП, на на основі його паспортних даних за формулою (3.11)

$$X = \omega \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (3.11)$$

де $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$,

f – частота електричного струму, Гц;

L – індуктивність котушки високочастотного загороджувача, мГн.

За відсутності паспортних даних дозволяють користуватися даними, наведеними в [3] у таблиці В.9.

Зважаючи на опори високочастотних загороджувачів, потрібно пам'ятати, що їх не завжди встановлюють у всіх фазах ЛЕП. Таке їхнє встановлення здійснюють зазвичай тільки на ЛЕП 330 кВ і вище. На ЛЕП 220 кВ для високочастотного зв'язку використовують одну – дві фази, а на ЛЕП 110 кВ – одну фазу. Оскільки розрахунки ведуть на основі однолінійної схеми, що являє собою симетричне трифазне виконання, то за наявності високочастотного загороджувача тільки в одній фазі в розрахункову схему потрібного вносити тільки 1/3 опору високочастотного загороджувача, за наявності у двох фазах – 2/3. Також потрібно пам'ятати про те, що якщо високочастотний загороджувач установлений на грозозахисному тросі, то додавати його опір до опору ЛЕП не потрібно.

3 Втрати реактивної енергії у кВАр · год у КЛ розраховують за формулою (3.12):

$$\begin{aligned} \Delta W_n^Q &= a \cdot I^2 \cdot X_{екв} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot T_H = \\ &= a \cdot I^2 \cdot X_{екв} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T_p \cdot 10^{-3} - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_H^2 \cdot T_H \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (3.12)$$

де $X_{екв}$ – еквівалентний індуктивний опір фази КЛ, Ом

$$X_{екв} = \sum_{m=1}^n X_{птг.м} \cdot L_m;$$

$X_{\text{пит.}m}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки КЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили з урахуванням його укладання «змійкою», км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили (зарядна потужність кабелю), кВАр/км;

b_m – питома ємнісна провідність однієї фази m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили, мкСм/км;

U_n – номінальна напруга КЛ, кВ;

T_n – час знаходження кабелю під напругою, години.

У разі $U_n < 20$ кВ другий доданок у формулі (3.12) беруть рівним нулю.

4 Втрати активної енергії у кВт · год у трифазних групах струмообмежувальних реакторів розраховують за формулами (3.13, 3.14)

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot \frac{I^2}{I_n^2} \cdot \Delta P_n \cdot k_\phi^2 \cdot T_p, \quad (3.13)$$

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot 10^{-3} \cdot I^2 \cdot R_p \cdot k_\phi^2 \cdot T_p, \quad (3.14)$$

де I – середнє протягом розрахункового періоду діюче значення сили струму ЛЕП, квадрат якого обчислюють за формулою (3.3), А;

I_n – номінальний струм реактора, А;

ΔP_n – втрати активної потужності в одній фазі реактора за номінального струму, кВт;

k_ϕ^2 – коефіцієнт форми графіка навантаження, значення якого визначене згідно з п. 3.1;

R_p – активний опір фази реактора, Ом;

T_p – час роботи реактора під навантаженням, години.

5 Втрати реактивної енергії у кВАр · год у трифазних групах струмообмежувальних реакторів розраховують за формулою (3.15)

$$\Delta W_{\text{P}}^{\text{Q}} = 3 \cdot I^2 \cdot X_{\text{н}} \cdot k_{\text{ф}}^2 \cdot T_{\text{р}} \cdot 10^{-3}, \quad (3.15)$$

де $X_{\text{н}}$ – номінальний індуктивний опір реактора, Ом;

$T_{\text{р}}$ – час роботи реактора під навантаженням, години.

6 Втрати активної енергії у кВт · год у шунтувальному реакторі розраховують за формулою (3.16)

$$\Delta W_{\text{P}}^{\text{P}} = \Delta P_{\text{н}} \cdot T_{\text{н}}, \quad (3.16)$$

де $\Delta P_{\text{н}}$ – втрати активної потужності в реакторі за номінальної напруги, кВт;

$T_{\text{н}}$ – час знаходження реактора під напругою, години.

3.3 Рівень інформаційного забезпечення Б

3.3.1 Втрати електроенергії в трансформаторах і автотрансформаторах

1 Втрати активної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВт · год за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (3.17)

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{Т}}^{\text{P}} &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_{\text{т}}^2 \cdot R_{\text{т}} \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_{\text{т}} + P_{\text{н.х}} \cdot \Delta T_{\text{т}}) = \\ &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_{\text{т}}^2 \cdot R_{\text{т}} \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_{\text{т}} + g_{\text{т}} \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_{\text{т}}), \quad (3.17) \end{aligned}$$

де $I_{\text{т}}$ – діюче значення сили струму навантаження трансформатора, квадрат якого обчислюють за формулою (3.3) для інтервалу часу $\Delta T_{\text{т}}$ із умовно сталим навантаженням і зведений до вищої напруги трансформатора, А;

$R_{\text{т}}$ – активний опір трансформатора, Ом;

$\Delta T_{\text{т}}$ – тривалість t -го інтервалу часу із умовно сталим навантаженням, годин;

$g_{\text{т}}$ – активна провідність трансформатора, мкСм;

$U_{\text{н}}$ – вища номінальна напруга трансформатора, кВ;

$R_{н.х}$ – втрати неробочого ходу трансформатора, кВт.

Втрати активної енергії у струмопровідних частинах двообмоткових трансформаторів із розщепленою обмоткою низької напруги визначають із урахуванням враховуючи втрати від відповідних струмів в кожній із обмоток окремо з використанням значень опорів обмоток. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають із використанням параметра R_T .

2 Втрати реактивної енергії у двообмоткових трансформаторах у кВАр · год за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (3.18)

$$\begin{aligned} \Delta W_T^Q &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + Q_{н.х} \cdot \Delta T_t) = \\ &= \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_T \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + b_T \cdot U_n^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t), \end{aligned} \quad (3.18)$$

де X_T – реактивний опір трансформатора, Ом;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

$Q_{н.х}$ – реактивна потужність втрат неробочого ходу трансформатора, кВАр.

Втрати реактивної енергії у струмопровідних частинах двообмоткових трансформаторів із розщепленою обмоткою низької напруги визначають з урахуванням втрат від відповідних струмів у кожній із обмоток окремо з використанням значень опорів обмоток. У разі застосування трансформатора із сполученими паралельно вітками розщепленої обмотки втрати у трансформаторі визначають із використанням параметра X_T .

3 Втрати активної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВт · год за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (3.19)

$$\begin{aligned} \Delta W_T^P &= \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{вн.t}^2 \cdot R_{вн} + I_{сн.t}^2 \cdot R_{сн} + I_{нн.t}^2 \cdot R_{нн}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + P_{x.x} \cdot \Delta T_t] = \\ &= \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{вн.t}^2 \cdot R_{вн} + I_{сн.t}^2 \cdot R_{сн} + I_{нн.t}^2 \cdot R_{нн}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + g_T \cdot U_n^2 \cdot 10^{-3} \Delta T_t], \quad (3.19) \end{aligned}$$

де $I_{вн.t}$, $I_{сн.t}$, $I_{нн.t}$ – діючі значення сил струмів обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, квадрати яких обчислюють за формулою (3.3) для інтервалу часу ΔT_t із умовно сталим навантаженням і зведені до вищої напруги трансформатора (автотрансформатора), А;

$R_{вн}$, $R_{сн}$, $R_{нн}$ – активні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, Ом;

g_T – активна провідність трансформатора, мкСм;

$P_{x.x}$ – втрати холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВт.

4 Втрати реактивної енергії у триобмоткових трансформаторах і автотрансформаторах у кВАр · год за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (3.20)

$$\begin{aligned} \Delta W_T^Q &= \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{вн.t}^2 \cdot X_{вн} + I_{сн.t}^2 \cdot X_{сн} + I_{нн.t}^2 \cdot X_{нн}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + Q_{x.x} \cdot \Delta T_t] = \\ &= \sum_{t=T_1}^{T_2} [(I_{вн.t}^2 \cdot X_{вн} + I_{сн.t}^2 \cdot X_{сн} + I_{нн.t}^2 \cdot X_{нн}) \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t + b_T \cdot U_n^2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t], \quad (3.20) \end{aligned}$$

де $X_{вн}$, $X_{сн}$, $X_{нн}$ – реактивні опори обмоток трансформатора (автотрансформатора) відповідно високої, середньої і низької напруги, Ом;

b_T – реактивна провідність трансформатора, мкСм.

$Q_{x.x}$ – реактивна потужність втрат холостого ходу трансформатора (автотрансформатора), кВАр.

3.3.2 Втрати електроенергії в лініях електропередачі й реакторах

1 Втрати активної енергії у кВт · год у проводах ПЛ або жилах кабелів КЛ за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (3.21)

$$\Delta W_T^P = a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} I_t^2 \cdot R_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t, \quad (3.21)$$

де a – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазної мережі і 2 для однофазної мережі;

I_t – середнє значення сили струму навантаження, квадрат якого обчислюють за формулою (3.3) для інтервалу часу T_t із умовно сталим навантаженням, А;

$R_{\text{екв}}$ – еквівалентний активний опір фази ЛЕП, Ом

$$R_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n R_{\text{пит.м}} \cdot L_m,$$

$R_{\text{пит.м}}$ – питомий опір фази m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю), Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю) з урахуванням його провисання, укладання «змійкою» тощо, км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю).

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку його активний опір додають до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення опору, Ом, розраховують на основі його паспортних даних за формулою (3.22)

$$R = \frac{\Delta P_n}{I_n^2} \cdot 10^{-3}, \quad (3.22)$$

де ΔP_n – номінальні втрати потужності у високочастотному загороджувачі, кВт;

I_n – номінальний струм високочастотного загороджувача зв'язку (Ф), А.

2 Втрати реактивної енергії у кВАр · год у ПЛ за період часу ΔT_p від T_1 до T_2 розраховують за формулою (3.23)

$$\begin{aligned} \Delta W_n^Q &= a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot \Delta T_p = \\ &= a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_n^2 \cdot \Delta T_p \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (3.23)$$

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази ЛЕП, Ом

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{пит.м}} \cdot L_m,$$

$X_{\text{пит.м}}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки ПЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу з урахуванням його провисання, км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, кВАр/км;

n – кількість ділянок ЛЕП із однаковим перерізом проводу (кабелю);

b_m – питома ємнісна провідність фази m -тої ділянки ПЛ з однаковою площею перерізу проводу, мкСм/км;

U_n – номінальна напруга ПЛ;

Якщо $U_n < 110$ кВ, другий доданок у формулі (3.23) беруть рівним нулю.

У разі встановлення на ПЛ високочастотного загороджувача зв'язку його індуктивний опір додається до опору ЛЕП, на якій він встановлений. Значення індуктивного опору, Ом, розраховується на основі його паспортних даних за формулою (3.24)

$$X = \omega \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (3.24)$$

де $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$;

f – частота електричного струму, Гц;

L – індуктивність котушки високочастотного загороджувача, мГн.

Зважаючи на опори високочастотних загороджувачів потрібно враховувати, що їх не завжди встановлюють у всіх фазах ЛЕП. Таке їхнє встановлення здійснюють, зазвичай, тільки на ЛЕП 330 кВ і вище. На ЛЕП 220 кВ для високочастотного зв'язку використовують одна–дві фази, а на ЛЕП 110 кВ – одна фаза. Оскільки розрахунки ведуть на основі однолінійної схеми, що являє собою симетричне трифазне виконання, то за наявності високочастотного загороджувача тільки в одній фазі в розрахункову схему потрібно вносити 1/3 опору високочастотного загороджувача, за наявності у двох фазах – 2/3. Також потрібно враховувати те, що якщо високочастотний загороджувач установлений на грозозахисному тросі, то додавати його опір до опору ЛЕП не потрібно.

3 Втрати реактивної енергії у кВАр · год у КЛ за період часу ΔT_p від T_1 до T_2 розраховують за формулою (3.25)

$$\begin{aligned} \Delta W_p^Q &= a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m \Delta Q_m \cdot L_m \cdot \Delta T_p = \\ &= a \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} (I_t^2 \cdot X_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} \cdot \Delta T_t) - \sum_m b_m \cdot L_m \cdot U_n^2 \cdot \Delta T_p \cdot 10^{-3}, \end{aligned} \quad (3.25)$$

де $X_{\text{екв}}$ – еквівалентний індуктивний опір фази КЛ, Ом;

$$X_{\text{екв}} = \sum_{m=1}^n X_{\text{пит.}m} \cdot L_m;$$

$X_{\text{пит.}m}$ – питомий індуктивний опір фази m -тої ділянки КЛ з однаковим перерізом проводу, Ом/км;

L_m – довжина m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили з урахуванням його укладання «змійкою», км;

ΔQ_m – питома генерація реактивної потужності m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили (зарядна потужність кабелю), кВАр/км;

b_m – питома ємнісна провідність однієї фази m -тої ділянки КЛ з однаковою площею перерізу жили, мкСм/км;

U_n – номінальна напруга КЛ, кВ.

У разі $U_n < 20$ кВ другий доданок у формулі (3.25) беруть рівним нулю.

4 Втрати активної енергії у кВт · год у трифазних групах струмообмежувальних реакторів за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулами (3.26, 3.27)

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} \left(\frac{I_t^2}{I_n^2} \cdot \Delta P_n \cdot \Delta T_t \right), \quad (3.26)$$

$$\Delta W_p^P = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} I_t^2 \cdot R_p \cdot \Delta T_t, \quad (3.27)$$

де I_t – середнє значення сили струму навантаження, квадрат якого обчислюється за формулою (3.3) для інтервалу часу ΔT_t із умовно сталим навантаженням, А;

I_n – номінальний струм реактора, А;

ΔP_n – втрати активної потужності в одній фазі реактора за номінального струму, кВт;

ΔT_t – тривалість i -го інтервалу часу із умовно сталим навантаженням, годин;

R_p – активний опір фази реактора, Ом.

5 Втрати реактивної енергії у кВАр · год у трифазних групах струмообмежувальних реакторів за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (3.28)

$$\Delta W_p^Q = 3 \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} I_t^2 \cdot X_p \cdot \Delta T_t, \quad (3.28)$$

де X_p – індуктивний опір фази реактора, Ом.

6 Втрати активної енергії у кВт · год у шунтувальному реакторі за період часу від T_1 до T_2 розраховують за формулою (3.29)

$$\Delta W_p^P = \Delta P_n \cdot \sum_{t=T_1}^{T_2} \frac{U_t^2}{U_n^2} \cdot \Delta T_t, \quad (3.29)$$

де ΔP_n – втрати активної потужності в реакторі за номінальної напруги, кВт;

U_t – напруга протягом i -го інтервалу часу, коли вона лишається незмінною, кВ;

U_n – номінальна напруга реактора, кВ;

ΔT_t – тривалість i -го інтервалу часу з умовно сталою напругою U_t , годин.

За відсутності відомостей щодо зміни в часі напруги беруть, $U_t = U_n$.

3.4 Кліматичні втрати електроенергії в повітряних лініях

Втрати на корону залежать від перерізу проводу робочої напруги (чим менший перетин і вища напруга, тим більша питома напруженість на поверхні проводу і тим більші втрати), конструкції фази, а також від погоди. Питомі втрати за різних погодних умов визначають на підставі експериментальних досліджень. Водночас втрати на корону на лінії визначають за питомими втратами ΔP_k (кВт / км) залежно від номінальної напруги і погодних умов.

1 Втрати електричної енергії на корону ПЛ напругою 220 кВ і вище у кВт · год обчислюють за формулою (3.30)

$$\Delta W_{\text{к.кор}}^Q = \sum_m \sum_k^4 \Delta P_{\text{нор.к.м}} \cdot L_m \cdot \Delta T_k, \quad (3.30)$$

де $\Delta P_{\text{нор.к.м}}$ – питомі втрати потужності на корону ПЛ m -го виду за k -х погодних умов, кВт/км;

L_m – довжина ПЛ m -го виду, км;

ΔT_k – тривалість погодних умов k -го виду за час перебування ПЛ під напругою, годин.

Значення питомих втрат потужності на корону беруть за таблицею 3.4.

Таблиця 3.4 – Питомі втрати потужності на корону ПЛ

[3]

Номінальна напруга, кВ	Марка і число про- водів у фазі	Питомі втрати активної потужності за типами погодних умов, кВт/км				Питомі середньорічні втрати потужності, кВт/км
		ясно	сніг	дощ	паморозь	
1	2	3	4	5	6	7
110	1 × АС-120/19	0,02	0,1	0,3	1,0	0,08
220	1 × АС-240/32	0,4	1,9	6,8	20,6	1,5
	1 × АС-300/39	0,3	1,5	5,4	16,5	1,2
	1 × АС-330/43	0,25	0,95	2,75	10,5	0,84
	5×АС-240/56	3,9	15,5	55,0	115,0	13
330	2 × АС- 300/39	1,0	4,5	15,0	44,0	2,9
	2 × АС- 400/51	0,8	3,3	11,0	33,5	2,9
400	2 × АС-500/64	1,3	5,0	18,1	54,4	5,7
500	3 × АС-300/66	2,8	11,0	36,0	96,0	11,5
	3 × АС-400/51	2,4	9,1	30,2	79,2	8,5
	3 × АС-500/64	1,8	6,5	22,0	56,0	5,5
	8 × АС-300/48	0,1	0,5	1,5	4,5	2,5
750	4 × АС-600/72	4,6	17,5	65,0	130,0	15
	5×АС-240/56	3,9	15,5	55,0	115,0	13

Під час визначенні щомісячних значень на корону потрібно множити середньорічні втрати на 1,4 для місяців першого і четвертого кварталів і 0,6 – для місяців другого і третього кварталів.

