

Кулик В. В., Пискарярова А. В., Пискаряров Д. С.

**ТЕХНОЛОГІЧНІ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ
В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10-0,38 кВ**

Міністерство освіти і науки, молоді та спорту України
Вінницький національний технічний університет

Кулик В. В., Писклярова А. В., Пискляров Д. С.

ТЕХНОЛОГІЧНІ ВИТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10-0,38 кВ

Навчальний посібник

Вінниця
ВНТУ
2011

УДК 621.311(075)

ББК 31.280.7я73

К90

Рекомендовано до друку Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України (протокол № 5 від 23.12.2010 р.)

Рецензенти:

І. П. Заболотний, доктор технічних наук, професор

В. М. Кутін, доктор технічних наук, професор

В. І. Нагул, кандидат технічних наук, доцент

Кулик, В. В.

К90 Технологічні витрати електроенергії в розподільних мережах 10-0,38 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, А. В. Писклярова, Д. С. Пискляров. – Вінниця : ВНТУ, 2011. - 180 с.

В посібнику розглянута структура технологічних витрат електроенергії в розподільних мережах 10-0,38 кВ, методи розрахунку їх навантажувальної складової та заходи зі зменшення втрат електроенергії.

Посібник розроблений відповідно до плану кафедри та програмам дисциплін «Електроощадні режими та технології» і призначений для студентів спеціальності «Електричні системи та мережі», «Електричні станції», також може бути корисний для студентів інших енергетичних спеціальностей.

УДК 621.311

ББК 31.280.7

ЗМІСТ

Перелік скорочень.....	7
ВСТУП.....	8
1 СТРУКТУРА ТВЕ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10-0,38 кВ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ЗАДАЧ ЇХ РОЗРАХУНКУ	9
1.1 Структура ТВЕ в розподільних мережах 10-0,38 кВ.....	9
1.2 Класифікація задач розрахунку втрат електроенергії.....	11
2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ 10-0,38 кВ.....	14
2.1 Узагальнена характеристика методів розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.....	14
2.2 Підготовка схеми заміщення та розрахунок пасивних та активних елементів електричних мереж 10-0,38 кВ.....	16
2.3 Розрахунок режиму електричної мережі 10-0,38 кВ.....	21
3 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10-0,38 кВ.....	24
3.1 Аналіз методів оцінювання навантажувальних втрат в електричних мережах напругою 10 кВ.....	24
3.2 Аналіз методів оцінювання навантажувальних втрат в лініях електропередачі напругою 0,38 кВ.....	31
3.3 Визначення коефіцієнтів впливних факторів методу оцінювання втрат електроенергії за узагальненими параметрами.....	39
3.3.1 Структурна ідентифікація коефіцієнтів впливних факторів.....	39
3.3.2 Параметрична ідентифікація коефіцієнтів впливних факторів.....	59
3.3.3 Формування тестової, навчальної та контрольної вибірок на базі даних режимних вимірів для розв'язання задачі параметричної ідентифікації коефіцієнтів впливних факторів.....	64

3.4 Розрахунок втрат електроенергії в інших елементах мережі	
10 (6)-0,38 кВ.....	68
4 ОЦІНЮВАННЯ ВІРОГІДНОСТІ РОЗРАХУНКОВИХ ВТРАТ	
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ	
МЕРЕЖАХ.....	71
4.1 Визначення методичної похибки розрахунку втрат	
електроенергії.....	71
4.2 Визначення інформаційної похибки розрахунку втрат	
електроенергії.....	76
4.3 Оцінювання спостережності розподільних мереж 10 кВ для	
задач розрахунку втрат електроенергії.....	80
5 ЗАХОДИ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В	
РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10-0,38 кВ.....	88
5.1 Класифікація заходів зі зменшення втрат електроенергії в	
розподільних мережах 10 – 0,38 кВ.....	88
5.2 Організаційні заходи.....	89
5.2.1 Організація місць розмикання ліній 10 кВ з двобічним	
живленням.....	89
5.2.2 Оптимізація робочих напруг в центрах живлення	
радіальних мереж.....	92
5.2.3 Вирівнювання графіків навантаження споживачами	
електроенергії.....	97
5.2.4 Вимкнення трансформаторів у режимах малих	
навантажень на підстанціях із двома і більше трансформаторами.	
Вимкнення трансформаторів на підстанціях із сезонним	
навантаженням.....	99
5.2.5 Вирівнювання навантажень фаз у електричних мережах	
0,38 кВ.....	103

5.2.6 Усунення неякісних з'єднань проводів ліній та зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій.....	104
5.3 Технічні заходи.....	105
5.3.1 Установлення і введення в роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в електричних мережах суб'єкта електроенергетики.....	106
5.3.2 Заміна проводів на перевантажених повітряних ЛЕП.....	109
5.3.3 Заміна відгалужень від ЛЕП 0,38 кВ до будинків.....	111
5.3.4 Заміна перевантажених силових трансформаторів.....	111
5.3.5 Установлення і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях.....	113
5.3.6 Заміна недовантажених силових трансформаторів.....	114
5.3.7 Установлення і введення в роботу пристроїв для автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів.....	115
5.3.8 Автоматизація керування режимами електричних мереж.....	118
5.4 Використання автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії для підвищення вірогідності розрахунку змінних витрат електроенергії.....	119
5.4.1 Аналіз існуючого рівня впровадження АСКОЕ.....	119
5.4.2 Комплексна оптимізація послідовності впровадження АСКОЕ в електричних мережах 10 кВ засобами багатокритеріального аналізу.....	124
5.4.3 Визначення оптимальної послідовності впровадження АСКОЕ з використанням багатокритеріального аналізу.....	128
5.4.4 Приклад задачі оптимізації послідовності впровадження АСКОЕ.....	133

5.4.5 Визначення місць для розташування засобів вимірювання з урахуванням ступеня спостережності розподільної мережі.....	134
6. ВИКОРИСТАННЯ ПРОГРАМИ ВТРАТИ 10/0,4 ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ТА АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10-0,38 кВ.....	137
6.1. Підготовка бази даних трансформаторів 10/0,4 кВ та проводів ЛЕП.....	138
6.2. Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення вхідних даних.....	141
6.3. Введення графіка навантаження підстанцій 110/10 кВ.....	154
6.4. Виконання розрахунків.....	155
6.4.1. Розрахунок втрат потужності та електроенергії за заданим часом втрат.....	155
6.4.2. Розрахунок втрат електроенергії за заданим графіком навантаження.....	156
6.4.3. Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	157
6.5. Аналіз ефективності компенсації реактивної потужності.....	160
6.6. Визначення ступеня спостережності розподільних мереж 10 кВ.....	162
Додаток А.	166
Додаток Б.....	167
Додаток В.....	168
Додаток Г.....	173
Додаток Д.....	175
ЛІТЕРАТУРА.....	178

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АСКОЕ	– автоматизована система комерційного обліку електроенергії
БСК	– батареї статичних конденсаторів
ВАТ	– відкрите акціонерне товариство
ЛЕП	– лінія електропередачі
ОРЕ	– оптовий ринок електроенергії
РТ	– розподільний трансформатор
ТН	– трансформатор напруги
ТП	– трансформаторна підстанція
ТС	– трансформатор струму
ТВЕ	– технологічні витрати електроенергії
СК	– статичний конденсатор
ОЕС	– Об'єднана електроенергетична система
БД	– база даних
ПЛ	– повітряна лінія
КЛ	– кабельна лінія
КЗ	– коротке замикання
ПС	– підстанція
РЕМ	– районні електричні мережі
РПН	– регулювання під навантаженням
ЦЖ	– центр живлення
ОВБ	– оперативно-виїзна бригада
ЕОМ	– електронна обчислювальна машина
КУ	– компенсувальна установка

ВСТУП

З появою ринкових відносин у Вітчизняній енергетиці ТВЕ перетворилися зі звичайного технічного показника на один з визначальних показників ефективності експлуатації розподільних мереж 110-0,38 кВ персоналом енергопостачальних компаній.

Починаючи з 1996 року звітні ТВЕ постійно зростали. В результаті, у 2003 році ТВЕ вже складали в середньому по Україні 30%. Причому, нетехнічна складова звітних ТВЕ була переважаючою, що обумовило банкрутство більшості енергопостачальних компаній України. Масштабна приватизація енергопостачальних компаній зумовила підвищення вимог до обліку електроенергії, яка відпускається споживачам. Саме тому, починаючи з 2004 року нетехнічна складова ТВЕ почала зменшуватися і вже сьогодні має від'ємне значення. В свою чергу нормативні ТВЕ майже не зменшуються, а станом на 2009 рік навіть зросли.

В першу чергу зростання нормативних витрат електроенергії обумовлено зношеним станом первинного обладнання електричних мереж та неефективністю заходів зі зменшення втрат електроенергії.

Особливо це стосується розподільних електричних мереж 10 – 0,38 кВ, які відрізняються серед мереж інших класів напруги найнижчим рівнем спостережності для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.

Автори поставили за мету даним навчальним посібником ознайомити читача з сучасною структурою ТВЕ в Україні, методами розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 10-0,38 кВ та заходами з їх зменшення.

1 СТРУКТУРА ТВЕ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10 – 0,38 кВ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ЗАДАЧ ЇХ РОЗРАХУНКУ

1.1 Структура ТВЕ в розподільних мережах 10-0,38 кВ

В повній мірі структура ТВЕ розкрита в [1]. Відповідно до даного нормативного документа ТВЕ бувають: нормативними та звітними. Під *нормативними ТВЕ* $\Delta W_{\text{НТВЕ}}$ розуміють суму значень технічних розрахункових втрат в елементах електричних мереж та нормативних витрат на власні потреби підстанції і розподільних пунктів. *Звітні ТВЕ* $\Delta W_{\text{ЗТВЕ}}$ являють собою ту кількість електроенергії, що є різницею між сумою значень надходжень і сумою значень віддач електроенергії, які визначені за показами розрахункових засобів обліку електроенергії. Різницею між $\Delta W_{\text{ЗТВЕ}}$ та $\Delta W_{\text{НТВЕ}}$ будуть нетехнічні втрати електроенергії $\Delta W_{\text{НТ}}$.

Нетехнічні втрати визначаються за таким виразом

$$\Delta W_{\text{НТ}} = \Delta W_{\text{НМ}} + \Delta W_{\text{К}},$$

де $\Delta W_{\text{НМ}}$ – нормативне значення метрологічних втрат електроенергії;

$\Delta W_{\text{К}}$ – складова нетехнічних втрат, яка обумовлена заниженням (завищенням) віддачі електроенергії споживачам, які виникають через:

- крадіжки електроенергії, помилки під час обчислення обсягу постачання електроенергії;
- похибки вимірювання розрахункових засобів, які перевищують нормативні значення;
- обчислення обсягу постачання електроенергії за фактичною оплатою з використанням роздрібних цін на електроенергію без виписування платіжних документів;
- неодночасне зняття показів розрахункових засобів обліку та наявності сезонної складової.

Ми вже визначили, що однією зі складових ТВЕ є нетехнічні втрати електроенергії. Іншою складовою ТВЕ є технічні втрати електроенергії (далі просто втрати).

Технічні втрати електроенергії – кількість електроенергії, що витрачається на фізичні процеси нагріву струмопровідних частин елементів мереж при протіканні по них електричного струму, нагріву магнітопроводів і окремих частин елементів конструкції електричних апаратів та коронного розряду повітряних ліній електропередачі. Технічні втрати електроенергії являють собою суму змінних та умовно-постійних втрат.

Навантажувальні втрати електроенергії – складова частина втрат електроенергії в елементах електричних мереж, які залежать від величини струму, що протікає по цих елементах.

Умовно-постійні втрати електроенергії – складова частина втрат електроенергії в елементах мереж, які можна вважати незалежними від величини струму, що протікає по цих елементах.

Залежно від елементів, в яких є навантажувальні втрати, останні поділяються на навантажувальні втрати в ЛЕП та РТ. Умовно-постійні втрати за аналогічним критерієм поділяються на умовно-постійні втрати в РТ та інших елементах, таких як БСК, СК, реакторах, ТС та ТН.

В результаті структура звітних ТВЕ матиме вигляд, який зображений на рис. 1.1.

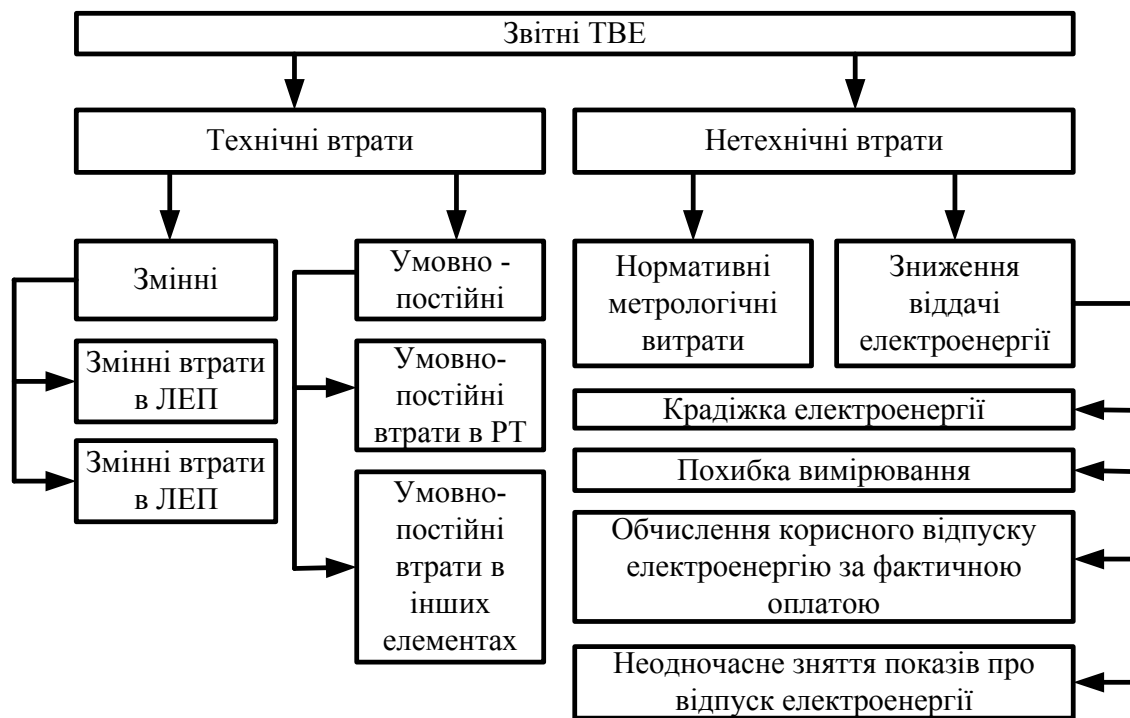


Рисунок 1.1 – Структура звітних ТВЕ

Для розподільних мереж 10-0,38 кВ характерні навантажувальні втрати електроенергії в лініях електропередачі, РТ-10(6)/0,4 кВ, вимірювальних ТС та ТН, а також умовно-постійні втрати в РТ-10(6)/0,4 кВ.

Нетехнічні втрати в зазначених мережах становлять більшу частку порівняно з мережами більш високих класів напруги.

1.2 Класифікація задач розрахунку втрат електроенергії

Розрахунки втрат електроенергії можна поділити на групи за двома критеріями: часом реалізації зазначених розрахунків та класом напруги електричних мереж [2].

За другим критерієм розрахунки поділяються на розрахунки втрат електроенергії в: магістральних електричних мережах 750-220 кВ, замкнених мережах до 150 кВ енергопостачальних компаній; розімкнених мережах 35-150 кВ; електричних мережах 10(6)-0,38 кВ.

За першим критерієм розрахунки технологічних витрат електроенергії поділяються на ретроспективні, оперативні та перспективні.

За результатами ретроспективних розрахунків розв'язуються такі задачі:

1. Визначення структури технічних втрат по елементах електричної мережі (поелементний аналіз втрат);
2. Оцінювання значення нетехнічних втрат електроенергії;
3. Визначення елементів з підвищеним значенням втрат;
4. Визначення фактичної ефективності впроваджених заходів зі зниження втрат електроенергії;
5. Складання балансів електроенергії по електропостачальних та електропередавальних компаніях в цілому, їх структурних підрозділах та підстанціях та розробка заходів зі зниження небалансів до допустимих значень;
6. Визначення техніко-економічних показників електропередавальних та енергопостачальних компаній ОЕС України;
7. Проведення розрахунків зі споживачами та іншими суміжними енергопостачальними компаніями.

За результатами оперативних розрахунків – такі задачі:

1. Контроль за поточними значеннями втрат електроенергії;
2. Оперативне керування режимами електричних мереж;
3. Контроль лімітів споживання потужності;
4. Формування БД для прогнозування втрат електроенергії.

За результатами перспективних розрахунків:

1. Визначення очікуваних втрат на наступний розрахунковий період (прогнозування);
2. Оцінювання очікуваної ефективності запланованих заходів зі зниження втрат електроенергії;

3. Порівняння варіантів реконструкції електричних мереж.

Прогнозування електроенергії проводиться на різні розрахункові періоди, тобто може бути як короткотерміновим, так і довготерміновим.

Окремою задачею розрахунку втрат є їх нормування. Відповідно до [2] під нормуванням ТВЕ розуміється процедура, що передбачає: розроблення нормативних характеристик технологічних витрат; обчислення структури нормативних значень технологічних витрат та структури звітних балансів електроенергії; затвердження нормативних характеристик і результатів розрахунку структури нормативних значень за розрахункові періоди.

Контрольні запитання

1. Надайте означення нормативних та звітних ТВЕ.
2. Які основні причини виникнення нетехнічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах?
3. Надайте означення технічних, змінних та умовно-постійних втрат електроенергії.
4. Наведіть структуру звітних ТВЕ в розподільних електричних мережах 10-0,4 кВ.
5. Які основні задачі електроенергетичної галузі вирішуються за результатами ретроспективних розрахунків втрат електроенергії?
6. Які основні задачі електроенергетичної галузі вирішуються за результатами оперативних розрахунків втрат електроенергії?
7. Які основні задачі електроенергетичної галузі вирішуються за результатами перспективних розрахунків втрат електроенергії?

2 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

10-0,38 кВ

2.1 Узагальнена характеристика методів розрахунку навантажувальних втрат електроенергії

Залежно від повноти інформації про навантаження елементів електричної мережі за розрахунковий період для розрахунків змінних втрат можуть використовуватись такі методи [2]:

1. Методи поелементних розрахунків, які використовують формулу

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

де k – кількість елементів мережі;

Δt – інтервал часу між послідовними вимірами навантаження елементів;

T – звітний період часу;

$n = T / \Delta t$ – кількість інтервалів;

I_{ij} – середнє значення струму i -го елемента з опором R_i на j -му інтервалі часу;

2. Методи характерних режимів, які використовують формулу

$$\Delta W_n = \sum_{j=1}^l \Delta P_j \cdot t_j,$$

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

l – кількість режимів;

3. Методи характерних діб, які використовують формулу

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^d \cdot D_{eki},$$

де m – кількість характерних діб, втрати електроенергії за кожен з яких, обчислені за відомими графіками у вузлах мережі, складають ΔW_{ni}^d ;

D_{eki} – еквівалентна тривалість в рік i -го характерного графіка (кількість діб);

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

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \cdot \tau, \quad (2.1)$$

де $\Delta P_{\max}$ - втрати потужності в режимі максимального навантаження мережі;

τ – кількість годин найбільших втрат електроенергії;

5. Методи середніх навантажень, які використовують формулу

$$\Delta W_3 = \Delta P_{\text{cp}} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T, \quad (2.2)$$

де ΔP_{cp} - втрати потужності в мережі при середніх навантаження вузлів (або мережі в цілому) за час T ;

k_{ϕ} - коефіцієнт форми графіка потужності або струму;

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

Величини τ і k_{ϕ} , що характеризують форму графіка навантаження і використовуються в (2.1) та (2.2), визначаються таким чином.

Кількість годин найбільших втрат

$$\tau = k_3^2 \cdot k_{\phi}^2 \cdot T,$$

де k_3 - коефіцієнт заповнення графіка, який характеризує відносну кількість годин використання максимального навантаження. Він визначається:

$$k_3 = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\max}},$$

де $P_{\text{cp}} = W/T$ - середнє значення потужності за період T ;

W – електроенергія, відпущена споживачам за період T ;

$P_{\max}$ – максимальне навантаження мережі.

Коефіцієнт форми графіка навантаження:

$$\text{якщо } \lambda < 1, \text{ то } k_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{k_3} + 0,876 \right)^2;$$

$$\text{якщо } \lambda \geq 1, \text{ то } k_{\phi}^2 = 1 + \frac{(1 - k_3) \cdot (k_3 - k_{\min})^2}{(1 + k_3 - 2k_{\min}) \cdot k_3^2},$$

$$\text{де } \lambda = \frac{k_3 - k_{\min}}{1 - k_3}, \quad k_{\min} = P_{\min} / P_{\max}.$$

Таким чином, для визначення навантажувальних втрат електроенергії за звітний період T необхідна інформація про мінімальне та максимальне навантаження мережі, а також кількість відпущеної (спожитої) електроенергії за цей же період.

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

Для проведення схемотехнічних розрахунків необхідно попередньо підготувати схему заміщення досліджуваної ділянки електричної мережі, а також провести розрахунок параметрів пасивних та активних елементів схеми заміщення електричної мережі.

2.2 Підготовка схеми заміщення та розрахунок пасивних та активних елементів електричних мереж 10-0,38 кВ

Схемою заміщення електричної мережі називають її графічне відображення, на якій послідовно відображені ділянки з їх властивостями.

Віткою називають ділянку електричної мережі, в якій струм у будь-який момент часу має одне і те ж саме значення.

Вузлом називають місце з'єднання двох або більше віток.

Елементи електричних схем поділяються на активні та пасивні.

Пасивні елементи схеми заміщення (опори та провідності) створюють путь для проходження електричних струмів. Пасивні елементи

(вітки) електричних мереж зазвичай розділяють на повздовжні та поперечні.

Поперечні пасивні елементи – це вітки, які увімкнені між вузлами схеми та нейтраллю, тобто вузлом, напруга в якому дорівнює нулю. Повздовжні – це вітки, які з'єднують всі інші вузли. Повздовжні вітки включають активні та реактивні опори ЛЕП та обмоток трансформаторів, ємності пристроїв повздовжньої компенсації та ін. Поперечні пасивні елементи відповідають провідностям ЛЕП на землю, реакторам та конденсаторам, увімкненим на землю та ін. В деяких випадках втрати в сталі трансформаторів зображаються в схемі заміщення як поперечні провідності.

Активні елементи схем заміщення – джерела ЕДС та струму. Для них найбільш характерним є те, що вони визначають напруги та струми в точках приєднання цих елементів у відповідній ділянці мережі незалежно від інших параметрів. Джерела ЕДС в розрахунках режимів електричних мереж використовуються рідко. Під джерелом струму в розрахунках режимів розуміють активні елементи схеми заміщення, які відповідають навантаженням споживачів та генерації генераторів електростанцій. Для електричних мереж 10-0,38 кВ це навантаження споживачів та шини 10 кВ ТП 110(35)/10 кВ.

На рис. 2.1 наведені ділянка електричної мережі 10 кВ (а) та її схема заміщення (б).

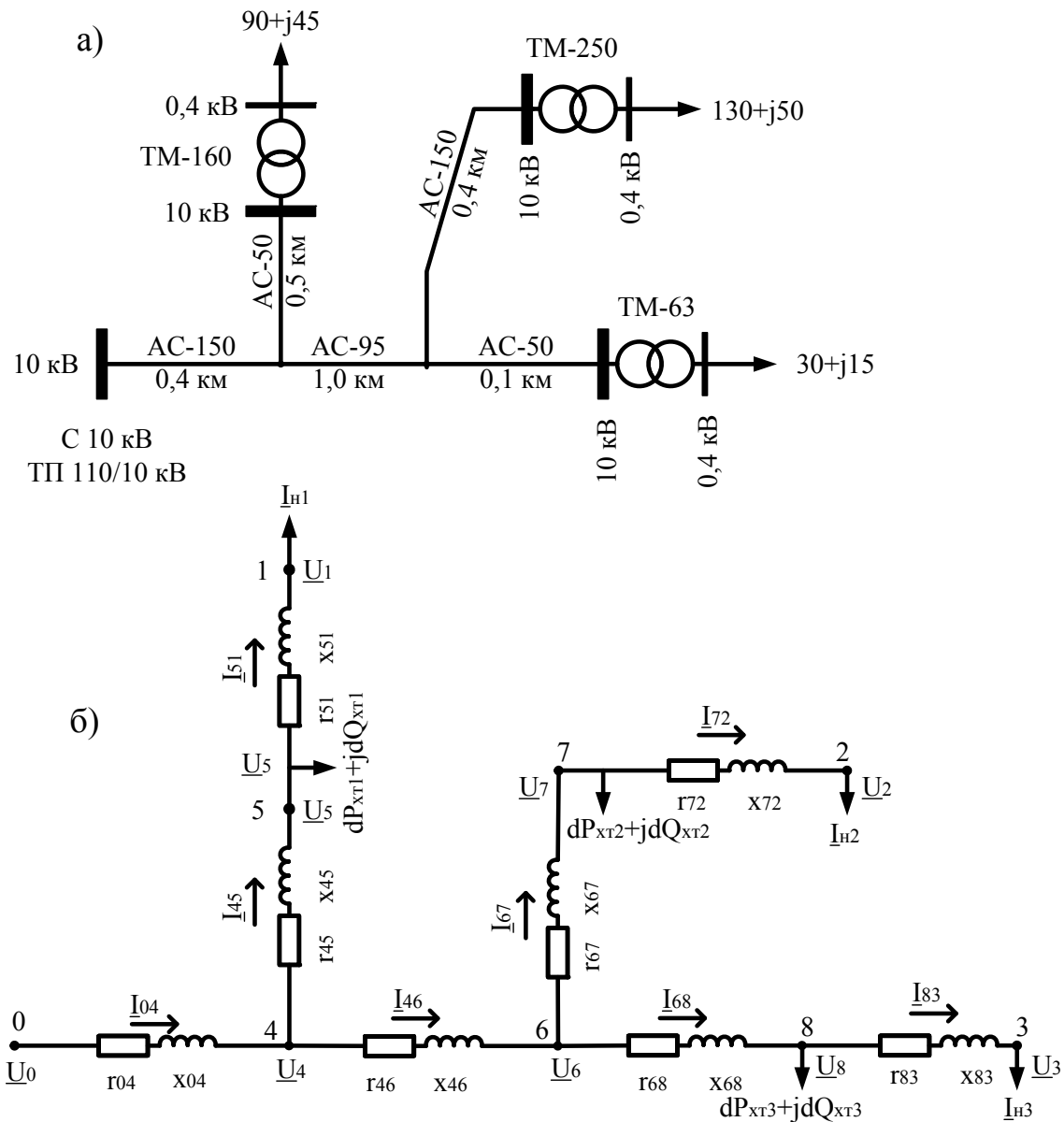


Рисунок 2.1 – Схема ділянки електричної мережі 10 кВ (а) та її розрахункова схема заміщення (б)

Зупинимося на визначенні пасивних параметрів елементів мереж 10-0,38 кВ. Нижче наведені вирази для розрахунку активних та реактивних опорів та провідностей трансформаторів, а також розрахунку активних та реактивних опорів ЛЕП.

Значення активних опорів двообмоткового трансформатора r_T , x_T визначають за виразами:

$$r_T = \frac{\Delta P_{k3} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{T.НОМ}}^2},$$

$$x_T = \frac{(U_k / 100) \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{T.НОМ}}^2},$$

де ΔP_{k3} – втрати короткого замикання, кВт;

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

$S_{\text{T.НОМ.}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА. Необхідні параметри визначають за паспортом трансформатора або каталожними даними. В додатку А наведені каталожні параметри найбільш розповсюджених трансформаторів 10/0,4 кВ.

Значення активних та реактивних провідностей двообмоткового трансформатора g_T , b_T визначають за виразами:

$$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2};$$

$$b_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{НОМ}}^2},$$

де $\Delta P_x + j\Delta Q_x$ – додаткові втрати потужності в сталі трансформатора (втрати холостого ходу), які викликані струмами намагнічування та магнітною взаємодією в обмотках трансформатора.

Додаткові втрати реактивної потужності в сталі трансформатора визначають так

$$\Delta Q_x = \frac{\Delta I_x \% \cdot S_{\text{НОМ}}}{100},$$

де I_x – струм холостого ходу.

Для розподільних мереж 10 кВ дозволяється враховувати вітку намагнічування у вигляді додаткових втрат потужності в трансформаторі $\Delta P_x + j\Delta Q_x$.

Значення активних опорів повітряних та кабельних ЛЕП $x_{\text{л}}$, $r_{\text{л}}$ визначають за виразами

$$x_{\text{л}} = x_0 \cdot l;$$

$$r_{\text{л}} = r_0 \cdot l,$$

де x_0 , r_0 – питомі реактивний та активний опори, Ом/км.

В додатку Б наведені питомі опори найбільш розповсюджених повітряних та кабельних ЛЕП.

Залежно від поставленої задачі (необхідної похибки розрахунку), навантаження споживачів може задаватися одним з таких способів:

1. Постійним за модулем та фазою струмом $\underline{I}_{\text{н}} = I'_{\text{н}} + jI''_{\text{н}} = \text{const}$;
2. Постійною за величиною потужністю $\underline{S}_{\text{н}} = P_{\text{н}} + jQ_{\text{н}} = \text{const}$;
3. Постійною провідністю $\underline{Y}_{\text{н}} = g_{\text{н}} + jb_{\text{н}} = \text{const}$.

При заданні навантаження у вигляді постійного струму сталий режим описується лінійними рівняннями.

Другий спосіб розрахунку дозволяє подати навантаження як нелінійне джерело струму

$$\underline{I}_{\text{н}} = \frac{\underline{S}_{\text{н}}^*}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}^*},$$

а третій дозволяє врахувати статичні характеристики навантаження $P_{\text{н}} = f(U)$, $Q_{\text{н}} = f(U)$.

Для розподільних мереж 10-0,38 кВ дозволяється використовувати перший або другий способи задання навантаження.

Джерелом енергії в розподільних мережах 10-0,38 кВ зазвичай виступають шини 10 кВ ТП 110(35)/10 кВ.

2.3 Розрахунок режиму електричної мережі 10-0,38 кВ

Алгоритм розрахунку режиму електричної мережі визначається об'ємом вихідної інформації. Враховуючи, що розподільні мережі 10-0,38 кВ вирізняються серед інших самим низьким рівнем спостережності, зазвичай, відомі: струм в головній ділянці мережі 10 кВ та відпуск активної електроенергії на шини 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ.

Нижче наведений алгоритм розрахунку перетоків потужності по лініях та значень напруги у вузлах при відомому лише відпуску електроенергії у вузлах навантаження для схеми заміщення мережі 10 кВ, яка наведена рис. 2.2.

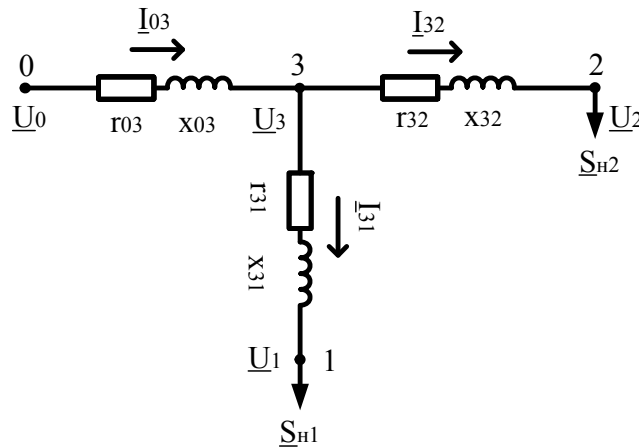


Рисунок 2.2 – Схема заміщення експериментальної ділянки електричної мережі 10 кВ

1. Визначається середнє значення активної потужності навантаження, яке споживається у вузлі №1

$$P_{н1(2)} = \frac{W_p}{T},$$

де W_p – відпуск електроенергії на шини 0,4 кВ,

T – тривалість розрахункового періоду.

2. Середнє значення реактивної потужності навантаження розраховується за таким виразом

$$Q_{н1(2)} = P_{н} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт потужності, значення якого береться з електротехнічного довідника відповідно до приєднаного типу споживача (промисловий або побутовий).

3. Аналогічно визначають активну та реактивну потужності навантаження у вузлі № 2.

4. Струм, який протікає по ділянці 3-1, дорівнює

$$I_{31} = \frac{\underline{S}_{н1}^*}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}.$$

5. Струм, який протікає по ділянці 3-2, дорівнює

$$I_{32} = \frac{\underline{S}_{н2}^*}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}.$$

6. Струм на ділянці 0-3

$$I_{03} = I_{31} + I_{32}.$$

7. Визначається напруга у вузлі № 3, 1, 2

$$\underline{U}_3 = U_{ном} - \sqrt{3} \cdot I_{03} \cdot \underline{Z}_{03};$$

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_3 - \sqrt{3} \cdot I_{31} \cdot \underline{Z}_{31};$$

$$\underline{U}_2 = U_{ном} - \sqrt{3} \cdot I_{03} \cdot \underline{Z}_{02}.$$

8. Проводиться розрахунок за кроками № 4-7 до виконання такої умови:

$$|U_3|^i - |U_3|^{i+1} \leq \Delta_p,$$

де i – номер ітерації розрахунку.

Розрахунок режиму для мережі 0,4 кВ виконується аналогічно.

За умови, що відомий тільки струм у головній ділянці мережі 10 кВ, розрахунок струмів у вітках виконується за встановленою потужністю РТ

10/0,4 кВ, тобто навантаження розподіляється пропорційно сумарній встановленій потужності РТ, які приєднані до даної вітки.

Втрати потужності у ij-ій вітці визначаються за таким виразом

$$\Delta S_{ij} = 3 \cdot I_{ij}^2 \cdot Z_{ij}$$

Контрольні запитання

1. Надайте загальну характеристику найбільш розповсюджених методів розрахунку змінних втрат електроенергії.
2. Надайте означення понять „схема заміщення”, „вітка”, „вузол”.
3. Що таке пасивні та активні параметри електричної мережі?
4. Які допущення беруться при побудові схем заміщення ЛЕП та силових трансформаторів в електричних мережах 10 – 0,38 кВ?
5. Як задається навантаження у вузлах при розрахунках режимів електричних мереж 10-0,38 кВ?

3 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10-0,38 КВ

Втрати електроенергії в розподільних мережах 10-0,38 кВ складаються з навантажувальних втрат електроенергії в РТ-10/0,4 кВ та ЛЕП 10 кВ та 0,38 кВ, витрат на холостий хід РТ-10/0,4 кВ, а також втрат в інших елементах мережі.

Нижче наведені методи розрахунку даних складових втрат.

3.1 Аналіз методів оцінювання навантажувальних втрат в електричних мережах напругою 10 кВ

В умовах відсутності достатньої кількості вихідної інформації про режимні параметри мережі 10 кВ методи розрахунку навантажувальних втрат електроенергії за проміжок часу T в цих мережах базуються на визначенні еквівалентних опорів РТ та ЛЕП $R_{ек}$ та використанні значення відпуску активної W_p (далі просто електроенергії) та реактивної W_Q електроенергії в головну ділянку фідера [2]:

$$\Delta W_n = \frac{W_p^2 \cdot k_{фр}^2 + W_Q^2 \cdot k_{фQ}^2}{U_{ек}^2 \cdot T} \cdot R_{ек},$$

де $k_{фр}$ та $k_{фQ}$ – коефіцієнти форми графіків активного та реактивного навантаження;

$U_{ек}$ – еквівалентна напруга мережі, яка враховує зміну фактичної напруги як в часі, так і вздовж лінії.

Еквівалентний опір ліній і трансформаторів при незмінних навантаженнях елементів визначають за таким виразом

$$R_{ек} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Ti}^2 \cdot R_{ли} + \sum_{j=1}^m S_{Tj}^2 \cdot R_{Tj}}{S_{т.г.}^2},$$

де S_{Ti} – сумарна номінальна потужність РТ, які отримують живлення по i -ій ділянці ЛЕП опором $R_{ли}$;

n – кількість ділянок ЛЕП;

S_{Tj} – номінальна потужність j -го РТ опором R_{Tj} ;

m – кількість РТ;

$S_{т.г.}$ – сумарна потужність РТ, приєднаних до досліджуваної лінії.

Як видно з вищенаведеного, спрощення стосуються відображення режимних та схемних параметрів електричної мережі. Саме для розподільних електричних мереж 10 кВ характерна складність використання методу поелементних розрахунків для визначення навантажувальних втрат електроенергії, для якого необхідна повна і точна інформація про опори ділянок ЛЕП та трансформаторів й навантаження споживачів.

Для оцінювання навантажувальних втрат електроенергії в ЛЕП мереж 10 кВ в [4] запропонований такий спрощений вираз.

$$\Delta W_n = 0,73 \cdot \frac{W_{Pcc}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{ек}^2 \cdot D} \cdot \frac{L_{\Sigma}}{F_{г.ср.}} \cdot k_{ФР}^2,$$

де W_{Pcp} – середнє значення відпуску електроенергії в лінію;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності;

L_{Σ} – сумарна довжина усіх ділянок;

$F_{г.ср.}$ – перетин головної ділянки;

D – кількість днів (розрахунковий період).

В [5] запропоновано такий алгоритм розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.

1. За результатами вимірювань струмів з боку приєднань 10 кВ районних ТП 110(35)/10 кВ будується добовий графік навантаження та визначається коефіцієнт форми

$$k_{\phi} = \frac{\sqrt{24 \cdot \sum_{i=1}^{24} I_i^2}}{\sum_{i=1}^{24} I_i},$$

де I_i – струм навантаження за i -ту годину.

2. Визначається коефіцієнт завантаження підстанції

$$k_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\text{сер}}^{\text{ТП}}}{S_{\text{ном}}},$$

де $I_{\text{сер}}^{\text{ТП}}$ – середній зведений струм навантаження ТП;

$S_{\text{ном}}$ – повна номінальна потужність РТ.

3. Визначається коефіцієнт несиметрії j -ої ТП 10/0,4 кВ, який відображає підвищення втрат через несиметрію завантаження фаз

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_{Aj}^2 + I_{Bj}^2 + I_{Cj}^2}{3 \cdot (I_{\text{сер}j}^{\text{ТП}})^2},$$

де $I_{\text{сер}j}^{\text{ТП}}$ – середній струм навантаження ТП 10/0,4 кВ.

4. Визначаються середні навантаження ТП 10/0,4 кВ:

4.1. Визначаються сумарні активні P_{ϕ} та реактивні Q_{ϕ} навантаження на головних ділянках кожного приєднання

$$P_{\phi} = \frac{W_{P_{\phi}}}{T} \text{ та } Q_{\phi} = \frac{W_{Q_{\phi}}}{T},$$

де $W_{P_{\phi}}, W_{Q_{\phi}}$ – значення відпущеної в мережу 10 кВ активної та реактивної електроенергії;

4.2. Визначаються сумарна активна P_H і реактивна Q_H потужності навантаження без урахування втрат неробочого ходу в розподільних трансформаторах за таким виразом

$$P_H = P_{\phi} - \sum DP_x \text{ та } Q_H = Q_{\phi} - \sum DQ_x;$$

4.3. Навантаження трансформаторів в j -му вузлі визначаються так

$$P_j = P_H \cdot \frac{k_{зj} \cdot S_{номj}}{\sum_{j=1}^m k_{зj} \cdot S_{номj}} \text{ та } Q_j = Q_H \cdot \frac{k_{зj} \cdot S_{номj}}{\sum_{j=1}^m k_{зj} \cdot S_{номj}},$$

де $k_{зj}$ – коефіцієнт завантаження j -тої підстанції.

