

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛІШКОВ
“ ____ “ _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА **за другим (магістерським) рівнем вищої освіти**

на тему:

«Дослідження режимів та нормування технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах 0,38 – 150 кВ»

«Study of modes and standardization of technological costs of electric power for transmission through electric networks 0.38 - 150 kV»

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу групи ЕЕ-21М
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»,
освітньо-професійної програми
«Електротехнічні системи
електроспоживання»

_____ О. Бабоша
« ____ » _____ 2022 р.

Керівник роботи
доцент, канд.техн.наук
_____ І. Переверзєв
« ____ » _____ 2022 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет *будівництва та транспорту*

Кафедра *електротехнічних систем та енергетичного менеджменту*

Освітній ступінь *другий (магістерський)*

Спеціальність *141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Освітньо-професійна програма *Електротехнічні системи електроспоживання*

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Бабоши Олександра Володимировича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) *Дослідження режимів та нормування технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах 0,38 – 150 кВ*
Study of modes and standardization of technological costs of electric power for transmission through electric networks 0.38 - 150 kV

2. Керівник роботи (проекту) *Переверзєв Ігор Олексійович, к.т.н., доцент*

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту *01.12.2022 р.*

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

1. Аналіз методів розрахунку витрат електричної енергії в електричних мережах. 2. Нормування технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах. 3. Розрахунок економічної ефективності заходів з вдосконалення нормування технологічних витрат електроенергії. Охорона праці.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>доц., к.т.н. І.В. Савеленко</i>		
<i>Економічна частина</i>	<i>доц., к.е.н. І.В. Журило</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Аналіз методів розрахунку втрат електричної енергії в електричних мережах</i>	24.10.2022	
2	<i>Нормування технологічних витрат електричної енергії в електричних мережах</i>	18.11.2022	
5	<i>Економічний розділ</i>	22.11.2022	
6	<i>Охорона праці</i>	25.11.2022	
7	<i>Оформлення пояснювальної записки</i>	28.11.2022	
8	<i>Оформлення презентаційної частини роботи</i>	01.12.2022	

Дата видачі завдання

Підпис керівника _____

« 05 » 09 2022 р.

Завдання прийнято до виконання

Підпис здобувача вищої освіти _____

« 05 » 09 2022 р.

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 97 с.; 14 рис.; 18 табл.; 35 джерела, 1 додаток

Бабоша О.В. Дослідження режимів та нормування технологічних витрат електроенергії на передачу по електричних мережах 0,38 – 150 кВ. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електротехнічні системи електроспоживання». Центральноукраїнський національний технічний університет. Кропивницький, 2022 р.

Метою кваліфікаційної роботи є аналіз режимів та розробка методик нормувань технологічних витрат електроенергії.

Розрахунок втрат в транзитних лініях пропонується виконувати тільки поелементно, тобто без еквівалентування ліній, трансформаторів, до того ж для реверсивних ліній використовується методика розрахунку втрат окремо для прямого потоку і зворотного. Методика розрахунку технологічних втрат енергії в розподільчих мережах пропонує розрахунок еквівалентних (групових) опорів ЛЕП і трансформаторів для кожного класу напруг. Наявна інформація по обліку в мережах 154-3 кВ дозволяє розрахувати еквівалентний опір лінії, що складається із n ділянок, а також еквівалентний опір групи ЛЕП. Для розрахунку мереж 0,38 кВ використовується так звана модель втрат ЛЕП 0,38 кВ.

Результати кваліфікаційної роботи пропонується використовувати для узгодження та затвердження нормативних характеристик, визначення прогнозних та звітних нормативних значень технологічних витрат електроенергії за розрахунковий період, а також контролю за правильністю їх застосування.

Ключові слова: технологічні витрати електроенергії, нормативні значення, нормативні характеристики, транзитна мережа, розподільча мережа, район електричних мереж, структурно-балансова модель, режим середнього навантаження.

SUMMARY

Babosha O. Study of modes and standardization of technological costs of electric power for transmission through electric networks 0.38 - 150 kV. 141 "Electric power, electrical engineering and electromechanics" EPP, "Electrotechnical Systems of Power Consumption". Central Ukrainian National Technical University. Kropyvnytskyi, 2022.

The purpose of the qualification work is the analysis of regimes and the development of methods of standardization of technological costs of electricity.

Calculation of losses in transit lines is proposed to be performed only element by element, i.e. without equating lines, transformers, besides, for reversible lines, the technique of calculating losses separately for forward flow and reverse flow is used. The methodology for calculating technological energy losses in distribution networks offers the calculation of equivalent (group) resistances of power lines and transformers for each voltage class. Available accounting information in 154-3 kV networks allows to calculate the equivalent resistance of a line consisting of n sections, as well as the equivalent resistance of a group of transmission lines. The so-called 0.38 kV transmission line loss model is used to calculate 0.38 kV networks.

The results of the qualification work are proposed to be used for coordination and approval of normative characteristics, determination of forecast and reporting normative values of technological electricity costs for the calculation period, as well as control over the correctness of their application.

Keywords: technological consumption of electricity, normative values, normative characteristics, transit network, distribution network, district of electric networks, structural balance model, average load mode.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ.....	6
ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	9
РОЗДІЛ 2. НОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	20
2.1 Основні критерії вибору методики нормування рівня технологічної витрати електроенергії.....	21
2.2 Складові структури нормативних значень технологічної витрати електроенергії.....	22
2.3 Методика нормування ТВЕ в транзитній електричній мережі	26
2.3.1. Перевірка моделі визначення втрат в транзитній ЛЕП на адекватність	32
2.3.2. Методика визначення втрат електричної енергії за умов неповноти вихідної інформації.....	36
2.4. Методика нормування ТВЕ в розподільних електричних мережах	41
2.4.1. СБМ розподільної електричної мережі.....	44
2.4.2. Визначення групових еквівалентних опорів ліній електропередачі 6-35 кВ.....	48
2.4.3. Визначення еквівалентного опору лінії електропередачі 0,38 кВ	54
2.4.4. Розрахунок змінних втрат електричної енергії в лініях електропередачі за відсутності приладового обліку	65
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ З ВДОСКОНАЛЕННЯ НОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	72
ЗАКЛЮЧЕННЯ.....	84
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	85
ДОДАТОК А. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	89

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

ЛЕП – лінія електропередач;

ПЛ – повітряна лінія;

КЛ – кабельна лінія;

Ш – шини;

ТП – трансформаторна підстанція;

ТВЕ – технологічні витрати електроенергії;

НЗТВЕ – нормативні значення технологічних витрат електроенергії;

НХТВЕ – нормативні характеристики технологічних витрат електроенергії;

СБМ – структурно-балансова модель;

ТС – трансформатор струму;

ТН – трансформатор напруги;

ВСТУП

Актуальність теми. Технологічні витрати електричної енергії на передачу по мережах є однією із головних складових технологічних. Електрична енергія є видом продукції, транспортування якої відбувається шляхом витрати певної частини самої продукції. Зважаючи на це втрати електроенергії при її транспортуванні є неминучими.

Нормування технологічних витрат електричної енергії на передачу по мережах здійснюється відповідно до ГНД 34.09.104-2003. Мета нормування витрат – це поставити у залежність значення витрат електричної енергії від режимних факторів електричної мережі.

Використання нормативних характеристик витрат електроенергії на транспортування по електричних мережах напругою 0,38...150 кВ та розрахованих відповідно до цих характеристик значень технологічних витрат у технічних та економічних розрахунках і розрахунках роздрібних цін на електричну енергію в електричній галузі України ставить задачу розробки методики, яка здійснюватиме комплексне регулювання усіх аспектів нормування технологічних витрат електричної енергії.

У роботі не розглядаються методичні аспекти застосування нормативних значень технологічних витрат електричної енергії в техніко-економічних розрахунках і при визначенні роздрібних цін на електричну енергію.

Під час застосування методики нормування технологічних витрат електричної енергії потрібно чітко усвідомлювати, що значення витрат розраховані з деякою похибкою, що залежить від точності вихідних даних і прийнятих припущень.

Мета і задачі роботи. Метою роботи є дослідження режимів електричних мереж напругою 0,38 – 150 кВ та методик нормування технологічних витрат електроенергії в них

Для досягнення цієї мети потрібно вирішити наступні задачі:

1. Провести аналіз існуючих методів розрахунку втрат електричної енергії в електричних мережах.
2. Визначити основні критерії з вибору методики нормування рівня технологічних витрат електроенергії в електричних мережах.
3. Провести дослідження з визначення складових структури нормативних значень технологічної витрати електроенергії
4. Запропонувати найбільш доцільну методику нормування технологічних втрат електроенергії електричних мережах.

Об'єктом дослідження є процес транспортування електричної енергії в електричних мережах.

Предмет дослідження – втрати електричної енергії в електричних мережах напругою 0,38 – 150 кВ.

Методи дослідження. Вирішення поставлених задач проводилось із використанням методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах, чисельних методів розв'язку задач, теорії електричних кіл.

Основні наукові результати роботи:

1. Запропоновано найбільш доцільну методика визначення втрат електричної енергії в розподільних та транзитних електричних мережах за умов неповноти вихідної інформації.
2. Розроблено математичні моделі розрахунку технологічних втрат електроенергії в розподільних та транзитних електричних мережах за умов часткової відсутності приладового обліку в них.

Основні практичні результати роботи полягають у визначенні найбільш доцільної методики розрахунку втрат електричної енергії в транзитних та розподільних електричних мережах.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

В залежності від наявності інформації по навантаженнях електричної мережі для визначення навантажувальних втрат використовують наступні методи [6]:

- метод поелементних розрахунків;
- метод характерних режимів;
- метод характерних діб;
- метод середніх навантажень;
- метод кількості годин найбільших втрат;
- статистичні методи.

Розрахунок навантажувальних втрат електроенергії методом поелементних розрахунків здійснюється згідно формули:

$$\Delta W_{\text{н}} = 3\Delta t \sum_{i=1}^k R_i \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2, \quad (1.1)$$

де k – це кількість елементів електричної мережі;

T – розрахунковий період;

Δt – період часу між значеннями струмових навантажень елементів мережі, отриманих шляхом вимірювання;

I_{ij} – струмове навантаження в момент часу j i -го елемента мережі з опором R_i .

Розрахунок навантажувальних втрат електроенергії згідно методу характерних режимів виконується згідно формули:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i, \quad (1.2)$$

де ΔP_i – навантажувальні втрати активної потужності в електричній мережі в i -му режимі, що триває t_i год;

n – кількість режимів мережі.

Навантаження вузлів електричної мережі приймаються за даними вимірювань. Перед проведенням розрахунку втрат необхідно здійснити балансування електричних навантажень вузлів мережі із сумарним навантаженням. Для періодів часу, в яких зазначені контрольні вимірювання навантажень у вузлах мережі не проводилися, електричні навантаження повинні бути одержані розрахунковим методом, виходячи з відомого сумарного електричного навантаження мережі. При оперативних розрахунках електричне навантаження вузлів мережі отримують шляхом проведення телевимірювань.

Розрахунок навантажувальних втрат згідно методу характерних діб проводиться за формулою:

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^m \Delta W_{Hi}^c D_{eki} \quad (1.3)$$

де m – це кількість характерних інтервалів роботи мережі (зимній, літній, паводок та ін.);

ΔW_{Hi}^c – розрахункові втрати активної енергії впродовж контрольної доби, розраховані згідно графіків електричних навантажень у вузлах електричної мережі;

D_{eki} – еквівалентна кількість діб;

Еквівалентна кількість діб D_{eki} визначається за формулою:

$$D_{eki} = \frac{W_i^2}{W_{ci} D_i}, \quad (1.4)$$

де W_i – це кількість електроенергії, відпущеної в електричну мережу в i -му періоді, що триває D_i , діб;

W_{ci} – це кількість електроенергії, відпущеної в електричну мережу за одну добу, розрахункові втрати електричної енергії за які складали ΔW_{Hi}^c ΔW_{Hi}^c , або визначили згідно формули:

$$D_{eki} = \frac{\sum_{j=1}^{k_i} W_j D_j}{W_p^2}, \quad (1.5)$$

де k_i – це кількість місяців, що належать до i -го характерного періоду;

W_j – кількість електроенергії, відпущеної в електричну мережу за j -й місяць, що тривав D_j днів;

W_p – кількість електроенергії відпущеної в електричну мережу в місяці, що включає контрольну добу, або визначена за формулою:

$$D_{eki} = \frac{\sum_{j=1}^I D_j A_j}{A_1} \quad (1.6)$$

де I – це кількість характерних добових графіків навантаження i -го характерного періода;

D_j – це кількість діб характерного періоду роботи електричної мережі з j -м характерним добовим графіком;

A_j – значення суми квадратів ординат для j -го характерного сумарного графіка добового навантаження електричної мережі (неробоча доба, робоча доба);

A_1 – це значення суми квадратів ординат графіка сумарного навантаження електричної мережі для доби зі значенням втрати активної електроенергії $\Delta W_{\text{ні}}^c$.

При застосуванні виразів (1.5) та (1.6) розрахунок значень втрат електроенергії $\Delta W_{\text{ні}}^c$ виконується згідно графіків електричних навантажень в кожному вузлі мережі, що отримані з відомостей вимірювань та зкорегованих за значенням спожитої електроенергії у вузлі мережі за місяць $W_{\text{м}}$. Ординати цього зкорегованого графіка потужності P_k визначаються за виразом:

$$P_k = a_k P, \quad (1.7)$$

де P – ордината вихідного графіка навантаження.

a_k – коефіцієнт корегування навантаження;

Коефіцієнт a_k розраховується наступним чином:

- у випадку застосування виразу (1.5):

$$a_k = \frac{W_{\text{м}}}{D_{\text{м}} \sum_{i=1}^n P_i t_i}, \quad (1.8)$$

де P_i – значення ординати добового графіка навантаження, отриманого шляхом його вимірювання;

$D_{\text{м}}$ – кількість днів в розрахунковому місяці;

t_i – значення тривалості ступені графіка навантаження, год.;

- у випадку застосування виразу (1.6):

$$a_k = \frac{W_{\text{м}} d_p}{D_p \sum_{i=1}^n P_i t_i}, \quad (1.9)$$

де d_p – величина частина електроенергії, що була спожита в робочі дні;

D_p – значення кількості робочих днів в місяці.

Корегування графіків реактивної потужності проводиться аналогічним чином.

Розрахунок навантажувальних втрат електроенергії згідно методу середніх навантажень та методу кількості максимальних втрат τ проводиться згідно формул:

$$\Delta W_H = \Delta P_{H.cp} k_\phi^2 T, \quad (1.10)$$

$$\Delta W_H = \Delta P_{H.max} \tau, \quad (1.11)$$

де $\Delta P_{H.cp}$, $\Delta P_{H.max}$ – значення навантажувальних втрати активної потужності, розраховані за середніми та максимальними значеннями електричних навантажень;

k_ϕ – коефіцієнт форми графіка електричних навантажень;

T – тривалість розрахункового періоду.

Значення середніх навантажень вузлів мережі визначаються згідно показань приладів обліку електричної енергії [7]. k_ϕ^2 і τ визначаються згідно графіка сумарного електричного навантаження мережі або чи згідно формул [8]:

$$k_\phi^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2 = \left(\frac{1090}{T_{max}} + 0,876 \right)^2, \quad (1.12)$$

$$\tau = (0,124 + 0,876 k_3)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (1.13)$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка.

Розрахунок навантажувальних втрат електроенергії статистичними методами проводиться на основі регресивної залежності втрат електричної енергії від узагальнених характеристик режимів мереж. Зазначені залежності будуються на основі попереднього розрахунку втрат електроенергії для обмеженої кількості схем та режимів роботи електричних мереж. Розрахунок втрат електроенергії для інших схем та режимів виконується згідно отриманої залежності без проведення електричного розрахунку.

Для електричних мереж різних груп рекомендовані такі методи розрахунку втрат.

Метод поелементних розрахунків може використовуватись у випадку визначення втрат в окремих лініях і трансформаторах, втрати в яких в значній мірі залежать від транзитних потоків електроенергії.

Метод характерних режимів може застосовуватись для розрахунку втрат електроенергії в транзитній електричній мережі при умові наявності інформації про навантаження вузлів мережі, яка періодично надходить до обчислювального центру енергосистеми.

Метод характерних діб використовуються для розрахунку втрат електроенергії в замкнених мережах напругою 110 кВ і вище, що не беруть участь в обміні електричною потужністю. Для цього випадку допустимим є також використання методу кількості годин максимальних втрат електроенергії.

Метод середніх навантажень переважно використовується для проведення розрахунків розімкнених електричних мереж напругою 6...150 кВ за наявності інформації про кількість електроенергії, що проходить по головній ділянці електричної мережі за розрахунковий період. Для цього випадку допускається застосування методу кількості годин максимальних втрат електроенергії.

Статистичні методи розрахунку втрат електроенергії рекомендується застосовувати для визначення втрат електроенергії в мережах номінальною напругою 0,38 кВ та з метою визначення залежностей значень втрат

електроенергії від значень основних факторів, що впливають на роботу електричних мереж всіх класів напруги.

Для проведення розрахунку та аналізу втрат електроенергії в розімкнених мережах напругою 6...20 кВ допускається застосування статистичних методів розрахунку еквівалентних опорів ліній електропередачі від значень узагальнених параметрів електричної мережі, таких як сумарна довжина та кількість ділянок лінії електропередачі, переріз головної ділянки та ін.

В залежності від виду наявної інформації про електричне навантаження головної ділянки електричної мережі можливе використання методу середніх навантажень:

$$\Delta W = \frac{W_a^2 + W_p^2}{U_{ек}^2 T} R_{ек} \quad (1.14)$$

Також допускається застосування методу кількості годин максимальних втрат:

$$\Delta W = 3I_{\max}^2 R_{ек} \tau k_k, \quad (1.15)$$

де W_a та W_p – значення активної та реактивної енергії, що протікає по головній ділянці електричної мережі протягом часу T , год.;

$U_{ек}$ – величина еквівалентної напруги для розрахунку навантажувальних втрат, кВ;

k_k – коефіцієнт корегування; приймається рівним $k_k = 1,37$ у випадку використання значення струму, одержаного безпосереднім вимірюванням; в усіх інших випадках $k_k = 1$;

$I_{\max}$ – значення максимального струмового навантаження головної ділянки.

Значення еквівалентної напруги $U_{ек}$ визначається згідно виразу:

$$U_{ек} = \sqrt{kU_1^2 + (1-k)U_2^2}, \quad (1.16)$$

де k – коефіцієнт; $k = 0,8$ для електричних мереж 35-150 кВ; $k = 0,9$ для електричних мереж напругою 6-20 кВ.

U_1 і U_2 – значення напруги на шинах центру живлення лінії напругою 6-20 кВ в максимальному та мінімальному режимі електричних навантажень.

Еквівалентний опір лінії електропередачі розраховується за виразом:

$$R_{ек} = \sum_{i=1}^k \frac{h_i^2 R_i}{h_r^2}, \quad (1.17)$$

де h_i, h_r – величини, що пропорційні значенню навантаження i -го елемента електричної мережі з опором R_i та значенню електричного навантаження головної ділянки. В якості h_i, h_r можуть бути використані значення струмів ділянок мережі, встановлені потужності силових трансформаторів, що живляться по i -й ділянці мережі і т.д. При цьому сума значень h_i для вузлів навантаження повинна бути рівна значенню h_r .

При відсутності інформації про k_ϕ графіка навантажень замість формули (1.14) можна використовувати наступний вираз:

$$\Delta W_{н} = 1,3 \frac{W_a^2 + W_p^2}{U_{ек}^2 T} R_{ек}, \quad (1.18)$$

При відсутності інформації про реактивну енергію можливо використовувати вираз:

$$\Delta W_{\text{н}} = 1,25 \frac{W_{\text{р}}^2 k_{\text{ф}}^2}{U_{\text{ек}}^2 T} R_{\text{ек}}, \quad (1.19)$$

При відсутності інформації про $k_{\text{ф}}$ та $W_{\text{а}}$ можна скористатись наступною формулою:

$$\Delta W_{\text{н}} = 1,63 \frac{W_{\text{р}}^2}{U_{\text{ек}}^2 T} R_{\text{ек}}, \quad (1.20)$$

Втрати електричної енергії в лінії номінальною напругою 0,38 кВ (%) визначаються за виразом:

$$\Delta W_{\text{н}} = 0,7 k_{\text{нер}} \Delta U_1 \frac{\tau}{T_{\text{max}}}, \quad (1.21)$$

де ΔU_1 – значення втрат напруги в максимальному режимі мережі від шин трансформаторної підстанції до найбільш віддаленого електроспоживача;

$k_{\text{нер}}$ – коефіцієнт, що враховує нерівномірність розподілення електричних навантажень по фазах мережі.

Коефіцієнт $k_{\text{нер}}$ розраховується за виразом:

$$k_{\text{нер}} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_{\text{нп}}}{R_{\text{фп}}} \right) - 1,5 \frac{R_{\text{н}}}{R_{\text{ф}}}, \quad (1.22)$$

де I_A, I_B, I_C – виміряні значення фазних струмів;

$\frac{R_{\text{нп}}}{R_{\text{фп}}}$ – відношення значень опорів нульового і фазного провідників [9].

