

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ Петро ПЛІШКОВ
“ ____ ” _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему:
**«Обґрунтування методів і засобів вирівнювання добових
графіків навантаження побутових споживачів»**

Виконав здобувач вищої освіти
__II__ курсу, групи ЕНМ-24М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
141 «Електроенергетика, електротехніка та елек-
тромеханіка»
_____ Володимир БОНДАРЕНКО
« ____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи к.т.н., професор
_____ Лариса ВІХРОВА
« ____ » _____ 2025 р.

Рецензент

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту
Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту
Освітній ступінь магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Завідувач кафедри
Плешков П.Г.
« » 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Бондаренка Володимира Леонідовича
(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Обґрунтування методів і засобів вирівнювання до-
бових графіків навантаження побутових споживачів
Explanation of methods and means for balancing daily load schedules of domestic
consumers
2. Керівник роботи (проекту) Віхрова Лариса Григорівна, к.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)
3. Строк подання студентом роботи до захисту 15.12.2025 р.
4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Вступ; Основні аспекти електричного навантаження в побутових енерге-
тичних системах; Удосконалення режимів роботи розподільних мереж че-
рез керування навантаженням регульованих споживачів; Вирівнювання
електричних режимів із застосуванням побутових регульованих наванта-
жень; Правила електробезпеки в побутовому секторі; Висновки

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>06.10.25</i>	
2	<i>Основні аспекти електричного навантаження в побутових енергетичних системах</i>	<i>13.10.25</i>	
3	<i>Удосконалення режимів роботи розподільних мереж через керування навантаженням регульованих споживачів</i>	<i>20.10.25</i>	
4	<i>Вирівнювання електричних режимів із застосуванням побутових регульованих навантажень</i>	<i>27.10.25</i>	
5	<i>Правила електробезпеки в побутовому секторі</i>	<i>10.11.25</i>	
6	<i>Висновки</i>	<i>17.11.25</i>	
7	<i>Оформлення пояснювальної записки МР</i>	<i>24.11.25</i>	
8	<i>Оформлення презентаційної частини МР</i>	<i>28.11.25</i>	
9			

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Лариса ВІХРОВА

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

Володимир БОНДАРЕНКО

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота: 99 с.; 24 рис.; 13 табл.; 18 джерел.

Бондаренко В.Л. Обґрунтування методів і засобів вирівнювання добових графіків навантаження побутових споживачів. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

У роботі проаналізовано сучасні тенденції зростання нерівномірності споживання електроенергії в житловому секторі. На основі аналізу існуючих технічних рішень сформовано підходи до оптимізації режимів роботи побутових електроприймачів, включаючи застосування автоматизованих систем керування навантаженням, алгоритмів фазового балансування та засобів зміни часу роботи енергоємних приладів.

У роботі запропоновано методика корекції графіка навантаження за рахунок рівномірного розподілу однофазних побутових споживачів між фазами, а також використання інтелектуальних пристроїв керування, здатних адаптуватися до змін режиму електроспоживання. Проведено розрахунки впливу запропонованих рішень на втрати електроенергії, якість електропостачання та техніко-економічні показники роботи мережі.

Отримані результати підтверджують, що впровадження комплексних методів вирівнювання добових графіків навантаження дозволяє зменшити пікові навантаження, покращити симетрію фаз, знизити втрати електроенергії та підвищити надійність роботи системи електропостачання побутових споживачів.

Ключові слова: енергозбереження, побутові споживачі, графік навантаження, симетрування, втрати електроенергії, електробезпека.

ABSTRACT

Qualification work: 99 p.; 24 fig.; 13 tables; 18 sources.

Bondarenko V.L. Justification of methods and means of equalizing daily load schedules of household consumers. – Manuscript.

Master's thesis in specialty 141 "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Energy management". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The paper analyzes current trends in the growth of uneven electricity consumption in the residential sector. Based on the analysis of existing technical solutions, approaches to optimizing the operating modes of household electrical appliances have been formed, including the use of automated load control systems, phase balancing algorithms and means of changing the operating time of energy-intensive devices.

The paper proposes a method for correcting the load schedule by evenly distributing single-phase household consumers between phases, as well as using intelligent control devices capable of adapting to changes in the power consumption regime. Calculations of the impact of the proposed solutions on electricity losses, power supply quality, and technical and economic indicators of the network operation are carried out.

The results obtained confirm that the implementation of complex methods for equalizing daily load schedules allows reducing peak loads, improving phase symmetry, reducing electricity losses, and increasing the reliability of the power supply system for household consumers.

Keywords: energy saving, household consumers, load schedule, balancing, electricity losses, electrical safety.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	8
1	ОСНОВНІ АСПЕКТИ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ В ПОБУТОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ.....	10
1.1	Особливості споживання електроенергії приватними оселями...	10
1.2	Динаміка добових змін електричного навантаження.....	12
1.3	Сезонно-річний розподіл електроспоживання.....	13
1.4	Показники, що відображають характеристики електроспожи- вання побутових споживачів.....	13
1.5	Структурно-балансова модель розподільної електричної мере- жі.....	14
1.6	Втрати електроенергії в процесі її передачі.....	17
1.6.1	Оцінювання енергетичних втрат в трансформаторах.....	17
1.6.2	Аналіз енергетичних втрат в повітряних та кабельних лініях електропередач.....	18
1.6.3	Втрати електроенергії в лініях електропередачі залежно від рі- вня навантаження.....	19
1.6.4	Змінні втрати електроенергії в трансформаторах.....	21
1.6.5	Умовно - сталі втрати в трансформаторах розподільних елект- ромереж.....	21
1.6.6	Втрати електроенергії, пов'язані з роботою додаткових елеме- нтів мережі.....	22
2	УДОСКОНАЛЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ЧЕРЕЗ КЕРУВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯМ РЕГУЛЬОВАНИХ СПОЖИВАЧІВ.....	24
2.1	Статистичне оцінювання параметрів ГЕН трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.....	24
2.2	Оцінювання потужності споживачів-регуляторів з урахуванням	

	термічного старіння ізоляції трансформаторів.....	28
2.3	Аналіз та обґрунтування вибору типів споживачів-регуляторів..	34
2.4	Електричні системи водонагрівання як регульовані споживачі...	35
2.5	Визначення критеріїв оптимізації роботи регульованих споживачів електроенергії.....	41
2.6	Розв'язання задачі оптимізації режимів роботи споживачів - регуляторів.....	49
2.7	Технічні засоби управління електроспоживанням СР.....	51
3	ВИРІВНЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ РЕЖИМІВ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПОБУТОВИХ РЕГУЛЬОВАНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	58
3.1	Структурна модель системи електропостачання.....	58
3.2	Розрахунок коефіцієнта несиметрії струмів за складовою нульової послідовності.....	59
3.2.1	Фільтр симетричних складових струму.....	60
3.3	Регулювання споживання електроенергії з урахуванням симетрії мережі.....	63
3.4	Вибір параметрів регулятора для системи керування.....	64
3.5	Мінімізація додаткових втрат у кабельних електролініях.....	66
4	ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ ДЛЯ ВИРІВНЮВАННЯ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ.....	70
4.1	Аналіз модифікації добових графіків електроспоживання.....	70
4.2	Оцінка економічної ефективності використання регульованих споживачів.....	73
4.3	Скорочення втрат у електромережі шляхом керування роботою споживачів-регуляторів	73
4.4	Підвищення ефективності капітальних вкладень через використання споживачів-регуляторів.....	81

5	ПРАВИЛА ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ В ПОБУТОВОМУ СЕКТОРІ...	86
5.1	Загальні принципи безпечної експлуатації побутових електроустановок.....	87
5.2	Проблеми застарілих електромереж у житловому фонді.....	88
5.3	Небезпечні та шкідливі виробничі фактори у побутовій електробезпеці.....	88
5.4	Нормативно-правова база охорони праці в побутовій електробезпеці.....	89
5.5	Типові причини аварій та пожеж у житловому секторі.....	90
5.6	Вимоги до електромонтажних робіт у побутовому секторі.....	91
5.7	Вимоги до експлуатації побутових електроприладів.....	92
5.8	Пожежна безпека в побутових електричних системах.....	93
5.9	Організаційні заходи в побутовій електробезпеці.....	94
5.10	Вимоги до персоналу, що виконує роботи у побутових електромережах.....	94
5.11	Сучасні технології та нові ризики у побутовій енергетиці.....	95
	ВИСНОВКИ.....	96
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	98

ВСТУП

У паливно-енергетичному комплексі ефективне використання ресурсів забезпечується за рахунок енергозберігаючих технологій і організації економічних режимів роботи обладнання на всіх етапах - від виробництва електроенергії до її споживання.

Найвища ефективність досягається за умов рівномірного графіка завантаження генеруючих установок. Водночас обладнання, що споживає електроенергію, функціонує за довільним графіком, який забезпечує виконання виробничої програми.

Унаслідок цього фактичне навантаження має нерівномірний характер: електрична потужність змінюється в діапазоні від P_{\min} до P_{\max} , причому мінімальне значення значно менше за максимальне.

Висока нерівномірність та пікові величини виникають через накладання максимумів у міських, промислових, сільськогосподарських і транспортних електричних мережах.

Компенсація змінної частини графіків об'єднаної енергосистеми технічно можлива, однак потребує значних фінансових вкладень. Витрати пов'язані з необхідністю підвищення маневреності енергетичних блоків, будівництва пікових потужностей, створення накопичувачів енергії та збільшення питомої витрати палива на виробництво 1 кВт·год. Тому пошук ефективних способів покриття змінної частини графіка навантаження є однією з головних задач електроенергетики.

Значення теми дослідження. Важливою проблемою сучасної енергетики залишаються втрати активної потужності у розподільчих мережах побутового сектору. За інформацією Міненерговугілля України, під час передачі електроенергії населенню в мережах напругою 0,4 кВ спостерігаються втрати, що сягають близько 30 %. Аналіз показує: основними причинами є особливості побутового електроспоживання, зокрема нерівномірність використання потужності у часі та асиметрія навантаження між фазами.

Впровадження методів і заходів для вирівнювання графіка електричних навантажень та симетрування режимів споживання енергії побутовими споживачами-регуляторами(СР) створює ефективну альтернативу роботі блоків теплових електростанцій у маневрових режимах, зменшенню навантаження на атомні станції та іншим засобам підтримання балансу потужності в енергосистемі України. Таким чином, дослідження можливостей управління побутовим електроспоживанням як складової підвищення енергоефективності та надійності роботи енергетичної системи є актуальним і визначає напрям цієї роботи.

Мета та основні завдання дослідження. Метою даного дослідження є удосконалення підходів і засобів керування процесами використання електроенергії з метою підвищення ефективності функціонування розподільних мереж у системах живлення побутового сектору.

Для досягнення мети необхідно:

- виконати аналіз існуючих підходів і засобів підвищення енергоефективності в системах побутового електроспоживання;
- визначити категорії та параметри побутових споживачів-регуляторів з метою обґрунтування керування ними;
- покращити методику балансування ГЕН у мережах електроспоживання побутових споживачів;
- розробити підходи до управління в умовах несиметричних режимів роботи систем електроспоживання у побутовому секторі.

Об'єкт дослідження - режими функціонування систем живлення побутового сектору як частина режимів роботи енергетичної системи.

Предмет дослідження - методи й технічні засоби управління режимами побутових систем електропостачання, графіками навантаження та зменшення втрат електроенергії у розподільних мережах.

1 ОСНОВНІ АСПЕКТИ ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ В ПОБУТОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

1.1 Особливості споживання електроенергії приватними оселями

Система електропостачання (СЕ) - це сукупність електроустановок, призначених для безперебійного забезпечення споживачів електричною енергією заданої якості. Сучасні системи електропостачання являють собою складні комплекси інженерних споруд, які включають елементи генерації, передачі та розподілу електроенергії.

Побутова система електропостачання формується на основі джерел живлення, до яких належать теплові електростанції, підстанції класу напруги 35-110-220 кВ, а також вузлові підстанції глибокого вводу 110-220 кВ. Важливими складовими такої системи є живильні та розподільчі мережі середньої напруги 6-10-20 кВ з розподільчими пунктами, трансформаторні підстанції 6-10-20/0,38 кВ, зовнішні та внутрішні мережі напругою до 1 кВ у житлових будівлях, а також електроприймачі кінцевих споживачів (рис. 1.1).

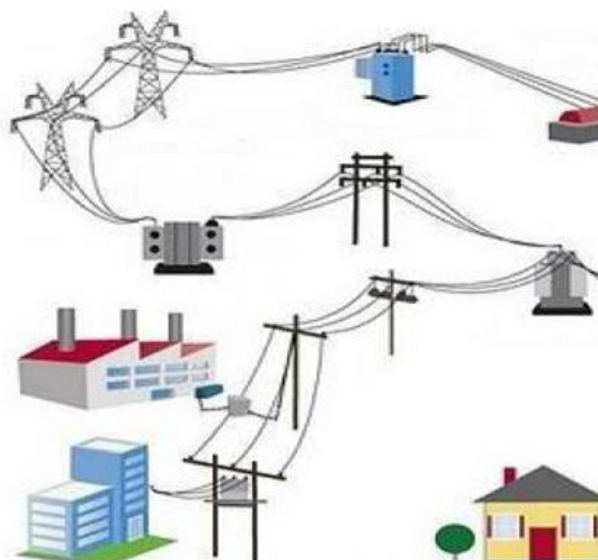


Рисунок 1.1 - Структура побутової системи електроживлення

Постачання електроенергії побутовим споживачам передбачає забезпечення електроенергією квартир багатоквартирних будинків, приватних буди-

нків або котеджів через трифазні чотирипровідні системи напругою 0,38/0,22 кВ [5]. Сучасне споживання електроенергії постійно зростає у зв'язку з інтенсивним придбанням населенням енергоємних приладів (електропраски, кондиціонери, електричні чайники, обігрівачі, СВЧ-печі тощо). Відповідно, підвищуються вимоги до роботи систем електропостачання житлових приміщень.

Сучасні побутові системи електропостачання характеризуються наступними особливостями:

- підведення енергії до значної кількості малопотужних розосереджених споживачів;
- значна протяжність ліній 0,38/0,22 кВ, що складає близько 50 % від усіх класів напруги;
- значні втрати напруги у мережах;
- суттєві коливання напруг;
- несиметрія напруг через високий відсоток однофазних навантажень;
- значні коливання навантаження впродовж доби та року;
- постійна потреба в модернізації мереж з метою збільшення їхньої пропускної спроможності, поліпшення якості енергії та забезпечення надійності;
- потреба у заміні зношених компонентів.

Це спричиняє помітне зниження ефективності, надійності та якості роботи систем електропостачання побутового сектору та енергосистеми в цілому.

Електроспоживання побутового сектору формується під дією сукупності факторів: кількості електроприладів, рівня автоматизації, енергоефективності обладнання, поведінкових аспектів користувачів та сезонних коливань. У типовому домогосподарстві навантаження має яскраво виражену добову та річну нерівномірність.

Середня електрична потужність домогосподарства може бути описана

як:

$$P_{\text{сер}} = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt,$$

Де $P(t)$ - миттєва потужність електроспоживання;

T - період інтегрування (доба, місяць або рік).

Загальне місячне споживання визначається інтегруванням добових графіків:

$$W_{\text{міс}} = \sum_{i=1}^n W_{\text{доба},i},$$

де $W_{\text{доба},i}$ - добове споживання в i -й день місяця.

1.2 Динаміка добових змін електричного навантаження

Добова крива навантаження характеризується двома типовими піками:

Ранковий пік (приблизно 7:00 - 10:00). Споживання зростає, коли люди прокидаються, готують сніданок, користуються побутовими приладами (чайники, кавоварки, фени, пральні машини) та збираються на роботу/навчання.

Денний спад (приблизно 10:00 - 17:00). Протягом робочого дня споживання електроенергії знижується, оскільки більшість членів домогосподарства відсутні, а активне використання енергоємних приладів мінімізується.

Вечірній пік (приблизно 18:00 - 22:00). Це період найбільшого навантаження на енергосистему. Споживання різко зростає, коли люди повертаються додому, готують вечерю, вмикають освітлення, телевізори, комп'ютери, бойлери та інші електроприлади.

Нічний мінімум (приблизно 23:00 - 06:00). Споживання електроенергії є найнижчим, більшість приладів вимкнено або працюють у режимі очікування. Цей період також відомий як "нічна зона" для тарифів, диференційованих за часом.

1.3 Сезонно-річний розподіл електроспоживання

Річні коливання в побутовому секторі залежать від:

- використання електроопалення або кондиціювання;
- сезонної активності користувачів;
- зміни світлового дня, що впливає на тривалість роботи освітлення.

Загальне споживання електроенергії за рік можна представити як суму місячних обсягів:

$$W_{\text{річ}} = \sum_{j=1}^{12} W_{\text{міс},j}.$$

Нижче наведено умовний приклад розподілу споживання електроенергії за місяцями:

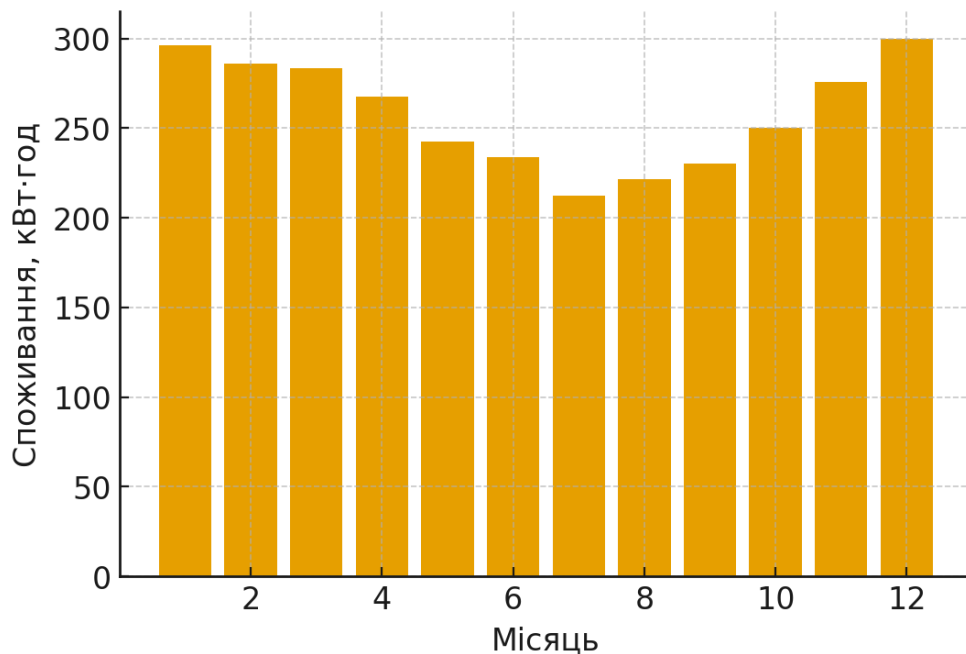


Рисунок 1.2 - Щомісячна динаміка електроспоживання

1.4 Показники, що відображають характеристики електроспоживання

Коефіцієнт максимального навантаження

$$k_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{сер}}},$$

де P_{max} - максимальна зафіксована потужність.

Коефіцієнт заповнення графіка навантаження:

$$k_{зап} = \frac{P_{сер}}{P_{max}},$$

Цей коефіцієнт відображає рівномірність використання електроенергії.

Питомі показники електроспоживання

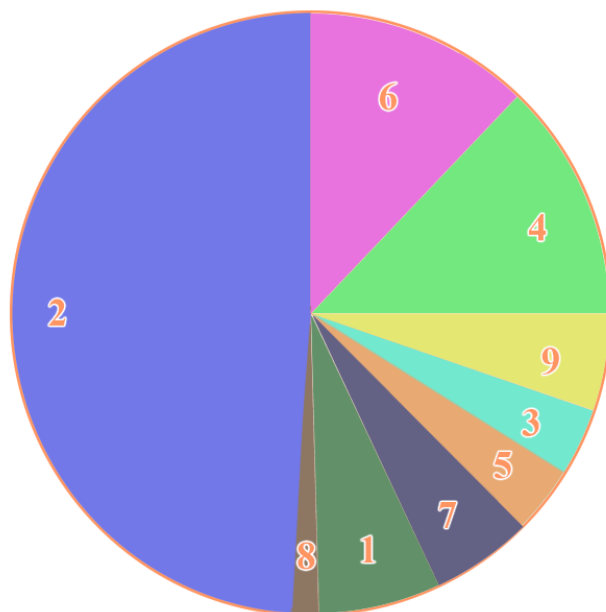
Для оцінки енергоефективності житла використовують питомі значення:

$$w_{пит} = \frac{W}{A},$$

Де A - площа житла, m^2 .

1.5 Структурно-балансова модель розподільної електричної мережі

Структурно-балансова модель (СБМ) системи розподілу електроенергії описує співвідношення між надходженням та віддачею електроенергії, а також враховує трансформацію потоків на різних рівнях напруги.



1. Передача електричної енергії суміжним підрозділам.
2. Електроенергія, відпущена зовнішнім споживачам.
3. Допустимі за нормами технологічні втрати електроенергії.
4. Змінна частина втрат електроенергії в лінії.
5. Втрати електроенергії в трансформаторах, що змінюються залежно від навантаження.
6. Постійна складова розрахункових втрат у трансформаторах.
7. Розрахункові постійні втрати електроенергії в допоміжних елементах мережі.
8. Регламентовані витрати електричної енергії на забезпечення власних потреб підстанцій і РП.
9. Нетехнічні втрати електроенергії, обумовлені похибками обчислення обсягів постачання, помилками визначення споживання, несинхронним зняттям показів, сезонними факторами та перевищенням нормованих похибок вимірювальних пристроїв.

1-9 - Надходження електроенергії.

2-8 - Передача ЕЕ в мережу.

3-9 - ЗЗТВЕ.

4-8 - НЗТВЕ.

9,3 - ЗНВЕ.

4-7 - Технічно обґрунтовані втрати електричної енергії в складових електричних мереж.

Рисунок 1.3- Схематична структура енергетичного балансу

До її складу входять еквівалентні опори ліній електропередачі та трансформаторів, а також величини енергетичних перетікань через ці елементи. На рівні напруги 0,38 кВ трансформатори відсутні, тому схема СБМ для цього ступеня подана на рис. 1.3.

Використовуючи базові рівняння балансу в межах СБМ розподільної мережі, можна визначати обсяги передачі електроенергії як через ЛЕП, так і крізь трансформатори кожного рівня напруги.

Нижче наведено три головні рівняння енергетичного балансу СБМ на і-му ступені напруги, які фактично відображають баланс для шин Π_{1i} й Π_{2i} , умовно зведених у групи та відповідних напрузі U_i .

$$\sum_{j=1}^N A_{jli} + A_{Hi} = A_{БТВi}^C + A_{БТВi}^{CVC} + A_{Лi} + A_{МЛi}$$

$$\underline{A_{Лi}} - \underline{\Delta A_{Лi}} + A_{МЛi} = \underline{A_{Bi}^C} + \underline{A_{Bi}^{CVC}} + A_n + \underline{\Delta A_{Ihi}}$$

$$A_n - \Delta A_n = \sum_{k=1}^M A_{ilk} + \Delta A_{ВПi}^{3B}$$

$$\sum_{j=1}^N A_{jli} + A_{Hi} = A_{БТВi}^C + A_{БТВi}^{CVC} + A_{Лi} + A_{МЛi}$$

$$A_{Лi} - \Delta A_{Лi} + A_{МЛi} = A_{Bi}^C + A_{Bi}^{CVC} + A_n + \Delta A_{Ihi}$$

$$A_n - \Delta A_n = \sum_{k=1}^M A_{ilk} + \Delta A_{ВПi}^{3B}$$

де $A_{j/i}$, $A_{k/i}$ і т.д., - перетворені потоки електроенергії, які надходять з інших ступенів напруги на і-й;

ΔA_{Ihi} - умовно-постійні енергетичні втрати в додаткових елементах і-го рівня напруги;

$A_{БТВi}^C$ - електроенергія, передана споживачам та використана на господарські потреби без втрат;

$A_{БТВi}^{CVC}$ - безвтратна передача електроенергії іншим ліцензіатам-передавачам;

A_{Bi}^C - обсяг енергії, переданої із втратами споживачам та витраченої на господарські цілі;

A_{Bi}^{CVC} - обсяг енергії, переданої із втратами іншим ліцензіатам-передавачам;

A_{Li} - сумарний перетік електроенергії по ЛЕП і-го ступеня напруги через еквівалентний (груповий) опір, далі - перетік по ЛЕП;

A_{Mli} - потік електроенергії поза ЛЕП, що відповідає енергії, надісланий на і-й ступінь напруги і спрямований у власні або споживацькі трансформатори та трансформатори сусідніх ліцензіатів.