5. За допомогою програми розрахунку режимів визначаються навантажувальні втрати потужності в усіх ЛЕП $\Delta P_{Л}$ та $\Delta Q_{Л}$. На основі цих даних визначаються навантажувальні втрати електроенергії $\Delta W_{P_{Л}}$ та $\Delta W_{Q_{Л}}$

$$\Delta W_{P_{Л}} = \Delta P_{Л} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T;$$

$$\Delta W_{Q_{Л}} = \Delta Q_{Л} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T.$$

Офіційна методика нормування ТВЕ [1] пропонує такий алгоритм розрахунку навантажувальних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10 кВ за узагальненими параметрами.

1. Навантажувальні втрати в ЛЕП:

1.1. Визначається еквівалентний опір ЛЕП:

$$R_E = \frac{\rho_{Al} \cdot k_{Cu}}{\bar{F}} \cdot \frac{L}{3 \cdot N^2},$$

де ρ_{Al} – питомий опір алюмінію ($\rho_{Al}=28,26 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{км}$);

k_{Cu} – коефіцієнт, що враховує зменшення еквівалентного опору через наявність мідних кабелів (береться рівним для ПЛ – 1,0, для КЛ – 0,885);

$\bar{F}$ – усереднене значення поперечного перерізу, мм^2 ;

L – сумарна довжина ПЛ (КЛ), км;

N – кількість повітряних (кабельних) фідерів, шт.

За наведеною вище формулою розраховуються еквівалентні опори ПЛ $R_{ЕПЛ}$ та КЛ $R_{ЕКЛ}$;

1.2. Визначається сумарний еквівалентний опір всіх ЛЕП:

$$R_{\text{ЕЛ}} = \frac{R_{\text{ЕПЛ}} \cdot S_{\text{ПЛ}}^2 + R_{\text{ЕКЛ}} \cdot S_{\text{КЛ}}^2}{S_{\Sigma}^2},$$

де $S_{\text{ПЛ}}$ та $S_{\text{КЛ}}$ – сумарні потужності трансформаторів, що приєднані відповідно до ПЛ і КЛ;

S_{Σ} – сумарна потужність трансформаторів приєднаних до ЛЕП;

1.3. Визначаються навантажувальні втрати електроенергії в ЛЕП без засобів вимірювання головного потоку електроенергії:

$$\Delta W_{\text{Лі}}^{\text{БО}} = \frac{R_{\text{ЕЛі}} \cdot (W_{\text{Лі}}^{\text{БО}})^2 \cdot d_i \cdot k_{\text{ні}}}{1,05 \cdot U_{\text{ні}}^2 \cdot T} \cdot (1 + \text{tg}^2 \varphi_i),$$

де $R_{\text{ЕЛі}}$ – еквівалентний опір і-ої групи ЛЕП без засобів вимірювання головних потоків електроенергії;

$W_{\text{Лі}}^{\text{БО}}$ – сумарне перетікання енергії по ЛЕП і-ої групи без засобів вимірювання головних потоків електроенергії за розрахунковий період;

d_i – дисперсійний коефіцієнт збільшення втрат електроенергії через нерівномірність графіка навантаження і-ої групи ЛЕП;

$k_{\text{ні}}$ – коефіцієнт збільшення втрат через нерівномірність розподілу навантаження по фазах ЛЕП і-ої групи ЛЕП;

$U_{\text{ні}}$ – номінальна напруга і-тої групи ЛЕП;

1.4. Визначаються навантажувальні втрати електроенергії в ЛЕП з засобами вимірювання головного потоку електроенергії:

$$\Delta W_k = \Delta P_{\text{рчк}} \cdot T \cdot d_k,$$

де $\Delta P_{\text{рчк}}$ – втрати активної потужності в режимі середніх навантажень.

2. Навантажувальні втрат електроенергії в трансформаторах:

2.1. Визначається еквівалентний опір:

$$R_{\text{Еті}} = k_{\text{зт}} \cdot \frac{\Delta P_{\text{КЗі}}^{\text{прив}} \cdot U_{\text{ні}}^2}{S_{\Sigma i}^2},$$

де R_{ETi} – еквівалентний опір власних трансформаторів i -го ступеня напруги;

$S_{\Sigma i}$ – сумарна потужність власних трансформаторів i -го ступеня напруги;

$\Delta P_{K3i}^{прив}$ – приведені втрати потужності КЗ власних трансформаторів i -го ступеня напруги;

$k_{зт}$ – коефіцієнт, що враховує збільшення втрат через нерівномірність завантаження і розкиду номінальних потужностей трансформаторів;

2.2. Визначаються навантажувальні втрати електроенергії в трансформаторах i -го класу напруги:

$$\Delta W_{Tpi} = \frac{R_{ETi} \cdot (W_{Ti})^2 \cdot d_i \cdot k_{нті}}{1,05 U_n^2 \cdot T} \cdot (1 + \operatorname{tg}^2(\varphi)),$$

де W_{Ti} – сумарний перетік енергії по трансформаторах i -го ступеня напруги;

$k_{нті}$ – коефіцієнт несиметрії.

В роботі [6] закордонними спеціалістами запропоновано метод оцінювання втрат електроенергії в розподільних мережах 10 кВ з використанням теорії нечітких множин, а саме арифметичних операцій над останніми. Основні поняття теорії нечітких множин наведені в додатку В.

Як вже було відзначено, погодинний графік потужності навантаження в вузлах 10 кВ зазвичай є відомим лише для потужних промислових споживачів. Для всіх інших вузлів шляхом експерименту є можливість оцінити мінімальне та максимальне значення навантаження. Аналогічним образом визначаються межі зміни напруги у вузлі. Використовуючи типові функції належності (трикутної або трапеціподібної форми) та отримані раніше інтервали можливих значень потужностей навантажень та напруг у вузлах 10 кВ є можливість подати

останні у вигляді нечітких чисел. Використовуючи альфа-рівневий принцип узагальнення виконуються арифметичні дії над останніми та визначається поточкорозподіл та втрати потужності в мережі.

Для подання навантаження у вузлах нечіткими числами необхідно мати таку вихідну інформацію:

- графік навантаження в головній ділянці електричної мережі;
- максимальне значення навантаження в інших вузлах 10 кВ;
- категорії споживачів, якими представлено навантаження вузлів 10 кВ, з частками їх участі у загальному споживанні у вузлі;
- типовий графік навантаження кожної з категорій.

$$I_x(t) = k(j) \cdot I_{fs}(t) \cdot p_x^d(j) \cdot \sum_{i \in \beta} k_{x_i} \cdot k_i \cdot I_{ri} ; x \in \alpha_L ,$$

де x – категорія навантаження;

$I_{fs}(t)$ – струм в головній ділянці мережі 10 кВ за годину t ;

$p_x^d(j)$ – відносне значення потужності категорії навантаження x в j -ту годину, яке береться з типового графіка навантаження;

$k_i \cdot I_{ri}$ – максимальний струм i -го розподільного трансформатора;

k_{x_i} – участь категорії x в загальному навантаженні i -го вузла навантаження;

β – множина вузлів навантаження;

α_L – множина категорій навантаження;

$p_x^d(j) \cdot k_{x_i} \cdot k_i \cdot I_{ri}$ – струм категорії навантаження x в i -му вузлі в j -ту годину дня річного максимуму навантаження.

Коефіцієнт $k(j)$ є калібрувальним та визначається за виразом

$$k(j) = \frac{1}{\sum_{i \in \beta} k_i \cdot I_{ri} \cdot \sum_{x \in \alpha_L} k_{x_i} \cdot p_x^d(j)} .$$

Використання даного коефіцієнта дозволяє забезпечити рівність

$$\sum_{x \in \alpha_L} I_x(t) = I_{fs}(t).$$

Тоді крива струму нормалізується, використовуючи вираз

$$I'_x(t) = \frac{I_x(t)}{\max_t I_x(t)}; \quad x \in \alpha_L.$$

Струм навантаження у вузлі у вигляді нечіткого числа можна записати, використовуючи вираз

$$\tilde{I}_i = k_i \cdot I_{fi} \cdot \sum_{x \in \alpha_L} \tilde{I}_x \cdot k_{x_i}.$$

Використовуючи оціночні нечіткі значення струмів навантаження вузлів проводиться розрахунок поточкорозподілу.

3.2 Аналіз методів оцінювання навантажувальних втрат в лініях електропередачі напругою 0,38 кВ

Враховуючи низький рівень інформаційного забезпечення розрахунку змінних втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ на практиці використовують оціночні методи, а саме: метод оцінювання втрат електроенергії за втратами напруги, метод за узагальненими параметрами та метод визначення навантажувальних втрат електроенергії за регресійними моделями.

Метод оцінювання навантажувальних втрат електроенергії за узагальненими параметрами (за сумарною довжиною ліній) [7]. Даний метод розрахунку базується на використанні різного роду коефіцієнтів, які відображають вплив режимних та схемних факторів на навантажувальні втрати електроенергії.

Навантажувальні втрати електроенергії в розімкнених розподільних мережах у випадку, коли відомий лише відпуск електроенергії в головну ділянку, визначають за таким виразом

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{W^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot k_{\Phi}^2}{24 \cdot D \cdot U^2} \cdot R_{\text{эк}}, \quad (3.1)$$

де W – електроенергія, відпущена в лінію за D днів;

U – напруга (еквівалентне або номінальне значення);

$R_{\text{ек}}$ – еквівалентний опір лінії.

Враховуючи обмеженість вихідної інформації, математична модель (3.1) з урахуванням впливу основних факторів, певних припущень ($R_{\text{ек}} = 32,25 \cdot L \cdot k_L / F$) та однаковості середньої густини струму на головних ділянках ліній різних перерізів може бути записана так

$$\Delta W_{\text{н}} = 9,3 \cdot k_L \cdot k_{\text{від}} \cdot k_N \cdot k_{\text{нес}} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot \frac{\sum_{i=1}^N F_i L_i}{F_{\Sigma}^2} \cdot \frac{W^2}{D}, \quad (3.2)$$

де k_L – коефіцієнт, який враховує вплив на навантажувальні втрати розподілення навантаження вздовж лінії;

k_N – коефіцієнт, який враховує відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній;

$k_{\text{від}}$ – коефіцієнт, який враховує зменшення втрат за умови існування відгалужень, густина струму в яких менша за густину в голові фідера;

F_i – переріз проводу ліній електропередачі i -тої групи;

L_i – сумарна довжина ліній електропередачі i -тої групи;

F_{Σ} – сума перерізів різних груп;

N – кількість перерізів.

Для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії в лініях з однаковим перерізом вираз (3.1) трансформується в такий

$$\Delta W_{\text{н}} = 9,3 \cdot \frac{W_F^2 \cdot (1 + \operatorname{tg} \varphi) \cdot k_{\Phi}^2 \cdot L_F}{N_F^2 \cdot D \cdot F} \cdot k_{\text{нес}} \cdot k_{\text{від}} \cdot k_L \cdot k_N, \quad (3.3)$$

де F – переріз проводу;

W_F – сумарний відпуск електроенергії в лінії електропередачі перерізу;

L_F – сумарна довжина проводу;

N_F – кількість ліній електропередачі.

Для врахування того факту, що лінії електропередачі 0,38 кВ можуть мати однофазне, двофазне та трифазне виконання, запропоновано вираз розрахунку сумарної довжини ліній електропередачі

$$L_i(L_F) = L_M + 0,44 \cdot L_{(2-3)} + 0,22 \cdot L_1,$$

де L_M – довжина магістралі;

$L_{(2-3)}$ – довжина двофазних та трифазних відгалужень;

L_1 – довжина однофазних відгалужень.

Під магістраллю розуміється найбільша відстань від шин 0,4 кВ РТ – 10(6)/0,4 кВ до найвіддаленішого споживача.

З метою підвищення точності математичної моделі (3.2) в роботі [8] був запропонований новий підхід визначення коефіцієнтів впливних факторів, який базується на ідентифікації останніх нечіткими базами знань (див. п. 3.3) з подальшим їх переведенням у нечіткі альфа-рівні. В результаті, вдалося зменшити похибку розрахунку навантажувальних втрат електроенергії, а також забезпечити розрахунок втрат електроенергії у вигляді інтервального значення. Останнє дозволяє спростити процедуру оцінювання похибки розрахунку, яка викликана похибками розрахунку коефіцієнтів впливних факторів (рис. 3.1).

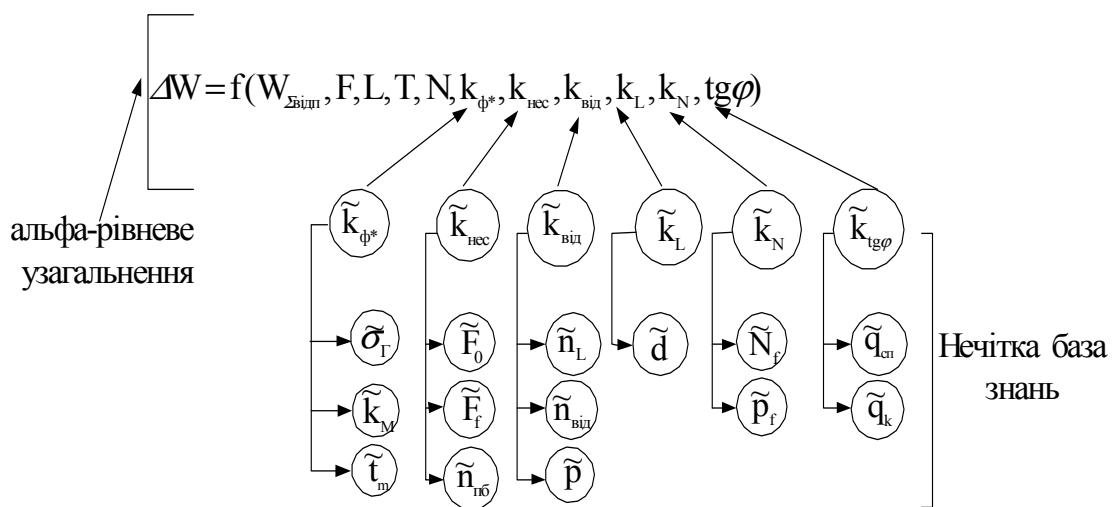


Рисунок 3.1 – Модифіковане дерево логічного висновку

Використання нечітких множин в розрахунку втрат електроенергії в розподільних мережах 10 – 0,38 кВ більш детально розглянуто в п. 3.3.

Дещо інший та більш практичний підхід визначення фактичних втрат активної та реактивної енергії для населення та промисловості запропоновано в [9].

Так для нерозгалуженої лінії з рівномірно розподіленим вздовж навантаженням (міські кабельні лінії) запропоновано такий математичний вираз для розрахунку фактичних змінних втрат електроенергії

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

де $k_{\phi(M)}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження міських абонентів;

$\bar{L}_M$ – середня довжина міської лінії;

r_M – активний опір міської лінії, Ом/км;

N_M – загальна кількість міських ліній;

E_M – загальний корисний відпуск активної електроенергії міським абонентам;

$k_{e(M)}$, $k_{w(M)}$ – коефіцієнти нелінійності втрат.

Значення 1,78 відповідає добутку коефіцієнтів: несиметрії $k_{нес}$, якості електроенергії $k_{як}$, спрацювання обладнання $k_{спр}$ та являє собою введений в даній роботі коефіцієнт врахування зазначених впливних факторів для населення $k_{нас}$.

Середня довжина міської лінії

$$\bar{L}_M = \frac{L_M}{N_M}.$$

Вирази для розрахунку величин коефіцієнтів нелінійності змінних втрат електроенергії, величини яких враховують появу додаткових втрат за рахунок взаємодії потоків корисного відпуску та неврахованої (несплаченої) електроенергії у спільних елементах мережі, мають такий вигляд

$$k_{e(m)} = \frac{(E_m + E_{m(\text{невр})})^2}{E_m^2 + E_{m(\text{невр})}^2} ; k_{e(m)} = \frac{(W_m + W_{m(\text{невр})})^2}{W_m^2 + W_{m(\text{невр})}^2},$$

де $E_{m(\text{невр})}$, $W_{m(\text{невр})}$ – потоки неврахованої активної та реактивної електроенергії.

Нормативні втрати запропоновано визначати за такою формулою

$$\Delta E_{m(\text{норм})} = k_{\phi(m)}^2 \cdot \frac{E_m^2 (1 + \text{tg}^2 \phi_n)}{(\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot N_m)^2 \cdot T} \cdot r_m \cdot \bar{l}_m,$$

де $\text{tg} \phi_n = 0,3$.

Понаднормативні технічні втрати розраховуються так

$$\Delta E_{m(\text{понад})} = \Delta E_m - \Delta E_{m(\text{норм})}.$$

Нижче наведені вирази для розрахунку фактичних втрат для:

– розгалуженої ліній з рівномірно розподіленим уздовж ділянок навантаженням (сільські електричні мережі)

$$\Delta \bar{E}_c = 1,78 \cdot k_{\phi(c)}^2 \cdot \frac{\sum (E_{kj}^2 \cdot k_{e(c)} + W_{kj}^2 \cdot k_{w(c)})}{(3 \cdot U_{\text{ном}})^2 \cdot T} \cdot r_{kj} \cdot \bar{l}_{kj},$$

де E_{kj} – потік активної енергії на ділянці kj ;

r_{kj} – середньозважене значення активного опору kj -ї ділянки лінії,

Ом/км;

$\bar{l}_{kj}$ – середня довжина kj -ї ділянки сільської лінії;

$k_{\phi(c)}$ – коефіцієнт форми графіка навантаження сільських абонентів.

– нерозгалужених ліній з навантаженням, зосередженим у кінці лінії

$$\Delta E_{\text{пром}} = 1,38 \cdot k_{\phi(\text{пром})}^2 \cdot \frac{E_{\text{пром}}^2 \cdot k_{e(\text{пром})} + W_{\text{пром}}^2 \cdot k_{w(\text{пром})}}{U_{\text{ном}}^2 \cdot T} \cdot r_{\text{пром}} \cdot \bar{l}_{\text{пром}}.$$

Розрахунок нормативних змінних втрат електроенергії за узагальненими параметрами (визначення еквівалентного опору в задачах складання балансу електроенергії) відповідно до [1] виконується за таким алгоритмом.

Перший крок: визначаються граничні значення перерізів проводів та навантажень ліній

- $F_{\max}$ дорівнює 50 для ПЛ та 95 для КЛ 0,38 кВ;
- $F_{\min}$ дорівнює 35 для ПЛ та 50 для КЛ 0,38 кВ;
- $S_{\text{ПЛ} \max}$ та $S_{\text{КЛ} \max}$ дорівнює потужності навантаження умовних ПЛ та КЛ $\bar{S}_{\text{ПЛ}}$ та $\bar{S}_{\text{КЛ}}$;
- $S_{\text{ПЛ} \min}$ дорівнює: $0,1 \bar{S}_{\text{ПЛ}}$ при довжині більше за 0,5 км; $0,3 \bar{S}_{\text{ПЛ}}$ при довжині, яка менша або дорівнює 0,5 км.
- $S_{\text{КЛ} \min}$ дорівнює: $0,3 \bar{S}_{\text{КЛ}}$ при довжині більше за 0,5 км; $0,6 \bar{S}_{\text{КЛ}}$ при довжині, яка менша або дорівнює 0,5 км.

Другий крок: визначається еквівалентний опір ПЛ і КЛ

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

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

Третій крок: розраховуються еквівалентні опори всіх ПЛ і всіх КЛ

$$R_{\text{ЕПЛ}0,38} = \frac{R_e}{n_{\text{ПЛ}0,38}},$$

$$R_{\text{ЕКЛ}0,38} = \frac{R_e}{n_{\text{КЛ}0,38}}.$$

Четвертий крок: визначається еквівалентний опір електричних мереж напругою 0,38 кВ

$$R_{\text{Е}0,38} = \frac{R_{\text{ЕПЛ}0,38} \cdot S_{\Sigma \text{ПЛ}0,38}^2 + R_{\text{ЕКЛ}0,38} \cdot S_{\Sigma \text{КЛ}0,38}^2}{(S_{\Sigma \text{ПЛ}0,38} + S_{\Sigma \text{КЛ}0,38})},$$

де $S_{\Sigma \text{ПЛ}0,38}$, $S_{\Sigma \text{КЛ}0,38}$ – математичні сподівання величин сумарних потужностей навантаження, приєднаних відповідно до ПЛ і КЛ. Математичні моделі визначення даних величин є доволі громіздкими, тому нижче не наводяться.

Метод оцінювання змінних втрат електроенергії за втратами напруги в лінії. Для розрахунку втрат електроенергії в міських мережах широкого застосування набув метод, який базується на вимірюванні втрат напруги до найбільш електрично віддаленої від ТП точки мережі (так званий „метод $K_{\text{м/н}}$ ”). Суть його полягає у визначенні відносних втрат

потужності за найбільшими втратами напруги в електричних мережах з наступним визначенням втрат потужності за виразом:

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

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

відносних втрат напруги.

Відносні втрати напруги:

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

Через те, що даний метод не враховує значення навантажень в електричних мережах (похибка до 31%), конфігурацію мережі (похибка до 26,5%) та несиметричність навантаження по фазах (похибка до 54%), було запропоновано використовувати таку формулу:

$$k_{м/н} = (1 - 0,25 \cdot d_p) \cdot \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \cdot \operatorname{tg} \varphi}. \quad (3.4)$$

В [7] для визначення втрат запропоновано використовувати таку математичну модель визначення втрат електроенергії за значенням втрат напруги:

$$\Delta W = \frac{\Delta U \%}{100} \cdot W \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3} \cdot \frac{k_{м/н} \cdot k_{нec}}{k_{віт}}. \quad (3.5)$$

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

Методи оцінювання втрат електроенергії за втратами напруги використовують в міських мережах, а методи оцінювання за узагальненими параметрами – в мережах сільських територій.

Приклад. Провести розрахунок втрат електроенергії за квітень (Д=30) в повітряній лінії з зосередженими навантаженням довжиною 1 км, виконаній дротом АС-95 ($r_0 = 0,34 \text{ Ом}$, $x_0 = 0,4 \text{ Ом}$). За місяць в лінію відпущено 10 тис. кВт·год. Інші параметри, які використовуються під час

розрахунку: $\operatorname{tg}\varphi = 0,5$, $k_3 = 0,3$, $k_{\text{нec}} = 1,05$; $k_N = 1$. Оскільки дана лінія є лінією з зосередженим навантаженням, то $d_p = 0$, $k_{\text{від}} = 1$.

Розв'язування. Максимальне значення активного та реактивного навантажень складає

$$P_{\max} = \frac{W}{24 \cdot \Delta \cdot k_3} = \frac{10000}{24 \cdot 30 \cdot 0,3} = 46,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{\max} = 0,5 \cdot 46,3 = 23,15 \text{ кВАр}.$$

Втрати електроенергії та втрати напруги в максимум навантаження:

$$\Delta W = \frac{46,3^2 + 23,15^2}{0,38^2} \cdot 0,34 \cdot \frac{0,3 + 2 \cdot 0,3^2}{3} \cdot 30 \cdot 24 \cdot 1,05 \cdot 10^{-6} = 760 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{46,3 \cdot 0,34 + 23,15 \cdot 0,4}{0,38^2} \cdot 100 \cdot 10^{-3} = 17,3 \, \%.$$

За формулою (3.3) втрати електроенергії складають

$$\Delta W = 9,3 \cdot \frac{10^2 \cdot 1,25}{30 \cdot 95} \cdot \frac{1 + 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 0,3} \cdot 1,05 = 760 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Відповідно до виразу (3.4)

$$k_{\text{м/н}} = 1 \cdot \frac{1,25}{1 + (0,4 \cdot 0,5)/0,34} = 0,787$$

та втрати енергії за розрахунковим виразом (3.5) складають

$$\Delta W = \frac{17,3}{100} \cdot 10 \cdot \frac{1 + 2 \cdot 0,3}{3} \cdot 1,05 \cdot 0,787 = 760 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

В роботі [6] запропоновано проводити розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах низької напруги засобами нечіткого кластерного аналізу. Даний метод оцінювання втрат електроенергії подано таким алгоритмом.

1. Обирається N_t тестових ділянок електричних мереж. Проводяться додаткові виміри, які дозволяють провести розрахунок втрат електроенергії за поелементним методом розрахунку.

2. Формується множина значень, яка має N_t рядків, елементами якої є виміряні активні та пасивні параметри тестових ділянок електричної мережі, а також розраховані значення втрат електроенергії (абсолютне чи відносне значення).

3. Центри кластерів розраховуються за попередньо обраними кількістю кластерів – s та експоненціальною вагою $m \in [1; +\infty)$. Даний параметр характеризує ступінь строгості належності об'єктів кластерам, тобто, чим більший цей показник, тим більше буде розмитою матриця належності об'єктів. На практиці обирають $m = 2$.

4. Формується множина N_a параметрів ділянок електричної мережі 10 кВ, для якої не проводилися додаткові виміри та розрахунок втрат електроенергії.

5. Для загальної множини $N_s = N_a + N_t$ ділянок мережі 10 кВ проводиться розбиття на кластери, розрахунок функцій належності кожної з ділянок до окремого класу. Кластеризація проводиться лише за параметрами, які відомі для множини N_a .

6. Розрахунок втрат електроенергії для N_a мереж проводиться шляхом підсумовування втрат електроенергії, які розраховуються для кожного центра кластера та перемножуються на функцію належності ділянки до окремого кластера.

3.3 Визначення коефіцієнтів впливних факторів методу оцінювання втрат електроенергії за узагальненими параметрами

3.3.1 Структурна ідентифікація коефіцієнтів впливних факторів

Враховуючи, що частіше для розрахунку змінних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 0,38 кВ використовують оціночний

метод за сумарною довжиною ліній, нижче наведено розрахункові вирази впливних факторів.

1. Коефіцієнт k_L , який враховує вплив на навантажувальні втрати електроенергії розподілення навантаження вздовж лінії.

Навантажувальні втрати електроенергії приблизно в три рази менші в мережах з рівномірно розподіленим навантаженням, ніж втрати в мережах із зосередженим навантаженням. Останнє характерне для електричних мереж з промисловим споживачем. Таким чином, для визначення k_L запропоновано використовувати такий вираз

$$k_L = 1 - 0,63 \cdot d_p, \quad (3.6)$$

де d_p – частка розподілених навантажень (частка комунально-побутового навантаження). Відповідно до виразу (3.6) $k_L \in [0,37; 1]$.

2. Коефіцієнт форми графіка навантаження k_ϕ дає можливість використовувати середнє значення потужності навантаження замість його середньоквадратичного значення та визначається за формулою:

$$k_\phi = \frac{P_{CK}}{P_C}, \quad (3.7)$$

де P_{CK} – середньоквадратичне значення активної потужності;

P_C – середнє значення активної потужності.

Середнє значення активної потужності дорівнює:

$$P_C = \frac{W_L}{T}$$

де W_L – електроенергія, спожита за лічильником за час T .

Для розрахунку коефіцієнта форми графіка навантаження використовується вираз:

$$k_\phi^2 = (1 + 2 \cdot k_3) / 3 \cdot k_3,$$

де k_3 – коефіцієнт заповнення графіка навантаження, який дорівнює

$$k_3 = T_M / T,$$

де T_M – час використання максимального навантаження.

Середньоквадратичне значення струмів та його середнє значення визначаються для групи навантажень за такими виразами:

$$P_C = \sum_{r=1}^n p_{rc},$$

де p_{rc} – середнє значення індивідуальних графіків навантаження;

$$P_{ск}^2 = \sum_{r=1}^n p_{rcc}^2 + 2 \cdot \sum_{r \neq s} R_{prc}, \text{ де } R_{prc} = k_{prc} + p_{rc} \cdot p_{sc},$$

де k_{prc} – взаємно кореляційна функція графіків навантаження.

Також груповий графік навантаження характеризується коефіцієнтом одночасності k_o , множення на який максимальних значень навантажень дає можливість оцінити значення сумарного максимуму навантаження групи споживачів.

З проведеного аналізу видно, що значення коефіцієнта форми графіка навантаження залежить:

- від часу використання максимального навантаження;
- від того, представлене сумарне споживання групою споживачів чи ні (одночасність максимумів графіків навантаження та їх взаємкореляційність);
- від рівня перепаду навантаження від максимального до мінімального значення, який визначається коефіцієнтом мінімуму

$$k_{min} = \frac{P_{min}}{P_{max}},$$

де P_{min} – мінімальне навантаження;

P_{max} – максимальне навантаження.

3. Коефіцієнт несиметрії $k_{нес}$ враховує втрати електроенергії, зумовлені неоднаковістю завантаження фаз та визначається за таким виразом

$$k_{нес} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{сер}^2} (1 + 1,5 \frac{R_o}{R_\phi}) - 1,5 \cdot \frac{R_o}{R_\phi}, \quad (3.8)$$

де R_o – опір нульового проводу;

R_ϕ – опори фазного проводу;

I_A, I_B, I_C – струмове навантаження відповідно по фазах А, В, С.

$I_{\text{сер}}$ – середньоарифметичне значення струму навантаження по трьох фазах.

Таким чином коефіцієнт несиметрії групи споживачів залежить:

- від частки споживачів, які спричиняють несиметрію;
- від перерізу нульового проводу;
- від перерізу фазного проводу.

4. Коефіцієнт, який враховує відмінність густин струму на головних ділянках різних ліній, k_N розраховується за такою формулою

$$k_N = 1 + \gamma_j^2, \quad (3.9)$$

де γ_j - розкид значень густини струму на головних ділянках різних ліній.

При $\gamma_j = 0,2-0,4$ значення k_N знаходиться в діапазоні 1,04–1,16.

Даний коефіцієнт обумовлений тим, що не на всіх фідерах низької напруги є можливість фіксувати відпуск електроенергії та графік навантаження. Коефіцієнт k_N обумовлений розкидом значень густини струму на головних ділянках різних ліній γ .

Враховуючи, що густина струму – це відношення струму до перерізу, k_N залежить:

- від частки фідерів з однаковим перерізом;
- від частки фідерів з невідповідно різним навантаженням.

5. Коефіцієнт $k_{\text{від}}$, який враховує те, що густина струму головної ділянки значно більша, ніж густина струму в розгалуженнях і, як наслідок, втрати електричної енергії в розгалуженнях значно менші, ніж у голові фідера:

$$k_{\text{від}} = 1 - k_{\text{розг}} (1 - k_j^2), \quad (3.10)$$

де $k_j = j_0 / j_M$ – відношення густин струму у розгалуженні j_0 та в головній ділянці магістралі j_M .

$k_{\text{розг}} = L_0 / L_\Sigma$ – коефіцієнт розгалуженості ліній, що являє собою відносну довжину розгалужень.

Таким чином коефіцієнт $k_{\text{від}}$ залежить:

- від довжини відгалужень;
- від навантаження, яке під'єднане безпосередньо до відгалужень;
- від відношення перерізу проводу відгалуження до проводу головної ділянки.

Коефіцієнт реактивної потужності $\text{tg}\varphi$ дорівнює відношенню активної електроенергії до реактивної, тобто залежить від значень реактивної потужності, яка споживається, та відсотка від неї, який компенсується (опосередковано залежить від типу споживача: промисловість, побут тощо).

Як видно, майже всі впливні фактори відображаються у загальній математичній моделі (3.2) за допомогою лише шести коефіцієнтів.

Дана математична модель містить певні припущення, які покладені в основу використання вищезазначених коефіцієнтів; відносна похибка її коливається біля значення 26,3% [7] і визначається:

$$\delta_{\Sigma 1} = \sqrt{\delta_{k_\phi}^2 + \delta_{\text{tg}\varphi}^2 + \delta_{\text{від}}^2 + \delta_{\text{нес}}^2 + \delta_{k_L}^2 + \delta_N^2}.$$

Тобто, сумарна похибка розподіляється між такими показниками: $k_\phi, k_{\text{tg}}, k_{\text{від}}, k_{\text{нес}}, k_L, k_N$.

Визначення коефіцієнта форми графіка навантаження k_ϕ , який враховує заміну середньоквадратичного струму його середнім значенням, через $k_3 \approx 0,3$ спричиняє похибку у визначенні втрат електроенергії

$\pm 20,3 \%$. Цей факт обумовлений в першу чергу тим, що відпуск електроенергії в мережу низької напруги відбувається не через одну ТП-10/0,4 і тому графік навантаження визначити за допомогою вимірювання в одній точці неможливо. Вирішення даної проблеми та проблеми відображення зміни графіка навантаження впродовж розрахункового періоду вирішується за допомогою використання середнього значення коефіцієнта форми графіка навантаження. Таким чином значення коефіцієнта форми графіка навантаження усереднюється в двох напрямках: у часовому (навантаження споживачів є змінною величиною, тому і коефіцієнт заповнення є також змінним), у просторовому (графік навантаження кожної ТП-10/0,4 має різний характер, а усереднення їх передбачає врахування незбігу графіків навантаження). Форма графіка характеризує протициклічність графіків навантаження (незбіг їх максимальних та мінімальних значень у часі).

Неточне визначення k_L призводить до появи додаткової похибки значенням $\pm 5 \%$. Це зумовлено особливостями мережі 0,38 кВ, однією з яких є навантажувальність у часі не лише інформації про навантаження споживачів, а також зміна інформації про схемні параметри. Причиною тут є випадковий характер використання потужності побутовим споживачем. Так, наприклад, побутове навантаження в багатоквартирному будинку або у селі подається зазвичай як рівномірно розподілене навантаження вздовж фідера. Але якщо за будь-якої причини випадкового характеру в початкових по розташуванню будинках (квартирах на першому поверсі) не буде споживатися електроенергія, то говорити про рівномірний розподіл навантаження вже некоректно. Так само не можна говорити і про сконцентрованість навантаження у кінці фідера. Даний випадок буде характеризуватись розпливчастістю та нечіткістю вихідної інформації.

Похибка визначення $\operatorname{tg}\varphi$ береться відповідно до [7] $\pm 20\%$, враховуючи вираз $(1 + \operatorname{tg}^2\varphi)$, який входить в основну модель (3.2), похибка складає $\delta_\varphi = 8\%$. Дана похибка, як і попередні, обумовлена кількістю споживачів та зміною у часі споживання ними реактивної потужності. Так, наприклад, для зварювального трансформатора $\operatorname{tg}\varphi = 3$, а для побутового споживача – менший від 0,25. Таким чином, дисперсія значення даного показника є суттєвою. При використанні вищевказаної методики прийнято використовувати середнє значення – 0,6. Цілком зрозуміло, що визначати для кожного споживача власне значення коефіцієнта використання реактивної потужності неможливо і нерационально, але і використання його середніх значень також не вирішує проблеми адекватного та точного визначення втрат електроенергії в електричних мережах напругою 0,38 кВ.

Коефіцієнти відгалуження та несиметрії також вносять відповідні похибки у визначення оціночного значення втрат ($\delta_{\text{від}} = 8\%$ та $\delta_{\text{нес}} = 9,8\%$).

Необхідно також відзначити, що похибка у 26,3% не є максимальною, тому що характерна для розрахунку втрат електроенергії у N лініях однакового перерізу.

При визначенні втрат електроенергії в мережі низької напруги окремого регіону, в якому електроенергія може транспортуватись споживачу проводами чотирьох можливих перерізів $F=(25, 35, 50, 70, 95)$ мм², похибку необхідно помножити на:

$$\sqrt{\sum_{i=1}^n d_i},$$

де d_i – частка енергії, яка відпускається в лінію i-го перерізу.

Похибка оцінювання втрат електроенергії за методикою, яка базується на математичній моделі (3.2), може бути суттєвою. Але

враховуючи те, що використовувана модель є доволі компактною, простою і не потребує проведення додаткових вимірювань, відмовлятися від даного методу через його дещо високу неточність недоцільно. Попередній аналіз причин усіх складових сумарної похибки засвідчив їх однотипність, що значно спрощує можливість оптимізації її точності за рахунок використання не середніх значень коефіцієнтів впливу того чи іншого фактору на втрати електроенергії в електричних мережах низької напруги, а їх розмитих значень. Враховуючи неможливість телеметризації всіх споживачів даного класу напруги, принаймні на даному етапі розвитку вітчизняної енергетики, даний напрямок вирішення задачі підвищення точності оцінювання втрат електроенергії є актуальним.

Подання коефіцієнтів впливу у вигляді розмитих значень дає можливість записати математичну модель (3.2) у більш гнучкому вигляді. Ця задача вирішується, використовуючи теорію нечітких множин, а саме апарат нечіткої ідентифікації об'єкта.

Для підвищення адекватності визначення перерахованих з (3.2) коефіцієнтів впливних факторів в роботі [8] запропоновано використовувати теорію нечітких множин, а саме нечіткі бази знань. Основні поняття теорії нечітких множин наведені в додатку В.

Розв'язок поставленої задачі буде складатися із чотирьох основних етапів, перший з яких можна назвати фазифікацією вхідних змінних – подання їх у вигляді лінгвістичних терм-множин. Чим більша кількість термів кожної лінгвістичної змінної, яка подається нечіткою множиною, тим більшу гнучкість буде мати математична модель коефіцієнтів впливних факторів.

Для кожного коефіцієнта можна записати такий вираз:

$$y = f_y(x_1, x_2, \dots, x_n),$$

де y – це будь-який з шести коефіцієнтів впливних факторів;

x_i – це впливні фактори, які визначають значення коефіцієнтів впливних факторів.

Для впливних факторів передбачається, що області їх зміни відомі:

$$U_i = [\underline{x}_i, \overline{x}_i], i = \overline{1, n},$$

$$Y = [\underline{y}, \overline{y}],$$

де $\underline{x}_i$ ($\overline{x}_i$) – нижнє (верхнє) значення вхідної змінної x_i , $i = \overline{1, n}$;

$\underline{y}_i$ ($\overline{y}_i$) – нижнє (верхнє) значення вихідної змінної y .

Кожна нечітка лінгвістична змінна складається, в нашому випадку, з трьох термів: „великий”, „середній”, „малий”. Кожний впливний фактор буде мати такий аналітичний вигляд: $A_i = \{a_i^1, a_i^2, \dots, a_i^{l_i}\}$ – терм-множина змінної x_i , $i = \overline{1, n}$, де a_i^p – p -й лінгвістичний терм змінної x_i , $p = \overline{1, l_i}$, $i = \overline{1, n}$.

Назви окремих термів $a_i^1, a_i^2, \dots, a_i^{l_i}$ можуть відрізнятися одна від одної для різних лінгвістичних змінних x_i , $i = \overline{1, n}$.

Під впливними факторами будемо розуміти:

1. Для k_ϕ :

k_M – відносна кількість споживання з мінімальним коефіцієнтом мінімуму, $k_{Mi} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Таким чином множина k_M складається з 11 елементів.

Під мінімальним k_M будемо розуміти k_M – менше середнього.

t_m – відносна кількість споживання з максимальним часом використання максимуму, $t_{mi} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина t_m складається з 11 елементів.

σ_Γ – частка споживання з мінімальним коефіцієнтом одночасності.

$\sigma_{\Gamma i} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина σ_Γ складається з 11

елементів. Коефіцієнт одночасності відповідає за часовий збіг максимумів окремих споживачів;

2. Для $k_{\text{нес}}$:

F_0 – переріз нульового проводу, мм^2 . Цей впливний фактор подано такою множиною можливих значень 25, 35, 50, 70, 95, 120 мм^2 .