При відсутності інформації про струмові навантаження приймають:

- $k_{\text{нер}} = 1,13$ для ліній з $\frac{R_{\text{нп}}}{R_{\text{фп}}} = 1$;

- $k_{\text{нер}} = 1,2$ для ліній з $\frac{R_{\text{нп}}}{R_{\text{фп}}} = 2$.

Значення відношення $\frac{\tau}{T_{\text{max}}}$ приймається у відповідності з табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Значення відношення τ / T_{max} .

$T_{\text{max}}, \text{ год}$	$2 \cdot 10^3$	$3 \cdot 10^3$	$4 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^3$	$6 \cdot 10^3$
τ / T_{max}	0,460	0,520	0,60	0,720	0,770

Величина відносних втрат електричної енергії лініях напругою 0,38 кВ розраховується згідно виразу:

$$\Delta W_{\% \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^k \Delta W_i \% I_i}{\sum_{i=1}^k I_i}, \quad (1.23)$$

де $\Delta W_i \%$ – значення відносних втрат електричної енергії в i -й лінії мережі, розраховані згідно формули (1.21);

I_i – максимальне значення струму головної ділянки i -ї лінії.

Розрахунок втрат холостого ходу в силовому трансформаторі розраховуються згідно формули:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \left(\frac{U_{\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 T, \quad (1.24)$$

де ΔP_x – величина номінальних втрат холостого ходу елементу мережі;

T – значення кількості годин роботи обладнання електричної мережі;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга i -го елемента електричної мережі.

$U_{\text{ср}}$ – середнє значення напруги за розрахунковий період часу;

Величина втрат на корону для лінії номінальною напругою 220 кВ та вище визначається за величиною питомих втрат $\Delta P_{\text{к}}$ в залежності від значення номінальної напруги мережі та погодних умов:

$$\Delta W_{\text{кор}} = \sum_{i=1}^4 \Delta P_{\text{к}i} l_i t_i, \quad (1.25)$$

де i – це індекс погодних умов

t_i – тривалість i -го виду погоди за рік.

Висновки до розділу

1. Проведений аналіз показав, що метод поелементних розрахунків може використовуватись у випадку визначення втрат в окремих лініях і трансформаторах, втрати в яких в значній мірі залежать від транзитних потоків електроенергії.

2. Аналітичний огляд існуючих методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах показав, що метод характерних режимів може застосовуватись для розрахунку втрат електроенергії в транзитній електричній мережі при умові наявності інформації про навантаження вузлів мережі, яка періодично надходить до обчислювального центру енергосистеми.

3. Проведений в роботі аналіз методів розрахунку втрат електроенергії показав, що статистичні методи розрахунку втрат електроенергії рекомендується застосовувати для визначення втрат електроенергії в мережах номінальною напругою 0,38 кВ та з метою визначення залежностей значень втрат електроенергії від значень основних факторів, що впливають на роботу електричних мереж всіх класів напруги.

РОЗДІЛ 2

НОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Задача нормування технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) на передавання по електричних мережах полягає в розрахунку узгодження і затвердження нормативних характеристик, розрахунку прогнозних і звітних нормативних значень ТВЕ за розрахунковий період, та забезпечення контролю за коректністю їх використання.

Задачею нормування ТВЕ на передавання по електричних мережах є одержання структури прогнозних і звітних нормативних значень ТВЕ за розрахунковий період. Дана інформація використовується для:

- визначення роздрібної ціни електричної у відповідності до методики її розрахунку;
- розробки прогнозного балансу електроенергії;
- проведення аналізу звітного балансу електричної енергії та розробки заходів зі зниження рівня ТВЕ.

Суттєва економія паливно-енергетичних ресурсів може бути досягнута лише за умови розроблення і впровадження економічно ефективних заходів зі зменшення витрат електричної енергії на власні потреби підстанцій і зниження об'єму безоблікового споживання електричної енергії.

Нормування ТВЕ за ринкових умов в енергетиці можливе лише опосередковано, шляхом використання механізмів економічного стимулювання впливу на обсяги заходів зі зменшення ТВЕ.

2.1 Основні критерії вибору методики нормування рівня технологічної витрати електроенергії

Вибір методики нормування ТВЕ проводиться з врахуванням структури мереж і можливості забезпечення необхідного обсягу вихідної інформації для виконання відповідних розрахунків.

Для транзитних електричних мереж необхідно застосовувати методики нормування, які передбачають застосування методу поелементного розрахунку втрат електричної енергії. Поелементний розрахунок втрат електричної енергії вимагає визначення технічних розрахункових втрат впродовж розрахункового періоду для кожної ділянок ЛЕП та для кожного силового трансформатора на основі значень конкретних нееквівалентних параметрів цих елементів мережі, об'ємів передачі активної і реактивної електричної енергії через ці елементи і значень рівнів напруг у вузлах мережі а також значень втрат електричної енергії в інших елементах електричної мережі.

Не рекомендується для цілей спрощення розрахунків перетворювати схему електричної мережі структурного підрозділу в розрахункову схему розімкненої електричної мережі та використовувати для транзитних електричних мереж методики нормування ТВЕ, що передбачають еквівалентування окремих ліній електропередачі та електричних мереж.

Для розподільних електричних мереж можливо застосовувати методики нормування ТВЕ, які передбачають поелементний розрахунок втрат електричної енергії, а також методики, в яких використовується еквівалентування окремих ЛЕП. При можливості забезпечення потрібного об'єму вихідної інформації необхідно використовувати методики, які передбачають поелементний розрахунок втрат електричної енергії.

Для розподільчих електричних мереж номінальною напругою 10 – 0,38 кВ використовувати методики нормування ТВЕ, що передбачають можливість еквівалентування окремих ЛЕП.

Для мереж номінальною напругою 10 – 0,38 кВ за наявності необхідного обсягу вихідних даних допускається застосування поелементного розрахунку.

Нормативні характеристики ТВЕ підрозділу в залежності від методики розрахунку ТВЕ та способу визначення технічних втрат електричної енергії можуть бути представлені:

- у вигляді аналітичної залежності розрахунків втрат електричної енергії від режимних параметрів мережі, які обираються у відповідності з вимогами використаної методики розрахунку;
- у вигляді значень еквівалентних опорів ЛЕП і силових трансформаторів ступеня номінальної напруги електричних мереж;
- у вигляді розрахункової схеми та параметрів елементів мережі.

2.2 Складові структури нормативних значень технологічної витрати електроенергії

Нормативні значення ТВЕ підрозділу за розрахунковий період розраховують за виразом:

$$\Delta W_{\text{нз}} = \Delta W_{\text{тр}} + \Delta W_{\text{нвп}} + \Delta W_{\text{тртм}} + \Delta W_{\text{тррм}} + \Delta W_{\text{нвп}} \quad (2.1)$$

де $\Delta W_{\text{тр}}$ – значення сумарних технічних втрат активної електричної енергії мережі підрозділу;

$\Delta W_{\text{тртм}}$ – значення сумарних технічних втрат електроенергії транзитної мережі;

$\Delta W_{\text{нвп}}$ – значення сумарних нормативних витрат електричної енергії на власні потреби трансформаторних підстанцій мережі.

Технічні витрати електричної енергії транзитної електричної мережі складаються з:

$$\Delta W_{TPTM} = \sum_{i=1}^k \Delta W_{JTMi} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{TPTMi} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{TPTMni} + \sum_{i=1}^k \Delta W_{IHTMi}, \quad (2.2)$$

де ΔW_{JTMi} — значення сумарних змінних розрахункових витрат електричної енергії в лінії електропередачі i -го ступеня номінальної напруги мережі;

ΔW_{TPTMi} — значення сумарних змінних розрахункових витрат електричної енергії в силових трансформаторах i -го ступеня напруги транзитної мережі;

ΔW_{TPTMni} — значення сумарних умовно-постійних розрахункових витрат електричної енергії в силових трансформаторах i -го ступеня напруги транзитної мережі;

ΔW_{IHTMi} — значення сумарних розрахункових (умовно-постійних) витрат електричної енергії в елементах i -го ступеня напруги транзитної мережі;

k — це кількість ступенів номінальної напруги в мережі.

Сумарні розрахункові витрати електричної енергії в елементах i -го ступеня напруги транзитної мережі складаються з:

$$\Delta W_{IHTMi} = \Delta W_{TCTNMi} + \Delta W_{BCKTMi} + \Delta W_{PTMi} + \Delta W_{IZTMi} + \Delta W_{FUTMi}, \quad (2.3)$$

де ΔW_{TCTNMi} — значення сумарних розрахункових витрат електричної енергії в трансформаторах струму і напруги i -го ступеня напруги транзитної мережі;

ΔW_{BCKTMi} — значення сумарних розрахункових витрат електричної енергії в батареях статичних конденсаторів, синхронних компенсаторах та генераторах, що працюють в режимі перезбудження i -го ступеня напруги транзитної мережі;

ΔW_{PTMi} – значення сумарних розрахункових втрат електричної енергії в реакторах i -го ступеня напруги транзитної мережі;

ΔW_{IZTMi} – значення сумарних розрахункових втрат електричної енергії в ізоляції повітряних і кабельних ліній i -го ступеня напруги транзитної мережі;

ΔW_{FUTMi} – значення сумарних розрахункових втрат електричної енергії в силових трансформаторах, що викликані підвищенням рівнем напруги і частоти

i -го ступеня напруги транзитної електричної мережі.

Технічні розрахункові втрати електричної енергії в розподільній електричній мережі складаються з:

$$\Delta W_{TPPM} = \sum_{i=1}^l \Delta W_{LPMzi} + \sum_{i=1}^l \Delta W_{TPPMzi} + \sum_{i=1}^l \Delta W_{TPPMni} + \sum_{i=1}^l \Delta W_{IHPMi}, \quad (2.4)$$

де ΔW_{LPMzi} – значення сумарних змінних розрахункових втрат електричної енергії в лінії електропередачі i -го ступеня напруги розподільної електричної мережі;

ΔW_{TPPMzi} – значення сумарних змінних розрахункових втрат електричної енергії в силових трансформаторах i -го ступеня напруги розподільної електричної мережі;

ΔW_{TPPMni} – значення сумарних умовно-постійних розрахункових втрат електричної енергії в силових трансформаторах i -го ступеня напруги розподільної електричної мережі;

ΔW_{IHPMi} – значення сумарних змінних розрахункових втрат електричної енергії в елементах i -го ступеня напруги розподільної електричної мережі;

l – кількість ступенів напруги в розподільній електричній мережі.

Сумарні розрахункові втрати електричної енергії в елементах i -го ступеня напруги розподільної електричної мережі складаються з:

$$\Delta W_{IHPMi} = \Delta W_{TCTHPMi} + \Delta W_{BCKPMi} + \Delta W_{PPMi} + \Delta W_{IZPMi} + \Delta W_{FUPMi} + \Delta W_{LCPM 0,38} \quad (2.5)$$

де $\Delta W_{TCTHPMi}$ — значення сумарних розрахункових втрат електричної енергії вимірювальних трансформаторів струму і напруги i -го ступеня напруги розподільної електричної мережі;

ΔW_{BCKPMi} — значення сумарних розрахункових втрат електричної енергії в батареях статичних компенсаторів, синхронних компенсаторах і генераторах, що працюють в режимі перезбудження i -го ступеня напруги розподільної електричної мережі;

ΔW_{PPMi} — значення сумарних розрахункових втрат електричної енергії в реакторах i -го ступеня напруги розподільної електричної мережі;

ΔW_{IZPMi} — значення сумарних розрахункових втрат електричної енергії в ізоляції повітряних і кабельних ліній i -го ступеня напруги розподільної електричної мережі;

ΔW_{FUPUP} — значення сумарних розрахункових втрат електричної енергії в силових трансформаторах, що викликані підвищеним рівнем напруги і частоти

i -го ступеня напруги розподільної електричної мережі;

$\Delta W_{LCPM0,38}$ — значення сумарних розрахункових втрат електричної енергії в лічильниках електроенергії споживачів 0,38 кВ розподільної електричної мережі.

Сумарні нормативні витрати електричної на власні потреби трансформаторних підстанцій визначаються за виразом:

$$\Delta W_{HBP} = \sum_{i=1}^K \Delta W_{HBPMTMi} + \sum_{i=1}^{\ell} \Delta W_{HBPMPMi}, \quad (2.6)$$

де $\Delta W_{HBPMTMi}$, $\Delta W_{HBPMPMi}$ — значення сумарних нормативних витрат електричної енергії на власні потреби трансформаторних підстанцій i -го ступеня напруги транзитної і розподільної електричних мереж.

2.3 Методика нормування ТВЕ в транзитній електричній мережі

Змінні втрати електроенергії в ЛЕП і в силових трансформаторах транзитної електричної мережі є однією з головних складових нормативних значень технологічних витрат електроенергії на передавання по електричних мережах. Тому вибір методики нормування ТВЕ має принципове значення.

До недавніх пір нормування ТВЕ в транзитних електричних мережах здійснювалось шляхом використання регресійних математичних моделей, являли собою статистичну залежність величини втрат електроенергії від групи режимних факторів електричної мережі. Для одержання регресійних моделей виконувалось варіювання факторів в певних визначених діапазонах згідно визначених правил. Як показав досвід роботи енергетичної системи, заздалегідь визначити діапазони зміни цих факторів є практично неможливим. Характерним прикладом цього є значення міжсистемних перетоків потужності. Статистична база минулого річного розрахункового періоду, яка використовувалась для здійснення розрахунку коефіцієнтів регресійної моделі, не є надійною і не може забезпечити адекватність цієї регресійної моделі. В результаті, використання регресійних моделей призводить до виникнення недопустимих похибок у випадках групи факторів, деякі з яких можуть бути непередбачувані.

Відмова від використання регресійних моделей поставила задачу удосконалення методики нормування ТВЕ з метою можливості її застосування до транзитної електричної мережі. Ця задача вирішується за рахунок переходу до прямого розрахунку втрат електричної енергії за розрахунковий період із застосуванням фактичних даних про надходження електроенергії від різних джерел і передачу її сусіднім підрозділам і споживачам.

Іншим важливим питанням є удосконалювання саме методів визначення втрат електричної енергії в замкненій електричній мережі. Сучасні пакети прикладних програм для розрахунку ustalених режимів

електричних мереж дозволяють адекватно та досить точно розрахувати втрати електричної потужності як у всій електромережі, так і в окремих її елементах (силових трансформаторах, ЛЕП та ін.) будь-якого моменту часу. Але адекватний перехід від втрат електричної потужності до втрат електричної енергії вже досить давно вважається невирішеною задачею. Застосування методу характерних режимів та використання в розрахунках загального часу максимальних втрат призводять до появи непередбачуваних похибок. Очевидно, що поділ усіх можливих режимів роботи мережі на ряд характерних режимів та визначення тривалості кожного з цих режимів може бути лише умовним. Але час максимальних втрат окремих ліній електропередачі, як правило, не дорівнює значенню $T_{\max}$, визначеного для всієї мережі. З врахуванням цього, при нормуванні змінних втрат електроенергії у транзитній електричній мережі застосовується спеціальне поняття режиму середнього навантаження. Цей режим формується шляхом введення у вузли схеми мережі середніх навантажень, що розраховані шляхом ділення значень потоків електроенергії, яка споживається (генерується) у вузлах мережі, на величину розрахункового часу. Використання режиму середнього навантаження дає змогу відновити параметри графіків електричної потужності за тривалістю для довільної вітки розрахункової схеми мережі навіть у випадку повної відсутності приладів обліку в ній. Отже, описаним способом забезпечується можливість поелементного розрахунку значень змінних втрат електроенергії для всіх елементів мережі.

Використання цієї методики дає змогу визначити поелементним розрахунком значення технічних розрахункових втрат електроенергії у всіх елементах електричної мережі на основі даних про величини потоків потужності і енергії за розрахунковий період для всіх елементів мережі, які оснащені приладами обліку, а для решти елементів мережі - на основі розрахункових величин.

Змінні витрати електричної енергії в довільній вітці мережі з опором R розраховуються за виразом [11]:

$$\Delta W_{\text{зм}} = \frac{R}{U_{\text{cp}}^2} \left(\frac{W_p^2 + W_a^2}{T^2} + D[P] + D[Q] \right) T \quad (2.7)$$

де U_{cp} – середній рівень напруги;

$D[P]$, $D[Q]$ – значення дисперсії активної та реактивної потужностей.

Вираз (2.7) отриманий шляхом проведення алгебраїчних перетворень формули для розрахунку величини змінних втрат електроенергії:

$$\Delta W_{\text{зм}} = 3I_{\text{ск}}^2 RT, \quad (2.8)$$

де $I_{\text{ск}}$ – середньоквадратичне значення струму вітки схеми.

Розглядаючи електричний струм як випадкову величину та використавши відомі положення теорії імовірності, можна записати вираз для знаходження $I_{\text{ск}}$:

$$\begin{aligned} I_{\text{ск}}^2 &= M^2[I] + D[I] = M^2[I_a] + M^2[I_p] + D[I_a] + D[I_p] = \\ &= \frac{1}{3U^2T^2} (W_p^2 + W_a^2 + T^2(D[P] + D[Q])) \end{aligned} \quad (2.9)$$

де $M[I]$, $D[I]$ – значення математичного очікування та дисперсії струму навантаження;

$M[I_a]$, $D[I_a]$, $M[I_p]$, $D[I_p]$ – значення математичного очікування та дисперсії активної та реактивної складових струму навантаження;

$D[P]$, $D[Q]$ – значення дисперсії активної та реактивної потужностей.

Значення дисперсії активної та реактивної потужностей можна розрахувати за виразами:

$$D[N] = \frac{(N_2 - N_1)(N_1 - N_0)^2}{N_2 + N_1 - 2N_0} \text{ при } \lambda \geq 1, \quad (2.10)$$

або

$$D[N] = \frac{(N_2 - N_1)^2(N_1 - N_0)}{2N_2 + N_1 - N_0} \text{ при } \lambda < 1, \quad (2.11)$$

де N_0 , N_1 , N_2 – мін., середнє та макс. значення параметрів графіка електричної потужності (активної та реактивної) за тривалістю;

λ – це показник форми графіка електричної потужності за тривалістю.

Середнє значення потоку потужності розраховується як частка від ділення потоку енергії на розрахунковий час. У випадку, коли протягом розрахункового часу потік потужності змінював напрямок, то для кожного з можливих двох напрямків потоку окремо будується графік за тривалістю. Слід зауважити, що у випадку реверсивного потоку потужності, величина N_0 для кожного з напрямків потоку рівна 0.

Показник форми графіка електричної потужності за тривалістю λ , розраховується за виразом:

$$\lambda = \frac{N_1 - N_0}{N_2 - N_1}, \quad (2.12)$$

Замість ступінчатих графіків потужності за тривалістю зазвичай застосовуються їхні математичні моделі, які описуються формулами Россандера:

$$N = N_2 - (N_2 - N_0) \left(\frac{t}{T} \right)^\lambda \quad \text{при } \lambda \geq 1; \quad (2.13)$$

$$N = N_0 - (N_2 - N_0) \left(1 - \frac{t}{T} \right)^{\frac{1}{\lambda}}, \quad \text{при } \lambda < 1. \quad (2.14)$$

На рис. 2.1 приведено загальний вигляд графіків потужності за тривалістю для елементів електричної мережі з одностороннім напрямком потоку електричної енергії.

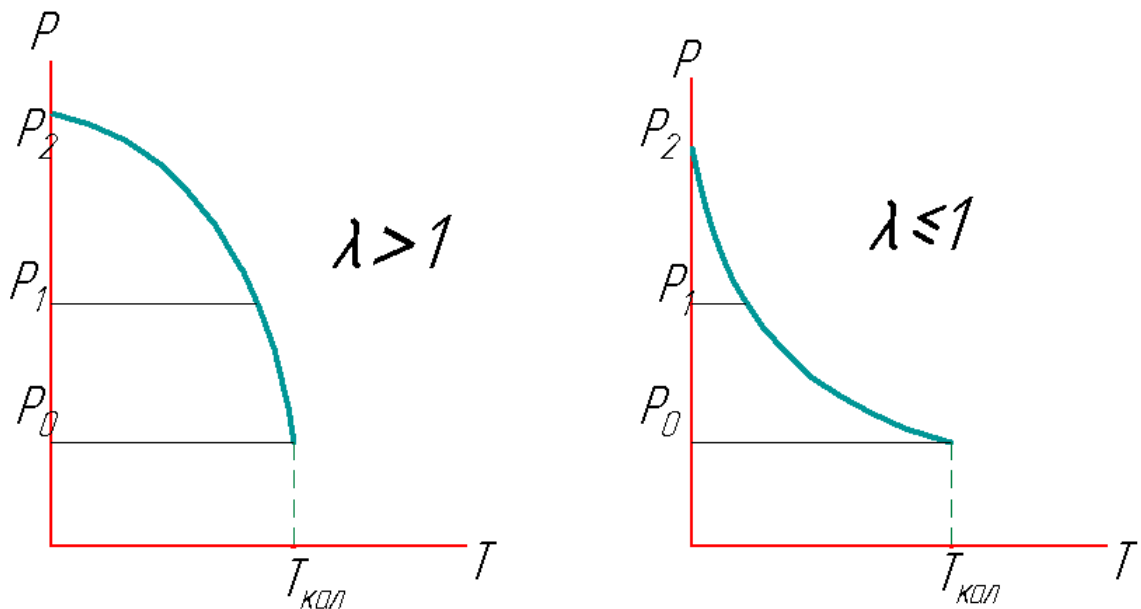


Рис. 2.1. Загальний вигляд графіків електричної потужності за тривалістю (для випадку відсутності реверса).

