

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний аграрний університет
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Допущений до захисту:
завідувач кафедри ЕЕЕ
д.т.н. професор Матвійчук В.А.

(Підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 2022 р.

**«ДОСЛІДЖЕННЯ РІВНІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В
РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ»**

Робота на здобуття освітнього ступеня «Магістр»
за спеціальністю 141 - Електроенергетика,
електротехніка і електромеханіка

Виконав: студент групи ЕІ-21-1 (маг)

Жук Сергій Владиславович _____

Керівник: д.т.н., професор, каф. ЕЕЕ

Матвійчук Віктор Андрійович _____

2022

Вінницький національний аграрний університет
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

ЗАТВЕРДЖУЮ
завідувач кафедри ЕЕЕ
д.т.н. професор Матвійчук В.А.

(Підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)
“ ” _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТА
Жука Сергія Владиславовича

1. Тема роботи: «Дослідження рівнів регулювання напруги в розподільчих електричних мережах»

Керівник роботи: Матвійчук Віктор Андрійович д.т.н., професор
Затверджені наказом ВНАУ від «21» лютого 2022 року №18м.

2. Строк подання студентом роботи: _____

3. Вхідні дані: 1. Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О., Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільськогосподарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка». – Вінниця: ВНАУ, 2016. - 64 с., 2. Калетнік Г. М. Біопалива. Ефективність їх виробництва та споживання в АПК України. / Г. М. Калетнік, В. М. Пришляк. – Вінниця: ВНАУ, 2008. – 192 с. – (Навчальний посібник)., 3. Основи інженерних методів розрахунків на міцність і жорсткість / [Г. М. Калетнік, М. Г. Чаусов, В. М. Швайко та ін.]. – Київ: «Хайт-Тек Прес», 2013. – 528 с. – (Підручник)., 4. Калетнік Г. М. Планування діяльності підприємств / Г. М. Калетнік, А. Г. Мазур, С. Г. Кафлевська., 2008. – 300 с., 5. Електроніка і мікросхемотехніка / М. І.Стаднік, О. О. Рубаненко, А. А. Штуць, М. А. Колісник. – Вінниця: ВНАУ, 2018. – 234 с. – (Методичні вказівки з виконання курсової роботи).

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ., Регулювання напруги в електричних мережах. Загальні положення., Регулювання напруги в електричних мережах за допомогою трансформаторів., Керування режимами електричних мереж., Розробка автоматизованих систем управління електропостачання споживачів електроенергії., Дослідження ефективності роботи системи координованого керування при зміні складу засобів регулювання напруги та схеми мережі., Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі..., Охорона праці., Висновок., Список літератури., Додатки.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Вступ. Зовнішня інформація для виконання дипломної роботи.		
2.	Регулювання напруги в електричних мережах. Згальні положення		
3.	Регулювання напруги в електричних мережах за допомогою трансформаторів		
4.	Керування режимами електричних мереж		
5.	Розробка автоматизованих систем управління електропостачання споживачів електроенергії		
6.	Дослідження ефективності роботи системи координованого керування при зміні складу засобів регулювання напруги та схеми мережі		
7.	Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі		
8.	Охорона праці		
9.	Оформлення пояснювальної записки		
10.	Підготовка доповіді і презентаційного матеріалу		

Завдання прийняв до виконання студент _____ Жук С. В.
(підпис)

Керівник роботи _____ Матвійчук В.А.
(підпис)

АНОТАЦІЯ

Забезпечення високої якості електроенергії є одним з найважливіших завдань, рішення якого дозволить створити оптимальну систему електропостачання промислового підприємства.

Метою даної роботи було дослідження методів, що забезпечують раціональний режим напруги в споживачів в електричних мережах. Було також розглянуто алгоритми керування режимами електричних мереж, які використовуються в залежності від типу мережі і забезпечують надійність електропостачання споживачів.

Ключові слова: енергосистема, встановлений режим, оптимізація, розрахунок.