F_f – переріз фазного проводу. Цей впливний фактор подано такою множиною можливих значень 25, 35, 50, 70, 95, 120 мм^2 .

n_n – частка нерівномірно розподіленого по фазах навантаження, $n_{ni} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина n_n складається з 11 елементів;

3. Для $k_{\text{від}}$:

n_L – частка довжини відгалужень, $n_{Li} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Таким чином, множина n_L складається з 11 елементів.

$n_{\text{від}}$ – відношення перерізів проводу відгалуження та головної ділянки, в.о. Ця множина складається з 21 елемента, кожний з яких не виходить за межі $[0,292, 3,43]$.

p – частка навантаження, приєднаного до відгалужень, $p_i \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина p складається з 11 елементів;

4. Для k_L :

d_p – частка навантаження, яке споживається населенням, $d_i \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина d_p складається з 11 елементів;

5. Для k_N :

N_f – частка фідерів з однаковим перерізом проводу, $N_{fi} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина N_f складається з 11 елементів.

p_f – частка фідерів з різним навантаженням, $p_{fi} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина p_f складається з 11 елементів;

6. Для k_{tg} :

q_c – частка спожитої електроенергії промисловими споживачами, %;
 $q_{ci} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина q_c складається з 11 елементів.

q_k – частка скомпенсованої реактивної потужності, $q_{ki} \in [0, 100]$ %, з кроком 10 %. Множина q_k складається 11 елементів.

Значення діапазонів можливих значень коефіцієнтів впливних факторів, крок та кількість елементів множин наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Вектори можливих значень вихідних змінних

Найменування поправкового коефіцієнта	Позначення фактора	Позначення елемента множини	Діапазон зміни множини елементів	Крок	К-ть елементів множини
1	2	3	4	5	6
Коефіцієнт форми графіка навантаження	$*k_\phi*$	$k_{\phi i}$	[1 ... 2,25]	0,5	7
Коефіцієнт несиметрії	$k_{нес}$	$k_{нес.i}$	[1 ... 1,5]	0,1	6
Коефіцієнт відгалуження	$k_{від}$	$k_{від i}$	[0,6 ... 1]	0,05	10
Коефіцієнт розподілу навантаження вздовж фідера	k_L	k_{Li}	[0,4 ... 1]	0,1	7
Коефіцієнт неоднаковості густин струму в головних ділянках різних фідерів	k_N	k_{Ni}	[1 ... 1,5]	0,05	11

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6
Коефіцієнт реактивної потужності	$**k_{tg}$	k_{tgi}	[1,04 ... 2]	0,1	8

Примітка. $*k_{\phi} = k_{\phi}^2$, $**k_{tg\phi} = 1 + tg^2\phi$.

Нечіткі бази знань ідентифікації коефіцієнтів впливних факторів наведені в табл. 3.2 – 3.7.

Таблиця 3.2 – Нечітка база знань визначення $k_{нес}$

Якщо			Тоді
F_0	F_f	n_n	$k_{нес}$
—	—	Велика	Великий
Великий	Великий	Середня	Великий
Великий	Великий	Мала	Малий
Великий	Середній	Мала	Малий
Великий	Малий	Середня	Великий
Великий	Малий	Мала	Середній

Таблиця 3.3 – Нечітка база знань визначення $k_{від}$

Якщо			Тоді
n_L	$n_{від}$	p	$k_{від}$
Велика	Велике	Велике	Малий
Велика	Велике	Середнє	Малий
Велика	Мале	Велике	Великий
Середня	Мале	Середнє	Середній

Таблиця 3.4 – Нечітка база знань визначення k_{ϕ}^*

Якщо			Тоді
k_M	t_m	σ_{Γ}	k_{ϕ}^*
Великий	Великий	–	Великий
Великий	Середній	Велике	Великий
Середній	Середній	Велике	Великий
Малий	Великий	Середнє	Великий
Малий	Великий	Мале	Середній
Малий	Середній	Мале	Малий

Таблиця 3.5 – Нечітка база знань визначення k_{tg}

Якщо		Тоді
q_c	q_k	k_{tg}
Велика	Середня	Середній
Велика	Мала	Великий
Середня	Середня	Середній
Середня	Мала	Великий
–	Велика	Малий
Мала	–	Малий

Таблиця 3.6 – Нечітка база знань визначення k_L

Якщо	Тоді
d_p	k_L
Велика	Малий
Середня	Середній
Мала	Великий

Таблиця 3.7 – Нечітка база знань визначення k_N

Якщо		Тоді
N_f	p_f	k_N
Велика	Велика	Середній
Велика	Середня	Середній
Велика	Мала	Малий
Середня	Велика	Середній
Середня	Середня	Середній
Середня	Мала	Середній
Мала	Велика	Великий
Мала	Середня	Великий
Мала	Мала	Середній

Враховуючи ієрархічність структури нечіткого висновку, будемо використовувати для моделювання коефіцієнтів впливних факторів нечітку базу знань типу Мамдані, в якій значення вхідної і вихідної змінної задані нечіткими множинами. Введемо позначення, які необхідні для подальшого викладення матеріалу:

$\mu_j(x_i)$ – функція належності входу x_i нечіткому терму $a_{i,jp}$, тобто

$$a_{i,jp} = \int_{\underline{x_i}}^{\overline{x_i}} \mu_{jp}(x_i) / x_i, \quad x_i \in [\underline{x_i}, \overline{x_i}];$$

$\mu_{d_j}(y)$ – функція належності виходу y нечіткому терму d_j , тобто

$$d_j = \int_{\underline{y}}^{\overline{y}} \mu_{d_j}(y) / y, \quad y \in [\underline{y}, \overline{y}].$$

Ступені належності вхідного вектора $X^*=(x_1^*, x_1^*, \dots, x_n^*)$ нечітким термам d_j з бази знань розраховуються з виразу (3.11). Тільки замість змінних у ньому будуть фігурувати функції належності даних змінних.

В результаті отримуємо таку нечітку множину:

$$\tilde{y} = \frac{\mu_{d1}(X^*)}{d_1} + \frac{\mu_{d2}(X^*)}{d_2} + \dots + \frac{\mu_{dm}(X^*)}{d_m}. \quad (3.11)$$

Особливістю цієї нечіткої множини є те, що універсальною множиною для неї є терм-множини вихідної змінної y . Такі нечіткі множини є нечіткими множинами другого порядку.

Для переходу від нечіткої множини, заданої на універсальній множині нечітких термів як $\{d_1, d_2, \dots, d_m\}$, до нечіткої множини на інтервалі $[\underline{y}, \bar{y}]$ необхідно, по-перше, „зрізати” функції належності $\mu_{dj}(y)$ на рівні $\mu_{dj}(X^*)$, по-друге, агрегувати отримані нечіткі множини. Таким чином отримується

$$\tilde{y} = \text{agg} \left(\bigcap_{j=1, m}^{\bar{y}} \min(\mu_{dj}(X^*), \mu_{dj}(y)) / y \right),$$

де agg – об’єднання нечітких множин, яке реалізується операцією знаходження максимуму.

Чітке значення виходу y , яке відповідає вхідному вектору X^* , визначається в результаті операції дефазифікації нечіткої множини $\tilde{y}$ за методом центра максимумів – це дасть можливість в подальшому говорити про можливість оцінити методичну похибку методу розрахунку втрат електроенергії через нечітке значення втрат у α -рівневого вигляді.

Вихідні нечіткі значення коефіцієнта форми графіка навантаження записуються таким чином

$$\tilde{k}_{\phi^*} = \frac{\mu_{k_{\phi 1}}(k_M^*, t_m^*, \sigma_r^*)}{k_{\phi 1}} + \frac{\mu_{k_{\phi 2}}(k_M^*, t_m^*, \sigma_r^*)}{k_{\phi 2}} + \dots + \frac{\mu_{k_{\phi m}}(k_M^*, t_m^*, \sigma_r^*)}{k_{\phi m}}.$$

В результаті отримано грубу математичну модель визначення нечітких значень коефіцієнтів впливних факторів, що дає можливість на базі експертної інформації проводити оперативну їх ідентифікацію в задачах розрахунку втрат електроенергії в мережах низької напруги.

В роботі [11] пропонується структурно ідентифікувати коефіцієнт форми графіка навантаження групи споживачів засобами теорії нечітких множин, а саме, використовуючи операції їх об'єднання.

Коефіцієнт форми графіка групового навантаження $k_{\phi\Sigma}$ в даному випадку буде являти собою дефазифіковане значення нечіткої множини – результат об'єднання нечітких множин коефіцієнтів форми графіків, заданих для окремих ТП-10/0,4 кВ, у лінгвістичній формі. Міра впливу окремих ТП-10/0,4 кВ на загальний графік навантаження враховується ваговими коефіцієнтами.

Коефіцієнт форми графіка для більшості реальних споживачів розподільної електричної мережі 10 кВ змінюється в інтервалі $[1,0 - 1,15]$. Задавши крок змінення коефіцієнта 0,015 отримано ряд можливих значень коефіцієнта форми графіка індивідуального споживача

$$K_{\phi} = \{1; 1,015; 1,03; 1,045; 1,06; 1,075; 1,09; 1,105; 1,12; 1,135; 1,15\}.$$

Для ідентифікації коефіцієнта форми графіка навантаження окремої ТП-10/0,4 кВ використовується таке подання класів споживачів 10 кВ в аналітичному вигляді

$$\tilde{k}_{\text{тип_сп}} = \left(\frac{k_{\phi_i}}{\mu_{k_{\phi_i}}} \right), i = \overline{1, n},$$

де k_{ϕ_i} – коефіцієнт форми графіка індивідуального споживача, тобто елемент множини K_{ϕ} ;

$\mu_{k_{\phi_i}}$ – значення функції належності коефіцієнта форми k_{ϕ_i} до відповідного класу споживачів.

Нижче, спираючись на результати обробки значної кількості реальних графіків електроспоживання, запропоновано такі класи споживачів:

1. Побутовий споживач (ПС). До даного класу належать споживачі зі значним коефіцієнтом нерівномірності графіка навантаження. До неї можна віднести ТП-10/0,4 кВ, які живлять житлові будинки та будівлі спільного користування:

$$\tilde{k}_{\text{пс}} = \left(\frac{1,135}{0,15}, \frac{1,15}{1} \right);$$

2. Змішаний споживач з переважною часткою ПС (ЗПС). До вказаного класу належать підстанції, більше 80% електроенергії яких відпускається побутовим споживачам:

$$\tilde{k}_{\text{зпс}} = \left(\frac{1,105}{0,15}, \frac{1,12}{1,0}, \frac{1,135}{0,15} \right);$$

3. Промисловий споживач типу 1 (ПС_1). Під даним класом будемо розуміти промислового споживача з двозмінною організацією роботи.

$$\tilde{k}_{\text{пс}_1} = \left(\frac{1,075}{0,15}, \frac{1,09}{1,0}, \frac{1,105}{0,15} \right);$$

4. Змішаний споживач з переважною часткою ПС_1 (ЗСП_1). Під даним класом будемо розуміти ТП-10/0,4 кВ, більше 80% споживання яких складає промислове споживання з двозмінною організацією роботи:

$$\tilde{k}_{\text{зсп}_1} = \left(\frac{1,045}{0,15}, \frac{1,06}{1,0}, \frac{1,075}{0,15} \right);$$

5. Промисловий споживач типу 2 (ПС_2). До даного класу належать промислові споживачі з тризмінною організацією роботи:

$$\tilde{k}_{\text{пс}_2} = \left(\frac{1}{1,0}, \frac{1,015}{0,15} \right);$$

6. Змішаний споживач з переважною часткою ПС_2 (ЗСП_2). До даного класу належать ТП-10/0,4 кВ, більше 80% споживання яких складають промислові споживачі з тризмінною організацією роботи. До таких можна віднести ТП-10/0,4 кВ, до яких приєднані насосні станції, районні або міські теплоцентралі тощо:

$$\tilde{k}_{\text{зсп}_2} = \left(\frac{1,015}{0,15}, \frac{1,03}{1,0}, \frac{1,045}{0,15} \right).$$

У вигляді функцій належності нечіткої множини категорії споживачів використовується функція трапецієподібної форми, яка формалізується

$$\mu_{\text{тип}_\text{сп.}}(k_\phi) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } k_\phi < \underline{k}_{\phi 0} \\ \frac{k - \underline{k}_{\phi 0}}{\underline{k}_{\phi 1} - \underline{k}_{\phi 0}}, & \text{якщо } \underline{k}_{\phi 0} \leq k_\phi < \underline{k}_{\phi 1} \\ 1, & \text{якщо } \underline{k}_{\phi 1} \leq k_\phi < \bar{k}_{\phi 1} \\ \frac{\bar{k}_{\phi 0} - k_\phi}{\bar{k}_{\phi 0} - \bar{k}_{\phi 1}}, & \text{якщо } \bar{k}_{\phi 1} \leq k_\phi \leq \bar{k}_{\phi 0} \\ 0, & \text{якщо } k_\phi > \bar{k}_{\phi 0} \end{cases},$$

де $(\underline{k}_{\phi 0}, \bar{k}_{\phi 0})$ – носій нечіткого значення коефіцієнта форми графіка активного навантаження $\tilde{k}_\phi$;

$[\underline{k}_{\phi 1}, \bar{k}_{\phi 1}]$ – ядро нечіткого значення коефіцієнта форми графіка навантаження $\tilde{k}_\phi$.

В результаті розрахунку коефіцієнт форми графіка групового навантаження дорівнюватиме об'єднанню нечітких множин, які представляють один з запропонованих термів для кожної ТП-10/0,4 кВ

$$\tilde{k}_{\Sigma\phi} = \tilde{k}_{\phi 1} \cup \tilde{k}_{\phi 2} \cup \dots \cup \tilde{k}_{\phi n},$$

де n – кількість ТП-10/0,4 кВ, до яких електроенергія передається по заданій ділянці електричної мережі 10(6) кВ.

Операції об'єднання нечітких значень коефіцієнтів форм графіків окремих ТП-10/0,4 кВ відповідатиме операція знаходження максимуму.

Для врахування відмінності середніх навантажень окремих ТП-10/0,4 кВ пропонується використовувати вагові коефіцієнти k_{vi} , $i = \overline{1, n}$.

$$\tilde{k}_{\Sigma\Phi} = \tilde{k}_{\Phi 1} \cdot k_{B1} \cup \tilde{k}_{\Phi 2} \cdot k_{B2} \cup \dots \cup \tilde{k}_{\Phi n} \cdot k_{Bn} \quad (3.11)$$

Враховуючи відсутність інформації щодо коефіцієнтів завантаження розподільних трансформаторів окремих ТП-10/0,4 кВ, вагові коефіцієнти визначаються у вигляді відношення навантаження окремого ТП-10/0,4 кВ W_j до сумарного навантаження W_{Σ} за таким виразом

$$k_{Bj} = \frac{W_j}{W_{\Sigma}} \quad (3.12)$$

Приклад. Нижче наведено порівняльний аналіз точності розрахунку навантажувальних втрат електроенергії в експериментальній ділянці електричної мережі для різних обсягів вхідної інформації. Вихідна інформація наведена в додатку Г.

В першому випадку коефіцієнти форми графіка навантаження на всіх ділянках визначалися як відношення середньоквадратичного значення навантаження до середнього, а результати розрахунків зведені до таблиці 3.8. В даному випадку вводиться допущення про тотожність коефіцієнтів форми графіків активного та реактивного навантажень.

В другому випадку розрахунок коефіцієнтів форми графіків навантаження проводився відповідно до запропонованих математичних моделей.

Коефіцієнти форми графіка навантаження для ділянок, які безпосередньо приєднані до ТП, розраховані шляхом дефазифікації за методом центра ваги (див. табл. 3.8).

$$k_{\Phi(TП2)} = \frac{k_{\Phi 1} \cdot \mu_{k_{\Phi 1}} + k_{\Phi 2} \cdot \mu_{k_{\Phi 2}} + k_{\Phi 3} \cdot \mu_{k_{\Phi 3}}}{\mu_{k_{\Phi 1}} + \mu_{k_{\Phi 2}} + \mu_{k_{\Phi 3}}} = 1,12,$$

а коефіцієнти впливовості за виразом (3.12)

$$k_{B(TП1)} = \frac{W_{TП-1}}{W_{\Sigma}} = 0,037;$$

57

$$k_{B(TП2)} = 0,111; k_{B(TП3)} = 0,109; k_{B(TП4)} = 0,285; k_{B(TП5)} = 0,457.$$

Нечіткі значення коефіцієнтів форми графіка групового навантаження згідно з виразом (3.11):

$$\begin{aligned} \tilde{k}_{\Sigma\Phi(1-3)} &= \tilde{k}_{\Phi TП2} k_{B2} \cup \tilde{k}_{\Phi TП3} k_{B3} \cup \tilde{k}_{\Phi TП4} k_{B4} \cup \tilde{k}_{\Phi TП5} k_{B5} = \\ &= \max_{\mu} \left\{ \left\{ \frac{k_{\Phi1}}{\mu_{k_{\Phi1}} k_{B2}}, \frac{k_{\Phi2}}{\mu_{k_{\Phi2}} k_{B2}}, \frac{k_{\Phi3}}{\mu_{k_{\Phi3}} k_{B2}} \right\}_{TП2}, \left\{ \frac{k_{\Phi1}}{\mu_{k_{\Phi1}} k_{B3}}, \frac{k_{\Phi2}}{\mu_{k_{\Phi2}} k_{B3}}, \frac{k_{\Phi3}}{\mu_{k_{\Phi3}} k_{B3}} \right\}_{TП3}, \right. \\ &\quad \left. \left\{ \frac{k_{\Phi1}}{\mu_{k_{\Phi1}} k_{B4}}, \frac{k_{\Phi2}}{\mu_{k_{\Phi2}} k_{B4}} \right\}_{TП4}, \left\{ \frac{k_{\Phi1}}{\mu_{k_{\Phi1}} k_{B5}}, \frac{k_{\Phi2}}{\mu_{k_{\Phi2}} k_{B5}} \right\}_{TП5} \right\} = \\ &= \left\{ \frac{1,00}{0,457}, \frac{1,015}{0,06855}, \frac{1,105}{0,01665}, \frac{1,12}{0,111}, \frac{1,135}{0,01665} \right\}; \\ \tilde{k}_{\Sigma\Phi(3-4)} &= \left\{ \frac{1,00}{0,457}, \frac{1,015}{0,06855} \right\}. \end{aligned}$$

Дефазифікація значень коефіцієнтів форми графіків навантаження для ділянки 1-3:

$$k_{\Sigma\Phi(1-3)} = \frac{\sum_{i=1}^5 (k_{\Sigma\Phi(1-3)_i} \mu_{\Sigma\Phi(1-3)_i})}{\sum_{i=1}^5 (\mu_{\Sigma\Phi(1-3)_i})} = 1,027.$$

Результати розрахунку для інших ділянок зведені до таблиці 3.8.

В третьому випадку коефіцієнт форми графіка навантаження в головній ділянці фідера (ділянка 0-1) визначався також як відношення середньоквадратичного навантаження до середнього, а для інших ділянок приймався аналогічним (табл. 3.8).

Таблиця 3.8 – Результати розрахунку коефіцієнтів форми графіка навантаження

Ділянка	Коефіцієнт форми активного навантаження				
	0-1	1-3	3-2	3-4	4-5
1 випадок	1,0086	1,0075	1,063	1,0025	1,0027
2 випадок	1,0086	1,027	1,12	1,002	1,002
3 випадок	1,0086	1,0086	1,0086	1,0086	1,0086

3.3.2 Параметрична ідентифікація коефіцієнтів впливних факторів

Як вже відзначалося в попередніх розділах для розподільних електричних мереж характерний низький рівень якості та кількості вихідної інформації. Під недостатньою якістю розуміється неможливість провести аудит поопорних схем електричної мережі низької напруги, що призводить до значних неточностей. Під недостатньою кількістю – неможливість одночасної фіксації відпущеної електроенергії усім споживачам. За таких умов використання експертної інформації є виправданим. Але і ця інформація не вирізняється точністю. Тому надалі пропонується за рахунок інформації, яка надходить від режимних вимірів, та даних періодичного аудиту споживання електроенергії проводити оптимізацію нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів.

Основними параметрами, які можна змінювати під час розв’язування задачі оптимізації нечітких баз знань є: для правил баз знань – вагові коефіцієнти правил, для гаусової функції належності – координата максимуму та коефіцієнт концентрації.

З урахуванням вагових коефіцієнтів w база знань матиме такий вигляд (на прикладі коефіцієнта форми графіка навантаження $k_{\phi^*} = f(k_M, t_m, \sigma_r)$):

якщо $(k_M = B) \text{ і } (t_m = B) \text{ і } (\sigma_\Gamma = -)$ (з вагою w_{11}) або
 $(k_M = B) \text{ і } (t_m = C) \text{ і } (\sigma_\Gamma = B)$ (з вагою w_{12}) або
 $(k_M = C) \text{ і } (t_m = C) \text{ і } (\sigma_\Gamma = B)$ (з вагою w_{13}) або
 $(k_M = M) \text{ і } (t_m = B) \text{ і } (\sigma_\Gamma = C)$ (з вагою w_{14}),

тоді $k_{\phi^*} = B$, інакше

якщо $(k_M = M) \text{ і } (t_m = B) \text{ і } (\sigma_\Gamma = M)$ (з вагою w_{21}),

тоді $k_{\phi^*} = C$, інакше

якщо $(k_M = M) \text{ і } (t_m = C) \text{ і } (\sigma_\Gamma = M)$ (з вагою w_{31}),

тоді $k_{\phi^*} = M$.

Вагою правила є число, яке знаходиться в інтервалі $[0, 1]$. Дане число характеризує суб'єктивну міру впевненості експерта в правильності цього правила. До настройки бази знань вага правила набуває значення 1.

Вплив коефіцієнта концентрації та координати максимуму на форму функції належності матиме такий вигляд

$$\mu_q(q) = \exp\left(-\frac{(q-b)^2}{2 \cdot c^2}\right),$$

де b - координата максимуму,

c - коефіцієнт концентрації,

q – вхідна змінна.

Таким чином, математична модель матиме такий вигляд:

$$k_{\phi^*} = F((k_M, t_m, \sigma_\Gamma), W, B, C),$$

де $K_M = (k_{M1}, k_{M2}, \dots, k_{M11})$;

$t_{\max} = (t_{m1}, t_{m2}, \dots, t_{m11})$;

$\sigma_\Gamma = (\sigma_{\Gamma1}, \sigma_{\Gamma2}, \dots, \sigma_{\Gamma11})$;

$W = (w_1, w_2, \dots, w_6)$;

$B = (b_1^{K_M}, b_2^{K_M}, b_3^{K_M}, b_1^{t_{\max}}, b_2^{t_{\max}}, b_3^{t_{\max}}, b_1^{\sigma_{\Gamma1}}, b_2^{\sigma_{\Gamma2}}, b_3^{\sigma_{\Gamma3}})$;

$C = (c_1^{K_M}, c_2^{K_M}, c_3^{K_M}, c_1^{t_{\max}}, c_2^{t_{\max}}, c_3^{t_{\max}}, c_1^{\sigma_{\Gamma1}}, c_2^{\sigma_{\Gamma2}}, c_3^{\sigma_{\Gamma3}})$.

Кількість елементів в нашому випадку буде дорівнювати $n = i + 6 \cdot j = 24$.

Відповідно до методу найменших квадратів задача оптимального налагоджування нечіткої моделі може бути сформульована таким чином.

Знайти вектор (W, B, C) , який задовольняє обмеження

$$w_i \in [\underline{w}_i, \overline{w}_i], i = \overline{1,6}, b_j \in [\underline{b}_j, \overline{b}_j], c_j \in [\underline{c}_j, \overline{c}_j], j = \overline{1,3},$$

де кількість обмежень на ваги правил i визначена кількістю правил бази знань (наприклад, для k_{ϕ^*} їх 6), а кількість обмежень на коефіцієнти концентрації та координати максимуму функції належності j – кількістю термів.

В результаті розв'язання задачі оптимізації, вектор (W, B, C) забезпечує виконання такої цільової функції

$$\sum_{l=1}^M [F((K_M, t_m, \sigma_\Gamma)^l, W, B, C) - k_{\phi^*}^l]^2 = \min_{W, B, C}, \quad (3.13)$$

де M – кількість пар навчальної вибірки $((K_M, t_m, \sigma_\Gamma)^l, (k_{\phi^*})^l)$,

l – індекс пари,

W, B, C – вектори незалежних змінних.

Навчальна вибірка формується за результатами режимних вимірів або математичного моделювання.

Нижче розписана процедура розв'язування задачі мінімізації (3.13) з використанням генетичних алгоритмів.

Кодування хромосом. Об'єднаємо вектори незалежних змінних, а саме: ваг правил W , координат максимумів B та коефіцієнтів концентрації C в один вектор:

$$Z = (W, B, C).$$

Розпишемо на прикладі нечіткої бази знань ідентифікації коефіцієнта форми графіка:

$$Z = (w_1, \dots, w_6, b_1^{K_M}, b_1^{t_m}, b_1^{\sigma_{\Gamma 1}}, c_1^{K_M}, c_1^{t_m}, c_1^{\sigma_{\Gamma}}),$$

де $l = \overline{1,3}$.

Таким чином, код нечіткої бази знань ідентифікації коефіцієнта форми графіка навантаження (нечітка модель хромосоми) матиме такий вигляд (табл. 3.9).

Таблиця 3.9 – Нечітка модель хромосоми

k_M					t_m					σ_{Γ}					Вага		
$b_M^{K_M}$	$c_M^{K_M}$	..	$b_B^{K_M}$	$c_B^{K_M}$	..	..	..	..	..	$b_M^{K_M}$	$c_M^{K_M}$	..	$b_B^{K_M}$	$c_B^{K_M}$	w_1	..	w_6

Селекція. Дана операція являє собою вибір найкращих хромосом (векторів S) з найбільшою фітнес-функцією, яка є оберненим виразом (3.1).

$$FF = -\sum_{l=1}^M \left[F((K_M, t_m, \sigma_{\Gamma})^l, W, B, C) - k_{\phi^*}^l \right]^2. \quad (3.13)$$

Таким чином, виконується умова: фітнес-функція більша для краще настроєних баз знань.

Схрещування. Дана операція виконується на базі раніше проведеної операції селекції, а саме вибір батьків для операції схрещування відбувається таким чином: для кожної хромосоми S_i ставиться у відповідність імовірність попадання у батьківський пул:

$$p_i = \frac{FF(S_i)}{\sum_{j=1}^k FF(S_j)}, \quad (3.14)$$

де k – кількість згенерованих під час ініціалізації хромосом.

Селекція батьків виконується за методом «колесо рулетки», відповідно до якого: порівнюється імовірність, отримана з (3.14), з випадково згенерованим числом z з інтервалу $[0, 1]$. Якщо імовірність більша – хромосома попадає у батьківський пул.

Після формування батьківського пулу проводиться обмін частинами генів між всіма парами хромосом. В даній роботі пропонується використовувати класичний кросенговер однієї точки (рис. 3.1).

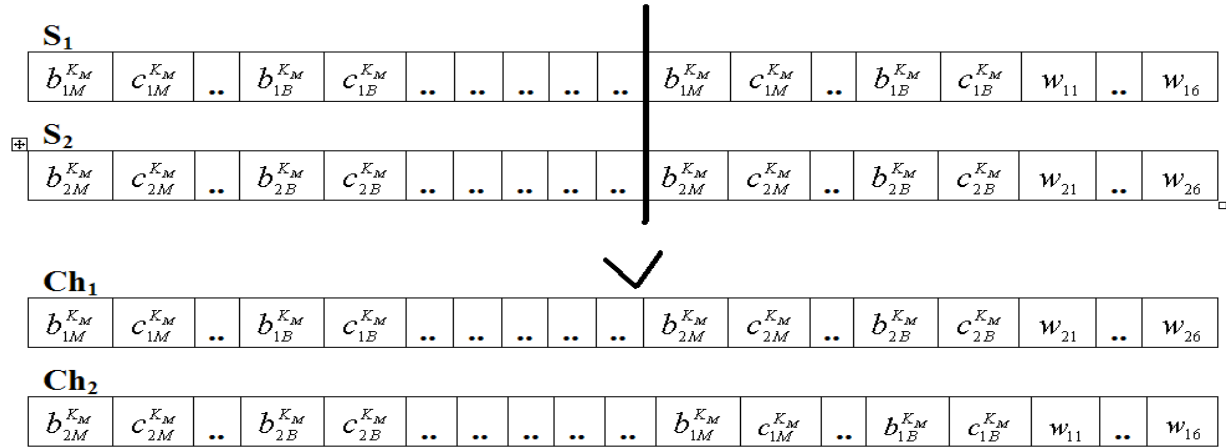


Рисунок 3.1 – Реалізація точкового кросенговера

Під час реалізації операції схрещування відбувається контроль за порядком термів.

В сумі, після проведення операції схрещування, кількість хромосом збільшується та складатиме

$$k^{(1)} = k^{(0)} + k^{(0)} \cdot p_c. \quad (3.15)$$

Для відновлення початкової кількості хромосом необхідно провести оцінку фітнес-функцій (3.13) та відкинути $k^{(0)} \cdot p_c$ з найменшим її значенням з (3.15).

Мутація. Дана операція $Mu(Z)$ передбачає випадкову зміну кожного з генів хромосом з імовірністю p_m , яка визначатиметься у вигляді відношення кількості генів, які будуть піддаватися мутації, до загальної кількості генів – 24 гена.

В результаті мутації: по-перше, генерується $z = \text{RANDOM}([0,1])$ для кожного гена хромосоми, по-друге, якщо виконується умова $z > p_m$ (аналогічна операції вибору батьківського пулу у операції схрещування

засобами методу «колесо рулетки»), то даний ген змінюється відповідно до універсальних множин відповідних векторів

$$\text{Mu}(w_j) = \text{RANDOM}([0,1]), j = \overline{1,6}.$$

Для кожного терму («малий», «середній», «високий») по $k_M, t_{\max}, \sigma_r$:

$$\text{Mu}(b) = \text{RANDOM}([b, \bar{b}]),$$

$$\text{Mu}(c) = \text{RANDOM}([c, \bar{c}]).$$

Алгоритм буде завершений при умові, що $\text{FF}(S_i) = 0$ з наперед заданою похибкою ϵ_1 .

3.3.3 Формування тестової, навчальної та контрольної вибірок на базі даних режимних вимірів для розв'язування задачі параметричної ідентифікації коефіцієнтів впливних факторів

Як вже зазначалося в попередніх пунктах, інформація про пасивні параметри електричної мережі низької напруги надходить з поопорних схем, які складаються та перевіряються працівниками РЕМів.

В даних схемах зазначається:

1. Номінальна потужність РТ-10/0,4, S_{HT} ;
2. Кількість фідерів 0,38 кВ, N ;
3. Марка проводу (переріз), F ;
4. Довжина кожної ділянки, L_i ;
5. Кількість фаз, n ;
6. Тип споживача: «населення», «побут», «промисловість».

Режимна інформація про споживання кожного ТП-10/0,38 $W_{\text{ТП}}$ ($W_{\text{ТП}}$) – активна (реактивна по годинах) або фідерів 0,38 кВ W_{Fi} (W_{Fi}) – активна (реактивна по годинах), кожного споживача W_i (активна за час T), які фіксуються контролерами протягом кожного місяця та даних режимних вимірів, які проводяться кожні півроку для розв'язування технічних задач.

В умовах недостатньої точності побудованих нечітких баз знань ідентифікації коефіцієнтів є можливість за рахунок нових даних про

режимні параметри та уточнених даних про пасивні параметри проводити, засобами описаного вище генетичного алгоритму, їх навчання.

Для цього попередньо необхідно виконати таке.

По-перше, перетворення вектора вихідних даних у вектор факторів впливу:

$$\{W_{\text{ТПі}}, W_{\text{Fi}}, W_i, S_{\text{HT}}, N, F, L_i, n\} \Rightarrow \{k_M, t_m, \sigma_\Gamma, F_0, F_f, n_n, n_L, n_v, p, d_p, N_f, P_f, Q_c, Q_k\}.$$

По-друге, перетворення вектора впливних факторів у вектор коефіцієнтів впливних факторів:

$$\{k_M, t_m, \sigma_\Gamma, F_0, F_f, n_n, n_L, n_v, p, d_p, N_f, P_f, Q_c, Q_k\} \Rightarrow \{k_\phi^2, k_{\text{нес}}, k_{\text{від}}, k_L, k_{\text{tg}}, k_N\}.$$

Для перетворення зазначених векторів пропонується використовувати такі вирази [12]:

– відносна кількість споживачів з мінімальним коефіцієнтом мінімуму

$$k_M = \begin{cases} 20 \%, \text{ "тільки промисловість",} \\ 40 \%, \text{ "більшість промисловості",} \\ 60 \%, \text{ "однакове співвідношення",} \\ 80 \%, \text{ "більшість населення",} \\ 100 \%, \text{ "тільки населення"} \end{cases}$$

або у спрощеному вигляді

$$k_M \approx \eta_{\text{нас}},$$

де $\eta_{\text{нас}}$ – відносна кількість споживання електроенергії таким типом споживача, як «населення». Саме для даного типу споживача відповідно характерний самий високий k_M ;

– відносна кількість споживачів з максимальним часом використання максимуму

$$t_m = \begin{cases} 20 \%, \text{ "тільки населення",} \\ 40 \%, \text{ "однакове співвідношення",} \\ 60 \%, \text{ "більшість – побут/промисловість",} \\ 80 \%, \text{ "більшість – промисловість 2 зміни",} \\ 100 \%, \text{ "тільки промисловість 3 зміни"} \end{cases}$$

або у спрощеному вигляді:

$$t_m \approx \eta_{\text{пром.}}$$

де $\eta_{\text{пром.}}$ – відносна кількість споживання електроенергії таким типом споживача як «промисловість»;

– частка споживання з мінімальним коефіцієнтом одночасності

$$\sigma_{\Gamma} = \begin{cases} 20 \%, \text{ "споживачі однієї категорії",} \\ 40 \%, \text{ "більшість споживачів однієї категорії",} \\ 50 \%, \text{ "половина споживачів однакової категорії",} \\ 80 \%, \text{ "більшість споживачів різних категорій",} \\ 100 \%, \text{ "споживачі, представлені різними категоріями";} \end{cases}$$

– перерізи нульового та фазного проводу у більшості фідерів F_0 , F_f визначаються з поопорної схеми;

– частка нерівномірно розподіленого по фазах навантаження визначається таким чином

$$n_H = \left(\frac{|W_{CP} - W_A| + |W_{CP} - W_B| + |W_{CP} - W_C|}{W_A + W_B + W_C} \right) \cdot 100,$$

де W_{CP} – середньоарифметичне значення електроенергії, спожитої по фазах,

W_A , W_B , W_C – відпущена у фази А, В, С електроенергія.

За умови однотипності групи споживачів

$$n_H = \left(\frac{|n_{CP} - n_A| + |n_{CP} - n_B| + |n_{CP} - n_C|}{n_A + n_B + n_C} \right) \cdot 100;$$

– частка довжини відгалужень n_L визначається по поопорних схемах за виразом

$$n_L = \left(1 - \frac{L_M}{L_{\Sigma}} \right) \cdot 100,$$

де L_M – довжина магістральної ділянки,

L_Σ – сумарна довжина фідера;

– відношення перерізів проводів відгалуження та головної ділянки визначається за даними поопорних схем таким чином

$$n_b = \frac{F_{\text{від}}}{F_M};$$

– частка навантаження, приєднаного до відгалужень визначається за даними вимірів таким чином

$$p = \frac{\sum_{i=1}^k W_i}{\sum_{i=1}^l W_i} \cdot 100,$$

де k – кількість вузлів навантаження приєднаних до відгалужень,

l – загальна кількість вузлів навантаження фідера;

– частка навантаження, яке споживається населенням, також визначається за даними періодичних фіксацій споживання електроенергії окремих споживачів та поопорної схеми електричної мережі низької напруги:

$$d_p = \frac{\sum_{i=1}^d W_i}{\sum_{i=1}^l W_i} \cdot 100,$$

де d – кількість вузлів, до яких приєднане населення;

– частка фідерів з однаковим перерізом проводу визначається за поопорною схемою таким чином

$$N_f = \frac{n_0}{N} \cdot 100,$$

де n_0 – кількість фідерів з однаковим перерізом проводу;

– частка фідерів з різним навантаженням

$$p_f = \left(1 - \frac{n_{\text{од}}}{N}\right) \cdot 100,$$

де $n_{\text{од}}$ – кількість фідерів з приблизно однаковим навантаженням;

– частка спожитої електроенергії промисловими споживачами

$$q_c = \frac{W_{Qnp\Sigma}}{W_{QFi}} \cdot 100,$$

де $W_{Qnp\Sigma}$ – споживання реактивної електроенергії промисловими споживачами;

W_{QFi} – фактичне сумарне споживання реактивної електроенергії за звітний період;

– частка скомпенсованої реактивної потужності

$$q_k = \frac{W_{QFk}}{W_{QF}} \cdot 100 \approx \frac{Q_{KP} \cdot T}{E_F} \cdot 100,$$

де W_{QFk} – реактивна електроенергія фактично компенсована;

Q_{KP} – встановлена потужність компенсувальних пристроїв.

Аналітичні вирази визначення коефіцієнтів за даними режимних вимірів та поопорних схем наведені в табл. 3.10.

Таблица 3.10 – Визначення коефіцієнтів

Коефіцієнти	Аналітичний вираз
k_ϕ	Вираз (3.7)
k_{hec}	Вираз (3.8)
k_N	Вираз (3.9)
k_L	Вираз (3.6)
$k_{від}$	Вираз (3.10)
k_{tg}	Вираз (W_{QF} / W_{PF})

3.4 Розрахунок втрат електроенергії в інших елементах мережі 10(6)-0,38 кВ

Під втратами електроенергії в інших елементах мережі 0,38 кВ тут і далі будемо розуміти втрати в ТС, БСК, індукційних лічильниках прямого підключення.

Розрахункові втрати електроенергії в ТС та їхніх вторинних колах обчислюють, виходячи з середньорічних розрахункових втрат електроенергії (потужності) в вимірювальних трансформаторах (в розрахунку на три фази), які складають для мереж 10, 6, 0,38 кВ 60 кВт·год (0,00685 кВт).

Розрахункові втрати електроенергії в ТН:

- для мереж 6 кВ – 130 кВт·год (0,0148 кВт);
- для мереж 10 кВ – 175 кВт·год (0,02 кВт).

Розрахункові втрати електроенергії в БСК і-го ступеня $\Delta A_{\text{БСК}i}$ обчислюють за формулою

$$\Delta A_{\text{БСК}i} = \sum_{j=1}^{N_{\text{Б}}} \Delta P_0 \cdot Q_{j\text{Б}} \cdot T_{j\text{Б}} \cdot \left(\frac{U_j}{U_{j\text{НОМ}}} \right)^2 = \sum_{j=1}^{N_{\text{Б}}} \Delta P_0 \cdot A_{jQ} \cdot \left(\frac{U_j}{U_{j\text{НОМ}}} \right)^2,$$

де $N_{\text{Б}}$ - кількість БСК, шт.;

ΔP_0 - питомі втрати потужності в БСК, кВт/кВАр;

$Q_{j\text{Б}}$ - потужність j-ї БСК, кВАр;

$T_{j\text{Б}}$ - число годин роботи БСК у розрахунковому періоді;

A_{jQ} - реактивна енергія, що видається j-ю БСК за розрахунковий період, кВАр·год;

U_j - середньоексплуатаційна напруга j-ї БСК, кВ;

$U_{j\text{НОМ}}$ - номінальна напруга j-ї БСК, кВ.