Втрати електроенергії в кожному елементі електричної мережі розраховуються як сума двох складових втрат:

- складова втрат активної електроенергії енергії від передавання активної електроенергії енергії;
- складова втрат активної електроенергії від передавання реактивної енергії.

У випадку наявності реверсу потоків електроенергії для активної та реактивної потужностей будуються графіки за тривалістю для обох варіантів напрямків потоку. Розрахунковий період розподіляється на дві складові частини відповідно до значень тривалості прямого та зворотного потоків потужності. Втрати електричної енергії в кожному з елементів електричної мережі визначають як суму 4-х складових втрат:

- складова втрат активної електроенергії від передавання активної електроенергії енергії в прямому напрямку;
- складова втрат активної електроенергії від передавання реактивної енергії в прямому напрямку;
- складова втрат активної електроенергії від передавання активної електроенергії в зворотному напрямку;
- складова втрат активної електроенергії від передавання реактивної енергії в зворотному напрямку.

На рис. 2.2. наведено приклад графіка електричної потужності за тривалістю у випадку наявності реверса.

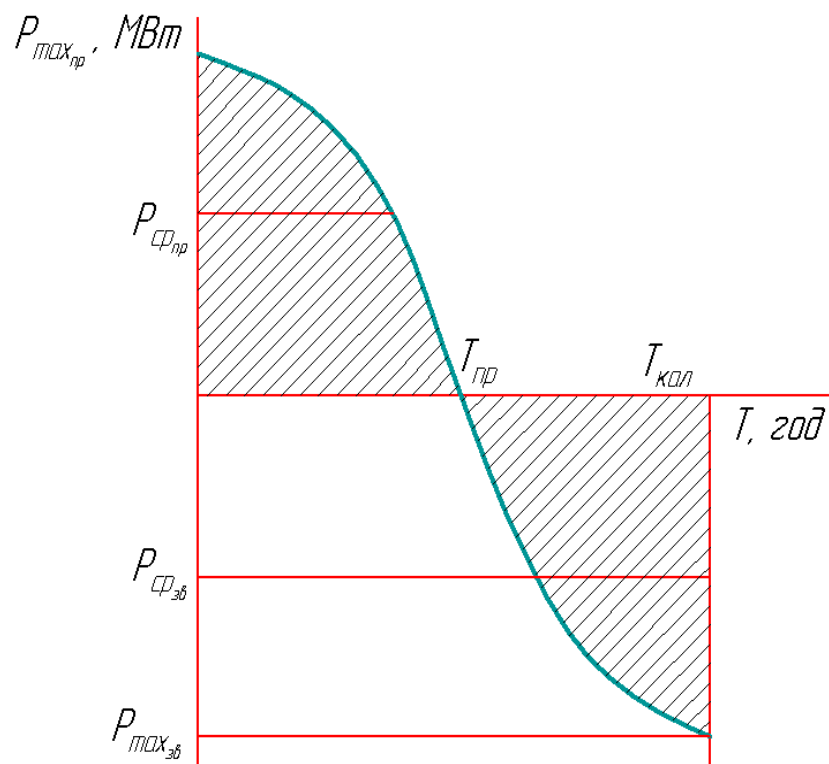


Рис. 2.2. Загальний вигляд графіка електричної потужності за тривалістю (для випадку наявності реверса).

Для здійснення розрахунку кожної складової втрат будується окремий графік активної або реактивної потужності згідно формул Россандера. Якщо реальні дані про режимні параметри мережі відсутні, то параметри цих графіків розраховуються згідно формул.

Якщо для вітки схеми протягом розрахункового періоду потік активної чи реактивної потужності змінював свій напрямок то потрібно розрахунковим шляхом визначити величину тривалостей прямого та зворотного потоків.

2.3.1. Перевірка моделі визначення втрат в транзитній ЛЕП на адекватність.

Проведемо дослідження на адекватність модель графіка потужності транзитної ЛЕП (функції Россандера). Для цього використаємо інформацію про перетоки потужності по транзитній ЛЕП напругою 35 кВ з почасовим усередненням інформації. Добовий графік активної потужності представлений в табл. 2.1 та на рис. 2.3.

Таблиця 2.1. Розрахунок параметрів річного графіка потужності за тривалістю

№ з/п	Потужність P , МВт	Тривалість інтервалу τ , год
1	22	1095
2	20	730
3	19	365
4	17	1460
5	15	2190
6	13	730
7	11	730
8	10	1460
Всього		8760

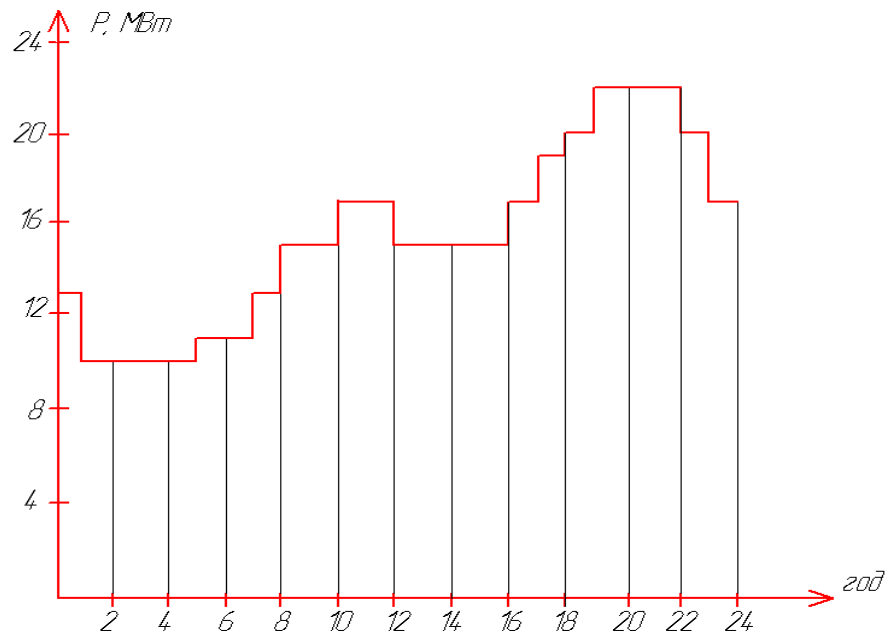


Рис. 2.3. Добовий графік перетікання активної потужності по транзитній ЛЕП.

На основі добового графіка активної потужності, що наведений в табл. 2.1 побудуємо річний графік по тривалості P .

Тривалість τ кожної сходинки графіка можна визначити за виразом:

$$\tau = 365\tau_i, \quad (2.15)$$

де τ_i — значення сумарної тривалості сходинок добового графіка, що має однакові координати.

Витрати активної енергії W_p :

$$W_p = \sum_{i=1}^8 P_i \tau_i = 1460(10 + 17) + 730(20 + 13 + 11) + 22 \cdot 1095 + 19 \cdot 365 + 15 \cdot 2190 = 135415 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Середнє значення активної потужності визначається за виразом:

$$P_{cp} = \frac{W_p}{T} = \frac{135415}{8760} = 15,46 \text{ МВт}$$

Значення показника форми графіка λ :

$$\lambda = \frac{P_1 - P_0}{P_2 - P_0} = \frac{15,46 - 10}{22 - 15,46} = 0,83465 < 1,$$

де P_0, P_1, P_2 – мінімальне, середнє та максимальне значення потужності.

Отже, функція Россандера для нашого графіка має наступний вигляд:

$$P(t) = P_0 + (P_2 - P_0) \left(1 - \frac{t}{T}\right)^{\frac{1}{\lambda}} = 10 + 12 \left(1 - \frac{t}{8760}\right)^{\frac{1}{0,83465}}$$

Числові значення та графік функції Россандера приведені в табл. 2.2 та на рис. 2.4 відповідно

Таблиця 2.2. Розрахунок значень функції Россандера

Час t , год.	$1 \cdot 10^3$	$2 \cdot 10^3$	$4 \cdot 10^3$	$6 \cdot 10^3$	$8 \cdot 10^3$	$8,5 \cdot 10^3$
Потужність P , МВт	20,380	18,180	15,780	13,000	10,600	10,200

З графіка на рис. 2.4 видно, що функцією Россандера досить точно можливо описати о ступінчастий графік потужності за тривалістю.

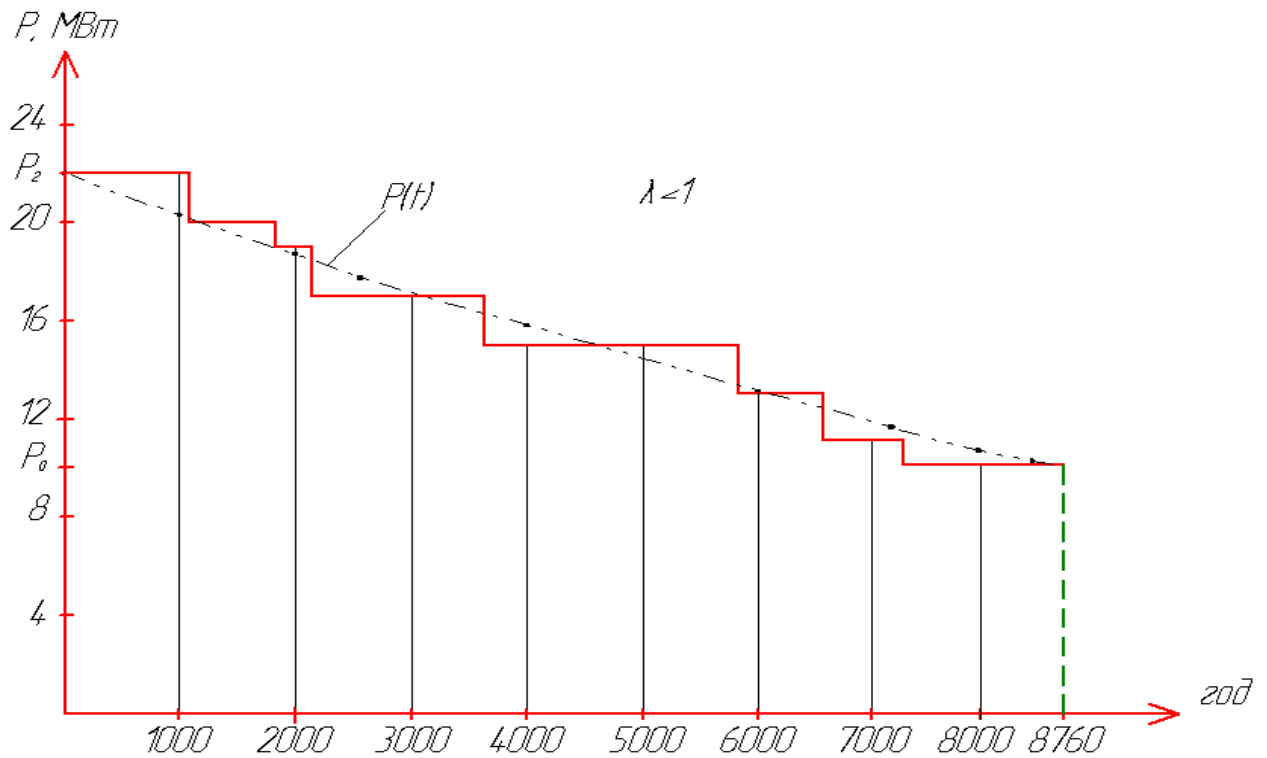


Рис. 2.4. Річний графік P і графік функції Россандра.

Проведемо ще одну перевірку моделі ступінчатого графіка потужності на адекватність.

Визначимо з моделі графіка річну витрату активної енергії:

$$W_p = \int_0^{8760} \left(10 + 12 \left(1 - \frac{t}{8760} \right)^{\frac{1}{0.83465}} \right) dt = 135400 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Різниця значень активної енергії, що розрахована по ступінчатому графіку та згідно моделі становить:

$$\Delta W_p = \frac{135415 - 135400}{135415} \cdot 100\% = 0,01\%$$

2.3.2. Методика визначення втрат електричної енергії за умов неповноти вихідної інформації.

Для переважної більшості елементів транзитної електричної мережі, виконати прямий розрахунок втрат електричної енергії за наведеною нижче методикою немає можливості через такі причини:

- відсутність в достатній кількості приладів обліку електроенергії;
- суттєві трудовозатрати в процесі неавтоматизованого опрацювання значного масиву даних навіть за наявності приладів обліку.

Тому для значної кількості віток електричної мережі доводиться використовувати штучне формування вхідного масиву вихідної інформації для здійснення поелементного розрахунку технічних втрат електроенергії в елементах електричної мережі.

Методика допускає відсутність вихідних даних. Так, при відсутності приладів обліку на стороні СН автотрансформатора, потік електроенергії через СН напруги визначається на основі інформації про пропуск електроенергії через обмотки ВН і СН та значень розрахункових втрат електроенергії в них. При відсутності приладів обліку реактивної енергії, визначення значень реактивних потоків здійснюється розрахунковим шляхом через відомі значення потоків активної електроенергії енергії та визначені та величин коефіцієнтів реактивної потужності, отримані із розрахунку режиму роботи електричної мережі.

Можна з достатнім ступенем достовірності стверджувати, що впродовж розрахункового періоду значення електричного навантаження та значення генерації потужності змінюються несуттєво. Зміна режиму обумовлюється, перш за все, зміною міжсистемних перетоків потужності, а також зміною рівня генерації активної та реактивної потужності від ГЕС. Мінімальне і максимальне значення потоків потужності в елементах електричної мережі, для яких відсутні дані, визначається шляхом постановки обмеженого розрахункового експерименту, в процесі якого здійснюється розрахунок середнього, мінімального і максимального значень потоків потужності в

обидва напрямки для кожної з віток розрахункової схеми електричної мережі за розрахунковий період.

У випадку відсутності інформації з результатів обробки даних зазначеного розрахункового експерименту визначають значення мінімальних та максимальних потоків потужності в елементах електричної мережі. Якщо в мережі є реверс, то максимальне значення розраховується для кожного з напрямків потоку потужностей.

Для більшості елементів транзитних електричних мереж відсутній потрібний обсяг даних про значення потоків енергії та про графіки потужності за тривалістю для проведення індивідуального розрахунку втрат електроенергії в елементах електричної мережі. В цьому випадку зазначена інформація визначається шляхом проведення розрахунків на основі даних, отриманих з обробки результатів розрахункового експерименту з визначенням мін. і макс. та середніх значень потоків потужності P , Q , що отримані із розрахунку режиму середнього електричного навантаження мережі. Для випадку за якого потік потужності не змінював напрямку, усі параметри навантаження графіка потужності за тривалістю являються відомими значеннями: мін. і макс. значення потоку електричної потужності визначаються з результатів експериментальних режимів мережі, а потоки електричної енергії визначаються за наступними виразами:

$$W_P = P_{cp} T_p \quad (2.16)$$

$$W_Q = Q_{cp} T_p, \quad (2.17)$$

де W_P, W_Q – активна та реактивна складові потоку електроенергії за розрахунковий період;

$P_{\text{ср}}, Q_{\text{ср}}$ – середні значення потоків активної та реактивної потужностей в елементі електричної мережі, одержані в результаті обчислення режиму середнього навантаження мережі;

T_p – тривалість розрахункового періоду.

Введемо означення прямого та зворотного напрямків потоків потужності та електроенергії, а також поняття реверсу потоку електричної потужності.

Прямим вважається напрямок від 1-го вузла вітки схеми мережі до 2-го, а зворотним напрямком – від 2-го до 1-го вузла.

Під реверсом потоку електричної потужності розуміється зміна напрямку цього потоку щонайменше один раз за розрахунковий період. В частковому випадку потік електричної потужності може бути одностороннім. В загальному випадку потік електричної потужності завжди є двостороннім, тобто має місце реверс активної (реактивної) потужності в мережі.

Для довільної вітки розрахункової схеми мережі, за довільний розрахунковий період, в загальному випадку необхідне використання спеціальних прийомів для розрахунку сумарних потоків електричної енергії, які протікали в обох напрямках.

Нижче приведено алгоритм розрахунку потоків активної потужності та активної енергії для обох напрямків їх протікання для довільного елемента електричної мережі та алгоритм розрахунку параметрів графіка для реактивної потужності.

Спочатку визначається тривалість протікання потоку в прямому напрямку (кількість годин) $T_{\text{пр}}$ і тривалість протікання потоку в зворотньому напрямку, після цього будується графік Россандера. При цьому:

$$P_0 = P_{\text{пр max}}; P_1 = P_{\text{сн}}; P_2 = P_{\text{зв max}}, \quad (2.18)$$

де $P_{\text{сн}}$ – значення потоку потужності у вітці розрахункової схеми мережі для режиму середніх навантажень.

Приймається цілком обґрунтоване припущення про те, що значення потоку електричної потужності у кожній вітці схеми в режимі середніх навантажень є рівним математичному очікуванню цього потоку за розрахунковий період часу. Максимальні значення потоків електричної потужності для прямого напрямку ($P_{\text{прmax}}$) та зворотного напрямку ($P_{\text{звmax}}$) визначаються на за результатами розрахунку серії експериментальних режимів мережі.

Загальний вигляд графіка за тривалістю наведено на рис. 2.5.

Як видно на рис. 2.5 перетин кривої графіка з віссю абсцис відбувається в точці зміни напрямку потоку на протилежний.

Отже, тривалість протікання потоку в прямому напрямку визначається шляхом розв'язання наступного рівняння:

$$R(t) = 0, \quad (2.19),$$

де $R(t)$ – це функція Россандера.

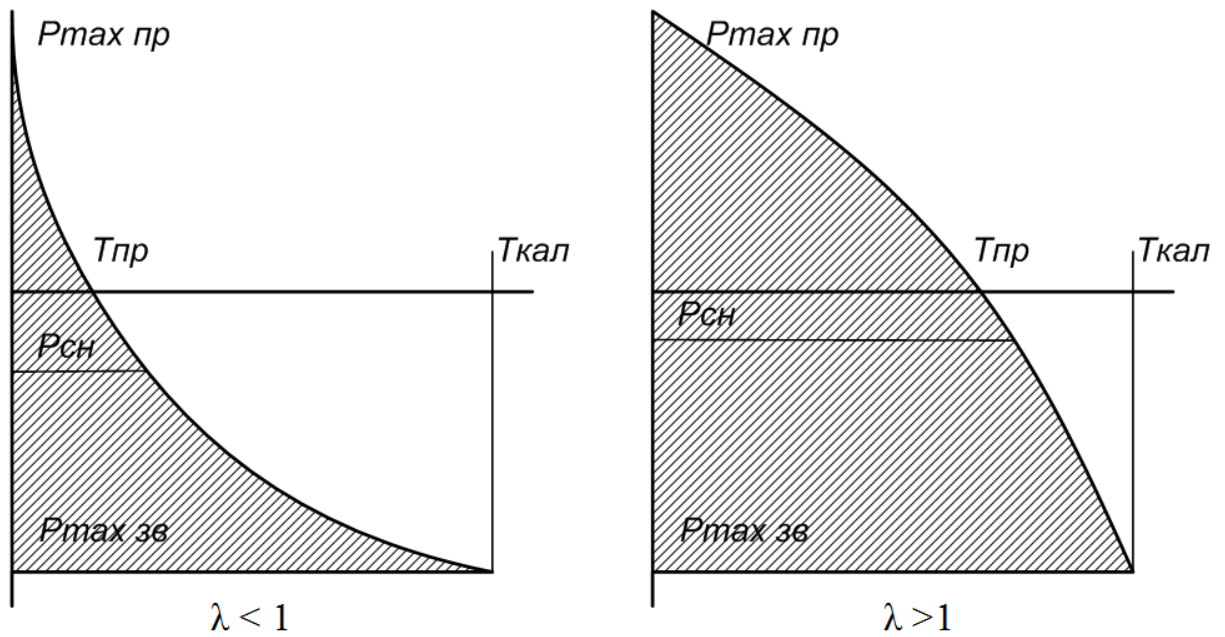


Рис. 2.5. Загальний вигляд графіка потужності за тривалістю

Тривалість протікання потоку потужності в зворотному напрямку визначається як різниця між загальним (календарним) часом тривалості розрахункового періоду та часом протікання потоку в прямому напрямку:

$$T_{\text{зв}} = T_{\text{календ}} - T_{\text{пр}} \quad (2.20),$$

Після цього визначається значення прямого та зворотного потоків електроенергії та математичні очікування значень потоків згідно наступних виразів:

$$W_{\text{пр}} = \int_0^{T_{\text{пр}}} R(t) dt, \quad (2.21)$$

$$W_{\text{зв}} = \int_{T_{\text{зв}}}^{T_{\text{календ}}} R(t) dt, \quad (2.22)$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{W_{\text{пр}}}{T_{\text{пр}}}, \quad (2.23)$$

$$P_{\text{ізв}} = \frac{W_{\text{ізв}}}{T_{\text{ізв}}}, \quad (2.24)$$

Порядок розрахунку реактивних складових значень потоків електроенергії аналогічний описаному вище.

Описаним способом можна відновити параметри графіків потужності за тривалістю для випадку прямого та зворотного напрямків потоків потужності та енергії для довільного елемента електричної мережі, яка в недостатній мірі обладнана приладами обліку електроенергії.