На основі вищенаведених рівнянь балансу розраховують обсяги перетікання електроенергії через ЛЕП A_{Li} та трансформатори A_{Ti} і-го ступеня напруги:

$$A_{Li} = \sum_{j=1}^N A_{jli} + A_{Hi} - A_{BTVi}^C - A_{BTVi}^{CVC} - A_{Mli},$$

$$A_{Ti} = A_{Li} - \Delta A_{Li} + A_{Mli} - A_{Bi}^C - A_{Bi}^{CVC} - \Delta A_{IHi},$$

Розрахунок умовно-звітних ТВЕ $\Delta A_{ЗВи}$ для і-го ступеня напруги проводиться за формулою:

$$\Delta A_{ЗВи} = A_{Hi} + \sum_{j=1}^N A_{jli} - A_{BTVi}^C - A_{BTVi}^{CVC} - A_{Bi}^C - A_{Bi}^{CVC} - \sum_{k=1}^M A_{ilk},$$

де i - обсяг електроенергії, що трансформується з інших ступенів напруги на і-й ступінь;

ΔA_{jk} - сумарний потік електроенергії, трансформований з і-го ступеня напруги на інші.

Значення ЗЗТВЕ розподільчої мережі за період розрахунку $\Delta A_{ЗВ}$ визначають за формулою:

$$\Delta A_{ЗВ} = \sum_{i=1}^N (A_{Hi} - A_{BTVi}^C - A_{BTVi}^{CVC} - A_{Bi}^C - A_{Bi}^{CVC}),$$

Сальдоване надходження електроенергії в мережу A_M обчислюють.:

$$A_M = (A_{БТВі}^C + A_{Ві}^C) + \Delta A_{ЗВ},$$

Символом «А» позначено активну складову електроенергії.

Отже, підвищення ефективності електропостачання побутового сектору досягається зниженням дисперсійного коефіцієнта, що впливає на втрати через нерівномірний графік навантаження, а також зменшенням коефіцієнта, який враховує нерівномірний розподіл потужності між фазами.

Математична модель цієї задачі має такий вигляд:

$$C_{кер} = F(d ; k_H) \rightarrow \min$$

1.6 Втрати електроенергії в процесі її передачі

Втрати електроенергії в мережах під час її передачі формують основну частину витрат палива в енергосистемі. Енергопродукція транспортується за рахунок самої енергії, тому втрати неминучі та враховуються при плануванні роботи систем електропостачання.

На рис. 1.2 показано структуру балансу електроенергії.

1.6.1 Оцінювання енергетичних втрат в трансформаторах

Енергетичні втрати в трансформаторах обчислюють за такими формулами:

$$\Delta W_{ТР} = \Delta W_{ТРХХ} + \Delta W_{ТРКЗ} = n \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot t_{вкл} + n \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (1.1)$$

$$\Delta V_{ТР} = \Delta V_{ТРХХ} + \Delta V_{ТРКЗ} = n \cdot \Delta Q_{ХХ} \cdot t_{вкл} + n \cdot \Delta Q_{КЗ} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (1.2)$$

де $\Delta W_{ТРХХ}$ та $\Delta V_{ТРХХ}$ - активні й реактивні втрати енергії в осерді трансформатора (втрати холостого ходу);

$\Delta W_{ТРКЗ}$ і $\Delta V_{ТРКЗ}$ - відповідно активні та реактивні втрати в його обмотках (навантажувальні втрати);

n - кількість трансформаторів у ТП або ГПП;

τ - тривалість періоду максимальних втрат протягом року (визначається за п.п. 2.5);

$t_{\text{вкл}}$ - сумарний час роботи трансформатора протягом року (в розрахунках можна приймати $t_{\text{вкл}} = 8760$ год);

ΔP_{xx} та $\Delta P_{\text{кз}}$ - втрати холостого ходу і короткого замикання в кВт;

K_3 - коефіцієнт завантаження трансформатора;

$$\Delta Q_{\text{xx}} = \frac{I_{\text{xx}}}{100} \cdot S_{\text{н}} \quad \text{та} \quad \Delta Q_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot S_{\text{н}}$$

I_{xx} - відсоткове значення струму холостого ходу;

$U_{\text{кз}}$ - напруга короткого замикання у відсотках;

$S_{\text{н}}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА.

З формул (1.1) та (1.2) випливає, що зниження втрат електроенергії у трансформаторах можливе шляхом регулювання кількості працюючих електроспоживачів n та вибору раціонального коефіцієнта завантаження K_3 .

1.6.2 Аналіз енергетичних втрат в повітряних та кабельних лініях електропередач

Активний опір ліній кабельної або повітряної:

$$R_{\text{кл(пл)}} = r_0 l, \quad (1.3)$$

де r_0 - питомий (погонний) активний опір кабельної або повітряної лінії, Ом/км;

l - протяжність лінії, км.

Індуктивний опір ліній електропередачі (КЛ/ПЛ):

$$X_{\text{кл(пл)}} = x_0 l \quad (1.4)$$

де x_0 - значення погонного реактивного опору КЛ (ПЛ), Ом/км

Величина реактивної потужності, яку виробляє КЛ:

$$Q_{\text{КЛген}} = q_0 l \quad (1.5)$$

де q_0 - значення погонної реактивної потужності КЛ, квар/км

Реактивну потужність, яку створюють повітряні лінії напругою 10-35 кВ, можна не враховувати через їх незначну питома-лінійну ємність.

Енергетичні втрати в кабельних та повітряних лініях обчислюють за такими формулами:

$$\Delta W_{\text{КЛ(ПЛ)}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} R_{\text{КЛ(ПЛ)}} \cdot \tau \cdot 10^{-3} \quad (1.6)$$

$$\Delta V_{\text{КЛ(ПЛ)}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{н}}^2} X_{\text{КЛ(ПЛ)}} \cdot \tau \cdot 10^{-3} \quad (1.7)$$

$$\Delta V_{\text{КЛГен}} = Q_{\text{КЛГен}} t_{\text{вкл}} \quad (1.8)$$

де P і Q - активна та реактивна потужності, що передаються кабельною або повітряною лінією. Їх визначають на основі заданої топології схеми електропостачання та розрахункового навантаження, вимірюються відповідно у кВт та квар.

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

$R_{\text{КЛ(ПЛ)}}$ і $X_{\text{КЛ(ПЛ)}}$ - активний та індуктивний опір кабельної або повітряної лінії, Ом;

τ - тривалість періоду найбільших втрат;

$t_{\text{вкл}}$ - річний час роботи лінії (у розрахунках можна прийняти $t_{\text{вкл}} = 8760$ год).

1.6.3 Втрати електроенергії в лініях електропередачі залежно від рівня навантаження

Змінні втрати електроенергії в ЛЕП і-го ступеня напруги, $\Delta A_{\text{Лзі}}^{\text{БО}}$, що обумовлені сумарним перетіканням енергії, визначаються за формулою:

$$\Delta A_{\text{Лзі}}^{\text{БО}} = \frac{R_{\text{ЕЛі}} \cdot (A_{\text{Лі}}^{\text{БО}})^2 \cdot d_{\text{Лі}} \cdot k_{\text{НЛі}} \cdot (1 + \text{tg}^2(\varphi_i))}{1,05 \cdot U_{\text{Ні}}^2 \cdot T_{\text{р}}}$$

де $T_{\text{р}}$ - число годин протягом розрахункового періоду;

$R_{EЛi}$ - еквівалентний опір групи ЛЕП і-го ступеня

$\Delta A_{Лzi}^{BO}$ - сумарна передана енергія по ЛЕП і-ї групи протягом розрахункового періоду

$d_{Лi}$ - дисперсійний показник збільшення втрат електроенергії у зв'язку з нерівномірністю навантаження і-ї групи ЛЕП;

k_{Hi} - коефіцієнт зростання втрат електроенергії унаслідок нерівномірного розподілу навантаження по фазах і-ї групи ЛЕП;

U_{Hi} - розрахункова напруга і-ї групи ЛЕП;

$\text{tg}(\varphi_i)$ - коефіцієнт споживання реактивної енергії і-ї групи ЛЕП

Значення коефіцієнта підвищення втрат унаслідок нерівномірного розподілу навантаження між фазами ЛЕП номінальної напруги 0,38 кВ становить $k_{Hi}= 1,35$; для решти рівнів напруги - $k_{Hi}= 1,0$.

У таблицях 1.1 та 1.2 подано мінімальні значення дисперсійного коефіцієнта d_i , що враховує нерівномірність графіка навантаження, та нормативні коефіцієнти реактивної потужності.

Таблиця 1.1 - Найменші значення d_i та перерахунок відповідних дисперсійних коефіцієнтів.

Період розрахунку	Номінальна напруга, кВ	
	0,380	10 ~>0,38 кВ
Січень-лютий	1,440	1,05
Лютий-березень	1,510	1,06
Березень-квітень	1,570	1,07
Квітень-травень	1,630	1,079
Травень-червень	1,690	1,088
Червень-липень	1,750	1,096
Липень-серпень	1,750	1,096
Серпень-вересень	1,690	1,088
Вересень-жовтень	1,630	1,079
Жовтень-листопад	1,570	1,07
Листопад-грудень	1,510	1,06
Грудень-січень	1,440	1,05

Таблиця 1.2 - Стандартні значення $\text{tg}(\varphi)$

Напруга U_{Hi} , кВ	Коефіцієнт потужності $\text{tg}(\varphi)$
150-300	0,750
0,38	0,620

1.6.4 Змінні втрати електроенергії в трансформаторах

Динамічні втрати електроенергії в трансформаторних агрегатах i -го ступеня напруги A_{TPzi} розраховують за формулою:

$$\Delta A_{TPzi}^{BO} = \frac{R_{ETi} \cdot (A_{Ti}^{BO})^2 \cdot d_{Ti} \cdot k_{HTi}}{1,05 \cdot U_{Hi}^2 \cdot T_P} \cdot (1 + \text{tg}^2(\varphi_i))$$

де R_{ETi} - еквівалентний опір для трансформаторів i -го рівня напруги;

A_{Ti} - зведена передана енергія трансформаторами i -го ступеня напруги.

1.6.5 Умовно - сталі втрати в трансформаторах розподільних електромереж

Втрати умовно-постійного характеру в трансформаторах розподільних мереж A_{TPPMni} включають енергетичні витрати холостого ходу (х.х.) трансформаторів, а також додаткові, що виникають у пристроях із номінальною напругою обмоток 0,38 кВ та схемою з'єднання «зірка/зірка» з нульовим виводом. Такі втрати спричинені нерівномірним розподілом навантаження між фазами обмоток нижчої напруги й визначаються за формулою:

$$\Delta A_{TPPMnj} = T_P \cdot \sum_{j=1}^{n_{TP0,38}} \Delta P_{HXj} + T_P \cdot \left(\sum_{s=1}^{n_{TP0,38}} \Delta P_{HX0,38s}^{Y/Y} \right) \cdot k_{HTY/Y}$$

Де P_{HXj} - Зведені значення втрат потужності н.х. трансформаторів i -го рівня з уніфікованими номінальними напругами обмоток нижчої напруги від

6 (3) кВ і вище;

$n_{ГР0,38}$ - Кількість трансформаторних груп і-го ступеня з однаковим поєднанням напруг обмоток та нижчою напругою 0,38 кВ за схемою «зірка-зірка з нульовим виводом»;

$P_{НХ0,38с}^y$ - Сумарні втрати потужності холостого ходу трансформаторів і-го ступеня з нижчою напругою обмоток 0,38 кВ і схемою з'єднання «зірка-зірка з нульовим виводом»;

$k_{НТУУ}$ - Коефіцієнт підвищення втрат у трансформаторів через нерівномірне навантаження фаз обмоток за схемою «зірка-зірка з нульовим виводом».

1.6.6 Втрати електроенергії, пов'язані з роботою додаткових елементів мережі

До додаткових елементів розподільної мережі відносяться блоки стабілізації конденсаторів (БСК), системи компенсації (СК), генератори в режимі СК, реактори, індукційні лічильники прямого включення з номінальною напругою 0,38 кВ, а також ізоляційні матеріали ЛЕП.

Розрахунок втрат у СК

$$\Delta A_{СКi} = \Delta P_{НОМ} \cdot T_{СК} \cdot d_x + (1 - d_x) \cdot k_{МАХ}^2 \cdot (0,124 + 0,876 \cdot k_3)^2$$

де $P_{НОМ}$ - показник втрат потужності у системах компенсації при номінальному режимі, кВт;

d_x - частка втрат в режимі холостого ходу;

$T_{СК}$ - час роботи СК протягом визначеного розрахункового періоду;

$k_{МАХ}$ - коефіцієнт пікового навантаження СК;

k_3 - коефіцієнт використання графіка навантаження СК.

Розрахунок втрат у трифазних струмообмежувальних реакторах:

$$\Delta A_{РСi} = 13,9 \cdot P_{НОМi} \cdot \frac{A_{Лi}^2 \cdot (1 + tg^2(\varphi_i))}{D \cdot U_{НОМi}^2 \cdot I_{НОМi}^2} \cdot \frac{1 + 2 \cdot k_{3i}}{k_{3i}}$$

де $P_{НОМi}$ - втрати потужності на фазу реактора струмообмежувального типу при номінальному струмі, кВт;

$A_{Лi}$ - перетікання електроенергії через i -ту ЛЕП за період розрахунку, тис. кВт/год.;

$\text{tg}(\varphi_i)$ - показник реактивної потужності i -ї лінії електропередачі;

$U_{НОМi}$ - номінальна напруга реактора струмообмежувального типу, кВ;

$I_{НОМi}$ - номінальний струм реактора струмообмежувального типу, А;

k_{zi} - коефіцієнт використання графіка навантаження;

D - кількість днів у періоді розрахунку.

2 УДОСКОНАЛЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ ЧЕРЕЗ КЕРУВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯМ РЕГУЛЬОВАНИХ СПОЖИВАЧІВ

2.1 Статистичне оцінювання параметрів ГЕН трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

Основною метою статистичного аналізу графіка електричного навантаження трансформаторної підстанції (ГЕН ТП) 10/0,4 кВ є виявлення співвідношення між закономірними та випадковими складовими процесу його формування, а також кількісна оцінка ступеня їх впливу. Закономірні залежності, що відображають динаміку показників у минулому, використовуються для прогнозування майбутніх значень, тоді як урахування випадкових факторів дозволяє визначити ймовірність відхилення ГЕН ТП 10/0,4 кВ від очікуваного розвитку та оцінити можливу величину такого відхилення.

Для повної характеристики випадкової величини необхідно знати її закон розподілу. Оцінювання закону розподілу навантаження виконується шляхом аналізу вибірки, що складається з n незалежних спостережень випадкової величини $P(t)$. На годинних інтервалах у періоди максимальних та мінімальних навантажень проводиться оцінка закону розподілу активних і реактивних потужностей.

Стохастичний процес може бути стаціонарним, квазістаціонарним або 24-годинно-стаціонарним. У нестаціонарному випадковому процесі можуть бути виділені часові ділянки, протягом яких він має властивості стаціонарності.

Для стаціонарного процесу повну статистичну характеристику режимів навантаження визначають дві основні числові величини - математичне очікування та середньоквадратичне відхилення. Результати обчислень наведені у таблицях 2.1 та 2.2.

Таблиця 2.1 - Числові характеристики процесу зміни навантаження для режиму максимальних навантажень

Часовий проміжок	Середнє значення M(P, кВт)	Середнє значення M(Q, кВАр)	Дисперсія D(P, кВт ²)	Дисперсія D(Q, кВАр ²)	СК відхилення навантаження $\sigma(P)$, кВт	СК відхилення навантаження $\sigma(Q)$, кВАр
0 ⁰⁰ -1 ⁰⁰	118,02	47,83	16,72	61,41	4,09	7,84
1 ⁰⁰ -2 ⁰⁰	97,01	45,12	9,58	62,03	3,09	7,88
2 ⁰⁰ -3 ⁰⁰	87,89	45,31	11,02	60,89	3,32	7,81
3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	81,74	45,01	8,18	48,49	2,86	6,96
4 ⁰⁰ -5 ⁰⁰	81,52	42,11	7,82	46,75	2,79	6,84
5 ⁰⁰ -6 ⁰⁰	83,42	44,02	23,96	1,33	4,89	1,15
6 ⁰⁰ -7 ⁰⁰	116,43	56,34	50,21	1,79	7,09	1,34
7 ⁰⁰ -8 ⁰⁰	126,88	52,17	85,09	1,63	9,22	1,28
8 ⁰⁰ -9 ⁰⁰	181,92	76,41	196,13	3,49	14,01	1,87
9 ⁰⁰ -10 ⁰⁰	205,12	84,52	184,21	3,97	13,57	2,00
10 ⁰⁰ -11 ⁰⁰	229,54	92,31	237,44	4,82	15,40	2,19
11 ⁰⁰ -12 ⁰⁰	213,18	92,27	520,39	24,61	22,82	4,96
12 ⁰⁰ -13 ⁰⁰	206,11	92,20	346,02	17,30	18,60	4,16
13 ⁰⁰ -14 ⁰⁰	204,42	91,88	361,91	23,47	19,02	4,84
14 ⁰⁰ -15 ⁰⁰	202,51	91,62	368,91	18,49	19,21	4,29
15 ⁰⁰ -16 ⁰⁰	204,39	88,29	453,44	19,01	21,29	4,36
16 ⁰⁰ -17 ⁰⁰	213,28	88,14	465,91	18,01	21,58	4,24
17 ⁰⁰ -18 ⁰⁰	232,82	87,81	921,44	39,44	30,36	6,28
18 ⁰⁰ -19 ⁰⁰	272,63	84,20	1244,52	39,32	35,27	6,27
19 ⁰⁰ -20 ⁰⁰	328,40	96,23	1917,81	46,01	43,76	6,78
20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	309,89	92,48	1695,44	51,12	41,16	7,15
21 ⁰⁰ -22 ⁰⁰	298,61	92,52	1601,72	42,43	39,99	6,52
22 ⁰⁰ -23 ⁰⁰	270,88	91,74	1388,91	44,05	37,25	6,64
23 ⁰⁰ -24 ⁰⁰	160,52	60,19	939,28	31,57	30,65	5,62

Таблиця 2.2 - Числові характеристики процесу зміни навантаження для режиму мінімальних навантажень

Часовий проміжок	Середнє значення M(P, кВт)	Середнє значення M(Q, кВАр)	Дисперсія D(P, кВт ²)	Дисперсія D(Q, кВАр ²)	СК відхилення навантаження $\sigma(P)$, кВт	СК відхилення навантаження $\sigma(Q)$, кВАр
0 ⁰⁰ -1 ⁰⁰	121,43	45,82	126,12	9,89	11,32	3,16
1 ⁰⁰ -2 ⁰⁰	109,41	50,62	116,42	13,52	10,87	3,71
2 ⁰⁰ -3 ⁰⁰	105,92	56,14	107,03	19,81	10,34	4,46
3 ⁰⁰ -4 ⁰⁰	108,51	61,07	118,29	19,97	10,88	4,47
4 ⁰⁰ -5 ⁰⁰	104,14	60,72	132,94	18,76	11,53	4,33
5 ⁰⁰ -6 ⁰⁰	126,78	75,84	5,49	52,01	2,34	7,23
6 ⁰⁰ -7 ⁰⁰	156,92	86,41	10,73	60,49	3,28	7,79
7 ⁰⁰ -8 ⁰⁰	222,39	115,89	21,01	147,61	4,59	12,16
8 ⁰⁰ -9 ⁰⁰	271,84	115,62	39,64	147,44	6,31	12,15
9 ⁰⁰ -10 ⁰⁰	291,73	116,08	38,45	143,57	6,20	11,98

10 ⁰⁰ -11 ⁰⁰	275,96	109,91	31,28	101,52	5,59	10,08
11 ⁰⁰ -12 ⁰⁰	246,94	101,84	87,62	36,01	9,36	6,01
12 ⁰⁰ -13 ⁰⁰	245,77	105,53	84,61	4,67	9,21	2,16
13 ⁰⁰ -14 ⁰⁰	246,81	104,83	108,89	31,52	10,43	5,63
14 ⁰⁰ -15 ⁰⁰	241,02	105,04	89,32	41,17	9,44	6,41
15 ⁰⁰ -16 ⁰⁰	236,58	105,91	103,88	59,92	10,15	7,74
16 ⁰⁰ -17 ⁰⁰	231,84	93,98	83,77	50,32	9,15	7,09
17 ⁰⁰ -18 ⁰⁰	220,62	78,83	189,74	27,95	13,77	5,29
18 ⁰⁰ -19 ⁰⁰	212,41	61,11	142,16	16,67	11,92	4,08
19 ⁰⁰ -20 ⁰⁰	210,77	70,91	168,94	1,72	13,00	1,32
20 ⁰⁰ -21 ⁰⁰	254,91	95,92	289,97	4,01	17,03	2,01
21 ⁰⁰ -22 ⁰⁰	268,41	75,96	229,14	2,52	15,14	1,60
22 ⁰⁰ -23 ⁰⁰	246,52	75,73	195,68	3,13	14,00	1,74
23 ⁰⁰ -24 ⁰⁰	177,29	60,44	178,44	1,69	13,35	1,30

Розрахунок навантаження проводиться за наступною формулою:

$$P_i(t) = M[P_i(t)] + \beta\sigma[P_i(t)] \quad (2.1)$$

де $M[P_i(t)]$ - середнє значення (математичне очікування) навантаження у момент часу t ;

$\sigma[P_i(t)]$ - середньоквадратичне відхилення навантаження в той самий момент часу;

β - коефіцієнт варіації випадкової величини, який характеризує ступінь розсіювання фактичних значень навантаження відносно прийнятого розрахункового показника.

У теорії ймовірностей використовується правило трьох сигм:

$$P_{max} = P_{cp} \pm 3\sigma \quad (2.2)$$

Для нормального закону розподілу правило трьох сигм відповідає граничній імовірності 0,9972. Імовірність того, що навантаження перевищить розрахункове значення не більше ніж на $\pm 0,5\%$, визначається коефіцієнтом $\beta = 2,5$; значення $\beta = 2$ відповідає імовірності 0,975. При $\beta = 1,65$ забезпечується точність оцінки в межах $\pm 5\%$. Для інженерних розрахунків, де допускається похибка близько $\pm 10\%$, приймають коефіцієнт $\beta = 1,0$.

Розрахункові значення навантаження на виділених ділянках стаціонарності для досліджуваної ТП 10/0,4 кВ наведено для режимів максимальних (рис. 2.1) та мінімальних (рис. 2.2) навантажень.

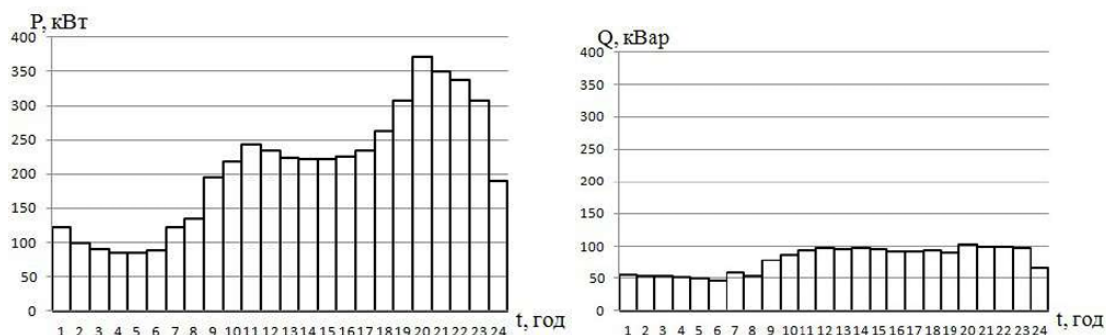


Рисунок 2.1 - Активні та реактивні навантаження на ділянках стаціонарності в умовах пікових навантажень.

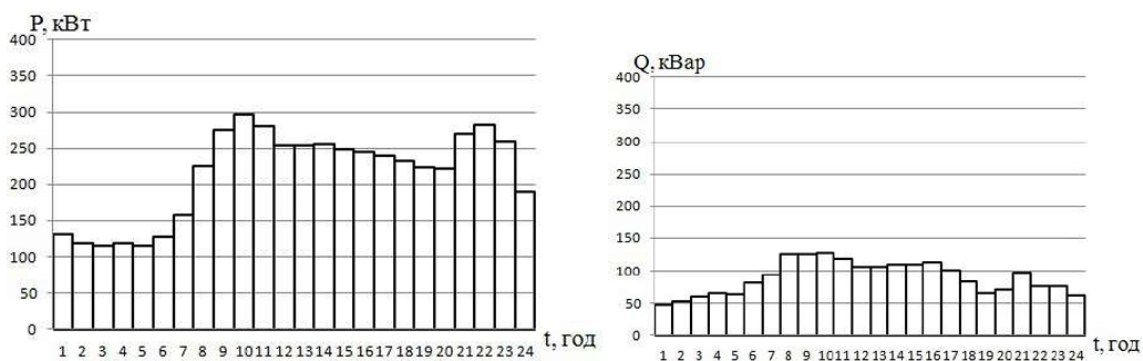


Рисунок 2.2 - Активні та реактивні навантаження під час мінімального режиму на ділянках стаціонарності.