ABSTRACT

Ensuring the high quality of electricity is one of the most important tasks, the solution of which will allow creating an optimal power supply system for an industrial enterprise.

The purpose of this work was to research methods that ensure a rational voltage regime for consumers in electrical networks. Algorithms for controlling modes of electric networks, which are used depending on the type of network and ensure the reliability of electricity supply to consumers, were also considered.

Key words: power system, set mode, optimization, calculation.

ЗМІСТ

ВСТУП	8
1 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ	10
1.1 Елементи енергосистем, що регулюють напругу	10
1.2 Баланс реактивної потужності вузла навантаження.....	13
1.3 Вторинні регулятори напруги.....	17
1.4 Регулювання режиму батарей конденсаторів	19
1.5. Заходи щодо підвищення ефективності роботи розподільних електричних мереж в умовах енергоринку України	24
2 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЗА ДОПОМОГОЮ ТРАНСФОРМАТОРІВ	39
2.1 Схеми і способи регулювання трансформаторами.....	41
2.2 Конструкції вбудованих в трансформатор регуляторів	49
3 КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	62
3.1 Автоматизоване керування режимами розподільчих мереж.....	62
3.2 Оптимальне керування режимами розподільчих електричних мереж.....	69
4. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	71
4.1. Управління напругою в системі електропостачання промислового підприємства.....	71
4.1.1. Алгоритми регулювання напруги.....	74
4.1.2. Технічні засоби реалізації системи управління	78
4.2. Автоматизована система управління електропостачанням промислових підприємств.....	81
4.2.1. Функціональні особливості та вимоги до підсистем системи управління.....	82
4.2.2. Апаратна і програмна сумісність технічних засобів системи управління.....	88
4.3. Система керування напругою з нечіткими регуляторами в системі електропостачання промислового підприємства.....	89
4.3.1. Побудова і розрахунок моделей електричних мереж 10 (6) кВ	94
4.3.2. Алгоритм нечіткого регулювання	96

4.3.3. Застосування нечіткої логіки в задачах мікропроцесорного керування	97
5. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ КООРДИНОВАНОГО КЕРУВАННЯ ПРИ ЗМІНІ СКЛАДУ ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА СХЕМИ МЕРЕЖІ.....	105
5.1 Аналіз ефективності роботи системи координованого керування при зміні складу засобів регулювання напруги	105
5.2 Дослідження впливу зміни кількості джерел розосередженого генерування на ефективність роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги	110
5.3 Дослідження роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги при зміні схеми розподільної електричної мережі	114
6. ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СПРОЕКТОВАНОЇ МЕРЕЖІ	120
7. ОХОРОНА ПРАЦІ	123
7.1 Аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів об'єкту, що проектується	123
7.2 Санітарно-гігієнічні заходи.....	124
7.2.1 Індивідуальне завдання: розрахунок рівня звуку в розрахунковій точці на території підстанції 110/10 кВ	125
7.3 Заходи, по забезпеченню безпеки об'єкту, що проектується	128
7.4 Техніка пожежної безпеки	133
ВИСНОВКИ.....	135
ЛІТЕРАТУРА	138
ДОДАТКИ.....	141

ВСТУП

Актуальність магістерської роботи. Підтримка необхідного рівня напруги в даний час, як правило, не зустрічає утруднень. Застосування тих або інших способів регулювання напруги залежить від особливостей конкретних електричних мереж підприємства. Основними заходами, що дозволяють зменшити відхилення напруги, є раціональна компенсація реактивної потужності за допомогою нерегульованих і регульованих батарей конденсаторів, статичних джерел реактивної потужності (ИРМ) і синхронних машин, установка на ГПП або ГРП підприємства трансформаторів з автоматичним регулюванням напруги під навантаженням (АРПН) і регульованих трансформаторів у деяких споживачів (вентильні перетворювачі, сталеплавильні печі електродуг і ін.); необхідний режим напруги визначається також організацією раціональної експлуатації систем електропостачання підприємств.