2.4. Методика нормування ТВЕ в розподільних електричних мережах

ТВЕ розподільної мережі є найбільшою складовою частиною загальних ТВЕ і тому вимагає використання найбільш достовірної інформації та високої точності визначення розрахункових втрат електричної енергії. До того ж, розробка нормативних характеристик ТВЕ розподільних мереж суттєво ускладнюється через або повну відсутність, або низьку достовірність необхідних вихідних даних.

Основним фактором, що суттєво впливає на вибір методики, за якою відбувається нормування ТВЕ у розподільних мережах, є об'єм наявної вихідної інформації про параметри режиму. Враховуючи це можливо використовувати методики, що базуються на структурно-балансовій моделі (СБМ) розподільних мереж. Розробка СБМ визначення еквівалентних опорів трансформаторів і ліній електропередачі, і перетоків електроенергії по цих опорах. Похибка визначення значень технічних розрахункових втрат електричної енергії в трансформаторах і ЛЕП залежить від обраного методу

розрахунку еквівалентних опорів цих елементів та ступеня достовірності вихідної інформації про мережу.

Ця методика дає змогу розробки нормативних характеристик ТВЕ та розрахунку нормативних значень ТВЕ розподільної електричної мережі на основі різних рівнів інформаційного забезпечення. Проте точність такого розрахунку залежить від повноти вихідної інформації.

Розрахунок може здійснюватись для структурних підрозділів довільного ієрархічного рівня за довільний розрахунковий період.

В основу цієї методики покладено схемотехнічні методи. Визначення технічних розрахункових втрат електричної енергії в елементах мережі (трансформаторах і ЛЕП) проводиться на основі значень власних чи групових опорів елементів електричної мережі, які вводяться користувачем або розраховуються, та групових чи індивідуальних потоків потужності і енергії.

Вихідна інформація, яка використовується в розрахунках, умовно поділяється на дві групи:

- умовно-постійна інформація, яка включає в себе інформацію про потужність власних 2-х і 3-х обмоткових силових трансформаторів, їх кількість, втрати холостого ходу і короткого замкнення трансформаторів, загальну довжину повітряних і кабельних ліній, приєднану потужність власних силових трансформаторів, силових трансформаторів споживачів та сусідніх підрозділів, макс. та мін. значення номінальної потужності силових трансформаторів, кількість і схеми фідерів повітряних і кабельних ліній на кожному із ступенів номінальної напруги мережі;

- умовно-змінна інформація, яка включає в себе дані про потоки електроенергії в групових і реальних елементах мережі, середньоексплуатаційні значення модулів напруги та значення коефіцієнтів реактивної потужності.

Збирання інформації про схеми розподільних електричних мереж різних ступенів напруги та про значення параметрів елементів мережі

(довжини ділянок ЛЕП і КЛ, приєднану потужність, значення перерізів проводів ЛЕП і КЛ та ін.) із наступним введенням інформації в програмне забезпечення є дуже трудомістким, особливо для мереж розподільних напругою 0,38 кВ. Розроблена нова методика визначення еквівалентних опорів груп ліній електропередачі однієї номінальної напруги на базі узагальнених параметрів електричних мереж (загальна довжина ПЛ і КЛ, їх кількість, загальна приєднана потужність силових трансформаторів і т.п.), що завжди є відомими. Але, через значну величину похибки, що обумовлена прийняттям деяких вимушених припущень, використання такої методики розрахунків еквівалентних опорів для цих електричних мереж необхідно обмежити наближеними розрахунками.

В процесі розробки нормативних характеристик ТВЕ розподільних електричних мереж всіх ступенів напруги, крім напруги 0,38 кВ, розрахунок еквівалентних опорів потрібно здійснювати на основі реально існуючої топології мережі і параметрів реальних елементів мережі. Для мереж напругою 0,38 кВ, через значні трудозатрати на їх кодування і через відсутність достовірної інформації про розподіл електричного навантаження у вузлах розподільної мережі, допускається розрахунок еквівалентного опору елементів по узагальнених даних про мережу. З цією метою було розроблено алгоритм підвищеної точності, який використовує розширений об'єм інформації.

Ця методика передбачає визначення значень змінних розрахункових втрат у лініях електропередачі, змінних та постійних розрахункових втрат в силових трансформаторах для кожного ступеня номінальної напруги мережі. Методика також передбачає можливість здійснення поелементного розрахунку втрат потужності та енергії в лініях електропередачі і приєднаних до них силових трансформаторів. По елементний розрахунок для силових трансформаторів не передбачений, через те, що він інформаційно не забезпечений та через те, що значення змінних втрат в силових трансформаторах розподільної мережі на порядок менші значень змінних

втрат у лініях електропередачі, а значення умовно-постійних втрат потужності і енергії в силових трансформаторах є однаковими, як у випадку поелементного розрахунку, так і у випадку групового розрахунку.

2.4.1. СБМ розподільної електричної мережі.

СБМ розподільної електричної мережі відображає структуру віддачі і надходжень електричної енергії та структуру трансформованих потоків електричної енергії на кожному ступені напруги мережі. Вона включає в себе еквівалентні опри ліній електропередачі та силових трансформаторів, а також перетоки електричної енергії опорах цих елементів.

СБМ ступеня номінальної напруги електричної мережі показана на рис. 2.6.

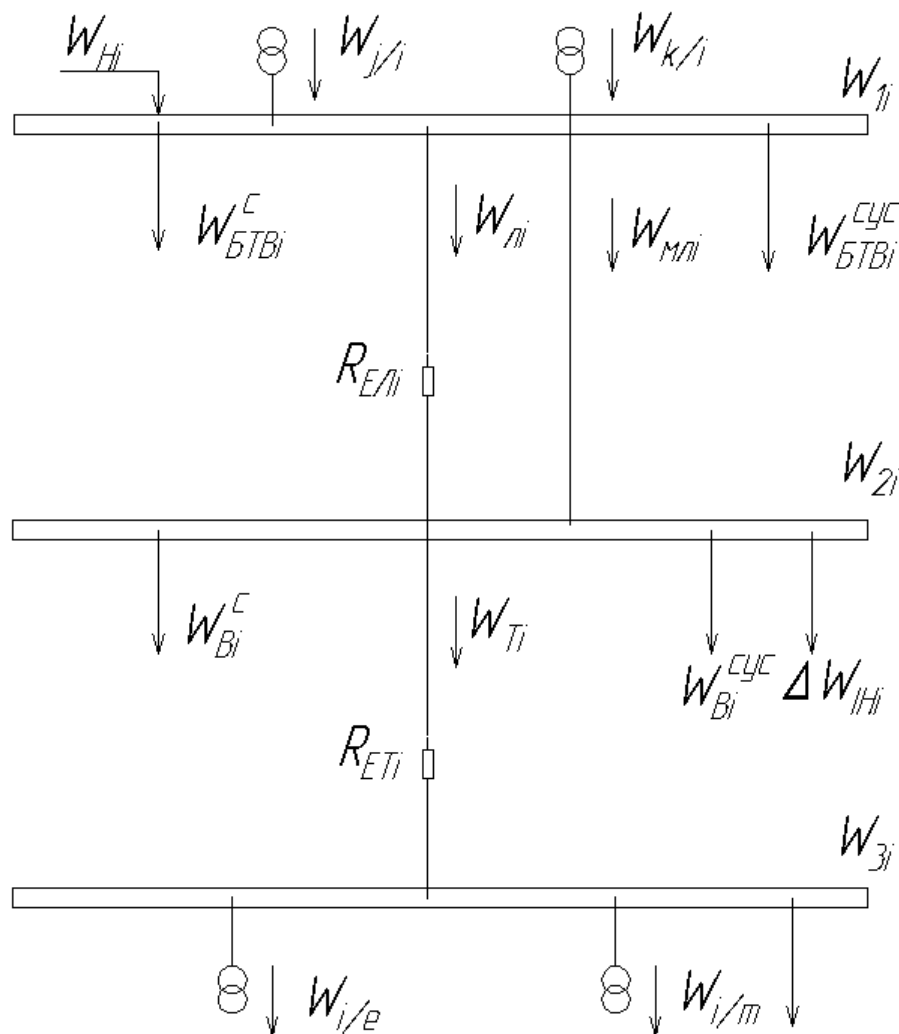


Рис. 2.6. СБМ розподільної електричної мережі.

На рис. 2.6:

Π_{1i} – умовно-об'єднані шини напруги U_i електричних станцій і трансформаторних підстанцій, які живлять розподільну мережу напругою U_i ;

Π_{2i} – умовно-об'єднані шини трансформаторних підстанцій із напругою ВН U_i ;

Π_{3i} – умовно-об'єднані шини СН і НН трансформаторних підстанцій з напругою ВН U_i , від яких відбувається транспортування електричної енергії на інші ступені напруги мережі;

$R_{елі}$ – еквівалентний опір лінії електропередачі з номінальною напругою U_i ;

$R_{еті}$ – еквівалентний опір всіх силових трансформаторів з напругою ВН U_i ;

W_{hi} – сумарне надходження електричної енергії в мережу ступеня напруги U_i , яка складається з надходжень електричної енергії від власних станцій, сусідніх підрозділів та блок-станцій;

$W_{бтві}^c$ – безвтратна віддача електричної енергії споживачам;

$W_{бтві}^{сус}$ – безвтратна віддача електричної енергії сусіднім підрозділам;

$W_{бі}^c$ – втратна віддача електричної енергії споживачам;

$W_{бі}^{сус}$ – втратна віддача електричної енергії сусіднім підрозділам;

$\Delta W_{впі}$ – витрати електричної енергії на власні потреби трансформаторної підстанції даного ступеня напруги;

$\Delta W_{іні}$ – умовно-постійні втрати електричної енергії в інших елементах розподільної мережі;

$W_{j/i}, W_{k/i}, \dots$ – трансформовані потоки електричної енергії з інших ступенів напруги на i -й ступінь;

$W_{i/l}, W_{i/m}, \dots$ – трансформовані потоки електричної енергії з i -го ступеня напруги на інші ступені;

$W_{\text{лі}}$ – сумарний перетік електричної енергії до лінії електропередачі (через еквівалентний опір лінії електропередачі) i -го ступеня напруги;

$W_{\text{ті}}$ – сумарний перепуск електричної енергії по силових трансформаторах (через еквівалентний опір силових трансформаторів) i -го ступеня напруги;

$W_{\text{млі}}$ – пропуск мимо ліній електропередачі, що дорівнює частині електричної енергії.

На ступені напруги 0,38 кВ відсутні силові трансформатори, тому для СБМ цієї ступені має вигляд, приведений на рис. 2.7.

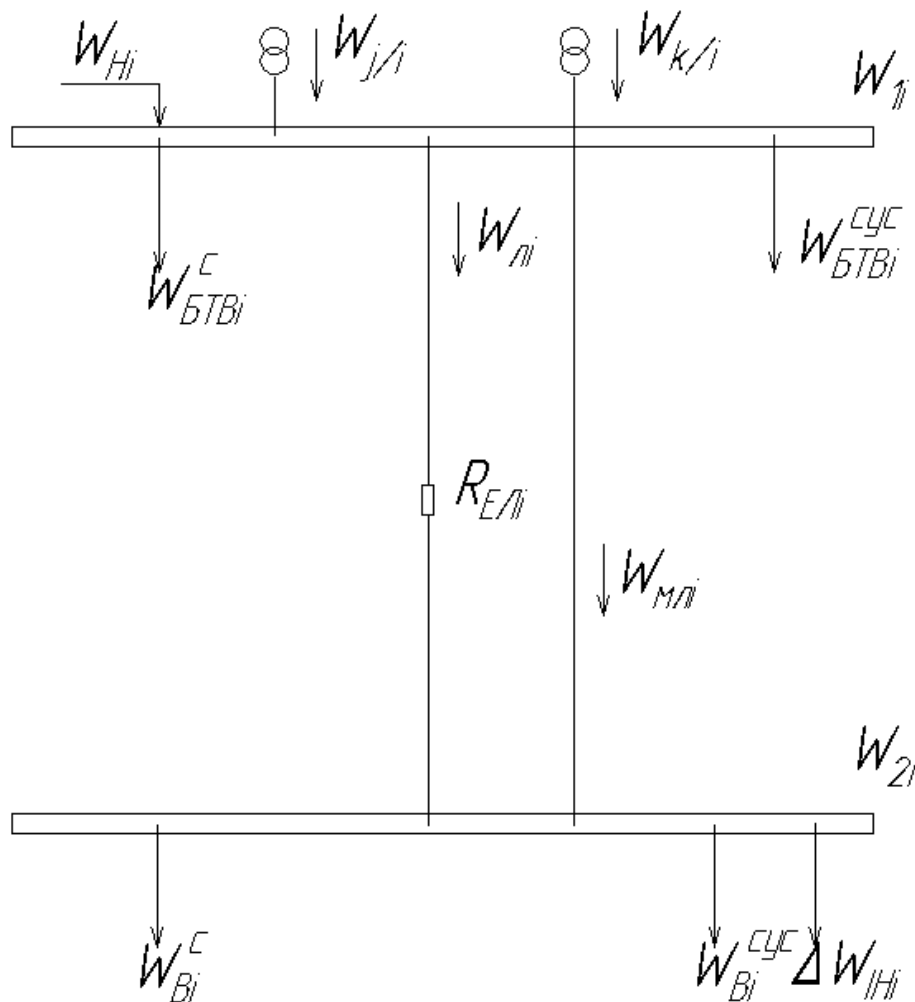


Рис. 2.7. СБМ ступеня мережі напругою 0,38 кВ

З допомогою рівнянь балансу СБМ розподільної електричної мережі можливо визначити значення перепусків електричної енергії по ЛЕП і силових трансформаторах кожного ступеня напруги.

Нижче приведені основні рівняння балансу СБМ, що по суті являють собою рівняння балансу електричної енергії для кожної з III_{1i} , III_{2i} , III_{3i} :

$$\sum_{j=1}^N W_{j/i} + W_{hi} = W_{бтвi}^c + W_{бтвi}^{сyc} + W_{ли} + W_{млі} \quad (2.25)$$

$$W_{ли} - \Delta W_{ли} + W_{млі} = W_{bi}^c + W_{bi}^{сyc} + W_{ти} + \Delta W_{інi} \quad (2.26)$$

$$W_{ти} - \Delta W_{ти} = \sum_{k=1}^M W_{i/k} + \Delta W_{впі}^{3B} \quad (2.27)$$

де $\Delta W_{ли}$ – величина змінних технічних розрахункових втрат електроенергії в лінії електропередачі і-го ступеня напруги розподільної мережі;

$\Delta W_{ти}$ – величина сумарних технічних розрахункових втрат (змінних та постійних) в силових трансформаторах і-го ступеня напруги розподільної мережі;

$\Delta W_{впі}^{3B}$ – значення звітних витрат електричної енергії на власні потреби трансформаторних підстанцій і-го ступеня напруги розподільної мережі.

На основі рівнянь балансу електроенергії визначають величину перепуску електроенергії по лініям електропередачі і силових трансформаторах і-го ступеня напруги розподільної мережі:

$$W_{ли} = \sum_{j=1}^N W_{j/i} + W_{hi} - W_{бтвi}^c - W_{бтвi}^{сyc} - W_{млі}, \quad (2.28)$$

$$W_{ти} = W_{ли} - \Delta W_{ли} + W_{млі} - W_{bi}^c + W_{bi}^{сyc} - \Delta W_{інi}, \quad (2.29)$$

Значення умовно-звітних ТВЕ для i -го ступеня напруги розраховуються за виразом:

$$\Delta W_{3Bi} = W_{Hi} + \sum_{j=1}^N W_{j/i} - W_{6TBi}^c - W_{6TBi}^{cyc} - W_{Bi}^c - W_{Bi}^{cyc} - \sum_{k=1}^M W_{k/i}, \quad (2.30)$$

де $\sum_{j=1}^N W_{j/i}$ – сумарна величина трансформаторних потоків електричної енергії з інших ступенів напруги на i -й ступінь напруги мережі;

$\sum_{k=1}^M W_{k/i}$ – сумарна величина трансформаторних потоків електричної енергії з i -го ступеня напруги на інші ступені.

2.4.2. Визначення групових еквівалентних опорів ліній електропередачі 6-35 кВ.

В процесі розрахунку втрат електричної енергії у розподільній електричній мережі використання еквівалентних опорів зумовлене однією з 2-х причин:

- відсутністю необхідного об'єму вихідної інформації для використання індивідуального розрахунку втрат електроенергії в окремих елементах мережі;

- недоцільністю, через невиправданість трудовитрат по збиранню та введенню інформації, що, в результаті, не призводить до значного підвищення точності розрахунку втрат;

Ця методика передбачає можливість визначення технічних розрахункових втрат електричної енергії в групових елементах електричної мережі (ЛЕП і силових трансформаторах). Еквівалентний опір елементів може бути визначений для всіх силових трансформаторів одного ступеня напруги і для всіх ЛЕП або частини ЛЕП ступеня напруги.

Як зазначалось вище, поелементний розрахунок втрат електроенергії в силових трансформаторах згідно даної методики не передбачений. В зв'язку з цим розрахунок змінних втрат електроенергії в силових трансформаторах проводиться на основі значень еквівалентних опорів всіх силових трансформаторів даного ступеня напруги. Для ліній електропередачі передбачена можливість проведення поелементного розрахунку втрат електроенергії. Тому, для тієї частини лінії електропередачі кожного із ступенів напруги (окрім напруги 0,38 кВ), втрати електроенергії в якій не визначаються поелементно, розраховується еквівалентний опір.

Вихідними даними для розрахунку еквівалентного опору лінії електропередачі на основі інформацію про топологію і параметри мережі є схема нормального режиму електричної мережі.

Приклад розподільної електричної мережі однієї ступені напруги приведений на рис. 2.8.

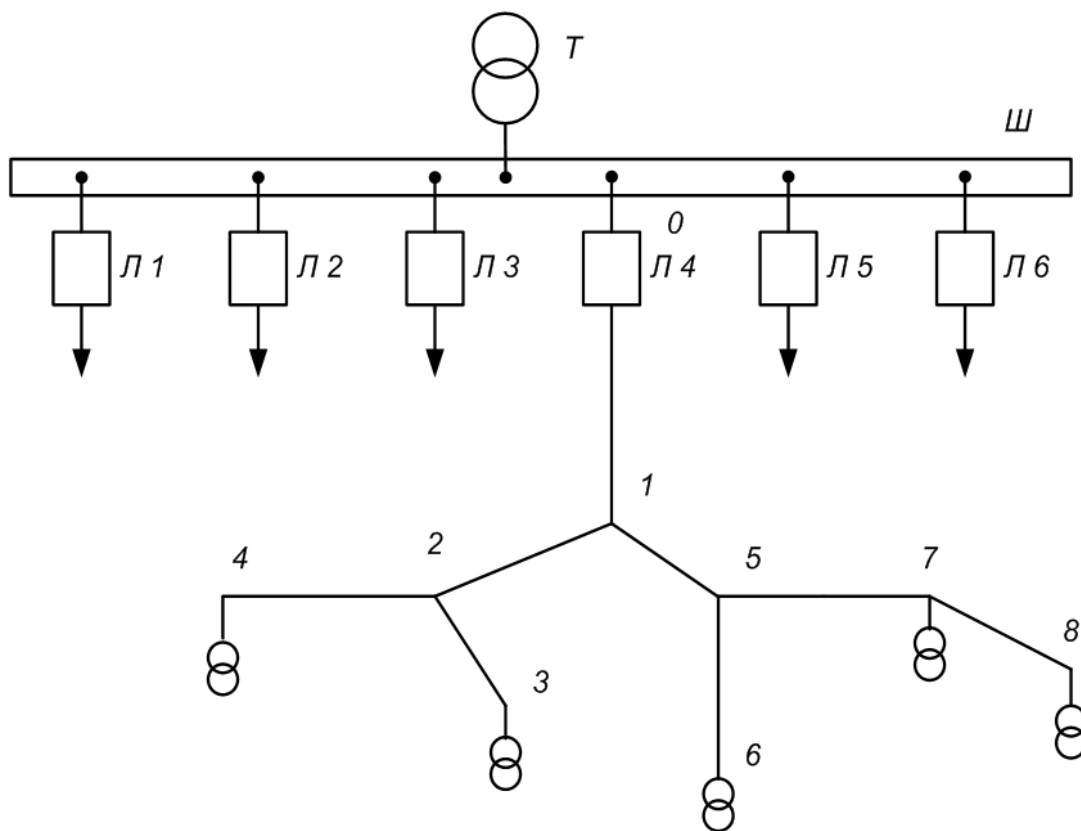


Рис. 2.8. Схема розподільної мережі одного ступеня напруги

На рис. 2.8 показані: знижувальний силовий трансформатор Т, що живить шини Ш трансформаторної підстанції та розподільні лінії електропередачі Л1-Л6, які приєднані до шин цієї трансформаторної підстанції. Лінії електропередачі Л2, Л3, Л4 та Л6 мають прилади обліку електричної енергії головного потоку, а лінії Л1 та Л5 не мають таких приладів обліку електроенергії. Для лінії електропередачі Л4: 0,1,2,...,8 – вузли мережі; 0-1, 1-2 і т.п. – ділянки мережі. У вузлах 3, 4, та 6 – 8 встановлено один або більше силовий трансформатор трансформаторів. Вузли 1 і 2 – це вузли розгалуження, а вузол 5 – це вузол приєднання відпайки 5-6.

Лінія електропередачі може мати лише одну головну ділянку. У випадку, коли ділянка лінії виконана 2-ма або більше паралельними проводами, то вони представляються у вигляді однієї ділянки еквівалентної довжини та певної марки проводу.