Змодельовані графіки електричного навантаження відображають реальну динаміку споживання, що є ключовою умовою для якісного моделювання роботи споживачів-регуляторів (СР).

Під час аналізу навантаження ТП 10/0,4 кВ у період максимального споживання встановлено, що елементи міських систем електропостачання загалом працюють з меншим навантаженням, ніж передбачають чинні нормативні документи. Разом із цим експериментальні дослідження на різних рівнях електроенергетичної системи підтверджують наявність проблеми нерівномірності ГЕН та значного зниження навантаження у нічні години. Це свід-

чить про наявність резерву потужності, який може бути використаний для підключення додаткового навантаження від споживачів-регуляторів.

2.2 Оцінювання потужності споживачів-регуляторів з урахуванням термічного старіння ізоляції трансформаторів

Рівень надійності силового обладнання визначається багатьма чинниками, зокрема початковим ресурсом, якістю технічного обслуговування, характером ремонтів та режимами роботи. Одним із ключових факторів, що впливає на частоту відмов, є старіння та зношення ізоляції. Такі відмови залежать від умов експлуатації, тому особливо важливо здійснювати контроль за ізоляційною системою силового трансформатора.

Під час вибору потужності споживачів-регуляторів не можна орієнтуватися лише на паспортні характеристики трансформатора, оскільки реальні режими роботи та зовнішні температурні умови змінюються впродовж доби та сезону. Через це трансформатор зазвичай працює у режимах, відмінних від номінальних. Постійне перевантаження або тривале недовантаження є економічно неефективними [4].

Для визначення поточного технічного стану трансформатора система моніторингу повинна враховувати історію його експлуатаційних режимів. Відповідно, вибір потужності та принципи керування навантаженням споживачів-регуляторів слід здійснювати з урахуванням графіка електропостачання основних споживачів ТП 10/0,4 кВ, модель якого була встановлена раніше. Саме зміна навантаження найбільше впливає на процес зношення трансформаторного обладнання.

У штатному режимі показники роботи трансформатора відповідають заводським даним. З огляду на те, що навантаження має змінний характер, пристрій може певний час функціонувати при підвищеному навантаженні, якщо в інші періоди воно нижче номіналу. Основним критерієм допустимості таких режимів є швидкість старіння ізоляції, а також температура найбільш нагрітих елементів та масла.

У дослідженні розглядаються низько потужні розподільчі трансформатори, тобто понижувальні апарати з окремими обмотками та напругою розподільчої мережі, що працюють з охолодженням типу ON і не мають можливості перемикаєти відгалуження під час навантаження. Згідно з ДСТУ 3463-96 позначення ON охоплює два варіанти: ONAN - природний рух масла та природне охолодження повітрям, і ONAF - примусове повітряне охолодження за умови природної циркуляції масла.

Для правильного визначення теплових режимів необхідно враховувати температуру навколишнього середовища, оскільки саме вона впливає на реальну допустиму потужність трансформаторної підстанції. У ДСТУ 3463-96 регламентовано параметри, що характеризують тепловий стан трансформатора: температуру масла, нагрів обмоток та інтенсивність старіння ізоляції.

У літній період температура охолоджувального середовища може суттєво перевищувати нормативну, а навантаження - виходити за межі номінального протягом частини доби. З точки зору зношення ізоляції такий режим еквівалентний роботі за номінального навантаження, якщо під час інших часових інтервалів трансформатор працює при знижених температурах або менших струмах. Під час визначення максимальної потужності споживачів-регуляторів (СР) можна використовувати цей принцип: періоди з підвищеним старінням повинні компенсуватися інтервалами з меншою швидкістю деградації ізоляції.

Якщо трансформатор протягом доби або року працює в режимах, де середньодобовий знос ізоляції відповідає номінальному, експлуатація вважається допустимою. Для розподільчих трансформаторів граничне навантаження не повинно перевищувати $1,5 S_{ном.тр}$, температура масла у верхніх шарах - $105\text{ }^{\circ}\text{C}$, а обмоток - $140\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Головним завданням при визначенні максимальної потужності СР є забезпечення такого режиму роботи, за якого швидкість старіння ізоляції не зростає порівняно з номінальним. Якщо термін служби скорочується, але при цьому температура найбільш нагрітої точки трансформатора не перевищує

критичного значення, режим вважається допустимим перевантаженням. Отже, підбір потужності СР здійснюється з урахуванням графіка електричного навантаження основних споживачів ТП 10/0,4 кВ та характеристик силових трансформаторів, проаналізувавши можливий перегрів масла і обмоток та очікуване зношення.

Найсуттєвішим чинником, що впливає на довговічність трансформатора, є теплове навантаження. Оскільки робота трансформатора змінюється протягом доби, варіюється й температура ізоляційних матеріалів. За нормального режиму нагрів не повинен виходити за межі, установлені класом теплової стійкості.

Для визначення допустимої потужності трансформатора необхідно розрахувати температуру у найбільш нагрітих точках обмоток. Цей показник залежить як від коливань навантаження ТП, так і від добових змін температури навколишнього середовища (рис. 2.1). Тому ці фактори мають бути враховані при встановленні допустимого навантаження СР.

На основі добових графіків електричного навантаження ТП 10/0,4 кВ та відповідних аналітичних виразів виконується аналіз теплового стану ізоляції трансформатора. У результаті визначається залежність зміни температури в найбільш нагрітій точці обмотки.

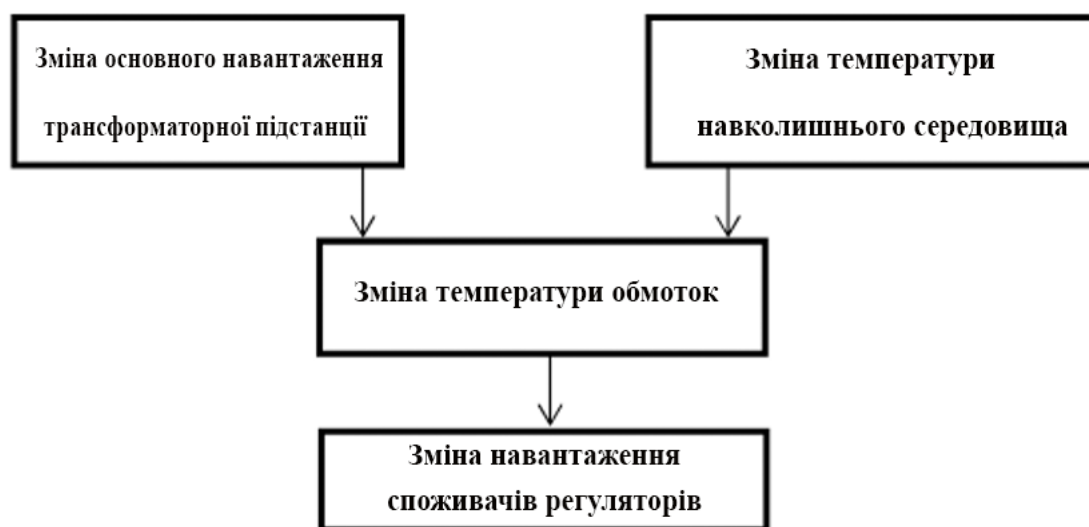


Рисунок 2.3 - Узагальнена схема взаємодії з режимами роботи СР

Під час підвищення температури ізоляційні матеріали зазнають термохімічного старіння, що поступово зменшує їхню механічну міцність. Виходячи з добового графіка електричного навантаження, необхідно визначити відносний добовий знос ізоляції, який розраховується за формулою:

$$L_{\text{доб}} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i t_i}{24} \quad (2.3)$$

де L_i - показник старіння ізоляції на цьому інтервалі навантаження.

Трансформатор може функціонувати у режимі регулярного перевантаження протягом усього строку експлуатації. Головною умовою прийнятності такого режиму є величина старіння ізоляції за відповідний проміжок часу. Визначення допустимого перевантаження пов'язане з оцінкою теплового стану апарата та прогнозуванням деградації ізоляційних матеріалів; основні кроки цього розрахунку наведено нижче.

Тривалість служби і швидкість старіння ізоляційних елементів залежать від температурних режимів, які характеризують робочий стан трансформатора. Дані щодо середніх значень температурного фону на різних часових інтервалах (місяць, сезон, рік) отримуються на основі багаторічних кліматичних спостережень для конкретної місцевості. Ці значення описують природні умови охолодження в районі встановлення трансформатора.

Якщо температура довілля нижча за прийняту номінальну (+20 °C), трансформатор може переносити струмове навантаження, що перевищує розрахункову потужність, без збільшення інтенсивності старіння ізоляції. За таких умов температура обмотки:

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{\text{в}} + \Delta\theta_{\text{нк}} \quad (2.4)$$

не повинна бути більша за 98°C.

Каталожні характеристики трансформаторів розглядаються разом із отриманими моделями навантаження основних споживачів ТП 10/0,4 кВ. Розрахунок допустимого довготривалого перевищення навантаження виконується на основі добового графіка роботи підстанції. Спочатку визначають часові інтервали з найменшим рівнем споживання, встановлюють відповідні еквівалентні температури зовнішнього повітря та оцінюють, наскільки реальне навантаження основних споживачів разом із споживачами-регуляторами може перевищувати номінальне значення.

Варто підкреслити, що додаткові СР, як правило, під'єднуюватимуться переважно в нічний час, коли температура довкілля є нижчою, що сприяє зменшенню теплового навантаження на трансформатор.

Для змодельованого добового графіка ТП 10/0,4 кВ було виконано оцінку температури масла, нагріву обмоток та ступеня старіння ізоляційної системи.

Результати показали, що добовий знос ізоляції становить приблизно 0,5 % від номінального, що свідчить про недостатньо повне використання потенційної навантажувальної здатності трансформаторів у наявних умовах їх роботи.

Для визначення можливого діапазону потужностей споживачів-регуляторів, які можуть працювати разом із трансформаторною підстанцією 10/0,4 кВ, що вже експлуатується, створено спеціальний алгоритм. Він встановлює зміну навантаження СР відповідно до добового графіка споживання ТП 10/0,4 кВ, який відображає поведінку основного навантаження підстанції [3].

Алгоритм вибору максимально допустимої потужності СР подано на рис. 2.2 і включає такі етапи:

1. Формування вихідних даних.

До вхідної інформації належать:

- характеристики трансформатора згідно з вимогами ДСТУ 3463-96;
- коефіцієнти, пов'язані з типом його системи охолодження;

- режим роботи підстанції (змодельований добовий графік);
- значення температури довкілля, яке вважається незмінним у часі.

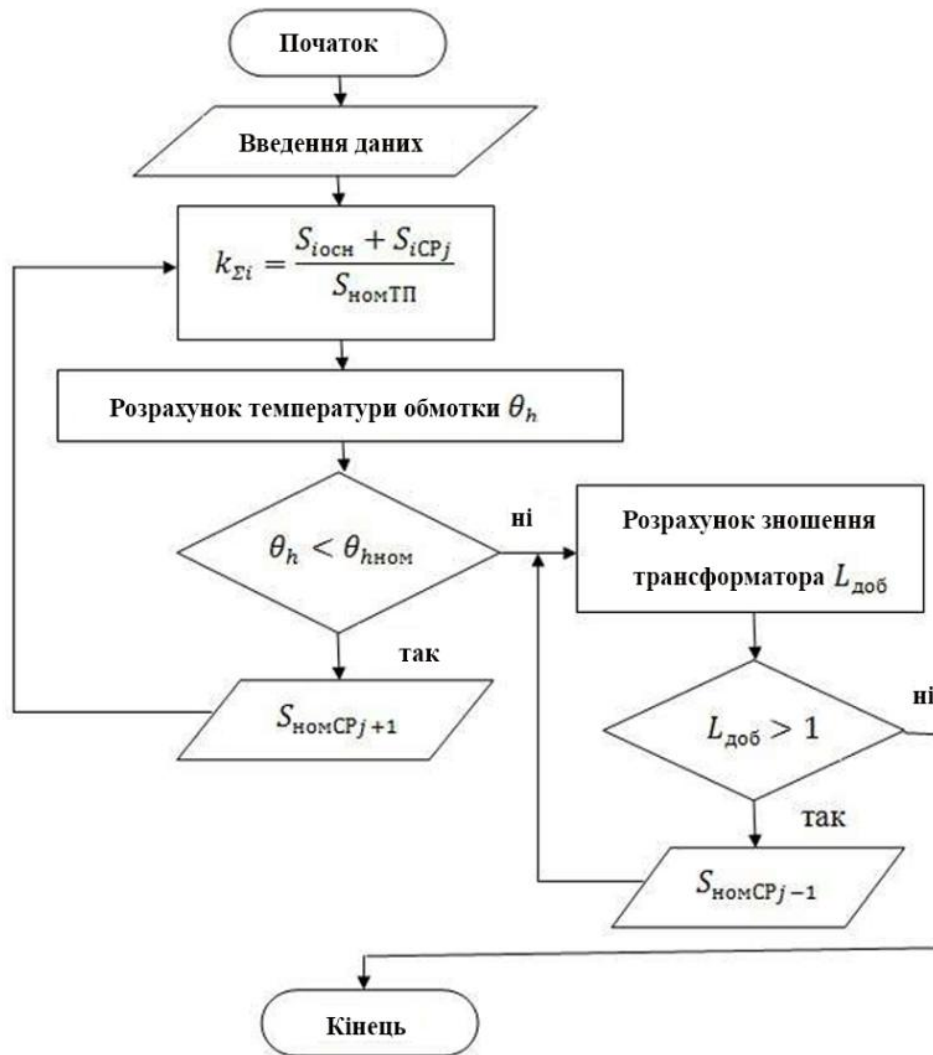


Рисунок 2.4 - Алгоритм оцінювання допустимої максимальної потужності підключення споживачів-регуляторів до діючої підстанції 10/0,4 кВ.

2. Обчислення коефіцієнтів завантаження $k_{\Sigma i}(i=24)$ на основі змодельованого добового графіка. На початковому кроці навантаження СР вважається нульовим. На наступних кроках його величина збільшується з певним дискретним кроком, що відповідає номінальній потужності СР.

3. Розрахунок температури обмоток θ_h .

4. Перевірка дотримання граничного нагріву.

Якщо розрахована температура нижча за допустиму ($\theta_h < \theta_{\text{нном}}$), тоді:

- у визначеному інтервалі добового графіка збільшується навантаження на величину номінальної потужності одного СР;

- система повертається до кроку 2 для повторного визначення коефіцієнтів завантаження $k_{\Sigma i}$;

Якщо умова не виконується - перейти до наступного пункту.

5. Обчислення добового старіння ізоляції $L_{доб}$.

6. Перевірка прийнятності чи добове зношення $L_{доб} > 1$ (перевищення номінального старіння) якщо:

- так, зменшити номінальну потужність СР на одну градацію;

- та повернутися до кроку 5.

- якщо вимога не виконується - перейти до завершального етапу.

7. Завершення роботи алгоритму.

Аналіз змодельованих добових графіків навантаження показав, що на жодному часовому відрізку його величина не перевищує номінальної, тобто виконується умова $k_{\Sigma i} < 1$. Розрахунки продемонстрували, що під час одночасної роботи основного навантаження та споживачів-регуляторів із сумарним коефіцієнтом завантаження $k_{\Sigma i} = 1,2$ у період нічного мінімуму не відбувається перевищення допустимих температур масла та обмоток, а також не спостерігається зношення ізоляції трансформатора понад нормативне значення.

На основі цих результатів можна зробити висновок, що підключення додаткових споживачів-регуляторів до діючих трансформаторних підстанцій є можливим. Для реалізації цього необхідно визначити відповідні типи СР.

Для кабельних ліній збільшення навантаження спричиняє зростання втрат напруги. У зв'язку з цим потрібний окремий техніко-економічний аналіз, який дозволить встановити таке рівняння додаткового навантаження, за якого досягається мінімум сумарних приведених витрат.

2.3 Аналіз та обґрунтування вибору типів споживачів-регуляторів

Споживачі-регулятори можуть накопичувати енергію - теплову чи холодову - у моменти зниженого навантаження в мережі, а в періоди зростання

потреби повертати її споживачам. Акумуляюча система визначається способом отримання енергії для заряджання, перетворенням її у потрібну форму та подальшою передачею користувачу.

Параметри СР підбирають з урахуванням таких факторів: забезпечення нормативних режимів роботи елементів мережі, часових обмежень, необхідності узгодження графіка функціонування з основними споживачами ТП, а також величини потужності та місткості накопичувачів. Сукупність цих вимог формує початкові умови для вибору характеристик СР.

Як приклад споживачів-регуляторів можуть застосовуватися системи електричного опалення, що підсилюють стохастичність зміни навантаження. Найбільш придатними для такої ролі є установки підігріву води з баками-накопичувачами для гарячого водопостачання, а також льодоакумулятори, які використовуються у кондиціонуванні повітря та холодильних системах. Нижче розглянуто особливості використання таких типів СР.

2.4 Електричні системи водонагрівання як регульовані споживачі

Наявність перебоїв, низька якість послуги водопостачання або потреба у резервному джерелі під час профілактичних відключень стимулюють встановлення індивідуальних електричних водонагрівачів у квартирах. Оскільки максимальне споживання гарячої води, як правило, збігається в часі з вечірніми піками навантаження електричних мереж, це створює додатковий тиск на внутрішні мережі будинків, кабельні лінії та трансформаторні підстанції і сприяє збільшенню вечірнього максимуму енергоспоживання в енергосистемі. Тому актуальним є пошук заміни широкому використанню квартирних електробойлерів.

Існує велика кількість можливих варіантів систем нагріву води електроенергією (СНВЕ). Вони різняться продуктивністю, типом водонагрівачів (напірні чи безнапірні), конструктивними особливостями, схемами живлення та керування, а також місцем встановлення. Усі ці критерії враховують під час розроблення СНВЕ для конкретних будівель.

Якщо СНВЕ розглядати як споживача-регулятора, важливо дослідити характер споживання гарячої води та визначити кількість електроенергії, необхідної для нагрівання потрібного об'єму. На величину та коливання водоспоживання впливають різні чинники, серед яких найбільше значення мають: чисельність мешканців, час доби, наявність лічильника, санітарно-технічне оснащення житла та температура поданої води.

Під час розрахунку СНВЕ з баками-акумуляторами необхідно встановити добову кількість спожитої гарячої води. Основне завдання полягає у визначенні оптимальної місткості водонагрівача та потужності нагрівальних елементів, які здатні забезпечити повне покриття потреб у ГВ. Достовірні відомості про характер споживання гарячої води можна отримати на підставі статистичного розподілу та параметрів середнього значення $M[E]$ і дисперсії σ^2 .

У таблиці 2.3 подано основні параметри досліджуваного об'єкта, а таблиця 2.4 містить дані щодо споживання гарячої води на одну людину.

Таблиця 2.3 - Основні параметри досліджуваного об'єкта.

Період спостереження	Кількість будівель, шт	Кількість мешканців, осіб	Квартири, шт	Побутові прилади, шт	Мешканців на квартиру
Грудень 2020 - лютий 2021	4	1764	882	2670	2.02

Таблиця 2.4 - Середнє значення та дисперсія добового споживання гарячої води на одну особу в квартирах, обладнаних лічильниками ГВ.

Кількість мешканців M , осіб	Будній день		Вихідний	
	$M[E]$, $m^3/(\text{доба}/\text{осіб})$	σ^2 $(m^3/(\text{доба}/\text{осіб}))^2$	$M[E]$, $m^3/(\text{доба}/\text{осіб})$	σ^2 $(m^3/(\text{доба}/\text{осіб}))^2$
1764	0,03312	0,00478 ($\approx 14\%$)	0,03702	0,00462 ($\approx 12\%$)

Для встановлення необхідної місткості бака-акумулятора було здійснено вимірювання добового споживання гарячої води (рис. 2.5).

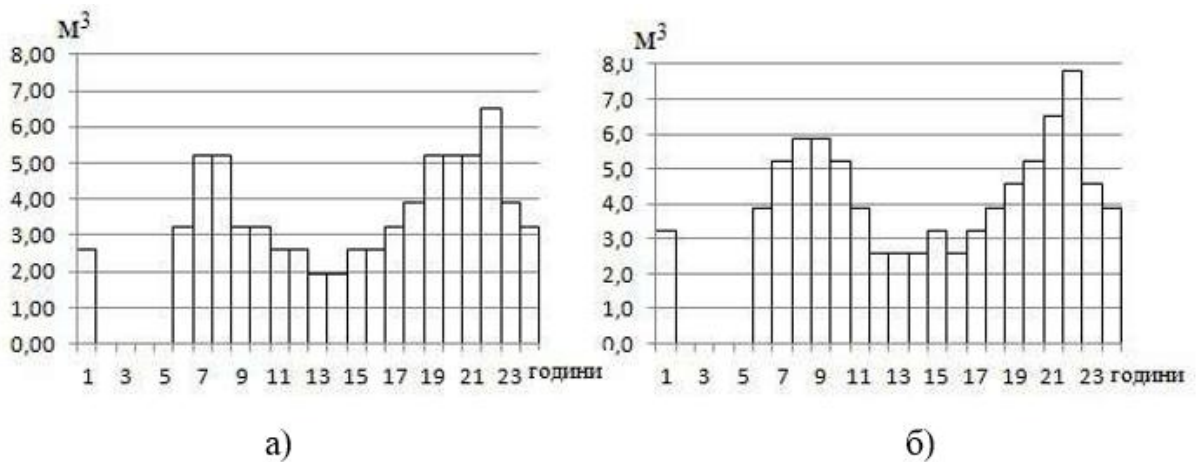


Рисунок 2.5 - Добовий розподіл споживання гарячої води:

а) будній день - четвер; б) вихідний - субота

Для систем гарячого водопостачання характерна значна нерівномірність використання гарячої води протягом доби (рис. 2.5), а також робота протягом усього року зі зменшенням споживання приблизно на 25 % у літній період.

У часових проміжках 06⁰⁰-08⁰⁰ та 20⁰⁰-22⁰⁰ спостерігаються ранкові й вечірні піки водоспоживання. У нічний інтервал від 01⁰⁰ до 04⁰⁰ подача гарячої води практично відсутня. Ці інтервали збігаються з періодами максимального та мінімального навантаження в енергосистемі України.

Для графіків, зображених на рис. 2.5, значення коефіцієнта годинної нерівномірності $K_{нг}$ становить 2,12 та 2,1 відповідно.

Вимірювання добових графіків споживання виконувалися для чотирьох житлових будинків - дев'ятиповерхових, шестипід'їзних. Загальна кількість мешканців у цих будинках становить 1764 осіб (табл. 2.1).

На основі отриманих даних визначено добовий обсяг використаної гарячої води:

$$V = m \cdot V_{н.в.доба} \quad (2.5)$$

де m - кількість споживачів;

$V_{н.в.доба}$ - Нормативи споживання гарячої води за температури 55 °С для систем ГВП.

За результатами проведених експериментів витрата гарячої води на 1 людину за добу складає в середньому 35 л.

Вода, що подається в систему, повинна мати температуру не вищу ніж 60 °С, а в найдальшій точці відбору її значення має бути не нижчим за 55 °С.

Під час визначення об'єму бака-акумулятора застосовують показник середньодобового споживання. Необхідна місткість V розраховується як добовий обсяг гарячої води, який забезпечує повне покриття потреб споживачів ($V = 1764 \cdot 0,035 = 61,74 \text{ м}^3$). Ефективне функціонування СНВЕ передбачає повне задоволення попиту на гарячу воду.

Температура холодної води змінюється залежно від пори року, що впливає на кількість електроенергії, потрібної для її нагріву. У літній період вона становить приблизно 15 °С, тоді як узимку може знижуватися до -5 °С. Через це взимку витрати електричної енергії на забезпечення гарячого водопостачання збільшуються, оскільки потрібно компенсувати додатковий перепад температури у 10 °С.

У зимові місяці добові графіки електроспоживання мають більш виражені пікові та провальні ділянки, а нічне навантаження суттєво падає. Сукупність цих факторів підтверджує доцільність використання гарячого водопостачання як навантаження типу СР.

Обсяг теплоти для забезпечення підігріву води, Q (Дж), розраховується за формулою:

$$Q = V \cdot c \cdot (T_{ГВ} - T_{ХВ}) \quad (2.6)$$

де V - кількість нагрітої води, м^3 ;

c - теплоємність води ($c = 4183 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$);

$T_{ГВ}$ - температура води після підігріву, $^\circ\text{C}$;

$T_{ХВ}$ - початкова температура холодної води, $^\circ\text{C}$.