За відсутності відомостей про погодні умови втрати електричної енергії на корону дозволено обчислювати за формулою (3.31)

$$\Delta W_{\text{к.кор}}^{\text{P}} = \sum_m \Delta P_{\text{нор.сер.м}} \cdot L_m \cdot T_n, \quad (3.31)$$

де $\Delta P_{\text{кор.сер.м}}$ – середньорічні питомі втрати потужності на корону ПЛ – m -го виду, кВт/км;

T_n – час знаходження ПЛ під напругою за розрахунковий період, годин. Значення середньорічних питомих втрат потужності на корону $\Delta P_{\text{кор.сер.м}}$ беруть за таблицею 3.5 [3].

Таблиця 3.5 – Середньорічні питомі втрати потужності на корону ПЛ

Напруга лінії, кВ	Марка і число проводів у фазі	Питомі середньорічні втрати потужності, кВт/км	Напруга лінії, кВ	Марка і число проводів у фазі	Питомі середньорічні втрати потужності, кВт/км
1	2	3	4	5	6
220	1×АС-240/32	1,5	400	2 × АС-500/64	5,7
220	1×АС-300/39	1,2	500	3×АС-300/66	11,5
	1×АС-400/51	1,0		3×АС-400/51	8,5
	1×АС-500/64	0,7		3×АС-500/64	5,5
330	2×АС-240/32	4,8	750	5×АС-240/56	13,0
	2×АС-300/39	3,8		4×АС-400/93	23,8
	2×АС-400/51	2,9		4×АС-500/64	19,0
	2×АС-500/64	1,6		4×АС-600/72	15,0

Під час визначення помісячних значень втрат на корону потрібно множити середньорічні втрати на 1,4 – для місяців першого і четвертого кварталів і на 0,6 – для місяців другого та третього кварталів.

2 Втрати електроенергії в ізоляції ПЛ обчислюють згідно з розділом Д.6 [15] або з урахуванням ступеня забруднення атмосфери (СЗА) у кВт · год за формулою (3.32)

$$\Delta W_{\text{к.із}}^{\text{P}} = \frac{U_{\text{н}}^2}{3 \cdot R_{\text{із}} \cdot N_{\text{із}}} \cdot T_{\text{вол}} \cdot N_{\text{гір}}, \quad (3.32)$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга ПЛ, кВ;

$R_{\text{із}} = 1345 - 215 \cdot (N_{\text{Р}} - 1)$ – електричний опір одного ізолятора, кОм, ($N_{\text{Р}}$ – номер рівня СЗА, визначений відповідно до [14]);

$N_{\text{із}}$ – кількість ізоляторів у фазі ПЛ, яку беруть згідно з проектом ПЛ, [14] або середня кількість ізоляторів у гірляндах на лініях згідно з таблицею 3.6 [3];

$N_{\text{гір}}$ – кількість гірлянд ізоляторів, яку беруть згідно з проектом ПЛ;

$T_{\text{вол}}$ – тривалість у розрахунковому періоді вологої погоди (туман, роса, дощ, мокрий сніг, паморозь), годин.

Таблиця 3.6 – Середня кількість ізоляторів на опорах повітряних ліній за різного ступеня забрудненості атмосфери.

Рівень СЗА	Середня кількість ізоляторів у гірляндах на лініях напругою, кВ									
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	1	1	2	3	6	9	12	18	25	39
II	1	1	2	3	7	10	15	19	27	42
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
III	1	1	2	3	8	11	16	20	30	48

Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
IV	1	1	3	4	10	13	20	25	35	60
V	2	2	3	4	10	14	20	28	40	60
VI	2	2	4	5	12	17	24	34	49	72
VII	2	2	4	6	15	20	29	40	59	87

Дозволено визначати кількість гірлянд ізоляторів на ПЛ за формулою (3.33)

$$N_{\text{гip}} = n_{\text{гip}} \cdot L, \quad (3.33)$$

де $n_{\text{гip}}$ – питома кількість гірлянд ПЛ відповідно до таблиці 7.7 [3], шт./км;

L – довжина ПЛ, км.

Таблиця 3.7 – Середня кількість гірлянд ізоляторів на опорах повітряних ліній

Напруга ПЛ, кВ	6–20	35	110	150	220	330	500	750
Питома кількість гірлянд $n_{\text{гip}}$, шт./км	46,8	23,4	12,9	11,4	9,8	8,6	8,0	7,1

Перехід від ступеня забрудненості атмосфери (СЗА) згідно з [14] до ступеня забрудненості (СЗ) згідно з [21] глави 1.9 і навпаки виконують за таблицею 3.8 [3].

Таблиця 3.8 – Порівняльна таблиця ступенів забрудненості

Ступінь забрудненості (СЗ) відповідно [21] глава 1.9	1	2	3	4	5
Ступінь забрудненості атмосфери (СЗА) відповідно до [14]	I та II	III	IV та V	VI	VII

За умови відсутності даних щодо тривалості груп погоди в розрахункових періодах втрати електроенергії в ізоляції ПЛ i -го ступеня напруги у кВт · год обчислюють із використанням питомих середньорічних втрат електроенергії, наведених у таблиці 3.9, за формулою (3.34)

$$\Delta W_{к.із}^P = \Delta W_{із.сеп.і.г}^P \cdot L_i \cdot T_{г} \cdot \frac{103}{8760}, \quad (3.34)$$

де $\Delta W_{із.сеп.і.г}^P$ – питомі середньорічні втрати електроенергії в ізоляції ПЛ i – го ступеня напруги в r -тому регіоні, тис. кВт · год / км;

L_i – довжина ПЛ i -го ступеня напруги, км.

Таблиця 3.9 – Питомі середньорічні втрати електроенергії в ізоляції ПЛ, тис. кВт · год / км [3]

Номер регіону	Напруга ПЛ, кВ									
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
Перший	0,31	0,51	1,00	1,07	1,68	1,93	2,10	3,14	4,75	7,13
Другий	0,27	0,44	0,87	0,92	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18

До першого регіону належать такі області: Харківська, Полтавська, Сумська, Чернігівська, Житомирська, Київська, Черкаська, Вінницька, Хмельницька, Тернопільська, Рівненська, Львівська, Волинська, Івано-Франківська, Закарпатська, Чернівецька; до другого: Донецька, Луганська, Дніпропетровська, Кіровоградська, Одеська, Миколаївська, Херсонська, Запорізька, Автономна Республіка Крим.

Під час визначення помісячних значень втрат електроенергії в ізоляції ПЛ потрібно множити середньорічні втрати на 1,4 – для місяців першого і четвертого кварталів і на 0,6 – для місяців другого та третього кварталів.

3.5 Втрати електроенергії в ізоляції кабельних ліній електропередачі

Втрати електроенергії в ізоляції КЛ обчислюють згідно з розділом Д.6 [15] у кВт · год за формулою (3.35)

$$\Delta W_{\text{із.к}}^{\text{P}} = \sum_1^j (\Delta Q_{0j} \cdot L_{\text{к}j}) \cdot T_{\text{н}} \cdot \text{tg}\delta, \quad (3.35)$$

де ΔQ_{0j} – питома зарядна потужність кабелю j -го поперечного перерізу, кВАр/км;

$L_{\text{к}j}$ – сумарна довжина ділянок ЛЕП, виконаних кабелем j -го поперечного перерізу, км;

$\text{tg}\delta$ – тангенс кута діелектричних втрат;

$T_{\text{н}}$ – час знаходження КЛ під напругою за розрахунковий період, годин.

Значення ΔQ_{0j} беруть згідно з ТУ на кабель або за додатком В у [3].

Значення тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ залежно від терміну експлуатації кабелів лежить у межах від 0,016 до 0,022. Перше значення відповідає усередненому терміну експлуатації КЛ до 20 років, друге – більше ніж 40 років. За терміну експлуатації від 20 років до 40 років значення тангенса кута діелектричних втрат беруть рівним 0,019.

3.6 Особливі ситуації

1 У лініях електропередачі між різними суб'єктами електроенергетики (енергопостачальними компаніями) у разі встановлення лічильників не на межі балансової належності, а на кінцях лінії електропередачі, втрати електричної енергії в лінії розподіляються між суб'єктами електроенергетики пропорційно опорам ділянок лінії електропередачі, що перебувають на їхніх балансах.

Кількість відданої $W_{с.від}^P$ і прийнятої $W_{с.пр}^P$ активної енергії в кожному напрямку обраховують за показами лічильників, установлених на кінцях лінії електропередачі, за формулами (3.36, 3.37)

$$W_{с.від}^P = W_{від}^P - \frac{W_{від}^P - W_{пр}^P}{R_{від} + R_{пр}} \cdot R_{від}, \quad (3.36)$$

$$W_{с.пр}^P = W_{пр}^P - \frac{W_{від}^P - W_{пр}^P}{R_{від} + R_{пр}} \cdot R_{пр}, \quad (3.37)$$

де $W_{від}^P$ – кількість відданої активної енергії за показами лічильника, кВт · год;

$W_{пр}^P$ – кількість прийнятої активної енергії за показами лічильника, кВт · год;

$R_{від}$ – активний опір лінії електропередачі, що перебуває на балансі організації, яка віддає енергію, Ом;

$R_{пр}$ – активний опір лінії електропередачі, що перебуває на балансі організації, яка приймає енергію, Ом.

У разі, коли лінія електропередачі виконана проводами (кабелями) однакового перерізу, втрати активної енергії в лінії ($W_{від}^P - W_{пр}^P$) розподіляють між суб'єктами пропорційно довжинам ділянок лінії, які перебувають на їхніх балансах.

2 Кількість відданої $W_{с.від}^Q$ і прийнятої $W_{с.пр}^Q$ реактивної енергії в кожному напрямку обраховують за показами лічильників, установлених на кінцях лінії електропередач, за формулами

(3.38, 3.39)

$$W_{с.від}^Q = W_{від}^Q - \frac{W_{від}^Q - W_{пр}^Q}{X_{від} + X_{пр}} \cdot X_{від}, \quad (3.38)$$

$$W_{с.пр}^Q = W_{пр}^Q - \frac{W_{від}^Q - W_{пр}^Q}{X_{від} + X_{пр}} \cdot X_{пр}, \quad (3.39)$$

де $W_{\text{від}}^Q$ – кількість відданої реактивної енергії за показами лічильника, кВАр · год;

$W_{\text{пр}}^Q$ – кількість прийнятої реактивної енергії за показами лічильника, кВАр · год;

$X_{\text{від}}$ – реактивний опір лінії електропередачі, що перебуває на балансі організації, яка віддає енергію, Ом;

$X_{\text{пр}}$ – реактивний опір лінії електропередачі, що перебуває на балансі організації, яка приймає енергію, Ом.

3 У разі, коли лінія електропередачі виконана проводами (кабелями) однакового перерізу, втрати реактивної енергії в лінії ($W_{\text{від}}^Q - W_{\text{пр}}^Q$) розподіляють між суб'єктами пропорційно довжинам ліній, які перебувають на їхніх балансах.

3.7 Втрати електроенергії у розгалужених лініях електропередачі

1 Втрати активної і реактивної електроенергії у розгалуженій лінії електропередачі протягом розрахункового періоду обчислюють відповідно до пункту 2.1.

2 За неможливості одночасного зчитування показів лічильників на вході і виходах розгалуженої ПЛ або відсутності лічильника на вході лінії втрати електроенергії за розрахунковий період обчислюють за рівнем інформаційного забезпечення Б як суму втрат електроенергії в кожному з її елементів за інтервали часу із умовно сталим навантаженням. Водночас, електричні навантаження в мережах номінальною напругою 6 кВ і більше беруть симетричними.

3 Квадрат діючого значення сили струму кожної ділянки розгалуженої лінії електропередачі для кожного інтервалу часу із умовно сталим навантаженням розраховують за активним і реактивним навантаженнями і параметрами лінії електропередачі та приєднаних трансформаторів (у разі розташування точок

вимірювання на стороні нижчої напруги трансформатора) за формулою (3.3).

4 На час упровадження обліку з рівнем інформаційного забезпечення Б (до моменту розроблення і сертифікації відповідного програмного забезпечення) дозволено розрахунки виконувати для розрахункового періоду загалом, визначаючи діюче значення квадрата сили струму кожної ділянки за цей період за формулою (3.3).

3.8 Втрати електроенергії у внутрішньобудинкових мережах

1 Втрати електричної енергії у внутрішніх мережах багатопверхових житлових (офісних) будинків потрібно обчислювати для кожного із вводів як різницю одночасних показів лічильника електричної енергії, встановленого на ввіді у житловий будинок і лічильників, за якими здійснюють облік електроенергії на внутрішньобудинкові потреби (освітлення сходів, сходових клітин, коридорів і технічних поверхів; потреби водопостачання і тепlopостачання; світлозагорожа; робота ліфтів тощо) та у фізичних (юридичних) осіб цього будинку.

2 За відсутності лічильника на ввіді в багатопверховий житловий (офісний) будинок або лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб або неможливості одночасного зчитування показів лічильників найменше можливе значення втрат електричної енергії, пов'язаних з електропостачанням будинку, розраховують як суму втрат у зовнішній живильній мережі $\Delta W_{з.м}^P$ і внутрішньобудинковій мережі живлення споживачів (квартир, офісів тощо) $\Delta W_{в.м.}^P$, а також втрат у лічильниках електричної енергії $\Delta W_{л}^P$ і та втрат в опорах контактних з'єднань відгалужень до лічильників ΔW_z^P .

3 У розрахунках беруть, що:

– навантаження споживачів рівномірно розподілене уздовж розгалуженої частини стояка по довжині;

– між фазами зовнішньої живильної мережі навантаження розподілене рівномірно.

4 За відсутності лічильника на вводі в будинок і наявності лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб втрати активної електроенергії в кВт · год у зовнішній мережі обчислюють за формулою (3.40)

$$\Delta W_{3,m}^P = \frac{\left(W_{в.п}^P + \sum_k \sum_m W_{k,m}^P \right)^2 + (W_{в.п}^Q)^2}{U_n^2 \cdot T} \cdot k^2 \cdot R_3 \cdot L_3 \cdot 10^{-3}, \quad (3.40)$$

де $W_{в.п}^P$ – споживання активної енергії на внутрішньобудинкові потреби протягом розрахункового періоду, кВт · год;

$W_{k,m}^P$ – споживання активної енергії m -м споживачем k -го стояка протягом розрахункового періоду, кВт · год;

$W_{в.п}^Q$ – споживання реактивної енергії на внутрішньобудинкові потреби протягом розрахункового періоду, кВАр · год;

k^2_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка навантаження;

R_3 – питомий активний опір кабелю (проводу) зовнішньої мережі, Ом/км;

L_3 – довжина кабелю (проводу) зовнішньої мережі, км;

T – тривалість розрахункового періоду, годин;

m – кількість квартир (офісів), приєднаних до стояка;

k – кількість стояків.

5 Втрати активної електроенергії в кВт · год у кожному з k стояків внутрішньобудинкової мережі обчислюють за формулою (3.41)

$$\Delta W_{в.м.к}^P = \frac{\left(\sum_m W_{m,k}^P\right)^2}{U_n^2 \cdot T} \cdot k_\phi^2 \cdot k_{н.с}^2 \cdot R_{в.к} \cdot \left(L_{н.к} + \frac{L_{р.к}}{3}\right) \cdot 10^{-3}, \quad (3.41)$$

де $R_{в.к}$ – питомий активний опір кабелю (проводу) k -го стояка, Ом/км;

$L_{н.к}$ – довжина кабелю (проводу) нерозгалуженої частини k -го стояка, км;

$L_{р.к}$ – довжина кабелю (проводу) розгалуженої частини k -го стояка, км;

$k_{н.с}$ – коефіцієнт збільшення втрат у лінії 0,38 кВ стояка з несиметричним навантаженням фаз, який беруть для ліній з $R_0 / R_\phi = 1$ рівним **1,13**, для ліній із $R_0 / R_\phi = 2$ рівним **1,20** (R_0 і R_ϕ – опори нульового і фазного проводів відповідно, Ом).

6 За неможливості одночасного зчитування показів із лічильників споживачів і наявності лічильника на вводі в будинок і лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб дозволено потужності стояків живлення споживачів брати однаковими і втрати активної електроенергії в кВт · год обчислювати за такими формулами

– у зовнішній мережі (3.42)

$$\Delta W_{з.м}^P = \frac{(W_6^P)^2 + (W_{6.в.п}^Q)^2}{U_n^2 \cdot T} \cdot k_\phi^2 \cdot R_3 \cdot L_3 \cdot 10^{-3}, \quad (3.42)$$

– у внутрішньобудинковій мережі (3.43)

$$\Delta W_{з.м}^P = \sum_k \left(\frac{(W_6^P - W_{в.п}^P)^2}{k^2 \cdot U_n^2 \cdot T} \cdot k_\phi^2 \cdot k_{н.с} \cdot R_{в.к} \cdot \left(L_{н.к} + \frac{L_{р.к}}{3}\right) \right) \cdot 10^{-3}, \quad (3.43)$$

де W_6^P – споживання активної енергії протягом розрахункового періоду за показами лічильника на вводі в будинок, кВт · год;

k – кількість стояків.