Питомі втрати потужності для БСК номінальною напругою до 1000 В – 0,004 кВт/кВАр, вище 1000 В – 0,002 кВт/кВАр.

Розрахункові втрати електроенергії в індукційних лічильниках (трифазних та однофазних) номінальною напругою 0,38 кВ прямого підключення $\Delta A_{\text{ЛС}0,38}$, встановлених на межах балансової належності зі споживачами, обчислюють за формулою

$$\Delta A_{\text{ЛС}0,38} = \sum_{k=1}^{N_{\text{ЛС}}} \Delta P_{\text{ЛС}0,38}^k \cdot T_p ,$$

де $N_{\text{ЛС}}$ - кількість лічильників;

$\Delta P_{\text{ЛС}0,38}^k$ - втрати потужності в k-му лічильнику;

T_p - число годин у розрахунковому періоді.

Значення втрат потужності в k-му лічильнику беруть відповідно до його паспортних (каталогових) даних. Дозволяється за відсутності паспортних даних брати значення втрат потужності в однофазному лічильнику – 2,2 Вт, а в трифазному – 3,0 Вт.

Контрольні запитання

1. З яких складових складаються втрати електроенергії в розподільних мережах 10 – 0,38 кВ?
2. Чи дозволяють існуючі засоби обліку виконувати поелементний розрахунок змінних втрат електроенергії в розподільних мережах 10 кВ?
3. Наведіть розповсюджені вирази для розрахунку еквівалентного опору в розподільних мережах 10 кВ.
4. Перерахуйте основні методи розрахунку змінних втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ.
5. Перерахуйте коефіцієнти впливних факторів методу розрахунку змінних втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ за узагальненими параметрами та надайте їх загальну характеристику.
6. Наведіть алгоритм розрахунку змінних втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ з використанням кластерного аналізу.
7. Якого значення може сягати похибка розрахунку змінних втрат електроенергії методом за узагальненими параметрами, а саме за сумарної довжиною ЛЕП? Чим вона обумовлена?

4 ОЦІНЮВАННЯ ВІРОГІДНОСТІ РОЗРАХУНКОВИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

4.1 Визначення методичної похибки розрахунку втрат електроенергії

Навантажувальні втрати електроенергії в елементі трифазної мережі з опором визначають за формулою

$$\Delta W_{\text{н}} = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2 \cdot (t) \cdot dt \approx 3 \cdot R \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2,$$

де $I(t)$ – повний струм в елементі в момент часу t ;

Δt – інтервал часу між послідовними його вимірами, якщо останні виконуються дискретно через рівні досить малі інтервали часу.

Втрати електроенергії холостого ходу визначають за формулою

$$\Delta W_{\text{х}} = \frac{\Delta P_{\text{х}}}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \int_0^T U^2 \cdot (t) \cdot dt \approx \frac{\Delta P_{\text{х}}}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} U_i^2,$$

де $\Delta P_{\text{х}}$ – втрати потужності холостого ходу при номінальній напрузі, що наводяться в паспортних даних устаткування.

Точне визначення втрат електроенергії за інтервал часу T можливе за відомих значень параметрів R та $\Delta P_{\text{х}}$ і функцій часу $I(t)$ та $U(t)$ на всьому інтервалі. Параметри R і $\Delta P_{\text{х}}$ зазвичай відомі, і в розрахунках їх вважають постійними. Разом з тим опір провідника залежить від його температури:

$$R_t = R_{20} [1 + 0.004(t - 20)],$$

де R_{20} – опір при $t = 20$ °C, і при зміні t у діапазоні від -20 до +90 °C (припустима температура нагрівання проводів повітряних ліній) R_t набуває значення від 84 до 120% R_{20} . Додаткові похибки обумовлені неточністю довжин ліній, старінням проводів і т. ін.

З метою уточнення фактичних параметрів ліній доцільно проводити досліді холостого ходу і короткого замикання при виведенні ліній у ремонт. Наявні зведення показують, що в ряді випадків фактичні значення активного опору й особливо активної провідності на землю (струми витоку) відрізняються на 20 – 30% від використовуваних у розрахунку.

Викладене показує, що похибка визначення втрат електроенергії в одному елементі, викликана неточним поданням у розрахунку величини R , що вважається відомою, може бути суттєвою. Слід зазначити, що в практичних розрахунках дуже рідко опір ліній приводять до середньої температури за час T , оскільки це складно (температура проводу залежить від його струмового навантаження, температури повітря, сонячної радіації, швидкості вітру і т. ін.). Тому зазвичай в розрахунках використовують довідкові дані. Таким чином інформацію про параметри електричних мереж можна вважати повною з обмеженою вірогідністю.

Інформація про режимні параметри $I(t)$ та $U(t)$ визначається зазвичай лише для днів контрольних вимірів, тобто при щогодинній реєстрації в ці дні – за 48 з 8760 год. На більшості підстанцій без обслуговуючого персоналу вона реєструється лише 3 рази за контрольну добу. Ця інформація є неповною (існує не для кожного значення) і обмежено достовірною, оскільки вимірювання виконуються апаратурою, що має певний клас точності, і неодноразово на всіх підстанціях.

Похибки інформації, що використовується в розрахунках втрат енергії, як правило, можна подати у вигляді випадкових величин. В аналогічному вигляді можуть бути подані і методичні похибки.

Якщо систематична помилка розрахунків (середнє значення помилок) дорівнює нулю, то відносну середньоквадратичну похибку розрахунку втрат за середнім значенням вихідних даних визначають за формулою

$$\Delta_{\Pi} = \sqrt{D_{\Pi}} / m_{\Pi} = \sigma_{\Pi} / m_{\Pi},$$

де D_{Π} , σ_{Π} та m_{Π} – відповідно дисперсія, середньоквадратичне відхилення і математичне сподівання втрат.

Якщо відомі лише граничні значення, яких може набувати величина X , то для визначення середньоквадратичного відхилення σ_x використовують той факт, що практично всі значення (99,7%) випадкової величини, розподіленої за нормальним законом, укладаються в діапазон $m_x \pm 3\sigma_x$. Тоді

$$\sigma_x = \frac{X_{\text{MAX}} - X_{\text{MIN}}}{6}. \quad (4.1)$$

Дана формула дає прийнятні практичні результати і при законах розподілу, що відрізняються від нормального, та може використовуватися, коли вихідних даних про значення певної величини немає, але з фізичних співвідношень відомий можливий діапазон її значень. Так, при відсутності точних даних про навантаження підстанції може бути відомо, що його значення знаходиться в діапазоні від 0,3 до 0,9 встановленої потужності трансформаторів S_T .

Якщо можливий діапазон змін випадкової величини невідомий, а кількість даних мала, щоб визначити σ_x , то його визначають за формулою (4.1), у якій у знаменнику використовують цифру 4 замість 6. Така заміна обумовлена тим, що у разі малої кількості даних мало ймовірно, що серед них є x_{max} і x_{min} . У випадку, якщо похибка у вихідних даних містить систематичну складову σ_c (тобто середнє значення похибки не дорівнює нулю), границі похибок приводять до симетричного вигляду, віднімаючи з обох значень границь значення σ_c , а розрахункове значення втрат, до якого буде відноситися симетрична випадкова похибка, визначають, домножаючи вихідне значення на коефіцієнт

$$k_k = \frac{1}{1 + \delta_c / 100}.$$

До формули для розрахунку втрат енергії вихідні параметри входять у різних сполученнях – як співмножники, доданки і под. Незважаючи на те, що усі вони мають нормальний закон розподілу похибки, закон розподілу похибки результуючої величини теоретично може відрізнятися від нормального. Однак розрахунки показують, що ця відмінність практично несуттєва. У цьому випадку для визначення інтервалу невизначеності втрат і відповідного йому значення довірчої імовірності досить розрахувати середньоквадратичну похибку у величині втрат Δ_p , виходячи з відомих значень середньоквадратичних погрішностей у вихідних даних.

За відомим значенням Δ_p границі інтервалу невизначеності втрат розраховують за таким формулами

$$\begin{aligned}\Delta W_{\min} &= \Delta W_p \cdot (1 - t \cdot \Delta_B / 100); \\ \Delta W_{\max} &= \Delta W_p \cdot (1 + t \cdot \Delta_B / 100),\end{aligned}\tag{4.2}$$

де t – параметр, що визначає інтервал і відповідну йому імовірність.

Природно, що чим менш повна інформація є в наявності, тим простіший метод розрахунку доводиться застосовувати і тим більша методична похибка вноситься в розрахунок. Чим менш точна наявна інформація, тим більша інформаційна похибка вноситься додатково. Більш широким виходить і розрахунковий інтервал, у якому можуть виявитися фактичні втрати.

Використовуючи відповідність нормального закону розподілу похибки визначення втрат функції належності їх нечіткого значення до α -рівневого та, за умови, що дефазифікація нечіткого числа відбувається за методом центра максимумів (додаток В), є можливість паралельно з

оцінюванням втрат електроенергії проводити оцінювання методичної похибки їх визначення (рис. 4.1).

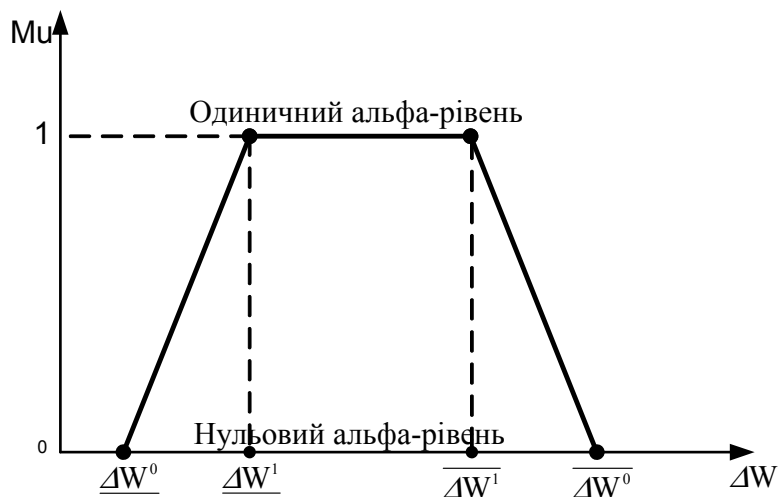


Рисунок 4.1 – Графічна інтерпретація нечіткої множини втрат електроенергії, розбитої на два альфа-рівні

Відповідно до рис. 4.1 ядро нечіткого значення коефіцієнтів буде відповідати значенню останніх, яке має найвищу міру впевненості експерта, а межі довірчого інтервалу невизначеностей відповідають межах одиничного α -рівня $[\underline{\Delta W}_1, \overline{\Delta W}_1]$. Нульовий альфа-рівень $[\underline{\Delta W}^0, \overline{\Delta W}^0]$ відповідає інтервалу невизначеності втрат електроенергії у випадку подання коефіцієнтів у вигляді їх середніх значень.

Таким чином, є можливість паралельно з визначенням змінних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах низької напруги визначати їх похибку

$$\delta_B = \frac{\Delta W_{\max} - \Delta W_{\min}}{6 \cdot \Delta W_p} \cdot 100,$$

де δ_B – значення похибки визначення втрат,

$\Delta W_{\min}$, $\Delta W_{\max}$ – мінімальне та максимальне значення змінних втрат електроенергії,

ΔW_p – дефазифіковане значення втрат електроенергії.

Число 6 у знаменнику відповідає імовірності 99,7% потрапляння значення втрат в інтервал.

4.2 Визначення інформаційної похибки розрахунку втрат електроенергії

За рівнем автоматизації електричні мережі 10 кВ можна поділити на дві групи [13]:

1. Споживач з локальним устаткуванням збору і обробки даних;
2. Споживач з інтегрованою системою обліку в АСКОЕ постачальника електроенергії.

Так, у першому випадку вимірювальний канал буде складатися з:

- трансформатора струму;
- трансформатора напруги;
- лічильника електроенергії (електронний або індукційний з імпульсним виходом і/або цифровим інтерфейсом);
- лінії приєднання лічильника до ТН;
- пристрою збору даних та/або пристрою збору та передачі даних.

Відповідно до [14] структурна схема вимірювального каналу зі складниками результуючої відносної похибки буде мати такий вигляд (рис. 4.2).

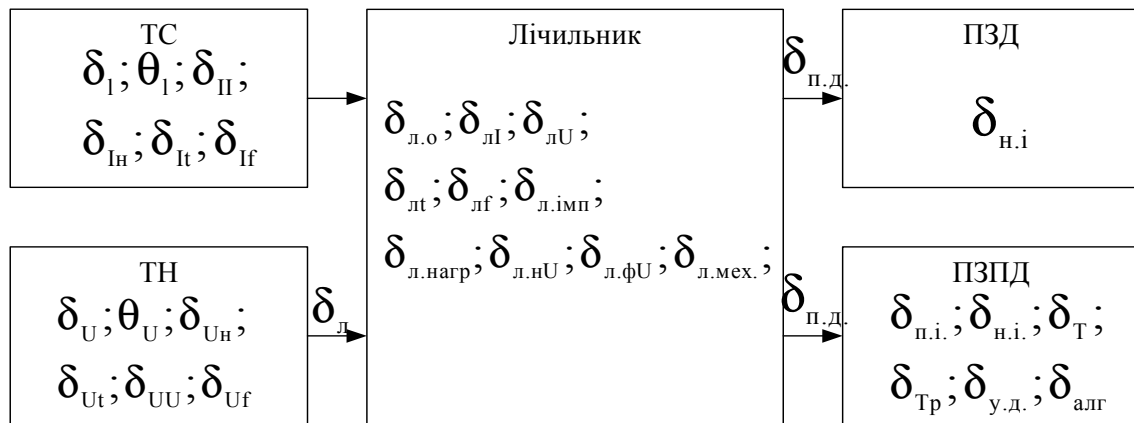


Рисунок 4.2 – Структура інформаційної похибки засобів АСКОЕ

На рисунку: δ_I – струмова похибка ТС;

δ_U – похибка напруги ТН;

θ_I – кутова похибка ТС;

θ_U – кутова похибка ТН;

$\delta_{л.о.}$ – основна похибка лічильника;

$\delta_{л.}$ – похибка від втрати напруги в лінії приєднання лічильника до ТН;

$\delta_{п.д.}$ – похибка передачі даних (підрахунку імпульсів) від датчика до ПЗД та/або ПЗПД;

$\delta_{п.і.}$ – похибка переведення кількості імпульсів в іменовані одиниці;

$\delta_{н.і.}$ – похибка накопичення інформації;

$\delta_{Тр}$ – похибка ресинхронізації при вимірюванні поточного астрономічного часу;

$\delta_{у.д.}$ – додаткові похибки ПЗД та ПЗПД від впливу зовнішніх величин;

δ_{II} – похибка від значення первинного струму для ТС;

$\delta_{лI}$ – похибка від значення струму вимірювального кола лічильника;

δ_{IH} – похибка від перевантаження або недовантаження вторинної обмотки ТС;

δ_{UH} – похибка від значення навантаження потужності для ТН;

$\delta_{лт}$ – похибка лічильника від зміни температури навколишнього середовища;

δ_{It} – похибка ТС від зміни температури навколишнього середовища;

δ_{Ut} – похибка ТН від зміни температури навколишнього середовища;

δ_{UU} – похибка ТН від зміни первинної напруги;

$\delta_{лU}$ – похибка лічильника від зміни напруги у вимірювальному колі лічильника;

$\delta_{лf}$ – похибка лічильника від зміни частоти;

δ_{If} – похибка ТС від зміни частоти;

δ_{Uf} – похибка ТН від зміни частоти;

$\delta_{л.імп.}$ – похибка лічильника від короткочасних перевантажень імпульсним струмом;

$\delta_{л.нагр}$ – похибка лічильника від впливу нагріву власним струмом;

$\delta_{л.ф.к.}$ – похибка лічильника від форми кривої струму навантаження;

$\delta_{л.нU}$ – похибка лічильника від несиметрії напруги;

$\delta_{\text{л.ф.У}}$ – похибка лічильника від впливу оберненої послідовності фаз;

$\delta_{\text{л.мех.}}$ – похибка лічильника від впливу механічного навантаження;

$\delta_{\text{алг.}}$ – похибка розрахунків за алгоритмами АСКОЕ.

Перші десять похибок є основними. Інші є додатковими та зазвичай включаються до складу основних.

Границі допустимої відносної похибки вимірювального каналу при вимірах електроенергії розраховують за такою формулою

$$\delta_w = \pm \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{\text{с.о.}}^2 + \sum_{j=1}^I \delta_{\text{с}j}^2 + \delta_{\text{у.с.}}^2},$$

де $\delta_{\text{с}j}$ – додаткова похибка лічильника від j -ої впливної величини, %.

I – кількість впливних факторів;

$\delta_{\text{у.с.}}$ – відносна похибка збору та передачі даних, %.

Враховуючи, що типів лічильників – близько 30, ТС та ТН – близько 50 та ПЗПД – близько 20 типів, дати узагальнену оцінку сумарної відносної похибки вимірювального каналу дуже важко.

Середня допустима відносна похибка вимірювального каналу для розподільних електричних мереж 10(6) кВ приблизно складає для вимірювання активної електроенергії близько 4-5% та для вимірювання реактивної електроенергії близько 5-8%.

У другому випадку, коли інформація з ПЗПД передається по різного роду каналах зв'язку на сервер енергопостачальної компанії (окремого РЕМу) інформаційна похибка методу перевірки спостережності буде обмежуватися саме 4-5% плюс похибка визначення потужності у вигляді середнього значення активної електроенергії за півгодинний проміжок часу (канали зв'язку та модеми не вносять додаткової похибки в

інформаційний канал електроенергії та потужності, тому що передачі підлягає тільки цифрова інформація та протоколи обміну мають захист від спотворення завадами), а в першому випадку людський фактор знімання та передачі даних буде викликати додаткову похибку.

4.3 Оцінювання спостережності розподільних мереж 10 кВ для задач розрахунку втрат електроенергії

Якщо розписати множник ΔP з виразу для розрахунку втрат електроенергії за характерними режимами через відношення добутку номінальної повної потужності РТ, коефіцієнта завантаження РТ, коефіцієнта потужності та активного опору i -го елемента електричної мережі до значення квадрата напруги в ньому, то отримуємо такий вираз для розрахунку змінних втрат електроенергії в електричній мережі, яка складається з n елементів за j -тий проміжок часу:

$$\Delta W_{zj} = \sum_{i=1}^n \frac{(S_i \cdot k_i \cdot \cos \varphi_i)^2 + (S_i \cdot k_i \cdot \sin \varphi_i)^2}{(U_i)^2} \cdot R_i \cdot t_j \cdot k_{\Sigma \varphi}^2, \quad (4.3)$$

де S_i – номінальна потужність приєднаних до i -го елемента РТ;

k_i – коефіцієнт завантаження РТ;

$\cos \varphi_i$ – коефіцієнт потужності;

t_j – тривалість j -го проміжку часу;

U_i – модуль значення напруги в кінці i -го елемента;

R_i – активний опір i -го елемента електричної мережі.

Відповідно до (4.3) основними факторами, які зумовлюють змінний характер навантажувальної складової втрат електроенергії є коефіцієнт потужності, коефіцієнт завантаження РТ по активній та реактивній

потужностях, коефіцієнт форми графіка навантаження та значення напруг у вузлах.

Нижче в табл. 4.1 наведені результати оцінювання похибки розрахунків навантажувальних втрат електроенергії для окремого прикладу розподільної електричної мережі, який наведено в додатку Д.

Таблиця 4.1 – Результати оцінювання похибки розрахунку навантажувальних втрат електроенергії

Методична похибка	
Середньоквадратична похибка, %	1,23
Похибка, викликана відсутністю графіка навантаження + методична похибка	
Середньоквадратична похибка, %	7,05
Похибка, викликана відсутністю графіка навантаження та коефіцієнтів завантаження + методична похибка	
Середньоквадратична похибка, %	10,86

З наведених в таблиці 4.1 результатів видно, що похибка розрахунку збільшується в першому випадку (неврахування графіка навантаження) майже на 7%, а в другому (неврахування графіка навантаження та розподілу навантаження вздовж фідера) – на 9,5%.

Основним засобом підвищення адекватності та точності розрахунку навантажувальних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 10 кВ є впровадження автоматизованих систем обліку за типом АСКОЕ. Впровадження АСКОЕ передбачає проведення масштабного переозброєння вітчизняних ТП 10/0,4 кВ більш точними, пристосованими до передачі інформації про режимні параметри, вимірювальними засобами. Таким чином, проведенню зазначених заходів повинен передувати аналіз

наявності спостережності для задач розрахунку навантажувальних втрат електроенергії на окремому фідері 10 кВ. Ступінь спостережності (ступінь ефективності використання вимірювальних засобів для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії) визначається в даному випадку імовірністю розрахунку змінних втрат електроенергії з необхідною похибкою.

Використовуючи вираз (4.2), розв'язується зворотна задача – визначення середньоквадратичної похибки δ_w за розрахованими межами інтервалу невизначеності навантажувальних втрат електроенергії, що відповідає заданій імовірності знаходження розрахункових навантажувальних втрат ΔW_p у межах останнього:

$$\delta_B = \frac{(\Delta W_p - \Delta W_{p.\min}(k_i, U_i, \cos \varphi_i, k_{\Sigma\phi j}))}{3 \cdot \Delta W_p} \cdot 100, \quad (4.4)$$

де $\Delta W_{p.\min}(k_i, U_i, \cos \varphi_i, k_{\Sigma\phi j})$ – мінімальні навантажувальні втрати електроенергії, значення яких залежить від $k_i, U_i, \cos \varphi_i, i = \overline{1, n}; k_{\Sigma\phi j}, j = \overline{1, m}$.

Використовуючи розраховані значення δ_B , з'являється можливість оцінити імовірність розрахунку навантажувальних втрат електроенергії з необхідною точністю δ_{B3} (наприклад $\pm 5\%$). Для цього необхідно розрахувати значення параметра t_p , що показує, якій кількості інтервалів δ_B відповідає заданий інтервал δ_{B3} , і якій імовірності належності це відповідає:

$$t_p = \frac{\delta_{B3}}{\delta_B}.$$

За розрахованими значеннями t_p , за виразом, який наведено нижче, визначають імовірність визначення навантажувальних втрат електроенергії з заданою точністю δ_{B3} .

$$F(t_p) = 0,0001 + 0,3953t_p + 0,0201t_p^2 - 0,1073t_p^3 + 0,037t_p^4 - 0,004t_p^5.$$

Імовірність:

$$p_i = 2 \cdot F(t_p).$$

Для формування інформаційної інфраструктури, яка забезпечить задану точність розрахунку навантажувальних втрат електроенергії, можна скористатися інтегральною величиною $\chi_{\Delta W}$, яка характеризує імовірність розрахунку навантажувальних втрат електроенергії із необхідною точністю для характерних періодів роботи (режимів) електричної мережі.

Розглядаючи досягання заданої точності розрахунку навантажувальних втрат у m окремих характерних режимах електричної мережі як незалежні події, імовірність того, що вони матимуть місце можна оцінити як добуток імовірностей p_i досягнення заданої точності в окремих n_p режимах

$$\chi_{\Delta W} = \prod_{i=1}^{n_p} p_i.$$

Розрахована таким чином інтегральна імовірність розрахунку навантажувальних втрат електроенергії з необхідною похибкою однозначно характеризує міру спостережності розподільних мереж 10(6) кВ, а її чутливість може корегуватися за рахунок зміни кількості m характерних режимів, що розглядаються.

Таким чином, метод визначення ступеня спостережності для задач розрахунку навантажувальних втрат з використанням методу поелементних розрахунків, дозволяє однозначно характеризувати можливість і доцільність застосування вказаного методу для заданої

електричної мережі, а також оцінювати ступінь достатності наявного інформаційного забезпечення. Вказаний показник вірогідності навантажувальних втрат електроенергії дозволяє визначати перелік фрагментів електричної мережі, для яких наявного інформаційного забезпечення недостатньо і необхідним є встановлення додаткових пристроїв телевимірювань поточних параметрів електричної мережі.

Через неможливість повного забезпечення вимірювальними засобами споживальних підстанцій 10/0,4 кВ розподільних мереж 10 кВ виникає проблема часткової невизначеності вихідної інформації у межах кожного часового зрізу. Вказаний недолік інформаційного забезпечення задачі визначення навантажувальних втрат негативно впливає на вірогідність результатів і не дозволяє розрахувати детерміноване значення навантажувальних втрат електроенергії. У даному випадку можна говорити про належність розрахованого значення навантажувальних втрат електроенергії певному інтервалу невизначеності, що зумовлений неточністю та неповнотою вихідних даних.

Для підтвердження вірогідності результатів розрахунків необхідно розрахувати і оцінити інтервал невизначеності змінних втрат електроенергії для заданого періоду часу і, виходячи з цього, приймаючи нормальний закон розподілу умовно заданих величин розрахувати імовірність визначення навантажувальних втрат з необхідною похибкою (наприклад, $\pm 5\%$). Наближення імовірності до одиниці свідчить про достатню вірогідність обчислень.

Враховуючи, що розподільні мережі 10 кВ експлуатуються, в основному, за розімкненими схемами, у наступних підпунктах запропоновано метод розрахунку меж інтервалу невизначеності навантажувальних втрат електроенергії для різних типів розімкнених мереж з подальшим узагальненням на мережі довільної конфігурації.

Для розрахунку меж інтервалу невизначеності розв'язується задача визначення екстремумів функції змінних втрат активної потужності для кожного часового зрізу, яка передбачає таке:

1. Приведення магістрально-радіальної схеми до радіального вигляду зі збереженням значення змінних втрат електроенергії в еквіваленті передбачає розрахунок значень повних опорів між вузлами навантаження, відповідно, та центром живлення фідера за таким виразом

$$Z_{0k} = \frac{U_0 - U_k}{\sqrt{3} \cdot I_k},$$

де k може приймати значення номерів усіх вузлів навантаження;

2. Розрахунок вузлових напруг, які необхідні для розрахунку повного опору еквівалентної ділянки в процесі безпосереднього розрахунку характерних режимів, що є невід'ємним етапом аналізу ступеня спостережності за виразом (4.4).

3. Розрахунок значень коефіцієнтів потужності для окремих ТП 10/0,4 кВ, що не оснащені вимірювальними засобами АСКОВЕ

$$\cos \varphi_i = \cos \varphi_{cp},$$

де $\cos \varphi_{cp}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності для нетелеметрованих споживачів:

$$\cos \varphi_{cp} = \frac{P_{ТП\Sigma}}{S_{ТП\Sigma}},$$

де $P_{ТП\Sigma}$, $S_{ТП\Sigma}$ – значення середніх сумарних, відповідно, повної та активної потужностей ТП 10(6)/0,4 кВ, що приєднані до електричної мережі.

Розрахунок коефіцієнтів завантаження РТ

$$k_{i0}^{min} = \frac{(P_{надх} - \Delta P_{розр})}{P_i \cdot \left[\sum_{j=1}^{n_{\Sigma}} \frac{(U_j)^2 \cdot r_{0i}}{r_{0j}} \right]} \cdot U_i^2. \quad (4.5)$$

Розрахувавши ustalений режим даної електричної мережі з визначеними за (4.5) коефіцієнтами завантаження споживальних підстанцій, отримуємо мінімальне значення втрат потужності для даного часового зрізу, тобто нижню межу інтервалу невизначеності змінних втрат потужності в електричних мережах без урахування обмежень на незалежні навантажувальні у вигляді коефіцієнтів завантаження РТ.

Проведений аналіз результатів розрахунку значень коефіцієнтів завантаження РТ, які відповідають найменшому значенню втрат активної потужності, засвідчив, що для найбільш впливових вузлів він виходить за межі області допустимих значень $k_i \in [0.1, 0.8]$.

Надалі розрахунок проводиться за таким алгоритмом:

1. Визначення коефіцієнтів завантаження, які відповідають мініимальному значенню втрат активної потужності за виразом (4.5);
2. Коефіцієнти, значення яких виходить за межі області допустимих значень, приймають значення $k_i = 0.8$;
3. Далі розрахунок проводиться аналогічно п.1-2 до тих пір, поки значення коефіцієнтів завантаження РТ не будуть виходити за межі допустимих значень.

Розрахунок мініимального значення змінних втрат активної потужності $\Delta P_{p.min}$ виконується за таким виразом

$$\Delta P_{p.min} = \sum_{i=1}^n \frac{(P_i \cdot k_{i0}^{min})^2}{(11.5 - \Delta U_{0i})^2} \cdot r_{i0}.$$

Мініимальне значення втрат електроенергії розраховується за такою формулою

$$\Delta W_{p.min} = \sum_{j=1}^m (\Delta P_{p.min j} \cdot k_{\phi 1}^2) \cdot T,$$

де $\underline{k}_{\phi 1}$ – мінімальне значення коефіцієнта форми графіка на одиничному альфа-рівні відповідно до виразу.

Використання $\underline{k}_{\phi 1}$ дозволяє уточнити $\Delta W_{p.\min}$ за рахунок використання інтервалу невизначеності коефіцієнта форми з більшою мірою достовірності.

Контрольні запитання

1. В чому різниця між поняттями «інформаційна» та «методична» похибка розрахунку втрат електроенергії?
2. За яким виразом можна оцінити методичну похибку розрахунку втрат електроенергії?
3. Що означає цифра 3 в знаменнику виразу, який використовується для оцінювання методичної похибки розрахунку втрат електроенергії?
4. Перерахуйте основні складові інформаційної похибки розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.
5. Відсутність якої інформації може призводити до найбільшого зростання методичної похибки розрахунку?
6. Наведіть алгоритм розрахунку комплексного критерію спостережності розподільних мереж 10 кВ для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.

5 ЗАХОДИ ЗІ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10-0,38 КВ

5.1 Класифікація заходів зі зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах 10 – 0,38 кВ

Згідно з [15] заходи зі зменшення втрат електроенергії поділяються на організаційні та технічні.

Для розподільних електричних мереж 10-0,38 кВ до організаційних можна віднести:

- оптимізацію місць розмикання ліній 10 кВ із двобічним живленням;
- оптимізацію робочих напруг в центрах живлення радіальних мереж;
- вирівнювання графіка навантаження споживачами електроенергії;
- вимкнення трансформаторів у режимах малих навантажень на підстанціях із двома і більше РТ;
- вирівнювання навантажень фаз в електричних мережах 0,38 кВ;
- усунення неякісних з'єднань проводів ліній;
- зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій.

До технічних заходів віднесемо:

- установлення і введення в роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в електричних мережах суб'єкта електроенергетики;
- заміну проводів на перевантажених лініях;
- заміну відгалужень від ПЛ 0,38 кВ до будинків;
- заміну перевантажених силових трансформаторів;
- установлення і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях;
- заміну недовантажених силових трансформаторів;

- установлення і введення в роботу пристроїв для автоматичного регулювання потужностей батарей статичних конденсаторів;
- автоматизацію керування режимами електричних мереж.

Під час аналізування ефективності деяких заходів потрібно завжди враховувати електричну мережу вищого рівня напруги. Так, наприклад, у результаті вибору точок розмикання мереж 10 кВ втрати в цих мережах зменшилися, але за рахунок перерозподілу навантажень між ТП 110/10 кВ втрати в мережах 110 кВ зросли більше, ніж зменшилися в мережах 10 кВ. Тобто практично завжди необхідним є загальносистемний підхід до вибору заходів. Усі заходи повинні бути взаємопов'язаними між собою. Тобто вибір заходів – це мов би ітераційний процес і при цьому впровадження одних заходів впливає на інші.

Нижче наведена характеристика основних заходів зі зменшення втрат електроенергії в мережах 10-0,38 кВ.

5.2 Організаційні заходи

5.2.1 Організація місць розмикання ліній 10 кВ з двобічним живленням

Організація місць розмикання ліній 10 кВ з двобічним живленням є одним з найбільш ефективних організаційних заходів щодо зменшення технологічних витрат електроенергії в розподільних електричних мережах, особливо в міських.

Оптимізація місць розмикання ліній 10 кВ повинна проводитись з урахуванням зміни технологічних витрат електроенергії в оптимізованій електричній мережі й у живильній її замкненій основній електричній мережі 110 кВ та вище суб'єкта енергетики. Однак, у зв'язку з надмірним ускладненням розв'язку цієї задачі через необхідність одночасного урахування електричних мереж усіх класів напруг допускається іноді

виконання розрахунків з оптимізації місць розмикання ліній 10 кВ окремо від основних електричних мереж суб'єктів енергетики.

Економічний ефект від оптимізації місць розмикання розподільних електричних мереж розраховується в такій послідовності:

- визначається зниження технічних втрат електроенергії в розімкненій електричній мережі δW_{pm} у мегават-годинах як різниця втрат у ній до і після розмикання, отримана за допомогою зазначених програм і перерахована у втрати електроенергії:

$$\delta W_{pm} = K_n \cdot (\Delta W_{pm1} - \Delta W_{pm2}), \quad (5.1)$$

де K_n – коефіцієнт, що враховує точність методу розрахунку втрат електроенергії, відн. од., обчислений за формулою:

$$K_n = 1 - \frac{\Delta}{50},$$

де Δ – середньоквадратична похибка, %, використовуваного методу розрахунку;

$\Delta W_{pm1}, \Delta W_{pm2}$ – втрати електроенергії в розподільній електричній мережі, що розмикається, відповідно до і після розмикання, МВт·год;

- уточнюються навантаження підстанцій замкненої електричної мережі згідно зі зміненою схемою розподільної електричної мережі;

- розраховуються втрати електроенергії в замкненій електричній мережі δW_{om} у мегават-годинах за уточнених навантажень підстанцій і визначається зміна втрат електроенергії в ній за формулою:

$$\delta W_{om} = K_n \cdot (\Delta W_{om1} - \Delta W_{om2}),$$

де $\Delta W_{om1}, \Delta W_{om2}$ – втрати електроенергії в замкненій електричній мережі відповідно до і після розмикання, МВт·год;

K_n – коефіцієнт, що враховує точність методу розрахунку втрат електроенергії, відн. од.;

- визначається сумарна зміна втрат електроенергії δW_{Σ} у мегават-годинах у замкненій і розподільній електричній мережі за формулою:

$$\delta W_{\Sigma} = \delta W_{\text{рм}} \pm \delta W_{\text{ом}}, \quad (5.2)$$

де $\delta W_{\text{рм}}$ – втрати електроенергії в розподільній електричній мережі, що розмикається, МВт·год;

$\delta W_{\text{ом}}$ – втрати електроенергії в основній електричній мережі, МВт·год.

Знак “–” у формулі (5.2) ставиться в разі підвищення втрат електроенергії в основній електричній мережі суб’єкта енергетики після оптимізації місць розмикання розподільних електричних мереж.

Плановий і фактичний економічні ефекти від упровадження заходу розраховуються за однаковою методикою з тією лише різницею, що фактичний економічний ефект визначається за фактичними схемами, режимами і зміненими місцями розмикання розподільних електричних мереж, а плановий економічний ефект – за плановими схемами і режимами.

Під час розрахунку зниження втрат електроенергії від розмикання розподільної електричної мережі без урахування економічного ефекту в основній електричній мережі фактичне зниження втрат електроенергії δW у мегават-годинах береться рівним 70 %, що отримано за формулою (5.1), тобто

$$\delta W = 0,7 \cdot \delta W_{\text{рм}}, \quad (5.3)$$

де $\delta W_{\text{рм}}$ – втрати електроенергії в розподільній електричній мережі, що розмикається, МВт·год.

5.2.2 Оптимізація робочих напруг в центрах живлення радіальних мереж

За загальноприйнятої побудови електричної мережі (центр живлення – розподільний пристрій – ТП) з незамкненими магістралями оптимізація зводиться до визначення закону регулювання напруги на шинах 10 кВ у центрі живлення, вибору відгалужень після розподільних трансформаторів і визначенню доцільності засобів місцевого регулювання (місць установлення діапазону, що регулює, режиму роботи). В основу методу розрахунку, що викладається, покладено графоаналітичний аналіз за допомогою узагальненої діаграми і діаграми Архипова під час обліку нормованих втрат напруги. Відмова від обліку малого квадрата зони нечутливості під час побудови узагальненої діаграми робить її придатною для використання в інженерній практиці. Сторона квадрата припустимих відхилень напруги береться рівною 9,5% (+4 – -5,5%). Розглянемо побудову спрощених узагальнених діаграм для ліній з різним ступенем однорідності навантажень протягом доби.

Однорідне навантаження визначається подобою форми добових графіків споживачів чи ліній, а також ступенем збігу в часі характерних періодів (найбільших і найменших навантажень) На рис. 5.1 наведено діаграму, побудовану для електричної мережі з цілком однорідним навантаженням. Лінія а – б зображує режим напруги уздовж магістралі 10 кВ за максимально допустимої глибини зустрічного регулювання на шинах центра живлення. Координати точки а: $V_0'' = 8\%$ та $V_0'' = -1,5\%$. Вони визначають закон зустрічного регулювання в центрі живлення із максимальною припустимою глибиною, близькою до 10%. Як видно, допустима втрата напруги в лінії 10 кВ ($\Delta U_1'$) досягає 13,5%.

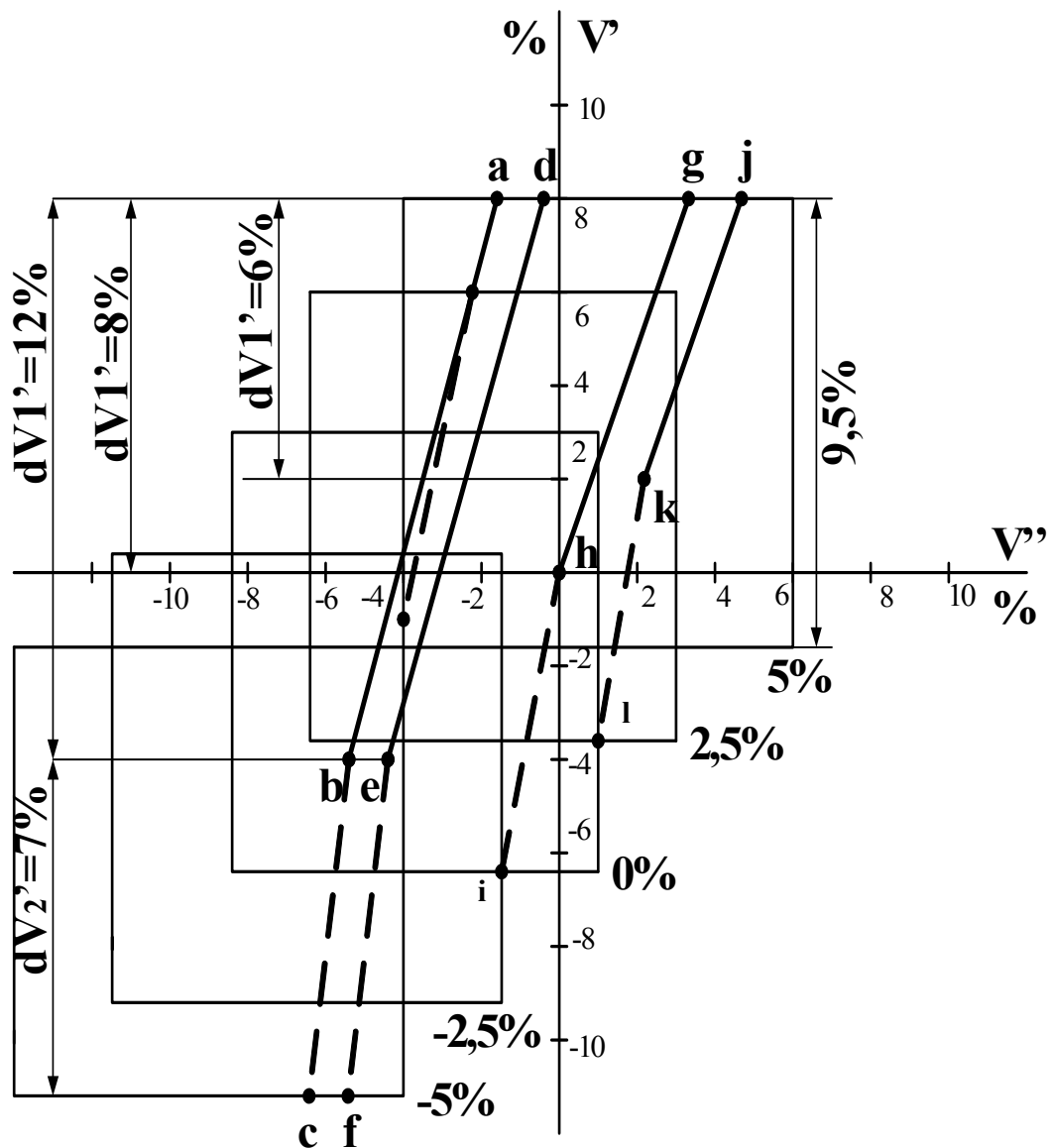


Рисунок 5.1 – Спрощена узагальнена діаграма за однорідного міського

навантаження. $\beta_1 = 0,3$; $\beta_2 = 0,2$; $\Delta U'_{p.t.} = 3\%$, $\Delta U''_{p.t.} = 1\%$, $\Delta U'_2 = 7\%$

Лінія $b - c$ зображує режим напруги магістралі 0,38 кВ, приєднаної до найбільш віддаленого РТ за максимально припустимої глибини регулювання.