Якщо для лінії електропередачі не здійснюється поелементний розрахунок втрат, то така лінія представляється у вигляді власного еквівалентного опору. Для ліній електропередачі, що складаються із 2-х та більше ділянок з різними значеннями параметрів (довжина лінії, марки проводів чи кабелів) проводиться розрахунок власного еквівалентного опору. На основі даних про власні опори ліній електропередачі для групи цих ліній визначається еквівалентний опір лінії електропередачі ступеня напруги.

Формула для розрахунку еквівалентного опору лінії електропередачі отримується наступним чином. Запишемо вираз:

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{д1}} + \Delta P_{\text{д2}} + \dots + \Delta P_{\text{дn}}, \quad (2.31)$$

де $\Delta P_{\text{л}}$ – значення сумарних втрат потужності в лінії;

$\Delta P_{\text{д1}}, \Delta P_{\text{д2}}, \dots, \Delta P_{\text{дn}}$ – втрати активної потужності в ділянках лінії.

Підставимо в вираз (2.31) вирази для знаходження втрат потужності через відомі значення опорів і струмів:

$$I_{\text{дг}}^2 R_{\text{ел}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{д}}} r_i I_{\text{ді}}^2, \quad (2.32)$$

де $n_{\text{д}}$ – кількість ділянок лінії електропередачі;

$I_{\text{дг}}$ – струм, який протікає по головній ділянці лінії електропередачі.

Виразимо $R_{\text{ел}}$ з формули (2.32):

$$R_{\text{ел}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{д}}} r_i I_{\text{ді}}^2}{I_{\text{дг}}^2}, \quad (2.33)$$

Нехтуючи значенням втрат напруги та вважаючи, що рівні напруги у вузлах мережі є однакові, можна представити формулу (2.33) в такому вигляді:

$$R_{\text{ел}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{д}}} r_i S_{\text{ді}}^2}{S_{\text{дг}}^2}, \quad (2.34)$$

де $S_{\text{д}}$ – значення потоків повної потужності, які протікають по ділянках ЛЕП

В розподільній електричній мережі в більшості випадків відсутня інформація про значення потоків потужності та електроенергії в ЛЕП та інформація про величину навантаження у вузлах мережі. Завжди є наявності лише дані про встановлені у вузлах мережі потужності силових трансформаторів. Через вказані обставини в процесі знаходження основної розрахункової формули для розрахунку коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів, що встановлені у вузлах мережі, та рівність між собою

коефіцієнтів реактивної потужності. З урахуванням зазначених припущень, потік потужності через довільну ділянку лінії визначається за формулою:

$$S_{di} = k_3 S_i + \Delta S_{\text{сум}i}, \quad (2.35)$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження силових трансформаторів мережі;

S_{di} – значення сумарної приєднаної потужності ділянки мережі;

$\Delta S_{\text{сум}i}$ – значення сумарних втрат потужності в i -й ділянці мережі та в усіх ділянках мережі, що отримують від неї живлення.

Сумарна потужність i -ї ділянки мережі рівна сумі потужностей силових трансформаторів, що встановлені в кінцевому вузлі i -ї ділянки мережі та потужностей силових трансформаторів, що встановлені в кінцевих вузлах ділянок мережі, які отримують живлення від i -ї ділянки мережі. Виходячи з цього визначення, значення сумарної встановленої потужності головної ділянки мережі дорівнює сумі значень потужностей всіх силових трансформаторів, що встановлені у вузлах даної лінії електропередачі. Значення сумарної приєднаної потужності ділянки мережі дорівнює сумі значень потужностей силових трансформаторів, що встановлені в кінці ділянки мережі, та значенню сумарних приєднаних потужностей ділянок мережі, які живляться безпосередньо від даної ділянки мережі.

Через те, що частка втрат електричної потужності та електроенергії від перепуску для розподільних мереж напругою 6-10 кВ та вище зазвичай не перевищує 5...6 %, що є нижчим за методичну похибку, та враховуючи, що на етапі розрахунку еквівалентних опорів елементів мережі інформація про втрати потужності та електроенергії повністю відсутня, 2-м доданком виразу (2.35) можна знехтувати. З урахуванням цього, підставивши вираз (2.35) у вираз (2.34), одержуємо кінцевий вираз для розрахунку значення власного еквівалентного опору лінії електропередачі:

$$R_{\text{ел}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{л}}} r_i S_i^2}{S_{\text{л}}^2}, \quad (2.36)$$

де S_i – значення сумарних встановлених потужностей ділянок мережі;

$S_{\text{л}}$ – значення сумарної приєднаної потужності лінії.

Розрахунок еквівалентного опору групи ліній електропередачі (або силових трансформаторів) однакової номінальної напруги здійснюється на основі аналогічних припущень, що і при знаходженні формули для розрахунку еквівалентного опору однієї лінії електропередачі.

Формула для розрахунку еквівалентного опору має вигляд:

$$R_{\text{е}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{л}}} r_{\text{ел}i} S_{\text{л}i}^2}{S_{\Sigma}^2}, \quad (2.37)$$

де $n_{\text{л}}$ – кількість ліній електропередачі, що входять в групу;

$r_{\text{ел}i}$ – значення еквівалентних опорів ліній електропередачі, що входять в групу;

$S_{\text{л}i}$ – значення сумарних приєднаних потужностей ліній електропередачі, що входять в групу;

S_{Σ} – значення суми приєднаних потужностей всіх ліній електропередачі, що входять в групу.

Якщо $n_{\text{л}}$ дорівнює кількості власних ліній електропередачі даної номінальної напруги, то значення $R_{\text{е}}$ є еквівалентним опором усіх ліній електропередачі даного ступеня напруги.

Отже, отримано формули визначення еквівалентного опору для окремої лінії електропередачі і груп ліній на основі даних про топологію мережі і параметрів елементів мережі. При виводі формул зазначалися прийняті

припущення, що дає змогу судити про значення похибок методів розрахунку втрат електричної енергії, які ґрунтуються на застосуванні еквівалентних опорів елементів.

2.4.3. Визначення еквівалентного опору лінії електропередачі 0,38 кВ.

Безпосереднє застосування алгоритмів розрахунку еквівалентного опору лінії електропередачі напругою 0,38 кВ виявляється неможливим через те, що для усередненої лінії практично неможливо визначити величини приєднаної потужності та кількість ділянок мережі.

Сумарні довжини і кількість повітряних і кабельних ліній 0,38 кВ, та інформація про силові трансформатори які живить цю мережу – саме таким об'ємом даних вичерпується інформація для проведення розрахунку еквівалентного опору лінії електропередачі. Також доступною є інформація про потоки потужності та електроенергії за розрахунковий період але, згідно з основними вимогами до методик нормування втрат потужності та електроенергії, режимна інформація для визначення фізичних параметрів електричної мережі не може використовуватись.

Розподільні ЛЕП 0,38 кВ являють собою розгалужені схеми зі значно більшою кількістю ділянок, у порівнянні з лініями електропередачі інших номінальних напруг. Як правило, розподіл електричного навантаження від центру живлення до кінцевих ділянок мережі для більшості ЛЕП 0,38 кВ має подібний вид.

Наявна вихідна інформація дозволяє сформувати адекватну математичну модель лінії електропередачі 0,38 кВ для визначення втрат потужності та електроенергії.

Для виведення розрахункового виразу для умовної лінії електропередачі формується послідовність із ділянок лінії в порядку зниження їх сумарної потужності. Після цього ЛЕП представляється як нерозгалужена топологічна схема. При цьому дотримується такий самий

принцип, що і під час формування послідовності ділянок: до центру живлення цієї модельної лінії ближче розміщена та ділянка лінії, в якій значення сумарної приєднаної потужності більше. Очевидно, що першою буде головна ділянка лінії, за нею розміщується ділянка лінії, яка живиться від головної і так далі. Надалі будемо називати цю модель лінії електропередачі «моделлю втрат». Геометричною інтерпретацією моделі втрат є об'єднання відкритих відрізків, кожний з яких являє собою ділянку мережі. При цьому довжина цього відрізка дорівнює довжині ділянки.

На рисунку 2.9 приведена модель втрат лінії 0,38 кВ, яка має 10 ділянок довжиною 0,88 км.

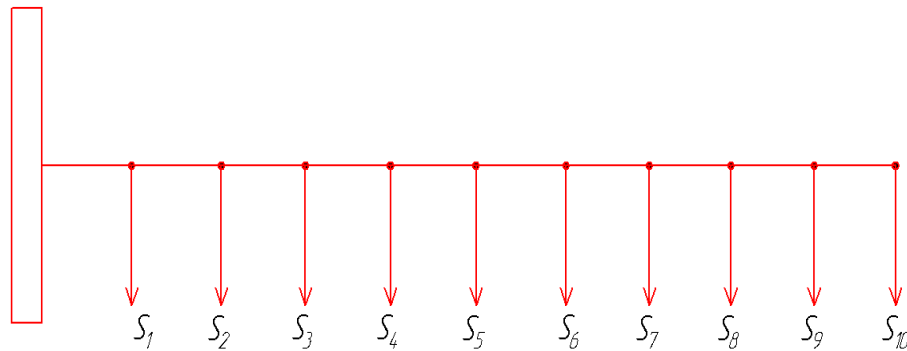


Рис. 2.9. Ілюстрація до моделі втрат лінії електропередачі 0,38 кВ.

На рис. 2.9 стрілками вказані місця приєднання до мережі сумарних приєднаних потужностей. Сума довжин відрізків рівна довжині лінії електропередачі.

На осі абсцис (рис. 2.10), в додатному напрямку згідно порядку відкладені відрізки, довжини яких дорівнюють довжинам відповідних ділянок мережі, а на осі ординат позначені величини сумарної потужності ділянок мережі. Точки 1, 2...10 – це границі між ділянками мережі. Назвемо координату X вказаних точок приведеною відстанню до точки живлення (ПВТЖ).

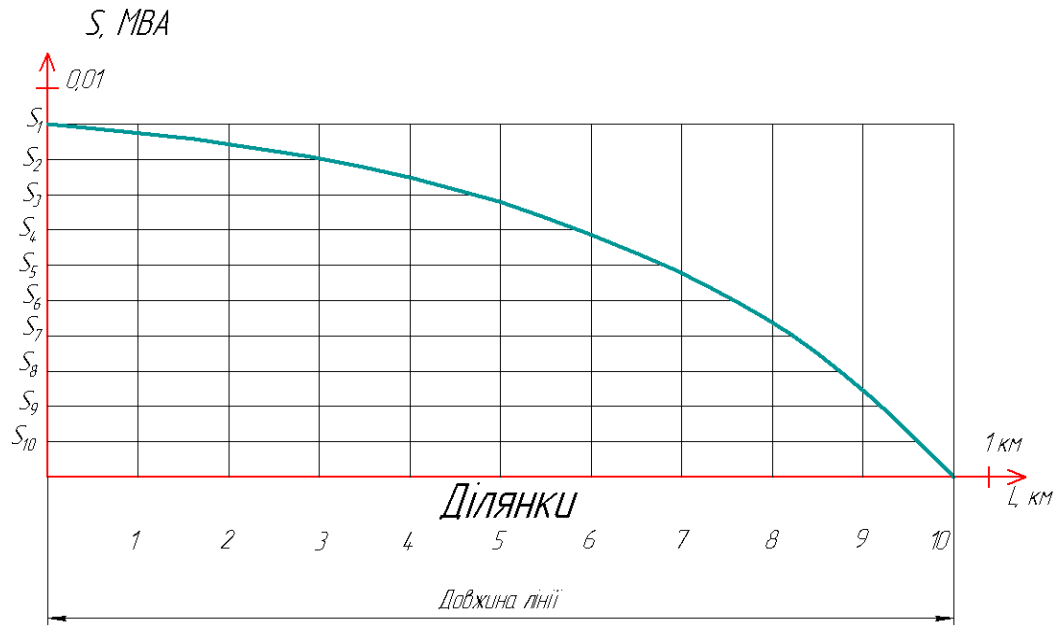


Рис. 2.10. Графік $S(x)$ моделі втрат лінії електропередачі

Опрацювання значного обсягу статистичних даних показало, що для більшості ЛЕП і КЛ 0,38 кВ коефіцієнти кореляції між ПВТЖ і S приймають значення 0,7...0,85. Мінімальна похибка залежності $S(x)$ від ПВТЖ спостерігається у випадку використання параболічної функції (рис. 2.11).

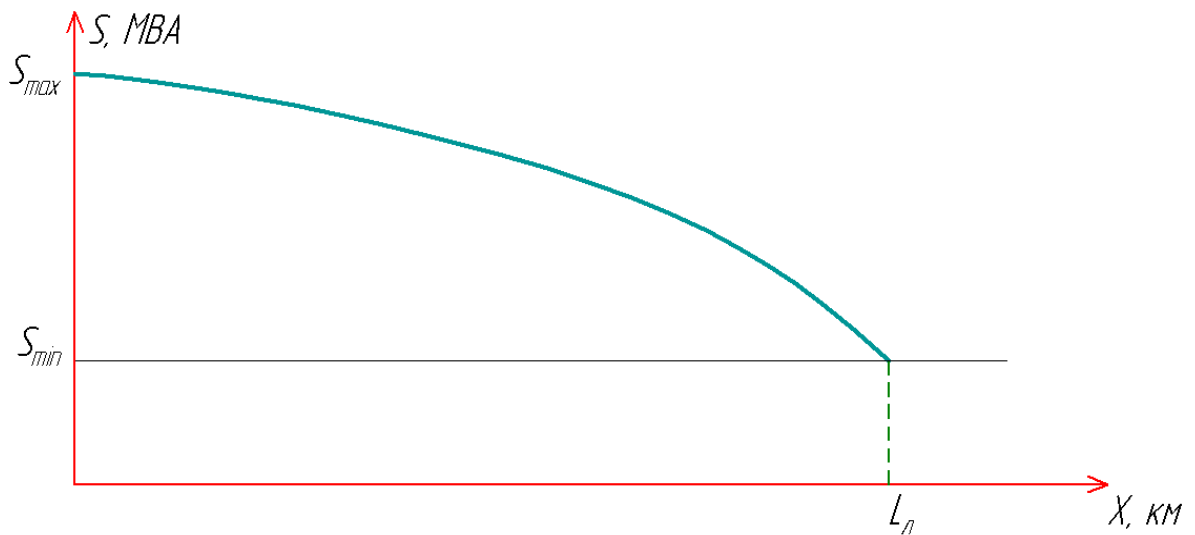


Рис. 2.11. Графік $S(x)$ моделі втрат лінії електропередачі 0,38 кВ.

Функція $S(x)$ описується наступним виразом:

$$S(x) = S_{\max} - \frac{S_{\max} - S_{\min}}{L_{\text{л}}^2} x^2 \quad (2.38)$$

де $S_{\max}$, $S_{\min}$ – макс. і мін. значення приєднаної до ділянок ЛЕП потужності;

$L_{\text{л}}$ – довжина лінії електропередачі .

Заміна залежності S від ПВТЖ вказаною неперервною залежністю $S(x)$ вносить додаткову похибку в розрахунки. Для довільних точок А та В тієї ж ділянки значення S буде однаковим і дорівнюватиме S_i , а в нашому випадку значення функції S в т. А та В різні та дорівнюють $f(x_A)$ і $f(x_B)$, де x_A , x_B – це абсциси т. А і В. Проте, через значну кількість ділянок лінії та відносно малу її довжину ця складова похибки є незначною.

Слід зауважити, що умовне розбивання на довільну кількість частин довільної ділянки лінії не впливає на значення еквівалентного опору. Через це модель втрат можливо умовно розбити на нескінчену кількість елементарних ділянок Δl . Розрахункове значення сумарної приєднаної потужності кожної з елементарних ділянок моделі втрат визначається згідно виразу (2.38).

Проведені дослідження показали, що закон зміни значення поперечного перетину проводів лінії електропередачі по ділянках моделі має схожий вигляд, і також може бути представлений залежністю $F = F(x)$, що аналогічна виразу (2.38):

$$F(x) = F_{\max} - \frac{F_{\max} - F_{\min}}{L_{\text{л}}^2} x^2, \quad (2.39)$$

Вважаючи, що функції $F(x)$ та $S(x)$ є неперервними, формулу для розрахунку еквівалентного опору ЛЕП можна записати наступним чином:

$$R_e = 1,33 \frac{\rho_{Al} k_{Cu}}{S_{л}} \int_0^{L_{л}} \frac{S^2(x)}{F(x)} dx, \quad (2.40)$$

де ρ_{Al} – значення питомого опору алюмінію;

k_{Cu} – коефіцієнт, який враховує зниження еквівалентного опору проводів через наявність кабелів з міді.

Коефіцієнт 1,33 у виразі (2.40) слугує для врахування систематичне заниження результату розрахунків еквівалентного опору згідно методу узагальнених параметрів.

Проведемо дослідження адекватності моделі втрат лінії 0,38 кВ, використавши при цьому реальні дані. Оберемо фрагмент розгалуженої розподільної мережі 0,38 кВ (рис. 2.12), відносно якої є інформація про значення навантаження споживачів та довжини кожної з ділянок.

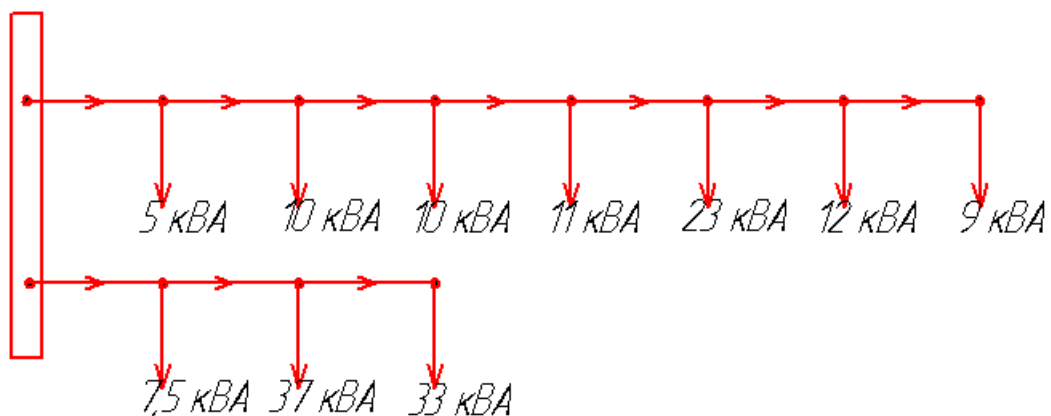


Рис. 2.12. Фрагмент мережі напругою 0,38 кВ

Представимо цю мережу у вигляді нерозгалуженої схеми, при цьому дотримуючись принципу, за якого до точки живлення ближче розташована та ділянка мережі в якій величина сумарної потужності більша. В результаті отримаємо умовну лінію електропередачі 0,38 кВ (рис. 2.12.).

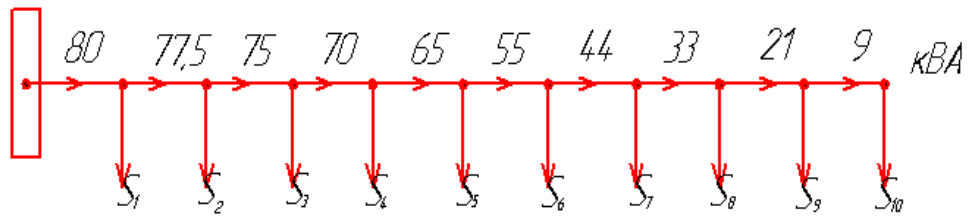


Рис. 2.13. Ілюстрація до моделі втрат лінії 0,38 кВ.

Інформація по ділянкам мережі наведена в табл. 2.3.

Таблиця 2.3. Інформація по ділянкам мережі 0,38 кВ

Параметр	№ S									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
S, кВА	80,0	77,5	75,0	70,0	65,0	55,0	44,0	33,0	21,0	9,0
Довжина ділянки l, км	70,0	80,0	75,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	60,0

Сумарна довжина умовної лінії електропередачі:

$$L_{\text{ЛЕП}} = \sum_{i=1}^{10} \Delta l = 885 \text{ м}$$

У відповідності до методики розрахунку побудуємо ступінчастий графік умовної лінії електропередачі 0,38 кВ (рис 2.14).

Одержаний ступінчастий графік замінимо аналітичною залежністю:

$$S(x) = S_{\text{max}} - \frac{S_{\text{max}} - S_{\text{min}}}{L_{\text{леп}}^2} x^2 = 80 - \frac{80 - 9}{0,885} x^2 = 80 - 90,651x^2$$

Результат розрахунку координат точок згідно моделі наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4. Результати розрахунку координат точок моделі

Довжина x , м	100,0	200,0	300,0	400,0	500,0	600,0	700,0	800,0
Значення $S(x)$, кВА	79,00	76,20	71,40	64,70	56,10	45,10	33,10	18,70

Модель втрат лінії 0,38 кВ наведена на рис. 2.14.