Історично розвиток методів і способів регулювання напруги пішов з нижчих ієрархічних рівнів керування енергосистемами до вищих. Спочатку використовувалося регулювання напруги в центрах живлення розподільчих мереж – на районних підстанціях, де зміною коефіцієнта трансформації підтримувалась напруга на споживачах при зміні режиму їх роботи. Регулювання напруги спочатку застосовувалось також безпосередньо при споживачах і на електрооб'єктах (електростанціях, підстанціях).

Ці способи регулювання напруги збереглися і до нашого часу і застосовуються на нижчих ієрархічних рівнях автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК). З точки зору вищих рівнів АСДК це локальні способи регулювання. Автоматизована система диспетчерського керування вищих рівнів здійснює координацію роботи локальних систем регулювання і оптимізацію режиму енергосистеми в цілому є актуальними.

Мета і завдання дослідження: є дослідження методів, що забезпечують раціональний режим напруги в споживачів в електричних мережах.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішені наступні основні задачі:

- зробити аналіз використовуваних методів і технічних засобів регулювання напруги, визначено шляхи оптимізації режимів напруги;
- виконати аналіз режимів напруги з урахуванням виявлених особливостей;

Об'єкт дослідження: є процеси оптимізації регулювання напруги в розподільних електричних мережах.

Предмет досліджень: є режими напруги в розподільних електричних мережах, а також методи їх регулювання.

Методи дослідження. Вирішення поставлених у магістерській роботі задач досягнуто на основі застосування методів системного аналізу, математичного моделювання (при моделюванні режимів напруги в РЕМ), теорії імовірності і методів математичної статистики (при обробці результатів експериментальних досліджень і аналізі режимів напруги).

Наукова новизна одержаних результатів.

- подальший розвиток математичної моделі навантаження споживачів розподільної електричної мережі, що на відміну від існуючих враховує багаторівневу ієрархічну структуру мережі;
- подальший розвиток метод зустрічного регулювання напруги в багаторівневій розподільній електричній мережі.

Апробація результатів: Матеріали магістерської роботи доповідались на конференціях та семінарах кафедри «Електроенергетики, електротехніки та електромеханіки» Вінницького національного аграрного університету протягом навчання.

1 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

1.1 Елементи енергосистем, що регулюють напругу

Напруга в живильних електричних мережах енергосистем підтримується генераторами. При цьому генератор має наступні властивості:

- 1) у режимі перезбудження є джерелом реактивної потужності;
- 2) у режимі недозбудження споживає реактивну потужність з мережі;
- 3) зміна режиму відбувається безупинно (плавно).

Аналогічну функцію виконують синхронні компенсатори (СК), розташовувані в навантажувальних вузлах; вони приєднуються або до шин розподільних мереж, зв'язаних з мережею енергосистеми трансформаторами з регулюванням напруги під навантаженням (РПН), або до третинних обмоток автотрансформаторів, що зв'язують мережі різних напруг. У промислових мережах у цих же режимах працюють синхронні двигуни (СД) (рис. 1.1).

В електричних мережах надвисоких напруг, що володіють великою зарядною потужністю, як пристрої, що споживають реактивну потужність, використовуються реактори Р1–Р3. Реактори в залежності від режиму можуть бути включені або відключені. Керування режимом подібних реакторів здійснюється східчасто (дискретно). Споживання реактивної потужності реактором може змінюватися підмагнічуванням його сердечника. Індуктивність реакторів з підмагнічуванням змінюється плавно у функції струму керування.

Підмагнічені реактори можуть працювати в поєднанні з батареями конденсаторів (БК), що у даному випадку виконують роль джерела реактивної потужності. Потужність батарей конденсаторів регулюється східчасто зміною числа працюючих секцій батарей. Реактор з підмагнічуванням і конденсаторною батареєю, що має східчасте керування, складають у цілому плавно регульований агрегат – статичний компенсатор

реактивної потужності.

Як джерело реактивної потужності використовують батареї конденсаторів. Установки великої потужності (БК1) можуть підключатися в живильну мережу енергосистеми, менш потужні установки (БК2, БК3) – до шпів розподільних електричних мереж і різних вузлів цієї мережі, включаючи мережу низької напруги.