Потужність нагрівання визначається наступним виразом:

$$N = \frac{Q}{\Delta T} \quad (2.7)$$

У каталозі підприємств, що випускають електротехнічне обладнання, можна підібрати промислові електричні водонагрівачі, які відповідають необхідним експлуатаційним вимогам. Таке обладнання призначене для забезпечення гарячою водою житлових будинків, виробничих споруд, медичних установ, освітніх закладів і готелів. В залежності від умов монтажу випускають моделі вертикального та горизонтального виконання.

Об'єм резервуара таких водонагрівачів може становити від 500 до 10 000 л, встановлена потужність нагрівальних елементів - близько 75 кВт, а температура підігрітої води знаходиться в діапазоні від +35 °С до +85 °С. Нагрів здійснюється за допомогою блоків ТЕНів, вбудованих у бак.

Корпус резервуара та нагрівальні елементи виготовляються з нержавіючої сталі. Зовнішня частина бака покривається високоякісною теплоізоляцією, поверх якої нанесений захисний полімерний шар.

Водонагрівачі потрібної місткості зазвичай встановлюють у підвальних або технічних приміщеннях (можливе розміщення поруч з будівлею) та приєднують окремою кабельною лінією до працюючої ТП 10/0,4 кВ. Живлення подається від трифазної мережі змінного струму з частотою 50 Гц і напругою 380 В. Облік електроенергії здійснюється трифазним лічильником.

Для регулювання температури води на виході застосовується терморегулятор, який дозволяє встановлювати значення від +35 °С до +85 °С. Запобіжний клапан налаштований на тиск 0,6 МПа і запобігає аварійному підвищенню тиску всередині водонагрівача.

Використання конструкції накопичувального типу з блоками ТЕНів і термозмішувальним клапаном дає можливість підігрівати воду в баку до 90 °С, а за рахунок змішування з холодною - отримувати на виході 60 °С. Такий підхід дозволяє зменшити потрібний об'єм бака майже у півтора рази.

У внутрішній частині бака розміщені нагрівальні блоки. Кожен блок-ТЕН має латунний штуцер і складається з трьох трубчастих електронагрівачів із нержавіючої сталі. Потужність змінюється за ступінчастим законом шляхом вмикання однієї або кількох груп ТЕНів (рис. 2.4). Для кожної групи передбачений окремий контактор, а захист здійснюється автоматичним вимикачем.

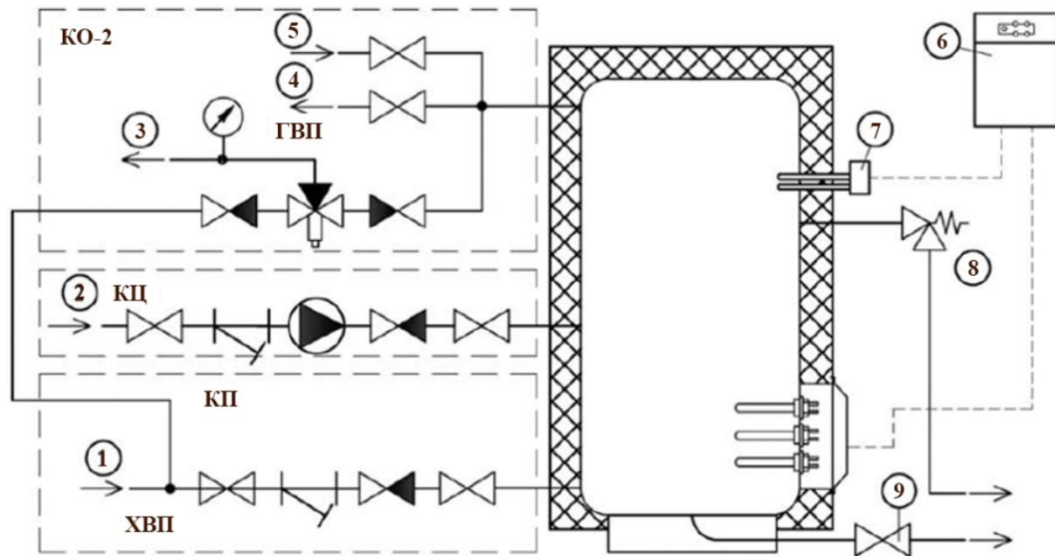


Рисунок 2.6 - Конструктивна схема водонагрівача з ТЕН-блоками та вузлом термічного змішування:

1 - підключення холодної води; 2 - підвід циркуляційного контуру; 3 - вихід змішаної гарячої води; 4 - відведення нагрітої води; 5 - клапан для впуску повітря під час спорожнення; 6 - шафа автоматики і керування; 7 - прилад регулювання температури з обмежувачем; 8 - відвід із запобіжного клапана; 9 - вентиль для зливу.

Панель керування водонагрівачем монтується поруч із обладнанням на вертикальній поверхні. Термодатчик змінює свій опір відповідно до температури води, і на основі цих даних модуль керування формує команди на вмикання чи вимикання контакторів, що під'єднують окремі нагрівальні секції блоків ТЕНів. Це дає можливість плавно регулювати теплову потужність та вимикати нагрівачі у разі аварійних станів.

До оснащення цього модуля входять автоматичні вимикачі для груп

ТЕНів, контактори нагрівальних секцій, елементи захисту, а також плата каскадного керування із датчиком рівня води. Робочий стан вузла відображається світловими індикаторами на передній панелі.

Контролери передають інформацію про споживання електроенергії на сервер через канали зв'язку, де ці дані накопичуються та обробляються.

Схему управління використанням електроенергії в автоматизованій системі підігріву води подано на рис. 2.7.

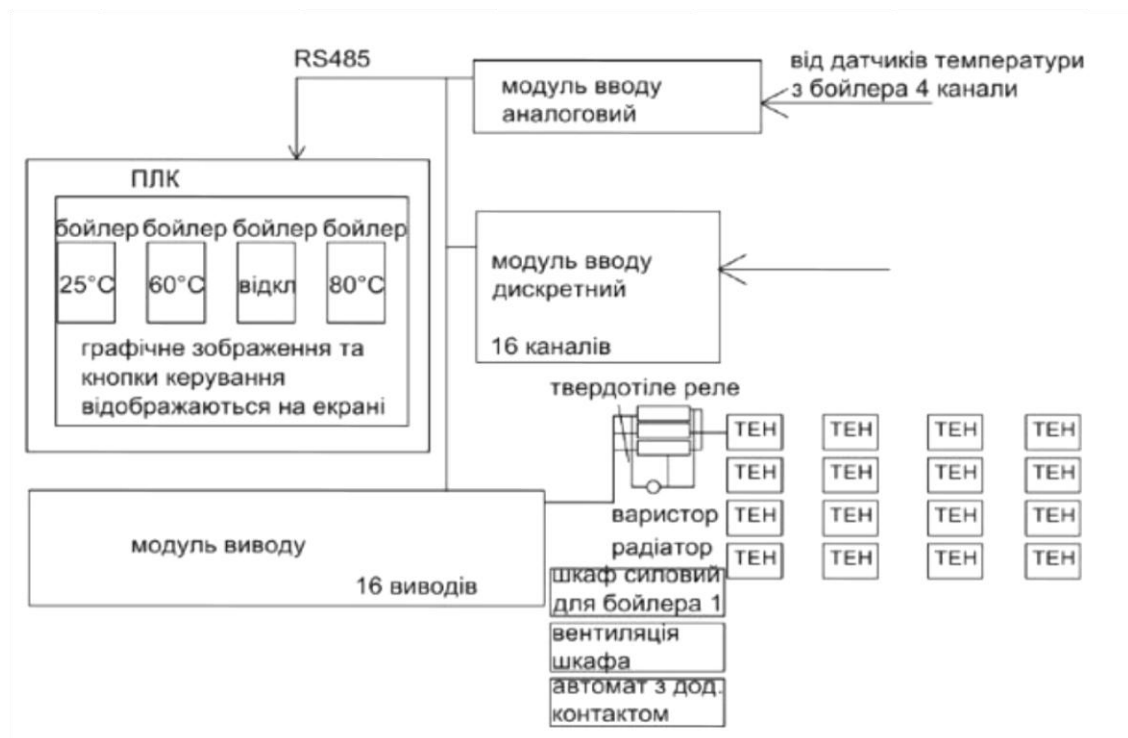


Рисунок 2.7 - Функціональна схема керування електроспоживанням в автоматизованій системі водонагрівання

2.5 Визначення критеріїв оптимізації роботи регульованих споживачів електроенергії

Регулювання обсягів електроспоживання ґрунтується на узгодженні інтересів усіх учасників процесу. До них належать: енергогенерувальні підприємства, для яких важливо забезпечити оптимальну структуру виробництва та стабільну роботу електростанцій; компанії, що здійснюють передачу та розподіл електроенергії і прагнуть зменшити технічні втрати та

збільшити доходи від відпуску енергії; кінцеві користувачі, зацікавлені у зменшенні своїх витрат на електроенергію та у покращенні якості наданих послуг.

Оцінювання режимів роботи розподільних електромереж міст передбачає врахування чотирьох груп критеріїв: технічних, економічних, екологічних і соціальних.

Технічний аспект включає зменшення нерівномірності графіків навантаження, скорочення втрат електроенергії та зменшення питомої витрати палива.

Економічний аспект передбачає зниження вартості послуг СР, зменшення витрат, пов'язаних із компенсацією втрат, а також можливість стримувати зростання тарифів.

Екологічний аспект полягає у зменшенні обсягів викидів CO₂.

Соціальний аспект охоплює забезпечення належного рівня сервісу: стабільну температуру гарячої води, відповідні параметри мікроклімату у системах кондиціювання та надійність роботи холодильного обладнання.

Для ефективного керування графіками електроспоживання потрібна нормативна база: чинне законодавство України у сфері електричної енергії [9], економічні стимули для корекції ГЕН, що передбачають диференціацію тарифів за годинами доби та сезонами, а також методи впливу на режими роботи мереж.

Усе це зумовлює необхідність оптимізації режимів електропостачання, тобто розв'язання задач, спрямованих на підвищення ефективності функціонування системи.

Ефективність передачі та розподілу електроенергії значною мірою визначається рівнем технічних втрат у мережах. Втрати залежать від режимів функціонування ліній та понижувальних підстанцій 10/0,4 кВ, тобто від форми та величини добового навантаження.

У подальшому під основним навантаженням ТП 10/0,4 кВ розумітимемо сукупність звичайних споживачів, підключених до підстанції, які не під-

лягають регулюванню.

Термін навантаження СР використовуватимемо для позначення спеціально виділеної групи споживачів-регуляторів, потужність яких змінюється за визначеним законом.

Встановлені залежності основного навантаження ТП 10/0,4 кВ, на основі отриманої статистичної моделі, дають змогу достатньо точно прогнозувати споживання у конкретний момент часу та визначати усереднені коефіцієнти завантаження трансформаторів, що дозволяє формувати оптимальний закон керування СР.

Щоб отримати сумісний графік активного навантаження $P_{\Sigma}(t) = P_{\text{осн.сп}}(t) + P_{\text{СР}}(t)$, $0 \leq t \leq T < \infty$ і забезпечити найбільшу щільність навантаження ($\gamma_{\Sigma} \rightarrow 1$), необхідно та достатньо, $t \in [0, T]$ щоб у кожен момент часу зміна потужності СР компенсувала зміну навантаження основної групи.

Процес регулювання СР можна подати у формі математичної задачі оптимізації, яка включає: цільову функцію, систему обмежень, граничні умови.

Критерієм ефективності є мінімізація сумарних витрат енергопостачальної компанії - витрат на покриття втрат, спричинених нерівномірністю графіка, та плата за електроенергію, необхідну для виконання технологічного процесу СР.

Змінними величинами виступають потужності СР на кожному часовому інтервалі. Дані, що не підлягають зміні, - це обсяг електроенергії, потрібної СР для забезпечення необхідного процесу. Коефіцієнти задачі - тарифні множники (ki), що діють у відповідні періоди доби.

Серед усіх допустимих розв'язків потрібно знайти такий, для якого значення функції витрат B буде мінімальним.

При розробленні системи керування СР необхідно врахувати низку обмежень:

– у кожний момент часу сумарна потужність не може перевищувати номінальні можливості ТП 10/0,4 кВ, з урахуванням роботи основних споживачів;

– за добу (Т-24год) СР мають отримати весь обсяг електроенергії W_{CP} , необхідний для забезпечення роботи (підігрів води, утворення льоду для вентиляції, підтримання температури в холодильних установках тощо);

– потужність СР на інтервалах не може бути від’ємною та не може перевищувати встановлену потужність обладнання.

Отже, функція мети описує витрати, а обмеження - фізичну суть процесу електроспоживання.

Переходимо до формального математичного формулювання задачі.

Загальна вартість енергетичних втрат у електромережі

$$B_{\Delta W_{\Sigma}} = T \cdot \Delta W_{\Sigma} \quad (2.8)$$

де T - тариф на електроенергію;

ΔW_{Σ} - загальна вартість енергетичних втрат у електромережі.

Загальні втрати електроенергії в мережі формуються двома складовими: втратою в повітряних і кабельних лініях та енергетичними втратами в трансформаторному обладнанні.

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{n=1}^N \Delta W_{ln} + \sum_{j=1}^J \Delta W_{Tj} \quad (2.9)$$

де ΔW_{ln} - втрати електроенергії в n-ній лінії;

N - загальна кількість ліній, що входять до складу мережі;

ΔW_{mj} - енергетичні втрати на j-тій трансформаторній підстанції;

J - загальна кількість трансформаторних підстанцій.

Обчислення втрат електроенергії в лінії за період T проводимо за такою формулою:

$$\Delta W_{ln} = \sum_{i=1}^T \Delta P_{li} \cdot t \quad (2.10)$$

де ΔP_{li} - значення активних втрат у лінії електромережі на i-му часо-

вому відрізку;

t - часовий проміжок, на якому відбуваються зазначені втрати.

Розрахунок втрат активної потужності в лінії на i -му часовому відрізку здійснюється за формулою:

$$\Delta P_{лі} = \frac{P_{лі}^2 + Q_{лі}^2}{U_{л}^2} \cdot r_{л} \quad (2.11)$$

де $P_{лі} + jQ_{лі}$ - потужність, яка протікає по лінії протягом i -того часового відрізка;

$U_{л}$ - Напруга на початковому кінці лінії (припускаємо, що її рівень залишається сталим);

$r_{л}$ - значення активного опору i -тої лінії.

Сукупні втрати електричної енергії у j -тій ТП мережі становлять:

$$\Delta W_{Тj} = \sum_{i=1}^T (\Delta P_{обм.i} \cdot t_i + m \cdot \Delta P_{стj} \cdot t_i) \quad (2.12)$$

де $\Delta P_{обм.mi}$ - активна потужність, що втрачається в обмотках m -го трансформатора на i -му часовому інтервалі;

$\Delta P_{стj}$ - активна потужність, що втрачається в сталі m -го трансформатора на i -му часовому інтервалі;

t_i - часовий інтервал, у межах якого виникають втрати потужності в обмотках трансформатора.

Величина втрат активної потужності в обмотках трансформатора у i -ий часовий відрізок складає:

$$\Delta P_{обм.i} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot (P_i^2 + Q_i^2)}{m \cdot S_{НОМ}^2} \quad (2.13)$$

де $\Delta P_{кз}$, ΔP_{xx} - втрати відповідно в режимі короткого замикання та холостого ходу m -го трансформатора;

$S_{ном}$ - значення номінальної потужності m -того трансформатора;

$P_i^2 + Q_i^2$ - сумарна потужність споживачів, що живляться від даної трансформаторної підстанції;

m - загальна кількість трансформаторів на підстанції.

Вартість електроенергії, спожитої споживачами-регуляторами для здійснення технологічного процесу.

$$B = T \cdot \sum_{i=1}^n (k_i P_{CPi} t_i) \quad (2.14)$$

де k_i - коефіцієнти тарифів;

P_{CPi} - рівень потужності споживачів-регуляторів у i -му часовому інтервалі;

t_i - часовий інтервал.

Потрібно знайти таке рішення, за якого значення цільової функції буде мінімальним. Ця функція включає дві складові: технічну - втрати електроенергії в мережі, та економічну - оплату за спожиту електроенергію з урахуванням тарифних коефіцієнтів.

$$B = T \cdot \left(\sum_{n=1}^N \sum_{i=1}^T \left(\frac{(P_i(t) + P_{CPi})^2 + Q_i^2}{U_n^2} \cdot r_n \cdot t_i \right) + \right. \\ \left. + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^T \left(\frac{\Delta P_{кз} \cdot ((P_i(t) + P_{CPi})^2 + Q_i^2)}{m \cdot S_{ном}^2} \cdot t_i + m \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_i \right) \right) + \\ + T \cdot \sum_{i=1}^n (k_i P_{CPi} t_i) \rightarrow \min \quad (2.15)$$

при цьому оптимізація виконується за умови дотримання системи обмежень, поданих у вигляді лінійних рівнянь та нерівностей

$$\begin{cases} P_{CPi} \leq (m \cdot S_{\text{номТП}} - \sqrt{P_i(t)^2 + Q_i(t)^2}) \cdot \cos\varphi \\ \sum_{i=1}^N P_{CPi} \cdot t_i = W_{CP} \end{cases} \quad (2.16)$$

а також граничних вимог, які встановлюють інтервал можливих значень змінних:

$$0 \leq P_{CPi} \leq P_{\text{номCP}} \quad (2.17)$$

де $\cos\varphi$ - значення коефіцієнта зсуву;

$\sqrt{P_i(t)^2 + Q_i(t)^2}$ - загальне навантаження ключових споживачів трансформаторної підстанції у і-му часовому інтервалі (розраховується за ймовірнісною моделлю);

$P_{\text{номCP}}$ - величина номінальної потужності CP;

W_{CP} - витрати електроенергії на потреби CP.

Побудована модель (2.13-2.15) узгоджується із завданням оптимізації керування потужністю споживачів-регуляторів, що ґрунтується на виборі критерію мінімізації вартості. За наявності системи обмежень і граничних вимог визначають відносний екстремум цільової функції.

Оскільки добові графіки навантаження можуть суттєво відрізнитися за формою, під час оптимізації потрібно враховувати не лише економічні чинники, але й технічні - зокрема, можливість зменшення втрат у мережі залежно від конфігурації ГЕН. Раціональне співвідношення між цими складовими математичної моделі є важливим елементом ефективного керування графіками навантаження. Збільшення впливу складової, що описує втрати, дає змогу суттєвіше змінювати форму ГЕН у потрібному напрямку.

Компромісне співвідношення між технічними та економічними факторами в цільовій функції можна встановити шляхом введення вагових коефіцієнтів. Для їх визначення доцільно застосувати метод експертних

оцінок.

Оптимізація з кількома критеріями здійснюється через інтегральну функцію мети, що включає всі визначені показники разом із їх вагами. Узагальнений вираз має наступну форму:

$$B_{уз} = \sum_{k=1}^K \frac{\alpha_k B_k}{B_{kнорм}} \rightarrow \min \quad (2.18)$$

де B_k - k -та функція мети, яка відображає відповідний k -й показник;

$B_{кнорм}$ - нормалізоване значення k -тої цільової функції; α_k - ваговий коефіцієнт для k -тої цільової функції.

K - число обраних критеріїв.

Нормування k -ої цільової функції шляхом поділу на її власне номінальне значення дає можливість перевести всі функції мети в однакову систему відліку - у відносні одиниці (в.о.).

Далі розглянемо декілька наборів вагових коефіцієнтів, визначених методом експертного ранжування, а результати обчислення узагальненої функції $B_{уз}$ наведені у таблиці 2.2.

Для комбінації коефіцієнтів $\alpha_1 = 0,83$ та $\alpha_2 = 0,17$ узагальнена функція демонструє високий рівень чутливості до технічного компоненту - величини втрат електроенергії. За значень $\alpha_1 = 0,86$ і $\alpha_2 = 0,14$ спостерігається поступове зниження впливу економічної складової, що пов'язана з тарифними коефіцієнтами (табл. 2.3).

Тому за результатами експертної оцінки прийнято значення $\alpha_1 = 0,85$ та $\alpha_2 = 0,15$, оскільки саме при такому співвідношенні узагальнена функція зберігає збалансовану чутливість до обох складових моделі.

2.6 Розв'язання задачі оптимізації режимів роботи споживачів - регуляторів

Методи розв'язання задач оптимізації належать до інструментів дослідження операцій або ж до підходів математичного програмування. Застосування цих методів дає змогу знайти екстремальне значення цільової функції (2.17) за умови дотримання системи обмежень (2.18) і з урахуванням граничних умов (2.19), що задають допустимий діапазон зміни змінних.

Оскільки задача визначення оптимальної потужності СР на певному часовому інтервалі формулюється як нелінійна, для її розв'язання доцільно застосовувати методи нелінійного програмування.

Використання нелінійного програмування для формування команд керування навантаженням СР є обґрунтованим, оскільки дозволяє адаптивно змінювати режим роботи залежно від динаміки навантаження основних споживачів, раціонально використовуючи резерв потужності ТП та забезпечуючи виконання технологічного процесу СР. У такій системі режим споживання СР, або його добовий графік навантаження, виступає об'єктом керування. Тобто процес керування електроспоживанням полягає у цілеспрямованому коригуванні форми сумарного графіка навантаження.

Для знаходження екстремума нелінійної цільової функції застосовуємо градієнтні підходи, зокрема метод Ньютонa. Побудова ефективної стратегії пошуку потребує врахування інформації про другі похідні цієї функції. Виконаємо розклад цільової функції за формулою ряду Тейлора:

$$f(x) = f(x^{(k)}) + \Delta f(x^{(k)})^T \Delta x + \frac{1}{2} \Delta x^T \Delta^2 f(x^{(k)}) \Delta x + o(x^3) \quad (2.19)$$

Ігноруючи доданки третього та вищих порядків, переходимо до квадратичного наближення функції $f(x)$:

$$\tilde{f}(x; x^{(k)}) = f(x^{(k)}) + \Delta f(x^{(k)})^T \Delta x + \frac{1}{2} \Delta x^T \Delta^2 f \quad (2.20)$$

де $\tilde{f}(x; x^{(k)})$ - квадратичне наближення для змінної x , отримане в точці $x^{(k)}$.

Використовуючи квадратичне наближення функції $f(x)$, побудуємо ітераційний процес так, щоб у новій точці $x^{(k+1)}$ градієнт апроксимації $\tilde{A}f$ дорівнював нулю.

$$\Delta \tilde{f}(x; x^{(k)}) = \Delta f(x^{(k)}) + \Delta^2 f(x^{(k)}) \Delta x = 0 \quad (2.21)$$

Отримуємо:

$$\Delta x = -\Delta^2 f(x^{(k)})^{-1} \cdot \Delta f(x^{(k)}) \quad (2.22)$$

Поступове застосування квадратичного наближення дає можливість реалізувати метод Ньютона в оптимізаційній постановці за таким виразом:

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - \Delta^2 f(x^{(k)})^{-1} \cdot \Delta f(x^{(k)}) \quad (2.23)$$

Розглянемо особливості збіжності методу Ньютона. Для цього методу характерна квадратична швидкість наближення до розв'язку, що відображається умовою:

$$\|\varepsilon^{(k+1)}\| \leq c \|\varepsilon^{(k)}\|^2 \quad (2.24)$$

де константа c пов'язана з числовими характеристиками матриці Гессе $A^2 f$.

Метод Ньютона гарантує збіжність за умови, що початкову точку $x^{(0)}$ обрано відповідно до наступної вимоги:

$$\|\varepsilon x^0\| \leq \frac{1}{c} \quad (2.25)$$

У нашій ситуації виконується умова, наведена у нерівності (2.25). Квадратичний порядок збіжності пояснюється тим, що алгоритм базується на локальному квадратичному наближенні цільової функції.

Під час мінімізації довільних функцій вважається, що якщо початкова точка не задовольняє вимогу $\|\varepsilon x^0\| < 1/c$, то застосування методу

Ньютона, як правило, не забезпечує отримання розв'язку.

2.7 Технічні засоби управління електроспоживанням СР

Системи керування можуть мати різні рівні автоматизації: диспетчерські, частково автоматизовані або повністю автоматичні. У розподільчих електромережах міст переважають ручні схеми керування та дискретні логічні пристрої. Поступово впроваджуються автоматизовані системи, створені на основі диспетчерських комплексів або систем керування технологічними процесами. Для підвищення ефективності роботи міських РЕМ важливо забезпечити автоматизацію режимів мереж низької напруги, зокрема шляхом регулювання потужності СР.

На сьогодні ділянка електромережі між розподільною підстанцією та кінцевим споживачем фактично не має активного впливу на рівень споживання потужності та її розподіл у часі. Залучення споживача до регулювання режимів роботи електромереж сприяє більш узгодженій взаємодії між виробниками та споживачами електричної енергії, що підвищує загальну ефективність енергосистеми. Автоматизоване керування електроспоживанням СР є ключовим елементом у задачі вирівнювання ГЕН при підключенні СР до діючих ТП 10/0,4 кВ.