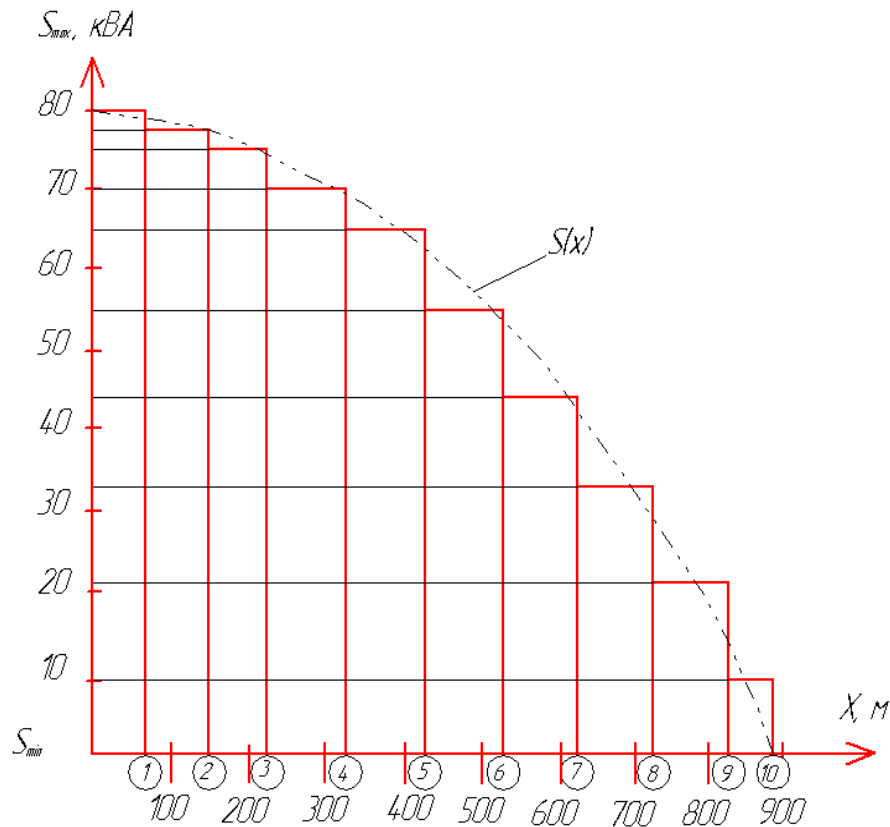


Рис. 2.14. Модель втрат лінії електропередачі 0,38 кВ.

Отримані графіки (ступінчастий $S = f(x)$) дають змогу стверджувати, що мережу 0,38 кВ із несуттєвими припущеннями можливо представити як квадратичну залежність потужності ділянки мережі від відстані до центру живлення.

Введемо поняття про умовну ПЛ і умовну КЛ.

Умовна ПЛ (КЛ) 0,38 кВ – це лінія електропередачі, що має довжину та сумарну потужність навантаження, які дорівнюють середнім арифметичним

значенням чи математичним очікуванням відповідних параметрів для всіх повітряних ліній структурного підрозділу.

Використаємо формулу (2.40) для визначення еквівалентних опорів умовної КЛ і умовної ПЛ 0,38 кВ. Через відсутність інформації про мережу, приймаємо такі припущення:

$$F_{\max} = \begin{cases} 50, & \text{для ПЛ } 0.38 \text{ кВ;} \\ 95, & \text{для КЛ } 0.38 \text{ кВ} \end{cases}; \quad (2.41)$$

$$F_{\min} = \begin{cases} 35, & \text{для ПЛ } 0.38 \text{ кВ;} \\ 50, & \text{для КЛ } 0.38 \text{ кВ} \end{cases} \quad (2.42)$$

$$S_{\text{ПЛ max}} = \bar{S}_{\text{ПЛ}}; \quad S_{\text{КЛ max}} = \bar{S}_{\text{КЛ}}, \quad (2.43)$$

де $\bar{S}_{\text{ПЛ}}$ та $\bar{S}_{\text{КЛ}}$ – значення потужностей навантаження КЛ і ПЛ.

Запишемо формули для визначення мінімальних потужностей навантаження ділянок умовних КЛ і ПЛ:

$$S_{\text{ПЛ min}} = \begin{cases} 0.1 \cdot \bar{S}_{\text{ПЛ}}, & \text{при } \bar{L}_{\text{ПЛ}} > 0.5 \text{ км;} \\ 0.3 \cdot \bar{S}_{\text{ПЛ}}, & \text{при } \bar{L}_{\text{ПЛ}} \leq 0.5 \text{ км} \end{cases}, \quad (2.44)$$

$$S_{\text{КЛ min}} = \begin{cases} 0.3 \cdot \bar{S}_{\text{КЛ}}, & \text{при } \bar{L}_{\text{КЛ}} > 0.5 \text{ км;} \\ 0.6 \cdot \bar{S}_{\text{КЛ}}, & \text{при } \bar{L}_{\text{КЛ}} \leq 0.5 \text{ км} \end{cases},$$

Коефіцієнти в наведених вище виразах визначені на основі обробки статистичних даних про мережу.

Формули розрахунку абсолютних значень $\bar{S}_{\text{ПЛ}}$ та $\bar{S}_{\text{КЛ}}$ не приводяться, так як розрахунок еквівалентних опорів умовних КЛ і ПЛ за формулами

(2.38) – (2.40) із урахуванням припущень (2.41) – (2.44) можливо виконати, представивши електричні навантаження ділянок у в.о., і на результати розрахунків це не впливає.

Еквівалентні опори всіх КЛ і ПЛ визначаються за виразами:

$$R_{\text{ЕПЛ}0.38} = \frac{R_{\text{ЕПЛ}0.38}}{n_{\text{ПЛ}0.38}}, \quad (2.45)$$

$$R_{\text{ЕКЛ}0.38} = \frac{R_{\text{ЕКЛ}0.38}}{n_{\text{КЛ}0.38}}, \quad (2.46)$$

Результуючий вираз для розрахунку еквівалентного опору ЛЕП 0,38 кВ має вигляд:

$$R_{\text{Е}0.38} = \frac{R_{\text{ЕПЛ}0.38} \cdot S_{\Sigma \text{ПЛ}0.38}^2 + R_{\text{ЕКЛ}0.38} \cdot S_{\Sigma \text{КЛ}0.38}^2}{(S_{\Sigma \text{ПЛ}0.38} + S_{\Sigma \text{КЛ}0.38})^2}, \quad (2.47)$$

де $S_{\Sigma \text{ПЛ}0.38}$ і $S_{\Sigma \text{КЛ}0.38}$ – значення математичних очікувань сумарних потужностей електричного навантаження, що приєднані до КЛ і ПЛ.

Математичні очікування сумарних потужностей електричного навантаження розраховуються за виразами:

$$S_{\Sigma \text{ПЛ}0.38} = \frac{n_{\text{ПЛ}0.38}}{n_{\text{ПЛ}0.38} + n^{\text{C}}_{\text{ПЛ}0.38}} \cdot \sum_{i=1}^{n_{\text{П}}/0.38} \left[k_{\text{зіПЛ} / \text{ПЛ}0.38} \cdot S_{i\text{ПЛ} / \text{ПЛ}0.38} + k_{\text{зіКЛ} / \text{ПЛ}0.38} \cdot S_{i\text{КЛ} / \text{ПЛ}0.38} \right], \quad (2.48)$$

$$S_{\Sigma \text{КЛ}0.38} = \frac{n_{\text{КЛ}0.38}}{n_{\text{КЛ}0.38} + n^{\text{C}}_{\text{КЛ}0.38}} \cdot \sum_{i=1}^{n_{\text{П}}/0.38} \left[k_{\text{зіПЛ} / \text{КЛ}0.38} \cdot S_{i\text{ПЛ} / \text{КЛ}0.38} + k_{\text{зіКЛ} / \text{КЛ}0.38} \cdot S_{i\text{КЛ} / \text{КЛ}0.38} \right], \quad (2.49)$$

де $n_{\text{П}}/0.38$ – це кількість груп силових трансформаторів з напругою НН 0,38 кВ;

- $n_{\text{ПЛ}0,38}^c, n_{\text{КЛ}0,38}^c$ — кількість КЛ і ПЛ споживачів напругою 0,38 кВ;
- $S_{\text{ПЛ} / \text{ПЛ}0,38}$ — значення сумарної потужності силових трансформаторів групи $U_{i/0,38}$, що приєднані до ПЛ напругою U_i , які живлять ПЛ 0,38 кВ;
- $S_{\text{КЛ} / \text{ПЛ}0,38}$ — значення сумарної потужності силових трансформаторів групи $U_{i/0,38}$, що приєднані до ПЛ напругою U_i , які живлять ПЛ 0,38 кВ;
- $S_{\text{ПЛ} / \text{КЛ}0,38}$ — значення сумарної потужності силових трансформаторів групи $U_{i/0,38}$, що приєднані до ПЛ напругою U_i , які живлять ПЛ 0,38 кВ;
- $S_{\text{КЛ} / \text{КЛ}0,38}$ — значення сумарної потужності силових трансформаторів групи $U_{i/0,38}$, що приєднані до ПЛ напругою U_i , які живлять ПЛ 0,38 кВ;
- $k_{\text{зіПЛ} / \text{ПЛ}0,38}$ — значення математичного очікування коефіцієнта завантаження силових трансформаторів, що приєднані до ПЛ напругою U_i , які живлять ПЛ 0,38 кВ;
- $k_{\text{зіКЛ} / \text{ПЛ}0,38}$ — значення математичного очікування коефіцієнта завантаження силових трансформаторів, що приєднані до КЛ напругою U_i , які живлять ПЛ 0,38 кВ;
- $k_{\text{зіПЛ} / \text{КЛ}0,38}$ — значення математичного очікування коефіцієнта завантаження силових трансформаторів, що приєднані до ПЛ напругою U_i , які живлять ПЛ 0,38 кВ;
- $k_{\text{зіКЛ} / \text{КЛ}0,38}$ — значення математичного очікування коефіцієнта завантаження силових трансформаторів, що приєднані до КЛ напругою U_i , які живлять ПЛ 0,38 кВ;

Отже, силові трансформатори, які живлять мережу 0,38 кВ, розбиті на 4 групи залежно від того, до яких ЛЕП 3-35 кВ вони приєднані, та які ЛЕП 0,38 кВ вони живлять. У випадках коли силовий трансформатор живить ПЛ і КЛ, його відносять до однієї з 4-х груп за переважною ознакою.

Сумарні потужності груп силових трансформаторів $U_{i/0,38}$ відомі, залишилось визначити значення математичних очікувань коефіцієнтів завантаження груп силових трансформаторів. Відомо, що коефіцієнти завантаження силових трансформаторів в першому наближенні прямо

пропорційні значенням довжини ліній електропередачі, від яких вони отримують живлення. На практиці найбільші довжини ліній електропередачі цих ступенів напруги зустрічаються в мережах, для яких характерні протяжні і малозавантажені лінії електропередачі. Відповідно, приєднані до них силові трансформатори також є малозавантажені.

Математичні очікування коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів будь-якої з 4-х груп, визначаються з допомогою методу лінійної апроксимації.

В табл. 2.5 та 2.6 наведені граничні значення довжин ЛЕП $L_{\min j}$, $L_{\max j}$ та коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів.

Таблиця 2.5. Граничні величини довжин ЛЕП 3-35 кВ.

$U_{\text{ном}}$, кВ	Тип ЛЕП	Мін. довжина, км	Макс. довжина, км
35	ПЛ	10,0	35,0
10	ПЛ	0,50	15,0
	КЛ	0,05	3,0

Таблиця 2.6. Граничні величини коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів.

$U_{\text{ном}}$, кВ	Група трансформаторів, що приєднані до:	Граничні значення коефіцієнтів завантаження силових трансформаторів, які живлять:	
		ПЛ	КЛ
35	ПЛ	0,6/0,2	-
	КЛ	0,6/0,2	-
10	ПЛ	0,5/0,1	0,6/0,1
	КЛ	0,6/0,25	0,8/0,3

Вираз для розрахунку значення математичного очікування коефіцієнта завантаження групи силових трансформаторів, які приєднані до ПЛ 10 кВ та живлять КЛ 0,38 кВ має вигляд:

$$k_{\text{ЗПЛ/КЛ0,38}} = k_{\text{ЗПЛ/КЛ0,38}}^{\min} + \frac{(k_{\text{ЗПЛ/КЛ0,38}}^{\max} - k_{\text{ЗПЛ/КЛ0,38}}^{\min})(L_{\text{Л10}} - L_{\min 10})}{(L_{\max 10} - L_{\min 10})} =$$

$$= 0,25 + \frac{(0,6 - 0,25)(L_{\text{Л10}} - 0,5)}{15 - 0,5} = 0,25 + \frac{0,35(L_{\text{Л10}} - 0,5)}{14,5}$$

де $L_{\text{Л10}}$ – значення середньої довжини ПЛ 10 кВ.

Формули апроксимації для силових трансформаторів інших груп та ступенів напруги складаються аналогічним чином.

Таким чином, шляхом тотожних перетворень, прийнявши деякі вимушені припущення, отримано алгоритм визначення еквівалентного опору лінії електропередачі 0,38 кВ за даними про узагальнені параметри мереж.

2.4.4. Розрахунок змінних втрат електричної енергії в лініях електропередачі за відсутності приладового обліку.

Дана методика передбачає можливість як індивідуального, так і групового розрахунку змінних втрат електричної енергії в ЛЕП. ЛЕП, для яких відсутня необхідні дані для проведення поелементного розрахунку (значення головних потоків електроенергії) енергії виділяють окрему групу. Для такої групи ЛЕП i -го ступеня напруги розраховують еквівалентний опір і втрати електричної енергії від сумарного перепуску електроенергії по них згідно формули:

$$\Delta W_{\text{Лі}}^{\text{БО}} = \frac{T_{\text{р}} \cdot R_{\text{ЕЛі}} \cdot (W_{\text{Лі}}^{\text{БО}})^2 \cdot d_i \cdot k_{\text{Ні}}}{1,05 \cdot U_{\text{Ні}}^2} \cdot (1 + \text{tg}\varphi_i), \quad (2.51)$$

де $T_{\text{р}}$ – кількість годин розрахункового періоду;

$R_{E\text{Лі}}$ – значення еквівалентного опору i -ї групи ліній без приладового обліку головного потоку електроенергії;

$W_{\text{Лі}}^{\text{БО}}$ – значення сумарного перепуску електроенергії по лінії i -ї групи без приладового обліку головного потоку електроенергії;

$U_{\text{Ні}}$ – значення номінальної напруги i -ї групи ліній;

$\text{tg}\varphi_i$ – значення коефіцієнту реактивної потужності i -ї групи ліній;

$k_{\text{Ні}}$ – значення коефіцієнту нерівномірності розподілу навантаження між фазами лінії i -ї групи ЛЕП;

d_i – значення дисперсійного коефіцієнту збільшення втрат електричної енергії, викликаних нерівномірністю графіка електричного навантаження i -ї групи ліній.

Сумарний перепуск електричної енергії по лінії без приладового обліку головного потоку електроенергії визначають як різницю між величиною перепуску електроенергії по лінії $W_{\text{Лі}}$, яка визначається згідно формули (2.26), та сумою головних потоків електроенергії ЛЕП, що оснащені приладами обліку головного потоку електроенергії::

$$W_{\text{Лі}}^{\text{БО}} = W_{\text{Лі}} - \sum_{S=1}^{N_{\text{ЛПЕ}}} W_{\text{ЛС}}^{\text{ГПЕ}}, \quad (2.52)$$

де $N_{\text{ЛПЕ}}$ – кількість ліній з приладовим обліком головного потоку електроенергії;

$W_{\text{ЛС}}^{\text{ГПЕ}}$ – значення головного потоку електроенергії s -ї лінії з приладовим обліком електроенергії.

Значення коефіцієнту реактивної потужності нормується для кожної ступені номінальної напруги мережі. Нормативні значення цього коефіцієнта наведені в табл. 2.7.

Таблиця 2.7. Нормативні значення коефіцієнту реактивної потужності

$U_{\text{номі}}, \text{ кВ}$	$\text{tg}\varphi_i$
154-6	0,750
0,380	0,650

Значення $\text{tg}\varphi_i$ можна приймати рівним середньому значенню за розрахунковий період.

Значення коефіцієнта нерівномірності розподілу електричного навантаження по фазах лінії 0,38 кВ приймають рівним 1,35, а для інших ступенів номінальної напруги приймають рівним 1.

Значення $k_{\text{н}}$ також може прийматися рівним середньому значенню, яке визначене на основі обробки експериментальних замірів значень струмів в фазах репрезентативної вибірки ліній, обсяг якої складає $> 10 \%$ усіх ліній ступеня номінальної напруги. Якщо середнє значення більше за 1,45, в процесі здійснення розрахунків значення $k_{\text{н}}$ беруть рівним 1,45.

Величину коефіцієнта нерівномірності розподілу електричного навантаження між фазами k -ї лінії 0,38 кВ розраховують за виразом:

$$k_{\text{нЕРК}} = 3 \cdot \frac{I_{\text{АК}}^2 + I_{\text{БК}}^2 + I_{\text{СК}}^2}{(I_{\text{АК}} + I_{\text{БК}} + I_{\text{СК}})^2} \cdot \left(1 + 1.5 \cdot \frac{R_{\text{НК}}}{R_{\text{ФК}}} \right) - 1.5 \cdot \frac{R_{\text{НК}}}{R_{\text{ФК}}}, \quad (2.53)$$

де $I_{\text{АК}}, I_{\text{БК}}, I_{\text{СК}}$ – величини виміряних фазних струмів фаз k -ї лінії;

$R_{\text{НК}} / R_{\text{ФК}}$ – значення відношення опорів нульового та фазного провідників k -ї лінії.

Дисперсійний коефіцієнт збільшення втрат електричної енергії, що викликані нерівномірністю графіка електричного навантаження відрізняється для різних ступенів напруги мережі. Цей коефіцієнт приймається однаковим для всіх елементів мережі однакового ступеня напруги, окрім ліній, втрати

електричної енергії в яких визначаються за індивідуальними даними – для таких ліній він заданий в явному вигляді.

Для ступеня з найбільшим значенням номінальної напруги підрозділу дисперсійний коефіцієнт визначають за виразом:

$$d = 1 + \frac{(P_{\max} - \bar{P})^2 (\bar{P} - P_{\min})}{2 \cdot \bar{P}^2 \cdot [2 \cdot (P_{\max} - \bar{P}) + (\bar{P} - P_{\min})]}, \quad (2.54)$$

де $P_{\max}, \bar{P}, P_{\min}$ – макс., середнє та мін. навантаження підрозділу.

Значення середнього навантаження підрозділу розраховують за виразом:

$$P = \frac{(W_{\text{БТВ}\Sigma}^C + W_{\text{В}\Sigma}^C) + (W_{\text{БТВ}\Sigma}^{\text{CYC}} + W_{\text{В}\Sigma}^{\text{CYC}})}{T_P}, \quad (2.55)$$

де $W_{\text{БТВ}\Sigma}^C, W_{\text{В}\Sigma}^C, W_{\text{БТВ}\Sigma}^{\text{CYC}}, W_{\text{В}\Sigma}^{\text{CYC}}$ – це сумарні значення безвтратної і втратної віддачі електричної енергії споживачам та сусіднім підрозділам за.

Значення $P_{\max}, P_{\min}$, особливо в процесі виконання розрахунків для електричних мереж задаються користувачами, і, як правило, можуть бути недостовірними. Через це, значення дисперсійного коефіцієнта та величина розрахункових втрат електроенергії виявляються заниженими.

Якщо розрахована величина дисперсійного коефіцієнта для найвищого ступеня напруги підрозділу не перевищує його мінімального значення, то в процесі розрахунку втрат електричної енергії значення цього коефіцієнта приймають рівним мінімальному табличному значенню.

У таблиці 2.8 наведені мінімальні значення дисперсійного коефіцієнта d_i .

Таблиця 2.8. Мінімальні значення d_i

Розрахунковий період	Номінальна напруга підрозділу, кВ			
	110	35	10	0,380
Січень	1,280	1,330	1,390	1,440
Лютий	1,290	1,360	1,430	1,510
Березень	1,300	1,390	1,480	1,570
Квітень	1,310	1,420	1,520	1,630
Травень	1,320	1,440	1,570	1,690
Червнь	1,330	1,470	1,610	1,750
Липень	1,330	1,470	1,610	1,750
Серпень	1,320	1,440	1,570	1,690
Вересень	1,310	1,420	1,520	1,630
Жовтень	1,300	1,390	1,480	1,570
Листопад	1,290	1,360	1,430	1,510
Грудень	1,280	1,330	1,390	1,440

На ступенях більш нижчої номінальної напруги «коливання» значень електричних навантажень протягом розрахункового періоду більш ширші, ніж на ступенях вищої номінальної напруги, та, відповідно, значення d_i дещо більші. Коефіцієнти перерахунку значень d_i з одного ступеня на інші приведені в табл. 2.9.

Таблиця 2.9. Коефіцієнти перерахунку d_i

Розрахунковий період	110 → 35 кВ	35 → 10 кВ	10 → 0,38 кВ
Січень	1,0430	1,0420	1,0400
Лютий	1,0560	1,0530	1,0500
Березень	1,0680	1,0640	1,0600
Квітень	1,0810	1,0750	1,0690
Травень	1,0920	1,0850	1,0780
Червень	1,1040	1,0940	1,0860
Липень	1,1040	1,0940	1,0860
Серпень	1,0920	1,0850	1,0780
Вересень	1,0810	1,0750	1,0690
Жовтень	1,0680	1,0640	1,0600
Листопад	1,0560	1,0530	1,0500
Грудень	1,0430	1,0420	1,0400

Висновки до розділу

1. Методика розрахунку втрат електроенергії в транзитних лініях та розподільних мережах значно відрізняється. Це пояснюється структурою електричних мереж і наявністю (чи відсутністю) приладів обліку і контролю споживання електричної енергії.