Зміна режиму згаданих елементів приводить до зміни поточкорозподілу реактивної потужності і, як наслідок до зміни напруги.

Особливе місце серед засобів регулювання напруги в електричних мережах займає трансформатор із РПН.

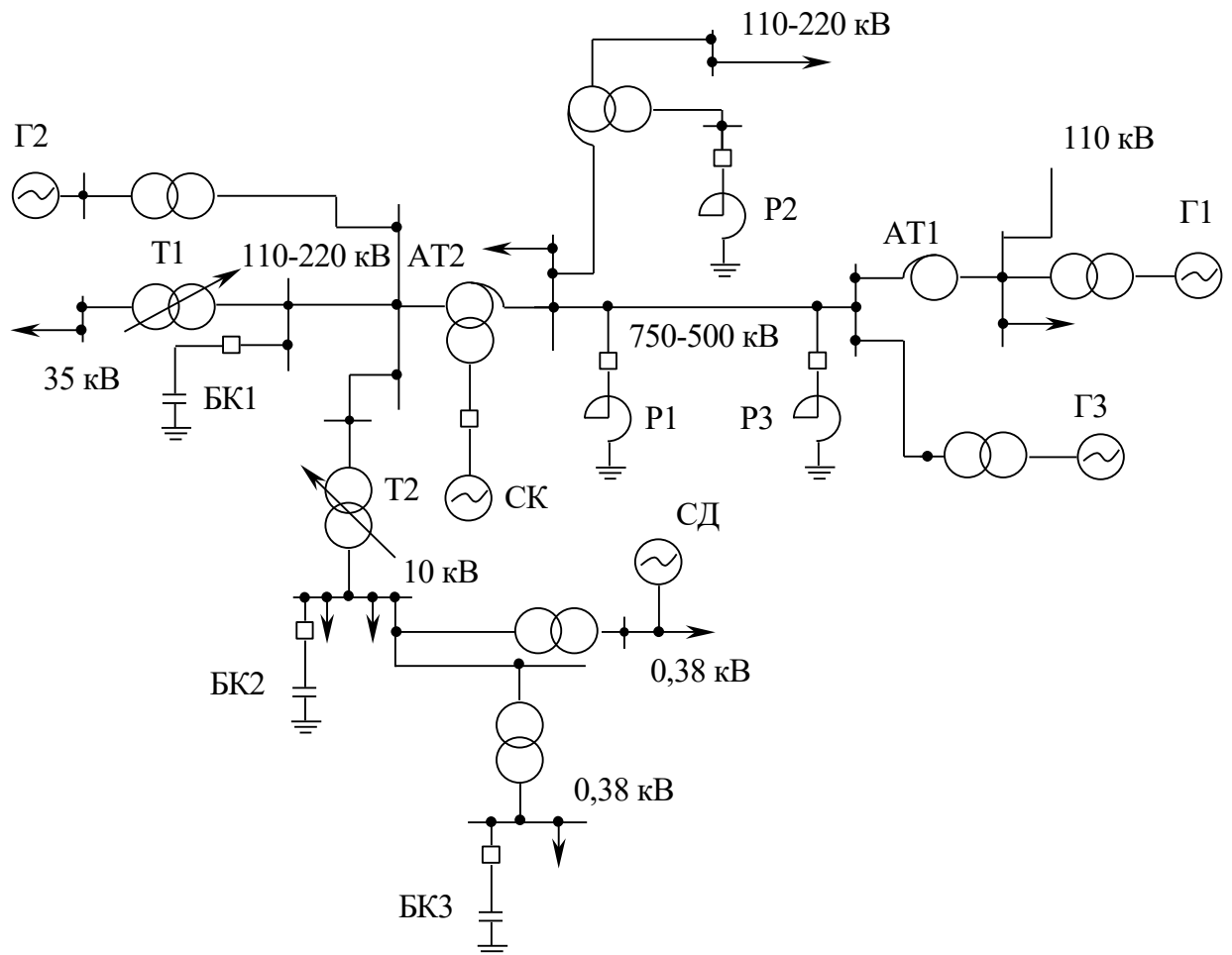


Рисунок 1.1 – Схема електричної мережі з різними елементами регулювання напруги

Перемикання відгалужень трансформаторів на величину ΔE приводить до відповідної зміни вторинної напруги трансформатора T1 (рис. 1.1), якщо

мережа, що живиться через нього, радіальна і не містить великих генеруючих джерел реактивної потужності.