Підвищення ефективності мережі можливе лише на основі сучасних технічних рішень. Реалізуються проєкти із встановлення інтелектуальних лічильників, розширюється моніторинг стану підстанцій, організовуються центри керування мережами. Сучасні електrolічильники можуть вимірювати активну, реактивну та повну потужність, фіксувати втрати в мережах та трансформаторах та виконувати низку додаткових функцій.

Концепція Smart Grid передбачає застосування споживачів-регуляторів, здатних переносити своє електроспоживання в часі. Такі СР будуть інтегровані в розподільні мережі по всій енергосистемі і матимуть зв'язок із загальною електромережею. Це визначає необхідність створення автоматизованої системи керування СР у міських мережах на основі

принципів Smart Grid.

До функцій такої системи мають входити: споживачі-регулятори, здатні змінювати свою потужність за вимогами мережі; механізм зміни потужності СР; засоби керування їх роботою; датчики контролю параметрів мережі; система збору та аналізу інформації; інструменти автоматичного оцінювання та прогнозування режимів; достатня швидкодія керуючих операцій.

В Україні ці технології лише формуються. Створення Smart Grid вимагає глибокої модернізації обладнання, високої швидкодії та підвищених вимог до СР, тому процес реалізації є довгостроковим і потребує державної підтримки.

Для цього споживачі-регулятори повинні мати власні засоби локальної автоматизації, що забезпечують автономне виконання керуючих команд з урахуванням умов конкретного об'єкта.

Алгоритм керування СР реалізується таким чином: група регульованих споживачів підключається до ТП 10/0,4 кВ, їх облік здійснюється багато тарифним лічильником; проводиться моніторинг споживання основних навантажень, формується добовий графік за статистичною моделлю, розраховуються коефіцієнти цільової функції, за допомогою нелінійного програмування визначається оптимальний графік СР, а мікроконтролер подає команди для зміни електроспоживання. Актуалізацію коефіцієнтів функції мети рекомендується виконувати щоквартально.

Для коректної роботи регульованих споживачів необхідно дотримуватися таких вимог: мікроконтролер повинен бути надійним, функціональним, доступним за вартістю та побудованим на сучасній елементній базі. Його програмне забезпечення має забезпечувати моніторинг параметрів мережі, фіксувати перебіг технологічного процесу й формувати команди керування.

Мікроконтролер дозволяє реалізовувати складні алгоритми та організовувати системи автоматизації або диспетчеризації, використовуючи

вбудовані інтерфейси Ethernet, RS-232, RS-485, а також радіоканали, GSM чи ADSL-модеми.

Запропоновані системи можуть застосовуватися на підстанціях житлових районів, торговельних та промислових об'єктів, де підключені будь-які типи СР.

Робота споживачів-регуляторів забезпечується програмною логікою мікроконтролера. Програмне забезпечення дає змогу контролювати навантаження трансформатора, формувати попереджувальні сигнали при перевищенні допустимих значень та передавати їх через GSM/GPRS-модем. У разі перевищення граничних параметрів формується команда на зниження або відключення потужності СР.

Ефективність керуючих дій визначається трьома чинниками: повнотою інформації про параметри об'єкта керування; технічною спроможністю засобів управління; якістю обраної стратегії керування.

На рисунку 2.8 подано загальну структурну схему керування електроспоживанням СР. До складу системи входить датчик потужності та мікроконтролер, який формує команди на увімкнення або вимкнення відповідної групи споживачів-регуляторів. Завдяки такому підходу стає можливим залучення невикористаного потенціалу трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, що підвищує середньодобовий рівень завантаження трансформатора і позитивно впливає на форму добового графіка електричних навантажень.

Для забезпечення безпечної експлуатації трансформаторів передбачено встановлення релейного захисту від перевантаження. Такий захист працює з часовою витримкою та монтується біля двообмоткових трансформаторів, як правило, в одному з фазних проводів на стороні живлення

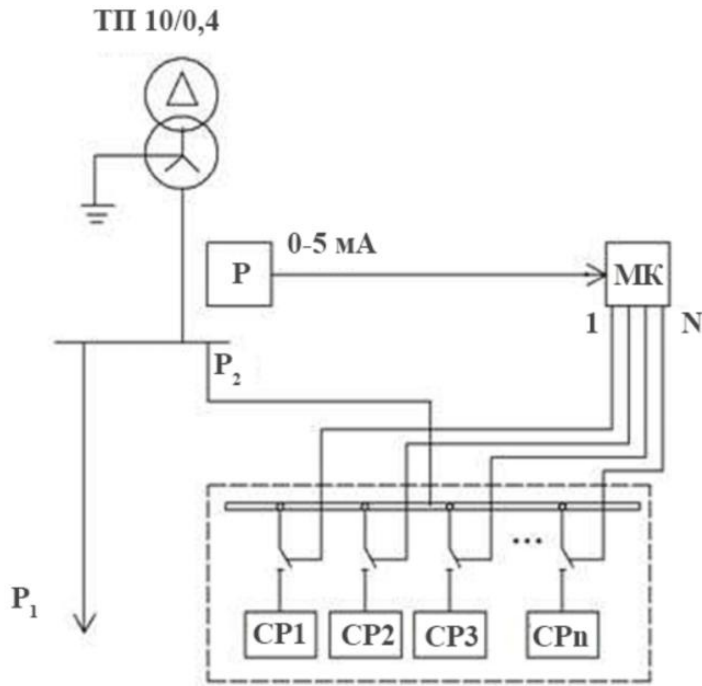


Рисунок 2.8 - Узагальнена структурна схема системи керування регульованими споживачами різних типів

Дані від датчиків передаються до мікроконтролерного модуля (МК), де вони використовуються для коригування поточного алгоритму роботи. Мікроконтролер, працюючи за закладеною програмою, виконує обробку отриманої інформації та формує відповідні керуючі сигнали, які подаються на виконавчі елементи.

Перший програмний блок відповідає за визначення вихідного стану комутаційних пристроїв.

Наступний блок призначений для обчислення загального навантаження, яке визначається таким способом:

$$S_{\text{сум}} = S_{\text{осн.сп.}} + X_i \cdot S_{\text{СП1}} + Y_i \cdot S_{\text{СП2}} \quad (2.26)$$

де $S_{\text{сум}}$ - сумарна потужність навантаження підстанції

$S_{\text{осн.сп.}}$ - некерована частина навантаження, сформована основними споживачами ТП;

$S_{\text{СП1}}, S_{\text{СП2}}$ - регульована частина навантаження споживачів-регуляторів.

Після виконання розрахунків проводиться перевірка умови $S_{\text{сум}} <$

$S_{\text{мах}}$.

Якщо ця нерівність виконується, система переходить до опитування датчиків окремих споживачів-регуляторів CP_i . У разі наявності можливості підключення відповідного CP_i , здійснюється активація його групи, після чого знову проводиться обчислення сумарної потужності $S_{\text{сум}}$.

Розрахунок $S_{\text{сум}}$ виконується дискретно з інтервалом $\Delta t = 5$ хвилин. Якщо ж умова $S_{\text{сум}} < S_{\text{max}}$ не дотримується, то відповідна група CP_i вимикається. Завершальним елементом алгоритму є блок, який забезпечує безпосереднє виконання команди на підключення.

Побудова автоматизованої системи керування СР передбачає оснащення кожного регулятора власним мікроконтролером, що визначає його робочий стан і контролює параметри роботи.

Так, льодоаккумулятор (СР1) функціонує у повністю автоматичному режимі, керованому термостатом, який відстежує товщину льодового шару. Компресор вмикається автоматично, коли товщина льоду зменшується до мінімально допустимого значення, і вимикається після досягнення верхньої межі.

Блок керування системою нагріву води (СР2) змінює потужність нагріву залежно від показів терморегулятора та температури води у баку. Увімкнення чи вимкнення окремих груп ТЕНів здійснюється через контактори, що забезпечує регулювання споживаної потужності та захист у разі аварійних режимів. До його складу входять автоматичні вимикачі, контактори нагрівальних секцій, захисні пристрої та каскадна плата керування з датчиком рівня води.

Ключовою задачею при одночасному використанні СР різних типів є побудова автоматизованого алгоритму, який враховує доступну електричну потужність і фактичну потребу кожного СР у роботі.

Алгоритм роботи мікроконтролера доцільно коригувати сезонно, оскільки протягом року відбувається зміна добового та місячного характеру навантаження.

Система керування включає датчик потужності та мікроконтролер, що формує команди на підключення того чи іншого СР або їх групи. Узагальнена блок-схема взаємодії різних типів регуляторів подана на рисунку 2.9.

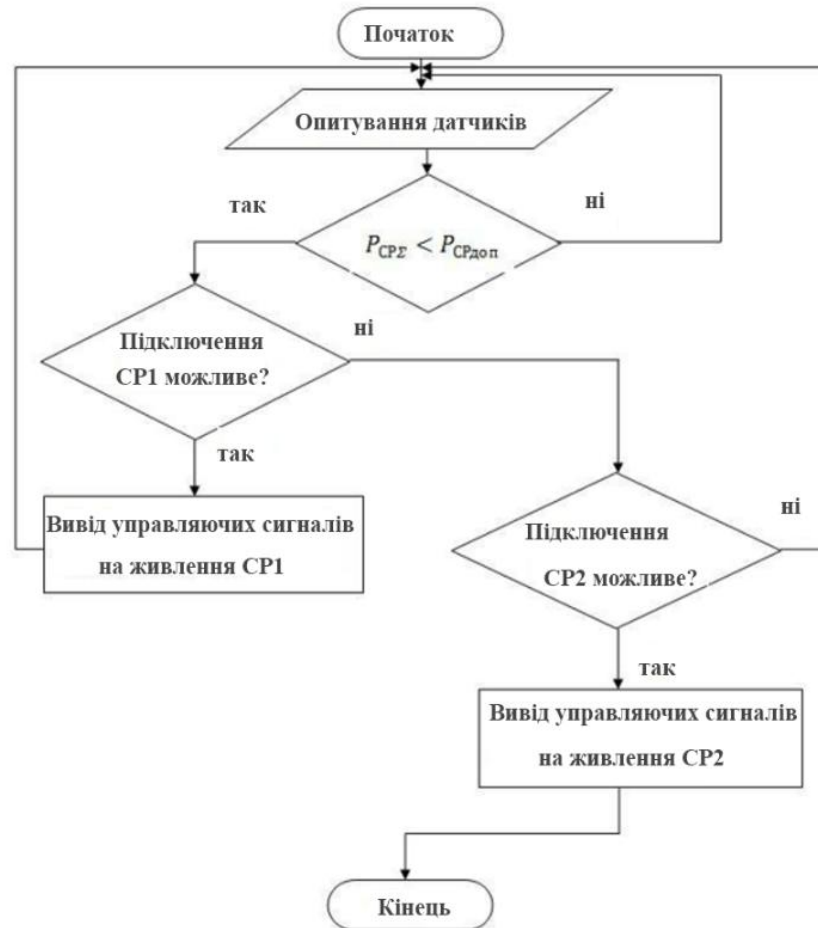


Рисунок 2.9 - Схема взаємодії регульованих споживачів різних типів

Впровадження описаного способу керування забезпечує можливість регулювання роботи різних видів споживачів-регуляторів. Одночасне використання систем теплопостачання та холодопостачання має низку суттєвих переваг. Залучення кількох типів СР дає змогу підвищити якість регулювання завдяки зменшенню величини кроку зміни потужності (оскільки можна використовувати окремі групи кожного СР). Крім того, система стає менш чутливою до завершеного технологічного циклу конк-

ретного СР: наприклад, якщо один із регуляторів уже накопичив потрібний обсяг льоду або гарячої води, але графік навантаження все ще потребує корекції, то регулювання може виконуватися іншим споживачем-регулятором.

Комплексне застосування СР різної природи та керування їх потужністю дозволяє задіяти невикористаний ресурс трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Це сприяє збільшенню обсягу електроенергії, що може бути передана існуючою мережею, а також зменшує амплітуду добових коливань навантаження.

В даному розділі проаналізовано підходи до вибору споживачів-регуляторів у системах теплопостачання, що передбачають поєднане використання кількох типів СР в межах одного об'єкта. Показано доцільність застосування як регулюючого навантаження систем електричного підігріву води з баками-акумуляторами для забезпечення гарячого водопостачання, оскільки це дозволяє підвищити обсяги надання послуг та їх якість.

Запропоновано метод корекції графіка електричного навантаження трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, що базується на оптимальному керуванні потужністю СР. Сформовано цільову функцію, де критерієм оптимальності виступає мінімізація загальних витрат на покриття втрат електроенергії, спричинених нерівномірністю ГЕН, та вартості електроенергії, необхідної для виконання технологічного циклу СР. Визначено граничні умови, що залежать від установлених потужностей регулюючих споживачів.

Сформовано алгоритм взаємодії СР різних типів для його імплементації у мікроконтролерні пристрої. Кожен споживач-регулятор обладнаний власним контролером, який визначає умови та параметри його роботи. У результаті система керування складається з датчика потужності та мікроконтролера, що формує команди на підключення відповідних груп СР.

3 ВИРІВНЮВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ РЕЖИМІВ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ПОБУТОВИХ РЕГУЛЬОВАНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

3.1 Структурна модель системи електропостачання

Для перевірки можливостей вирівнювання режимів у системі живлення за участю побутових споживачів-регуляторів розгляд здійснювався на рівні трансформаторної підстанції низької напруги 0,4 кВ.

З метою дослідження процесів у побутовій електромережі створено математичну модель у середовищі Matlab, яка відтворює роботу окремих елементів системи, їх взаємодію та вплив регулювання навантаження на симетрію фаз. Структурну схему побудованої моделі наведено на рис.3.1

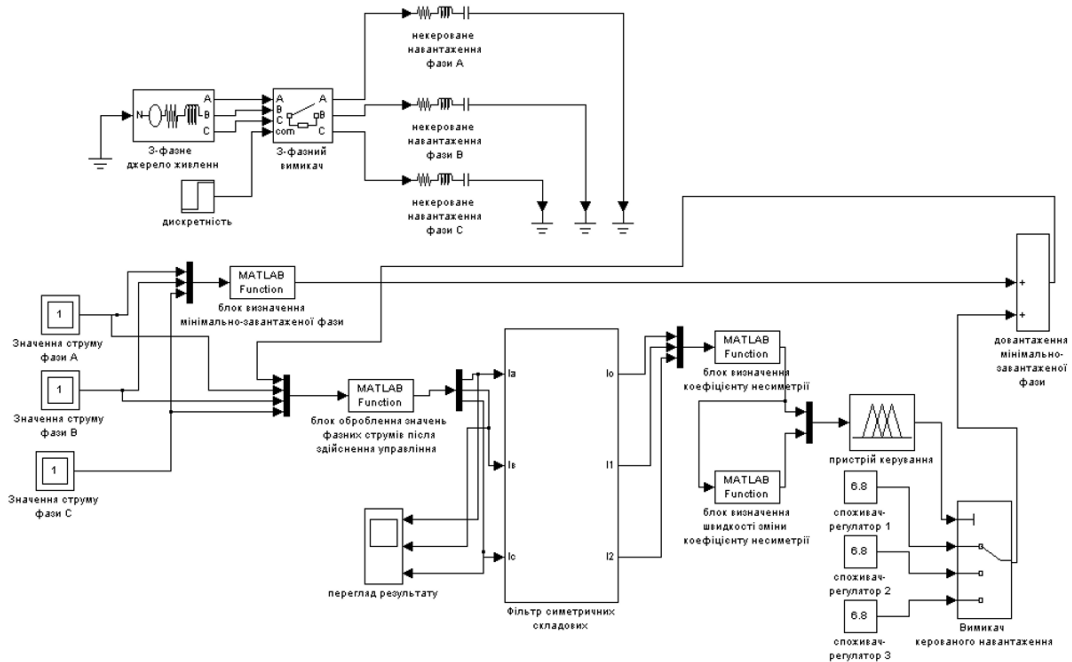


Рисунок 3.1 - Структурна модель системи електроживлення, розроблена у Matlab.

Модель надає можливість задавати значення потужностей некерованих навантажень у кожній фазі мережі. Після цього здійснюється вимірювання відповідних фазних струмів, які надходять на блок фільтрації симетричних складових. У подальших обчислювальних вузлах визначаються коефіцієнти

струмів та швидкість їх зміни для нульової послідовності. Отримані сигнали слугують вхідними параметрами для нечіткого контролера, який формує керувальний вплив - величину потужності споживача-регулятора (ЕВН ЄТ), що має бути підключений до фази з найменшим навантаженням.

Комутація керованого навантаження виконується за допомогою спеціального вимикача, після чого оновлені фазні струми знову надходять на фільтр симетричних складових. Блок оброблення результатів виконує повторний аналіз струмів і визначає нові значення для фази, що була найменш навантаженою, з урахуванням підключеної потужності споживача-регулятора.

3.2 Розрахунок коефіцієнта несиметрії струмів за складовою нульової послідовності

Електроживлення побутових споживачів здійснюється за чотирипровідною схемою, типова структурна конфігурація якої подана на рис. 3.2

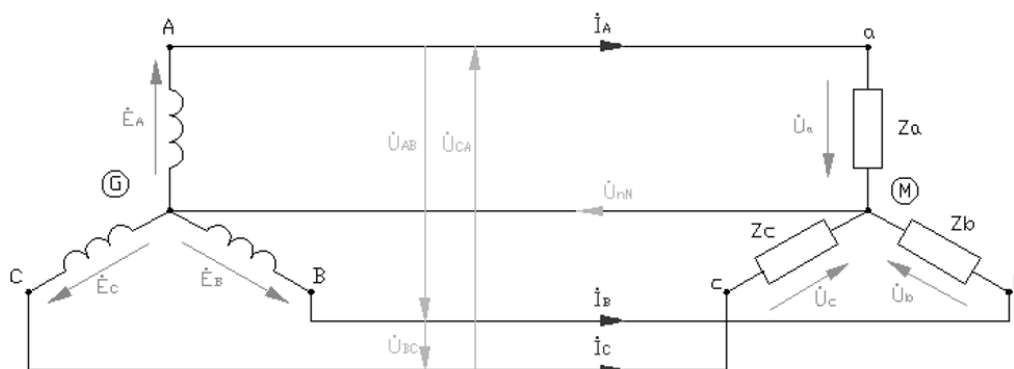


Рисунок 3.2 - Чотирипровідна система електроживлення.

На сьогоднішній день нормативними документами встановлено допустимі рівні несиметрії напруг. Зокрема, нормується коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю (допустиме середнє значення - 2,0 %, граничне - 4,0 %) та коефіцієнт несиметрії за нульовою послідовністю (аналогічно: 2,0 % та 4,0 % відповідно).

Якість електричної енергії за показником несиметрії напруг у нульовій послідовності вважається задовільною, якщо максимальне з усіх зафіксова-

них протягом доби значень цього коефіцієнта не перевищує гранично допустимого рівня, а середнє значення, що відповідає довірчій імовірності 95 % (за інтервалу 1 год. 12 хв.), не виходить за межі нормованого значення.

Також є алгоритм розрахунку наведених коефіцієнтів несиметрії напруги. Використовуючи аналогічний підхід, можна визначати коефіцієнт несиметрії струмів за нульовою послідовністю $k_0(I)_i$, замінюючи у формулах напруги на відповідні струми. Для чотирипровідних систем це визначення приймає вигляд:

$$k_{0(I)_i} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{0(I)_i}}{I_{1(I)_i}} \cdot 100$$

де $I_{0(I)_i}$ - діюче значення компоненти струму нульової послідовності основної частоти трифазного кола у i -му експерименті, А;

$I_{1(I)_i}$ - розраховане діюче значення міжфазного струму прямої послідовності основної частоти, А.

Для обчислення ефективного значення струму нульової послідовності та міжфазного струму прямої послідовності на основній частоті створено фільтр, що виконує розкладання струмів на симетричні складові.

3.2.1 Фільтр симетричних складових струму

Визначення симетричних складових струму здійснюється за допомогою методу симетричних складових.

$$I_{1A} = \frac{1}{3}(I_A + aI_B + a^2I_C)$$

$$I_{2A} = \frac{1}{3}(I_A + a^2I_B + aI_C)$$

$$I_{0A} = \frac{1}{3}(I_A + I_B + I_C)$$

де I_A, I_B, I_C - дійсні значення струмів для фаз А, В і С;

a - одиничний вектор з поворотом на 120° .

$$a = -0,5 + j0,866$$

$$a^2 = -0,5 - j0,866$$

Таким чином, струм прямої послідовності:

$$I_{1A} = \frac{1}{3}(I_A - 0,5I_B + j0,866I_B - 0,5I_C - j0,866I_C)$$

запишемо вираз так:

$$I_{1A} = \frac{1}{3}(I_{AB} + 0,5I_{BC} + j0,866I_{BC})$$

На основі залежностей (3.2) та (3.4) у середовищі Matlab реалізовано модель фільтра симетричних складових (рис. 3.3).

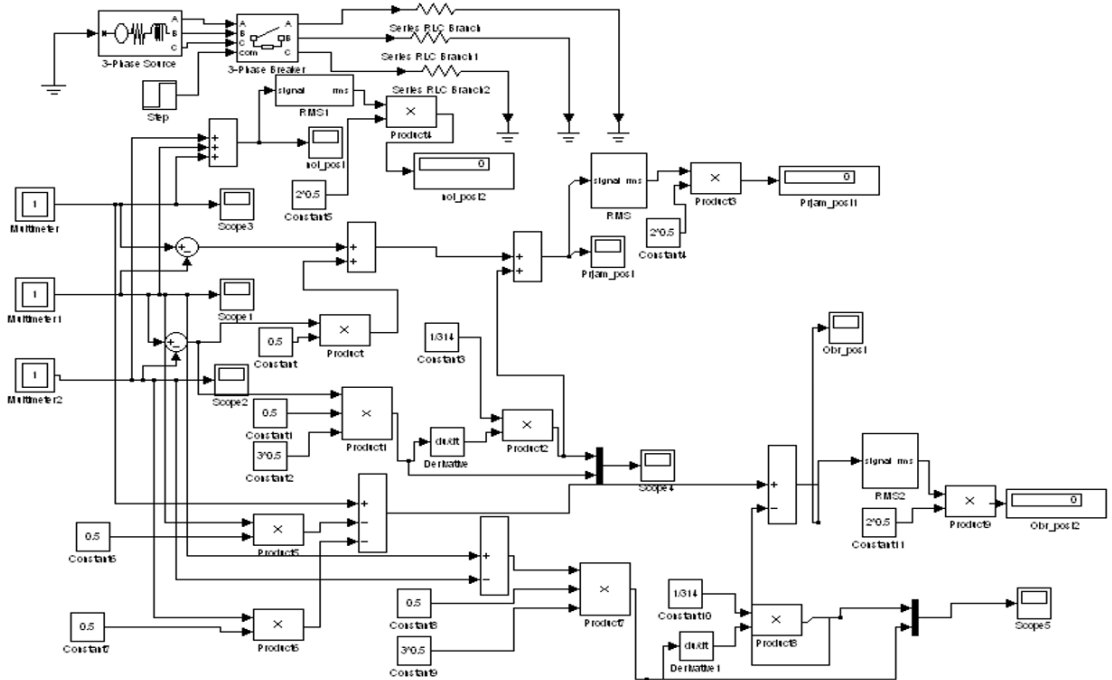


Рисунок 3.3 - Структура моделі фільтра симетричних складових, реалізованої в середовищі Matlab

За допомогою фільтра симетричних складових було проведено аналіз режимів споживання електроенергії з урахуванням ступеня симетрії фазного навантаження у чотирипровідних системах, характерних для побутового сектору електропостачання. Залежність коефіцієнта несиметрії навантаження визначалась як функція $k_{\text{нес}} = f(\Delta I)$, де під ΔI розуміли різницю між наван-

таженням найменш і найбільш завантажених фаз системи. Під час дослідження розглянуто режими несиметрії, що відповідають умовам, наведеним у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Вплив нерівномірності фазних струмів на коефіцієнт несиметрії нульової послідовності.