2. Розрахунок втрат електроенергії в транзитних ЛЕП пропонується виконувати лише поелементно, без здійснення еквівалентування ЛЕП, силових трансформаторів.

3. Методика розрахунку технологічних втрат електричної енергії в розподільних мережах передбачає розрахунок еквівалентних опорів ліній і силових трансформаторів для різних класів напруг. Наявні дані по обліку електроенергії в електричних мережах напругою 35-3 кВ дає змогу

розрахувати значення еквівалентного опору ЛЕП, яка складається декількох ділянок, та визначити еквівалентний опір групи ліній.

4. Проведені в роботі дослідження методів розрахунку втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ показали, що для розрахунку втрат електроенергії в мережах напругою 0,38 кВ найдоцільніше застосовувати «модель втрат» лінії електропередачі.

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАХОДІВ З ВДОСКОНАЛЕННЯ НОРМУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Відповідно до [21] ефективність планування заходів зі зменшення втрат (ЗЗВ) електроенергії залежить від точності розрахунку їх складових, яка визначається інформаційною та методичною похибками й безпосередньо пов'язана з обсягом та якістю вихідної інформації. Разом з тим, в електромережах практично відсутні повноцінні системи технічного моніторингу. Пофідерний аналіз звітних технологічних втрат електроенергії зводиться до визначення різниці між надходженням електроенергії та її корисним відпуском у межах балансової належності за показами приладів обліку. Внаслідок неодночасності реєстрації показів лічильників знижується достовірність звітних ТВЕ.

Нормативні значення ТВЕ в умовах неповноти вихідної інформації оцінюються за спрощеними моделями з використанням статистичної інформації про навантаження, а також незмінними протягом року схемами електромереж з параметрами, які також приймаються постійними, тобто їх достовірність також є обмеженою. Інформація ж стосовно режимних параметрів електричних мереж взагалі не враховується або фіксується епізодично. Таким чином, значення понаднормативних витрат електроенергії в електричних мережах, для зниження яких розробляються електрозберігаючі заходи, оцінюються настільки наближено, що виявити ефект від впровадження останніх часто є неможливим. Це знижує довіру до проектів з підвищення енергоефективності мереж і, таким чином, доцільність їх фінансування та реалізації стає сумнівною.

Виходячи з цього, важливою проблемою залишається впровадження обґрунтованих методів нормування ТВЕ з використанням інформаційно-вимірювальних систем обласних енергопостачальних компаній. Для вирішення даної проблеми, на нашу думку, доцільним є розробка та впровадження математично-програмних засобів у поєднанні з відповідним

інформаційним забезпеченням, що є актуальним для розв'язання низки практичних завдань з підвищення ефективності функціонування систем електропостачання.

Задача нормування ТВЕ в розподільних електромережах є комплексною задачею, а її розв'язання передбачає наступні етапи:

- підготовка вихідної інформації для розрахунку навантажувальних витрат електроенергії;
- вибір методу та виконання розрахунку;
- оцінювання інтервалу невизначеності результатів;
- оцінювання похибки результатів розрахунку;
- оцінювання спостережності мереж в контексті розв'язуваної задачі.

Вихідні дані для розрахунку витрат на розробку та впровадження даного програмного комплексу приведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Вихідні дані для розрахунку витрат на розробку програмного забезпечення

Показники, впливаючі фактори, одиниці виміру	Позначення	Характеристика або величина
1. Запланований термін розробки, днів	F_{pq}	60
2. Група задачі підсистеми управління (1-6)		2
3. Ступінь новизни задачі(А, Б, В, Г)		В
4. Складність алгоритму (1, 2, 3)		1
5. Кількість видів використаної інформації — змінної інформації — нормативно-довідкової інформації — використання банку даних	m n p	0 2 1
6. Складність контролю вхідної та вихідної інформації(11; 12; 21; 22)		12; 22
7. Мова програмування, її рівень		C++, JavaScript
8. Використання типових програм, ППП, стандартних модулів		Використ.
9. Норматив додаткової зарплати при виготовленні ПЗ, %	H_q	10%
10. Норматив відрахувань у соціальні фонди, %	H_c	22%
11. Норматив загальногосподарських витрат, %	H_r	25%
12. Норматив витрат на освоєння нових мов програмування, %	H_n	2%

Розрахунок трудомісткості розробки програмної продукції

Для розрахунку трудомісткості розробки програмної продукції використаємо типові норми часу, що охоплюють усі стадії розробки програмної документації: технічне завдання, ескізний проект, технічний проект, робочий проект, впровадження у виробництво.

Трудомісткість розробки за типовими нормами коригується на стадіях технічного проекту та робочого проекту. Величина поправочних коефіцієнтів залежить від ступеня новизни задачі, складності алгоритму, кількості видів використовуваної інформації. Коригування проводиться шляхом перемноження поправочного коефіцієнта на норму трудомісткості. Результати розрахунку трудомісткості розробки програмного забезпечення зведені до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. Визначення трудомісткості розробки програмного забезпечення

Стадії розробки	Трудомісткість за типовими нормами, люд-дні	Поправочні коефіцієнти	Скорегована трудомісткість, люд-дні
Технічне завдання (ТЗ)	32	-	32
Ескізний проект (ЕП)	38	-	38
Технічний проект (ТП)	50	1,5	75
Робочий проект(РП)	410	1,3	533
Впровадження(ВП)	62	-	62
Всього			740

Визначення чисельності виконавців і планового фонду зарплати

Чисельність інженерів-програмістів для розробки програмного забезпечення визначається за формулою

$$Ч_n = \frac{T_{nz}}{F_{pq} - H_{ев}}, \quad (3.1)$$

де F_{pq} - плановий фонд робочого часу одного спеціаліста, днів,

$H_{\text{ев}}$ – невиходи з поважних причин, днів;

$T_{\text{пз}}$ – трудомісткість розробки програмного забезпечення люд-дні,

$$Чп = \frac{740}{60-2} = 13 \text{ чол.}$$

Орієнтовно чисельність інженерів-електронщиків можна визначити за нормами обслуговування персональних комп'ютерів за зміну ($H_{\text{пк}}=12-15$ одиниць)

$$Ч_{\text{ел}} = \frac{K_{\text{пк}}}{H_{\text{пк}}} \cdot S, \quad (3.2)$$

де $K_{\text{пк}}$, - кількість персональних комп'ютерів на підприємстві (з урахуванням змінності роботи),шт.

S - прийнята змінність роботи.

$$Ч_{\text{ел}} = \frac{16}{15} \cdot I = I_{\text{чол.}}$$

Чисельність інженерів-системотехніків визначається в залежності від функціональних обов'язків, пов'язаних з боротьбою з вірусами, збоями в роботі технічних засобів, виправленнями помилок в роботі операційних систем, наданням консультацій, тощо. При наявності ПК до 80 одиниць необхідно один спеціаліст в зміну.

Штатний розклад виконавців наведено в таблиці 3.3:

Таблиця 3.3. Штатний розклад

Посада виконавців	Розрахунков а чисельність людей	Середньомісячний оклад, грн.	Фонд зарплати, за плановий період, грн.
Керівник розробки	1	9500	28500
Інженер програміст	13	8500	331500
Інженер електронщик	1	8100	24300
Інженер системотехнік	1	7700	23100
Всього за плановий період	16	-	Фзп=407400

Розрахуємо середньоденну зарплату одного виконавця:

$$Зсд = \frac{\Phi_{зн}}{Ч \cdot Frq} = \frac{407400}{16 \cdot 60} = 424,38 \text{ грн}, \quad (3.3)$$

Розрахунок капітальних вкладень та амортизаційних відрахувань у розробника програмної продукції

Балансова вартість будівель визначається з урахуванням кількості робочих місць виконавців, питомої площі на одне робоче місце, та вартості одного квадратного метра виробничої площі

$$Буд = R_{сп} \cdot S_y \cdot Ц_{пл}, \quad (3.4)$$

де $R_{сп}$ – кількість робочих місць виконавців, шт.

S_y – питома площа на одне робоче місце, m^2 ,

$Ц_{пл}$ – вартість одного квадратного метра площі, грн.

Ціна одного квадратного метру площі складає 8550 *грн./м²*. На кожне робоче місце у середньому потрібно 5 *м²*.

$$Буд = 16 \cdot 5 \cdot 8550 = 684000 \text{ грн.}$$

Вартість передавальних пристроїв може бути прийнято на рівні 10% від вартості будівель і в даному випадку складе 68400 грн.

Балансова вартість інвентарю приймається за нормою 2300 грн. в розрахунку на одне робоче місце.

$$Инв = R_{сп} \cdot Ц_m = 16 \cdot 2300 = 36800 \text{ грн.}, \quad (3.5)$$

Балансова вартість обчислювальної техніки визначається в залежності від необхідності згідно таблиці 3.4.

Таблиця 3.4. Балансова вартість засобів обчислювальної техніки.

Найменування обчислювальної техніки	Кількість, шт.	Середня ціна за одиницю, грн.	Витрати на транспортування, монтаж та наладку, грн	Загальна вартість, грн.
Персональні комп'ютери	16	18500	1520	297520
Принтери	4	5400	840	22440
Сканери	2	1720	440	3880
Мережеве обладнання	1	12800	1300	14100
Всього	-	-		337940

Вартість вимірювальних пристроїв та вартість іншого обладнання може бути прийнятою у розмірі 5% від вартості персональних комп'ютерів

Таблиця 3.5. Вартість основних фондів та амортизаційні відрахування у розробника.

Групи та види основних фондів	Балансова вартість, грн.	Амортизація	
		Норма, %	Відрахування, грн.
1. Будівлі	684000	5%	34200
2. Передавальні пристрої	68400	5%	3420
3. Обчислювальна техніка	337940	25%	84485
4. Вимірювальні пристрої	6890	15%	1033
5. Господарський інвентар	36800	15%	5520
6. Інше обладнання	5855	10%-	586
Разом	1139885	-	129244

Визначення собівартості розробки та ціни програмної продукції

Основна зарплата виконавців:

$$Z_o = \frac{Z_{cd} \cdot T_{nz}}{N} = \frac{424,38 \cdot 740}{10} = 31404 \text{ грн.}, \quad (3.6)$$

де N – кількість екземплярів програм, що розробляються.

Додаткову заробітну плату оплата відпусток, виконання державних та суспільних обов'язків) визначається на рівні 10% від основної:

$$Зд = \frac{Зо \cdot Нд}{100\%} = \frac{31404 \cdot 10}{100} = 3140 \text{ грн}, \quad (3.7)$$

де $Нд$ – норматив додаткової зарплати, %

Відрахування в соціальні фонди (єдиний соціальний внесок):

$$Соц = \frac{Нс(Зо + Зд)}{100\%} = \frac{22\%(31404 + 3140)}{100\%} = 7600 \text{ грн}, \quad (3.8)$$

де $Нс$ – відрахування в соціальні фонди, %

Загальногосподарські витрати (на електроенергію, ремонт і утримання приміщень і т.д) визначаються за нормативом від основної зарплати виконавців:

$$Госп = \frac{Зо \cdot Нг}{100\%} = \frac{31404 \cdot 45\%}{100\%} = 14132 \text{ грн}, \quad (3.9)$$

де $Нг$ – норматив загальногосподарських витрат, %

Витрати на матеріали для розробки програмної продукції визначаються за нормами споживання та діючими цінами за одиницю:

- вартість паперу $ЗМ1 = 2580$ грн.
- вартість запам'ятовуючих пристроїв $ЗМ2 = 1350$ грн.
- вартість фарби, картриджей, тонеру $ЗМ3 = 1920$ грн.

Витрати на матеріали складають: $ЗМ = 5850$ грн.

Витрати на освоєння нових мов програмування та операційних систем визначаються за нормативом від основної зарплати виконавців:

$$Он = \frac{Зо \cdot Нп}{100\%} = \frac{31404 \cdot 20\%}{100\%} = 6281 \text{ грн}, \quad (3.10)$$

де $Нп$ - норматив витрат на освоєння нових мов програмування, %

Витрати на амортизацію основних фондів визначаються з врахуванням терміну розробки програмної продукції та кількості екземплярів програм N , що одночасно розробляються:

$$Ам = \frac{Ар \cdot N_{міс}}{N \cdot 12} = \frac{129244 \cdot 3}{10 \cdot 12} = 3231 \text{ грн}, \quad (3.11)$$

Повна собівартість ПЗ визначається як сума витрат за попередніми статтями калькуляції

$$C_n = Z_o + Z_d + C_{oc} + G_{ocn} + Z_m + O_n + A_m,$$

Результати розрахунку собівартості розробки програмної продукції наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6. Калькуляція собівартості розробки програмного забезпечення задачі

Найменування статей витрат	Позначення	Величина, грн.	Питома вага, %
1. Основна зарплата виконавців	З _о	31404	44
2. Додаткова зарплата виконавців	З _д	3140	4,4
3. Відрахування на соціальні потреби	Соц	7600	10,6
4. Загальногосподарські витрати	Госп	14132	19,7
5. Витрати на матеріали	З _м	5850	8,2
6. Освоєння нових операційних систем, мов програмування	О _п	6281	8,6
7. Амортизація основних фондів	А _м	3231	4,5
8. Повна собівартість програмного забезпечення	С _п	71638	100

Визначення об'єму капітальних вкладень у споживача програмної продукції

Додаткові капіталовкладення для впровадження програмного комплексу включають в себе: ціну обладнання, витрати на доставку, монтаж та пусконаладжувальні роботи; вартість програмної продукції.

Таблиця 3.7. Розрахунок вартості обладнання у споживача програмної продукції

№ з/п	Назва об'єкту капіталовкладень	Кіл-ть	Ціна за одиницю, грн	Вартість всього, грн
1	Програмна продукція	1	71638	71638
2	Комп'ютер збору даних ARTLINE Gaming X39 v17	8	18560	148480
3	Сервер моніторингу Dell PowerEdge T30	2	34520	69040
4	АРМ диспетчера ARTLINE WorkStation W52 v01	1	22520	22520
6	Принтер HP LaserJet Pro M227	3	7965	23895
7	Комп'ютерна мережа Ethernet		35600	35600
8	Блок моніторингу	15	17850	267750
	Всього			638293

Витрати на доставку, монтаж та пусконаладжувальні роботи можуть бути прийняті у розмірі 12% від вартості обладнання та програмної продукції. Отже додаткові капіталовкладення у споживача програмної продукції:

$$K_d = 638293 \cdot (1 + 0,01 \cdot 12) = 715594 \text{ грн}$$

Визначення експлуатаційних витрат у споживача програмної продукції

Річні експлуатаційні витрати у споживача програмної продукції включають в себе:

- заробітна плата персоналу на виконання робіт по профілактичному обслуговуванню засобів обчислювальної техніки:

$$Z_p = T_p \cdot Z_e \cdot (1 + 0,01 \cdot H_q) \cdot (1 + 0,01 \cdot H_c), \quad (3.12)$$

де T_p – річна трудомісткість профілактичних робіт, нормо-годин;

Z_e – тарифна ставка обслуговуючого персоналу, грн./год;

$$Z_p = 625 \cdot 44,55 \cdot (1 + 0,01 \cdot 10) \cdot (1 + 0,01 \cdot 22) = 37366 \text{ грн}$$

- вартість експлуатаційних матеріалів. Може бути прийнята на рівні 20% від Z_p :

$$M_e = 37366 \cdot 20\% = 7473 \text{ грн}$$

- витрати на електроенергію визначаються з урахуванням потужності обладнання ($\Pi_{ел}$) в кіловатах, часу експлуатації технічних засобів (T_p) в годинах та ціни однієї кіловат-години ($\Pi_{ел}$).

$$B_{ел} = \Pi_{ел} \cdot T_p \cdot \Pi_{ел} = 12,2 \cdot 5820 \cdot 2,0996 = 149080 \text{ грн} \quad (3.13)$$

- витрати на амортизацію визначаються на основі річних норм амортизаційних відрахувань (Ha) та вартості програмної продукції і основних фондів ($Kд$):

$$A_p = \frac{Kд \cdot Ha}{100\%} = \frac{715594 \cdot 25\%}{100\%} = 178899 \text{ грн}, \quad (3.14)$$

Сумарні річні експлуатаційні витрати:

$$B_{екс} = Z_p + M_e + B_{ел} + A_p = 37366 + 7473 + 149080 + 178899 = 372818 \text{ грн}$$

Розрахунок економічної ефективності впровадження програмного комплексу нормування TBE

При визначенні економічної ефективності витрат на реалізацію заходів щодо зниження втрат електроенергії розглядають заходи двох видів:

- заходи, капітальні вкладення в які, експлуатаційні витрати і техніко-економічні показники змінюються за роками розрахункового періоду;
- заходи, витрати на які здійснюють одноразово, а експлуатаційні витрати і техніко-економічні показники є стабільними протягом терміну окупності, який не перевищує одного року.

Для інвестиційних проектів з невеликими термінами окупності та постійними поточними показниками протягом року як критерії ефективності

можна використовувати поточний річний чистий прибуток Π_p і термін окупності $T_{ок}$.

Поточний річний чистий прибуток визначають за формулою:

$$\Pi_p = D - B_{ек}, \quad (3.15)$$

де D - зниження річної вартості технологічних витрат від впровадження запропонованих заходів, грн. Може бути визначено як добуток розрахункового значення річного зниження ТВЕ δW у кВт год та вартості електроенергії b грн/кВт год.

$$D = b \cdot \delta W, \quad (3.16)$$

$B_{ек}$ – сумарні річні експлуатаційні витрати, грн.

За розрахунковими даними, впровадження енергопостачальною компанією програмного комплексу по нормуванню ТВЕ дозволить зменшити витрати електроенергії приблизно на 1% або на 695000 кВт год на рік.

$$D = 1,587 \cdot 700000 = 1102965 \text{ грн}$$

$$\Pi_p = 1102965 - 372818 = 730147 \text{ грн}$$

Період окупності додаткових капіталовкладень на впровадження програмного комплексу за рахунок одержуваної при цьому економії електроенергії:

$$T_{ок} = \frac{K\delta}{\Pi_p} = \frac{715594}{730147} \approx 1 \text{ рік}. \quad (3.17)$$

Висновки.

Як показали розрахунки, впровадження електропостачальними компаніями програмного комплексу з нормування ТВЕ є економічно вигідним. Запропоновані заходи дозволяють забезпечити адекватність розрахункових моделей, що використовуються для нормування витрат електроенергії за рахунок врахування динаміки електричних мереж (зміни топології, положення комутаційних апаратів, експлуатаційних умов, тощо). В свою чергу, це дає можливість електропостачальним компаніям більш обґрунтовано підходити до розв'язання завдань зі зниження технологічних витрат електроенергії.

Таблиця 3.8. Техніко-економічні показники впровадження програмного комплексу по нормуванню ТВЕ

Показники	Одиниця виміру	Величина
1. Трудомісткість розробки програмного забезпечення	люд.-дн.	740
2. Повна собівартість розробки програмного забезпечення	грн.	71638
3. Додаткові капіталовкладення у споживача програмного комплексу	грн.	715594
4. Річні експлуатаційні витрати у споживача програмного комплексу	грн.	372818
5. Поточний річний чистий прибуток від зниження втрат електроенергії	грн.	730147
6. Період окупності додаткових капіталовкладень	років	1

ЗАКЛЮЧЕННЯ

Методика розрахунку втрат в транзитних лініях і розподільчих мережах істотно відрізняється. Це пояснюється структурою мереж і наявністю засобів обліку і контролю за споживанням енергії.

Аналітичний огляд існуючих методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах показав, що метод характерних режимів може застосовуватись для розрахунку втрат електроенергії в транзитній електричній мережі при умові наявності інформації про навантаження вузлів мережі, яка періодично надходить до обчислювального центру енергосистеми.

Методика розрахунку технологічних втрат енергії в розподільчих мережах пропонує розрахунок еквівалентних (групових) опорів ЛЕП і трансформаторів для кожного класу напруг. Наявна інформація по обліку в мережах 35-3 кВ дозволяє розрахувати еквівалентний опір лінії, що складається із n ділянок, а також еквівалентний опір групи ЛЕП.

Проведений в роботі аналіз методів розрахунку втрат електроенергії показав, що статистичні методи розрахунку втрат електроенергії рекомендується застосовувати для визначення втрат електроенергії в мережах номінальною напругою 0,38 кВ та з метою визначення залежностей значень втрат електроенергії від значень основних факторів, що впливають на роботу електричних мереж всіх класів напруги.