Перемикання відгалужень трансформаторів зв'язку електричних мереж різних напруг, які містять великі генеруючі джерела (наприклад, А1) або працюючих паралельно, приводить до перерозподілу реактивної потужності між цими мережами. У припущенні незмінності напруг перерозподіл

$$\Delta Q \approx (\Delta E / E_k) \cdot S_{\text{ном}}, \quad (1.1)$$

де ΔE – ступінь регулювання, %; E_k – напруга короткого замикання, %; $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора.

У дійсності напруга на виводах обмоток трансформатора змінюється відповідно до зміни поточкорозподілу та коефіцієнту трансформації трансформатора зв'язку. При цьому зміна напруги на виводах регульованої обмотки трансформатора зв'язку виявляється менше напруги ступені регулювання обмотки ΔE . Регулювання напруги трансформаторами здійснюється східчасто.

Таблиця 1.1 – Характеристики елементів, за допомогою яких здійснюється регулювання напруги в електричних мережах

Режим елемента	Елемент енергосистеми	
	плавне (неперервне) регулювання	ступінчате (дискретне) регулювання
Генерація реактивної потужності	Генератори, синхронні компенсатори, синхронні двигуни в режимі перезбудження, а також штучні джерела на основі перетворювачів. Підмагнічуванні реактори в поєднанні з батареями конденсаторів	Батареї конденсаторів
Споживання реактивної потужності	Генератори, синхронні компенсатори, синхронні двигуни в режимі недозбудження, підмагнічуванні реактори.	Звичайні реактори

Режим елемента	Елемент енергосистеми	
	плавне (неперервне) регулювання	ступінчате (дискретне) регулювання
Перерозподіл потоків реактивної потужності між мережами різних напруг	Трансформатори з РПН	

1.2 Баланс реактивної потужності вузла навантаження

Баланс реактивної потужності повинен задовольнятися при значеннях параметрів, що забезпечують нормальні умови роботи мережі та електроприймачів. Активний опір елементів мережі, як правило, порівняно невеликий, індуктивний опір для повітряних ліній визначається в основному відстанню між фазами і, отже, залежить від номінальної напруги ліній. З урахуванням індуктивних опорів трансформаторів індуктивні опори живильних мереж енергосистем на порядок вище активних. Тому передача по них реактивної потужності приводить до великих втрат напруги.

Електроприймачі можуть нормально працювати при змінах напруги в порівняно вузьких межах. Невеликі зміни напруги допускаються і по інших умовах роботи енергосистем. Цим пояснюється те, що реактивна потужність не може передаватися на скільки-небудь значні відстані. Економічно доцільно забезпечувати баланс реактивної потужності практично на кожній ступіні трансформації за допомогою місцевих генеруючих джерел.

Баланс реактивної потужності навантажувального вузла забезпечується за умови, що напруга у вузлі знаходиться в припустимих межах. Отже, параметром, що повинен регулюватися для задоволення балансу реактивної потужності, є напруга вузла.

Закономірності забезпечення балансів реактивної потужності вузла навантаження можна простежити за допомогою графічних побудов (рис. 1.2). Як вузол навантаження енергосистеми розглянемо шини вторинної напруги

понижуючої підстанції, що є центром живлення для розподільних мереж напругою 6-20 кВ.