№	Струм I_A , в.о.	Струм I_B , в.о.	Струм I_C , в.о.	Струм I_{IA} , в.о.	$k_{нес}$, %	Струм I_0 , в.о.	Струм I_1 , в.о.
1	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	1,0
2	1,0	1,0	0,98406	0,00594	0,3465	0,00198	0,988218
3	1,0	1,0	0,977853	0,012147	0,7029	0,004059	0,985743
4	1,0	1,0	0,971784	0,018216	1,05831	0,006039	0,983961
5	1,0	1,0	0,965745	0,024255	1,4157	0,008098	0,98208
6	1,0	1,0	0,959637	0,030363	1,7721	0,0099	0,979704
7	1,0	1,0	0,953568	0,036432	2,1285	0,012177	0,977823
8	1,0	1,0	0,94743	0,04257	2,4849	0,014157	0,976041
9	1,0	1,0	0,941411	0,048589	2,8512	0,016236	0,973566
10	1,0	1,0	0,935352	0,054648	3,2175	0,018216	0,971784
11	1,0	1,0	0,929313	0,060687	3,5739	0,020196	0,970002
12	1,0	1,0	0,923175	0,066825	3,9501	0,022275	0,967527
13	1,0	0,9694	0,923175	0,066825	3,4551	0,019305	0,957825
14	1,0	0,993	0,98406	0,00594	0,3465	0,00202	0,985743
15	1,0	0,98775	0,977853	0,012147	0,7029	0,004049	0,98208
16	1,0	0,9819	0,971784	0,018216	1,06425	0,006069	0,977823
17	1,0	0,9760	0,965745	0,024255	1,4256	0,008098	0,973566
18	1,0	0,96929	0,959637	0,030363	1,7919	0,010128	0,970002
19	1,0	0,9627	0,953568	0,036432	2,1285	0,012177	0,965745
20	1,0	0,9330	0,923175	0,066825	4,059	0,022275	0,945648

На основі отриманих результатів встановлено, що потужність регульовального ресурсу в межах нормальної допустимості повинна становити близько 4 % від потужності найбільш навантаженої фази, а у гранично допусти-

мих умовах - до 7 %. Якщо значення коефіцієнта несиметрії $k_{\text{нес}} \leq 4\%$, то така несиметрія вважається сталою і може бути усунута шляхом корекції розподілу навантаження між фазами мережі.

3.3 Регулювання споживання електроенергії з урахуванням симетрії мережі

Для регулювання режимів споживання електричної енергії за показником симетрії розроблено та проаналізовано замкнену систему керування зі зворотним зв'язком, структурна схема якої представлена на рис. 3.3.

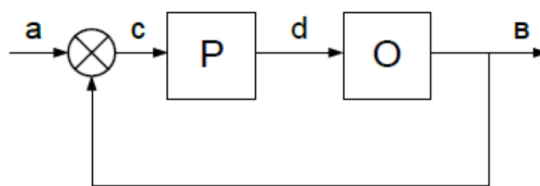


Рисунок 3.4 - Структурна модель системи керування

a - сигнал, що подається на вхід системи електропостачання; b - сигнал, який формується на її виході; c - сигнал відхилення, що відображає різницю між заданим і фактичним значенням; d - керуючий сигнал, сформований регулятором.

Як вхідні параметри для реалізації процесу керування обрано коефіцієнт несиметрії струмів за нульовою послідовністю, що виступає основним показником ступеня несиметрії й визначається за формулою (3.1), а також швидкість його зміни

$$V_{\text{кнес}} = \frac{dk_{\text{нес}}}{dt}$$

або.

$$V_{\text{кнес}} = \frac{V(t_2) - V(t_1)}{t_2 - t_1}.$$

Використання цього параметра дозволяє враховувати тенденцію розвитку режиму та зменшити кількість необхідних керуючих впливів. Вихідним

сигналом регулятора є потужність споживачів-регуляторів P , яку слід підключити до найменш завантаженої фази мережі. Отримуємо:

$$P = f_d(k_{нес}, V k_{нес})$$

де f_d - залежність, що описує взаємозв'язок між змінними величинами P , $k_{нес}$ та $V k_{нес}$.

Інтервал дискретності формування керуючого сигналу в системі встановлено рівним 10 хвилинам. Таким чином, під час генерування керуючої дії враховується середня швидкість зміни коефіцієнта несиметрії за зазначений часовий проміжок, а також його поточне значення на завершення інтервалу

3.4 Вибір параметрів регулятора для системи керування

У сучасній практиці застосовується велика різноманітність регуляторних пристроїв, класифікованих за різними ознаками. Наш об'єкт управління відрізняється високою складністю: відсутня достатня апріорна інформація щодо динаміки процесу, математична модель виходить надто громіздкою, а параметри системи можуть змінюватися в широких межах. Через це однозначне встановлення вхідних і вихідних величин регулятора є складним завданням, а керування має виконуватись в режимі реального часу.

У такій ситуації більш практичним є представлення знань експертів у лінгвістичній формі. Саме тому для задачі було обрано підхід на базі нечіткої логіки і спроектовано нечіткий регулятор.

Фреймворк нечіткої логіки вже тривалий час (понад десять років) застосовується з успіхом для вирішення проблем, в яких вхідні дані мають високу нерозпоряджуваність або слабку формалізацію.

Переваги цього підходу можна окреслити так:

- можна формулювати умови та процедури рішення природною мовою, близькою до мови фахівця;
- універсальність: відповідно до теореми про апроксимацію нечітких систем (Fuzzy Approximation Theorem), доведеної Б. Каско (1993), будь-

яку математичну відношення можна наближено відтворити системою на основі нечіткої логіки;

- практична ефективність, що випливає з теоретичних результатів, подібних до теорем про універсальність штучних нейронних мереж - для довільної неперервної функції на компактi існує нечітка система, яка наближує її з бажаною точністю (формальний запис можна дати у вигляді: для будь-якої неперервної g на U і для довільного ϵ знайдеться нечітка система $f(x)$ така, що $\sup_{x \in U} |g(x) - f(x)| < \epsilon$).

Однак метод має і слабкі сторони:

- базовий набір нечітких правил формується людиною-експертом і може бути неповним або суперечливим;

- вибір форми та параметрів функцій належності для входних і вихідних змінних носить суб'єктивний характер і не завжди відтворює реальну поведінку процесу повноцінно.

Беручи до уваги вказані обмеження, необхідно проводити ретельну валідацію прийнятої нечіткої моделі та перевіряти її адекватність реальним режимам роботи системи.

Узагальнену функціональну схему системи керування з нечітким регулятором подано на рис. 3.5.

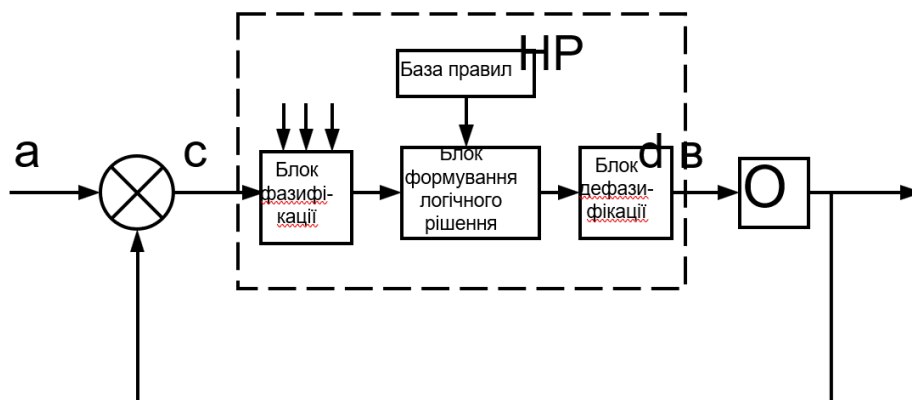


Рисунок 3.5 - Схема системи керування з нечітким регулятором

Структурна схема системи управління складається з пристрою порівняння, нечіткого регулятора (НР), об'єкта керування (О) та контуру зворотного зв'язку.

До складу нечіткого регулятора входять три основні функціональні блоки:

блок фазифікації, який перетворює чіткі значення вхідних параметрів у нечіткі множини;

блок логічного висновку (формування рішення), де на основі бази правил та нечітких операцій формується поточна керуюча дія;

блок дефазифікації, який виконує зворотне перетворення - переводить отримане нечітке рішення у чітке керуюче значення для подачі на об'єкт управління.

3.5 Мінімізація додаткових втрат у кабельних електролініях

На вводах п'яти 108-квартирних житлових будинків у період максимального навантаження було виконано вимірювання пофазних струмів:

1-й буд. $I_A = 127,0\text{A}$ $I_B = 156,0\text{A}$ $I_C = 240,0\text{A}$ $L_{кл} = 80,0\text{м}$;

2-й буд. $I_A = 120,0\text{A}$ $I_B = 276,0\text{A}$ $I_C = 196,0\text{A}$ $L_{кл} = 100,0\text{м}$;

3-й буд. $I_A = 235,0\text{A}$ $I_B = 87,0\text{A}$ $I_C = 180,0\text{A}$ $L_{кл} = 100,0\text{м}$;

4-й буд. $I_A = 250,0\text{A}$ $I_B = 80,0\text{A}$ $I_C = 180,0\text{A}$ $L_{кл} = 90,0\text{м}$;

5-й буд. $I_A = 180,0\text{A}$ $I_B = 260,0\text{A}$ $I_C = 100,0\text{A}$ $L_{кл} = 80,0\text{м}$.

Визначення ступеня несиметрії та розрахунок додаткових втрат енергії, що виникають унаслідок її появи

1-й буд.

$$I_{сер} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{127 + 156 + 240}{3} = 174,3\text{A}$$

$$N_H^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{сер}^2} = \frac{127^2 + 156^2 + 240^2}{3 \cdot 174,3^2} = 1,12$$

де N_n^2 - стандартне (середньоквадратичне) значення коефіцієнта несиметрії.

$$K = N_n^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} = 1,12 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} \right) - 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} = 1,48$$

де K - коефіцієнт, що характеризує величину додаткових втрат електроенергії, спричинених несиметрією (у цьому випадку вони становлять 48%);

r_0 - опір нульового проводу для заданої довжини;

r_ϕ - опір фазного проводу при тій самій довжині.

Розрахунок втрат потужності:

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{сер}^2 \cdot r_\phi \cdot K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 174,3^2 \cdot 0,0496 \cdot 1,48 \cdot 10^{-3} = 6,7 \text{ кВт}$$

Надлишкові енергетичні втрати в умовах несиметрії:

$$W_P^{нес} = W_P^{нов} \cdot (K - 1) = 6,7 \cdot 2904 \cdot (1,48 - 1) = 9339,3 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

2-й буд.

$$I_{сер} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{120 + 276 + 196}{3} = 197,3 \text{ А}$$

$$N_n^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{сер}^2} = \frac{120^2 + 276^2 + 196^2}{3 \cdot 197,3^2} = 1,1$$

$$K = N_n^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} = 1,1 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,124}{0,062} \right) - 1,5 \frac{0,124}{0,062} = 1,4$$

Розрахунок втрат потужності:

$$\Delta P_{кл} = 3 \cdot I_{сер}^2 \cdot r_\phi \cdot K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 197,3^2 \cdot 0,062 \cdot 1,4 \cdot 10^{-3} = 10,1 \text{ кВт}$$

Надлишкові енергетичні втрати в умовах несиметрії:

$$W_P^{нес} = W_P^{нов} \cdot (K - 1) = 10,1 \cdot 2904 \cdot (1,4 - 1) = 11732 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

3-й буд.

$$I_{\text{сеп}} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{235 + 87 + 180}{3} = 167,3 \text{ А}$$

$$N_H^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{\text{сеп}}^2} = \frac{235^2 + 87^2 + 180^2}{3 \cdot 167,3^2} = 1,13$$

$$K = N_H^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} = 1,13 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,124}{0,062} \right) - 1,5 \frac{0,124}{0,062} = 1,52$$

Розрахунок втрат потужності:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_{\text{сеп}}^2 \cdot r_\phi \cdot K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 167,3^2 \cdot 0,062 \cdot 1,52 \cdot 10^{-3} = 7,9 \text{ кВт}$$

Надлишкові енергетичні втрати в умовах несиметрії:

$$W_P^{\text{нес}} = W_P^{\text{нов}} \cdot (K - 1) = 7,9 \cdot 2904 \cdot (1,52 - 1) = 11929,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

4-й буд.

$$I_{\text{сеп}} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{250 + 80 + 180}{3} = 170 \text{ А}$$

$$N_H^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{\text{сеп}}^2} = \frac{250^2 + 80^2 + 180^2}{3 \cdot 170^2} = 1,16$$

$$K = N_H^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} = 1,16 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,112}{0,056} \right) - 1,5 \frac{0,112}{0,056} = 1,64$$

Розрахунок втрат потужності:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_{\text{сеп}}^2 \cdot r_\phi \cdot K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 170^2 \cdot 0,056 \cdot 1,64 \cdot 10^{-3} = 8 \text{ кВт}$$

Надлишкові енергетичні втрати в умовах несиметрії:

$$W_P^{\text{нес}} = W_P^{\text{нов}} \cdot (K - 1) = 8 \cdot 2904 \cdot (1,64 - 1) = 14403,8 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

5-й буд.

$$I_{\text{сеп}} = \frac{I_A + I_B + I_C}{3} = \frac{180 + 260 + 100}{3} = 180 \text{ А}$$

$$N_H^2 = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3 \cdot I_{\text{сеп}}^2} = \frac{180^2 + 260^2 + 100^2}{3 \cdot 180^2} = 1,13$$

$$K = N_H^2 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} \right) - 1,5 \frac{r_0}{r_\phi} = 1,13 \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} \right) - 1,5 \frac{0,0992}{0,0496} = 1,52$$

Розрахунок втрат потужності:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_{\text{сер}}^2 \cdot r_{\phi} \cdot K \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 180^2 \cdot 0.0496 \cdot 1.52 \cdot 10^{-3} = 7,3 \text{ кВт}$$

Надлишкові енергетичні втрати в умовах несиметрії:

$$W_P^{\text{нес}} = W_P^{\text{нов}} \cdot (K - 1) = 7,3 \cdot 2904 \cdot (1.52 - 1) = 11023,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}$$

З отриманих результатів видно, що втрати електричної енергії у кабельних лініях і в умовах несиметричного навантаження мають значний рівень.

Отже, для зменшення втрат у мережах 220-380 В комунально-побутового призначення необхідно: по-перше, виконати комплексну реконструкцію електричних мереж; по-друге, впровадити сучасні засоби обліку; по-третє, у разі наявності несиметрії доцільно застосовувати ФСП, що дозволяє усунути цю проблему.

Запропонований метод керування навантаженням для симетрування режимів електроспоживання ефективно працює при будь-яких струмах і не потребує регулярного переналаштування навіть за змін конфігурації системи чи приєднаних електроприймачів.

Забезпечення можливості перемикання однофазних навантажень між фазами призведе до покращення якості електроенергії, скорочення втрат від нерівномірного завантаження фаз та зменшення ймовірності аварійних ситуацій, пов'язаних із перекосом фаз.

4 ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ ДЛЯ ВИРІВНЮВАННЯ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ

4.1 Аналіз модифікації добових графіків електроспоживання

Для того щоб оцінити ступінь вирівнювання графіка електричного навантаження, зазвичай визначають низку основних параметрів: коефіцієнт нерівномірності, коефіцієнт максимуму та коефіцієнт заповнення ГЕН. Однак ці показники не дають повної картини, оскільки характеризують лише окремі моменти графіка, а не відображають загальну конфігурацію нерівномірності. Дисперсія також не забезпечує всебічної оцінки, адже вона відображає тільки відхилення значень потужності від середнього рівня; подібну інформацію дає й коефіцієнт форми.

На рисунку 4.1 представлено добовий графік навантаження ТП 10/0,4 кВ, що живить житлові будинки з електричними плитами, який демонструє складність оцінювання форми ГЕН лише за зазначеними вище параметрами.

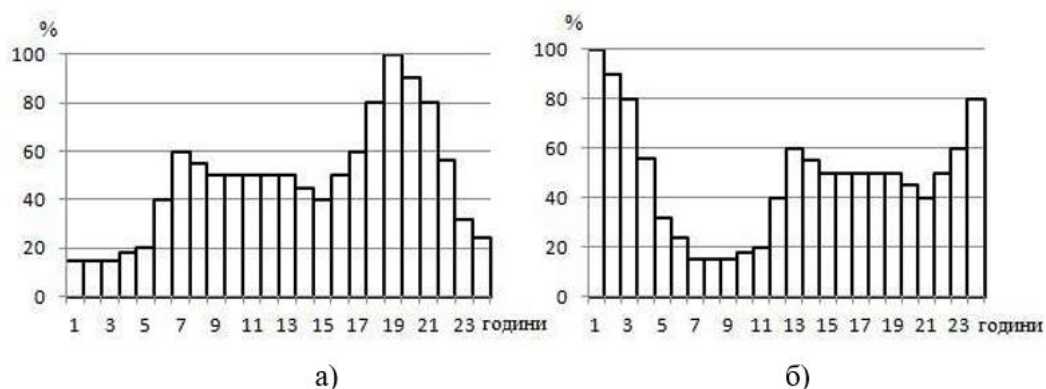


Рисунок 4.1 - Порівняння графіків навантаження ТП 10/0,4 кВ для будинків з електроплитами: а) базовий профіль; б) профіль, зміщений на 6 годин

Зростання електроспоживання у нічний період або перенесення пікових навантажень на нічні години не завжди забезпечує вирівнювання графіка електричного навантаження на локальному рівні. Проте такі дії можуть суттєво впливати на режим роботи енергосистеми вищого рівня.

Тому добовий графік окремого споживача не повинен наближатися

до ідеально рівної лінії, а має формуватися з урахуванням необхідності компенсувати конфігурацію ГЕН енергосистеми загалом. Іншими словами, потрібно орієнтуватися на графік, який є протилежним до ГЕН ЕС. Це вимагає запровадження спеціальних коефіцієнтів, що дозволяють оцінити корисний ефект від такої компенсації нерівномірності.

За допомогою моделювання було визначено допустиму потужність споживачів-регуляторів і побудовано сумарний графік навантаження ТП 10/0,4 кВ після їх підключення рис 4.2.

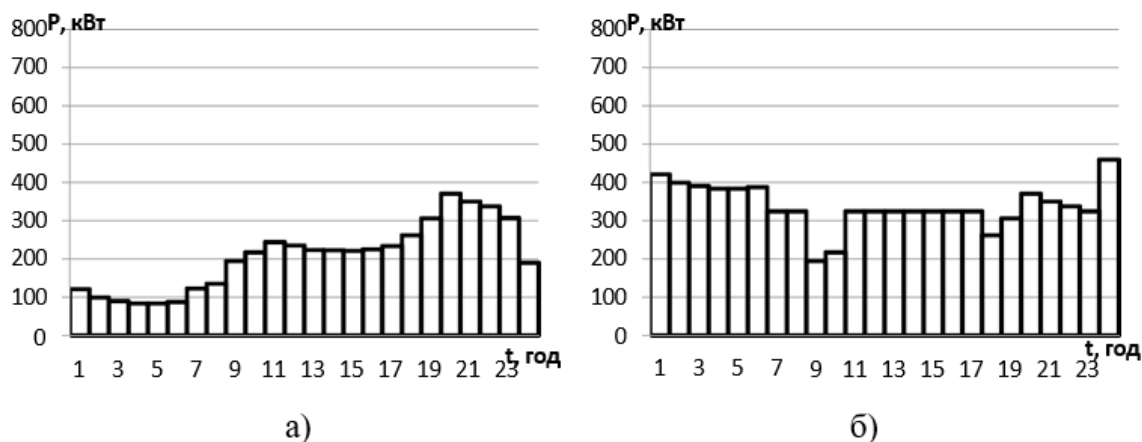


Рисунок 4.2 - Порівняння добових навантажень ТП 10/0,4 кВ:
а) без СР; б) із врахуванням СР

Проведено аналіз зміни основних параметрів добових графіків електричного навантаження до та після інтеграції споживачів-регуляторів (табл. 4.1-4.2). Отримані результати підтверджують, що підключення та керування роботою СР забезпечує помітне вирівнювання ГЕН ТП 10/0,4 кВ.

$$P_c = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot \Delta t_i}{T}$$

Таблиця 4.1 - Аналіз ключових характеристик графіків електричних навантажень ТП 10/0,4 кВ.

№	Показник	Позначення	ТП 10/0,4 кВ пе- ред включен- ням СР	ТП 10/0,4 кВ після включення СР
1	Пікове навантаження, кВт	P_{max}	367,092	454,6971
2	Найменше навантаження, кВт	P_{min}	83,061	192,753
3	Середнє значення навантаження, кВт	$P_c = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot \Delta t_i}{T}$	204,9498	334,4715
4	Середньоквадратичне значення навантаження, кВт	$P_{ск} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot \Delta t_i}$	222,255	339,3126
5	Коефіцієнт нерівномірності навантаження	$K_H = \frac{P_{min}}{P_{max}}$	0,2277	0,4158
6	Коефіцієнт використання потужності ТП	$K_3 = \frac{P_c}{P_{ном}}$	0,2574	0,4158
7	Значення коефіцієнта форми	$K_\phi = \frac{P_{ск}}{P_c}$	1,07316	1,00386
8	Значення коефіцієнта максимуму	$K_M = \frac{P_p}{P_c}$	1,7721	1,3464
9	Значення коефіцієнта попиту	$K_\pi = \frac{P_p}{P_{ном}}$	0,4554	0,5643
10	Значення коефіцієнта заповнення графіка	$K_{зг} = \frac{P_c}{P_{max}}$	0,5544	0,7326
11	Час використання максимального навантаження (год)	$T_{макс} = \frac{P_c \cdot T}{P_{max}}$	13,266	17,4735
12	Тривалість максимальних втрат потужності (год)	$\tau = \frac{P_{ск}^2 \cdot T}{P_{max}^2}$	7,4052	12,8601
13	Передача електричної енергії в мережу	W	4918,815	8027,415

4.2 Оцінка економічної ефективності використання регульованих споживачів

Ефективність використання систем електричного нагріву води з баками-акумуляторами як споживачів-регуляторів обґрунтована за умови виконання такої залежності:

$$\frac{T \cdot \sum_{i=1}^5 k_i \cdot P_{CPI} \cdot T_i}{V} + B_{\text{рес}} + B_{\text{к.вкл}} \leq B_{\text{посл}} \quad (4.1)$$

де V - обсяг послуги, що забезпечується споживачем-регулятором;

$B_{\text{рес}}$ - вартість необхідного ресурсу (для систем електричного нагріву води - ціна холодної води, яка становить 9,24 грн);

$B_{\text{к.вкл}}$ - капітальні витрати на встановлення СР (для СНВЕ - 3,94 грн на 1 м³);

$B_{\text{посл}}$ - ціна послуги за відсутності СР. Усі наведені величини подано в перерахунку на одиницю об'єму наданої послуги. Тарифи на гаряче водопостачання для населення (разом із вартістю холодної води) становлять 73,29 грн/м³ або 67,74 грн/м³ - залежно від наявності рушникосушильної системи.

Отримані за формулою (4.1) результати показують, що собівартість послуги гарячого водопостачання, наданої споживачем-регулятором, приблизно на 15 % нижча порівняно з централізованою системою ГВП.

4.3 Скорочення втрат у електромережі шляхом керування роботою споживачів-регуляторів

Одним із ключових показників ефективності роботи системи передачі та розподілу електроенергії є рівень втрат у мережах. Значною мірою ці втрати залежать від форми та амплітуди зміни навантаження в часі.

Дослідження технічного оптимуму (мінімального значення) відносних втрат у трансформаторі свідчать, що така умова реалізується тоді, коли величини постійної та змінної складових втрат є рівними. Це спостерігається при коефіцієнті завантаження приблизно 0,4. Відповідний показ-

ник визначають за наступною формулою:

$$k_{3.опт} = \sqrt{\frac{\Delta P_{xx}}{\Delta P_{кз}}} \quad (4.2)$$

При зміні рівня навантаження відповідним чином змінюється й коефіцієнт корисної дії трансформатора. Для розрахунку ККД у залежності від величини навантаження застосовують таку формулу:

$$\eta = 1 - \frac{k_3^2 \cdot P_{кз} + P_{xx}}{k_3 S_{ном} \cos \varphi_2 + k_3^2 P_{кз} + P_{xx}} \quad (4.3)$$

На рисунку 4.7 наведено графік, що відображає зміну коефіцієнта корисної дії трансформатора η у залежності від значення коефіцієнта завантаження k_3 .

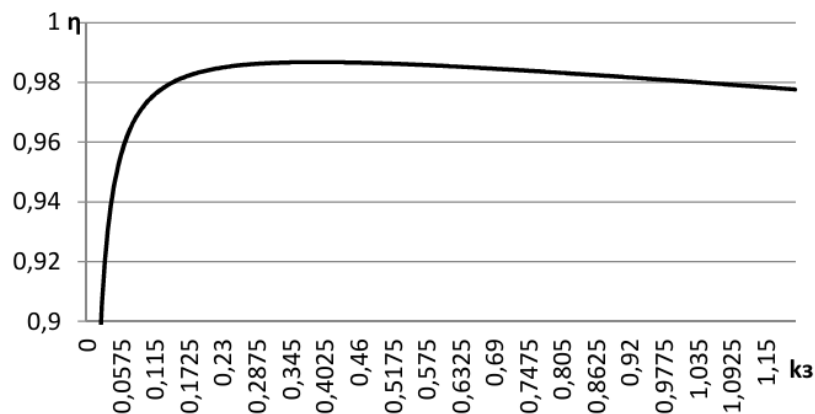


Рисунок 4.3 - Залежність ККД трансформатора η від коефіцієнта завантаження k_3

Величину відносних втрат за різних рівнів завантаження трансформатора можна обчислити за такою залежністю:

$$\Delta P_{відн,i} = \frac{\Delta P_i}{P_i} \quad (4.4)$$

На рисунку 4.8 подано графік, що ілюструє зміну відносних втрат у

трансформаторі залежно від значення коефіцієнта завантаження.