Лінія d – e відбиває режим напруги уздовж магістралі 10 кВ за найменшої глибини регулювання в центрі живлення (8,7 %), під час якої ще забезпечена

$$\Delta U_1' = 13,5\%$$

Під час експлуатації електричних мереж цей випадок зустрічається рідко.

У разі раціональної побудови електричної мережі такі значення $\Delta U_1'$ не мають місця. Їх значення не повинні перевищувати 6% для кабельних і 8% для повітряних мереж. На узагальненій діаграмі їм відповідають лінії j – k і g – h з найменшою глибиною регулювання, відповідно 3,5% і 5,2%. Як видно, остання при однорідному навантаженні може змінюватися в широких межах при $\Delta U_1' \leq (6 - 8)\%$.

Цілком однорідне навантаження електричної мережі є рідкісним винятком.

При $\Delta U_1' \leq (6 - 8)\%$ негативні відгалуження ПБВ розподільних трансформаторів можуть не використовуватися.

Неоднорідне навантаження в електричній мережі 0,38 кВ. У міській електричній мережі можуть бути і лінії 0,38 кВ із зовсім відмінним графіком навантаження, наприклад магістраль вуличного освітлення ($\beta_2 = 1,0$). На рисунку 5.2 наведено узагальнену діаграму для такого випадку (лінія b – c). Як видно, глибина регулювання і припустима втрата напруги в лінії 10 кВ скорочується до 4,7 % і 6 % , відповідно.

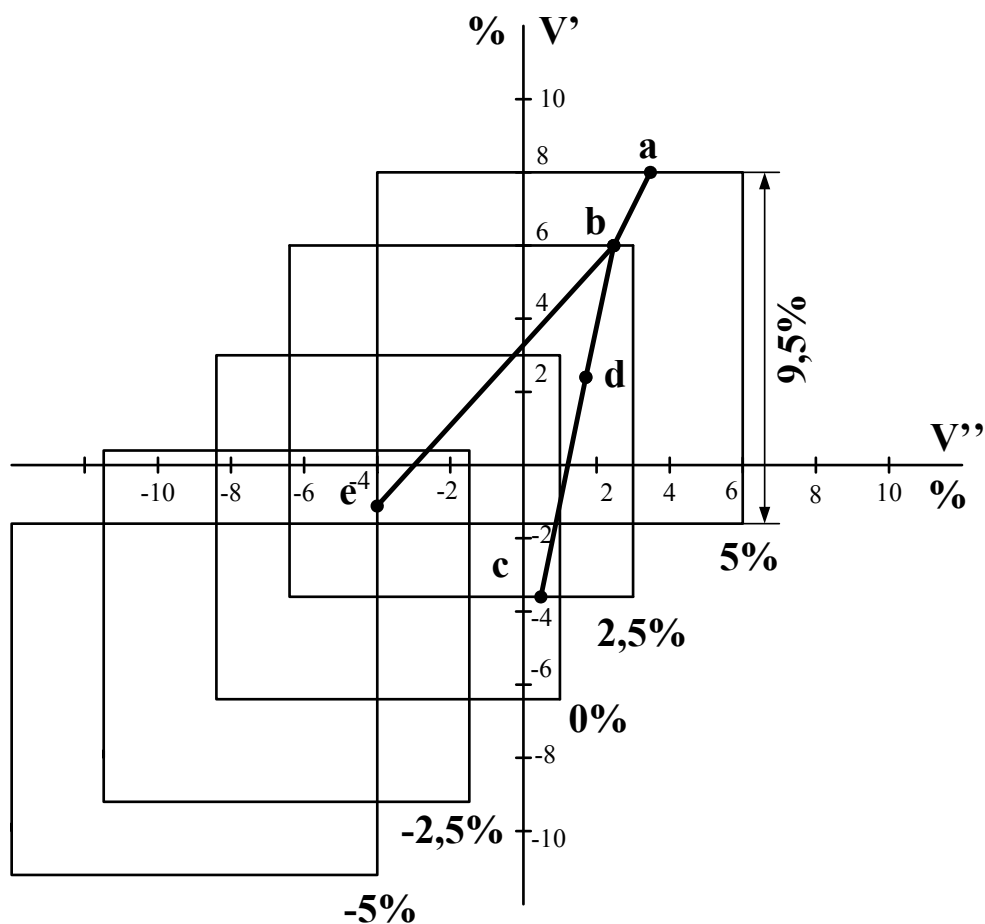


Рисунок 5.2 – Спрощена узагальнена діаграма за неоднорідного навантаження в електричній мережі 0,38 кВ: $\beta_1 = 1,0$ (β – відношення найменшої і найбільшої втрати напруги в лінії)

Неоднорідне навантаження в електричній мережі 10 кВ і 0,38 кВ.
 Це найбільш загальний випадок у реальних умовах електропостачання міст. Розглянемо спільне живлення від шин 10 кВ центра живлення тризмінного підприємства ($\beta_1 = 0,8 - 1$) і міського навантаження ($\beta_1 = 0,3$).

Зазначена неоднорідність під час побудови узагальненої діаграми позначається за допомогою створення двох систем координат, тобто двох незалежних систем квадратів (рис. 5.3). Зрушення кожної системи координат відносно початку дорівнює втраті напруги в РТ при $\beta_1 = 1,0$ для промислового підприємства (квадрати, позначені пунктиром) $\beta_2 = 0,3$ для

РТ із міським навантаженням. Розрахункові втрати напруги в електричній мережі 0,38 кВ відповідно взято рівними 4,5% і 7%.

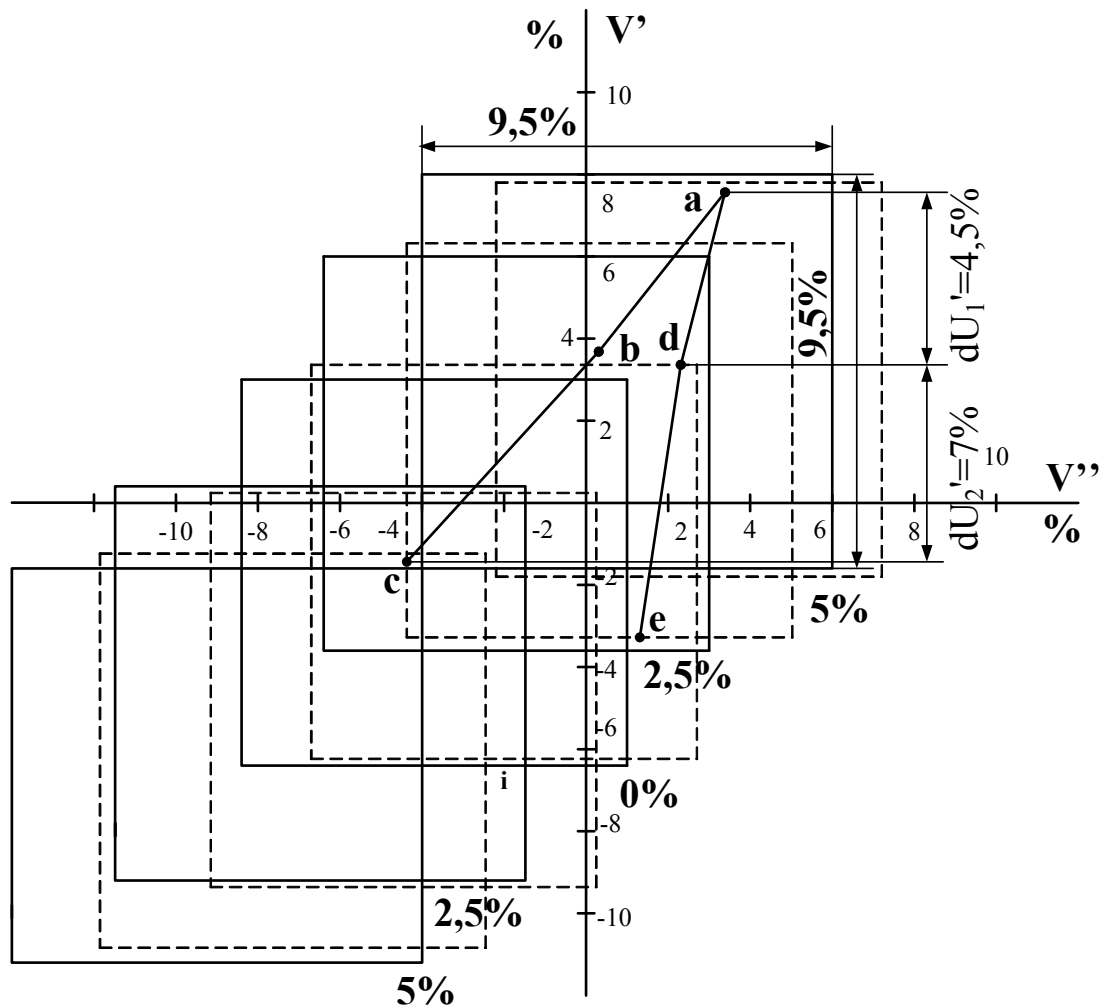


Рисунок 5.3 – Спрощена узагальнена діаграма в умовах неоднорідного навантаження в електричній мережі 10 кВ: abc – міська магістраль, ade – промислова

Як видно з узагальненої діаграми, така різка неоднорідність графіків навантаження ЛЕП 10 кВ значно зменшує припустиму глибину регулювання на шинах центра живлення у межах до 2,5%. Відповідно зменшується і гранична допустима втрата напруги в міських ЛЕП 10 кВ до 4,5%. Звідси випливає, що в міській магістралі 10 кВ із $\Delta U_1' (4 - 4,5)\%$ дотриманням норм ГОСТ 13109 у всіх приймачів тільки за допомогою

централізованого РПН у ЦЖ в ряді випадків унеможливлене, тому необхідне застосування додаткових засобів місцевого регулювання.

Можливі і більш важкі випадки неоднорідності графіків навантажень окремих ліній, що живляться від загальних шин 10 кВ. Однак у реальному проектуванні, як показує практика, варіант, що нами розглядається, є найбільш типовим. З огляду на те, що частина споживачів міської електричної мережі має вечірній максимум навантаження, а інша (пром підприємства) – в основному денний, варто розглядати три режими роботи мережі – нічний, денний і вечірній. У зв'язку з цим запис вихідних даних для розрахунків з регулювання напруги треба надавати у вигляді таблиці відповідної форми, де основні вихідні параметри надані не середньозваженими, а окремо для кожного характерного періоду доби (ніч, день, вечір). Такий підхід узгоджується із принциповими положеннями про нестационарність випадкової функції напруги і необхідністю її роздільного аналізування за відрізками відносної стаціонарності.

З цієї ж причини потрібно виконувати аналіз режимів напруги і вибір закону регулювання центрів живлення не за однією, а за двома узагальненими діаграмами, які повинні будуватися для режимів: «вечір – ніч» і «вечір – день». Залежність компаундувальної ланки автоматичного РПН від навантаження на шинах центра живлення повинна будуватися для трьох опорних рівнів напруги протягом доби.

5.2.3 Вирівнювання графіків навантаження споживачами електроенергії

Захід рекомендується виконувати споживачам електроенергії під оперативним керуванням електропостачальної організації на зменшення максимуму і вирівнювання графіка навантаження. Вирівнювання графіка навантаження електричної мережі рекомендується здійснювати за

допомогою застосування до споживачів заохочувальних заходів, що забезпечують перенесення частини навантаження на нічні години.

У загальному вигляді зниження втрат електроенергії від виконання заходу δW у мегават-годинах визначається за формулою:

$$\delta W = \Delta W_3 \left(1 - \frac{K_{\phi 2}^2}{K_{\phi 1}^2}\right),$$

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

ΔW_3 – навантажувальні втрати в електричній мережі за коефіцієнта форми $K_{\phi 1}$.

Відповідно до

$$K_{\phi}^2 = \left(\frac{0,124}{K_3} + 0,876 \right)^2 - \left(\frac{1090}{T_{\max}} + 0,876 \right)^2,$$

якщо аналізується розподільна електрична мережа, то зниження втрат електроенергії від вирівнювання графіка навантажень споживачів можна записати в такому вигляді:

$$\delta W = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U^2 \cdot T} \cdot R_E \cdot (K_{\phi 1}^2 - K_{\phi 2}^2),$$

де $K_{\phi 1}, K_{\phi 2}$ – коефіцієнт форми графіка сумарного навантаження електричної мережі відповідно до і після вирівнювання, які визначаються як відношення середньоквадратичного значення навантаження за графіком до її середнього значення, відн. од.

5.2.4 Вимкнення трансформаторів у режимах малих навантажень на підстанціях із двома і більше трансформаторами. Вимкнення трансформаторів на підстанціях із сезонним навантаженням

На підстанціях, від яких живляться споживачі першої і другої категорій, а також на районних підстанціях суб'єкта енергетики, як правило, встановлюються два і більше трансформатори. При цьому можлива їх роздільна і паралельна робота.

За роздільної роботи кожний із трансформаторів умикається на виділену секцію шин. При цьому знижуються струми короткого замикання за трансформаторами, що полегшує роботу устаткування і комутаційних апаратів. Однак такий режим роботи трансформаторів менш економічний порівняно з режимом паралельної роботи трансформаторів. Тому найбільш економічний режим відповідає навантаженню трансформаторів, що пропорційне їх номінальній потужності. Економічний розподіл навантажень між паралельно працюючими трансформаторами настає в тому випадку, коли їхні параметри однакові.

У разі роботи підстанції за графіком мінімум приведених затрат на трансформацію електроенергії відповідає мінімуму втрат потужності в трансформаторах. Тому граничне значення навантаження, за якого доцільне вимкнення одного з паралельно працюючих трансформаторів, визначається з рівності втрат потужності в n і $n-1$ трансформаторах.

Вимкнення одного з n однотипних трансформаторів доцільно в режимах, за яких навантаження трансформаторів S у мегавольт-амперах:

$$S < S_{\text{нт}} \cdot \sqrt{\frac{n \cdot (n-1) \cdot \Delta P_x}{\Delta P_k}},$$

де $S_{\text{нт}}$ – сума номінальних потужностей трансформаторів, МВ·А;

ΔP_x – втрати холостого ходу трансформаторів, МВт;

ΔP_k – втрати короткого замикання трансформаторів, МВт.

У разі паралельної роботи різнотипних трансформаторів бажано, щоб їхні потужності відрізнялися не більше ніж 1:3, напруги короткого замикання – не більше ніж на $\pm 10\%$, напруги відгалужень – не більше ніж на $\pm 0,5\%$ і групи з'єднання обмоток були однаковими. При цьому навантаження трансформаторів буде дещо відрізнятися від економічного через появу зрівняльних струмів. Розподіл навантаження між паралельно працюючими трансформаторами прямо пропорційний їхній номінальній потужності і обернено пропорційний напругам короткого замикання. А зі збільшенням номінальної потужності трансформаторів їхня напруга короткого замикання також збільшується. Тому за паралельної роботи трансформаторів з однаковими групами з'єднань обмоток більшою мірою будуть завантажуватися менш потужні трансформатори, а трансформатори більшої номінальної потужності будуть недовантажені порівняно з економічним розподілом навантажень.

При n різнотипних трансформаторів граничне значення навантаження, за якого доцільне вимкнення одного з них, визначається з умови:

$$\sum_{l=1}^n \Delta P_{x1} + \left(\frac{S}{\sum_{l=1}^n S_{HT1}} \right)^2 \cdot \sum_{l=1}^n \Delta P_{k1} = \sum_{l=1}^{n-1} \Delta P_{x1} + \left(\frac{S}{\sum_{l=1}^{n-1} S_{HT1}} \right)^2 \cdot \sum_{l=1}^{n-1} \Delta P_{k1} .$$

У лівій частині виразу виконується підсумовування даних по всіх трансформаторах, а в правій – без одного з них. Підрахувавши значення правої частини в разі вимкнення кожного з трансформаторів (а за значної їх кількості – і попарного вимкнення), одержимо ряд значень S , за яких доцільним є вимкнення того чи іншого трансформатора.

Наприклад, якщо

$$S \leq \sqrt{\frac{\Delta P_{x3} \cdot S_{HT2}^2 \cdot S_{HT3}^2}{(\Delta P_{K1} + \Delta P_{K2}) \cdot S_{HT3}^2 - (\Delta P_{K1} + \Delta P_{K2} + \Delta P_{K3}) \cdot S_{HT2}^2}},$$

де ΔP_{x3} – втрати холостого ходу в трансформаторі, що вимикається, МВт;

S_{HT2}, S_{HT3} – сума номінальних потужностей двох і трьох трансформаторів, МВ·А;

$\Delta P_{K1}, \Delta P_{K2}, \Delta P_{K3}$ – втрати КЗ у першому, другому і третьому трансформаторах, МВт.

Як правило, вимкнення одного з двох чи більше трансформаторів, установлених на підстанції, доцільне, якщо їхнє максимальне навантаження не перевищує 40 - 50 % сумарної номінальної потужності трансформаторів.

Планове і фактичне зниження втрат електроенергії у разі вимкнення трансформатора в мегават-годинах визначається за формулою:

$$\delta W = (\delta W_x - \delta W_n) \cdot 0,001, \text{ тис. кВт} \cdot \text{год},$$

де δW_x – зниження втрат холостого ходу, кВт·год;

δW_n – збільшення навантажувальних втрат електроенергії, кВт·год;

δW_x і δW_n в тис. кВт – визначаються за формулами :

$$\delta W_x = \sum_{j=1}^k \delta P_{xj} \cdot t_j ;$$

$$\delta W_n = \sum_{j=1}^k \delta P_{nj} \cdot t_j ,$$

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

δP_{nj} – збільшення навантажувальних втрат потужності в j-му періоді,

Вт, дорівнює $\delta P_{nj}^{n-1} - \delta P_{nj}^n$;

k – кількість характерних періодів;

t_j – тривалість j -го періоду, год.

Навантажувальні втрати потужності в n трансформаторах у j -му періоді ΔP_{hj}^n у мегаватах визначаються за формулою:

$$\Delta P_{hj}^n = \left(\frac{S_{hj}}{\sum_{j=1}^n S_{hjl}} \right)^2 \cdot \sum_{l=1}^n \Delta P_{kl},$$

де S_{hj} – середнє навантаження підстанції, МВ·А, за час t_j ;

S_{hjl} – сума номінальних потужностей l трансформаторів, МВ·А;

ΔP_{kl} – навантажувальні втрати l трансформаторів, МВт;

n – кількість трансформаторів.

Вимкнення трансформаторів менш ніж на дві години недоцільне.

Роздільна робота дещо поліпшує режим роботи трансформаторів, якщо навантаження підстанції розподіляється між ними пропорційно їхній потужності. Під час провалів добового і річного графіків навантажень частину трансформаторів доцільно вимикати за наявності схеми автоматики включення резерву на комутаційних апаратах вимкнених (резервних) трансформаторів. При цьому знижуються втрати потужності й електроенергії за рахунок зниження втрат холостого ходу в трансформаторах.

Використання високоякісної холоднокатаної електротехнічної сталі в трансформаторах сприяло значному зменшенню втрат холостого ходу, тому вимкнення таких трансформаторів на час провалів графіків навантаження стало менш ефективним. Більш доцільною є їх паралельна робота, а в разі істотних розбіжностей номінальних потужностей, напруг короткого замикання чи регулювальних відгалужень – роздільна

експлуатація на виділені частини навантаження за автоматики включення резерву на секційному вимикачі.

У загальному випадку завдання оптимізації режимів трансформаторів належить до розряду варіаційних екстремальних завдань.

Рекомендується розробляти графіки вимкнення силових трансформаторів підстанцій і ліній у режимах малих навантажень і трансформаторів із сезонним навантаженням.

Доцільність вимкнення паралельних ліній у режимі найменших навантажень визначається аналогічними формулами. При цьому розрахунки, що аналізують ефективність вимкнення паралельних ліній і трансформаторів, повинні виконуватися під час обліку електричної мережі більш високої напруги.

5.2.5 Вирівнювання навантажень фаз у електричних мережах 0,38 кВ

До трифазних електричних мереж 380 В міст і сіл підключається велика кількість однофазних ліній, що приєднуються між однією з фаз і нульовим проводом. Їхнє підключення здійснюється за можливості рівномірно між фазами, однак струми фаз I_A , I_B і I_C виявляються в тому чи іншому ступені неоднаковими.

Розрізняють імовірну несиметрію, що має переміжний характер з більш навантаженням то однієї, то іншої фази, і систематичну несиметрію, за якою неоднаковими є середні значення навантажень. Перший вид несиметрії може бути усунуто лише спеціальними пристроями з тиристорним керуванням, що переключає частину навантажень з перевантаженої на недовантажену фазу. Систематична несиметрія може бути знижена шляхом періодичного (1 – 2 рази на рік) перерозподілу навантажень між фазами.

Нерівномірне навантаження фаз не тільки збільшує втрати електроенергії у фазах у силу нерівності

$$I_A^2 + I_B^2 + I_C^2 \geq 3 \cdot I_{\text{сер}}^2,$$

але і створює додаткові втрати за рахунок проходження по нульовому проводу.

Планове і фактичне зниження втрат електроенергії за рахунок усунення систематичної несиметрії визначається так

$$\delta W_{\text{нес}} = \Delta W \cdot m \cdot (K_{\text{н1}} - K_{\text{н2}}),$$

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

$K_{\text{н1}}$, $K_{\text{н2}}$ – коефіцієнти систематичної несиметрії до і після симетрування, відн. од.;

m – кількість проводів у фазі.

Збільшення втрат потужності у функції коефіцієнта нерівномірності оцінюється коефіцієнтом несиметрії, що визначається для чотирипроводової електричної мережі за формулою (3.8).

5.2.6 Усунення неякісних з'єднань проводів ліній та зниження витрат електроенергії на власні потреби підстанцій

Скрутки, неякісні з'єднання проводів ліній можуть збільшити загальні втрати електроенергії в лініях до 20%. Виявлення неякісних з'єднань здійснюється за рахунок визначення струмів короткого замикання, балансів електроенергії, застосування тепловізорів тощо.

Фактичне зниження витрат електроенергії на власні потреб $\delta W_{\text{вп}}$ у мегават-годинах визначається як різниця між установленою нормою витрати і фактичною витратою електроенергії, визначеною за показами лічильників власних потреб:

$$\delta W_{\text{ВП}} = W_{\text{ВП}}^{\text{норм}} - W_{\text{ВП}}^{\text{факт}},$$

де $W_{\text{ВП}}^{\text{норм}}$ – установлена норма витрат електроенергії, МВт·год;

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

5.3 Технічні заходи

Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі під час підготовки звітних даних про впровадження технічних заходів $\delta W_{\text{ф}}$ у мегават-годинах визначається за формулою:

$$\delta W_{\text{ф}} = k_o \cdot k_n \cdot (\Delta W_{\text{p1}} - \Delta W_{\text{p2}}), \quad (5.4)$$

де k_o – коефіцієнт, прийнятий рівним 1, якщо значення розрахункових втрат електроенергії визначалися за оптимальних режимів роботи електричної мережі, і рівним 0,9, якщо значення втрат електроенергії розраховувалися без попередньої оптимізації режимів.

$\Delta W_{\text{p1}}, \Delta W_{\text{p2}}$ – значення розрахункових втрат електроенергії в електричній мережі, визначені до і після проведення заходу.

Під час використання формули (5.4) необхідно керуватися такими рекомендаціями:

- під час виконання заходу, пов'язаного зі зміною параметрів ділянки основної (замкненої) електричної мережі суб'єкта енергетики, відбувається перерозподіл потоків потужності практично між усіма її елементами, тому втрати електроенергії повинні розраховуватися для всієї електричної мережі за змінених параметрів ділянки;

- під час виконання заходу на ділянці замкненої електричної мережі, що живиться від одного центра живлення, втрати електроенергії повинні розраховуватися тільки для мережі, приєднаної до центра живлення;

- при виконанні заходу на ділянці радіальної електричної мережі чи в центрі живлення радіальної мережі допускається враховувати зміну втрат

електроенергії тільки на цій ділянці. Коефіцієнт k_0 при цьому приймається рівним одиниці.

Планове зниження річних втрат електроенергії під час впровадження технічних заходів приймається з урахуванням проектів реконструкції і розвитку електричних мереж, в яких повинна оцінюватися ефективність цих заходів.

5.3.1 Установлення і введення в роботу пристроїв для компенсації реактивної потужності в електричних мережах суб'єкта електроенергетики

Одним з найефективніших технічних заходів є установлення і введення в експлуатацію пристроїв для компенсації реактивної потужності.

Установлення додаткових пристроїв, що компенсують і регулюють, буде ефективним, якщо витрати, пов'язані з їхнім спорудженням і експлуатацією, будуть менше одержуваного при цьому в суб'єкті енергетики економічного ефекту.

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

де Z_w, Z_Q, Z_U, Z_{Π} – математичне сподівання ефекту відповідно від зниження втрат електроенергії, зниження втрат реактивної потужності (враховується в суб'єктах енергетики, дефіцитних за реактивною потужністю), підвищення рівня напруги і рівня пропускної здатності електричної мережі;

Z_K – витрати на установлення й експлуатацію компенсувального чи регулювального пристрою.

Найбільше піддаються кількісному оцінюванню величини Z_w, Z_Q і Z_K . Для визначення Z_U необхідно мати економічні характеристики якості напруги вузлів навантаження, однак в суб'єктах енергетики вони відсутні.

Що стосується показника Z_{Π} , то його можна визначити на підставі економічного аналізу варіантів розвитку суб'єкта енергетики.

Особливість вибору для компенсації реактивної потужності полягає в тому, що одночасно з вирішенням питань визначення оптимальної потужності, місць і черговості установлення компенсувальних установок (проектне завдання) необхідно оптимізувати режим роботи електричних мереж за реактивною потужністю з обліком установлених синхронних генераторів, синхронних компенсаторів в електричних мережах і двигунів у споживачів (експлуатаційне завдання). Оскільки режим роботи електричної мережі постійно змінюється, а компенсувальні установки встановлюються на досить тривалий період, виникає також завдання вибору оптимальних законів регулювання потужності компенсувальних установок з метою забезпечення припустимих рівней напруги у вузлах електричної мережі під час оперативного керування її режимом. Таким чином, оптимізація компенсації реактивної потужності — це складне багатоцільове завдання з безліччю обмежень. Вирішення цього завдання ускладнюється, крім того, через необхідність системного обліку сумарних витрат на генерацію і розподіл електроенергії у всій системі електропостачання в цілому (від генераторів станцій до шин 0,38 кВ РТ) за умови дотримання всіх технічних умов нормальної роботи електричних мереж.

Фактичне зниження втрат електроенергії, визначене за формулою (5.4), повинно бути зменшене на величину втрат в компенсувальних пристроях $\Delta W_{\text{кп}}$ у мегават-годинах, визначену для батарей конденсаторів за формулою:

$$\Delta W_{\text{кп}} = \text{tg} \delta \cdot Q_{\text{кп}} \cdot T,$$

де $\text{tg} \delta$ — відносні втрати електроенергії в компенсаторах;

$Q_{\text{кп}}$ — потужність компенсувального пристрою, кВАр;

T — час роботи компенсувального пристрою, год.

Для орієнтовного оцінювання зниження втрат електроенергії від установлення і введення в роботу пристрою для компенсації в розімкненій електричній мережі δW у мегават-годинах можна скористатися формулою:

$$\delta W = \frac{2 \cdot Q_{\text{кп}} \cdot Q_{\text{н}} - Q_{\text{кп}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ек}} \cdot \tau \cdot K_{\text{н}} - \Delta W_{\text{кп}},$$

де $Q_{\text{н}}$ — реактивна потужність сумарного навантаження електричної мережі, квар;

$Q_{\text{кп}}$ — потужність компенсувальних пристроїв, кВАр;

$U_{\text{ном}}$ — номінальна напруга електричної мережі, В;

R — еквівалентний за втратами потужності опір електричної мережі, Ом;

τ — час найбільших втрат, год;

$\Delta W_{\text{кп}}$ — втрати електроенергії в компенсувальних установках, МВт·год.

Неодноразово проведені оптимізаційні розрахунки для ряду суб'єктів енергетики показали високу техніко-економічну ефективність даного заходу.

За відсутності конкретних розрахунків ефективності заходу зниження втрат електроенергії в разі установлення БСК може бути приблизно оцінене за укрупненими середніми питомими нормами, наведеними в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Показники ефективності застосування компенсаторів реактивної потужності

Показник	Встановлені у промислових мережах і заживлені від ТП напругою, кВ		Встановлені в сільських мережах і заживлені від ТП напругою, кВ	
	110/10	35/10	110/10	35/10
Навантажувальні втрати потужності	3,8	3,8	7,6	7,6
Оптимальний $\text{tg}\delta$	0,16	0,14	0,1	0,09
Питоме зниження втрат потужності, кВт/Мвар	25	24	49	48
Питоме зниження втрат електроенергії, кВт·год/кВАр	153	147	300	295

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

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U},$$

то після проведення таких заходів (без обліку регулювального ефекту напруги, який в цьому випадку незначний) вони стали

$$\Delta U = \frac{P \cdot r + (Q - Q_{\text{кп}}) \cdot x}{U}.$$

При цьому зниження втрати напруги будуть такими:

$$\delta U = \Delta U - \Delta U' = \frac{Q_{\text{кп}} \cdot X}{U}.$$

5.3.2 Заміна проводів на перевантажених повітряних ЛЕП

Доцільність заміни проводів перевантажених повітряних ЛЕП повинна оцінюватися за мінімумом приведених витрат на заміну. При

цьому необхідно враховувати фактичне навантаження ліній, передбачуване його збільшення на найближчу перспективу і вартість заміни проводів.

Заміна проводів існуючих перерізів проводами великих перерізів в електричних мережах 10 кВ, як правило, ефективна, якщо максимальні струмові навантаження цих проводів більше значень, зазначених у табл. 5.2

Таблиця 5.2 – Струмові навантаження проводів

Існуючі перерізи проводів, мм ² (сталеві) (алюмінієві і сталеві)	19,6	25	16	25	35	50	70
Струмові навантаження, А	13	30	50	70	100	135	210

Під час наближеного оцінювання доцільності заміни проводів на повітряних ЛЕП 0,38 кВ можна керуватися економічними інтервалами навантажень, що наведені в табл.5.3.

Таблиця 5.3 – Струмові навантаження проводів

Марка та переріз проводу, мм ²	A-16+A-16; 2A-16+A-16; 3A-16+A-16 3A-25+A-25; 3A-50+A-50
Економічні інтервали навантажень для ЛЕП 0,38 кВ с/г призначення	0 – 4,6; 4,6 – 8,8; 8,8 – 20,5; 20,5 – 38,6; понад 38,6

Як правило, переріз проводу на перевантаженій лінії варто замінювати на інший, що перевищує існуючий на два ступені (A-16 – на A-35, A-35 – на A-70 тощо)

Фактичне зниження втрат електроенергії визначається за формулою (5.3) для електричних мереж усіх класів напруг.

За відсутності проектних розрахунків планове зниження втрат електроенергії в електричних мережах 10-0,38 кВ визначається за усередненими питомими нормами, а в електричних мережах більш високої напруги – так само, як і фактичне.

5.3.3 Заміна відгалужень від ЛЕП 0,38 кВ до будинків

Фактичне зниження втрат електроенергії під час проведення заходу $\delta W_{\text{факт}}$ визначається сумою знижень втрат у відгалуженнях, що замінюються, за формулою:

$$\delta W_{\text{факт}} = \left(\frac{\rho_1}{F_1} - \frac{\rho_2}{F_2} \right) \cdot m \cdot l \cdot I^2 \cdot \tau \cdot 10^{-6} \cdot K_n,$$

де ρ_1 і ρ_2 – питомий опір матеріалу, відповідно старого і нового проводу, Ом·мм²/км; для алюмінієвих і сталюалюмінієвих проводів $r = 31,5$ Ом·мм²/км, для мідних $r = 18,6$ Ом·мм²/км, для сталевих за струму навантаження 3-5 А $r = 125 - 140$ Ом·мм²/км;

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

m – кількість фаз у відгалуженні; за однофазного відгалуження $m = 1$, за трифазного $m = 3$;

l – довжина відгалуження, км;

I – струм у відгалуженні, А;

τ – час найбільших втрат електроенергії, год.

Допускається наближене оцінювання зниження втрат електроенергії під час проведення заходів ΔW у мегат·годинах за формулою

$$\Delta W = 0,006 \cdot n_{\text{відг}},$$

де $n_{\text{відг}}$ – планова кількість замінних відгалужень.

5.3.4 Заміна перевантажених силових трансформаторів

Під час розгляду доцільності заміни трансформаторів необхідно керуватися ГОСТ 14209, ГКД 34.46.501, а також такими рекомендаціями.

Заміна перевантажених трансформаторів на підстанціях здійснюється, якщо коефіцієнт завантаження трансформаторів K_{3L} у відн. од. більше верхньої межі економічно доцільного завантаження K_{3L}^B :

$$K_{3L}^B < K_{3L}.$$

Верхня межа завантаження у відн. од. визначається за виразом:

$$K_{3L}^B = \sqrt{\frac{(P_{xL+1} - P_{xL}) \cdot T \cdot 3 + K}{(P_{kL} - K_{BT}^2 \cdot P_{kL+1}) \cdot T \cdot 3}},$$

де P_x і P_k – паспортні значення втрат відповідного холостого ходу і короткого замикання, МВт;

3 - вартість 1 МВт·год активної електроенергії в розглянутому суб'єкті енергетики, грн.;

L - індекс, що стосується замінного трансформатора,

L + 1 - індекс замінного трансформатора, більшої потужності;

T - тривалість роботи трансформатора, год;

K_{BT} - відношення номінальних потужностей трансформаторів.

Вартість заміни старого обладнання новим K визначається за таким виразом

$$K = K_H + K_{DM} - K_L, \quad (5.5)$$

де K_{DM} – вартість демонтажу устаткування;

K_L – ліквідована вартість демонтованого устаткування, що може бути використане на інших об'єктах.

$$K = K_M + K_{DM},$$

де K_M – вартість монтажних робіт.

У результаті заміни перевантаженого трансформатора чи установлення додаткового відбувається зниження навантажувальних втрат у МВт·год.

$$\delta W_H = (P_{kL} - K_{BT}^2 \cdot P_{kL+1}) \cdot K_{3L}^2 \cdot \tau \cdot K_n, \quad (5.6)$$

і збільшення втрат холостого ходу

$$\delta W_x = (P_{xL+1} - P_{xL}) \cdot T.$$

Сумарне зниження втрат електроенергії

$$\delta W = \delta W_k - \delta W_x. \quad (5.7)$$

5.3.5 Установлення і введення в експлуатацію нових силових трансформаторів на діючих підстанціях

При застосуванні додаткового трансформатора значення P_{x1} і P_{k1} є сумарними для всіх трансформаторів, установлених до введення додаткового, а P_{x1+1} і P_{k1+1} – те ж після його введення. При цьому у формулі (5.5), що використовується для визначення витрат на установлення нового трансформатора, $K_d = 0$.

У загальному випадку втрати холостого ходу під час установлення сучасного трансформатора можуть не зростати, а зменшуватись. Строк окупності установлюваного трансформатора $T_{\text{окуп}}$ (рік) визначається за таким виразом:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K}{\delta W \cdot 3}, \quad (5.8)$$

де K – визначається за формулою (5.5), а δW – за виразом (5.7).

Величина 3 відповідає вартості 1 МВт·год.

Застосування загального для розглянутої електричної мережі τ у формулі (5.6) виправдано тільки за відсутності інформації про графіки навантажень. Залежно від повноти режимної інформації потрібно застосувати більш точні методи розрахунку навантажувальних втрат електроенергії. У разі установлення нових трансформаторів використання формули (5.6) недопустиме.

5.3.6 Заміна недовантажених силових трансформаторів

Заміна недовантаженого трансформатора, у разі неможливості його вимкнення, трансформатором меншої потужності здійснюється, якщо прогнозований на 4 – 5 років коефіцієнт його завантаження в режимі найбільших навантажень менший нижньої межі економічно доцільних завантажень, а установлення трансформатора меншої потужності не призводить до його перевантаження в нормальному (а для двотрансформаторних підстанцій – і в аварійному) режимі.

Перша умова записується у вигляді:

$$K_{3L} < K_{3L}^H,$$

а друга –

$$K_{3L} \cdot K_{HT} < K_{сп-1},$$

де K_{3L}, K_{3L}^H – відповідно фактичний і економічно доцільний коефіцієнти завантаження змінного трансформатора, відн. од.;

K_{HT} – відношення номінальних потужностей трансформаторів, відн. од;

$K_{сп}$ – коефіцієнт допустимих систематичних перевантажень трансформатора, відн. од.

Індекс L стосується замінюваного трансформатора, а $L-1$ – того, яким замінюють, меншої потужності.

Нижня межа економічно доцільного коефіцієнта завантаження трансформатора K_3 за наявності в обмінному фонді достатньої кількості трансформаторів даної потужності визначається з умови мінімуму витрат на втрати електроенергії за формулою

$$K_{3L}^{HM} = \sqrt{\frac{(P_{xL} - P_{xL-1}) \cdot T \cdot 3 - K}{(K_{HT}^2 \cdot P_{kL-1} - P_{kL}) \cdot \tau}}.$$

У цьому випадку $K_{3L}^H = K_{3L}^{HM}$.

Під час заміни недовантажених трансформаторів знижуються втрати електроенергії холостого ходу δW_x у МВт·год:

$$\delta W_x = (P_{xL} - P_{xL-1}) \cdot T,$$

де P_{xL} і P_{xL-1} – паспортні значення втрат неробочого ходу, МВт·год, індекс L стосується вихідного трансформатора, а індекс $L-1$ – недовантаженого трансформатора.

При цьому, як правило, збільшуються навантажувальні втрати δW_k у МВт·год:

$$\delta W_k = (K_{HT}^2 \cdot P_{kL-1} - P_{kL}) \cdot K_{3L}^2 \cdot \tau \cdot K_{II}.$$

Сумарне зниження втрат електроенергії δW у МВт·год. визначається за формулою:

$$\delta W = \delta W_x - \delta W_k,$$

де δW_x – втрати електроенергії холостого ходу, МВт·год; δW_k – навантажувальні втрати, МВт·год.