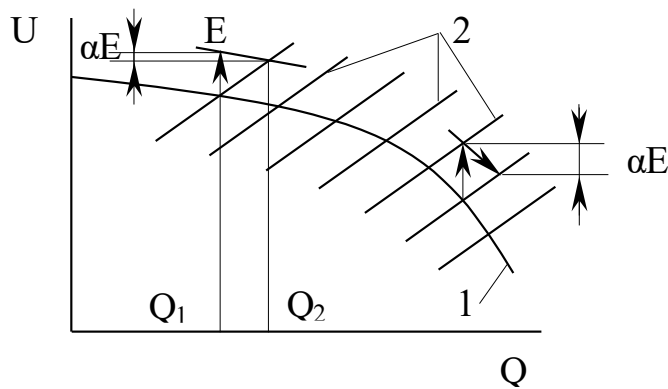


Рисунок 1.2 – Статичні характеристики генерації реактивної потужності і навантаження

Крива 1 характеризує залежність напруги у вузлі від реактивної потужності, яку треба одержати із системи. При невеликому споживанні реактивна потужність в основному покривається місцевими джерелами. При цьому напруга змінюється незначною мірою. В міру росту споживання реактивна потужність покривається усе більш віддаленими джерелами. Передача реактивної потужності по елементах мережі з великими індуктивними опорами супроводжується втратами напруги, у результаті чого коефіцієнт $k_c = \Delta Q/U$, що характеризує крутість статичної характеристики електричної системи, усе більше зменшується. У той же час, щоб компенсувати втрати напруги, що збільшуються, у розподільчих мережах, з ростом навантаження напруга на прийомних шинах повинна підвищуватися. З характеристики 1 випливає, що необхідна залежність напруги від навантаження не може бути досягнута в результаті природного ходу процесу. Вона вимагає штучного втручання в режим роботи мережі.

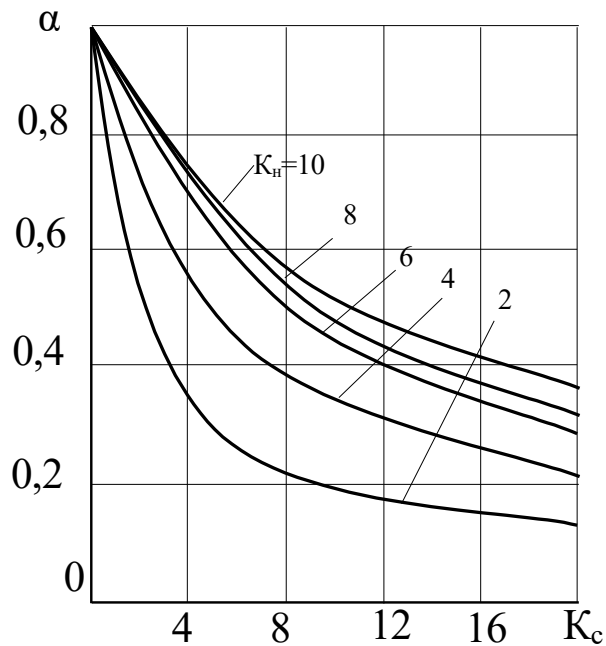


Рисунок 1.3 – Коефіцієнт зниження ефективності регулювання напруги в функції статичних коефіцієнтів системи і навантаження

Споживання реактивної потужності навантаженням вузла також залежить від напруги. Залежності 2 приведені для різних рівнів споживання. Баланс споживання і генерації реактивної потужності встановлюється в вузлах перетинання характеристик 1 і 2. При рості навантаження баланс встановиться в новому вузлі перетинання. Однак нове стає значення напруги не задовольняє нормальним умовам роботи приймачів і, можливо, енергосистеми. Тому необхідно прийняти міри по підвищенню напруги, що досягається переміщенням характеристики 1 вгору. Таке переміщення може бути здійснено підвищенням напруги в вузлі живлення мережі шляхом додаткового збудження генераторів або перемиканням відгалужень трансформаторів. В результаті послідовного переміщення характеристик системи і зростання навантажень утвориться деяка регульовальна характеристика, відповідно до якої змінюється напруга в навантажувальному вузлі.