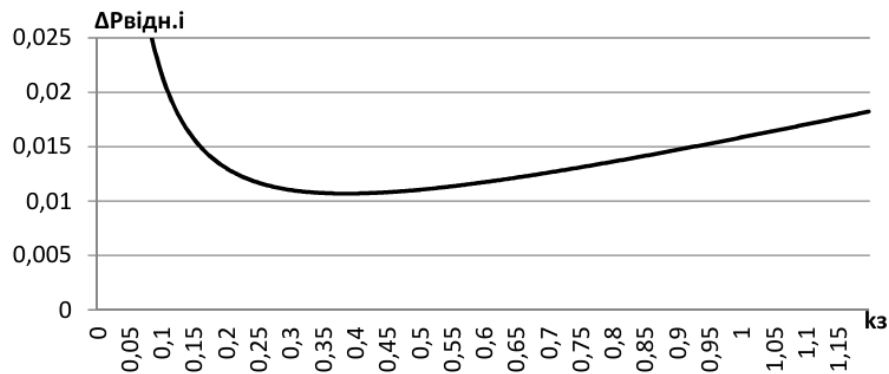


Рисунок 4.4 - Відносні втрати трансформатора при різних коефіцієнтах завантаження

Реактивні втрати у режимі холостого ходу дорівнюють:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}[\%]S_{ном}}{100} \quad (4.5)$$

Втрати реактивної потужності мають вигляд:

$$\Delta Q_{тр} = n\Delta Q_{xx} + \frac{1}{n} \frac{U_{кз} S_{ТНН}^2}{S_{тр.ном}} \quad (4.9)$$

Для трансформаторів, що працюють із низьким рівнем завантаження, доцільно збільшувати навантаження за допомогою споживачів-регуляторів. Це дає можливість підвищити ефективність функціонування розподільчих електромереж за рахунок зменшення втрат електроенергії в перерахунку на 1 кВт·год відпущеної енергії.

У роботі розглянуто вплив керування потужністю СР на добовий графік навантаження ТП 10/0,4 кВ, зокрема: зміщення частини споживання в часі з метою вирівнювання ГЕН та можливого зменшення необхідної приєднаної потужності об'єкта.

Досліджуваний фрагмент мережі (рис.4.5) охоплює трансформаторну підстанцію ТП-2, обладнану двома трансформаторами по 400 кВА. Від цієї підстанції живляться чотири дев'ятиповерхові житлові будинки.

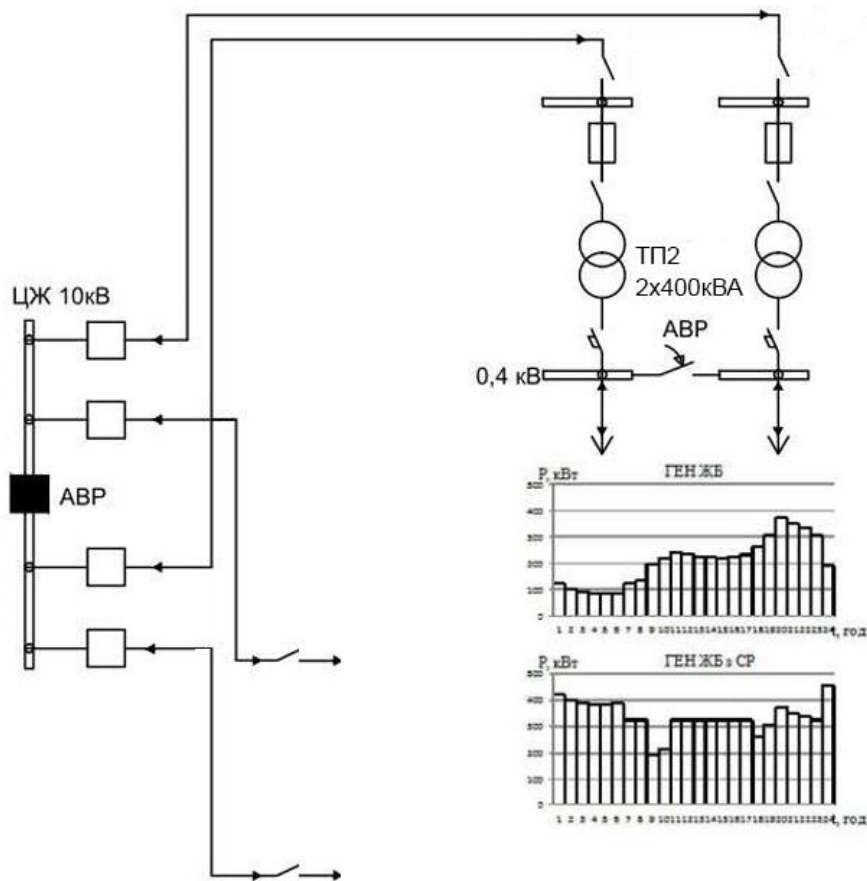


Рисунок 4.5 - Схема досліджуваної ділянки підстанції ТП2

У таблиці 4.2 подано технічні характеристики трансформаторів, використані для розрахунку втрат потужності та електроенергії.

Таблиця 4.2 - Технічні характеристики трансформаторів.

№	Потужність, кВА	Тип охолодження	Напруга, кВ	Втрати холостого ходу $\Delta P_{хх}$, Вт	Втрати КЗ $\Delta P_{кз}$, Вт	Напруга КЗ $\Delta U_{кз}$, %	Струм $I_{хх}$, %	Схема з'єднання
1	400	Масляний	10 / 0,4	910	5 550	4,7	1,9	зірка-зірка із нулем

Безперервні зміни навантаження спричиняють відповідні коливання втрат потужності в кожному інтервалі часу, що, у свою чергу, визначає величину втрат електричної енергії. Для виконання розрахунків використано змодельовані добові графіки навантаження. Підсумкові значення

втрат потужності до та після підключення споживачів-регуляторів для трансформаторної підстанції подано у таблицях 4.3-4.4.

Таблиця 4.3 -Обчислення втрат потужності в трансформаторах ТП-2

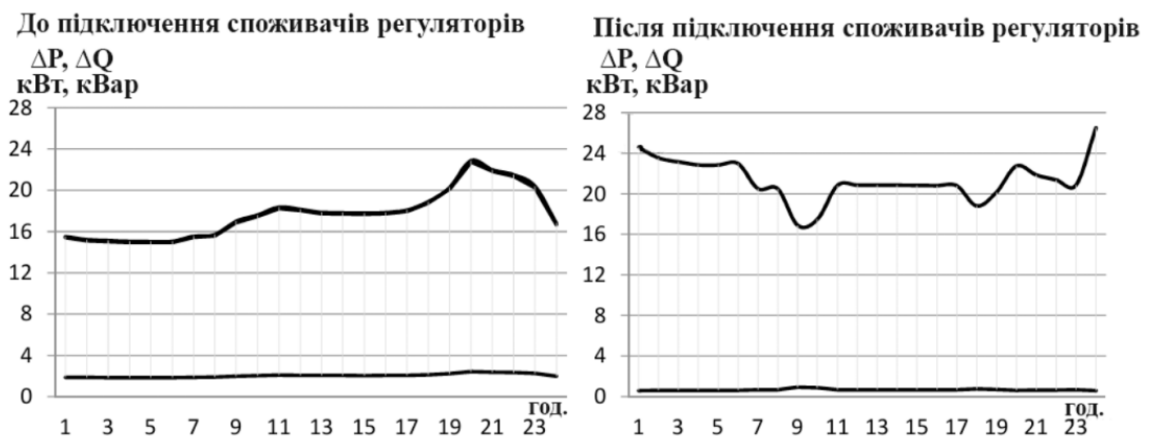
t, год	Навантаження S, кВА	Активні втрати ΔP, кВт	ΔP, %	Реактивні втрати ΔQ, кВАр	ΔQ, %	Повні втрати ΔS, кВА	ΔS, %	ККД η
1	137,0	1,93	1,41	15,89	11,60	16,01	11,68	0,9915
2	115,2	1,90	1,65	15,48	13,44	15,61	13,55	0,9903
3	107,0	1,90	1,77	15,37	14,36	15,49	14,47	0,9897
4	100,9	1,89	1,87	15,29	15,19	15,42	15,30	0,9891
5	99,2	1,89	1,90	15,28	15,44	15,40	15,54	0,9890
6	100,8	1,89	1,87	15,31	15,20	15,43	15,30	0,9891
7	138,4	1,94	1,40	15,85	11,44	15,97	11,53	0,9916
8	148,1	1,96	1,32	16,08	10,85	16,20	10,93	0,9920
9	214,2	2,04	0,95	17,12	8,00	17,24	8,05	0,9934
10	238,5	2,10	0,88	17,74	7,44	17,87	7,49	0,9936
11	266,1	2,16	0,81	18,49	6,95	18,62	6,99	0,9938
12	258,7	2,15	0,83	18,29	7,06	18,42	7,11	0,9938
13	248,2	2,13	0,86	18,00	7,24	18,13	7,29	0,9937
14	247,0	2,12	0,86	17,97	7,26	18,10	7,31	0,9937
15	245,3	2,12	0,86	17,92	7,30	18,05	7,35	0,9937
16	247,8	2,12	0,85	18,00	7,25	18,13	7,30	0,9937
17	256,1	2,14	0,84	18,22	7,10	18,35	7,15	0,9938
18	283,4	2,20	0,78	19,02	6,70	19,15	6,75	0,9939
19	324,8	2,30	0,71	20,43	6,29	20,56	6,33	0,9940
20	390,9	2,52	0,64	23,03	5,89	23,16	5,92	0,9939
21	369,5	2,46	0,66	22,18	6,00	22,32	6,04	0,9939
22	356,8	2,41	0,67	21,66	6,07	21,80	6,11	0,9939
23	327,9	2,32	0,71	20,55	6,27	20,68	6,31	0,9940
24	205,0	2,01	0,98	16,92	8,25	17,04	8,31	0,9933
Усього / середнє	5058,0	50,62	1,00%	431,3	9,10%	434,5	9,16%	0,9935

Таблиця 4.4 - Обчислення втрат потужності трансформаторів ТП-2 після інтеграції споживачів-регуляторів.

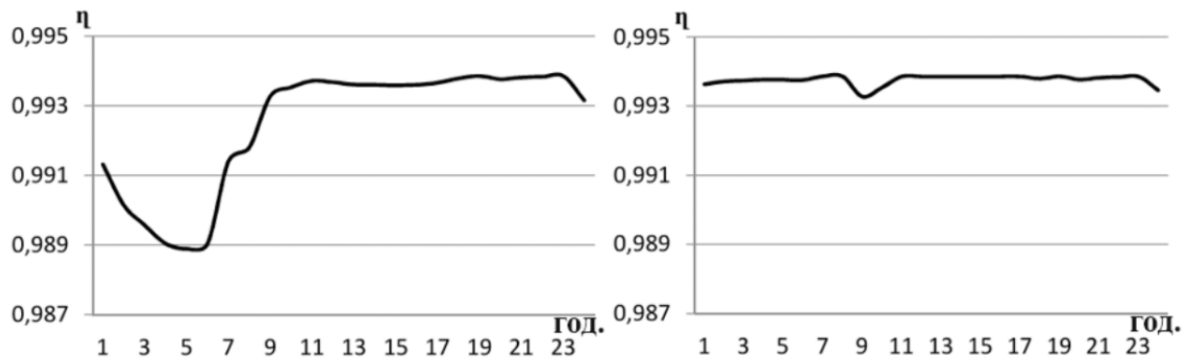
t, год	Навантаження S, кВА	Активні втрати ΔP, кВт	ΔP, %	Реактивні втрати ΔQ, кВАр	ΔQ, %	Повні втрати ΔS, кВА	ΔS, %	ККД η
1	424,7748	2,57742	0,60939	24,54543	5,77422	24,6753	5,80419	0,992606
2	402,597	2,4975	0,61938	23,51646	5,83416	23,64633	5,86413	0,992706
3	393,7059	2,46753	0,62937	23,11686	5,86413	23,24673	5,8941	0,992706
4	387,1125	2,44755	0,62937	22,82715	5,8941	22,95702	5,92407	0,992806
5	386,613	2,43756	0,62937	22,79718	5,8941	22,92705	5,92407	0,992806
6	390,0096	2,44755	0,62937	22,94703	5,87412	23,0769	5,91408	0,992806
7	328,8708	2,26773	0,68931	20,4795	6,22377	20,59938	6,25374	0,992906
8	328,2714	2,25774	0,68931	20,44953	6,22377	20,5794	6,26373	0,992906
9	209,4903	1,98801	0,94905	16,85313	8,04195	16,97301	8,0919	0,992307

10	233,766	2,03796	0,86913	17,46252	7,46253	17,5824	7,51248	0,992507
11	337,2624	2,28771	0,67932	20,78919	6,15384	20,91906	6,1938	0,992906
12	338,0616	2,28771	0,67932	20,81916	6,15384	20,94903	6,1938	0,992906
13	337,8618	2,28771	0,67932	20,80917	6,15384	20,93904	6,1938	0,992906
14	337,8618	2,28771	0,67932	20,80917	6,15384	20,93904	6,1938	0,992906
15	337,662	2,28771	0,67932	20,80917	6,15384	20,92905	6,1938	0,992906
16	336,7629	2,28771	0,67932	20,76921	6,16383	20,89908	6,20379	0,992906
17	336,663	2,28771	0,67932	20,76921	6,16383	20,88909	6,20379	0,992906
18	279,2205	2,13786	0,75924	18,77121	6,71328	18,90108	6,76323	0,992806
19	319,2804	2,23776	0,6993	20,12985	6,2937	20,24973	6,33366	0,992906
20	384,4152	2,43756	0,62937	22,70727	5,90409	22,83714	5,93406	0,992806
21	363,5361	2,36763	0,64935	21,82815	5,994	21,95802	6,03396	0,992806
22	351,4482	2,32767	0,65934	21,33864	6,06393	21,46851	6,10389	0,992806
23	338,3613	2,28771	0,67932	20,82915	6,15384	20,95902	6,18381	0,992906
24	463,4361	2,71728	0,58941	26,48349	5,70429	26,61336	5,73426	0,992507
Усього / середнє	8347,045	55,944	0,66933	512,6568	6,21378	515,7038	6,24375	0,992806

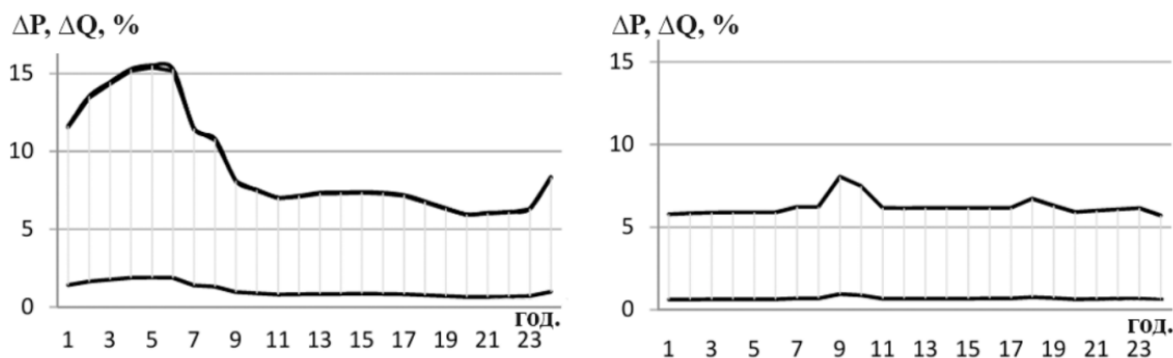
На рис. 4.6 представлено зміну активних і реактивних втрат потужності, а також динаміку ККД трансформаторів упродовж добового циклу.



а) добові зміни активних і реактивних втрат потужності



б) добова зміна коефіцієнта корисної дії трансформатора



в) добові зміни питомих активних і реактивних втрат потужності (на 1 кВт·год)

Рисунок 4.6 - Добова зміна втрат потужності та ККД підстанції ТП-2

Підключення додаткових споживачів-регуляторів до ТП-2 та керування їх потужністю змінює умови роботи трансформаторів у міській електромережі. Зокрема, це забезпечує підвищення рівня завантаження до оптимальних значень, що позитивно впливає на коефіцієнт корисної дії трансформаторів і призводить до зміни форми добових графіків навантаження.

Реалізація таких заходів дає можливість скоротити втрати електроенергії у трансформаторах ТП-2 на 34,1 % у перерахунку на одну відпущену кВт·год.

Отримані значення втрат у кабельних мережах після виконання розрахунків зведено в таблицю 4.5.

У межах всієї досліджуваної ділянки мережі завдяки застосуванню розробленого методу вирівнювання графіка навантаження ТП 10/0,4 кВ - який ґрунтується на оптимізації складу та потужності СР з урахуванням технічного критерію (втрати електроенергії) та економічного критерію (вартість послуги, що надається СР) - вдалося досягти загального зниження втрат електричної енергії на 9% (табл. 4.6).

Таблиця 4.5 - Втрати електричної енергії в кабельних лініях за добу

Вихідні параметри для розрахунку	ТП 2	
	без СР	з СР
Загальна довжина кабелю, км (L)	0,270	
Тип провoda	ААБл (3x50)	
Число гілок кабельної лінії, n	2,0	
Значення номінальної напруги лінії, кВ, Uн	10,0	
Тривалість роботи лінії під навантаженням за розрахунковий період, год, Тр	24,0	
Питома величина активного опору лінії, Ом/км, Rо	0,620	
Питома величина реактивного опору лінії, Ом/км, Xо	0,090	
Еквівалентний активний опір провoda, Ом	0,0840	
Індуктивний опір провoda, Ом	0,0120	
Споживання активної енергії протягом розрахункового періоду, кВт.год, Wа.	4968,5	8109
Споживання реактивної енергії протягом розрахункового періоду, кВАр.год, Wр.	1893	2012
Коеф. форми графіку споживання, k_{ϕ}^2	1,083	1,013
Квадрат середнього значення сили струму кабеля, А, I ²	163,61	404,2
Показник втрат активної енергії, кВт.год	1,16	2,5
Показник втрат енергії	0,168	0,361
Показник втрат активної енергії, %	0,0229	0,031

Таблиця 4.6 - Добові втрати електроенергії на розглянутій ділянці

Показник	До підключення СР - ΔW_a , кВт·год	До підключення СР - ΔW_r , кВАр·год	Після підключення СР - ΔW_a , кВт·год	Після підключення СР - ΔW_r , кВАр·год
Втрати ЕЕ у трансформаторах	50,60	437,3	58,90	529,1
Втрати ЕЕ у КЛ-10 кВ	1,20	0,18	2,58	0,37
Сумарні втрати ЕЕ (трансформатор + КЛ)	51,80	437,48	61,48	529,47
Загальні втрати ЕЕ на ділянці мережі	276	2228,5	314	2474,6
Повні втрати ЕЕ (S-втрати)	2265,98		2531,1	
Повні втрати ЕЕ на 1 кВт·год, %	0,812		0,755	
Зниження втрат ЕЕ після підключення СР, %	$\approx 9,0 \%$			

4.4 Підвищення ефективності капітальних вкладень через використання споживачів-регуляторів

Результативність вкладень у енергетичні об'єкти формується за рахунок доходів від виробництва, транспортування та розподілу електроенергії, а також за рахунок скорочення витрат. До останніх належать: зниження втрат електричної енергії, підвищення рівня надійності електропостачання і скорочення експлуатаційних видатків.

Суттєвим економічним індикатором функціонування енергосистеми є показник собівартості електроенергії, відпущеної споживачам.

$$C_{WB} = \frac{\sum B_{EC} + \sum B_{EM}}{W_{\text{спож}}} \quad (4.10)$$

де $\sum B_{EC}$ - сукупні виробничі та експлуатаційні витрати, пов'язані з роботою електростанцій;

$\sum B_{EM}$ - витрати, що виникають під час експлуатації систем передавання та розподілу електричної енергії;

$W_{\text{спож}}$ - обсяг електроенергії, реально отриманий кінцевими споживачами. Ця величина дорівнює електроенергії, що надійшла з шин генерувальних джерел, за мінусом втрат у мережевому обладнанні ($W_{\text{спож}} = W_{\text{відп}} - W_{\text{втрат}}$).

Вирівнювання графіка електричного навантаження забезпечує відчутний техніко-економічний результат. Ефект проявляється у скороченні потреби в інвестиціях та зменшенні експлуатаційних витрат для генерувальних потужностей і мережевих елементів енергосистеми. Крім того, покращується ресурс та надійність роботи основного обладнання електростанцій завдяки зниженню необхідності частого маневрування тепловими електростанціями. Структуру складових, що формують кінцеву вартість електроенергії, показано на рисунку 4.7.



Рисунок 4.7 - Структура формування вартості електроенергії, що постачається споживачам

За умови, що обсяги капітальних вкладень та річні експлуатаційні витрати на електростанції і мережеве обладнання залишаються незмінними, показником ефективності інвестицій у споживачів-регуляторів (СР) є приріст обсягу електроенергії, який може бути додатково передано в мережу.

$$\max \sum_{t=1}^T W_{t_{\text{осн.н}}} + W_{t_{\text{СР}}} \rightarrow \max W_{\text{спож}} \quad (4.11)$$

де $W_{\text{спож}}$ - обсяг електроенергії, що фактично передано споживачам від ТП 10/0,4 кВ за весь період роботи;

T - тривалість експлуатації трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ;

$W_{t_{\text{осн.н}}}$ - кількість електроенергії, відпущеної основним споживачам у t -му році;

$W_{t_{\text{СР}}}$ - обсяг, який отримують споживачі-регулятори у t -му році.

Підключення споживачів-регуляторів забезпечує суттєвий економічний результат завдяки зростанню обсягів реалізованої електроенергії та збільшенню доходів енергетичних компаній. Фактично прибутковість підвищується без модернізації або добудови інфраструктури, оскільки ви-

користовується наявне обладнання.

Оскільки підключення виконується до вже сформованої мережі, що має визначений обсяг початкових інвестицій, економічний ефект доцільно оцінювати через показники раціонального застосування цих вкладень.

До ключових належать:

- ступінь використання елементів мережі (коефіцієнт завантаження);
- кількість переданої електроенергії порівняно з максимально можливою.

Очевидно, що позитивний результат від регулювання графіка навантаження повинен бути помітним для всіх сторін - генерації, електропередавальних компаній та споживачів.

Скорочення експлуатаційних витрат забезпечується завдяки зменшенню втрат електроенергії, що досягається вирівнюванням навантаження впродовж доби.

Для оцінки економічної ефективності використання трансформаторного обладнання необхідно виконати такі дії:

Обчислити річні втрати електроенергії, враховуючи коефіцієнт завантаження трансформаторів та форму добового графіка навантаження до і після впровадження споживачів-регуляторів можна за формулою:

$$\Delta W_{\text{тр}} = (\Delta P_{\text{хх}} \cdot T_p + \Delta P_{\text{кз}} \cdot k_3^2 \cdot T_p) \cdot k_{\phi}^2 \quad (4.12)$$

де $\Delta W_{\text{тр}}$ - кількість електричної енергії, що втрачається в трансформаторі протягом року;

T_p - тривалість роботи трансформаторного обладнання згідно з графіком електричного навантаження: для добового режиму приймають $T=24$ години, для річного - $T=8760$ годин;

k_{ϕ} - коефіцієнт, що характеризує форму добового графіка навантаження і відображає збільшення втрат у разі нерівномірного споживання

електроенергії.

На основі даних для ділянки мережі (рис. 4.5) та результатів розрахунків (табл. 4.1) встановлено, що при роботі за графіком навантаження із застосуванням СР (рис. 4.2, б) втрати електричної енергії в трансформаторах зменшилися на 9 % на кожну відпущену кіловат-годину порівняно з режимом до впровадження регулювання.

Застосування споживачів-регуляторів забезпечує ефективніше використання обладнання міських електромереж - трансформаторних підстанцій та кабельних ліній. Це досягається за рахунок підвищення рівнів нічних і денних мінімумів навантаження, а також покращення процесів регулювання потужності та частоти. Оптимізація завантаження трансформаторів і зміна форми добового графіка споживання дозволили знизити втрати електричної енергії на ділянці мережі на 9 % у перерахунку на одну корисно відпущену кіловат-годину.