Строк окупності даного заходу можна також визначити за формулою (5.8). При цьому строк окупності заходів із заміни перевантажених і недовантажених трансформаторів має становити менше року, а в разі можливої сезонної заміни – 3 – 4 місяці.

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

Автоматичне регулювання потужності конденсаторних батарей є досить ефективним заходом підвищення ефективності їх використання.

У ряді випадків за різкозмінних графіків реактивного навантаження споживачів установлення нерегульованих батарей статичних

конденсаторів у вузлах електричної мережі виявляється недостатньо ефективною, а в окремі години доби, через перекомпенсацію, навантаження і недопустиме завищення рівнів напруги, завдає збитків. Тому виникає проблема регулювання потужності батарей статичних конденсаторів протягом року, місяця, доби. Регулювання може бути і автоматичним. Автоматичне регулювання потужності батарей статичних конденсаторів є особливо ефективним на підстанціях без постійного обслуговування персоналу.

Сумарний ефект від виконання заходу складається зі зниження втрат потужності в окремі години доби й одночасної оптимізації рівнів напруги у вузлах електричної мережі. При цьому не завжди автоматичне регулювання потужності батарей статичних конденсаторів діє на ці показники в одному напрямку. Бувають випадки, коли за поліпшення режиму напруги втрати електроенергії в електричній мережі зростають.

За ступеневого регулювання потужності батарей статичних конденсаторів можуть мати місце режими роботи споживачів як з недостатньою компенсацією, так і зайвою (перекомпенсацією). Тому дуже важливо, крім сумарної оптимальної потужності і місць установлення, визначити доцільне число секцій батарей статичних конденсаторів і режим їхньої роботи. Чим менше рівномірний графік роботи споживача, тим, мабуть, кількість секцій повинна бути більшою. При цьому необхідно враховувати і те, що вартість батарей статичних конденсаторів зростає зі збільшенням кількості секцій за рахунок установлення додаткових пристроїв (вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів тощо). Отже, під час роботи параметрів автоматичного регулювання потужності повинно забезпечуватися раціональне співвідношення між збільшенням вартості батарей статичних конденсаторів за рахунок установлення пристроїв автоматичного регулювання потужності і ефекту від їхнього застосування.

У загальному випадку установлення автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів економічно доцільне, якщо виконуються умови

$$\delta W_{3e} - 3_{\text{АПІ}} \geq 0; ,$$

$$U_{t,\text{мін}} \leq U_{ti} \leq U_{t,\text{макс}} ,$$

де δW_{3e} – зниження втрат електроенергії в електричній мережі за рік від установлення автоматичного регулювання потужності батарей статичних конденсаторів;

$3_{\text{АПІ}}$ – приведені витрати на установлення додаткових пристроїв автоматичного регулювання потужності.

В окремих випадках, як відзначалося вище, автоматичне регулювання потужності батарей статичних конденсаторів установлюється виключно для місцевого регулювання напруги. Втрати електроенергії при цьому можуть як збільшуватись, так і зменшуватись.

Автоматичні регулятори потужності батарей статичних конденсаторів випускають у кількох модифікаціях. Сфера їхнього застосування може бути такою:

- регулювання за напругою на шинах підстанції. Застосовується в тих випадках, коли основним завданням є регулювання напруги;

- регулювання за струмом навантаження. Застосовується у вузлах електричної мережі, що мають різкозмінний графік споживання реактивної потужності;

- регулювання за напрямком реактивної потужності. Застосовується на окремих тупикових підстанціях;

- регулювання за часом доби. Застосовується в умовах досить постійного добового графіка реактивного навантаження електричної мережі.

Для нерегульованої батареї статичних конденсаторів, потужність якої приймалась рівною середньому значенню реактивної потужності за графіком навантаження, ця частка розраховувалась у відсотках до втрат потужності за відсутності батарей статичних конденсаторів. У результаті було отримане рівняння регресії, що пов'язує частку відносних некомпенсованих втрат потужності і часу втрат:

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

Аналогічні розрахунки були проведені за ступеневого регулювання потужності батареї статичних конденсаторів, різної кількості секцій батареї статичних конденсаторів, кількості годин втрат без обліку зони нечутливості регулювального пристрою. Результати розрахунку такі:

Час втрат τ , год	3000	3000–5000	5000
Частка некомпенсованих втрат δP , % за кількості секцій регульованої батареї статичних конденсаторів:			
2 – 3	3 – 5	1 – 3	1
4 – 6	1	1	0

З вищенаведеного видно, що вже за трьох ступенів регулювання і часу втрат більше 5000 год досягається практично повна компенсація втрат, зумовлена передаванням реактивної потужності.

5.3.8 Автоматизація керування режимами електричних мереж

Для автоматизації керування режимами електричних мереж потрібно:

– установити телевимірювання й інші засоби зв'язку в електричній мережі;

– замінити проводи або самі комутувальні апарати.

Перед установленням телевимірювань необхідно оцінити електричну мережу (виявити зони, керування якими можливо за допомогою уже встановлених засобів телевимірювання) і визначити оптимальні місця установлення додаткових засобів телевимірювання.

Таке оцінювання здійснюється за спеціальними програмами і є одноразовою операцією, на підставі якої розробляється план оснащення електричної мережі засобами телевимірювання.

5.4 Використання автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії для підвищення вірогідності розрахунку змінних втрат електроенергії

5.4.1 Аналіз існуючого рівня впровадження АСКОЕ

Поява ринкових відносин між суб'єктами енергетичної діяльності в умовах функціонування оптового ринку електроенергії виявила ряд причин підвищених ТВЕ, пов'язаних з недостатньою кількістю та якістю засобів обліку електроенергії, що спричиняє необґрунтовано високий рівень нетехнічних втрат (несинхронність зчитування даних про споживання електроенергії, низький клас точності вимірювального обладнання та каналів зв'язку, відсутність погодинної тарифікації промислових підприємств). За таких умов постала необхідність вдосконалення комерційного обліку шляхом впровадження АСКОЕ на всіх рівнях об'єднаної електроенергетичної системи України. У подальшому розглядається можливість створення локальних автоматизованих систем диспетчерського керування розподільних мереж з інтегрованими в них АСКОЕ, тобто їх автоматизації.

Однак, на сьогодні у розподільних мережах 10 кВ практично відсутні умови для забезпечення їх автоматизації, оскільки високий рівень засобів телевимірювань та телекерування характерний лише для магістральних мереж. Таким чином, формування ефективних АСКОЕ, враховуючи розмірність та розгалуженість розподільних мереж, потребує значних капіталовкладень, що робить актуальним пошук методів підвищення ефективності проектних рішень у даному напрямку.

Згідно з [16] в Україні передбачається така структура АСКОЕ (рис. 5.4)

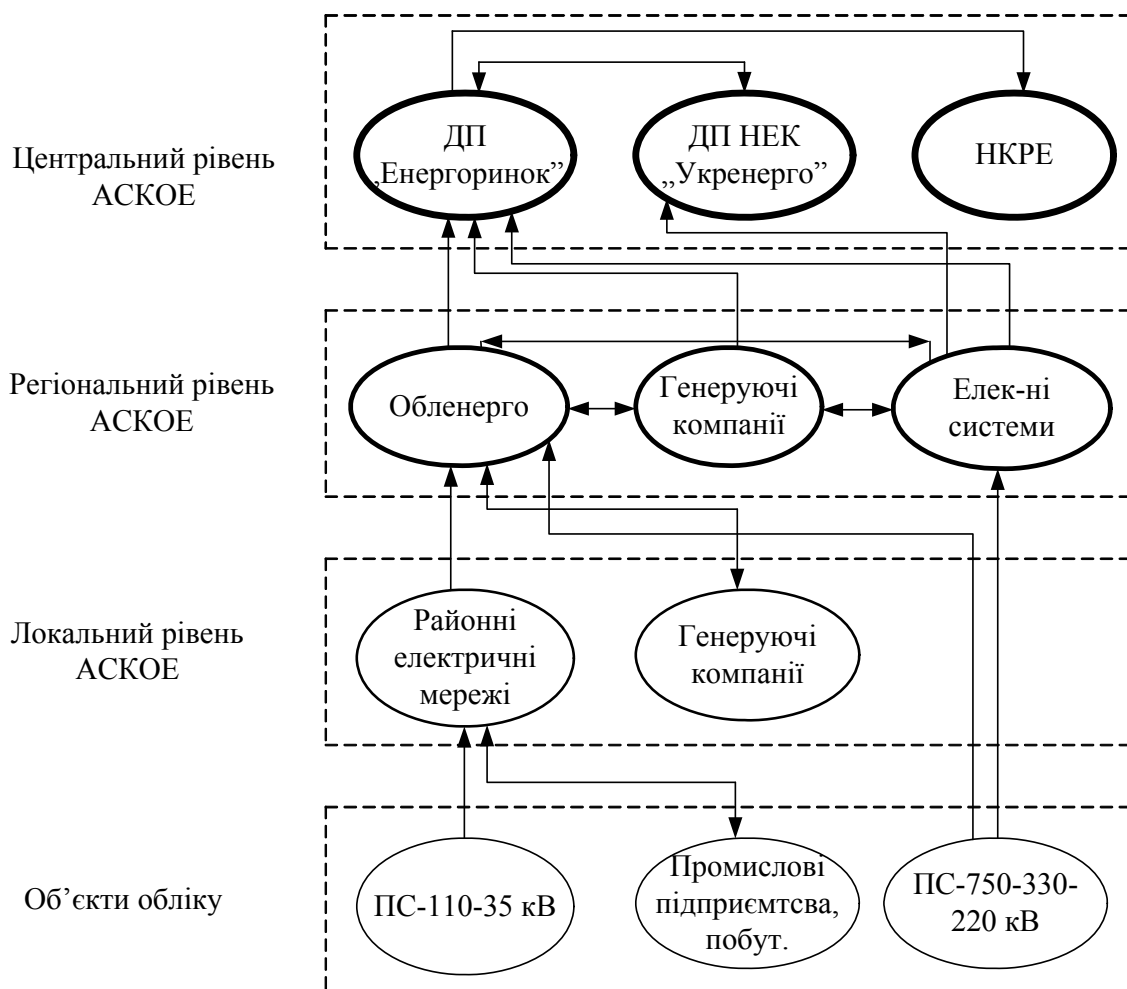


Рисунок 5.4 – Ієрархічна структура АСКОЕ

Перший тип зв'язків відповідає лише процесу передачі даних, другий тип додатково передбачає взаємний аудит адекватності та точності інформації. Кожний із зображених рівнів виконує певний спектр функцій.

На рівні об'єкта обліку повинні виконуватися вимірювання відпуску/споживання електричної енергії в точках обліку, обчислення її параметрів, зберігання обчислених значень у первинній базі даних з відповідними їм мітками часу та ознаками вірогідності, доступ до первинних даних за допомогою комунікаційних протоколів.

На локальному рівні АСКОЕ здійснюється збирання первинних даних з первинної бази даних приладів обліку, оброблення, перевірка повноти та вірогідності первинних даних, відтворення пропущених даних, зберігання первинних даних у локальній базі з відповідними мітками часу та ознаками вірогідності, передавання даних на регіональний та центральний рівні.

На регіональному рівні АСКОЕ організовується обмін даними з базами локального рівня, обробка даних, їх верифікація та збереження, передача даних на центральний рівень з відповідними мітками часу та ознаками вірогідності, обмін даними з суміжними регіональними АСКОЕ.

На центральному рівні АСКОЕ приймаються дані з регіонального рівня, виконується їх оброблення, верифікація, формування балансів електроенергії та збереження в базі центрального рівня з відповідними мітками часу і ознаками вірогідності.

Покладені на кожний рівень функції визначають їх функціональну структуру, яка в загальному випадку складається з вимірювального середовища АСКОЕ, системи збирання та обробки даних та комунікаційного середовища (рис. 5.5). Останнє включає в себе перелік модулів, що забезпечують транспортування інформації від АСКОЕ об'єктів обліку до локального, регіонального та центрального рівнів. В свою чергу

комунікаційні модулі складаються з каналів зв'язку (радіоканали, канали Radio Internet, канали GSM, електрозв'язок) та засобів, які формують первинну базу даних АСКОЕ.

Функціональна насиченість ієрархічного рівня АСКОЕ визначає перелік вимог до її елементів (рис. 5.5) в частині їх надійності та вірогідності вихідної інформації. Окремі вимоги висуваються до точності вимірювального середовища, а саме до класів точності трансформаторів струму й напруги, а також первинних перетворювачів та лічильників

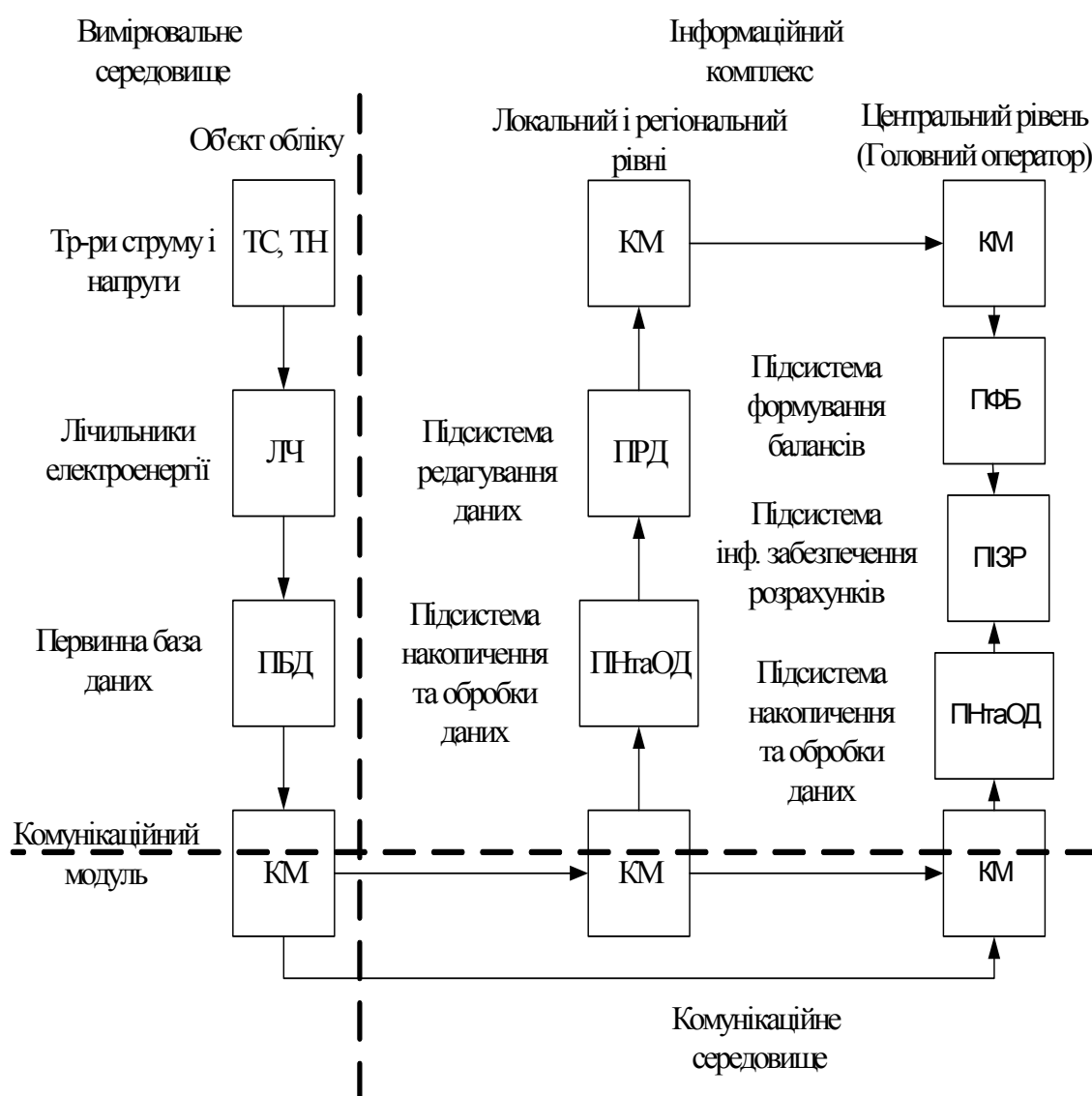


Рисунок 5.5 – Функціональна схема АСКОЕ

Однією з головних причин, що зменшує ефективність реалізації АСКОЕ на нижчих ієрархічних рівнях, є істотне зростання кількості об'єктів обліку, які обслуговуються даними суб'єктами Оптового ринку електроенергії. Так, якщо ДП НЕК „Укренерго” обслуговує 132 підстанції, то для обласних енергокомпаній кількість об'єктів обліку незначна, а для районних електричних мереж може сягати кількох тисяч. Виходячи з цього, для ДП НЕК „Укренерго” вимірювальне середовище організоване на 60% підстанцій, а системи збору та обробки даних реалізовані в 50% електроенергетичних систем. У деяких обласних енергокомпаніях, наприклад ВАТ «Житомиробленерго», реалізація систем збору та обробки даних регіонального рівня завершена повністю, однак вимірювальне середовище локальних АСКОЕ рівня районних електричних мереж практично відсутнє. Автоматизація комерційного обліку електроенергії центрального рівня для ДП НЕК „Укренерго” – не реалізована, а для ДП „Енергоринок” – реалізована на рівні дослідної експлуатації.

Основними проблемами, які призводять до гальмування процесу реалізації АСКОЕ на центральному та локальному ієрархічних рівнях, є:

- відсутність необхідного державного фінансування;
- відсутність або недосконалість нормативної документації щодо взаємовідносин суб'єктів Оптового ринку електроенергії в умовах функціонування АСКОЕ;
- відсутність єдиної стратегії впровадження АСКОЕ, яка визначатиме оптимальну послідовність встановлення засобів вимірювального середовища в точках обліку;
- відсутність остаточного, погодженого переліку функцій, які повинна виконувати АСКОЕ, а також керівних рішень щодо подальшої інтеграції даної системи обліку в автоматизовану систему диспетчерського керування;

– відсутність норм щодо порядку організації метрологічної атестації вимірювальних засобів АСКОВ та ін.

З наведеного вище видно, що розробка та впровадження ефективної АСКОВ є тривалим, витратним процесом і потребує вдосконалення наявного методичного та математичного забезпечення з метою ліквідації його відставання від інформаційних та обчислювальних можливостей сучасних технічних засобів. Крім того, враховуючи потенційну функціональність даної системи, розробка методів та засобів планування й аналізу заходів зі зниження витратних складових балансу електроенергії з залученням інформаційних можливостей АСКОВ є актуальною задачею.

5.4.2 Комплексна оптимізація послідовності впровадження АСКОВ в електричних мережах 10 кВ засобами багатокритеріального аналізу

Багатокритеріальний аналіз передбачає використання вичерпної кількості якісних та кількісних критеріїв $C = \{c_1, c_2, \dots, c_m\}$, що дає змогу говорити про адекватний розв'язок поставленої задачі ранжування.

Спочатку необхідно виділити групи критеріїв. Для нашої задачі їх буде шість:

1. Інформаційні;
2. Матеріальні (матеріальне забезпечення);
3. Експлуатаційні;
4. Природні;
5. Технічні;
6. Комерційні.

Під інформаційним критерієм розуміється комплексний критерій

$\chi_{\Delta W} = \prod_{i=1}^{n_p} p_i$, який дає змогу аналізувати ступінь спотережності окремих

фідерів як функцію від таких режимних факторів: k_i , U_i , φ_i та $k_{\Sigma\varphi j}$. Також даний критерій на базі отриманої інформації про сезонний графік споживання електроенергії в дні режимних замірів дає можливість говорити про врахування багаторежимності розподільної електричної мережі.

Вибір сукупності матеріальних критеріїв базується на структурі самої АСКОЕ.

Як зазначено в [16] АСКОЕ повинно складатися з таких елементів:

1. Трансформатори напруги та струму;
2. Лічильники електроенергії;
3. Пристрої збору інформації від лічильників та передачі її на верхні рівні керування;
4. Пристрої обробки інформації (ЕОМ).

Як критерії аналізу можна використовувати існування даного обладнання на фідерах. Оцінка даних критеріїв покликана вирішити таку проблему: якщо інформаційний критерій безпосередньо відноситься до фідера 10 кВ, то кожний з технічних критеріїв відноситься до кожної ТП. Таким чином, для згрупування інформації по кожній ТП у інформацію по кожному фідеру краще використовувати відносну кількість встановленого вимірювального обладнання, яке задовольняє усі необхідні вимоги.

Охарактеризуємо основні вимоги, які висуваються до кожного з елементів АСКОЕ (табл. 5.4).

Таблиця 5.4 – Нормативні вимоги до засобів обліку та каналів зв'язку

№ елемента	Найменування елемента	Вимоги
1	2	3
1	Трансформатор струму	Клас точності не вище 1,0

Продовженн таблиці 5.4

1	2	3
2	Трансформатори напруги	Клас точності не вище 1,0
3	Пристрої збору інформації	Повинні бути захищені від несанкціонованого доступу, забезпечувати одночасне зняття показів з усіх контрольованих лічильників, забезпечувати збереження необхідної інформації протягом встановленого проміжку часу, бути атестованими та забезпеченими резервним живленням
4	Канали зв'язку	Кабельні та проводові телефонні канали; ВЧ-канали; телемеханічні канали; радіоканали. Для розподільних електричних мереж достатньо низькошвидкісних каналів зв'язку.
5	Лічильник електроенергії	Лічильники пропонується використовувати електронні з вбудованими датчиками-перетворювачами.*

* Індукційні лічильники з класом точності 2,0 хоча і відповідають вимогам точності, але не дають змоги автоматизувати процес збору вимірюваних параметрів з лічильників.

До експлуатаційних критеріїв відноситься:

– по-перше, наявність обслуговуючого персоналу на об'єкті. Це може бути: цілодобово чергуючий на об'єкті персонал, черговий на дому або оперативно-виїзна бригада (ОВБ). Зазвичай для розподільних електричних мереж характерне чергування ОВБ;

– по-друге, до експлуатаційних критеріїв також необхідно віднести відстань до кінцевого вузла головної ділянки фідера;

– по-третє, кількість вузлів фідера електричної мережі, з точки зору можливості, швидкості або періодичності обслуговування їх ОВБ;

– по-четверте, наявність персоналу в районних електричних мережах (РЕМ), що має навички користування та обслуговування ЕОМ.

До природних критеріїв можна віднести наявність природних факторів, які негативно впливають на електронні засоби вимірювання, а також наявність виробництв, вплив яких спотворює вихідні дані.

До технічних критеріїв можна віднести:

1. Відносну кількість вузлів з приєднаними до них потужними споживачами;
2. Відносну кількість відповідальних споживачів.

До комерційних критеріїв можна віднести:

1. Наявність низького рівня сплати споживачів за електроенергію;
2. Наявність значних звітних витрат електроенергії на її транспортування;
3. Наявність споживачів, які сприяють встановленню засобів зменшення технічної складової втрат електроенергії.

В таблиці 5.2 наведено позначення 17 критеріїв, інтервал їх можливих значень.

Таблиця 5.5 – Характеристика критеріїв аналізу

Найменування критерію	Позначення	Діапазон значень/ крок
1	2	3
Інформаційні		
Комплексний критерій спостережності електричної мережі	$\chi_{\Delta w}$	[50, 100], 5%
Матеріальні (матеріальне забезпечення)		
Відносна кількість ТС	η_{CT}	[0, 100], 20%
Відносна кількість ТН	η_{TH}	[0, 100], 20%
Відносна кількість пристроїв збору інформації	$\eta_{ПЗІ}$	[0, 100], 20%
Відносна кількість встановлених каналів зв'язку	$\eta_{КЗ}$	[0, 100], 20%
Відносна кількість наявних електронних лічильників електроенергії	$\eta_{Л}$	[0, 100], 20%

Продовження таблиці 5.5

1	2	3
Наявність відповідних засобів ЕОМ	$\eta_{\text{ЕОМ}}$	Експертна [лінг. оц.]
Експлуатаційні		
Наявність обслуговуючого персоналу	$\eta_{\text{ОП}}$	Експертна [лінг. оц.]
Довжина головної ділянки фідера	$L_{\text{ГД}}$	Відстань у км
Кількість вузлів фідера електричної мережі	$N_{\text{В}}$	одиниць
Наявність персоналу в РЕМ, що має навички користування та обслуговування ЕОМ	$\eta_{\text{К}}$	Експертна [лінг. оц.]
Природні		
Наявність природних або виробничих факторів, які негативно впливають на електронні засоби вимірювання	$\eta_{\text{П}}$	[0, 100], 20%
Технічні		
Відносна кількість ТП, що живлять потужних споживачів	$\eta_{\text{ПС}}$	[0, 100], 10%
Відносна кількість ТП, що живлять відповідальних споживачів	$\eta_{\text{ВС}}$	[0, 100], 10%
Комерційні		
Стан розрахунків за відпуск електроенергії	$\eta_{\text{Б}}$	[50, 100], 5%
Відносне значення звітних ТВЕ	$V_{\text{ЗТВЕ}}$	[0, 50], 5%
Відносна кількість споживачів, які сприяють зменшенню ТВЕ	$\eta_{\text{ЗЗ}}$	[0, 100], 10%

5.4.3 Визначення оптимальної послідовності впровадження АСКОЕ з використанням багатокритеріального аналізу

Аналізування варіантів за багатьма критеріями – це важлива задача прийняття рішень, яка існує в будь-якій задачі електроенергетики.

Відомі методики багатокритеріального аналізу, які використовуються в технічних системах, передбачають перетворення вектора частинних критеріїв, якими оцінюється система, до скалярного інтегрального критерію. Суттєве обмеження такого підходу обумовлено тим, що він

погано прилаштований до якісних критеріїв, які оцінюються експертними методами.

В даному посібнику запропоновано використовувати нечіткий багатокритеріальний аналіз (метод аналізу ієрархій Сааті та теорія нечітких множин) та методи теорії ігор для розв'язання задачі ранжування фідерів 10(6) кВ за багатьма критеріями для впровадження засобів АСКОЕ. В результаті вектор ранжованих фідерів буде адекватно відображати найбільш економічно та технічно обґрунтовану послідовність впровадження останніх.

Будемо вважати відомими:

$V = \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$ – множина фідерів 10(6) кВ, які підлягають багатокритеріальному аналізу;

$C = \{c_1, c_2, \dots, c_m\}$ – множина кількісних та якісних критеріїв, за якими ранжуються відповідні фідери.

Для розв'язання цієї задачі використовуються такі принципи.

Принцип 1. Ранжування показників впливовості критеріїв на основі експертної інформації з використанням нечіткого багатокритеріального аналізу.

Принцип 2. Подання показників впливовості критеріїв у вигляді добутку показників впливовості груп та показників впливовості критеріїв у відповідних групах.

Принцип 3. Ранжування варіантів на базі мінімаксного принципу теорії ігор.

Нижче наведено теоретичні засади розв'язання задачі ранжування фідерів 10(6) кВ за першочерговістю встановлення на них вимірювальних засобів.

По-перше, враховуючи, що всі критерії є нерівнозначними, для отримання адекватного розв'язку поставленої задачі ранжування фідерів

10 кВ, а саме для визначення показника впливовості кожного з критеріїв, були використані такі викладки з аналізу ієрархій Сааті.

Нехай $w_1, w_2, \dots, w_m$ – коефіцієнти відносної важливості критеріїв $c_1, c_2, \dots, c_m$ такі, що $w_1 + w_2 + \dots + w_m = 1$. Для визначення коефіцієнтів w_j необхідно сформувати матрицю парних порівнянь важливості критеріїв $c_i \in C$

$$A^1 = \begin{bmatrix} a_{11}^1 & a_{12}^1 & \dots & a_{1n}^1 \\ a_{21}^1 & a_{22}^1 & \dots & a_{2n}^1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1}^1 & a_{n2}^1 & \dots & a_{nn}^1 \end{bmatrix}, \quad (5.9)$$

де елемент $a_{ij}^1 = \frac{r_i}{r_j}$ – рівень переваги, який являє собою відношення рангів

критеріїв v_i та v_j за 9-бальною шкалою Сааті:

- 1 – якщо перевага точки обліку v_i над v_j відсутня;
- 2 – якщо перевага v_i над v_j майже слабка;
- 3 – якщо перевага v_i над v_j слабка;
- 4 – якщо перевага v_i над v_j майже істотна;
- 5 – якщо перевага v_i над v_j істотна;
- 6 – якщо перевага v_i над v_j майже явна;
- 7 – якщо перевага v_i над v_j явна;
- 8 – якщо перевага v_i над v_j майже абсолютна;
- 9 – якщо перевага v_i над v_j абсолютна.

Дана матриця (5.9) є діагональною ($a_{ii}^1 = 1, i = \overline{1, n}$) та обернено симетричною ($a_{ij}^1 = \frac{1}{a_{ji}^1}$).

Ступені належності w_i розраховуються за такими формулами:

$$\left. \begin{aligned} w_1 &= \left(1 + \frac{r_2}{r_1} + \frac{r_3}{r_1} + \dots + \frac{r_n}{r_1}\right)^{-1} \\ w_2 &= \left(\frac{r_1}{r_2} + 1 + \frac{r_3}{r_2} + \dots + \frac{r_n}{r_2}\right)^{-1} \\ &\dots\dots\dots \\ w_m &= \left(\frac{r_1}{r_n} + \frac{r_2}{r_n} + \frac{r_3}{r_n} + \dots + 1\right)^{-1} \end{aligned} \right\}.$$

Враховуючи значну кількість критеріїв, пряме формування матриці порівняння їх впливу (розмір 17×17 елементів) є трудомісткою для експерта операцією з низькою вірогідністю кінцевого результату. Для підвищення ефективності даного етапу багатокритеріального аналізу запропоновано та обґрунтовано можливість послідовного визначення вагових коефіцієнтів, коли спочатку проводиться зіставлення груп критеріїв з визначенням їх вагових коефіцієнтів w_i^r ($i = \overline{1,6}$, згідно з табл. 5.5), а потім порівняльний аналіз критеріїв окремих груп з оцінюванням ваги $w_{i,j}^k$ ($i = \overline{1,6}$, а $j = \overline{1,k_i}$, де k_i – кількість критеріїв в i -й групі, причому $k_i \leq 6$ згідно з табл. 5.5). Вагові коефіцієнти окремих критеріїв w_k ($k = \overline{1,17}$, згідно з табл. 5.5) визначаються як добуток показників міри впливу груп w_i^r та міри впливу критеріїв у відповідних групах $w_{i,j}^k$

$$w_k = w_i^r \cdot w_{i,j}^k.$$

Враховуючи, що значення критеріїв аналізу мають числові значення, складемо для проведення багатокритеріального аналізу матрицю ігор, яка складається після проведення фахівцями відповідних служб оцінювання окремих фрагментів розподільних електричних мереж за кожним з критеріїв. Вказана матриця має такий вигляд

$$v = \begin{bmatrix} r_{11}/c_1 & r_{12}/c_2 & \dots & r_{1n}/c_n \\ r_{21}/c_1 & r_{22}/c_2 & \dots & r_{2n}/c_n \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ r_{n1}/c_1 & r_{n2}/c_2 & \dots & r_{nn}/c_n \end{bmatrix}, \quad (5.10)$$

де $r_{ij}^{w_j}/c_j$ – експертна оцінка i -го фрагмента електричної мережі за j -им критерієм c_j з урахуванням міри його впливу w_j на послідовність впровадження вимірювального середовища АСКОЕ;

n – кількість критеріїв аналізу;

m – кількість фрагментів електричних мереж 10/0,4 кВ (наприклад, фідерів 10 кВ згідно з нормальною схемою з'єднань).

З урахуванням показників впливовості (5.10) матиме такий вигляд:

$$v = \begin{bmatrix} r_{11}^{w_1}/c_1 & r_{12}^{w_2}/c_2 & \dots & r_{1n}^{w_n}/c_n \\ r_{21}^{w_1}/c_1 & r_{22}^{w_2}/c_2 & \dots & r_{2n}^{w_n}/c_n \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ r_{m1}^{w_1}/c_1 & r_{m2}^{w_2}/c_2 & \dots & r_{mn}^{w_n}/c_n \end{bmatrix}.$$

Першочергове впровадження вимірювальних засобів та інформаційних каналів АСКОЕ доцільно виконувати для фрагмента електричних мереж $i_{\text{опт}}$, який характеризується максимальним значенням експертної оцінки, що обрана як мінімальна серед оцінок за окремими критеріями для даного фрагмента, тобто

$$i = i_{\text{опт}}, \text{ якщо } r_{ij}^{w_j} = \max_{i=1..m} [\min_{j=1..n} (v_{ij})].$$

5.4.4 Приклад задачі оптимізації послідовності впровадження АСКОЕ

Практична реалізація мінімаксного принципу для прикладу багатокритеріального аналізу РЕМу, який складається з 4 фідерів буде мати такий вигляд та аналізується за 4 критеріями.

Нехай кожний з фідерів поданий такими множинами оцінок за кожним з 4 критеріїв

$$v_1 = \left\{ \frac{0,6}{c_1}, \frac{0,8}{c_2}, \frac{0,2}{c_3}, \frac{0,6}{c_4} \right\},$$

$$v_2 = \left\{ \frac{0,2}{c_1}, \frac{1,0}{c_2}, \frac{0,4}{c_3}, \frac{0,6}{c_4} \right\},$$

$$v_3 = \left\{ \frac{1,0}{c_1}, \frac{0,2}{c_2}, \frac{0,2}{c_3}, \frac{0,4}{c_4} \right\},$$

$$v_4 = \left\{ \frac{0,4}{c_1}, \frac{0,8}{c_2}, \frac{0,4}{c_3}, \frac{1,0}{c_4} \right\}.$$

Матриця ігор буде мати такий вигляд (табл. 5.6).

Таблиця 5.6 – Матриця гри для всіх фідерів

Критерії	K-1(c_1)	K-2(c_2)	K-3(c_3)	K-4(c_4)	Minmax
Ф-1(v_1)	0,6	0,8	0,2	0,6	0,2
Ф-2(v_2)	0,2	1,0	0,8	0,6	0,2
Ф-3(v_3)	1,0	0,2	0,6	0,4	0,2
Ф-4(v_4)	0,4	0,8	0,4	1,0	0,4*

* Максимальне значення оцінки

Таким чином, відповідно до початкових умов прикладу оптимальним фідером щодо першочерговості встановлення засобів АСКОЕ є Ф-4.

Визначення другого, третього та четвертого за послідовністю впровадження або вдосконалення засобів АСКОЕ фідерів відбувається за принципом розрахунку значень коефіцієнтів завантаження РТ, який був наведений у другому розділі. Проілюструємо його на даному прикладі (табл. 5.7).

Таблиця 5.7 – Матриця гри для Ф-1 – Ф-3

Критерії	К-1(c_1)	К-2(c_2)	К-3(c_3)	К-4(c_4)	Minmax
Ф-1(v_1)	0,6	0,8	–	0,6	0,6*
Ф-2(v_2)	–	1,0	0,8	0,6	0,6*
Ф-3(v_3)	1,0	–	0,6	0,4	0,4

Відповідно до отриманого результату максимальні значення мають два фідери Ф-1 та Ф-2. Таким чином, Ф-4 буде займати останнє місце в послідовності (табл.5.8).

Таблиця 5.8 – Матриця гри для Ф-1 – Ф-2

Критерії	К-1(c_1)	К-2(c_2)	К-3(c_3)	К-4(c_4)	Minmax
Ф-1(v_1)	–	0,8	–	–	0,8
Ф-2(v_2)	–	1,0	–	–	1,0*

Другим у черзі впровадження АСКОЕ буде Ф-2, третім – Ф-1, а четвертим Ф-4.

5.4.5 Визначення місць для розташування засобів вимірювання з урахуванням ступеня спостережності розподільної мережі

Наведений метод забезпечення спостережності розподільної мережі за рахунок визначення оптимальної послідовності впровадження засобів АСКОЕ, а саме визначення першочергових фідерів 10(6) кВ. Таким чином нерозв'язаною залишається задача визначення першочергових точок фідера (ТП) для впровадження вимірювальних засобів АСКОЕ, а також визначення достатньої кількості з урахуванням ступеня спостережності.

Враховуючи, що в другому розділі було запропоновано інтегральний показник ступеня спостережності у вигляді імовірності розрахунку навантажувальних втрат електроенергії з необхідною похибкою, пропонується використовувати чутливість даного показника до зміни

об'єму режимної інформації для визначення послідовності впровадження засобів обліку та їх достатності.

Для ранжування трансформаторних підстанцій фрагмента електричної мережі за мірою впливу невизначеності їх параметрів на ступінь спостережності електричної мережі і, відповідно, пріоритетом встановлення вимірювальних засобів АСКОЕ, запропоновано використовувати відносне відхилення інтегрального показника спостережності

$$\delta\chi_{\Delta W}^{(i)} = \left| 1 - \chi_{\Delta W}^{(i)} / \chi_{\Delta W_{\text{вим}}}^{(i)} \right|. \quad (5.11)$$

Для розрахунку $\chi_{\Delta W_{\text{вим}}}^{(i)}$ як коефіцієнти завантаження трансформаторів і-ої ТП номінальною потужністю $S_{\text{ТП}\Sigma, i}^{\text{НОМ}}$ замість $k_{i,j}^{\min}$ для j-ого характерного режиму (з переліку $n_{\text{п}}$) використовують $k_{i,j}^{\text{вим}}$, що розрахований за відомим корисним відпуском $W_{i,j}^{\text{вим}}$ у j-ому режимі тривалістю T_j

$$k_{i,j}^{\text{вим}} = W_{i,j}^{\text{вим}} / (T_j \cdot S_{\text{ТП}\Sigma, i}^{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{i,j}). \quad (5.12)$$

В результаті розрахунків за (5.11) кожна ТП отримує ваговий коефіцієнт, що визначає її черговість для встановлення вимірювальних засобів (засобів обліку). Перелік точок обліку, необхідних для забезпечення спостережності заданого фрагмента електричних мереж, визначається шляхом послідовного нарощування їх кількості з зіставленням розрахункової похибки δ_B з заданою δ_{B3} для набору характерних режимів $n_{\text{п}}$.

Таким чином в п.п. 5.4.5 запропонований комплексний підхід щодо оптимального впровадження АСКОЕ, результатом якого є забезпечення

спостережності розподільних електричних мереж 10(6) кВ в задачах розрахунку навантажувальних втрат електроенергії.

Контрольні запитання

1. Назвіть основні організаційні заходи зі зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах 10 кВ.
2. Назвіть основні технічні заходи зі зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах 10 кВ.
3. Назвіть основні організаційні заходи зі зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ.
4. Назвіть основні технічні заходи зі зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ.
5. Назвіть найбільш ефективні заходи зі зменшення втрат електроенергії в розподільних мережах?
6. Чи залежить ефективність заходів зі зменшення втрат електроенергії від похибки їх розрахунку?

6 ВИКОРИСТАННЯ ПРОГРАМИ ВТРАТИ-10/0,4 ДЛЯ РОЗРАХУНКУ ТА АНАЛІЗУ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ 10-0,38 кВ

Програма ВТРАТИ-10/0,4 розроблена колективом кафедри «Електричних станцій та систем» Вінницького національного технічного університету та призначена для розрахунків втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 10-0,38 кВ [17]. Вона розрахована на застосування при розробленні і впровадженні заходів зі зниження втрат електроенергії.