7 За неможливості віднести споживання електричної енергії до кожного із k стояків і/або відсутності лічильника на

вводі в будинок і лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб дозволено потужності стояків брати однаковими і втрати активної електроенергії в кВт · год обчислювати за такими формулами

– у зовнішній мережі (3.44):

$$\Delta W_{з.м}^P = \frac{\left(\sum_k \sum_m W_{m,k}^P \right)^2}{U_n^2 \cdot T \cdot \cos^2 \varphi} \cdot k_\phi^2 \cdot R_3 \cdot L_3 \cdot 10^{-3}, \quad (3.44)$$

де $\cos \varphi = 0,9$ – середній коефіцієнт потужності в зовнішній мережі;

– у внутрішньобудинковій мережі (3.45)

$$\Delta W_{в.м}^P = \sum_k \left[\frac{\left(\sum_k \sum_m W_{m,k}^P \right)^2}{k^2 \cdot U_n^2 \cdot T} \cdot k_\phi^2 \cdot k_{nc} \cdot R_{в.к} \cdot \left(L_{н.к} + \frac{L_{р.к}}{3} \right) \cdot 10^{-3} \right], \quad (3.45)$$

8 За наявності лічильника на ввіді в будинок і відсутності лічильника обліку внутрішньобудинкових потреб втрати активної електроенергії в кВт · год у зовнішній мережі обчислюють за формулою (3.42), у внутрішньобудинковій мережі – за формулою (3.45).

9 Втрати електричної енергії в лічильниках в кВт · год обчислюють за формулою (3.46)

$$\Delta W_n^P = \sum_i N_i \cdot P_i \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (3.46)$$

де N_i – кількість лічильників i -того типу;

P_i – втрати електричної енергії в лічильниках i -го типу відповідно до паспорта лічильника, Вт;

T – тривалість розрахункового періоду, годин.

10 Обсяг втрат електричної енергії у з'єднаннях внутрішньобудинкових мереж у кВт · год може бути врахований

за взаємною згодою сторін на підставі вимірювань опорів контактних з'єднань відповідно до [16] за формулою (3.47)

$$\Delta W_z^P = N_z \cdot I^2 \cdot R_z \cdot k_\phi^2 \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (3.47)$$

де N_z – кількість контактних з'єднань на відгалуженнях до лічильників;

I – середній струм фази, А;

R_z – опір контактного з'єднання, Ом.

Значення квадрата середнього струму в A^2 розраховують за формулою (3.48):

$$I^2 = \frac{\left(\sum_k \sum_m W_{m,k}^P \right)^2}{b \cdot k^2 \cdot m^2 \cdot U_n^2 \cdot T^2}, \quad (3.48)$$

де b – коефіцієнт, що дорівнює 3 для споживача трифазної енергії і 1 – для споживача однофазної енергії.

4 АНАЛІЗ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

4.1 Завдання аналізу втрат електроенергії

1) виявлення та оцінювання резервів енергосистеми та її підприємств із зниження втрат електроенергії;

2) виявлення та ранжування основних чинників, що визначають рівень втрат електроенергії;

3) розроблення заходів щодо зниження втрат електроенергії, визначення їхньої ефективності і черговості впровадження;

4) оцінювання результатів роботи за показником втрати електроенергії енергосистеми загалом і її підрозділів;

5) підготовка і обґрунтування рішень щодо розвитку електричних мереж і впровадження заходів щодо зниження втрат, що вимагають капітальних вкладень.

4.2 Основні форми аналізу втрат електроенергії

Основні форми аналізу втрат електроенергії:

1) складання балансів електроенергії за кожною підстанцією, електростанцією, підприємством електричних мереж і енергосистемою загалом;

2) порівняння розрахункових, планових і звітних втрат електроенергії та аналіз зміни втрат за енергосистемою і окремими її підприємствами;

3) аналіз зміни окремих складових втрат електроенергії з урахуванням зміни схем, режимів електричних мереж і структури відпуску електроенергії;

4) порівняння складових балансу електроенергії:

- звітних;

- планових;

- нормованих;

- лімітованих.

Складові балансу електроенергії:

- власні потреби;

- господарчі потреби;

- виробничі потреби;

5) оцінювання фактичної ефективності окремих заходів щодо зниження втрат електроенергії, а також плану заходів загалом;

6) виявлення залежностей втрат електроенергії від основних чинників, що характеризують схему мережі і режими її роботи.

4.3 Вихідні дані, які використовують для аналізу втрат електроенергії

Для аналізу втрат електроенергії необхідно використовуватися:

- 1) результати розрахунків режимів електричних мереж і їхні схеми;
- 2) результати розрахунків втрат електроенергії і їхні структури;
- 3) звітні та нормативні дані за втратами електроенергії в енергосистемі та її підприємствах за низку років;
- 4) дані з перетоків електроенергії за низку років;
- 5) підсумки виконання планів заходів щодо зниження втрат електроенергії;
- 6) проєктні рішення щодо розвитку електричних мереж;
- 7) матеріали, що характеризують стан і використання коштів компенсації реактивної потужності і регулювання режиму електричних мереж;
- 8) дані з оснащення мереж споживачів електроенергії компенсуючими пристроями (кВАр / кВт) за низку років;
- 9) дані зі стану розрахункового і технічного обліку електроенергії;
- 10) дані із середньомісячної оплати електроенергії одного побутового абонента і результати боротьби з розкраданнями електроенергії;
- 11) інформація з матеріального стимулювання персоналу енергосистеми за зниження втрат електроенергії.

4.4 Виявлення зон і конкретних елементів мережі з підвищеними технічними втратами

Виявлення зон і конкретних елементів мережі з підвищеними технічними втратами проводять на основі результатів розрахунку втрат і їхньої структури.

4.5 Виявлення фідерів (6–20) кВ із підвищеними комерційними втратами

Гарантоване (мінімальне) значення комерційних втрат у фідері визначають за формулою (4.1):

$$\Delta W_{\text{к}} = W_{\text{від}} - W_{\text{к.від}} - \Delta W_{\text{т.макс}} - \Delta W_{\text{у.в.}} \quad (4.1)$$

Виявлення фідерів (6–20) кВ із підвищеними комерційними втратами здійснюють на основі порівняння таких величин:

- 1) відпуску електроенергії у фідер – $W_{\text{від}}$;
- 2) верхньої межі інтервалу невизначеності технічних втрат електроенергії у фідері – $\Delta W_{\text{т.макс}}$;
- 3) корисного відпуску електроенергії споживачам, що живляться від даного фідера – $W_{\text{к.від}}$;
- 4) діапазону втрат електроенергії, зумовлених інструментальними похибками обліку електроенергії, вираженого у вигляді нижньої ($\Delta W_{\text{у.н}}$) і верхньої ($\Delta W_{\text{у.в}}$) меж.

4.6 Факт перенесення частини звітних втрат між місяцями

Факт перенесення частини звітних втрат між місяцями визначають, розраховуючи для кожного місяця значення (4.2)

$$E = (\Delta W_{\text{звіт}} - \Delta W_{\text{пост}}) / W_{\text{від}}^2 \quad (4.2)$$

де $W_{\text{від}}$ – відпуск електроенергії в мережу для власних споживачів (сума корисного відпуску електроенергії власним споживачам і втрат у мережі);

$\Delta W_{\text{пост}}$ – умовно постійні втрати.

Якщо звітні втрати не містять комерційної складової і фактів переносу втрат між місяцями, різниця являє собою навантажувальні втрати, пропорційні значенню $W_{\text{від}}^2$.

У цьому разі значення E повинно бути приблизно однако- вим для всіх місяців.

У зв'язку з виведенням у ремонт у літній період частини ліній і устаткування значення E має бути навіть трохи вище для

літніх місяців.

Якщо значення **E** для зимових місяців вище, ніж для літніх, то це свідчить про недоплату за електроенергію в зимові місяці (звітні втрати вищі за розрахункові) і переплати в літні місяці (звітні втрати нижчі за розрахункові).

5 ВИБІР ЗАХОДІВ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА ОБ'ЄДНАНЬ

Заходи щодо зниження втрат електроенергії в електричних мережах енергокомпаній залежно від вкладення капітальних коштів діляться на **організаційні** і **технічні**.

Технічні заходи пов'язані із вкладенням капітальних коштів, організаційні – практично ні.

5.1 Організаційні заходи щодо зниження втрат електроенергії

5.1.1 Оптимізація місць розмикання ліній 6–10 кВ, 35 кВ з двостороннім живленням

Захід є одним із найбільш ефективних організаційних заходів щодо зниження втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, особливо міських мережах **(6–10) кВ**.

Оптимізація місць розмикання ліній **6–35 кВ** необхідно проводити з урахуванням зміни втрат електроенергії в мережі, яка оптимізується, і в живильчій її замкнутій основній мережі **110 кВ** і вище енергосистеми. Однак у зв'язку з надмірним збільшенням обсягу мережі через одночасний облік мереж усіх класів напруги допускають іноді виконання розрахунків з оптимізації місць розмикання ліній **6–35 кВ** окремо від основних мереж енергокомпаній.

Ефект від оптимізації місць розмикання розподільних

мереж розраховуюють у такій послідовності:

– при розмиканні мережі:

а) визначають зниження втрат електроенергії за розмикання мережі $\delta W_{p,m}$ у мегават-годинах як різницю втрат потужності до і після розмикання, переведена у втрати електроенергії за формулою (5.1)

$$\delta W_{p,m} = K_{п} \cdot (\Delta W_{p,m.1} - \Delta W_{p,m.2}), \quad (5.1)$$

де $\Delta W_{p,m.1}$ – втрати електроенергії в розподільчій мережі до розмикання, МВт · год;

$\Delta W_{p,m.2}$ – втрати електроенергії в розподільній мережі після розмикання, МВт · год;

$K_{п}$ – коефіцієнт, що враховує точність методу розрахунку втрат електроенергії, відн. од., що визначають за формулою

$$K_{п} = 1 - 0,02 \cdot \Delta,$$

де Δ – середньоквадратична похибка методу розрахунку, що використовують, яка вимірюється у відсотках;

б) уточнюють навантаження підстанцій основної мережі енергосистеми відповідно до зміненої схеми розподільної мережі;

в) розраховують втрати електроенергії в основній мережі енергосистеми $\delta W_{o,m}$ у мегават-годинах за уточнених навантажень підстанцій і визначають зміну втрат електроенергії в ній за формулою (5.2)

$$\delta W_{o,m} = K_{п} \cdot (\Delta W_{o,m.1} - \Delta W_{o,m.2}), \quad (5.2)$$

де $\Delta W_{o,m.1}$ – втрати електроенергії в розподільній мережі до розмикання, МВт·год;

$\Delta W_{o,m.2}$ – втрати електроенергії в розподільній мережі після розмикання, МВт · год;

г) визначають сумарне змінення втрат електроенергії δW_{Σ} у мегават-годинах у розподільних і основних мережах за формулою (5.3)

$$\delta W_{\Sigma} = \delta W_{p,m} \pm \delta W_{o,m}, \quad (5.3)$$

де $\delta W_{p,m}$ – втрати енергії в розподільній мережі, яка розмикається, МВт · год;

$\delta W_{o,m}$ – втрати електроенергії в основній мережі, МВт·год.

Знак « \leftrightarrow » у формулі (5.3) ставлять у разі підвищенні втрат енергії в основній мережі системи після оптимізації місць розмикання розподільних мереж.

Запланований і фактичний ефекти від впровадження заходу розраховують за однаковою методикою з тією лише різницею, що фактичний ефект визначається за фактичними схемами і режимами, а планований ефект – за планованими схемами і режимами.

Під час розрахунку зниження втрат від розмикання розподільної мережі без урахування ефекту в основній мережі фактичне зниження втрат δW_{Σ} у мегават-годинах має дорівнювати 70 % отриманого за формулою (5.1)

$$\delta W_{\Sigma} = 0,7 \cdot \delta W_{p,m}, \quad (5.4)$$

де $\delta W_{p,m}$ – втрати електроенергії розподільної мережі, яка розмикається, МВт · год.

5.1.2 Оптимізація ведення режимів роботи основної мережі за напругою, коефіцієнтами трансформації і реактивною потужністю

Цей захід викладений згідно з [1].

1 Економічний ефект визначають на підставі результатів порівняння розрахунків поточних і оптимальних режимів енергосистеми у двох зонах добового графіка споживання: за години максимуму і години мінімуму навантажень.

Розрахунок поточних і оптимальних режимів максимальних і мінімальних навантажень здійснюють за одним із комплексів програм. Оптимізацію режиму проводять вибором оптимальних відгалужень на регульованих під навантаженням транс-

форматорах, на трансформаторах поперечного регулювання, які перерозподіляють потоки активної потужності між мережами 750 кВ і 330 кВ, а також оптимізацію завантаження джерел реактивної потужності.

Розрахункова схема повинна містити в собі всю основну нееквівалентну мережу 220–750 кВ і трансформатори зв'язку з мережею 110–150 кВ.

2 Змінною інформацією для розрахункових режимів служать телевимірювання і оперативні дані стану обладнання, отримувані від чергових диспетчерів.

3 На основі результатів розрахунків вибирають найбільш ефективні заходи для реалізації (за ранжуванням ефекту результатів, котру видає програма оптимізації). Реалізують заходи з оптимізаційним ефектом 1 МВт і більше.

4 Обрані для реалізації заходи вносять як зміни в дооптимізаційний режим і перераховують за програмою нормального поточкорозподілу, тобто кожен розрахунковий режим розраховують у двох варіантах:

- початковий режим до реалізації оптимізаційних заходів;
- режим із впровадженими оптимізаційними заходами (оптимальний).

5 Початок розрахунків із визначення економічного ефекту за місяць проводять 1-го числа кожного місяця з розрахунку поточного вихідного режиму. Величина втрат потужності в прорахованому режимі є початком координат графіка з ординатою сумарних втрат потужності і абсцисою – за часом.

Цей самий режим прораховують за програмою оптимізації і за отриманими результатами вибираються заходи, що підлягають реалізації. Обрані до реалізації заходи вносять як зміни в початковий режим і перераховують за програмою нормального поточкорозподілу.

Різниця суми втрат потужності в дооптимальному (поточному) режимі та оптимальному режимі є економічним ефектом оптимізації за потужністю.

6 Перерахунок режимів проводять за кожної істотної зміни режиму енергосистеми (розрахунковий період але не рідше ніж один раз на тиждень):

1) виведення в ремонт і увімкнення;

2) після ремонту великих генеруючих потужностей 800–1 000 мВт;

3) виведення в ремонт і увімкнення після ремонту ПЛ 750 кВ і ПЛ 500–330 кВ, що впливають на режим найбільш;

4) заміни режиму зовнішніх зв'язків енергосистеми;

5) заміни топології схеми електричних з'єднань,

Оптимізуються режими, що існують не менше ніж добу.

Під час розрахунків і визначення місячного економічного ефекту зниження втрат беруть таку тривалість існування режимів протягом доби:

– максимальних навантажень – 5 годин;

– середніх навантажень – 10 годин;

– мінімальних навантажень – 9 годин.

Повний економічний ефект зниження втрат за місяць визначають складанням сумарних економічних ефектів режимів максимальних, мінімальних і середніх навантажень.

5.1.3 Перевід генераторів електростанцій в режим синхронного компенсатора (СК)

Доцільність такого переведення оцінюють за допомогою програм оптимізації режиму з реактивної потужності і розглядають тільки для тих генераторів, які в певний період часу не використовують.

Фактичну ефективність заходу визначають формулою (5.5)

$$\delta W_{\text{ф.5.1.3}} = \delta W_{\text{зниж.ф}} - W_{\text{спож.ф}}, \quad (5.5)$$

де $\delta W_{\text{зниж.ф}}$ – фактичне зниження втрат електроенергії в мережі енергосистеми відповідно без переведення і з переведенням генератора у режим СК [тис. кВт · год],

$$\delta W_{\text{зниж.ф}} = \delta W_{1.ф} - \delta W_{2.ф};$$

$W_{\text{спож.ф}}$ – споживання електроенергії генератором в режимі СК.

Споживання електроенергії [тис. кВт · год] генератором у режимі СК, розраховують за формулою (5.6)

$$W_{\text{спож.ф}} = (K_{\text{гр}} \cdot A \cdot Q_{\text{сер}}^2 + B \cdot Q_{\text{сер}} + C) \cdot T, \quad (5.6)$$

де $K_{\text{гр}}$ – коефіцієнт, що враховує форму графіка навантаження генератора, який визначають за формулою (5.7);

$Q_{\text{сер}}$ – середнє навантаження генератора (МВАр) в режимі СК за час T (год).

$$k_{\text{гр}} = \frac{Q_{\text{м}} \cdot T}{W_{\text{Q}}}, \quad (5.7)$$

де $Q_{\text{м}}$ – максимальна реактивна потужність генератора, тис. кВАр;

W_{Q} – сума абсолютних значень виробленої і спожитої реактивної енергій за час T ;

T – фактичний час безпосередньої роботи генератора на мережу;

A, B, C – параметри генератора, що визначають експериментально або за паспортними даними, алгоритм їхнього визначення описаний у книзі В.М. Соколова Використання генераторів у режимі синхронного компенсатора. – Москва: 1968 р. або $W_{\text{потр.ф}}$ визначають за фактом.