Під час використання методики нормування технологічних витрат електроенергії необхідно чітко усвідомлювати, що значення технологічних витрат розраховані з певною похибкою, яка залежить від точності визначення вихідних даних та припущень, що прийняті у методиках нормування.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Галюга А. В. Щодо уточнення розрахунку технологічних витрат електричної енергії / А. В. Галюга, А. Л. Приступа // Збірник матеріалів науково-технічної конференції : тези конф. - Суми, 2014. - 182 с.
2. Мажажихов А.А. Особенности учета потерь электроэнергии / А.А. Мажажихов // Материалы конференции профессорско-преподавательского состава и студентов ИВЭСЭП 19 апреля 2006 г. - СПб.: Изд-во Знание, ИВЭСЭП, 2006. - С. 28-32.
3. Заслонов С.В. Расчет технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 0,38-10 кВ / С.В. Заслонов, М.А. Калинкина // Энергетик. - 2002. - № 7. - С. 21-22.
4. Герасименко А.А. Расчет потерь электроэнергии и рабочих режимов в распределительных сетях энергосистем / А.А. Герасименко, Г.С. Тимофеев // Оптимизация режимов работы систем электроприводов: Межвуз. сб. науч. тр. - Красноярск, 2002. - С. 75-95.
5. Воротницкий В. Э., Туркина О. В. Оценка погрешностей расчета переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за неучета метеоусловий / Энергосистемы и электрические сети. – 2008. – №10.
6. Железко Ю.С. Классификация методов расчёта потерь электроэнергии в электрических сетях по ширине интервала неопределённости и получаемого результата. – М.: ВНИИЭ, 1986. – 451 с.
7. Инструкция по учету электрической энергии в электросистемах. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1983. – 105с.
8. Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Казанцев В.Н. и др. Потери электрической энергии в электрических сетях энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 439 с.
9. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 382 с.

10. Руководящие указания по учёту потерь на корону и потерь от короны при выборе проводов воздушных линий электропередачи переменного тока 330-750кВ. – М.: СУНТИ ОРГРЭС, 1975.
11. Нормування технологічних витрат електричної енергії на передачу по електричним мережах. ВАТ “Львів ОРГРЕС”, 2001.
12. Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами. – К.: НКРЕ, 1997.
13. Соколов В.М. Использование генераторов в режиме синхронного компенсатора. – М.: Энергия, 1968. – 462 с.
14. Железко Ю.С. Погрешности учета электроэнергии. – М.: Электрические станции, 1984, №1.
15. Лазебник И.В., Тимофеев В.А., Элиассон Л.А., Штейнгауз В.Е. Планирование потерь электрической энергии в основных сетях энергосистем. – М.: ВНИИЭ, 1986. – 621с.
16. Воротницкий В.Э., Рыбакова В.И. Комплекс программ расчёта и анализа потерь мощности и электроэнергии в замкнутых электрических сетях на основе их эквивалентирования. – М.: ВНИИЭ, 1986. – 586с.
17. Бебко В.Г., Жеженный С.Я., Стафийчук В.Г. Методика расчета расхода электрической энергии на ее транспорт в сельских электрических сетях напряжением 6 – 110 кВ. // Электрические станции. 1983. – №5.
18. Анисимов Л.Г. и др. Алгоритмическое и программное обеспечение задач расчета и анализа потерь энергии в электрических сетях в новых экономических условиях. – М.: Информэнерго, 1990 (сер. Средства и системы управления в энергетике, вып. 7.)
19. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / Под общ. ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 652с.
20. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

21. 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

22. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 03.03. “Електротехнічні системи електроспоживання” та спеціалізації “Енергетичний контроль і маркетинг в електроенергетиці” / Укл. А.П. Свірідов. – Кіровоград: КДТУ, 2002. – 75с.

23. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.

24. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов. – Москва: Энергия, 1979. – 408с.

25. Князевский Б.А., Марусова Т.П., Чекалин Н.А., Шипунов Н.В. Охрана труда в электроустановках. – Москва, Энергоатомиздат – 1983. – 333 с.

26. Жидецкий В.Ц. Основы охорони праці /Підручник /. – Львів, – 2002.

27. Практикум із охорони праці: Навчальний посібник. / За редакцією Житецького. – Львів, - 2002.

28. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для энергетических специальностей ВУЗ-ов. 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

29. Бургсдорф В. В., Никитина Л. Г. Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по току их проводов // Электричество. – 1989. – №11. – С. 7 – 14.

30. Зарудский Г. К., Зиннер Л. Э., Сыромятников С. Ю. Расчет температуры проводов воздушных линий электропередачи СВН на основе метода критериального планирования эксперимента // Вестник МЭИ. – 1997. – №12. – С. 17 – 23.

31. Левченко И. И., Сацук Е. И. Нагрузочная способность и мониторинг воздушных линий электропередачи в экстремальных погодных условиях // Электричество. – 2008. – №4. – С. 2 – 8.
32. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
33. Мірошник О. О. Методи та підходи до розрахунку втрат електричної енергії в розподільчих електричних мережах / Праці ТДАТА «Наукове фахове видання». – Мелітополь: ТДАТА, 2007. – Вип. 7, Т. 3.
34. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Поліщук А. Л. Інформаційне забезпечення розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах / Вісник ХНТУСГ «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України» – Харків: ХНТУСГ, 2007. – Вип. 57, Т. 1.
35. Черемісін М. М., Зубко В. М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням, – Харків: Факт, 2005.

Охорона праці

Аналіз шкідливих та небезпечних факторів при обслуговуванні повітряних ліній

Повітряні лінії електропередачі (ПЛ) систем внутрішнього електропостачання промислових підприємств напругою 220/380 В і 6, 10 і 35кВ, розташовані на території підприємства, а також за його межами, які обслуговуються електротехнічним персоналом підприємства представляють підвищену небезпеку як для електротехнічного персоналу, так і для інших людей, розташованих в їх зоні. Хоча провoda ПЛ розташовані на недосягаємій для людей висоті, можливе небезпечне наближення до них при проходженні транспортних засобів і переміщення грузопідйомних машин. Не виключені випадки обриву і падіння проводів, які знаходяться під напругою, і випадкове доторкання до них приходящих людей. Наближення до місця замикання проводу ПЛ в зоні розтікання струму представляє небезпеку ураження струмом під дією шагової напруги.

Значну небезпеку представляє ПЛ для електромонтера-обхідника, який проводить огляд у нічний час (в темноті помітні дефекти в контактах, які визивають їх нагрів і іскріння) із-за небезпеки наступити на обірваний провід. Ще більше небезпечний дотик до проводу ВЛ при підйомі на опору не відключеної лінії, наприклад для проведення електрозамірів або накладання помилкового заземлення, при цьому поміж враження струмом існує небезпека падіння людини з висоти.

Розглянемо основні заходи електробезпеки при експлуатації ВЛ напругою 6 – 35 кВ. Згідно ПБЕЕ роботи на ПЛ у відношенні заходів безпеки підрозділяються на наступні категорії:

- виконання на відключеній лінії поодаль від інших діючих ліній;
- виконання на відключеній лінії поблизу інших діючих ліній;
- виконання на лінії, яка знаходиться під напругою.

В залежності від категорії робіт слід застосовувати ті чи інші організаційні і технічні заходи, які забезпечують електробезпеку.

Організаційні заходи по усуненню шкідливих та небезпечних факторів при обслуговуванні повітряних ліній

Організаційні заходи – це оформлення робіт нарядом чи розпорядженням, допуск ремонтної бригади до роботи, надзор під час роботи за безпекою працюючих, оформлення в наряді закінчення роботи.

По нарядах по ВЛ повинні виконуватись наступні роботи:

- потребуючі підйому на опори більше 3 м від рівню землі до ніг працюючого;
- роботи з заміною або реконструкцією елементів опори, а також з відкопуванням стойки опори на глибину більше 5 м;
- роботи пов'язані з дотиком до проводів, трас або ізоляторам (рукою, оперативною або замірною штангою і т.п.), з застосуванням грузопідйомних машин і механізмів в межах охоронної зони ПЛ, яка знаходиться під напругою;
- роботи по вирубці дерев поблизу проводів ПЛ.

Без наряду по усному розпорядженню можуть виконуватись роботи на відключених лініях і лініях, які знаходяться під напругою, і не потребують підйому на опору чи з підйомом на опору не вище 3 м від землі без заміни або реконструкції елементів опори, а також роботи по розчищенню траси, коли виключена можливість падіння дерев на проводи, і робіт з використанням вантажопідйомних машин і механізмів за межами охоронної зони.

Усні розпорядження на виконання робіт на ПЛ можуть бути дані на термін не більше трьох діб, при цьому оперативний персонал, керуючий відключенням лінії яка ремонтується, робить відповідний запис в оперативному журналі з вказівками змісту роботи і терміну її виконання, умов виконання у відношенні до заходів безпеки, складу бригади з

вказівками прізвищ і кваліфікаційних груп виконавців робіт і членів його бригади.

Виконавець робіт може перейти до виконання завдання, вказаного в наряді тільки після отримання дозволу оперативного персоналу, завідуючий відключенням ПЛ. Воно може бути передано безпосередньо або через відповідального керівника. Такого дозволу не потрібно, якщо роботи будуть виконуватись по розпорядженню (без наряду), а також по наряду, якщо робота передбачена без зняття напруги. Дозвіл на початок робіт може бути виданий одночасно з врученням наряду або пізніше по телефону або запискою навмисно.

Якщо лінія на якій передбачена робота, до моменту видачі наряду вже відключена і заземлена, відповідальний керівник може дати виконавцю робіт дозвіл розпочати роботу негайно по прибутті на місце, про що й записувалось в графі наряду "Повідомлення про відключення ліній". Дозвіл приступити до роботи на ПЛ оформляється виконавцем робіт в наряді в таблиці "Оформлення дозволу приступити до роботи і закінчення роботи", де вказуються дата і час отримання дозволу, термін закінчення роботи, посада і прізвище особи, яка дала дозвіл, і спосіб, яким воно було передано (по телефону, радіо, запискою і т.п.). Правилами забороняється видавати дозвіл на початок робіт з відключенням лінії в заздалегідь обумовлений час, якщо до моменту видачі дозволу лінія ще знаходиться під напругою. На практиці може виявитися, що ПЛ до наміченого строку по якій-небудь причині не буде відключена і бригада на місці робіт може опинитись в умовах надзвичайної небезпеки. Тільки після отримання і оформлення в наряді дозволу можна розпочинати роботу.

Виконавець робіт, перевібив відсутність на лінії напруги, встановлює переносне заземлення. Після чого допускає бригаду до роботи. При цьому виконавець робіт проводить інструктаж членів бригади, вказав ділянку роботи, місця накладання переносних заземлень, розташовані поблизу інші

ПЛ або кола, які знаходяться під напругою, і повідомляє інші конкретні заходи безпеки.

Виконавець робіт веде неперервний нагляд за працюючими. Він сам може приймати участь в роботі на відключеній лінії і при умові, що всі робочі його бригади знаходяться в межах його зору і не далі в межах одного проміжного прольоту. На відключеній лінії одна бригада може одночасно працювати на ділянці довжиною не більше 2 км.

Можливі перерви в роботі ремонтної бригади відмічаються в наряді. Про перерив в роботі ремонтної бригади, на час якого ПЛ повинна бути включена під напругу, а також про закінчення робіт виконавець робіт повідомляє відповідального керівника або відповідальну особу оперативного персоналу, від якого він отримав дозвіл на початок проведення робіт, при цьому в таблиці наряду виконавець робіт визначає, коли і кому було передано повідомлення про закінчення робіт, спосіб його передачі і ставить свій підпис.

Після повного закінчення робіт і видалення з траси ПЛ робочих бригади виконавець робіт заповнює в наряді строку "Роботи по наряду повністю закінчені, про закінчення роботи повідомили" (кому повідомив, час і дату закінчення робіт) і розписується. Оповіщення про перерву або закінчення робіт передається особисто або за допомогою засобів зв'язку.

Дозвіл приступити до роботи після перерви, на час якого лінія знаходилась під напругою, і допуск бригади до роботи проводиться з дотриманням тих же правил, що і при видачі дозволу і допуск на початку робіт.

Розпорядження про включення лінії після ремонту може бути віддано оперативним персоналом тільки після отримання ним від виконавців робіт всіх бригад, працюючих на лінії, або від відповідального керівника повідомлення про те, що роботи закінчені, заземлення зняті.

Відмітимо декотрі специфічні заходи безпеки при роботах на стовпових трансформаторних підстанціях. Якщо ПЛ, живляча

трансформатор, залишається під напругою 6-10 кВ, то допускається огляди або ремонти на майданчику трансформатора, при яких відстань від працюючих до струмопровідних частин буде не менше 0,7 м. В протилежному випадку робота дозволяється тільки в випадку відключення і заземлення живлячої ПЛ. Допуск до роботи на майданчику трансформатора допускається тільки після відключення трансформатора зі сторони низької напруги (380/220 В), після лінійного роз'єднувача на стороні живлення (6-10 кВ) і наступного (після перевірки відсутності напруги) напруги переносних заземлювачів на вводі обмоток трансформатора.

Заміна вставок плавких запобіжників на стороні вищої напруги стовпової підстанції і на опорах ПЛ в місцях відгалужень дозволяється оперативному персоналу без наряду. Для цього необхідно зняти напругу і накласти заземлення на провoda ПЛ. Зміна запобіжників на стороні нижчої напруги, як правило, проводиться при знятій напрузі. При не змозі зняти напругу допускається замінити її під напругою, но з відключеним навантаженням, за допомогою ізолюючих кліщів, в діелектричних печатках і окулярах.

Технічні заходи безпеки по усуненню шкідливих та небезпечних факторів при обслуговуванні повітряних ліній

Технічні заходи, які забезпечують електробезпеку робіт на ПЛ, заключаються у відключенні ремонтуючої лінії і накладання переносних заземлювачів на провoda на місці роботи.

Напруга знімається шляхом відключення вимикачів і роз'єднувачів. Приводи вимкнених апаратів запирають, а на рукоятки (ключі) їх вивішують плакати "Не вмикати – робота на лінії". Ці заходи виконує оперативний персонал підстанції, живлячий ремонтуючу лінію.

На місці робіт виконавець робіт (з помічником зі складу робочої бригади) запевнюється у відсутності напруги, після чого зразу накладає захисне заземлення, один кінець якого заздалегідь повинен бути приєднаний

до заземлюючого спуску на опорі, а при його відсутності – до сталюого стержню, забитому на глибину не менше ніж 0,5 м. Заземлення накладається штангою і в діелектричних печатках.

Не потребує накладання переносних заземлень, якщо при підйомі на опору від голови працюючого до проводів буде відстань не менше 1 м на лініях напругою до 20 кВ і 2 м для ліній 35 кВ і вище, тобто коли виключається можливість наближення інструментів і засобів для проводів на небезпечну відстань.

Для виконання робіт без порушення цілісності проводів на відключеній лінії поодаль від інших діючих ПЛ, переносне заземлення може бути налагоджено в одному місці, по можливості ближче до місця роботи, біля тої опори, на якій виконується робота, або на сусідній опорі. Бажано накласти два заземлення по обидві ділянки лінії, на якій передбачається робота, при цьому відстань між окремими заземленнями не повинно перевищувати 2 км. Для виконання робіт на відключеній лінії в анкерному прольоті на пересіченні з другою лінією, яка знаходиться під напругою, заземлення накладається на тій опорі, на котрій виконується робота. Якщо робота проводиться на відключеній лінії, яка знаходиться в зоні впливу ПЛ 110 кВ і вище, або на відключеному ланцюгу дволанцюгової лінії, коли другий ланцюг знаходиться під напругою, заземлення повинно бути накладено на кожній опорі, на якій передбачена робота. В цьому випадку переносне заземлення ліквідує наведену напругу впливом інших ліній (ланцюгів), які знаходяться у роботі.

В мережах напругою до 1000 В з глухо заземленою нейтраллю при наявності повторного заземлення нульового проводу допускається заземлювати фазні провoда шляхом приєднання їх до нульового проводу.

Перевірка відсутності напруги і накладання переносного заземлення на ПЛ напругою вище 1000 В виконуються двома особами з кваліфікаційними групами старшого не нижче 5-го і молодшого – не нижче 3-го.

При всіх роботах на ПЛ до 1000 В, які проводиться за допомогою телескопічної вишки, бригада повинна складатись не менш ніж із трьох чоловік, включно водія. Один із членів бригади (окрім водія) повинен, знаходячись внизу, повинен спостерігати за діями працюючого. Він подає команди про підйом і спуск кабіни, спостерігає, щоб поблизу не було сторонніх людей і т.і. При цих роботах виконавець робіт повинен мати кваліфікаційну групу не нижче 3-го, а інші члени бригади не нижче 2-го ступеня. При проїзді автовишки під лініями і іншими спорудженнями телескоп повинен бути в горизонтальному положенні. Поміж заходів електробезпеки потрібно прийняти заходи по попередженню падіння електромонтера із кабіни, падіння проводів у випадку їх обриву під час на тяжіння, падіння інструментів і матеріалів і т.і.

Підніматися на одно стоїчні опори потрібно за допомогою кігтів, а на залізобетонні – за допомогою лазів, слідує одразу ж використовувати запобіжний пояс. Небезпечний також підйом на кутову опору зі сторони внутрішнього кута ПЛ, оскільки можливий зрив штирьових ізоляторів і поранення працівника.

Велику небезпеку представляє робота на відключеній лінії, яка знаходиться поблизу інших діючих ПЛ, від впливу напруги взаємної індукції, а також від напруги, наведеного грозовою хмарою. В першому випадку захистом слугує замикання накоротко всіх фаз відключеної лінії. При наближенні грози роботи на ПЛ необхідно припинити.

Розрахунок контуру захисного заземлення

Даний пластинчастий заземлювач, вертикальний висота 1,2 м, ширина 2,2 м. Двошаровий ґрунт, питомий опір верхнього ґрунту $\rho_1 = 700 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, питомий опір другого (нижчого) ґрунту $\rho_2 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ перша кліматична зона. Відстань від верхнього шару ґрунту до другого становить 0,8 м. Відстань від поверхні землі до поверхні заземлювача 0,5м. Відстань між

заземлювачами становить 6 м, опір природного заземлювача складає 8 Ом.
Розрахувати контур захисного заземлення.

Опір заземлення приймаємо $R_3^H \leq 4$, оскільки згідно ПУЕ такий опір прийнятий для цехової мережі до 1000В [24].

Еквівалентний опір ґрунту для пластинчатого електроду [25]:

$$\rho_{\text{ЕКВ}} = \frac{a}{\frac{\Delta \ell_1}{\rho_1} + \frac{\Delta \ell_2}{\rho_2}} = \frac{1,2}{\frac{0,5}{700} + \frac{0,7}{30}} = 49,9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Розрахунковий опір пластинчатого заземлювача:

$$\rho_{\text{роз.пз.}} = \rho_{\text{ЕКВ}} \cdot \Psi_1 = 49,9 \cdot 1,3 = 64,9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

де Ψ_1 - розрахункове значення кліматичного коефіцієнту опору ґрунту (таблиця 10.2.[26]).

Опір одного пластинчатого заземлювача:

Оскільки не виконується умова $2 \cdot t_0 \geq a$, то проводимо розрахунок за таким виразом (ст. 101[21]):

$$R_c = \frac{\rho_{\text{роз.пз.}}}{\pi \cdot a} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot a}{b} \right) = \frac{64,9}{3,14 \cdot 1,2} \cdot \left(\ln \frac{4 \cdot 1,2}{2,2} \right) = 13,43 \text{ Ом}$$

Необхідний опір заземлення з урахуванням природного заземлювача:

$$R_3 = \frac{R_3^H \cdot R_e}{R_e - R_3^H} = \frac{4 \cdot 8}{8 - 4} = 8 \text{ Ом}$$

Приблизно, число вертикальних заземлювачів, пластини закладені в ряд:

$$n = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta_{\text{ст}}} = \frac{13,43}{8 \cdot 0,83} = 2,02 = 2 \text{ шт.}$$

де $\eta_{\text{ст}}$ - коефіцієнт використання з'єднуючої смуги заземлювача із труб або кутків (таблиця 10.4.[26]).

Розрахунковий опір ґрунту для горизонтальної смуги:

$$\rho_{\text{роз.гр.}} = \rho_1 \cdot \Psi_2 = 700 \cdot 1,2 = 840 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

де Ψ_2 - кліматичний коефіцієнт для $h = 0,8$ м.

Довжина з'єднувальної смуги:

$$L_n = 1,05 \cdot S \cdot n = 1,05 \cdot 0,8 \cdot 2 = 1,7 \text{ м}$$

Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_{ne} = \frac{\rho_{роз.гр.}}{2 \cdot \pi \cdot L_n} \cdot \ell_n \frac{2 \cdot L_n^2}{b \cdot t_0} = \frac{840}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,7} \cdot \ell_n \frac{2 \cdot 1,7^2}{2,2 \cdot 0,5} = 130,5 \text{ Ом}$$

З урахуванням коефіцієнта з'єднувальної смуги заземлювачів:

$$\eta_n = 0,85 \text{ (таблиця 10.5.[26])},$$

$$R'_{ne} = \frac{R_{ne}}{\eta_n} = \frac{130,5}{0,85} = 153,5 \text{ Ом}$$

Опір контуру:

$$R_k = \frac{R_{ne} \cdot R_3}{R_{ne} - R_3} = \frac{153,5 \cdot 8}{153,5 - 8} = 8,4 \text{ Ом}$$

Остаточно кількість заземлювачів:

$$n' = \frac{R_c}{R_k \cdot \eta_t} = \frac{13,43}{8,4 \cdot 0,92} = 1,7 = 2 \text{ шт.}$$

Визначаємо відповідність дійсного опору ґрунту R_3 нормативному

R_3^H :

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_k} + \frac{1}{R_{ne}} + \frac{1}{R_E}} = \frac{1}{\frac{1}{8,4} + \frac{1}{130,5} + \frac{1}{8}} = 3,97 \text{ Ом}$$

Опір заземленого пристрою з 2 шт. пластинчастих заземлювачів не

перевищує $R_3^H \leq 4$