Програма ВТРАТИ-10/0,4:

- забезпечує розрахунок втрат потужності та електроенергії в розподільних мережах 10-0,38 кВ з кількістю вузлів до 150 на фідер, кількістю віток до 150 на фідер, кількістю фідерів до 20 на підстанцію та кількістю підстанцій до 20;
- забезпечує можливість розрахунку і аналізу режиму з замкненими контурами;
- як вихідна інформація для розрахунків використовуються каталожні дані ліній та трансформаторів, навантаження фідерів або коефіцієнти завантаження підстанцій.

Навантажувальні втрати визначаються за методом поелементних розрахунків. Навантаження у вузлах може задаватися в два способи: потужностями на ТП 10/0,4 кВ або коефіцієнтами завантаження трансформаторів і значенням струму (потужності) в голові фідера. В останньому випадку потужність на початку лінії перераховується в потужності вузлів. Втрати потужності визначаються в результаті розрахунку усталеного режиму мережі. Для визначення втрат електроенергії за звітний період використовуються дані характерного режиму і відповідне число годин.

Особливістю програми є те, що в ній закладена можливість визначення втрат електроенергії за графіками навантаження. Причому графіки навантаження можуть зчитуватися з зовнішніх файлів, в тому числі таких, що формуються електронними лічильниками. Передбачена можливість автоматичного врахування в процесі розрахунків комутацій в електричній мережі, в результаті яких вимикаються (вмикаються) окремі підстанції, лінії і фрагменти схеми.

Також на відміну від інших програм розрахунку ВТРАТИ 10-0,4 дозволяють проводити визначення інтервального значення втрат електроенергії, похибки їх розрахунку та проводити оптимізацію інформаційного середовища мереж з використанням аналізу чутливості.

6.1 Підготовка бази даних трансформаторів 10/0,4 кВ та проводів ЛЕП

Для полегшення введення вхідної інформації про ТП 10/0,4 кВ розподільних мереж використовується вбудована у програму база каталожних параметрів трансформаторів. Оскільки у мережі можуть бути встановлені трансформатори, які не внесені у базу, у програмі передбачено можливість редагування вказаної бази даних.

Таким чином перед формуванням схеми мережі та введенням вхідних даних необхідно переконатися, що у базі даних є всі трансформатори, які встановлені. Якщо необхідних записів не знайдено, то необхідно виконати редагування бази.

Для підготовки бази даних трансформаторів необхідно в головному меню програми вибрати пункт “База”, “Параметри трансформаторів 10/0,4”. Після цього на екрані з’явиться вікно, зображене на рис. 6.1.

Для введення або редагування певного параметра необхідно за допомогою клавіш $\leftarrow \uparrow \downarrow \rightarrow$ підвести курсор до відповідної комірки, натиснути клавішу Enter і ввести або відредагувати значення.

	Тип	Sn, кВА	dPxx, кВт	dPк, кВт
1	ТМ-25/10	25.0	0.125	0.600
2	ТМ-40/10	40.0	0.180	0.880
3	ТМ-63/10	63.0	0.265	1.280
4	ТМ-100/10	100.0	0.365	1.970

Рисунок 6.1 – Вікно редактора бази трансформаторів 10/0,4 кВ

У поле “Тип” вводиться тип трансформатора за довідником або паспортом. Якщо необхідно ввести параметри для трансформатора, тип якого вже існує у базі, але іншої модифікації, то для забезпечення однозначності тип трансформатора, що вводиться, має відрізнятися від існуючого у базі.

У поле “Sn, кВа” вводиться номінальна потужність трансформатора; у поле “dPxx, кВт” – втрати холостого ходу трансформатора; у поле “dPк, кВт” – втрати короткого замикання трансформатора. Значеннями Sn, dPxx, dPк мають бути дійсні числа з крапкою в ролі роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т. ін.

Опис ліній електропередач, що забезпечують живлення споживачів, виконується у програмі шляхом введення їх марки та довжини. Тому передбачено наявність бази даних питомих параметрів повітряних та кабельних ЛЕП.

Перед введенням інформації про схему розподільної мережі необхідно переконатися, що у базі є всі наявні у мережі марки проводів та кабелів. У разі відсутності необхідної інформації необхідно виконати редагування бази даних.

Для підготовки бази даних ліній електропередач необхідно в головному меню програми вибрати пункт “База”, “Параметри ліній електропередачі”. На екрані з’явиться вікно, зображене на рис. 6.2.



	Марка	Ro, Ом	Xo, Ом
1	AC-35	0.910	0.385
2	AC-50	0.630	0.374
3	AC-70	0.450	0.364
4	AC-95	0.330	0.353
5	AC-120	0.270	0.347
6	AC-150	0.210	0.340

Рисунок 6.2 – Вікно редактора бази даних проводів ЛЕП

У відповідні поля необхідно ввести параметри проводів ЛЕП згідно з довідником.

У поле “Марка” вводиться марка проводу за довідником. При введенні марки проводу слід уникати використання пропусків на початку та в кінці.

У поле “Ro, Ом” вводиться питомий активний опір проводу; у поле “Xo, Ом” – питомий індуктивний опір проводу. Значеннями Ro і Xo мають бути дійсні числа з крапкою в ролі роздільника дробової частини. Не допускається використання пропусків, літер і т. ін.

Всі перераховані параметри проводу є обов’язковими для введення. Для введення інформації про двотрансформаторні підстанції 10/0,4 кВ передбачено наявність у списку шин із нульовими активним та реактивним опорами, помічених у базі як “Шини”. Після виходу із режиму редагування

бази параметрів проводів ЛЕП вказана марка із відповідними параметри з'являються у останньому рядку бази автоматично.

6.2 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення вхідних даних

Зображення схеми розподільної мережі у програмі виконане максимально наближеним до реального. Схема поділяється на підстанції 110(35)/10(6) кВ, а на шинах 10(6) кВ кожної підстанції виділяються фідери, що живляться від неї.

Для кожної підстанції задаються параметри шин 10(6) кВ:

- номер шин підстанції (довільне ціле число), який ідентифікує її у схемі;
- назва підстанції;
- значення напруги, що підтримується на шинах 10(6) кВ підстанції, кВ;
- значення $\cos \varphi$ (якщо відомо);
- тривалість звітного періоду (за який визначаються втрати електроенергії), год.;
- електроенергія, що відпущена з шин 10(6) кВ даної підстанції за звітний період, кВт·год.

Частина інформації щодо підстанції може не задаватися у разі її відсутності у користувача. Так, якщо не задано значення $\cos \varphi$, то приймається значення 0,9.

У разі, якщо не задано тривалість звітного періоду, необхідну для розрахунку відпущеної електроенергії та втрат електроенергії, програма буде працювати у режимі визначення втрат потужності, тобто у вікні результатів розрахунку будуть відображені нульові значення втрат електроенергії.

Кожний фідер, що отримує живлення від шин 10(6) кВ підстанції має бути заданий назвою та значеннями контрольних замірів струмів в головній ділянці мережі за характерну добу звітного періоду або за весь період:

- максимальний струм – це найбільший струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом характерної доби (звітного періоду);

- мінімальний струм – це найменший струм, що зафіксований вимірювальними пристроями даного фідера протягом характерної доби (звітного періоду);

- середній струм – це алгебраїчна сума замірів струмів за характерну добу (звітний період), поділена на кількість виконаних замірів.

Вказані значення контрольних замірів струмів не можуть бути довільними, оскільки вони використовуються для визначення коефіцієнтів завантаження підстанції 10/0,4 кВ, розподілу навантаження підстанції між фідерами, а також для визначення коефіцієнта збільшення втрат електроенергії за рахунок нерівномірності графіка навантаження. Значення заданих струмів мають коригуватися в процесі експлуатації програми відповідно до зміни характеру навантаження принаймні один раз на місяць.

Від кожного фідера живиться доволі розгалужена мережа 10(6) кВ. Інформація про неї поділяється на інформацію про вузли та вітки.

Як вузли схеми розглядаються підстанції 10/0,4 кВ, відгалуження ліній тощо. Кожен вузол у схемі мережі повинен мати унікальний номер (оскільки вузли з однаковими номерами розглядаються як один вузол). Для вузла типу відгалуження ЛЕП необхідно задати лише його номер. Необхідною інформацією про вузол схеми, що символізує підстанцію 10/0,4 кВ, є його номер та марка встановленого трансформатора.

Для підвищення адекватності розрахунків для вузлів підстанції 10/0,4 кВ задається ряд додаткових параметрів:

- коефіцієнт завантаження встановленого трансформатора;
- значення активної та реактивної потужності генерації, якщо вузол символізує шини станції або у вузлі споживання встановлений компенсатор реактивної потужності;
- еквівалентний опір мережі 0,4 кВ, що знаходиться за підстанцією 10/0,4 кВ для врахування втрат потужності та електроенергії у даних мережах.

Як вітки схеми мережі розглядаються ЛЕП 10 кВ та комутаційні апарати (вимикачі, роз'єднувачі, вимикачі навантаження тощо). Кожна вітка схеми однозначно задається номерами вузлів її початку та кінця. Для однозначного задання кожної вітки схеми необхідно ввести номери вузлів, що приєднані до неї. Для вітки, що символізує ЛЕП, вводиться марка проводу (вибирається з бази даних) та довжина. Для вітки, що показує комутаційний апарат, вводиться його назва за схемою та стан (увімкнений, вимкнений). З метою зменшення обсягу даних, що вводяться, необхідно описувати лише ті комутаційні апарати, якими фактично можуть бути виконані перемикання.

Параметри ТП 110(35)/10(6) кВ вводяться та відображаються у головному вікні програми у секції “Інформація про підстанції” (рис. 6.3).

Для введення або редагування параметрів ТП 110(35)/10(6) кВ необхідно в головному вікні програми натиснути на кнопку “Змінити інформацію про підстанції”. Програма переходить у режим редагування параметрів підстанцій, у якому всі елементи керування (кнопки, меню, панелі), що не мають відношення до редагування, переходять у неактивний стан. Вони активізуються лише після виходу з режиму редагування.

У відповідні поля необхідно ввести параметри трансформаторних підстанцій 110/10 кВ.

У поле “N шин” вводиться номер вузла, яким відповідна підстанція позначена на схемі мережі. Введеним значенням має бути ціле число. Значення не повинно збігатись з будь-яким іншим номером вузла мережі.

У поле “Назва” вводиться назва підстанції. У поле “ U_n , кВ” вводиться значення напруги на шинах підстанції, кВ; у поле “ $\cos \varphi$ ” – значення коефіцієнта потужності; у поле “Т, год” – тривалість звітного періоду, год; у поле W_b , кВт·год – кількість електроенергії, що відпущена з шин підстанції за звітний період, кВт·год. Значеннями U_n , $\cos \varphi$, Т та W_b мають бути дійсні числа з крапкою як роздільником дробової частини.

Інформація про підстанції					
Змінити інформацію про підстанції					
N шин	Назва	U , кВ	$\cos \varphi$	Т, год	W_b , кВт год
10000	Сигнал	10.50		24.0	154568
20000	Глухівці	10.50		24.0	65214
30000	Комсомольське	10.50		24.0	42513
40000	Тягова	10.50		24.0	12352
50000	Самгородок	10.50		24.0	54221

Рисунок 6.3 – Фрагмент головного вікна програми з даними про трансформаторні підстанції 110(35)/10(6) кВ

Параметри “N шин”, “Назва”, “ U_n , кВ” трансформаторних підстанцій 110/10 кВ є обов’язковими для введення.

Параметри “ $\cos \varphi$ ”, “Т” та “ W_b ” є необов’язковими для введення (може бути пуста комірка), але якщо значення вводяться, то правильність введення буде перевірятись і за наявності неправильних значень буде видаватись повідомлення про помилку. Якщо значення коефіцієнта потужності відсутнє, то у розрахунках приймається значення 0.9. За відсутності значення часу втрат буде виконуватись

лише розрахунок втрат потужності. Якщо не введено значення електроенергії, відпущеної з шин підстанції, то для розрахунку відсотку втрат електроенергії буде використано значення, розраховане за контрольними замірами струмів.

Для закінчення редагування параметрів трансформаторних підстанцій 110(35)/10(6) кВ необхідно натиснути на кнопку “Закінчити зміну інформації про підстанції”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Увага! Вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок. Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування параметрів підстанцій.

Для введення або редагування даних про фідери необхідно вибрати потрібну підстанцію і в головному вікні програми натиснути на кнопку “Змінити інформацію про фідери”. Програма переходить у режим редагування параметрів фідерів, у якому всі елементи керування (кнопки, меню, панелі), що не мають відношення до редагування, стають неактивними.

Фідери п/ст Сигнал				
Змінити інформацію про фідери				
N	Назва	I _{max} , A	I _{ср} , A	I _{min} , A
1	Ф-2	15.000	9.900	4.000
2	Ф-4	45.000	36.000	20.000
3	Ф-6	50.000	38.000	15.000
4	Ф-8	55.000	39.000	20.000
5	Ф-10	40.000	32.000	10.000
6	Ф-12	70.000	56.000	40.000
7	Ф-20	15.000	12.000	5.000

Рисунок 6.4 – Фрагмент головного вікна програми з переліком фідерів вибраної підстанції

У поле “Назва” вводиться назва фідера. У поля “ $I_{\max}$, А”, “ $I_{\text{ср}}$, А”, “ $I_{\min}$, А” вводяться максимальне, середнє та мінімальне значення контрольних замірів струму в голові фідера. Введеним значенням струму має бути дійсне число з крапкою, що відділяє дробову частину. Не допускається використання пропусків, літер і т. ін.

Для закінчення редагування параметрів фідерів необхідно натиснути на кнопку “Закінчити зміну інформації”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок видається відповідне повідомлення.

Для введення або редагування інформації про вітки та вузли фідера необхідно в головному вікні програми вибрати відповідні підстанцію та фідер і натиснути на кнопку “Редактор схеми фідера”. На екрані з'явиться вікно з параметрами віток та вузлів вибраного фідера (рис. 6.5)

Редактор схеми фідера - Підстанція: Сигнал Фідер: Ф-2

< Закінчити редагування схеми фідера ☐ Автоматично додавати номери вузлів у інформацію про вузли

Інформація про вузли							Інформація про вітки						
	N	Тип тр-ра	Кзав.	Pг,кВт	Qг,кВАр	Re,Ом		Нпочат	Нкінця	Тип	Марка/Назва	Лкм/Стан	
1	10000						1	10000	10201	2	В_Ф2	1	
2	10201						2	10201	10202	1	A-70	2.80	
3	10202						3	10202	60	1	A-50	3.22	
4	60	ТМ-100/10					4	60	357	1	A-50	1.47	
5	357	ТМ-63/10					5	357	525	1	A-50	0.84	
6	525	ТМ-160/10					6	525	10203	1	A-50	0.49	
7	10203						7	10203	10205	1	A-50	1.82	

Рисунок 6.5 – Вікно редагування схеми фідера

Введення та редагування інформації про вузли. У поле “N” вводиться номер вузла (ціле число).

У полі “Тип тр-ра” вибирається тип трансформатора 10/0,4, підключеного до відповідного вузла. Для вибору типу трансформатора необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з'явиться вікно з переліком типів трансформаторів 10/0.4. За допомогою клавіш $\uparrow\downarrow$ необхідно вибрати тип трансформатора і натиснути клавішу Enter або кнопку ОК. Вибраний тип трансформатора буде занесено у поле “Тип тр-ра”

У полі “Кзав.” задається коефіцієнт завантаження трансформатора 10/0,4 (дійсне число з крапкою як роздільником дробової частини). Вказане значення може не вводиться (пуста комірка), що свідчить про відсутність інформації про завантаження трансформатора.

У полях “Рг, кВт” та “Qг, кВАр” задаються значення відповідно активної та реактивної потужностей, що генеруються у вузлі (дійсні числа з крапкою як роздільником дробової частини). Вказані значення можуть не вводиться (пуста комірка), що свідчить про відсутність джерел потужності у вузлах.

У полі “Re04, Ом” задається значення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ. Вказане значення може не вводиться (пуста комірка), що свідчить про відсутність інформації про мережу 0,4 кВ. Для введення значення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі.

Визначення та введення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ. Для визначення та введення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ, що живиться від трансформаторної підстанції 10(6)/0,4 кВ використовується діалогове вікно, подане на рис. 6.6.

Для видалення попередньо введенного значення еквівалентного опору необхідно натиснути кнопку “Видалити $R_{ек}$ ”. Для запуску процесу розрахунку $R_{ек}$ необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому

відкривається вкладка “Магістралі” (рис. 6.7), на якій розташовано засоби для введення параметрів магістралей мережі 0,4 кВ.

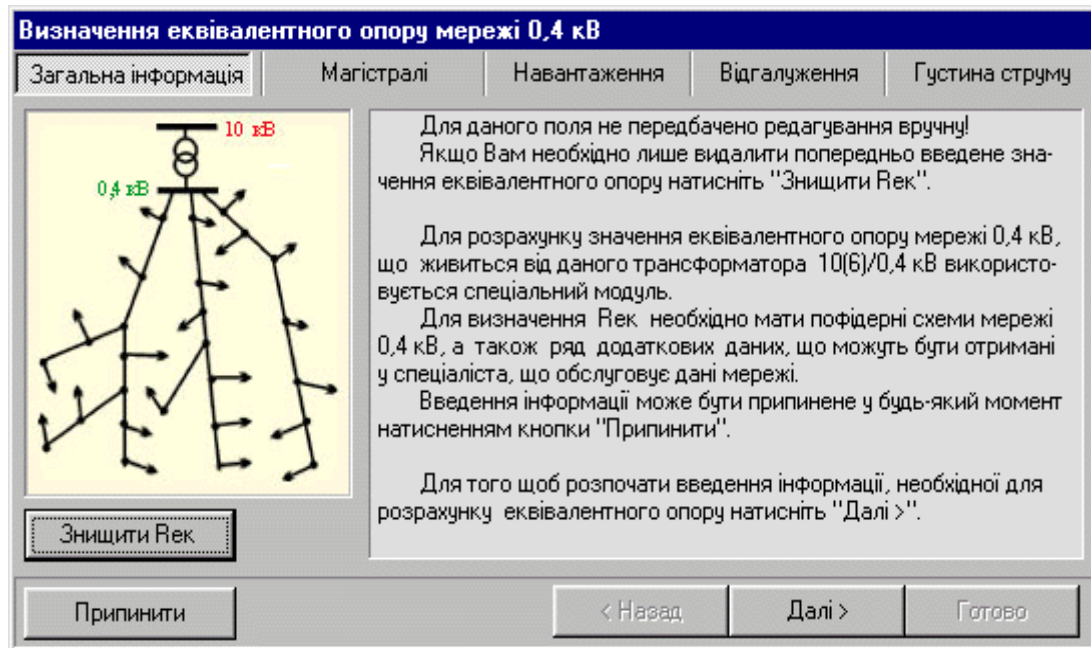


Рисунок 6.6 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору”
0,4 кВ, вкладка “Загальна інформація”

Марки проводів (кабелів) та довжини магістралей, що розподіляють електроенергію між кінцевими споживачами мають великий вплив на значення втрат у мережах 0,4 кВ, тому дані параметри мають бути введені достатньо точно.

Спочатку перемикачем “Кількість магістралей” виставляється кількість магістралей, що відходить від РП 10(6)/0,4 кВ. При цьому змінюється кількість рядків таблиці вхідних даних. Далі у поля таблиці вводяться такі параметри магістралей:

- у полі “Матеріал жил” із списку вибирається матеріал струмопровідних жил проводу або кабелю, яким виконано магістраль (алюміній, сталь, мідь). Поява списку викликається натисканням будь-якої клавіші, коли курсор знаходиться у полі “Матеріал жил”;

– у полі “Переріз, мм²” із списку стандартних перерізів вибирається переріз проводу або кабелю, яким виконано магістраль. Поява списку викликається натисканням будь-якої клавіші, коли курсор знаходиться у полі “Переріз, мм²”;

– у полі “Довжина” вводиться довжина магістралі у кілометрах. Довжина магістралі має бути дійсним числом з крапкою як роздільником дробової частини.

Визначення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ

Загальна інформація | **Магістралі** | Навантаження | Відгалуження | Густина струму

Марки проводів та довжини магістралей, що живляться від РП 10(6)/0,4 кВ мають великий вплив на значення втрат у мережах 0,4 кВ, тому дані параметри мають бути введені достатньо точно. Якщо магістраль виконана проводами кількох перерізів, то всі її ділянки, що не приєднані до РП вважаються відгалуженнями.

Кількість магістралей: 3

Лінія	Матеріал жил	Переріз, мм ²	Довжина, км
1	Алюміній	35	0.5
2	Алюміній	50	1
3	Алюміній	50	1.2

Припинити < Назад Далі > Готово

Рисунок 6.7 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ”, вкладка “Магістралі”

Після введення вказаних параметрів всіх магістралей для продовження процесу визначення Рек необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому виконується перевірка введеної інформації і якщо вона коректна, то відкривається наступна вкладка вікна “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ” (рис. 6.8).

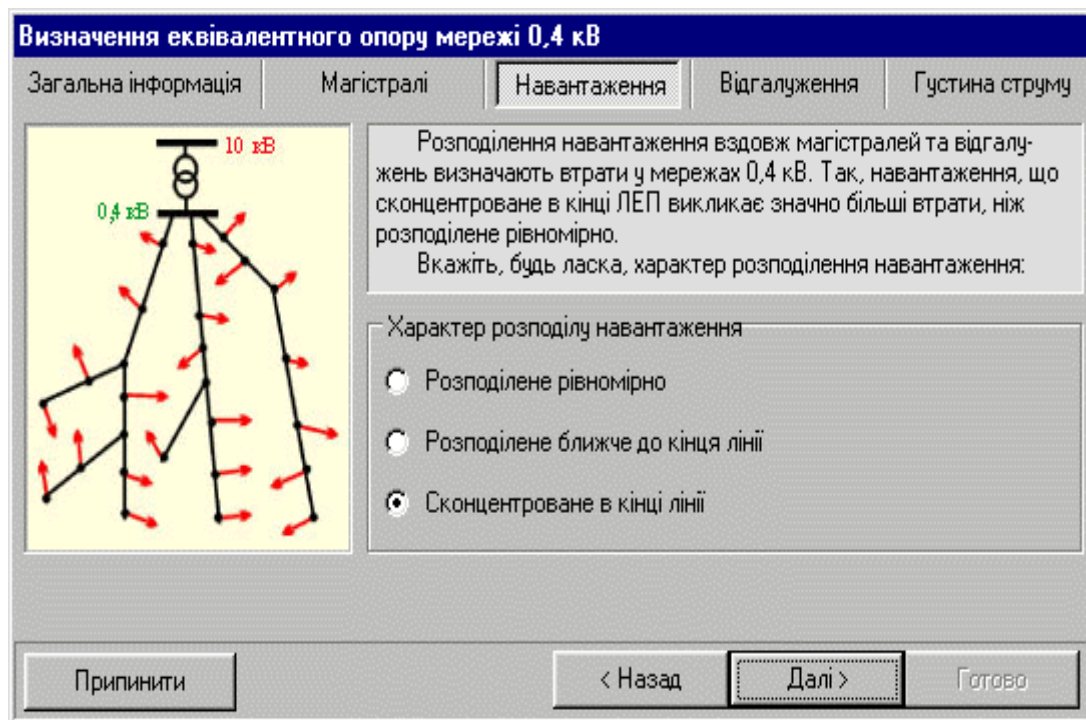
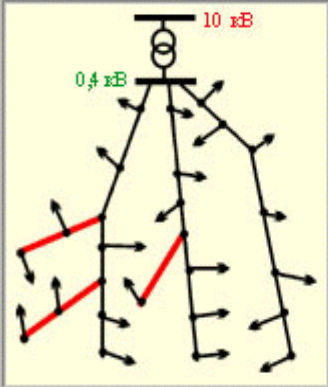


Рисунок 6.8 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ”, вкладка “Навантаження”

Розподіл навантаження вздовж магістралей та відгалужень мережі 0,4 кВ значно впливає на втрати у мережі та показники несиметрії. На вкладці “Навантаження” необхідно ввести якісну характеристику мережі відносно розподілу навантаження споживачів шляхом вибору відповідного перемикача. Після цього для продовження необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається вкладка “Відгалуження” (рис. 6.9).

Визначення еквівалентного опору мережі 0,4 кВ

Загальна інформація Магістралі Навантаження **Відгалуження** Густина струму



Втрати потужності та електроенергії у магістралях зазвичай більші, ніж у відгалуженнях, тому в розгалужених мережах втрати дещо менші ніж у радіальних.
Рівень розгалуженості мережі може бути заданий кількісно - сумарною довжиною відгалужень, або оцінений якісно:

Кількісна оцінка розгалуженості мережі

Сумарна довжина відгалужень км

Якісна оцінка розгалуженості мережі

☒ Не розгалужена мережа

☐ Довжини магістралей і відгалужень приблизно однакові

☐ Дуже розгалужена мережа

Припинити < Назад Далі > Готово

Рисунок 6.9 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ”, вкладка “Відгалуження”

Інформації про міру розгалуженості мережі 0,4 кВ може бути задана кількісно – введенням сумарної довжини відгалужень від магістральних ліній або якісно – шляхом вибору характеристики розгалуженості. Для введення сумарної довжини відгалужень передбачено поле “Сумарна довжина відгалужень”. У нижній частині вікна розташовано список якісних характеристик міри розгалуженості, з яких необхідно вибрати відповідну. Якщо міра розгалуженості задана і довжиною відгалужень, і вибором відповідної характеристики із переліку, то перевага надається числовому значенню. Після закінчення опису розгалуженості мережі для продовження необхідно натиснути кнопку “Далі >”. При цьому відкривається вкладка “Густина струму” (рис. 6.10).

Для врахування різної міри завантаження магістралей вводиться характеристика відмінності густини струму на головних ділянках ліній 0,4 кВ. Даний параметр має бути оцінений якісно на основі контрольних

замірів струмів на головних ділянках ліній та приведення їх до одиниці перерізу. Введення параметра здійснюється вибором із переліку відповідної характеристики.

Після закінчення введення інформації для розрахунку значення еквівалентного опору та введення його у відповідне поле таблиці початкових даних про вузли фідера 10(6) кВ необхідно натиснути кнопку “Готово”. При цьому виконується остаточна перевірка введених даних та результатів розрахунку. Якщо введені дані та результати розрахунків коректні, то вікно закривається і у полі “Re04, Ом” таблиці інформації про вузли фідера розміщується розраховане значення $R_{ек}$.

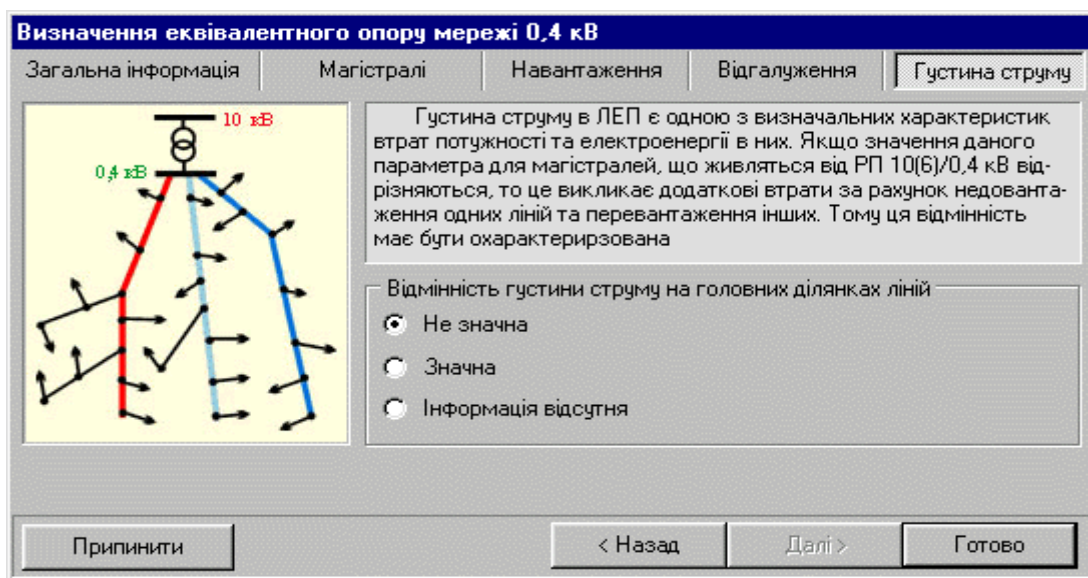


Рисунок 6.10 – Діалогове вікно “Визначення еквівалентного опору 0,4 кВ”, вкладка “Густина струму”

Примітка. Усі введені характеристики мережі 0,4 кВ крім розрахованого значення $R_{ек}$ зберігаються у пам’яті тільки протягом сеансу роботи з програмою. Лише значення $R_{ек}$ вноситься у файл початкових даних про мережу 10(6) кВ, оскільки є однозначною характеристикою мережі 0,4 кВ (відповідно до вибраної методики визначення втрат електроенергії у даних мережах).

Введення та редагування інформації про вітки. У поля “N почат” та “N кінця” вводяться відповідно номери вузлів початку та кінця вітки (цілі числа).

У полі “Тип” задається тип вітки: 1 – лінія; 2 – комутаційний апарат.

У полі “Марка/Назва” вибирається марка проводу (якщо тип вітки 1) або назва комутаційного апарата (якщо тип вітки 2). Для вибору марки проводу необхідно натиснути клавішу Enter у вказаному полі. На екрані з'явиться вікно з переліком марок проводів. За допомогою клавіш $\uparrow\downarrow$ необхідно вибрати марку проводу і натиснути клавішу Enter або кнопку ОК. Вибрана марка проводу з'явиться у полі “Марка/Назва”. Введення назви комутаційного апарата здійснюється вручну з клавіатури.

У полі “L, км / Стан” задається довжина лінії електропередачі (якщо тип вітки 1) або стан комутаційного апарата (якщо тип вітки 2). Довжина лінії – дійсне число з крапкою як роздільником дробової частини. Стани комутаційного апарата: 1 – включений; 0 – відключений.

В редакторі передбачено можливість автоматичного введення номерів вузлів (у секції опису вузлів схеми) під час введення параметрів віток. Для активізації даного режиму необхідно увімкнути перемикач “Автоматично додавати номери вузлів у інформацію про вузли”, що розташований у верхній частині вікна редактора (див. рис. 6.5). При цьому введення нового номера вузла у поля “Nпочат” або “Nкінця” буде супроводжуватися доданням вузла з таким номером у поле “N” секції інформації про вузли схеми.

Для закінчення введення чи редагування інформації про схему фідера необхідно натиснути кнопку “Закінчити редагування схеми фідера”. Якщо значення параметрів змінювались, то виконується перевірка правильності введення даних і за наявності помилок видається відповідне

повідомлення. Увага! Вихід з режиму редагування можливий лише після виправлення всіх помилок.

Рекомендується записати файл даних після закінчення редагування схеми фідера.

6.3 Введення графіка навантаження підстанцій 110/10 кВ

Для виконання розрахунків втрат електроенергії згідно з графіком навантаження підстанцій у програмі передбачене вікно для введення даного графіка (рис. 6.11).

Основні вимоги до введення графіка навантаження:

- графік задається з постійним інтервалом 0,5 години;
- максимальна кількість ступенів графіка навантаження відповідає 31 добі з вказаним вище інтервалом;
- необхідною інформацією щодо графіка є значення активної потужності споживання на кожному ступені; для підвищення адекватності результатів розрахунків треба задати також значення реактивної потужності споживання та графіка перемикань комутаційних апаратів (якщо останні мали місце);
- кількість ступенів графіка навантаження має бути однаковою для всіх підстанцій мережі.

Для формування графіка навантаження може використовуватися ручне введення та імпорт із зовнішніх файлів (наприклад файлів, що формуються за допомогою лічильників Елвін).

Для того, щоб задати графік навантажень підстанції 110(35)/10(6) кВ необхідно у головному вікні програми вибрати відповідну підстанцію і подвійним натисканням лівої кнопки маніпулятора “миша” на назві підстанції відкрити вікно з графіком навантажень (рис. 6.11).

Графік навантажень - Підстанція: Станіславчик 110/10				
Кількість діб		27	Заповнити	Імпорт графіка
Доба	Час	P, кВт	Q, кВАр	Комутації
14	15:30 - 16:00	96.10	28.80	
14	16:00 - 16:30	103.10	30.80	
14	16:30 - 17:00	107.20	31.20	
14	17:00 - 17:30	108.60	31.30	
14	17:30 - 18:00	117.00	29.60	
14	18:00 - 18:30	129.80	29.00	
14	18:30 - 19:00	129.90	28.00	
14	19:00 - 19:30	127.70	27.40	
14	19:30 - 20:00	126.20	27.30	
14	20:00 - 20:30	120.70	27.90	
14	20:30 - 21:00	116.30	28.80	
14	21:00 - 21:30	117.30	28.80	
14	21:30 - 22:00	113.40	29.00	
14	22:00 - 22:30	104.70	27.30	
14	22:30 - 23:00	100.50	25.90	
14	23:00 - 23:30	93.80	24.00	
14	23:30 - 0:00	89.90	24.20	

Рисунок 6.11 – Графік навантажень підстанції

6.4 Виконання розрахунків

6.4.1 Розрахунок втрат потужності та електроенергії за заданим часом втрат

У програмі реалізовано можливість виконання розрахунків втрат електроенергії за двома методиками: за заданою тривалістю звітного періоду (середнім навантаженням) та за графіком навантажень. Тому при натисненні на кнопку «Розрахунок» відкривається вікно вибору варіанта розрахунку (рис. 6.12). Натискання відповідної кнопки даного вікна викликає виконання необхідного розрахунку. Так натискання кнопки «Розрахунок втрат по фідеру Ф-1», що належить до групи «Розрахунок за часом втрат» викликає виконання розрахунку втрат потужності та електроенергії по фідеру Ф-1 (див. контрольний приклад) за часом втрат. Аналогічно натискаючи інші кнопки даного вікна є можливість виконати

розрахунки втрат за тою чи іншою методикою для окремого фідера, окремої підстанції схеми та всієї схеми. Вибір підстанції та фідера для розрахунку виконується у головному вікні програми.

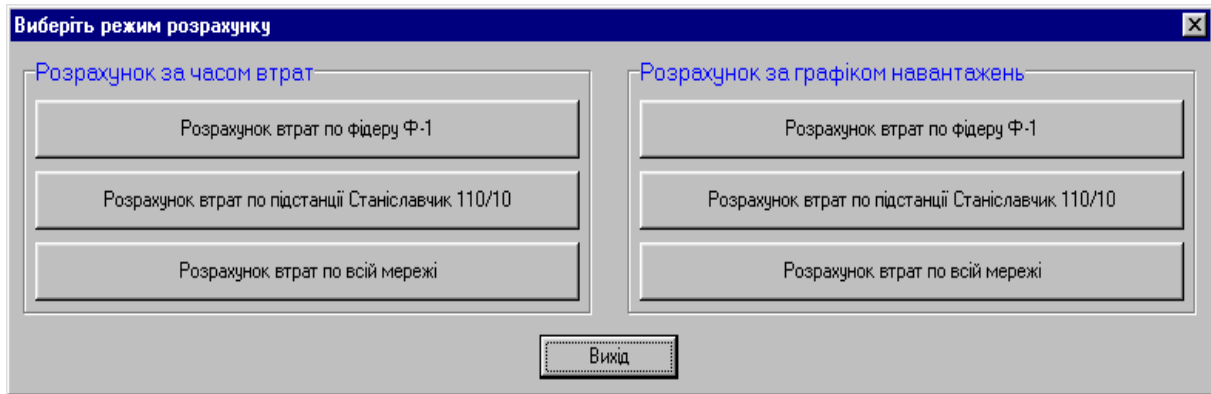


Рисунок 6.12 – Вікно вибору режиму розрахунку втрат потужності та електроенергії

6.4.2 Розрахунок втрат електроенергії за заданим графіком навантаження

Для виконання розрахунків за графіком навантаження необхідною умовою є попереднє задання графіка навантаження за методикою, що описана вище. При цьому графіки навантаження для всіх підстанцій мають бути однакові за кількістю ступенів.

Після вибору у вікні режимів розрахунку будь-якого розрахунку з групи “Розрахунок за графіком навантажень” (натискання відповідної кнопки), відкривається вікно, у якому ілюструється проходження процесу розрахунку за графіком. У разі вдалого завершення розрахунку натиснення кнопки “Завершити” викликає закривання даного вікна з переходом до перегляду результатів розрахунку втрат електроенергії. Відображення результатів здійснюється таким чином, що користувач має змогу оцінити лише сумарні показники мережі. Отримати більш детальну інформацію

відносно втрат потужності на кожному ступені графіка навантаження можливо шляхом натиснення кнопки “Друкувати звіт” вікна розрахунку за графіком навантажень.

6.4.3 Аналіз та виведення результатів розрахунків

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій мережі або її частині. Значення втрат структуруються за джерелами їх появи, тобто поділяються на втрати у ЛЕП, трансформаторах 10/0,4 кВ та мережах 0,4 кВ. У свою чергу з втрат у трансформаторах виділяються втрати холостого ходу та навантажувальні втрати. Відповідно до вибраного режиму розрахунків, результати виводяться по вибраному фідеру, по вибраній підстанції, по всій мережі. Вибір необхідного фрагмента схеми (підстанції, фідеру) виконується у головному вікні програми.

Результатами розрахунків у режимі "за часом втрат" є значення втрат потужності (як в окремих лініях чи трансформаторах, так і по всій мережі в цілому) та електроенергії по фідеру, підстанції чи всій мережі залежно від вибраного режиму розрахунку. У режимі "за часом втрат" визначаються також значення напруг у вузлах схеми та струмів у її вітках.

На рис. 6.13 наведено результати розрахунку по всій мережі за часом втрат (секція “Загальна інформація”). На рис. 6.14 наведено результати розрахунку втрат потужності по вітках вибраного фідера. На рис. 6.15 наведено результати розрахунку по вузлах вибраного фідера.

У режимі "за графіком навантаження" визначаються лише інтегральні показники, але аналогічно до попереднього режиму роботи можна обрати для розрахунку всю мережу або її частину (підстанцію, фідер).

Результатами розрахунку за графіком навантажень є сумарні значення втрат електроенергії за весь період графіка. Крім того, існує можливість аналізу та друку результатів розрахунку на кожному ступені графіка навантажень. На рис. 6.16 наведено результати розрахунків всієї мережі за графіком навантажень.

Виведення результатів на друк здійснюється за допомогою кнопок  на відповідних етапах аналізу та виведення результатів.