5.1.4 Вирівнювання графіків навантаження споживачами електроенергії

Захід мають виконувати споживачі електроенергії під оперативним управлінням енергокомпаній на зменшення максимуму і вирівнювання графіка навантаження.

Вирівнювання графіка навантаження мережі бажано здійснювати за допомогою застосування до споживачів заходів стимулювання, що забезпечують перенесення частини навантаження на нічні години.

Через різке зниження виробництва та зменшення роботи вночі це стало сьогодні досить актуальним.

Загалом зниження втрат електроенергії від виконання заходу $\delta W_{5.1.4}$ у мегават-годинах визначають за формулою (5.8)

$$\delta W_{5.1.4} = \Delta W_n \cdot \left(1 - \frac{k_{\phi.1}^2}{k_{\phi.2}^2} \right), \quad (5.8)$$

де індексами 1 і 2 позначені коефіцієнти форми графіка до вирівнювання і після нього;

ΔW_n – навантажувальні втрати в мережі за коефіцієнта форми $k_{\phi.1}$

Коефіцієнти форми графіка k_{ϕ} визначають за формулою (5.9)

$$k_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2 - \left(\frac{1090}{T_{\max}} + 0,876 \right)^2, \quad (5.9)$$

Зниження втрат електроенергії в розподільній мережі від вирівнювання графіка навантажень споживачів можна подати в такому вигляді (5.10):

$$\delta W_{5.1.4} = \frac{(W_P^2 + W_Q^2) \cdot R_{\text{екв}} \cdot (k_{\phi.1}^2 - k_{\phi.2}^2)}{U^2 \cdot T}, \quad (5.10)$$

де $R_{\text{екв}} = \sum_{i=1}^k \frac{h_i^2 \cdot R_i}{h_r^2},$

h_i і h_r – величини, пропорційні (фактично або передбачуваного навантаження i -го елемента мережі опором R_i і головного участка відповідно. Сума h_i для навантажувальних вузлів повинна бути рівною h_r .

$k_{ф.1}$, $k_{ф.2}$ – коефіцієнти форми графіка сумарного навантаження мережі до і після вирівнювання, що визначаються як відношення середньоквадратичного значення навантаження за графіком до його середнього значення, відносні од.

5.1.5 Оптимізація робочих напруг в центрах живлення радіальних електричних мереж

5.1.5.1 Метод розрахунку. Основним критерієм оптимальності режиму напруги в електричній мережі є дотримання норм [22] ($\pm 5\%$) у маси побутових приймачів. Виявлення такого режиму і є основним завданням розрахунку регульованої мережі.

За загальноприйнятої побудови мережі (ЦП–РП–ТП) із незамкненими магістралями вона зводиться до визначення «закону» регулювання напруги на шинах (6–10) кВ у ЦП, вибору відгалужень (ПБВ) у розподільних трансформаторів і визначення доцільності застосування засобів місцевого регулювання (місць установки, регулюючого діапазону, режиму роботи).

5.1.5.2 Рекомендації щодо регулювання напруги

Основною передумовою економічності заходів із регулювання напруги є раціональна побудова мережі.

Під нею йдеться про дотримання проектних і експлуатаційних норм щодо потужності і розміщення ЦП, вибору номінальної напруги, завантаження трансформаторів, розрахункових втрат напруги, оптимального ступеня компенсації реактивних навантажень, щільності струму і практичної симетрії навантажень за фазами.

Основні заходи для підтримання нормованих відхилень напруги на вводах споживачів:

а) забезпечення режиму зустрічного регулювання напруги в центрах живлення (ЦП); водночас потрібно забезпечувати необхідний баланс реактивної потужності у вузлі даного ЦП в нормальному і післяаварійному режимах енергосистеми;

б) правильний вибір положень відгалужень у розподільних трансформаторів (РТ);

в) усунення неприпустимих втрат напруги в низьковольтній мережі;

г) місцеве регулювання напруги;

д) дотримання абонентами вимог [22] з несиметрії, зміщенню нейтралі, несинусоїдальності форми кривої напруги тощо.

а) режим регулювання напруги в ЦП:

1) зустрічним називається регулювання, за якого на шинах електростанцій і знижувальних підстанцій у години максимуму навантаження підтримують підвищену, а в години мінімуму навантаження – знижену напругу.

Зустрічне регулювання напруги потрібно забезпечувати за нормальних режимів роботи енергосистем на шинах електростанцій, що мають місцевих споживачів, і на шинах 6–10 кВ підстанцій із первинною напругою 35 кВ і вище.

На необслуговуваних ЦП регулювання напруги потрібно автоматизувати. На обслуговуваних ЦП допускають дистанційне регулювання напруги із заданого добового графіка, що складається не рідше ніж один раз у квартал із зазначенням верхньої і нижньої меж допустимої напруги на шинах у різні години доби;

2) глибина зустрічного регулювання P (тобто різниця між максимальним і мінімальним рівнями напруги на шинах ЦП протягом доби, виражена у відсотках номінальної напруги) повинна бути визначена окремо для кожного ЦП залежно від характеру графіка навантажень приєднаних до ЦП споживачів, а також від розрахункових втрат напруги в ланках міської мережі.

Можуть бути рекомендовані такі зразкові значення P :

а) за змішаного навантаження, що складається з побутових, комунальних і невеликих промислових споживачів міста, P

можна взяти близьким до 5 %;

б) якщо ЦП живить поряд із міською мережею досить протяжну заміську мережу, то за порівняно однорідного графіка навантаження всіх ліній Р доцільно збільшити вище ніж 5 %, але не більше ніж 10 %. Збільшення Р більше ніж 5 % доцільне також на підстанціях 110/35 / 6–10 кВ з РПН, якщо значна частина підстанцій, що живляться від неї 35 / 6–10 кВ не оснащена РПН;

в) якщо крім міської мережі від ЦП живиться велике пром підприємство з великим нічним навантаженням, Р доводиться знижувати іноді до 2,5–3 %;

3) під час розрахунків міської мережі замість нормованих меж [22] $\pm 5 \%$ для побутових приймачів більш точно брати діапазон **4–5,5 % (8,5 %)**.

Це дозволить у більшості випадків практично витримати діапазон $\pm 5 \%$ (з урахуванням пункту 1.2 [22]) у всіх приймачів у раціонально побудованій мережі із зустрічним регулюванням напруги в ЦП (за звичайної зони нечутливості РПН не більше ніж **3–3,5 %**);

4) зустрічне регулювання на шинах ЦП може бути забезпечене:

а) якщо центром живлення служить електростанція – відповідним регулюванням збудження генераторів;

б) якщо центром живлення служить підстанція, зазвичай, за допомогою РПН на живлячих трансформаторах. Споруджувальні живлячі підстанції потрібно для цього оснащувати трансформаторами з РПН.

Якщо діапазон Р на наявних трансформаторах недостатній для забезпечення необхідної глибини, РПН потрібно доповнити установкою однієї або декількох секцій конденсаторів, що підключають на стороні 6–10 кВ (це рішення доцільне за дефіциту реактивної потужності у вузлі даного ЦП);

5) у разі живлення від одного ЦП одночасно двох груп споживачів, різко різноманітних за графіками навантаження для поліпшення умов регулювання напруги, потрібно розглянути можливість живлення кожної групи однорідних споживачів від окремого трансформатора.

Це рішення прийнятне, якщо воно не знижує надійності електропостачання споживачів і, зокрема, не спричинить до живлення робочої і резервної лінії від однієї і тієї самої секції шин ЦП.

Воно може бути рекомендоване:

а) якщо споживачів забезпечують резервним живленням від іншого ЦП;

б) якщо ЦП має не менше ніж чотири секції збірних шин (зокрема, в разі установки на ЦП трансформаторів із розщепленою обмоткою або зі здвоєними реакторами).

б) вибір відгалужень РТ. У разі втрати напруги в лінії 6–10 кВ понад 3–3,5 % доцільно використовувати на різних ділянках лінії різні відгалуження РТ.

Вибір точки зміни відгалужень проводять за результатами вимірювань у режимі максимальних і мінімальних навантажень розрахункових сезонів року.

Вибір відгалужень проводять у такий спосіб, за заданої напруги в ЦП напруга на шинах 380/220 В даного ТП становила:

а) у режимі максимального навантаження:

– за відсутності РТ зі ступенем відгалужень $2,5 \% U_{\text{ном}} \cdot (1 - 1,05)$;

– за наявності РТ зі ступенем відгалужень $2,5 \% U_{\text{ном}} \cdot (1,025 - 1,05)$;

б) у режимі мінімального навантаження – не більше ніж $1,05 \cdot U_{\text{ном}}$.

Точки зміни відгалужень повинні переглядатися не рідше ніж 2 рази на рік (влітку та взимку), а також після підключення до лінії 6–10 кВ нових великих споживачів.

На лініях 6–10 кВ із найбільшою втратою напруги не більше ніж 3,5 %, а також на повітряних лініях, оснащених КБ, що відключаються, зміна відгалужень у РТ може не знадобитися;

в) усунення неприпустимих втрат потужності і напруги в низьковольтній мережі. Нижче наведений приблизний перелік причин неприпустимих втрат напруги в низьковольтній мережі та рекомендованих заходів [1] щодо їхнього усунення.

Таблиця 5.1 – Заходи щодо усунення причин неприпустимих втрат електричної енергії

№ п/п	Причина	Заходи
1	2	3
1	Велика довжина лінії 380/220 В	Зміна конфігурації мережі (наприклад, спорудження за потреби додаткового ТП)
2	Щільність струму перевищує економічну більш ніж в 1,5–2 рази	Збільшення перерізу проводу на перевантаженій (зазвичай головній) ділянці або зміна конфігурації мережі
3	Надмірна втрата напруги в одній з фаз трифазної лінії (особливо повітряної)	Симетрування навантажень і моментів навантажень за фазами

г) **місцеве регулювання напруги.** За неможливості забезпечення нормованих відхилень напруги у приймачів за допомогою заходів, перерахованих раніше, потрібно використовувати місцеве регулювання напруги (МРН) або провести місцеву реконструкцію мережі. До засобів МРН належать:

- а) КБ, які відключаються (насамперед 0,38 кВ);
- б) лінійні регулятори напруги;
- в) РТ із РПН;
- г) індивідуальні стабілізатори напруги.

МРН можуть знадобитися:

а) для окремих ліній 6–10 кВ з особливо великою втратою напруги;

б) у зв'язку з неоднорідністю графіків навантаження споживачів, коли допустима глибина зустрічного регулювання на шинах ЦП невелика (істотно менша ніж 5 %), а втрата напруги в лініях 6–10 кВ міської мережі перевищує 4–5 %;

в) якщо графік навантаження однієї з ліній 6–10 кВ різко відрізняється від сумарного графіка навантаження ЦП;

г) у разі різкого відхилення графіка навантаження одного з ТП від сумарного графіка ЦП;

д) якщо втрата напруги в окремих лініях 380 кВ після проведення симетрувальних заходів усе ще істотно перевершує рекомендовані значення;

е) за наявності окремих приймачів, що ставлять підвищені вимоги до якості напруги.

5.1.6 Відключення трансформаторів на підстанціях з сезонним навантаженням

На підстанціях, від яких живляться споживачі першої та другої категорій, а також на районних підстанціях енергосистеми, зазвичай, встановлюють два і більше трансформаторів. Водночас можлива їхня роздільна і паралельна робота.

За роздільної роботи кожен з трансформаторів включається на виділену секцію шин. Водночас знижуються струми короткого замикання за трансформаторами, що полегшує роботу обладнання і комутаційних апаратів. Однак такий режим роботи трансформаторів менш економічний порівняно з режимом паралельної роботи трансформаторів. Тому найбільш економічний режим відповідає навантаженню трансформаторів, пропорційному їхній номінальній потужності. Економічний розподіл навантажень між трансформаторами, що працюють паралельно настає в тому разі, якщо їхні параметри однакові.

Під час роботи підстанції за заданим графіком мінімум приведених витрат на трансформацію електроенергії відповідає мінімуму втрат потужності в трансформаторах. Тому граничне значення навантаження, за якого доцільне відключення одного з трансформаторів, що працюють паралельно, визначається з рівності втрат потужності в n і $n - 1$ трансформаторах.

Відключення одного з n однотипних трансформаторів доцільне в режимах, за яких навантаження трансформаторів S в мегавольтамперах задовольняє такій умові (5.11):

$$S < S_{н.т} \cdot \sqrt{\frac{n \cdot (n - 1) \cdot \Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}}, \quad (5.11)$$

де $S_{н.т}$ – сума номінальних потужностей трансформаторів, МВА;

ΔP_{xx} – втрати холостого ходу трансформаторів, МВт;

$\Delta P_{кз}$ – втрати короткого замикання трансформаторів, МВт.

Під час паралельної роботи різнотипних трансформаторів необхідно, щоб їхні потужності різнилися не більше ніж 1:3, напруги короткого замикання розрізнялися не більше ніж на $\pm 10\%$, напруги відгалужень – не більше ніж на $\pm 0,5\%$ і групи з'єднання обмоток були однаковими.

Водночас навантаження трансформаторів буде дещо відрізняться від економічного через появу зрівнювальних

струмів. Розподіл навантаження між трансформаторами, що працюють паралельно, прямо пропорційний їх номінальній потужності та обернено пропорційний напругам короткого замикання.

За n різнотипних трансформаторів граничне значення навантаження, за якого доцільне вимкнення одного з них, визначають з умови (5.12)

$$\begin{aligned} \sum_{L=1} \Delta P_{xx,L} + \left(\frac{S}{\sum_{L=1}^n S_{нт,L}} \right)^2 \cdot \sum_{L=1} \Delta P_{кз,L} = \\ = \sum_{L=1}^{n-1} \Delta P_{xx,L} + \left(\frac{S}{\sum_{L=1}^{n-1} S_{нт,L}} \right)^2 \cdot \sum_{L=1}^{n-1} \Delta P_{кз,L}, \end{aligned} \quad (5.12)$$

У лівій частині виразу проводять підсумовування даних усіх трансформаторів, а в правій – без одного з них. Підрахувавши значення правої частини в разі вимкнення кожного з трансформаторів (а за великої кількості їх – і попарному відключенні), отримаємо низку значень S , за яких доцільне відключення того чи іншого трансформатора.

Наприклад, вимкнення одного з трьох трансформаторів доцільне, якщо виконана умова (5.13)

$$S \leq \sqrt{\frac{\Delta P_{xx,3} \cdot S_{нт,2}^2 \cdot S_{нт,3}^2}{(\Delta P_{кз,1} + \Delta P_{кз,2}) \cdot S_{нт,3}^2 - (\Delta P_{кз,1} + \Delta P_{кз,2} + \Delta P_{кз,3}) \cdot S_{нт,2}^2}}, \quad (5.13)$$

де $\Delta P_{xx,3}$ – втрати холостого ходу у трансформаторі, який вимикається, МВт;

$S_{нт,2}, S_{нт,3}$ – сума номінальних потужностей двох і трьох трансформаторів, МВА;

$\Delta P_{кз.1}$, $\Delta P_{кз.2}$, $\Delta P_{кз.3}$ – втрати короткого замикання (КЗ) у першому, другому і третьому трансформаторах, МВт.

Зазвичай вимкнення одного з двох або більше трансформаторів, установлених на підстанції, доцільне, якщо їхнє максимальне навантаження не перевищує 40–45 % сумарної номінальної потужності трансформаторів.

Планове і фактичне зниження втрат електроенергії в разі вимкнення трансформатора в МВт-годинах визначають за формулою (тис. кВт · год) (5.14)

$$\delta W = (\delta W_{н.втр} - \delta W_{xx}) \cdot 0,001, \quad (5.14)$$

де δW_{xx} – зниження втрат холостого ходу, кВт·год;

$\delta W_{н.втр}$ – збільшення навантажувальних втрат, кВт · год;

δW_x и $\delta W_{н.втр}$ – визначають за формулами (тис. кВт · год) (5.15):

$$\delta W_{xx} = \sum_{j=1}^k \delta P_{xxx} \cdot t_j, \quad \delta W_{н.втр} = \sum_{j=1}^k \delta P_{н.втр,j} \cdot t_j, \quad (5.15)$$

де δP_{xj} – зниження втрат потужності холостого ходу в j-му періоді тривалістю t_j у разі відключення того чи іншого трансформатора, МВт;

$\delta P_{н.втр,j}$ – збільшення навантажувальних втрат потужності в j-му періоді, МВт, що дорівнює

$$\delta P_{н,j} = \Delta P_{н,j}^{n-1} - \Delta P_{н,j}^n;$$

k – кількість характерних періодів;

t_j – тривалість j-го періоду, год.