Отримані результати магістерської роботи дають змогу підвищити ефективність функціонування міських електромереж за рахунок вирівнювання графіків електричного навантаження. У роботі розв'язано задачу оптимального керування потужністю споживачів-регуляторів при їх підключенні до діючих ТП 10/0,4 кВ з урахуванням специфіки технологічних процесів таких установок.

Проведено аналіз методів керування режимами електроспоживання на різних рівнях енергосистеми та визначено рівень, на якому залучення споживачів-регуляторів забезпечує найбільш відчутний регулюючий ефект. Обґрунтовано доцільність використання СР як ефективного інструменту коригування графіка навантаження у міських мережах низької напруги.

Для опису добових коливань навантаження ТП 10/0,4 кВ створено ймовірнісну математичну модель. Це дало можливість вдосконалити метод визначення максимально можливої потужності споживачів-регуляторів та встановити часові інтервали доби, коли їх підключення

доцільне, без перевищення навантажувальної здатності трансформаторів та допустимого зносу їхньої ізоляції.

Удосконалено метод керування електричним навантаженням СР з урахуванням особливостей добового графіка основних споживачів. Для вирівнювання ГЕН сформовано цільову функцію, що поєднує технічний критерій (мінімізація втрат електричної енергії) та економічний критерій (вартість послуги, яку надають СР), систему обмежень і граничні умови. Розв'язання оптимізаційної задачі виконано методом нелінійного програмування.

Визначено комплекс факторів, що забезпечують економічний ефект від застосування СР: зниження заявленої потужності на 10 % завдяки перерозподілу навантаження за добою, а також скорочення втрат електричної енергії на ділянці мережі на 9%.

Використання автоматизованого керування сумісною роботою СР різних типів дозволяє покращити форму графіка навантаження, підвищити середньодобове завантаження трансформаторних підстанцій, ефективніше використовувати наявні капітальні вкладення в мережеву інфраструктуру, збільшити відпуск електричної енергії при незмінній встановленій потужності та підвищити прибутковість енергопостачальної організації. При цьому споживачі отримують послуги кращої якості за нижчим тарифом.

5 ПРАВИЛА ЕЛЕКТРОБЕЗПЕКИ В ПОБУТОВОМУ СЕКТОРІ

Охорона праці в побутовому секторі енергетики відіграє надзвичайно важливу роль у забезпеченні безпечних умов життя населення, адже електроенергія є одним із базових ресурсів цивілізації. Сучасне житло буквально насичене електротехнічними пристроями, системами автоматизації, комунікаційним обладнанням, побутовою технікою, і кожен із цих елементів взаємодіє з електричним струмом. Життєдіяльність сучасної людини фактично неможлива без електроенергії, але водночас неправильне користування електричними приладами або несправність внутрішньої електромережі створюють серйозну небезпеку для життя і здоров'я. З цієї причини питання забезпечення безпеки використання електроенергії є ключовим елементом охорони праці у побуті.

Небезпека електричного струму полягає в його здатності проходити крізь тіло людини, впливаючи на життєво важливі органи та системи. Струм, що перевищує безпечні значення, може викликати спазми м'язів, параліч дихання, порушення роботи серця або спричинити термічні опіки. Навіть невеликі струми витоку становлять загрозу, особливо у вологих умовах, де опір людського тіла різко зменшується. Тому побутові електромережі мають бути побудовані таким чином, щоб унеможливити прямий або непрямий контакт користувача з небезпечними частинами, які перебувають під напругою.

Побутовий сектор енергетики охоплює широкий спектр електротехнічних елементів: від внутрішньої проводки та розподільчих щитів до дрібної та великої побутової техніки. Безпека користування залежить від кожної ланки цього ланцюга: проєктування, монтажу, технічного обслуговування, умов експлуатації та правильних дій користувача. Охорона праці в цьому контексті - це цілісна система заходів, що включає технічні рішення, організаційні дії, профілактику, інформування та контроль.

5.1 Загальні принципи безпечної експлуатації побутових електроустановок

Безпечне використання електроенергії у житлі починається з правильного проектування. Внутрішні електромережі повинні відповідати сучасним нормам навантаження, враховувати кількість побутових приладів, їхню потужність, умови встановлення, а також можливість розширення. Проектування мережі здійснюється з урахуванням рівномірного розподілу навантаження між розетковими групами. У більшості випадків кухні, де сконцентровано багато потужної техніки, виділяється окрема лінія. Санітарні приміщення також потребують спеціальних рішень, зокрема підвищеної електробезпеки.

Монтаж внутрішніх електромереж повинен здійснюватися виключно спеціалістами, які мають кваліфікаційну підготовку та відповідну групу допуску. Порушення технології монтажу, неправильний добір кабелів або відсутність належної ізоляції здатні створити серйозну небезпеку для мешканців. Типовими помилками є застосування кабелів із недостатнім перерізом, з'єднання проводів без застосування клем, використання неякісних або пошкоджених матеріалів, монтаж розеток у невідповідних місцях чи без захисту від вологи. Саме тому роботи з електропроводки не можна доручати людям без відповідного досвіду.

Системи захисту внутрішніх електромереж є фундаментальним елементом охорони праці. Автоматичні вимикачі виконують функцію захисту від перевантаження та короткого замикання. Пристрої захисного вимкнення, або ПЗВ, реагують на незначні струми витоку, які можуть виникнути при пошкодженні ізоляції або при дотику людини до струмоведучих частин. Диференційні автомати об'єднують функції звичайного автоматичного вимикача та ПЗВ. Використання захисних пристроїв значно зменшує ризик ураження людей електричним струмом та запобігає виникненню пожеж.

5.2 Проблеми застарілих електромереж у житловому фонді

В Україні значна частина житлового фонду була зведена у другій половині ХХ століття. На той час електропобутові потреби були значно меншими, і електропроводка проектувалася відповідно до інших вимог. Сьогодні кількість побутової техніки в середньостатистичній квартирі збільшилася в рази. Кондиціонери, мікрохвильові печі, електрочайники, бойлери, посудомийні машини, комп'ютери, сучасні телевізори - усе це потребує електроенергії та створює додаткове навантаження на мережу.

У старих будинках електропроводка часто складається з алюмінієвих проводів, які з часом піддаються окисленню, втрачають механічну міцність та нагріваються при високих навантаженнях. Ізоляція на таких провідниках також схильна до висихання та розтріскування. У місцях з'єднання алюмінієвих проводів із мідними часто виникають проблеми, пов'язані з гальванічною корозією. Усе це створює підвищений ризик коротких замикань, витоків струму та загорянь.

Окремої уваги потребує стан внутрішньобудинкових щитових і під'їзних електрощитів. У багатьох будинках час від часу трапляється перегорання автоматів, нагрів контактів, іскріння. Це може бути пов'язано з поганим контактом, зношеністю обладнання або підключенням потужної техніки. Регулярні перевірки стану електрощитів повинні проводитися спеціалістами, що відповідають за технічне обслуговування будинку.

5.3 Небезпечні та шкідливі виробничі фактори у побутовій електробезпеці

У побутовому секторі енергетики існує низка небезпечних і шкідливих факторів, які можуть призвести до травмування або загибелі людей, а також стати причиною значних матеріальних збитків. Основною небезпекою є ураження електричним струмом. Ураження може бути прямим або непрямим, коли струм проходить через тіло людини внаслідок контакту з металевою частиною, що опинилася під напругою через пошкодження ізоляції. Струм діє

на організм людини термічно, хімічно та біологічно. Тяжкість ураження залежить від сили струму, тривалості дії, шляху проходження через тіло та фізіологічних особливостей людини.

Серйозну небезпеку становлять струми витoku, які можуть виникати внаслідок пошкодженої ізоляції кабелів, дефектних електроприладів або неправильного монтажу. Особливо небезпечними є такі струми у вологих приміщеннях, оскільки опір тіла людини у водному середовищі значно зменшується. Це означає, що навіть незначної величини струм може завдати серйозної шкоди.

Іншим важливим небезпечним фактором є можливість виникнення пожежі внаслідок порушення електробезпеки. Перегрівання проводки, перевантаження мережі, короткі замикання, іскріння контактів та несправність побутових приладів можуть спричинити загоряння. Статистика свідчить, що електричні причини є одними з найпоширеніших джерел пожеж у житловому секторі. Багато з таких пожеж виникають через неправильне використання подовжувачів, трійників, дешевих мережевих фільтрів, які не мають сертифікації та не здатні витримувати реальні навантаження.

Значну небезпеку несе неправильно виконаний монтаж. При порушенні технології з'єднання кабелів може виникнути підвищений перехідний опір, що сприяє нагріванню та розплавленню ізоляції. Якщо такі дефекти приховані в стіні або стелі, вони можуть тривалий час залишатися непоміченими, поступово спричиняючи руйнування матеріалів. У результаті відбувається займання, яке швидко поширюється захованими каналами.

5.4 Нормативно-правова база охорони праці в побутовій електробезпеці

Забезпечення охорони праці в побутовому секторі ґрунтується на чинних нормативно-правових документах, які регламентують вимоги до безпечної експлуатації електроустановок. Основним із них є Правила улаштування електроустановок (ПУЕ), що містять вимоги до монтажу, реконструкції та

приймання електромереж в житлових та громадських будівлях. Ці правила регламентують вибір матеріалів, допустимі навантаження, способи прокладання кабелів, вимоги до захисних пристроїв та інші технічні аспекти безпеки.

Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів визначають порядок обслуговування внутрішніх мереж. Вони містять положення щодо перевірки цілісності ізоляції, стійкості контактів, допустимих режимів роботи кабелів та необхідних профілактичних заходів.

Правила безпечної експлуатації електроустановок встановлюють вимоги до персоналу, який виконує роботи з обслуговування електромереж. Роботи, пов'язані з електрикою, мають виконувати лише особи, що пройшли спеціальне навчання і мають кваліфікаційну групу з електробезпеки.

Слід зазначити, що українські норми узгоджені з міжнародними стандартами, зокрема вимогами IEC та EN. Це дозволяє впроваджувати сучасні технології, підвищувати рівень захисту та мінімізувати ризики.

5.5 Типові причини аварій та пожеж у житловому секторі

Статистичні дані свідчать, що найпоширенішими причинами аварійних ситуацій у побутових електромережах є:

Помилки монтажу. Більшість проблем виникає через непрофесійний монтаж. Типовими порушеннями є з'єднання проводів скручуванням без використання клем, монтаж розеток і вимикачів із порушенням полярності, застосування дешевих матеріалів, відсутність надійної ізоляції, встановлення розеток у місцях підвищеної вологості.

Пошкодження ізоляції. Ізоляція кабелів піддається природному старінню, механічним пошкодженням, перегріванню. Пошкодження ізоляції відкриває шлях струмам витоку, що можуть бути небезпечними для життя людини.

Перенавантаження мережі Зростання кількості побутових приладів призвело до частих перевантажень у мережах старого житлового фонду. Як-

що захист налаштований неправильно або відсутній взагалі, проводка нагрівається, ізоляція руйнується і починає тліти.

Несанкціоновані підключення. Неправильне під'єднання додаткових розеток, подовжувачів, саморобних фільтрів чи електроприладів без належного захисту становить серйозну небезпеку.

Несправні побутові прилади. Прилади з ушкодженими шнурами, оголеними контактами, несправною електронікою або нагрівальними елементами є джерелом підвищеної небезпеки.

Всі ці причини мають спільну рису: їх можна запобігти шляхом дотримання вимог охорони праці, використання якісних матеріалів і своєчасного технічного обслуговування.

5.6 Вимоги до електромонтажних робіт у побутовому секторі

Правильне виконання електромонтажних робіт забезпечує надійність та безпечність експлуатації електромереж. Основні вимоги під час монтажу:

Кабелі повинні відповідати допустимим навантаженням. У більшості житлових приміщень рекомендується використовувати мідні кабелі, які мають кращі характеристики у порівнянні з алюмінієвими.

Скручування без клем заборонено. З'єднання має виконуватися у клемних коробках або за допомогою сертифікованих клемних затискачів.

Фазний провід завжди під'єднується до відповідного контакту, особливо в розетках і вимикачах.

Усі ділянки з'єднань повинні бути належно ізольовані. Пошкоджена або саморобна ізоляція є неприпустимою.

Побутові прилади з металевим корпусом повинні мати заземлення або занулення відповідно до норм.

Усі монтажні роботи мають виконуватися після повного відключення напруги.

У разі виконання цих вимог ризик технічних несправностей у побутовому секторі значно зменшується.

5.7 Вимоги до експлуатації побутових електроприладів

Безпечність використання побутових електроприладів значною мірою залежить від дотримання правил експлуатації. Електроприлади повинні використовуватися відповідно до інструкцій виробника, з урахуванням їхнього функціонального призначення, технічних характеристик та особливостей конструкції. Особливо небезпечним є використання обладнання із пошкодженими шнурами, вилками або корпусами. Будь-які механічні дефекти можуть спричинити потрапляння напруги на відкриті металеві частини, що створює ризик ураження струмом.

Не допускається залишати електроприлади у ввімкненому стані без нагляду, особливо ті, що містять нагрівальні елементи. До таких належать електричні плити, обігрівачі, кип'ятильники, праски, чайники, фени та інші прилади. Нагрівальні елементи здатні створити критично високу температуру, що за певних умов призводить до займання навколишніх матеріалів. Особливо важливо стежити за станом електроприладів, які працюють у автоматичному режимі (пральні машини, посудомийні машини, бойлери). У разі виявлення сторонніх звуків, запаху горілої ізоляції або некоректної роботи прилад необхідно негайно відключити від мережі.

Відповідно до вимог електробезпеки, електроприлади повинні підключатися до розеток, які розраховані на відповідне навантаження та мають справні контакти. Застосування неякісних подовжувачів, мережевих фільтрів, трійників становить підвищену небезпеку. Саморобні подовжувачі або подовжувачі сумнівного походження часто не відповідають вимогам щодо перерізу кабелю, міцності ізоляції та стійкості до нагрівання. Їх використання може призвести до перегрівання, плавлення корпусу або займання.

Особливу увагу слід приділити встановленню побутових приладів у приміщеннях із підвищеною вологістю. Вода є хорошим провідником електричного струму, тому ризик ураження у таких приміщеннях значно вищий. У ванних кімнатах дозволяється встановлювати лише ті електроприлади, що мають відповідний ступінь захисту від вологи. Розетки та вимикачі в таких

приміщеннях повинні мати захисні кришки, бути ущільненими та розміщеними поза зонами прямого контакту з водою.

5.8 Пожежна безпека в побутових електричних системах

Пожежна безпека у побутовому секторі енергетики є одним із ключових аспектів охорони праці, оскільки значна частина пожеж у житлових будівлях виникає саме через несправність електроустановок. Існує кілька основних причин, що здатні спричинити загоряння: коротке замикання, перегрівання кабелів, іскріння контактів, перевантаження мережі, несправність побутових приладів, неправильне використання нагрівальних пристроїв.

Короткі замикання, як правило, виникають у точках з'єднання проводів, у місцях механічного пошкодження кабелю або при руйнуванні ізоляції. Якщо коротке замикання не відключається автоматичним захистом, струм миттєво зростає до великих значень, що може призвести до займання. Перегрівання проводів часто пов'язане з перевантаженням електролінії, особливо в приміщеннях із великою кількістю потужних електроприладів.

Важливим елементом пожежної безпеки є правильний добір автоматичних вимикачів. Неприпустимо встановлювати автомати з більшим номіналом, ніж це передбачено для даної лінії. Такі дії не підвищують захищеність мережі, а навпаки - створюють умови, за яких кабель може працювати в режимі постійного перегрівання. У результаті ізоляція руйнується, і ймовірність пожежі різко зростає.

Багато пожеж спричиняють електрообігрівачі та інші прилади з відкритими або закритими нагрівальними елементами. Їх не можна залишати без нагляду або розташовувати поблизу легкозаймистих матеріалів. Особливо небезпечними є старі прилади, які не мають сучасних систем захисту від перегрівання або автоматичного вимкнення у випадку падіння.

5.9 Організаційні заходи в побутовій електробезпеці

Організаційні заходи відіграють значну роль у забезпеченні охорони праці. Вони включають планові перевірки внутрішніх електромереж, контроль за станом електрощитів, профілактику та ведення технічної документації. Керуючі компанії та обслуговуючі організації повинні регулярно здійснювати огляди щитових, перевіряти цілісність ізоляції, надійність контактів, рівень навантаження на мережу.

Мешканцям багатоквартирних будинків слід забезпечити відповідальні умови експлуатації. Заборонено самовільно втручатися в електрощитові, проводити монтажні роботи без відповідного допуску, змінювати налаштування автоматичних вимикачів або підключати додаткові кабелі без погодження. Усі ремонтні та профілактичні роботи повинні виконуватися електриками, які мають відповідну кваліфікацію.

У приватних домоволодіннях власники самостійно відповідають за стан внутрішньої мережі. Вони повинні проводити регулярні огляди мереж, перевіряти контакти у розетках і вимикачах, контролювати стан кабелів та розподільчих коробок. За найменших ознак несправності (іскріння, запах нагріву, почорніння контактів) потрібно негайно відключити ділянку мережі та викликати спеціаліста.

5.10 Вимоги до персоналу, що виконує роботи у побутових електромережах

Електрики та інші фахівці, які працюють з побутовими електромережами, повинні мати власний рівень підготовки та дотримуватися високих вимог охорони праці. Роботи, пов'язані з електрикою, виконуються тільки персоналом, що має кваліфікаційну групу допуску. Під час роботи необхідно застосовувати засоби індивідуального захисту: діелектричні рукавиці, інструмент з ізольованими ручками, діелектричне взуття.

Перед початком робіт електромережа повинна бути знеструмлена. Потрібно впевнитися у відсутності напруги за допомогою спеціального тестера,

після чого встановити тимчасове переносне заземлення. Забороняється виконувати роботи під напругою, якщо вони не передбачені відповідною інструкцією та не проводяться спеціальними бригадами.

5.11 Сучасні технології та нові ризики у побутовій енергетиці

В останні роки у побутовому секторі активно впроваджуються системи альтернативної енергетики: сонячні панелі, міні-вітрогенератори, системи накопичення енергії, «розумні» системи керування енергоспоживанням. Хоч такі системи значно покращують енергоефективність, вони створюють нові ризики, пов'язані з неправильною експлуатацією або непрофесійним монтажем.

Сонячні електростанції на дахах житлових будівель містять струмопровідні елементи, що працюють під високою напругою. У разі пошкодження кабелів або неправильного підключення можливе виникнення електричної дуги, яка здатна спричинити пожежу. Акумуляторні системи, особливо літій-іонні, потребують спеціальних умов експлуатації, оскільки вони можуть перегріватися. Неправильне розміщення, порушення вентиляції або перевантаження здатні призвести до займання.

Охорона праці в побутовому секторі енергетики є важливою складовою загальної системи безпеки життєдіяльності. Забезпечення безпечної експлуатації електроустановок потребує комплексного підходу, що включає правильне проектування, кваліфікований монтаж, застосування сучасних засобів захисту, регулярне технічне обслуговування, дотримання правил експлуатації та підвищення рівня обізнаності мешканців. Лише поєднання технічних і організаційних заходів дозволяє мінімізувати ризики, пов'язані з використанням електричної енергії у побуті, та забезпечити безпеку людей, їхнього майна та житлового середовища.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі вирішено комплексне завдання, пов'язане з дослідженням добових графіків електроспоживання побутових споживачів та обґрунтуванням технічних рішень, здатних забезпечити їх вирівнювання. На основі проведеного аналізу, розрахунків та моделювання отримано такі підсумкові положення.

- Встановлено основні причини нерівномірності навантаження у побутовому секторі, серед яких - значна частка однофазних приладів, зміщення піків споживання у вечірній період, низький рівень автоматизації управління навантаженням та відсутність засобів корекції режимів роботи електроприймачів. Доведено, що саме ці фактори формують суттєвий дисбаланс між фазами та створюють пікові навантаження на елементи мережі.

- Проаналізовано сучасні методи оптимізації графіків навантаження, включно з фазовим балансуванням, відтермінуванням роботи енергоємних приладів, застосуванням «розумних» систем керування та інтеграцією алгоритмів автоматичного перемикавання навантажень між фазами. Зроблено висновок, що найбільший ефект дає поєднання декількох підходів у межах комплексної системи.

- Запропоновано метод корекції графіка електричного навантаження трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, що базується на оптимальному керуванні потужністю СР. Сформовано цільову функцію, де критерієм оптимальності виступає мінімізація загальних витрат на покриття втрат електроенергії, спричинених нерівномірністю ГЕН, та вартості електроенергії, необхідної для виконання технологічного циклу СР. Визначено граничні умови, що залежать від установлених потужностей регулюючих споживачів.

- Сформовано алгоритм взаємодії СР різних типів для його імплементації у мікроконтролерні пристрої. Кожен споживач-регулятор обладнаний власним контролером, який визначає умови та параметри його роботи. У ре-

зультаті система керування складається з датчика потужності та мікроконтролера, що формує команди на підключення відповідних груп СР.

- Виконані розрахунки підтвердили ефективність запропонованих технічних рішень. Запропоновані заходи дозволяють зменшити амплітуду пікових навантажень, покращити симетрію фаз, знизити втрати електричної енергії в елементах мережі та сприяти підвищенню якості електропостачання. Отримані результати свідчать, що впровадження засобів керування навантаженням є технічно доцільним і економічно обґрунтованим.

- Показано, що рівномірний розподіл побутових навантажень сприяє підвищенню надійності системи електропостачання, зменшує імовірність аварійних режимів, пов'язаних із перевантаженням окремих елементів мережі, та дозволяє краще використовувати встановлену потужність трансформаторних підстанцій і розподільних мереж.

Підсумовуючи, у роботі доведено, що застосування сучасних методів та засобів управління побутовими навантаженнями суттєво покращує енергетичні показники мережі, забезпечує підвищення ефективності функціонування системи електропостачання та сприяє раціональному використанню електричної енергії упродовж доби.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетичний інжиніринг та менеджмент : в 3-х ч. Ч. 1. Проектування ефективних енергетичних систем / П.Г. Плешков, С.В. Серебренніков, О.І. Сіріков, І.В. Савеленко; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П.Г. - М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2018.- 156.
2. Антонюк В.І., Бондаренко С.П. Електричні мережі та системи: підручник. Київ: НАУ, 2020. 412 с.
3. Жежеленко І.В., Куликовський Л.І. Електричні навантаження та режими електроенергетичних систем. Київ: Ліра-К, 2019. 368 с.
4. Кузнецов Б.А. Режими електричних мереж при нерівномірності споживання. Харків: ХНУРЕ, 2018. 256 с.
5. Праховник А.В., Кононов М.П. Енергоефективність систем електропостачання. Київ: НТУУ «КПІ», 2017. 340 с.
6. Коваленко В.М. Електроспоживання та прогнозування графіків навантаження: монографія. Одеса: ОНПУ, 2021. 280 с.
7. Башарін Ю.І. Балансування навантаження в розподільчих мережах 0,4-10 кВ. Львів: СПОЛОМ, 2020. 192 с.
8. Васильєв О.Г., Мищенко А.В. Автоматизація систем електропостачання. Київ: Кондор, 2019. 310 с.
9. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги в електричних мережах загального користування. Київ: Мінекономрозвитку України, 2014. 36 с.
10. Міненерго України. Звіт про режими електроспоживання у побутовому секторі. Київ, 2023. 54 с.
11. Ворона А.О., Трофименко В.Г. Методи зменшення фазових перекосів у низьковольтних мережах. Вісник ТЕХНУ. 2022. №3. С. 55-61.
12. Плешков П.Г. Дослідження режимів роботи розподільчих мереж 0,4-10 кВ у житловому секторі. Наукові праці Центральноукраїнського наці-

онального технічного університету. Кропивницький: ЦНТУ, 2020. Вип. 40. С. 75-81.

13. Плєшков П.Г., Серебренніков С.В. Оцінювання впливу побутових електроприймачів на симетрію фаз у низьковольтних мережах. Вісник ЦНТУ. 2021. №2. С. 56-62.

14. Серебренніков С.В. Методи зниження перевантажень у системах електропостачання міського типу. Науковий журнал «Технічні науки та технології». Кропивницький, 2019. №3. С. 44-50.

15. Сіріков О.І. Застосування інтелектуальних пристроїв для керування побутовими навантаженнями. Наукові записки ЦДПУ ім. В. Винниченка. Серія: Технічні науки. 2021. С. 91-96.

16. Сіріков О.І., Савеленко І.В. Оптимізація добових графіків електроспоживання в локальних мережах приватного сектору. Збірник наукових праць ЦНТУ. 2022. №42. С. 108-115.

17. Савеленко І.В. Оцінка енергоефективності систем регулювання навантаження побутових електроспоживачів. Матеріали науково-технічної конференції ЦНТУ. Кропивницький, 2020. С. 67-71.

18. Савеленко І.В. Дослідження фазних перекосів у мережах 0,4 кВ та методи їх корекції. Вісник Центральноукраїнського національного технічного університету. 2023. №1. С. 39-45.