Результати розрахунків за часом втрат - Підстанція: Сигнал Фідер: Ф-2			
Загальна інформація Інформація про вузли Інформація про вітки			
Інформація по фідеру Ф-2			
Втрати	потужності:	електроенергії:	
в лініях 10 кВ	1.0 кВт	27.5 кВт год	
в трансформаторах 10/0.4	15.8 кВт	380.3 кВт год	
з них холостого ходу	15.7 кВт	377.9 кВт год	
навантажувальні	0.1 кВт	2.4 кВт год	
в лініях 0.4 кВ	0.0 кВт	0.0 кВт год	
Сумарні	16.8 кВт	407.8 кВт год (10.50%)	
Інформація по підстанції Сигнал. Час втрат: 24.0 год.			
Втрати	потужності:	електроенергії:	
в лініях 10 кВ	136.0 кВт	3527.6 кВт год	
в трансформаторах 10/0.4	140.3 кВт	3422.7 кВт год	
з них холостого ходу	112.5 кВт	2700.8 кВт год	
навантажувальні	27.7 кВт	721.9 кВт год	
в лініях 0.4 кВ	5.0 кВт	126.7 кВт год	
Сумарні	281.2 кВт	7077.0 кВт год (4.77%)	
Інформація по всій мережі			
Втрати	потужності:	електроенергії:	
в лініях 10 кВ	329.8 кВт	8613.2 кВт год	
в трансформаторах 10/0.4	353.3 кВт	8665.0 кВт год	
з них холостого ходу	279.8 кВт	6714.8 кВт год	
навантажувальні	73.5 кВт	1950.2 кВт год	
в лініях 0.4 кВ	5.0 кВт	126.7 кВт год	
Сумарні	688.1 кВт	17404.9 кВт год (4.74%)	

Рисунок 6.13 – Загальні результати розрахунків за часом втрат

Результати розрахунків за часом втрат - Підстанція: Сигнал Фідер: Ф-10					
Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки	
Нпочатку	Нкінця	Рпочатку, кВт	Ркінця, кВт	dP, кВт	I, А
10000	11001	522.91	522.91	0.00	32.00
11001	11002	522.91	521.56	1.35	32.00
11002	11003	521.56	520.75	0.81	32.00
11003	312	5.23	5.23	0.00	0.32
11003	11004	515.52	514.46	1.06	31.68
11004	11005	10.45	10.45	0.00	0.64
11005	546	5.23	5.23	0.00	0.32
11005	277	5.23	5.23	0.00	0.32
11004	11006	504.01	498.67	5.35	31.03
11006	477	5.23	5.23	0.00	0.33
11006	11007	493.44	493.20	0.25	30.71

Рисунок 6.14 – Результати розрахунків по вітках вибраного фідера

Результати розрахунків за часом втрат - Підстанція: Сигнал Фідер: Ф-10							
Загальна інформація		Інформація про вузли		Інформація про вітки			
N вузла	Тип тр-ра	Кзав.	Рген, кВт	Qген, кВАр	Re, Ом	U, кВ	dP _{0.4} , кВт
356	ТМ-63/10					9.95	
322	ТМ-250/10					9.95	
11022						9.95	
321	ТМ-160/10					9.95	
11023						9.94	
538	ТМ-400/10					9.94	
11024						9.94	
438	ТМ-250/10					9.94	
11025						9.94	
11026						9.94	
548	ТМ-160/10					9.93	
529	ТМ-250/10				0.250	9.94	0.27

Рисунок 6.15 – Результати розрахунків по вузлах вибраного фідера

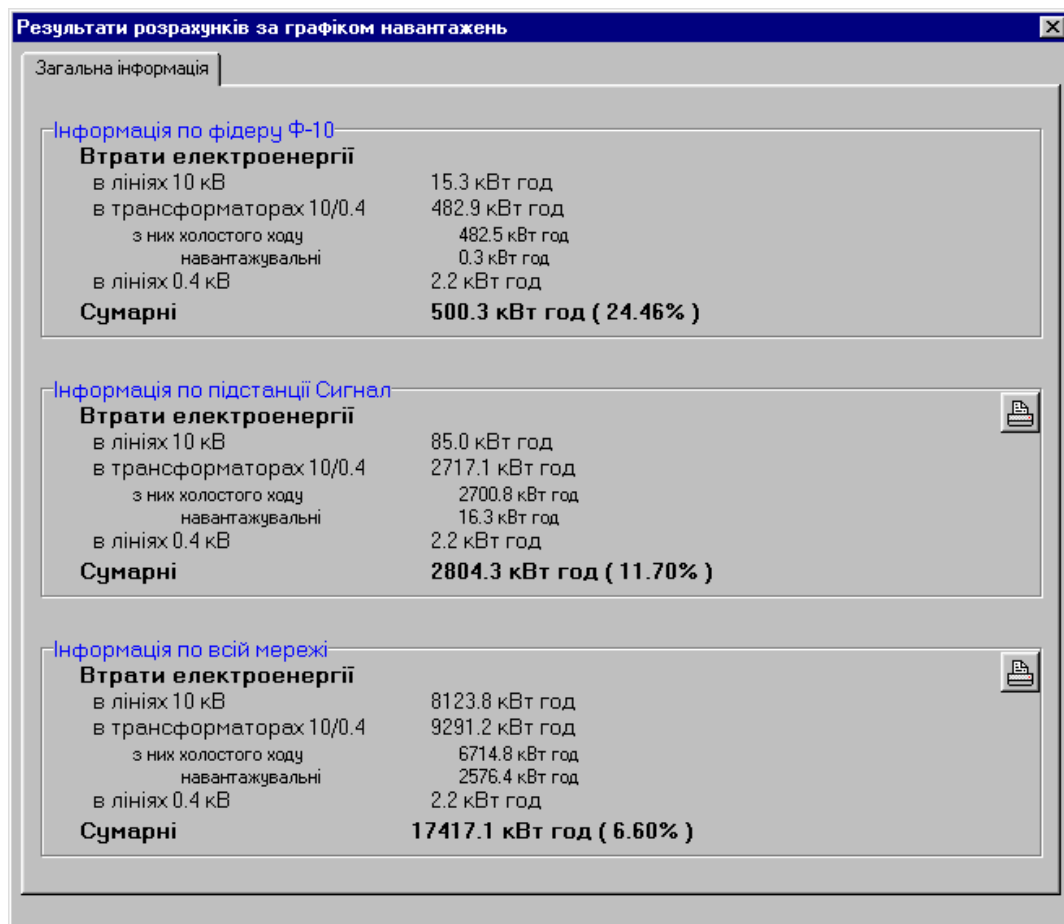


Рисунок 6.16 – Результати розрахунків за графіком навантажень

6.5 Аналіз ефективності компенсації реактивної потужності

Для проведення розрахунків компенсації реактивної потужності, необхідно у головному вікні програми вибрати підстанцію та фідер, для яких буде здійснюватись розрахунок, а потім вибрати пункт меню "Розрахунок", підпункт "Компенсація реактивної потужності". На екрані з'явиться вікно, зображене на рис. 6.17.

У колонках "N вузла" та "Тип тр-ра 10/0,4" з'являються відповідно номери всіх вузлів вибраного фідера та потужності встановлених у вузлах трансформаторів 10/0,4 кВ. Увага! Вказана інформація у даному вікні програми редагуванню не підлягає. Для змінення цієї інформації про вузли необхідно скористатись редактором схеми фідера.

Аналіз ефективності встановлення КУ

Підстанція "Станіславчик - 110/10" Фідер "Ф-5"

Інформація про КУ 10 кВ Розрахунок

	N вузла	Тип тр-ра 10/0,4	Q _{ку} , кВАр
1	100		
2	1		
3	2		
4	3	ТМ-250/10	50.000
5	41	ТМ-400/10	
6	42	ТМ-250/10	25.000
7	5	ТМ-400/10	25.000
8	6		
9	7		

Рисунок 6.17 – Вікно програми, призначене для введення інформації про компенсувальні установки, встановлені у вузлах фідера

У колонці "Q_{ку}, кВАр" задають потужності компенсувальних установок (КУ), встановлених у відповідних вузлах 10 кВ фідера.

Введені потужності компенсувальних установок будуть враховуватись лише у даному блоці програми, призначеному для аналізу ефективності встановлення КУ і не враховуються у інших режимах розрахунку.

Для проведення аналізу ефективності встановлення компенсувальних установок необхідно у вікні, зображеному на рис. 6.17, натиснути кнопку «Розрахунок». Програма виконує два розрахунки режиму: без врахування компенсувальних установок та з їх врахуванням. Результати розрахунку наводяться у вікні, зображеному на рис. 6.18.

У лівій колонці наводяться результати розрахунку без врахування компенсувальних установок, у правій – з врахуванням. У нижній частині вікна наводиться висновок про ефективність встановлення КУ.



Рисунок 6.18 – Результати аналізу ефективності встановлення компенсувальних установок

6.6 Визначення ступеня спостережності розподільних мереж 10 кВ

Наведений у четвертому розділі метод визначення ступеня спостережності розподільних мереж 10 кВ для розрахунку навантажувальних втрат електроенергії був практично реалізований у вигляді окремого модуля програмного комплексу ВТРАТИ-10/0,4.

Для ініціалізації процесу визначення ступеня спостережності розподільних мереж для визначення втрат електроенергії за звітний період необхідно натиснути кнопку «Вірогідність» у головному вікні програми або у меню «Сервіс» обрати пункт «Аналіз вірогідності визначення втрат». При цьому на екрані з'являється вікно налагодження параметрів для проведення розрахунку (рис. 6.19).

Згідно із зазначеним вище, похибка результатів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах визначається, в основному,

похибками фіксації режимних параметрів (з урахуванням їх усереднення за звітний період), а також невизначеністю розподілу відпущеної електроенергії між споживачами ТП. Виходячи з цього, для перевірки спостережності необхідно вказати такі налагоджувальні параметри:

- максимальні похибки фіксації напруг та струмів вимірювальною системою технічного обліку, що встановлена на шинах 10 кВ ТП з урахуванням їх усереднення за звітний період;

- мінімальне та максимальне, зафіксоване на основі контрольних замірів (досвіду експлуатації електричних мереж), завантаження трансформаторів ТП;

- необхідна або сподівана величина похибки визначення втрат електроенергії для заданої електричної мережі за звітний період.

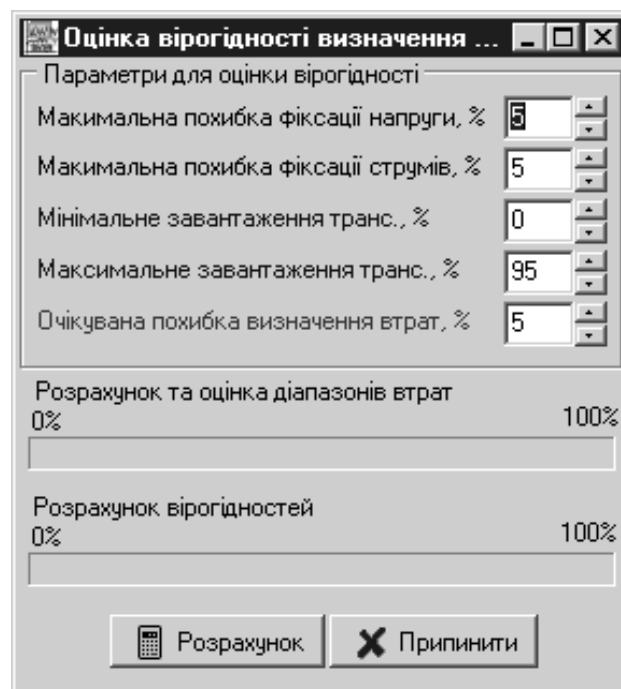


Рисунок 6.19 – Вікно налаштування процесу перевірки спостережності електричної мережі 10(6)-0,4 кВ

Після закінчення введення та коригування вказаних параметрів для проведення аналітичних розрахунків необхідно натиснути кнопку «Розрахунок». Після їх завершення на екрані з'являється вікно результатів оцінки вірогідності та інтервалів невизначеності втрат електроенергії (рис. 6.20). На рис. 6.20 наведено результати роботи програми з аналізування спостережності для Вінницьких міських електричних мереж 10 кВ. З наведеного видно, що наявні вимірювальні засоби з урахуванням їх точності не забезпечують повної спостережності електричних мереж (рис. 6.20, а), оскільки похибка визначення навантажувальних втрат електроенергії становить $\pm 9,47\%$, що перевищує інженерну точність $\pm 5\%$. Разом з тим, якщо за рахунок організаційно-технічних заходів зменшити похибки фіксації струмів та напруг на шинах 10 кВ живильних ТП з 5 до 2 % (рис. 6.20, б), то максимальна похибка визначення втрат може бути зменшена до 4,21 %, що відповідає заданій точності та умовам спостережності електричних мереж.

Для окремих фідерів (Ф-155, Ф-167, Ф-177) вказаних заходів недостатньо через високу чутливість втрат в них до характеру розподілу відпущеної електроенергії. Отже, для забезпечення спостережності зазначених фрагментів електричних мереж необхідні додаткові джерела інформації про корисний відпуск ТП 10/0,4 кВ.

а)

Результати оцінки вірогідності визначення втрат							
	Шини п/ст 10(6)кВ	Назва фідера	Wвдп, кВт.год	dW, кВт.год	dW, %	Вірогідність, %	Інтервал, %
1	ЕМ 10(6)/0,4 кВ	в цілому	32048401.42	1020291.17	3.18	87.95	± 9.47
2	ТП "Західна"	в цілому	7444224.35	146687.14	1.97	86.79	± 9.82
3	ТП "Західна"	Ф-156	810307.29	10802.60	1.33	90.08	± 8.87
4	ТП "Західна"	Ф-157	160106.30	1276.81	0.80	99.91	± 3.90
5	ТП "Західна"	Ф-158	268811.29	1457.32	0.54	99.90	± 0.03
6	ТП "Західна"	Ф-165	250005.51	3868.60	1.55	99.90	± 0.01
7	ТП "Західна"	Ф-167	1414036.52	15471.15	1.09	23.98	± 34.66
8	ТП "Західна"	Ф-170	252875.95	2855.83	1.13	90.14	± 8.85
9	ТП "Західна"	Ф-177	82603.19	2097.86	2.54	77.84	± 12.48
10	ТП "Західна"	Ф-168	16814.84	5683.50	33.80	99.90	± 1.45
11	ТП "Західна"	Ф-187	504426.89	13009.38	2.58	99.90	± 0.14
12	ТП "Західна"	Ф-155	690575.01	14362.23	2.08	50.41	± 20.52
13	ТП "Західна"	Ф-152	374413.40	9233.43	2.47	99.90	± 0.01

б)

	Шини п/ст 10(6)кВ	Назва фідера	W _{вдп} , кВт.год	dW, кВт.год	dW, %	Вірогідність, %	Інтервал, %
1	ЕМ 10(6)/0,4 кВ	в цілому	32048401.42	1020291.17	3.18	99.80	± 4.21
2	ТП "Західна"	в цілому	7444224.35	146687.14	1.97	96.97	± 6.97
3	ТП "Західна"	Ф-156	810307.29	10802.60	1.33	99.90	± 1.81
4	ТП "Західна"	Ф-157	160106.30	1276.81	0.80	99.90	± 3.28
5	ТП "Західна"	Ф-158	268811.29	1457.32	0.54	99.90	± 0.03
6	ТП "Західна"	Ф-165	250005.51	3868.60	1.55	99.90	± 0.01
7	ТП "Західна"	Ф-167	1414036.52	15471.15	1.09	29.46	±30.44
8	ТП "Західна"	Ф-170	252875.95	2855.83	1.13	99.90	± 3.45
9	ТП "Західна"	Ф-177	82603.19	2097.86	2.54	80.39	±11.75
10	ТП "Західна"	Ф-168	16814.84	5683.50	33.80	99.90	± 1.22
11	ТП "Західна"	Ф-187	504426.89	13009.38	2.58	99.90	± 0.00
12	ТП "Західна"	Ф-155	690575.01	14362.23	2.08	69.40	±14.81
13	ТП "Західна"	Ф-152	374413.40	9233.43	2.47	99.90	± 0.01

Рисунок 6.20 – Результати оцінювання спостережності
Вінницьких міських електричних мереж 10 кВ

Разом з тим, для окремих фідерів (Ф-4, «Глухівці») вказаних заходів недостатньо через високу чутливість втрат в них до характеру розподілу відпущеної електроенергії. Уточнення коефіцієнта завантаження одного трансформатора ТМ-400 вказаного фідера дозволяє зменшити максимальну похибку визначення втрат електроенергії для нього до $\pm 12,2 \%$ і, таким чином, істотно підвищити адекватність оцінки балансу електроенергії.

Контрольні запитання

1. За якими методами дозволяє проводити розрахунок втрат електроенергії в мережах 10 кВ програма ВТРАТИ 10-0,4?
2. За якими методами дозволяє проводити розрахунок втрат електроенергії в мережах 0,38 кВ програма ВТРАТИ 10-0,4?
3. Яким чином формується розрахункова модель електричної мережі в програмі ВТРАТИ 10-0,4 кВ?
4. Яким чином можна задавати наванження у вузлах?
5. Які заходи можна планувати з використанням програми ВТРАТИ 10-0,4?

Додаток А

Активні та реактивні опори проводів, розповсюджених в мережах 10-0,38 кВ повітряних та кабельних ЛЕП

Таблиця А.1 – Параметри повітряних ЛЕП

Марка проводу	R _о , Ом/км	X _о , Ом/км	Марка проводу	R _о , Ом/км	X _о , Ом/км
АС-25	1,38	0,391	А-25	1,38	0,391
АС-35	0,91	0,385	А-35	0,91	0,385
АС-50	0,63	0,374	А-50	0,63	0,374
АС-70	0,45	0,364	А-70	0,45	0,364
АС-95	0,33	0,353	А-95	0,33	0,353
АС-120	0,27	0,347	А-120	0,27	0,347
АС-150	0,21	0,340	А-150	0,21	0,340
			А-185	0,17	0,335

Таблиця А.2 – Параметри кабелів 10 кВ виробництва ТОВ „ТФ Кабель”

Переріз жили, мм	R _о , Ом	X _о , Ом	Переріз жили, мм	R _о , Ом	X _о , Ом
	Сu	трикутник		Al	площина
50	0,496	0,132	50	0,641	0,195
70	0,345	0,122	70	0,443	0,188
95	0,249	0,122	95	0,32	0,182
120	0,198	0,116	120	0,253	0,172
150	0,163	0,110	150	0,206	0,166
185	0,131	0,107	185	0,164	0,166
240	0,101	0,104	240	0,125	0,163
300	0,083	0,100	300	0,1	0,157
400	0,066	0,094	400	0,0778	0,154
500	0,053	0,091	500	0,0605	0,151
630	0,043	0,091	630	0,0469	0,148
800	0,035	0,088	800	0,0367	0,148
1000	0,030	0,085	1000	0,0291	0,144

Додаток Б

Паспортні дані розповсюджених РТ 10/0,4 кВ, а також розрахункові значення їх активних та реактивних опорів

	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}},$ кВА	$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$
1	ТМ-25/10	25	4,7	0,69	0,125	3,2
2	ТМ-30/10	30	4,5	0,6	0,125	3,2
3	ТМ-40/10	40	4,7	0,88	0,18	3
4	ТМ-50/10	50	4,5	1,28	0,265	3
5	ТМ-60/10	60	4,5	1,28	0,265	2,9
6	ТМ-63/10	63	4,7	1,28	0,22	2,8
7	ТМ-100/10	100	4,7	1,97	0,365	2,6
8	ТМ-160/10	160	4,7	2,65	0,54	2,4
9	ТМ-180/10	180	4,6	2,065	0,54	2,3
10	ТМ-200/10	200	4,6	3,7	0,78	2,3
11	ТМ-250/10	250	4,7	3,7	1,05	3,7
12	ТМ-320/10	320	4,6	5,5	1,08	2,2
13	ТМ-400/10	400	4,5	5,5	1,08	2,1
14	ТМ-630/10	630	5,5	7,6	1,68	2
15	ТМ-750/10	750	5,6	7,6	1,68	2,1
16	ТМ-1000/10	1000	5,5	12,2	2,45	2,6
17	ТМ-1600/10	1600	5,5	18	3,3	2,6
18	ТМ-2500/10	2500	5,5	25	4,6	1
19	ТСЗ-160/10	160	4,5	2,7	0,7	2,4
20	ТСЗ -250/10	250	4,5	3,8	1	2,4
21	ТСЗ -400/10	400	4,5	5,4	1,3	2,1
22	ТСЗ -630/10	630	5,6	7,3	2	2
23	ТСЗ -1000/10	1000	5,5	11,2	3	2,6
24	ТСЗ -1600/10	1600	5,5	16	4,2	2,6

Додаток В

Основні поняття теорії нечітких множин

Нечіткою множиною $\tilde{A}$ на універсальній множині U називається сукупність пар $(\mu_A(u), u)$, де $\mu_A(u)$ – ступінь належності елемента $u \in U$ нечіткої множини $\tilde{A}$. Ступінь належності – це число з діапазону $[0, 1]$. Чим вище ступінь належності, тим більшою мірою елемент відповідає властивостям нечіткої множини.

$$\tilde{A} = (\mu_A(u_1)/u_1, \mu_A(u_2)/u_2, \dots, \mu_A(u_k)/u_k).$$

Функцією належності називається функція, яка дозволяє для довільного елемента універсальної множини розрахувати ступінь його належності нечіткій множині.

Нижче наведені типові функції належності:

1. Трикутна

$$\mu(u) = \begin{cases} 0, & u \leq a \text{ або } u \geq c, \\ \frac{u-a}{b-a}, & a \leq u \leq b, \\ \frac{c-u}{c-b}, & b \leq u \leq c, \end{cases}$$

де (a, c) – носій нечіткої множини;

b – координата максимуму.

2. Трапецеїдальна

$$\mu(u) = \begin{cases} 0, & u \leq a \text{ або } u \geq d, \\ \frac{u-a}{b-a}, & a \leq u \leq b, \\ 1, & b \leq u \leq c, \\ \frac{d-u}{d-c}, & c \leq u \leq d, \end{cases}$$

де (a, d) – носій нечіткої множини;

(b, c) – ядро нечіткої множини.

3. Гаусова

$$\mu(u) = \exp\left(-\frac{(u-b)^2}{2 \cdot c^2}\right)$$

де b – координата максимуму;

c – коефіцієнт концентрації.

Лінгвістичною змінною називається змінна, значеннями якої можуть бути слова або словосполучення.

Терм-множиною називається множина всіх можливих значень лінгвістичної змінної.

Термом називається будь-який елемент терм-множини. Терм задається нечіткою множиною засобами функції належності.

Нехай змінна „зріст людини” може приймати значення „низький”, „середній”, „високий”. Тоді лінгвістична змінна – „зріст людини”, а терми – „низький”, „середній”, „високий”.

Ядром нечіткої множини називається чітка підмножина універсальної множини, елементи якої мають ступінь належності, рівний одиниці (максимальний).

Альфа-перерізом нечіткої множини називається чітка підмножина універсальної множини, елементи якої мають ступені належності, що більші або дорівнюють альфа.

Нехай задано нечітку множину

$$\tilde{A} = (0/10, 0,1/20, 0,4/25, 1/30, 0,8/40, 0,1/50)$$

Ядро даної нечіткої множини буде представлено значенням 30.

Переріз на альфа-рівні 0,4 представлений значеннями 25, 30, 40.

Нижче наведено математичні вирази для розрахунку функцій належності нечітких множин при **теоретико – множинних операціях**, які були запропоновані Л. Заде.

1. Доповнення $\tilde{A}$:

$$\mu_{\tilde{A}}(u) = 1 - \mu_A(u).$$

2. Переріз ($\tilde{C} = \tilde{A} \cap \tilde{B}$):

$$\mu_C(u) = \min(\mu_A(u), \mu_B(u)).$$

3. Об’єднання ($\tilde{D} = \tilde{A} \cup \tilde{B}$):

$$\mu_D(u) = \max(\mu_A(u), \mu_B(u)).$$

Для отримання функції належності нечіткої множини можна скористатися типовими функціями належності, такими як трикутна, гаусова, трапецеїдальна та ін. Також можна скористатися методами побудови функції належності за існуючими статистичними даними. Нижче описані два з них.

Перший метод базується на статистичній обробці точок зору групи експертів. Другий базується на парних порівняннях, які виконує один експерт.

При побудові функцій належності за першим методом кожний експерт заповнює анкету, в якій зазначає свою точку зору про наявність у елементів $u_i (i = \overline{1, n})$ властивостей нечіткої множини $\tilde{l}_j (j = \overline{1, m})$. Анкета

має такий вигляд:

	u_1	u_2	...	u_n
$\tilde{l}_1$				
$\tilde{l}_2$				
...				
$\tilde{l}_m$				

Введемо позначення: K – кількість експертів; $b_{j,i}^k$ - точка зору k -го експерта щодо наявності у елемента u_i властивостей нечіткої множини $\tilde{l}_j$, $k = \overline{1, K}$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, m}$. Будемо вважати, що експертні оцінки бінарні, тобто $b_{j,i}^k \in \{0; 1\}$, де 1 вказує на наявність у елемента u_i властивостей нечіткої множини $\tilde{l}_j$, а 0 – на їх відсутність. За результатами анкетування ступінь належності нечіткій множині $\tilde{l}_j$ розраховується таким чином:

$$\mu_{l_j}(u_i) = \frac{1}{K} \sum_{k=1, K} b_{j,i}^k, \quad i = \overline{1, n}.$$

При побудові функцій належності за другим методом для кожної пари елементів універсальної множини експерт оцінює перевагу одного елемента над іншим відносно властивості нечіткої множини. Такі парні порівняння подають матрицею парних порівнянь Сааті:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix},$$

де a_{ij} – рівень переваги елемента u_i над u_j ($i, j = \overline{1, n}$), який визначається за дев'ятибальною шкалою Сааті:

1 – якщо перевага елемента u_i над елементом u_j відсутня;

3 – якщо перевага u_i над u_j слабка;

5 – якщо перевага u_i над u_j суттєва;

7 – якщо перевага u_i над u_j явна;

9 – якщо перевага u_i над u_j абсолютна;

2, 4, 6, 8 – проміжкові оцінки.

Матриця парних порівнянь є діагональною ($a_{ii} = 1, i = \overline{1, n}$) та обернено симетричною ($a_{ij} = 1/a_{ji}, i, j = \overline{1, n}$).

Ступені належності приймають рівними відповідним координатам власного вектора $W = (w_1, w_2, \dots, w_n)^T$ матриці парних порівнянь A :

$$\mu(u_i) = w_i, \quad i = \overline{1, n}.$$

Власний вектор розраховується з такої системи рівнянь

$$\begin{cases} A \cdot W = \lambda_{\max} \cdot W, \\ w_1 + w_2 + \dots + w_n = 1, \end{cases}$$

де $\lambda_{\max}$ – максимальне власне значення матриці A .

Нечітким числом називається випукла нормальна нечітка множина з кусково-неперервною функцією належності, яка задана на множині дійних чисел.

Нижче наведені правила виконання арифметичних операцій для додатних нечітких чисел (для кожного альфа-рівня):

1. Додавання $\tilde{y} = \tilde{x}_1 + \tilde{x}_2$, $\underline{y} = \underline{x}_1 + \underline{x}_2$ та $\overline{y} = \overline{x}_1 + \overline{x}_2$;
2. Віднімання $\tilde{y} = \tilde{x}_1 + \tilde{x}_2$, $\underline{y} = \underline{x}_1 - \underline{x}_2$ та $\overline{y} = \overline{x}_1 - \overline{x}_2$;
3. Множення $\tilde{y} = \tilde{x}_1 \cdot \tilde{x}_2$, $\underline{y} = \underline{x}_1 \cdot \underline{x}_2$ та $\overline{y} = \overline{x}_1 \cdot \overline{x}_2$;
4. Ділення $\tilde{y} = \tilde{x}_1 / \tilde{x}_2$, $\underline{y} = \underline{x}_1 / \underline{x}_2$ та $\overline{y} = \overline{x}_1 / \overline{x}_2$.

Нечіткий логічний висновок – це апроксимація залежності „входи – вихід” на основі лінгвістичних висловлювань „якщо – то” та логічних операцій над нечіткими множинами.

Нечіткий логічний висновок застосовується при моделюванні з неперервним або дискретним виходом. Типова структура системи нечіткого висновку складається з таких модулів:

- фазифікатор, який перетворює фіксований вектор впливних факторів (X) у вектор нечітких множин $\tilde{X}$, необхідний для нечіткого висновку;
- нечітка база знань, яка включає в себе інформацію про залежність $Y = f(X)$ у вигляді лінгвістичних правил < якщо – то >;
- функції належності, які використовуються для подання лінгвістичних термів у вигляді нечітких множин;
- машина нечіткого логічного висновку, яка на основі правил бази знань визначає значення вихідної змінної у вигляді нечіткої множини $\tilde{Y}$, що відповідає нечітким значенням вхідних змінних ($\tilde{X}$);
- дефазифікатор, який перетворює нечітку множину $\tilde{Y}$ у чітке значення Y .

Додаток Г
Вихідні дані для аналізу впливу точності методів визначення
коефіцієнта форми графіка навантаження на точність визначення
навантажувальних втрат електроенергії

Відомі схема розподільної електричної мережі (рис. Г.1); пасивні параметри (табл. Г.1); графіки навантаження ТП та в головній ділянці фідера 10 кВ (табл. Г.2).

1. Схема розподільної електричної мережі (рис. Г.1); пасивні параметри (табл. Г.1); склад споживачів по категоріях, яких приєднано до окремих ТП та відпуск електроенергії з шин 0,4 кВ (табл. Г.3); добовий графік відпуску електроенергії в головній ділянці фідера 10 кВ (табл. Г.2).

2. Схема розподільної електричної мережі (рис. Г.1); пасивні параметри (табл. Г.1); добовий графік відпуску електроенергії в головній ділянці фідера 10 кВ (табл. Г.2); відпуск електроенергії з шин 0,4 кВ (табл. Г.3).

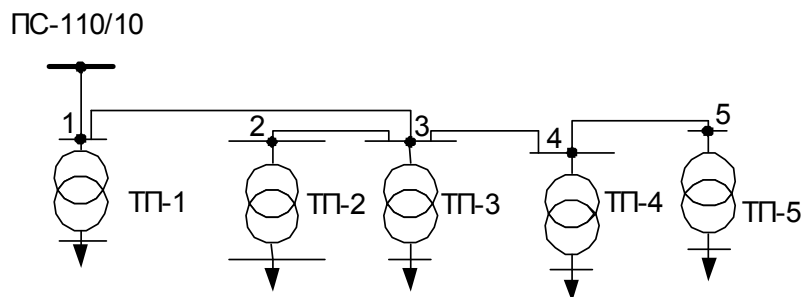


Рисунок Г.1 – Фрагмент електричної мережі 10 кВ

Таблиця Г.1 – Пасивні параметри елементів експериментальної розподільної електричної мережі

№ ТП	Тип тр-ра	r_T / x_T , Ом	№ лінії	$r_{\text{л}} / x_{\text{л}}$, Ом
1	ТМ-100	19,7/47	0-1	0,261/0,081
2	ТМ-250	5,92/18,8	1-3	0,154/0,05
3	ТМ-250	5,92/18,8	3-2	0,07/0,02
4	ТМ-630	1,915/8,73	3-4	0,09/0,03
5	ТМ-1000	1,22/5,5	4-5	0,086/0,026

Таблиця Г.2 – Графіки навантаження на ділянках

Година	0-1		1-3		3-2		3-4		4-5	
	Р, кВт	Q, кВАр	Р, кВт	Q, кВАр	Р, кВт	Q, кВАр	Р, кВт	Q, кВАр	Р, кВт	Q, кВАр
1	910,2	668,4	891,3	659,2	42,5	26,4	796,6	599,7	467,6	352,0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
9	1330,8	941,3	1288,3	920,7	187,0	115,9	895,9	674,5	522,9	393,7
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
12	1248,0	896,9	1191,3	869,5	106,3	65,9	973,0	732,5	571,2	430,0
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
20	1475,7	1037,6	1385,9	994,1	191,3	118,6	993,4	747,9	588,0	442,7
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Таблиця Г.3 – Тип споживача

Назва	Тип споживача	W _а , кВт·год	W _р , кВАр·год
ТП-1	Побутовий споживач ПС	1044,0	505,8
ТП-2	Змішаний споживач ЗПС	3155,6	1956,5
ТП-3	Змішаний споживач ЗПС	3095,9	1965,7
ТП-4	Промисловий споживач ПС_2	8074,3	6078,8
ТП-5	Промисловий споживач ПС_2	12950,7	9750,0
Сумарний відпуск		29736,5	21269,6

Додаток Д

Вихідні дані для оцінювання методичної складової похибки методу визначення ступеня спостережності розподільних мереж 10(6) кВ для розрахунку навантажувальних втрат

Схема експериментальної електричної мережі 10 кВ (Ф-11 ПС-110 Західна ВАТ „АК Вінницяобленерго”) та значення відпуску електроенергії з шин 0,4 кВ ТП-10/0,4 (рис. Д.1).

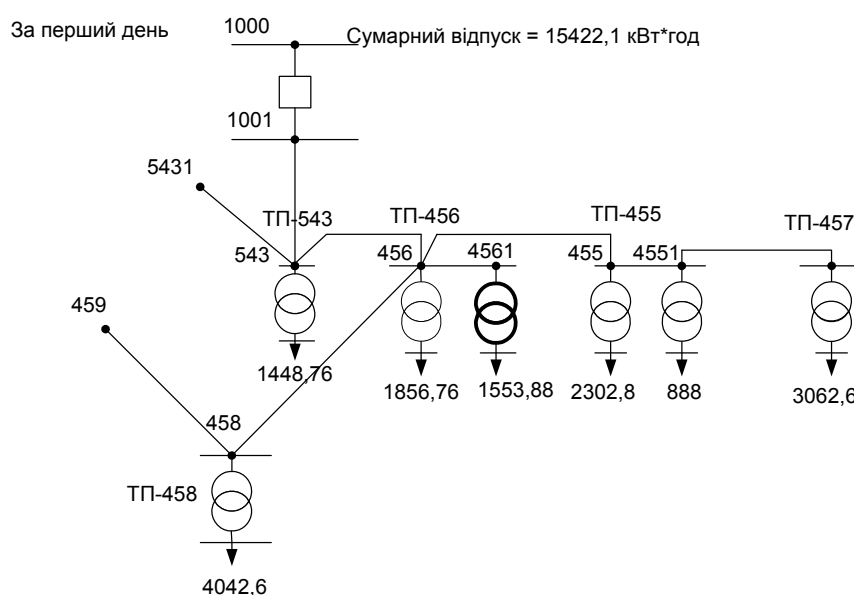


Рисунок Д.1 – Схема експериментальної електричної мережі (1 день)

Таблиця Д.1 – Тип РТ-10/0,4, марки та довжини ліній електропередачі

№ вузла	Тип. РТ	Ділянка	Марка провoda	Довжина, км
543	ТМ-400/10	1001-543	ААБ-3х120	0,80
456	ТМ-400/10	543-456(4561)	2хААШВ-3х120	1,00
4561	ТМ-250/10	456(4561)- 455(4551)	2хААШВ-3х120	0,35
458	ТМ-400/10	455(4551)-457	2хААШВ-3х120	0,36
455	ТМ-400/10	456-458	2хААШВ-3х120	0,59
457	ТМ-400/10			
4551	ТМ-400/10			

Таблиця Д.2 – Графік навантаження (одна доба)

Проміжок часу	P, кВт	Q, кВАр
0_00 – 0_30	542	226
0_30 – 1_00	486	223
1_00 – 1_30	447	220
1_30 – 2_00	422	216
2_00 – 2_30	404	214
2_30 – 3_00	393	211
3_00 – 3_30	389	211
3_30 – 4_00	379	207
4_00 – 4_30	382	212
4_30 – 5_00	382	205
5_00 – 5_30	392	209
5_30 – 6_00	421	207
6_00 – 6_30	490	215
6_30 – 7_00	552	225
7_00 – 7_30	642	265
7_30 – 8_00	661	286
8_00 – 8_30	642	287
8_30 – 9_00	635	283
9_00 – 9_30	633	280
9_30 – 10_00	647	283
10_00 – 10_30	639	292
10_30 – 11_00	637	297
11_00 – 11_30	618	295
11_30 – 12_00	641	314
12_00 – 12_30	625	314
12_30 – 13_00	617	316
13_00 – 13_30	610	304
13_30 – 14_00	611	307
14_00 – 14_30	610	320
14_30 – 15_00	643	326
15_00 – 15_30	647	329
15_30 – 16_00	620	304
16_00 – 16_30	641	326
16_30 – 17_00	658	345
17_00 – 17_30	668	356
17_30 – 18_00	683	353
18_00 – 18_30	683	343

Продовження таблиці Д.2

Проміжок часу	P, кВт	Q, кВАр
18_30 – 19_00	734	366
19_00 – 19_30	784	371
19_30 – 20_00	827	359
20_00 – 20_30	948	359
20_30 – 21_00	1081	364
21_00 – 21_30	1138	358
21_30 – 22_00	1127	346
22_00 – 22_30	1021	331
22_30 – 23_00	938	328
23_00 – 23_30	794	305
23_00 – 24_00	680	290

ЛІТЕРАТУРА

1. 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. – К., 2004. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).
2. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях / Железко Ю. С. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 172 с.
3. Идельчик В. И. Электрические системы и сети / Виталий Исаакович Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
4. Железко Ю. С. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38 – 20 кВ по обобщенным параметрам схем / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2006. – № 1. – С. 31–37.
5. Романюк Ю. Ф. Практичний алгоритм розрахунку та аналіз технічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 6 – 10 кВ / Ю. Ф. Романюк, О. В. Соломчак // Енергетика и электрификация. – 2002. – № 8. – С. 26–30.
6. Tasic D. S. Fuzzy Approaches to Distribution Energy Losses Calculation / D. S. Tasic, M. S. Stojanovic // Acta Electrotechnica et Informatica. – 2006. – № 2. – P. 50–54.
7. Железко Ю. С. Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2002. – № 1. – С. 14–20.
8. Лежнюк П. Д. Оцінювання втрат електроенергії в низьковольтних електричних мережах засобами нечіткої логіки / П. Д. Лежнюк, А. В. Писклярова. – Вінниця : УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2009.
9. Дерзкий В. Г. Розрахунок втрат електроенергії в розподільних мережах 0,38 кВ / В. Г. Дерзкий // Енергетика и электрификация. – 2005. –

№ 9. – С. 32–40.

10. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MATLAB / Сергей Дмитриевич Штовба. – Москва: Горячая линия – Телеком, 2007. – 284 с.

11. Кутін В. М. Вдосконалення методики визначення втрат електроенергії в мережах 10(6) кВ засобами теорії нечітких множин / В. М. Кутін, В. В. Кулик, Д. С. Пискляров // Вісник Вінницького політехн. ін-ту. – 2008. – № 5. – С. 43 – 49.

12. Орлов И. Н. Электротехнический справочник : в 3 т. / Орлов И. Н. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.

13. Правила користування електричною енергією. – Затв. Постановою НКРЕ від 31.07.1996 №28 – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція).

14. Сборник нормативных и методических документов по измерениям, коммерческому и техническому учету электрической энергии и мощности. – М. : НЦ ЭНАС, 2002. – 490 с.

15. Методичні вказівки з аналізу технологічних витрат електроенергії та вибору заходів щодо їх зниження: ГНД 34.09.204-2004: Зат. Міністерством палива та енергетики України 09.06.2004: Термін дії встановлений з 09.06.2004 до 09.06.2009. – К. : 2004. – 159 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).

16. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку: Зат. спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держпромполітики України : № 32/28/28/276/75/54. – [Чинний від 2000-04-17]. – К. – 2000. – (Національний стандарт України).

17. Лежнюк П. Д. Визначення та аналіз втрат електроенергії в розподільних мережах / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, К. І. Кравцов. – Вінниця: УНІВЕРСУМ–Вінниця, 2006. – 126 с.

Навчальне видання

Кулик Володимир Володимирович

Писклярова Анна Валеріївна

Пискляров Дмитро Сергійович

Технологічні витрати електроенергії в розподільних мережах 10-0,38 кВ

Навчальний посібник

Редактор Т. Старічек

Оригінал-макет підготовлено А. Пискляровою

Підписано до друку _____ р.
Формат 29,7×42¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. друк. арк.
Наклад _____ прим. Зам. № _____

Вінницький національний технічний університет
навчально-методичний відділ ВНТУ.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, к. 2201.
Тел. (0432) 59-87-36.
Свідectво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті
в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-87-38.
Свідцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.