Навантажувальні втрати потужності в n трансформаторах в j-му періоді $\Delta P_{н.втр,j}^n$ у мегаватах визначають за формулою (5.16)

$$\Delta P_{н.втр,j}^n = \left(\frac{S_{н,j}}{\sum_{j=1}^n S_{н.т,j}} \right)^2 \cdot \sum_{j=1}^n P_{н.втр,j} \quad (5.16)$$

де $S_{н,j}$ – середнє навантаження підстанції, МВА, за час t_j ;
 $S_{н.т.j}$ – номінальна потужність j -го трансформатора, МВА;
 $\Delta P_{н.втр.j}$ – навантажувальні втрати j -го трансформатора, МВА;
 n – число трансформаторів.

5.1.7 Вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ

До трьохфазних мереж 380 В міст і сіл під'єднують велику кількість однофазних ЕП, що приєднуються між однією з фаз і нульовим проводом.

Їхнє підключення проводять за можливості рівномірно між фазами, однак струми фаз I_A , I_B і I_C виявляються тією чи іншою мірою неоднаковими.

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у фазах з огляду на нерівність $(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) \geq 3 \cdot I_{ср}^2$ але і створює додаткові втрати за рахунок проходження струму по нульовому проводу.

Планове і фактичне зниження втрат електроенергії завдяки усуненню систематичної несиметрії (нерівномірного розподілення струмових навантажень за фазами) $\delta W_{н.л.ф}$ у мегават-годинах визначають за формулою (5.17)

$$\delta W_{н.л.ф} = \Delta W \cdot m \cdot (k_{нес.1} - k_{нес.2}), \quad (5.17)$$

де ΔW – втрати енергії в мережі 0,38 кВ за рівномірного завантаження фаз, МВт · год;

$k_{нес.1}$, $k_{нес.2}$ – коефіцієнти систематичної несиметрії до і після симетрування, відн. од.;

m – число проводів у фазі.

Квадрат коефіцієнта нерівномірності навантаження фаз i -ї ділянки дорівнює

$$N_i^2 = \frac{I_{A,i}^2 + I_{B,i}^2 + I_{C,i}^2}{3 \cdot I_{\text{сер.}}^2},$$

де I_A, I_B, I_C – середні значення струмів фаз за період з 17 до 23 год (не менше ніж три виміри);

$I_{\text{сер.}i}$ – їх середнє значення, А.

Збільшення втрат потужності у функції коефіцієнта нерівномірності оцінюють коефіцієнтом несиметрії, який визначають для чотирирохпроводної мережі за формулою (5.18)

$$k_{\text{нес.}i} = N_i^2 \cdot \left(1 + 1,5 \cdot \frac{R_N}{R_\phi} \right) - 1,5 \cdot \frac{R_N}{R_\phi}, \quad (5.18)$$

де R_N / R_ϕ – відношення опорів нульового і фазного проводів, відн. од.

При цьому для i -ї ділянки двохранводної лінії $k_{\text{нес.}i} = 1$, а для троххранводної – $k_{\text{нес.}i} = N_i^2$.

5.1.8 Усунення неякісних з'єднань проводів ліній.

Скрутки, неякісні з'єднання проводів ліній можуть збільшити величину загальних втрат електроенергії в лініях до 20 %.

Виявлення неякісних з'єднань здійснюють завдяки

- визначенню струмів короткого замикання;
- складанню балансів електроенергії;
- застосуванню тепловізирів.

5.1.9 Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій

Зниження витрати на власні потреби підстанцій визначають щодо нормативів витрат, установлених [17], і розраховує персонал ПЕМ для всіх підстанцій, на яких є споживачі і лічильники електроенергії власних потреб.

Нормативи потрібно водночас систематично уточнювати на підставі фактичних витрат.

Економія витрат електроенергії на власні потреби може бути забезпечена:

1) раціоналізацією режимів роботи електрообігріву:

- виробничого приміщення підстанцій;
- обігріву приводів вимикачів у ВРП;

2) оптимізацією режимів роботи вентиляторів обдування трансформаторів.

Фактичне зниження витрати електроенергії на власні потреби δW_{ϕ} у мегават-годинах визначають як різницю між встановленою нормою витрати і фактичною витратою електроенергії, що визначають за показами лічильників власних потреб (5.19)

$$\delta W_{\phi.5.1.10} = W_{c.n}^{\text{норм}} - W_{c.n}^{\text{факт}}, \quad (5.19)$$

де $W_{c.n}^{\text{норм}}$ – установлена норма витрати електроенергії, МВт · год;

$W_{c.n}^{\text{факт}}$ – фактичні витрати електроенергії, МВт · год.

5.1.10 Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного обладнання електричних мереж

Упровадження цього заходу найбільш ефективно для транзитних ліній електропередачі великої пропускної здатності автотрансформаторів зв'язку тощо, вимкнення яких викликає значне підвищення втрат у мережі.

Зменшення тривалості таких вимкнень досягають поліпшенням організації робіт завдяки проведенню ремонтів за необхідності (на основі технічного стану обладнання), поєднанням ремонтів послідовно увімкнених елементів мережі, проведенням їх за оптимальним графіком, виконанням ремонтів пофазних і під напругою тощо.

Плановану і фактичну ефективність від проведення заходу потрібно визначати лише для тих робіт, на які є нормативи тривалості проведення.

У цьому разі енергосистемам рекомендують для типових ремонтних схем мати дані про підвищення втрат електроенергії в електричних мережах у раі вимкнення на 1 год окремих ліній і обладнання підстанції.

За цими даними можна визначити середньорічне зниження втрат електроенергії від виконання заходу, який використовують для обчислення планованого зниження втрат δW_{Π} у мегават-годинах за формулою (5.20)

$$\delta W_{\Pi.5.1.11} = \frac{\delta W_{\text{ср.г}} \cdot \Delta W_{\text{п.мер}}}{100}, \quad (5.20)$$

де $\delta W_{\text{ср.г}}$ – середньорічне зниження втрат електроенергії у відсотках від сумарних втрат у мережах, МВт · год;

$\Delta W_{\text{п.мер}}$ – плановані втрати електроенергії в мережах, на які цей захід впливає, МВт · год.

Визначення фактичного зниження втрат електроенергії

У разі скорочення на час ΔT тривалості, наприклад, ремонту генератора, синхронного компенсатора, лінії або трансформатора зв'язку, в основній замкнутій мережі системи напругою 10 кВ і вище зниження втрат електроенергії δW_{Φ} у мегават-годинах визначають за формулою (5.21)

$$\delta W_{\Phi} = \Delta T \cdot \left[(\Delta P_{1.н} - \Delta P_{2.н}) \cdot \left(\frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{макс}}} \right)^2 - (\Delta P_{2.х} - \Delta P_{1.х}) \right], \quad (5.21)$$

де $\Delta P_{1.н}$, $\Delta P_{2.н}$ – навантажувальні втрати потужності в основній мережі системи в максимум її навантаження відповідно при вимкненому і увімкненому елементі, МВт (визначають для робочих режимів за програмами оптимізації);

$P_{\text{ср}}$ – середнє за час ΔT активне навантаження системи загалом, МВт;

$P_{\text{макс}}$ – максимальне активне навантаження сумарного графіка навантаження власних споживачів системи загалом у зимовий контрольний день, МВт;

$\Delta P_{1.xx}$ і $\Delta P_{2.xx}$ – втрати холостого ходу в мережі системи при вимкненому і увімкненому елементі (для ліній дорівнюють нулю), МВт;

ΔT – скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту устаткування, год.

5.1.11 Виконання робіт під напругою.

Захід дає значний ефект щодо зниження втрат електроенергії під час виконання робіт під напругою в замкнених електричних мережах енергосистем напругою 220 кВ і вище.

Зниження втрат електроенергії досягають завдяки скороченню тривалості неоптимальних ремонтних режимів електричних мереж.

Оскільки роботи під напругою, що виконують на ПЛ 20–750 кВ, впливають на втрати електроенергії декількох пов'язаних цими ПЛ енергосистем, ефект потрібно розраховувати Національним диспетчерським центром (НДЦ) України.

Зниження втрат від впровадження заходу δW_{ϕ} у мегават-годинах потрібно визначитися за формулою

$$\delta W_{\phi} = \sum_{i=1}^m \delta P_i \cdot T_i,$$

де δP_i – зниження втрат потужності в основній електричній мережі енергооб'єднання за середніх загрузок за період, протягом якого виконують роботи під напругою на i -й лінії, МВт;

Визначають, зазвичай, у НДЦ України, ЦДС енергосистем за програмами розрахунку усталених режимів як різницю втрат

потужності в мережі за вимкненої і увімкненої i -ї лінії, МВт. Якщо на частині ПЛ роботи під напругою виконують одночасно, розрахунок δP_i для цієї групи ліній потрібно проводити за припущення їх одночасного вимкнення;

m – число ліній, на яких проводять роботи під напругою протягом року;

T_i – час, протягом якого потрібно було б проводити ремонтні роботи з вимкненням i -ї лінії обсягом, що виконують під напругою, год.

5.1.12 Введення в роботу невикористовуваних коштів автоматичного регулювання напруги (АРН)

Захід виконують на підстанціях, де встановлені на трансформаторах РПН пристрої автоматичного регулювання напруги з будь-яких причин переведені в режим дистанційного управління.

Основного ефекту від впровадження заходу досягають завдяки підвищенню можливостей регулювання напруги.

Фактичне зниження втрат електроенергії визначають різницею значень, отриманих відповідно до і після виконання заходу.

5.2 Технічні заходи щодо зниження втрат електроенергії

Зниження річних втрат електроенергії δW_{Φ} у мережі під час підготовки звітних даних про впровадження технічних заходів у мегават-годинах визначають за формулою (5.22)

$$\delta W_{\Phi} = k_0 \cdot k_n \cdot (\Delta W_{1,p} - \Delta W_{2,p}), \quad (5.22)$$

де k_0 – коефіцієнт, що дорівнює **1**, якщо значення розрахункових втрат визначалися за оптимальних режимів роботи мережі, що дорівнює **0,9**, якщо значення втрат розраховували без попередньої оптимізації режимів, відн. од.;

k_{Π} – коефіцієнт, що враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії, відн. од.;

$\Delta W_{1,p}$ і $\Delta W_{2,p}$ – значення розрахункових втрат електроенергії в мережі, які визначають до і після проведення заходу, МВт · год.

Плановане зниження річних втрат електроенергії

Плановане зниження річних втрат електроенергії в разі впровадження технічних заходів беруть з урахуванням проєктів реконструкції та розвитку електричних мереж, у яких потрібно оцінювати ефективність цих заходів.

5.2.1 Установлення і введення в роботу пристроїв компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем

Одним із найбільш ефективних технічних заходів є установлення і введення в експлуатацію пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП).

Установлення додаткових компенсуючих і регулювальних пристроїв буде ефективною, якщо наведені витрати, пов'язані з їхнім спорудженням та експлуатацією, будуть меншими за отримуваний одночасно в енергосистемі економічний ефект

$$Z_W + Z_Q + Z_U + Z_{\Pi} - Z_K \geq 0,$$

де Z_W , Z_Q , Z_U і Z_{Π} – математичне очікування ефекту відповідно від зниження втрат енергії, зниження втрат реактивної потужності (враховують в енергосистемах, дефіцитних за реактивною потужністю), підвищення рівня напруги і підвищення рівня пропускної здатності мережі;

Z_K – витрати на установку та експлуатацію компенсуючого або регулювального пристрою.

Фактичне зниження втрат електроенергії, що визначають за формулою (5.21), має бути зменшене на втрати в компенсуючих пристроях $\Delta W_{\text{кy}}$ у мегават-годинах, які визначають для батарей конденсаторів за формулою (5.23)

$$\Delta W_{\text{кy}} = \text{tg } \delta \cdot Q_{\text{кy}} \cdot T, \quad (5.23)$$

де $\text{tg } \delta$ – відносні втрати в компенсаторі;

$Q_{\text{кy}}$ – потужність компенсуючого пристрою, кВАр;

T – час роботи компенсуючого пристрою, год.

Для орієнтовного оцінювання зниження втрат електроенергії від установки і введення в роботу пристрою компенсації в розімкнутій електричній мережі δW у мегават-годинах можна скористатися формулою (5.24)

$$\delta W = \left[(2 \cdot Q_{\text{кy}} \cdot Q_{\text{п}} - Q_{\text{кy}}^2) \cdot R_{\text{екв}} \cdot \tau \cdot \frac{K_{\text{п}}}{U_{\text{п}}^2} - \Delta W_{\text{кy}} \right], \quad (5.24)$$

де $Q_{\text{п}}$ – реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі, кВАр;

$Q_{\text{кy}}$ – потужність компенсуючих пристроїв, кВАр;

$U_{\text{п}}$ – номінальна напруга мережі, В;

τ – час найбільших втрат, год;

$R_{\text{екв}}$ – еквівалентний за втратами потужності опір мережі,

Ом;

$\Delta W_{\text{кy}}$ – втрати в компенсуючих пристроях, МВт · год.

Крім зниження втрат електроенергії під час установлення КРМ, відбувається зниження втрати напруги в мережі. Так, якщо до проведення заходів з компенсації реактивної потужності втрати напруги дорівнювали

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U},$$

то після вживання таких заходів (без урахування регулювального ефекту навантаження, який у цьому разі незначний) вони стали

$$\Delta U' = \frac{P \cdot R + (Q - Q_{\text{кв}}) \cdot X}{U}$$

Водночас зниження втрати напруги будуть такі

$$\delta U = \Delta U - \Delta U' = Q_{\text{кв}} \cdot \frac{X}{U},$$

де **P** і **Q** – активне і реактивне навантаження ділянки мережі;

R і **X** – активний і індуктивний опори ділянки мережі від даної точки до пункту, у якому здійснюється центроване регулювання напруги (наприклад, до трансформатора з РПН);

U – напруга мережі.

5.2.2 Заміна проводів на перевантажених лініях

Доцільність заміни проводів перевантажених ліній потрібно оцінювати за мінімумом приведених витрат на заміну. Водночас необхідно враховувати фактичне навантаження ліній, її передбачуване збільшення у найближчій перспективі і вартість заміни проводів. Найбільш широко захід застосовують в електричних мережах 380 В і (6–10) кВ.

Заміна проводів наявних перетинів проводами великого перерізу в мережах (6–10) кВ, зазвичай, ефективна, якщо максимальні струмові навантаження цих проводів більші за значення, зазначених у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Максимальні струмові навантаження проводів

Параметри	Сталеві		Алюмінієві і сталевалюмінієві				
Існуючі перерізи проводів, мм ²	19,6	25	16	25	35	50	70
Струмові навантаження проводів, А	13	30	50	70	100	135	210

Зазвичай, переріз проводу на перевантаженій лінії по змінювати на інший, що перевищує існуючий на два ступені (А-16 – на А-35, А-35 – на А-70 тощо).

Фактичне зниження втрат електроенергії визначають за формулою (5.22) для мереж усіх класів напруги.

За відсутності проєктних розрахунків плановане зниження втрат у мережах 380 В і 6–10 кВ визначають за усередненими питомими нормами, а в мережах більш високої напруги – так само, як і фактичне, за формулою (5.22).

5.2.3 Заміна відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будівель

Фактичне зниження втрат електроенергії під час проведення заходу $\Delta W_{\text{ф.2.3}}$ у мегават-годинах визначається сумою знижень втрат у замінних відгалуженнях за формулою (5.25)

$$\Delta W_{\text{ф.2.3}} = \left(\frac{\rho_1}{F_1} - \frac{\rho_2}{F_2} \right) \cdot m \cdot L \cdot I^2 \cdot \tau \cdot K_{\text{н}}, \quad (5.25)$$

де ρ_1 і ρ_2 – питомий опір матеріалу, відповідно старого і нового проводів, Ом·мм²/км;

$\rho_{\text{Al}} = 31,5$ Ом·мм²/км – для алюмінієвих і сталюалюмінієвих проводів;

$\rho_{\text{Cu}} = 18,6$ Ом·мм²/км – для мідних проводів;

$\rho_{\text{Fe}} = (125–140)$ Ом·мм²/км – для сталевих за струму навантаження 3–5 А;

F_1 і F_2 – перерізи відповідно старого і нового проводів, мм²;

m – кількість фаз у відгалуженні;

$m=1$ за однофазного відгалуження;

$m=3$ за трифазного відгалуження;

L – довжина відгалуження, км;

I – струм у відгалуженні, А;

τ – час найбільших втрат, ч,

K_{Π} – коефіцієнт, що враховує точність методів розрахунку втрат електроенергії, відн. од.

Допускають наближену оцінку зниження втрат під час проведення заходу $\Delta W_{\Phi.2.3}$ у мегават-годинах за формулою (5.26)

$$\Delta W_{\Phi.2.3} = 0,006 \cdot n_{\text{від}}, \quad (5.26)$$

де $n_{\text{від}}$ – планована кількість відгалужень, що замінюються.

5.2.4 Заміна перевантажених силових трансформаторів

Під час розгляду доцільності заміни трансформаторів необхідно керуватися [18], [19], а також такими рекомендаціями.

Заміну перевантажених трансформаторів на підстанціях проводиться, якщо коефіцієнт завантаження трансформаторів $k_{3,L}$ у відносних одиницях більший за верхню межу економічно доцільного завантаження $k_{3,L}^B$

$$k_{3,L} > k_{3,L}^B.$$

Верхню межу завантаження $k_{3,L}^B$ у відносних одиницях визначають за формулою (5.27)

$$k_{3,L}^B = \sqrt{\frac{(P_{\text{xxx}} - P_{\text{xxx.(L)}}) \cdot T \cdot Z + K}{(P_{\text{кз.L}} - k_{\text{вт}}^2 \cdot P_{\text{кз.(L+1)}) \cdot T \cdot Z}}, \quad (5.27)$$

де P_{xx} і $P_{\text{кз}}$ – паспортні значення втрат відповідно холостого ходу і короткого замикання, МВт;

Z – вартість однієї МВт · год активної електроенергії в енергосистемі, яку розглядають (грн);

індекс L належить до трансформатора, який замінюється, індекс $(L + 1)$ – до нового трансформатора більшої потужності;

T – тривалість роботи трансформатора, год;

$k_{\text{вт}}$ – коефіцієнт відношення номінальних потужностей трансформаторів $S_{\text{н.L}} / S_{\text{н.(L+1)}}$;

K – вартість заміни трансформаторів, що визначають для кожного конкретного випадку за формулами (5.29), (5.30), гривень.

Витрати (грн) на впровадження заходів, пов'язаних з установкою нового обладнання (K_n), повинні враховувати вартість будівельних і монтажних робіт ($K_{б.м}$), вартість самого обладнання (K_o), а також інші витрати (K_n), зокрема транспортні витрати (5.28)

$$K_n = K_{б.м} + K_o + K_n \quad (5.28)$$

Витрати (грн) на установку нового обладнання замість старого на діючій підстанції визначають формулою (5.29)

$$K = K_n + K_{дм} - K_l, \quad (5.29)$$

де $K_{дм}$ – вартість демонтажу устаткування;

K_l – ліквідна вартість обладнання, яке демонтують і можуть використати на інших об'єктах.

Витрати (грн) під час заміни обладнання з обмінного фонду визначають таким виразом (5.30)

$$K = K_m + K_{дм}, \quad (5.30)$$

де K_m – демонтаж обладнання.

Витрати (грн) під час заміни обладнання, установленого в мережі, визначають формулою (5.31)

$$K = K_{дм.L} + K_{м.L} + K_{дм.(L-1)} + K_{м.(L-1)}, \quad (5.31)$$

де L – належить до обладнання, яке замінюють, а $(L - 1)$ – до нового.

Дані вартісні показники можна визначити за відповідними преїскурантами, збільшеними одиничними розцінками тощо, але краще виконувати ці розрахунки за реальними витратами.

Унаслідок заміни перевантаженого трансформатора або установки додаткового відбувається зниження навантажувальних втрат $\delta W_{н.втрат}$ у мегават-годинах (5.32)

$$\delta W_{н.втрат} = (P_{н.втрат.L} - K_{вт}^2 \cdot P_{н.втрат.(L+1)}) \cdot K_{з.L}^B \cdot K_n \cdot \tau \quad (5.32)$$

і збільшення втрат холостого ходу δW_{xx} у мегават-годинах (5.33)

$$\delta W_{xx} = (P_{xx.(L+1)} - P_{xx.L}) \cdot T, \quad (5.33)$$

де T – тривалість роботи трансформатора, год.

Сумарне зниження втрат енергії δW у мегават-годинах становить (5.34)

$$\delta W = \delta W_{\text{н.втрат}} - \delta W_{\text{хх}}. \quad (5.34)$$

5.2.5 Установка і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях

У разі додавання додаткового трансформатора значення $P_{\text{хх.L}}$ і $P_{\text{кз.L}}$ є сумарними для всіх трансформаторів, установлених до введення додаткового, а $P_{\text{хх.(L+1)}}$ і $P_{\text{кз.(L+1)}}$ – те саме після його введення.

Загалом втрати холостого ходу під час установлення сучасного трансформатора можуть не зрости, а зменшитися.

Термін окупності встановлюваного трансформатора $T_{\text{окуп}}$ (рік) визначають таким виразом (5.35)

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K}{\Delta W \cdot Z}, \quad (5.35)$$

де K – визначається формулою (5.31),

δW – визначається формулою (5.34).

Величина Z із формули (5.27) відповідає вартості однієї МВт · год.

Застосування загального для даної мережі τ у формулі (5.32) виправдане лише за відсутності інформації про графіки навантажень. Залежно від повноти режимної інформації потрібно застосовувати більш точні методи розрахунку навантажувальних втрат електроенергії. У разі установлення нових трансформаторів використання формули (5.32) неприпустиме.

5.2.6 Заміна недовантажених силових трансформаторів

Заміну недовантаженого трансформатора (за неможливості його вимкнення) трансформатором меншої потужності виконують, якщо прогнозований на 4–5 років коефіцієнт його завантаження в режимі найбільших навантажень менший за нижню межу економічно доцільних завантажень, а установлення трансформатора меншої потужності не призводить до його перевантаження в нормальному (а для двотрансформаторних підстанцій і більше – і в аварійному) режимі.

Першу умову записують у вигляді виразу (5.36)

$$\mathbf{K}_{3,L} < \mathbf{k}_{3,L}^n, \quad (5.36)$$

а другу умову записують у вигляді виразу (5.37)

$$\mathbf{k}_{н.т} \cdot \mathbf{K}_{3,L} < \mathbf{k}_{с.п.(L-1)}, \quad (5.37)$$

де $\mathbf{K}_{3,L}$, $\mathbf{k}_{3,L}^n$ – відповідно фактичний і економічно доцільний коефіцієнти завантаження замінного трансформатора, відн. од.;

$\mathbf{k}_{н.т}$ – відношення номінальних потужностей трансформаторів, відн. од.;

$\mathbf{k}_{с.п}$ – коефіцієнт допустимих систематичних перевантажень трансформатора, відн. од.

Індекс L належить до трансформатора, який замінюють, $(L - 1)$ – до нового трансформатора меншої потужності.

Нижню межу економічно доцільного коефіцієнта завантаження трансформатора \mathbf{k}_3 за наявності в обмінному фонді достатньої кількості трансформаторів даної потужності визначають з умови мінімуму витрат на втрати електроенергії за формулою (5.38)

$$\mathbf{k}_{3,L}^{н.п} = \sqrt{\frac{(\mathbf{P}_{xxx} - \mathbf{P}_{xxx.(+1)}) \cdot \mathbf{T} \cdot \mathbf{З} - \mathbf{K}}{(\mathbf{k}_{н.т}^2 \cdot \mathbf{P}_{к3.(L-1)} - \mathbf{P}_{к3.L}) \cdot \mathbf{т} \cdot \mathbf{З}}}, \quad (5.38)$$

У цьому разі $\mathbf{k}_{3,L}^n = \mathbf{k}_{3,L}^{н.п}$.

У разі заміни недовантажених трансформаторів знижуються втрати електроенергії холостого ходу δW_{xx} у мегават-годинах (5.39)

$$\delta W_{xx} = (P_{xx,L} - P_{xx,(L+1)}) \cdot T, \quad (5.39)$$

де $P_{xx,L}$ і $P_{xx,(L-1)}$ – паспортні значення втрат холостого ходу, МВт · год;

індекс L належить до початкового трансформатора;

індекс $(L - 1)$ – до недовантаженого трансформатора.

Водночас, зазвичай, збільшуються навантажувальні втрати $\delta W_{\text{нав.втр}}$ у мегават-годинах (5.40)

$$\delta W_{\text{нав.втр}} = (k_{\text{нт}}^2 \cdot P_{\text{нав. втр. (L-1)}} - P_{\text{нав. втр. L}}) \cdot k_{z,L}^2 \cdot \tau \cdot k_{\text{п}}. \quad (5.40)$$

Сумарне зниження втрат електроенергії δW у мегават-годинах визначають за формулою (5.41):

$$\delta W = \delta W_{xx} - \delta W_{\text{нав.втр}}, \quad (5.41)$$

де δW_{xx} – втрати електроенергії холостого ходу, МВт · год;

$\delta W_{\text{нав. втр}}$ – навантажувальні втрати, МВт · год.

Водночас термін окупності заходів із заміни перевантажених і недовантажених трансформаторів повинен бути меншим ніж 1 рік, а за можливості сезонної заміни – 3–4 місяці.

У разі установа нового трансформатора термін окупності повинен бути також невеликим.

Однак сьогодні необхідність установа нового силового трансформатора зазвичай визначають технічними чинниками (введення нового споживача, реконструкція мережі тощо).

Замінау перевантажених трансформаторів тепер виконують досить рідко, а недовантажених трансформаторів дуже багато, і тому можливості їхнього обміну між собою обмежені.

Водночас потрібно зазначити, що реалізація останнього заходу на цьому етапі досить актуальна.

Наразі буває, що заміну трансформаторів виконує персонал енергосистем за кошти призначені для капітального ремонту,

і дані витрати у формулах (5.27), (5.38) можна не враховувати. Ці формули істотно спрощуються і набувають такого вигляду (5.42)

$$\begin{aligned} k_{3,L}^B &= \sqrt{\frac{(P_{xxx.(+1)} - P_{xxx.}) \cdot T}{(P_{к3,L} - k_{BT}^2 \cdot P_{к3,(L+1)}) \cdot \tau}} \\ k_{3,L}^{н.п} &= \sqrt{\frac{(P_{xxx.} - P_{xxx.(+1)}) \cdot T}{(k_{п.т}^2 \cdot P_{к3,(L-1)} - P_{к3,L}) \cdot \tau}} \end{aligned} \quad (5.42)$$

5.2.7 Установлення і введення в роботу пристроїв автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів

Автоматичне регулювання потужності (АРМ) конденсаторних батарей є досить ефективним заходом підвищення ефективності їхнього використання.

У низці випадків за різкозмінних графіків реактивного навантаження споживачів установка нерегульованих БСК у вузлах мережі виявляється недостатньо ефективною, а в окремі години доби і шкодить через перекомпенсацію навантаження і неприпустиме завищення рівнів напруги.

Сумарний ефект від виконання заходу складається зі зменшення втрат потужності в окремі години доби і одночасної оптимізації рівнів напруги у вузлах мережі.

Водночас не завжди АРМ БСК діє на ці показники в одному напрямку.

Бувають випадки, коли в разі поліпшення режиму напруги втрати електроенергії в мережі зростають.

За ступінчастого регулювання потужності БСК можна спостерігати режими роботи споживачів як із недостатньою компенсацією, так і із зайвою перекомпенсацією. Тому дуже важливо, крім сумарної оптимальної потужності і місць установки,

визначити доцільне число секцій БСК і режим їхньої роботи. Чим менший рівномірний графік роботи споживача, тим, очевидно, число секцій має бути більшим.

Водночас необхідно враховувати і те, що вартість БСК зростає зі збільшенням числа секцій завдяки установці додаткових пристроїв (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів тощо). Отже, за роботи параметрів АРМ потрібно забезпечувати раціональне співвідношення між збільшенням вартості БСК завдяки установці пристроїв АРМ і ефекту від їхнього застосування.

Загалом установка АРМ БСК економічно доцільна, якщо виконувати умови (5.43) і (5.44)

$$\delta W_{з.е} - Z_{арм} \geq 0; \quad (5.43)$$

$$U_{t,\min} \leq U_{t,i} \leq U_{t,\max}, \quad (5.44)$$

де $\delta W_{з.е}$ – зниження втрат електроенергії в мережі за рік від установки АРМ БСК;

$Z_{арм}$ – приведені витрати на установлення додаткових пристроїв АРМ.

В окремих випадках, як зазначалося вище, АРМ БСК встановлюють винятково для місцевого регулювання напруги.

Втрати електроенергії водночас можуть як збільшуватися так і зменшуватися.

Автоматичні регулятори потужності БСК випускають у декількох модифікаціях.

Сфери їх застосування можуть бути такими:

1) регулювання за напругою на шинах підстанції. Застосовують у тому випадку, коли основним завданням є регулювання напруги;

2) регулювання за струмом навантаження. Застосовують у вузлах мережі, що мають різко змінний графік споживання реактивної потужності;

3) регулювання в напрямку реактивної потужності. Застосовують на окремих тупикових підстанціях;

4) регулювання за часом доби. Застосовують за досить постійного добового графіка реактивного навантаження мережі.

Для нерегульованої БСК, потужність якої беруть рівною середньому значенню реактивної потужності за графіком навантаження, цю частку розраховували у відсотках від втрат потужності за відсутності БСК.

Унаслідок цього було отримано рівняння регресії, що зв'язує частку відносних незкомпенсованих втрат потужності і часу втрат

$$\delta P = 24,85 - 0,0029 \cdot \tau.$$

Аналогічні розрахунки були проведені під час ступінчастого регулювання потужності БСК, різної кількості секцій БСК, зокрема годин втрат без урахування зони нечутливості регульовального пристрою [4]. Результати розрахунку наведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Частка незкомпенсованих втрат

Час втрат τ , год	3000	3000–5000	5000
Частка втрат, некомпенсованих δP , % за числа секцій регульованої БСК:			
2–3	3–5	1–3	1
4–6	1	1	0

Таблиця 5.3 демонструє, що вже за трьох ступенів регулювання і часу втрат понад 5 000 год досягають практично повної компенсації втрат, обумовленої переданням реактивної потужності.

5.2.8 Автоматизація управління режимами електричних мереж

Для автоматизації управління режимами електричних мереж потрібно:

- 1) установити телевимірювання та інші засоби зв'язку в електричній мережі;
- 2) замінити або реконструювати приводи або самі комутуючі апарати.

Перед установленням телевимірювань (ТВ) необхідно здійснити оцінювання спостережливості мережі (виявлення зон, управління якими можливе за допомогою вже встановлених засобів ТВ) і визначити оптимальні місця установки додаткових засобів ТВ.

Таке оцінювання здійснюють за спеціальними програмами і воно являє собою одноразову операцію, на підставі якої розробляють план оснащення мережі засобами телевимірювань.

5.2.9 Переведення електричних мереж на більш високу номінальну напругу

Номінальна напруга – один з основних факторів підвищення пропускної спроможності мережі і зниження втрат потужності і енергії.

Перехід на нову, більш високу ступінь напруги, здійснюється в тому разі, коли завдяки іншим, нижче розглянутим заходам, неможливо досягти бажаного ефекту.

Однак водночас потрібно пам'ятати, що підвищення номінальної напруги – захід капіталомісткий.

Для свого здійснення він вимагає значних грошових коштів, обладнання, матеріалів.

Основні труднощі під час його здійснення полягають у забезпеченні необхідного рівня ізоляції, відповідного введеному ступеню напруги.

По суті, водночас доводиться проводити реконструкцію всієї мережі.

Тому в такому явному вигляді переведення мережі на новий ступінь напруги проводять досить рідко, за винятком старих ділянок, які прийшли в непридатність.

Підвищення номінальної напруги мережі здійснюється переважно за двома напрямками:

1) завдяки зниженню запасу ізоляції наявних повітряних ліній і реконструкції підвищувальних і понижувальних підстанцій, що характерне:

- для міських і сільських розподільних мереж **(6–10) кВ**;
- міських кабельних мереж **(6–10) кВ**, тощо.

2) за допомогою споруди мережі живлення більш високої напруги у вигляді глибоких введів до центрів електроспоживання, розвантаження на цій основі наявних ліній і переведення їх у розряд розподільних.

Доцільність переходу на новий ступінь напруги повинна підтверджуватися відповідними техніко-економічними розрахунками.

Вибір номінальної напруги мережі обумовлюється величиною переданої потужності і дальності передавання.

Водночас може бути також використаний позитивний досвід проєктування електричних мереж.

5.2.10 Стимулювання, установлення і введення в роботу компенсуючих пристроїв у споживачів, які споживають більше ніж 5 000 кВАр · год

Захід реалізується споживачами і за високих цін на активну електроенергію може бути одним із найбільш ефективних.

Взаємини між електропередавальними організаціями та споживачами із стимулювання оптимальної видачі реактивної електроенергії джерелами споживачів, установа нових таких джерел регулюють сьогодні як для електричних мереж НЕК «Укренерго», так і для споживачів передавальних енергокомпаній [20].

6 КОМПЛЕКСНИЙ І ЗАГАЛЬНОСИСТЕМНИЙ ПІДХІД ДО ВИБОРУ ЗАХОДІВ ЩОДО ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

6.1 Класифікація заходів щодо зниження втрат електроенергії

Як було визначено в попередньому розділі, заходи щодо зниження втрат (ЗЗВ) електроенергії залежно від вкладення коштів діляться на **організаційні і технічні**.

З іншого боку, ці заходи можуть бути розділені на п'ять груп, як такі, що мають різні механізми формування ефекту:

- 1) заходи щодо вдосконалення управління режимами електричних мереж;
- 2) заходи щодо автоматизації управління режимами електричних мереж;
- 3) заходи щодо реконструкції електричних мереж;
- 4) заходи щодо вдосконалення технічного обслуговування електричних мереж;
- 5) заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії.

Заходи кожної з перерахованих груп мають організаційні та технічні аспекти.

6.2 Організаційні аспекти заходів щодо зниження втрат

До організаційних аспектів заходів щодо зниження втрат електроенергії належать:

1) упровадження програмного забезпечення, проведення розрахунків за вибором ЗЗВ і оцінювання їхніх економічних показників;

2) розроблення плану заходів;

3) випуск організаційно*розпорядчих документів, що встановлюють відповідальність підрозділів за ті чи інші складові втрат і за проведення заходів щодо їхнього зниження у встановлені планом терміни;

4) розроблення системи стимулювання персоналу до зниження втрат електроенергії;

5) введення системи контролю за проведенням робіт із зниження втрат електроенергії та відповідної системи їхнього обліку та аналізу;

6) виділення коштів і матеріальних ресурсів для придбання необхідного обладнання, його доставки і установки;

7) установа в договорах електропостачання умов споживання реактивної енергії споживачами у відповідно до чинних нормативних документів.

6.3 Технічні аспекти заходів щодо зниження втрат

До технічних аспектів заходів щодо зниження втрат належать:

1) реалізація оптимального управління режимами електричних мереж.

2) установка і введення в дію:

– технічних засобів зниження втрат електроенергії,

– засобів телевимірювань параметрів режиму електричних мереж,

– автоматичних пристроїв управління режимами.

6.3.1 Заходи щодо вдосконалення управління режимами електричних мереж

6.3.1.1 Реалізація оптимальних режимів замкнених електричних мереж 110 кВ і вище за реактивною потужністю і напругою. Розрахунки оптимальних режимів замкнених електричних мереж за реактивною потужністю і напругою здійснюють за спеціальними оптимізаційними програмами. Ведення оптимальних режимів диспетчером може здійснюватися відповідно до графіка регулювання пристроїв, складеного на підставі попередньо проведених прогнозних розрахунків (управління в режимі offline) або в темпі процесу (online) на основі даних, що надходять від системи телевимірювань (ТВ).

Для реалізації такого управління необхідно:

1) здійснити оцінювання спостереження мережі (виявлення зон, управління якими можливе за допомогою вже встановлених засобів ТВ, визначення оптимальних місць установа додаткових засобів ТВ). Таке оцінювання здійснюється за спеціальними програмами і являє собою одноразову операцію, на підставі якої розробляють план оснащення мережі засобами ТВ;

2) розраховувати режими мережі на основі даних телевимірювань із частотою надходження інформації за допомогою програми оцінювання режиму (у практиці відомі як програми оцінювання стану);

3) використовувати програму оперативного формування схеми мережі, що спостерігається, відповідної мережі засобам ТВ і ділянкам, що функціонують цієї миті, що є в роботі (у разі виходу з ладу датчика ТВ або виведення в ремонт обладнання програма повинна формувати нову розрахункову схему відповідно до зміненої зоною спостережливості);

4) на основі даних про фактичний режим, отриманих за програмою оцінювання стану, проводити розрахунки оптимальних поточних режимів мережі за коефіцієнтами трансформації і реактивної потужності джерел і реалізувати їх.

6.3.1.3 Переведення невикористовуваних генераторів у режим СК. Переведення невикористовуваних генераторів у режим СК проводять із метою отримання додаткового джерела реактивної потужності. Доцільність такого переведення визначають на основі порівняння зниження втрат електроенергії в мережі унаслідок використання цього джерела і витрати електроенергії на його роботу.

Вибір оптимальної робочої схеми мережі зазвичай здійснюють на основі варіантних розрахунків. Особливо потрібно розглянути можливість розмикання контурів, у які входять лінії різних номінальних напруг.

6.3.1.4 Оптимальний закон регулювання напруги в центрі живлення радіальної мережі 35–110 кВ. Оптимальний закон регулювання напруги в центрі живлення радіальної мережі 35 – 110 кВ визначають з урахуванням регулювальних можливостей трансформаторів з РПН 35–110/6–20 кВ і трансформаторів із ПБЗ.

Основним критерієм водночас цьому є мінімізація кількості електроенергії, що відпускають споживачам із шин трансформаторів із ПБЗ із неприпустимими відхиленнями напруги.

Регулювальні відгалуження трансформаторів із ПБЗ напругою 35–110/6–20 кВ і 6 – 20 / 0,38 кВ установлюють на рівні, що забезпечує мінімальні втрати електроенергії в мережі.

6.3.1.5 Оптимізація місць розмикання мереж 6–10–35 кВ з двостороннім живленням. Оптимізація місць розмикання мереж 6–10–35 кВ із двостороннім живленням здійснюється на основі перебору точок можливого розмикання мережі з оцінюванням зміни втрат як у мережі, яка розмикається (6–35) кВ, так і в живильних мережах (110–220) кВ, що відбувається внаслідок перенесення навантаження з однієї вузлової підстанції на іншу.

6.3.1.6 Відключення одного із трансформаторів на підстанціях з двома і більше трансформаторами в режимах малих

навантажень. Відключення одного з трансформаторів на підстанціях із двома і більше трансформаторами в режимах малих навантажень проводять у разі, якщо зниження втрат холостого ходу перевищує збільшення навантажувальних втрат, що при цьому виникає. Таке відключення може здійснюватися як у години нічних провалів навантаження, так і в періоди його сезонного зниження.

6.3.1.7 *Вирівнювання навантажень фаз у мережах 0,38 кВ*. Вирівнювання навантажень фаз у мережах 0,38 кВ проводять за допомогою перемикування частини абонентів із перевантажених фаз на недовантажені.

6.3.2 *Заходи щодо автоматизації управління режимами електричних мереж*

6.3.2.1 *Установка і введення в роботу автоматичних регуляторів напруги на трансформаторах із РПН*. Оптимальні режими роботи низки пристроїв визначаються місцевими параметрами поточного режиму електричної мережі. Їх регулювання доцільно здійснювати за допомогою автоматичних пристроїв, установлених безпосередньо в точці установлення устаткування. Ефект від їхнього установлення полягає в більш ретельному відстеженні змін режиму, ніж це могло б бути виконано диспетчером.

6.3.2.2 *Установлення і введення в роботу засобів телевимірювань*. Для впровадження цього заходу спочатку потрібно визначити за спеціальними програмами, де потрібно встановлювати телевимірювання для того, щоб схема аналізованої електричної мережі максимально «проглядалася» за телевимірюваннями.

6.3.2.3 Заміна або реконструкція приводів або самих комутуючих апаратів. Однак, незважаючи на великі витрати, ці роботи, можливо, і поступово, але необхідно впроваджувати в енергокомпаніях.

6.3.2.4 Установлення і введення в роботу автоматичних регуляторів джерел реактивної потужності

6.3.3 Заходи щодо реконструкції електричних мереж

6.3.3.1 Реконструкція схем мереж. Реконструкцію схем мереж проводять на підставі з розгляду комплексу умов, у яких рівень втрат електроенергії є одним із параметрів, але зазвичай не основним.

Тому таку реконструкцію відносять не до цільових ЗЗВ, а до заходів із супутнім зниженням втрат.

Чисельне значення зниження втрат визначають на основі порівняння їхніх значень до і після реконструкції.

6.3.3.2 Введення компенсуючих пристроїв і технічних засобів регулювання напруги. Введення компенсуючих пристроїв і технічних засобів регулювання напруги проводять, на підставі зниження втрат як основного чинника зазвичай. Іноді метою є збільшення пропускної здатності мережі або нормалізація відхилень напруги. Ефективність цих ЗЗВ визначають на основі порівняння втрат до і після їхнього проведення.

6.3.4 Заходи щодо вдосконалення технічного обслуговування електричних мереж

До заходів щодо вдосконалення технічного обслуговування електричних мереж належать:

1 Зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій.

2 Скорочення тривалості технічного обслуговування і ремонту основного обладнання мереж і електростанцій.

3 Виконання робіт під напругою.

6.3.5 Заходи щодо вдосконалення обліку електроенергії

1 **Забезпечення роботи вимірювальних** трансформаторів і електролічильників у допустимих умовах (відсутність недовантаження первинних кіл ТС, перевантаження вторинних кіл ТС і ТН, забезпечення необхідних температурних умов, усунення вібрацій підстав лічильників тощо).

2 **Заміна** вимірювальних трансформаторів на трансформатори з поліпшеними характеристиками і з номінальними параметрами, які відповідають фактичним навантаженням.

3 **Заміна наявних приладів** обліку на прилади з поліпшеними характеристиками.

4 **Установлення приладів** технічного обліку електроенергії на радіальних лініях, що відходять від підстанцій (головний облік).

5 **Періодичні перевірки** умов роботи електролічильників розрахункового обліку у споживачів і виявлення розкрадань електроенергії.

7 МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ СКЛАДОВИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Залежно від повноти інформації про навантаження мережі і виду розрахунків для визначення навантажувальних втрат рекомендують використовувати такі методи [1]:

- 1)** поелементних розрахунків;
- 2)** характерних режимів;
- 3)** характерних діб;
- 4)** середніх навантажень;
- 5)** числа годин максимальних втрат.

7.1 Метод поелементних розрахунків

Метод поелементних розрахунків рекомендують як кращий для окремих ліній і трансформаторів, втрати в яких істотно залежать від транзитних перетоків.

Визначення навантажувальних втрат $\Delta W_{\text{н}}$ у мегават-годинах за методом поелементних розрахунків здійснюють за формулою (7.1)

$$\Delta W_{\text{н}} = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum R_i \cdot \sum I_{ij}^2, \quad (7.1)$$

де k – число елементів мережі;

T – розрахунковий період, год;

Δt – інтервал часу між послідовними значеннями струмових навантажень елементів, одержуваних за допомогою пристроїв телевимірювання, год;

I_{ij} – струмове навантаження i -го елемента з опором R_i у момент часу j , А;

R_i – опір i -го елемента, Ом.

7.2 Метод характерних режимів

Метод характерних режимів рекомендують для розрахунку втрат у транзитній мережі за наявності телеінформації про навантаження вузлів, періодично передаваної в енергосистему.

Розрахунок втрат електроенергії методом характерних режимів у замкнутих електричних мережах високої напруги заснований на використанні інформації про режим електромережі, яку можна отримати під час контрольних вимірів, що проводять двічі на рік під час проходження зимового максимуму і літнього мінімуму навантаження, а також використання розрахунків нормальних режимів електромережі, про те, що режими роботи оптимізувалися протягом року.

Початкові дані для розрахунку втрат електроенергії:

а) схема електромережі та параметри її елементів;

б) добові графіки навантаження за вимірюваннями в контрольні дні (двічі на рік) для всіх n вузлів мережі (погодинні вимірювання в j -му вузлі для i -ї години протягом доби активної і реактивної потужності P_{ij} і Q_{ij} або напруг U_{ij} , струмів I_{ij} і коефіцієнтів завантаження $\cos \phi_{ij}$);

в) електроенергія, спожита (або генерована) кожним вузлом енергосистеми за кожен місяць року;

г) добові графіки навантаження міжсистемних зв'язків і графік напруги вузла навантаження, взятого за балансуєчий, зняті в контрольні дні;

д) електроенергія, передана за кожним із міжсистемних зв'язків щомісяця.

Для розрахунку річних втрат електроенергії необхідно розділити рік на три розрахункових періоди і втрати для кожного з них розраховувати за даними літніх або зимових контрольних вимірів. Для цього необхідно використовувати графік відпуску електроенергії в електромережу загалом за енергосистемою за місяцями розрахункового року.

Як границі поділу цього графіка використовують середнє значення відпуску електроенергії за контрольні місяці.

На графіку, наведеному на рисунку 7.1, продемонстровано що літнє контрольне вимірювання здійснене в липні, зимове – в грудні (відпуск електроенергії в липні становило 321 ум. од., у грудні – 365 ум. од.). Середнє значення відпуску електроенергії за два контрольні місяці становило $(365 + 321) / 2 = 343$ ум. од.



Рисунок 7.1 – Річний графік відпуску електроенергії в електричну мережу загалом за енергосистемою

Тоді для цієї енергосистеми втрати електроенергії за період із квітня до вересня потрібно вважати за графіками навантаження, отриманими в липні, за період із жовтня до грудня – за графіками, отриманими в грудні поточного року, а за період із січня до березня – за графіками, отриманими в грудні попереднього року.

При значній розбіжності конфігурації помісячних річних графіків відпуску електроенергії в окремих вузлах енергосистеми з відповідним графіком за енергосистемою загалом будують річні графіки відпуску електроенергії для цих вузлів і рік ділиться на три частини за викладеною вище методикою.

Підготовку вихідних даних для розрахунку втрат електроенергії здійснюють у такому порядку:

а) готують інформацію про схему заміщення електромережі у формі, прийнятій для програм розрахунку нормального режиму енергосистеми на ЕОМ, які використовуються в енергосистемі;

б) «зважуються» (коригують) за електроенергією, спожитою (генерованій) у даному вузлі за розрахунковий період часу,

графіки навантажень вузлів і міжсистемних зв'язків, одержані в день контрольних вимірювань (7.2)

$$P_{ij,кв} = \frac{P_{ij} \cdot W_{tj}}{W_{j,c.c} \cdot T}, \quad (7.2)$$

де $P_{ij,кор}$ – скориговане навантаження в j -му вузлі в i -ту годину, МВт;

P_{ij} – навантаження в j -му вузлі в i -ту годину, МВт;

W_{tj} – електроенергія, спожита в j -му вузлі за розрахунковий період часу T , МВт · год;

$W_{j,сут}$ – електроенергія, спожита в j -му вузлі за розрахунковий період часу T , МВт · год;

T – розрахунковий період часу, діб.

Для обліку нерівномірності помісячних графіків навантаження можна використовувати такий алгоритм:

а) для обліку нерівномірності помісячних графіків навантаження можна використовувати такий алгоритм за формулою (7.3)

$$P'_{ij,ср} = \frac{P_{ij,ср} \cdot W_{j,м} \cdot T_{к}}{W_{к} \cdot T_{j,м}}, \quad (7.3)$$

де $P'_{ij,ср}$ – потужність навантаження в i -ту годину середнього графіка за j -й місяць;

$W_{j,м}$ – енергія, спожита (генерована вузлом) за j -й місяць;

$T_{к}$ – тривалість місяця, у якому проводили контрольні вимірювання;

$W_{к}$ – енергія, спожита в місяць, у якому проводили контрольні вимірювання;

$T_{j,м}$ – тривалість j -го місяця.

Середній графік навантаження для кожного місяця розрахункового періоду визначають за формулою (7.4) підстановкою (7.2) в (7.3)

$$P_{ij.cj} = \frac{P_i \cdot W_{j.m}}{W_c \cdot T_{j.m}}. \quad (7.4)$$

Розрахунковий графік для кожного вузла визначають за формулою (7.5)

$$P_{ij.cj} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n P_{ij}^2}{n}}, \quad (7.5)$$

де n – число місяців у розрахунковому періоді.

Допустиме визначення $W_{j.cym}$ за графіками навантаження за формулою (7.6)

$$W_{j.c.c} = \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{24} P_{ij}, \quad (7.6)$$

де Δt – інтервал між вимірами, год;

б) розраховують контрольний режим із метою перевірки збіжності ітераційного процесу і виконання обмежень за параметрами режиму у вузлах навантаження електромережі. Як контрольний рекомендують режим максимального навантаження для зимового графіка навантаження і режим мінімального навантаження – для літнього графіка навантаження.

Визначення втрат електроенергії в живильних електромережах енергосистеми за розрахунковий період проводять у наступному порядку:

а) розраховують серію (якщо інтервал між вимірами графіка навантаження (генерації) вузла становить 1 годину, розрахунок проводять для **24** режимів, якщо інтервал становить Δt год, розрахунок проводять для **24/Δt** режимів) нормальних режимів енергосистеми відповідно до отриманих графіків навантаження електромережі і графіка напруги балансуєчого вузла, визначають втрати потужності в кожному елементі схеми заміщення;

б) визначають абсолютні втрати електроенергії за розрахунковий період часу T в електромережі загалом або у виділеніх ділянках за формулою (7.7)

$$\Delta W = T \cdot \sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^k (\Delta P_{ij} \cdot \Delta t), \quad (7.7)$$

де k – кількість елементів у схемі заміщення електромережі або у виділеній групі елементів;

ΔP_{ij} – втрати потужності в j -му елементі в i -му режимі, МВт.

в) відносні втрати електроенергії за розрахунковий період часу визначають за формулою (7.8) у відсотках

$$\Delta W = \frac{\Delta W \cdot 100}{W_{\text{від}}}, \quad (7.8)$$

де $W_{\text{від}}$ – електроенергія, відпущена в мережу, МВт · год.

7.3 Метод характерних діб

Метод характерних діб рекомендують як кращий для розрахунку втрат у замкнених мережах 110 кВ і вище, які не беруть участі в обміні потужністю. Допустиме застосування методу числа годин максимальних втрат.

Визначення навантажувальних втрат $\Delta W_{\text{н}}$ у мегават-годинах за методом характерних діб проводять за формулою (7.9)

$$\Delta W_{\text{н}} = \sum_{i=1}^m \Delta W_{\text{н},i}^c \cdot D_{\text{екв},i}, \quad (7.9)$$

де m – число характерних періодів роботи мережі (літній, зимовий, паводка тощо);

$\Delta W_{\text{н},i}^c$ – розрахункові втрати за контрольну добу кожного з характерних періодів, розраховані за відомими графіками навантаження у вузлах мережі, МВт;

$D_{\text{екв},i}$ – еквівалентне число днів для i -го характерного періоду, діб.

Еквівалентне число днів $D_{екв.i}$ у добі для i -го характерного періоду визначають за формулою (7.10)

$$D_{екв.i} = \frac{W_i^2}{W_{сут.i}^2 \cdot D_i}, \quad (7.10)$$

де W_i – електроенергія, відпущена в мережу в i -му періоді, МВт · год;

D_i – тривалість i -го періоду, доби;

$W_{сут.i}$ – електроенергія, відпущена в мережу за добу, розрахункові втрати електроенергії за яку становили $W_{н.i}$, МВт · год, або за формулою (7.11)

$$D_{екв.i} = \sum_{j=1}^{k_i} \frac{W_j^2 \cdot D_j}{W_p^2}, \quad (7.11)$$

де k_i – число місяців, що входять в i -й характерний період;

W_j – електроенергія, відпущена в мережу в j -му місяці, МВт · год;

D_j – число днів у j -му місяці;

W_p – електроенергія, відпущена в мережу в місяці, що включає контрольну добу, МВт · год, або за формулою (7.12):

$$D_{екв.i} = \sum_{j=1}^k \frac{A_j \cdot D_j}{A_1}, \quad (7.12)$$

де k – число характерних добових графіків в i -му характерному періоді;

D_j – число діб у характерному періоді роботи мережі, на який поширюється j -й характерний добовий графік;

A_j – сума квадратів ординат j -го характерного добового графіка сумарного навантаження мережі (робоча, неробоча доба);

A_1 – сума квадратів ординат добового графіка сумарного навантаження мережі, що відповідає добі, за яку розраховували втрати $\Delta W_{н.i}^C$.

Використовуючи формули (7.11), (7.12), розрахунки значень $\Delta W_{н.i}^C$ проводять за графіками навантаження в кожному з

вузлів, отриманих із відомостей контрольних вимірювань і скоригованих за споживанням електроенергії у вузлі за місяць W_m .

Ординати скоригованого графіка активної потужності p_k у мегаватах визначають за формулою (7.13)

$$p_k = a_k \cdot p \quad (7.13)$$

де a_k – коефіцієнт коригування, відн. од.;

p – ордината вихідного графіка, МВт.

Коефіцієнт a_k у відносних одиницях визначають за такими формулами (7.10) і (7.6)

– у разі використання (7.10)

$$a_k = \frac{W_m}{D_m \cdot \sum_{i=1}^n (p_i \cdot t_i)}, \quad (7.14)$$

де W_m – споживання електроенергії у вузлі за місяць, МВт · год;

D_m – число днів у місяці;

p_i – ордината добового графіка, отриманого за допомогою вимірювання, МВт;

t_i – тривалість ступеня графіка, год;

– у разі використання (7.6)

$$a_k = \frac{W_m \cdot d_p}{D_p \cdot \sum_{i=1}^n (p_i \cdot t_i)}, \quad (7.15)$$

де W_m – споживання електроенергії у вузлі за місяць, МВт · год;

p_i – ордината добового графіка, отриманого шляхом вимірювання, МВт;

t_i – тривалість ступеня графіка, год;

d_p – частка електроенергії, спожитої в робочі дні, відн. од.;

D_p – число робочих днів у місяці.

Коригування графіка реактивної потужності здійснюють аналогічно.

7.4 Метод середніх навантажень і числа годин максимальних втрат

Метод середніх навантажень рекомендують як кращий для розімкнутих мереж 6–150 кВ за наявності даних про електроенергію, пропущену по головній ділянці мережі за аналізований період. Допускають застосування методу числа годин максимальних втрат. Статистичні методи рекомендують для визначення втрат у мережах 0,38 кВ і виявлення залежностей втрат від основних чинників, які впливають на мережі всіх напруг.

Визначення навантажувальних втрат ΔW_H у мегават-годинах методами середніх навантажень і числа годин максимальних втрат τ здійснюють за такими формулами (7.16), (7.17)

$$\Delta W_H = \Delta P_{н.серед} \cdot K_{\phi}^2 \cdot T, \quad (7.16)$$

$$\Delta W_H = \Delta P_{н.макс} \cdot \tau, \quad (7.17)$$

де $P_{н.серед}$ і $P_{н.макс}$ – навантажувальні втрати потужності, визначені за середнім і максимальним навантаженням відповідно, МВт;

K_{ϕ} – коефіцієнт форми графіка, відн. од.;

T – тривалість періоду, за який визначаються втрати, год.

Середні навантаження вузлів визначають за показниками приладів обліку електроенергії.

Значення K_{ϕ}^2 і τ визначають безпосередньо за графіком сумарного навантаження мережі, зафіксованим у диспетчерській відомості, або за формулами (7.18) і (7.19)

$$k_{\phi}^2 = \left[\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right]^2 - \left[\frac{1090}{T_{макс}} + 0,876 \right]^2, \quad (7.18)$$

$$\tau = [0,124 + 0,876 \cdot K_3]^2 \cdot 8760 = [0,124 + 0,0001 \cdot T_{макс}]^2 \cdot 8460, \quad (7.19)$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка, відн. од.;

$T_{\text{макс}}$ – число годин використання максимального навантаження.

7.4.1 Застосування методу середніх навантажень

Залежно від виду наявної інформації про навантаження головної ділянки мережі 6–150 кВ використовують:

– **метод середніх навантажень**, визначаючи розрахункове значення втрат $\Delta W_{\text{н}}$ в мегаватт-годинах за формулою визначають розрахункове значення втрат $\Delta W_{\text{н}}$ у мегаватт-годинах за формулою (7.20)

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{(W_{\text{P}}^2 + W_{\text{Q}}^2) \cdot k_{\text{ф}}^2 \cdot R_{\text{екв}}}{U_{\text{екв}}^2 \cdot T}, \quad (7.20)$$

де W_{P} – активна електроенергія, пропущена через головну ділянку МВт·год;

W_{Q} – реактивна електроенергія, пропущена через головну ділянку, МВАр · год;

$k_{\text{ф}}$ – коефіцієнт форми графіка, відн. од.;

$R_{\text{екв}}$ – еквівалентний опір мережі, Ом;

$U_{\text{екв}}$ – еквівалентна напруга для розрахунку навантажувальних втрат, кВ;

T – час, за який через головну ділянку пропущена електроенергія W_{P} і W_{Q} , год.

Еквівалентний опір лінії розраховують за формулою (7.21)

$$R_{\text{екв}} = \sum_{i=1}^k \left(\frac{h_i^2 \cdot R_i}{h_r^2} \right), \quad (7.21)$$

де h_i і h_r – величини, пропорційні (фактично або за припущенням) навантаженню i -го елемента мережі опором R_i і головної ділянки відповідно.

Сума h_i для навантажувальних вузлів повинна дорівнювати h_r . Існують такі варіанти завдання величини h_i :

1 Пропуском електроенергії через i -ту ділянку.

2 Великою струмою (потужністю) переданих по i -й ділянці в режимі найбільших навантажень.

3 Значенням сумарної встановленої потужності P_T , яка отримувє живлення з i -ї ділянки.

Водночас потрібно зазначити, що варіанти використання величини h_i перераховані в порядку *зниження точності* розрахунку.

Еквівалентну напругу визначають за формулою (7.22)

$$U_{\text{екв}} = \sqrt{K \cdot U_1^2 + (1 - K) \cdot U_1^2}, \quad (7.22)$$

де K – коефіцієнт, що дорівнює 0,9 для мереж 6–20 кВ і 0,8 – для мереж 35–150 кВ;

U_1 і U_2 – напруги на шинах центру живлення лінії 6–20 кВ в режимах максимальних і мінімальних навантажень відповідно.

Досить докладно один із варіантів цього методу розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 6–10–35 кВ, у якому наведені дещо інші значення K_Φ , $\text{tg}\phi$ (у формулі (7.20)), описаний у методичних вказівках [1]. У разі використання реальних K_Φ і $\text{tg}\phi$ основні розрахункові формули (7.20), 7(21) однакові у всіх варіантах розрахунку втрат електроенергії цим методом [1].

За відсутності даних про коефіцієнт форми графіка замість (7.20) використовують формулу (7.23)

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{1,3 \cdot (W_P^2 + W_Q^2) \cdot R_{\text{екв}}}{U_{\text{екв}}^2 \cdot T}, \quad (7.23)$$

за відсутності даних про пропуск реактивної енергії W_Q – формулу (7.24)

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{1,25 \cdot W_P^2 \cdot k_\Phi^2 \cdot R_{\text{ткк}}}{U_{\text{ткк}}^2 \cdot T}, \quad (7.24)$$

за відсутності даних про K_Φ і про W_Q – формулу (7.25)

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{1,63 \cdot W_P^2 \cdot R_{\text{ткк}}}{U_{\text{ткк}}^2 \cdot T}, \quad (7.25)$$

Втрати електроенергії в лінії напругою **0,38** кВ (відсоток відпуску електроенергії в мережу) можна визначати за формулою (7.26)

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{0,7 \cdot k_{\text{нес}} \cdot \tau}{T_{\text{макс}}}, \quad (7.26)$$

де U_1 – втрати напруги в максимум навантаження мережі від шин ТП до найбільш віддаленого електроприймача, %;

$k_{\text{нес}}$ – коефіцієнт, що враховує нерівномірність (несиметрію) розподілу навантажень за фазами.

Розглянемо вплив несиметрії навантажень фаз на втрати потужності. Коефіцієнт збільшення втрат потужності мережі з **ізолюваною** нейтраллю за нерівності навантажень проводів визначають за формулою (7.27)

$$k_{\text{нес.із}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{\text{сеп}}^2}, \quad (7.27)$$

де I_A, I_B, I_C – струми в проводах відповідних фаз;

$I_{\text{сеп}}$ – середнє їхнє значення.

У мережі із **глухозаземленою** нейтраллю виникає струм нульової послідовності I_0 , потроєне значення якого є струмом в нейтралі $I_N = 3I_0$, проходить по опорі землі (для мереж 110 кВ і вище), або струм нульового проводу (для мереж нижче ніж 1 кВ).

Струм у нейтралі визначають за формулою (7.28)

$$\begin{aligned} I_N &= I_A + a \cdot I_B + a^2 \cdot I_C = \\ &= I_A - 0,5(I_B + I_C) + j\sqrt{3} \cdot (I_B - I_C) \cdot 0,5, \end{aligned} \quad (7.28)$$

де a і a^2 – оператори повороту вектора на 120° проти годинникової стрілки і за годинниковою стрілкою відповідно.

У формулі (7.28) комплексні значення струмів фаз визначені щодо напруг своєї фази, а не щодо єдиної системи координат $[1, j]$ з речовою віссю, спрямованою за вектором напруги фази A .

За допущення однакового коефіцієнта потужності в кожній із двох фаз вираз (7.29) залишається справедливим і для модулів струмів.

Квадрат струму в нейтралі (7.29)

$$\begin{aligned} I_N^2 &= [I_A - 0,5 \cdot (I_B - I_C)]^2 + \frac{3 \cdot (I_B - I_C)^2}{4} = \\ &= I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 - (I_A \cdot I_B + I_B \cdot I_C + I_C \cdot I_A), \end{aligned} \quad (7.29)$$

Оскільки

$$\begin{aligned} I_A \cdot I_B + I_B \cdot I_C + I_C \cdot I_A &= [(I_A + I_B + I_C)(I_A^2 + I_B^2 + I_C^2)] \cdot 0,5 = \\ &= 4,5 \cdot I_{\text{сеп}}^2 - 0,5 \cdot (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2), \end{aligned} \quad (7.30)$$

то

$$I_N^2 = 1,5 \cdot (I_A^2 + I_B^2 + I_C^2) - 4,5 \cdot I_{\text{сеп}}^2.$$

Сумарні втрати потужності в мережі із заземленою нейтраллю складаються із втрат у кожній фазі, а за наявності нульового проводу додатково додаються втрати в нульовому проводі (7.31)

$$\Delta P_c = R_A \cdot I_A^2 + R_B \cdot I_B^2 + R_C \cdot I_C^2 + R_n \cdot I_n^2, \quad (7.31)$$

де I_n , R_n – відповідно струм у нульовому проводі і опір нульового проводу.

За симетричного навантаження струми у фазах рівні між собою і дорівнюють струму прямої послідовності (7.32)

$$I_1 = \frac{I_A + I + I_C}{3}. \quad (7.32)$$

У цьому разі втрати в симетричному режимі становлять (7.33)

$$\Delta P_c = 3 \cdot R_\phi \cdot I_1^2; \quad (7.33)$$

– метод числа годин найбільших втрат у мегават-годинах за формулою (7.34)

$$\Delta W_n = 3 \cdot I_{\text{макс}}^2 \cdot R_{\text{екв}} \cdot \tau \cdot k_k, \quad (7.34)$$

де $I_{\text{макс}}$ – максимальне навантаження головної ділянки, кА;

k_k – коефіцієнт коригування, що дорівнює 1,37 у разі використання значення струму, отриманого за допомогою безпосереднього вимірювання, і дорівнює 1 в інших випадках;

τ – число годин.

8 ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ

1. Метод поелементних розрахунків рекомендують як кращий для окремих ліній і трансформаторів, втрати в яких істотно залежать від транзитних перетоків.

2. Метод характерних режимів рекомендують для розрахунку втрат у транзитній мережі за наявності телеінформації про навантаження вузлів, періодично переданої в енергосистему.

3. Метод характерних діб рекомендують як кращий для розрахунку втрат у замкнених мережах 110 кВ і вище, які не беруть участі в обміні потужністю.

4. Методи факторного моделювання навантажень, домінуючих гармонік рекомендуються як переважні для перспективних розрахунків у будь-яких мережах із характерними втратами енергії. Ефективне спільне застосування методів.

5. Метод середніх навантажень рекомендують як кращий для розімкнених мереж (6–150) кВ за наявності даних про електроенергію, пропущену по головній ділянці мережі за аналізований період. Допускають застосування методу числа годин максимальних втрат.

Список літератури

1 ГНД 34.09.204-2004. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження / М-во палива та енергетики України. – Офіц. вид. – Київ: ГРІФРЕ : М-во палива та енергетики України, 2004. – 159 с.

2 Железко Ю. С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. // Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – Москва: ЭНАС, 2008. – 280 с. – ISBN 978-5-93196-910-7.

3 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013. – Київ.

4 СОУ-Н ЕЕ 11.315:2007 (МБУ 031/08-2007) Кількість електричної енергії та електрична потужність. Типова методика виконання вимірювань, затверджена наказом Міністерства палива та енергетики України від 12.04.2007 № 189.

5 ДСТУ 2104-92 Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110 та 150 кВ. Технічні умови.

6 ДСТУ 2105-92 Трансформатори силові масляні загального призначення напругою до 35 кВ включно. Технічні умови.

7 ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (Трансформатори силові. Загальні технічні умови).

8 ТУ16-672.089-85 Трансформаторы серий ТМГ, ТМВГ классов напряжений 6, 10 кВ. Технические условия (Трансформатори серій ТМГ, ТМВГ класів напруги 6, 10 кВ. Технічні умови).

9 ТУ УЗ.49-05758084-016-95 Трансформаторы силовые масляные мощностью от 25 до 250 кВА класса напряжения 10 кВ. Технические условия (Трансформатори силові масляні потужністю від 25 до 250 кВА класу напруги 10 кВ. Технічні умови).

10 ГОСТ 3484.1-88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний (Трансформатори силові. Методи електромагнітних випробувань).

11 Р-50-072-98 Энергобережения. Методика розрахунку технологічних втрат електроенергії в діючих мережах електропостачання напругою від 0,4 до 110 кВ включно. Рекомендації.

12 ГОСТ 721-77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1 000 В (Системи електропостачання, мережі, джерела, перетворювачі і приймачі електричної енергії. Номінальні напруги понад 1 000 В).

13 ГОСТ 21128-83 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1 000 В (Системи електропостачання, мережі, джерела, перетворювачі і приймачі електричної енергії. Номінальні напруги до 1 000 В).

14 ГКД 34.51.101-96 Вибір та експлуатація зовнішньої ізоляції електроустановок 6–750 кВ на підприємствах Міненерго України. Інструкція.

15 ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38–150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних витрат електроенергії (із змінами, внесеними наказом МПЕ України від 03.02.2009 № 52).

16 ГОСТ 17441-84 Соединения контактные электрические. Правила приемки и методы испытаний.

17 РД 34.09.208 Инструкция по нормированию расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций 35–500 кВ.

18 ГОСТ 14209-97 Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. Внесен Государственным Комитетом Украины по стандартизации, метрологии и сертификации. Дата введения 2002.01.01.

19 ГКД 34.46.501-2003. Типова інструкція з експлуатації. Трансформатори силові. Затверджена Наказом Міністерства палива та енергетики країни № 137 від 19 березня 2003 р.

20 Правила улаштування електроустановок – 5-те вид., переробл. й допов. – Харьков : Форт, 2014. – 782 с.

21 ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

Навчальне видання

Конспект лекцій
із курсу
**«Оптимізація процесів електропостачання
та енергозбереження»**
для студентів спеціальності
**141 «Електроенергетика, електротехніка
та електромеханіка»**
спеціалізації *«Електротехнічні системи електроспоживання»*
всіх форм навчання

Відповідальний за випуск І. Л. Лебединський
Редактор І. О. Кругляк
Комп'ютерне верстання Т. М. Загородньої

Підписано до друку 07.04.2023, поз. 7.
Формат 60x84/16. Ум. друк. арк. 7,21. Обл.-вид. арк. 7,32. Тираж 5 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач
Сумський державний університет,
вул. Римського-Корсакова, 2, м. Суми, 40007
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3062 від 17.12.2007.