Для широкого діапазону зміни напруги статичні характеристики навантажень нелінійні. Однак на практиці в більш вузькому діапазоні зміни

напруги їх можна замінити лінійними залежностями. Збільшення ординати характеристики на величину E призводить до росту напруги, а отже, і до збільшення споживання реактивної потужності. Ця величина характеризується статичним коефіцієнтом навантаження k_H . Результуюча зміна споживаної реактивної потужності визначається різницею:

$$\Delta Q = \Delta Q_G - \Delta Q_H,$$

де ΔQ_G і ΔQ_H – збільшення результуючої зміни реактивної потужності генеруючих джерел і зміна потужності навантаження внаслідок зміни напруги.

Отже,

$$\Delta Q_* = -k_C \cdot \Delta U_* - k_H \cdot \Delta U_*,$$

де ΔU_* – відносна зміна напруги:

$$\Delta U_* = -\Delta Q_* / (k_C + k_H).$$

Якби навантаження не залежало від напруги ($k_H = 0$), то зміна напруги визначалася б виразом:

$$\Delta U'_* = -\Delta Q_* / k_C.$$

Відношення $\Delta U_* / \Delta U'_*$ може бути отримане як

$$\Delta U_* / \Delta U'_* = k_C / (k_C + k_H) = 1 - \alpha. \quad (1.2)$$

Звідки випливає, що зміна ЕРС на величину E супроводжується зміною напруги у відповідному вузлі мережі на величину $(1 - \alpha)E$ (рис. 1.3).

Величина α характеризує зниження ефективності регулювання напруги.

Статичну характеристику можна переміщати плавною зміною величини E , якщо впливати на збудження синхронних машин, включаючи або відключаючи батарею конденсатора, і зміною коефіцієнтів трансформації трансформаторів.

При виникненні дефіциту реактивної потужності в навантажувальному вузлі величина $1 - \alpha$ зростає, а ефективність регулювання знижується (рис. 1.3).

1.3 Вторинні регулятори напруги

Вторинний регулятор напруги може бути виконаний з вимірювальним органом, що впливає на підсилювач, що живить обмотку збудження двигуна, що за допомогою редуктора змінює положення установочних пристроїв АРЗ генераторів.

Рівняння дії вторинного регулятора може бути записане як

$$Q - \varphi \int \Delta U dt = 0,$$

де φ – функція, що визначає реактивне навантаження, що задається генератором, у залежності від значення інтеграла відхилення напруги; t – поточний час.

Процес регулювання закінчиться, коли усунеться відхилення напруги і реактивне навантаження стане рівним

$$Q = \varphi \int \Delta U dt.$$

Звичайно вторинне регулювання напруги здійснюється регулятором, що має зону нечутливості. У вихідному стані привід нерухомий і система вторинного регулювання без діє. При відхиленні напруги за межі зони нечутливості починається рух приводу.

Незважаючи на те, що в майбутньому передбачається централізоване регулювання електричного режиму живильної мережі енергосистеми, настроювання вторинних регуляторів напруги повинно бути найбільш досконале, для того щоб частота надходження централізованої корекції були мінімальною. При цьому настроювання вторинних регуляторів напруги може бути досить складним, що досягається введенням у вимірювальні органи (через функціональні перетворювачі) напруг, пропорційних струмам навантаження елементів електричної мережі. Як функціональні перетворювачі використовують резистори. Отже, доцільно орієнтуватися на регулятори з малим споживанням вимірювальних органів.

Складні характеристики настроювання вторинних регуляторів можливі при використанні струмів лише однієї з фаз елементів електричної мережі. Для цього зручний вторинний регулятор, що має однофазний вимірювальний

орган. З огляду на те, що поблизу генеруючих джерел режим живильної електричної мережі практично симетричний, регулятор можна використовувати без фільтра прямої послідовності. Цим вимогам задовольняють двухканальні регулятори напруги, на виході яких застосовуються реле, що діють у напрямку «Більше» або «Менше».

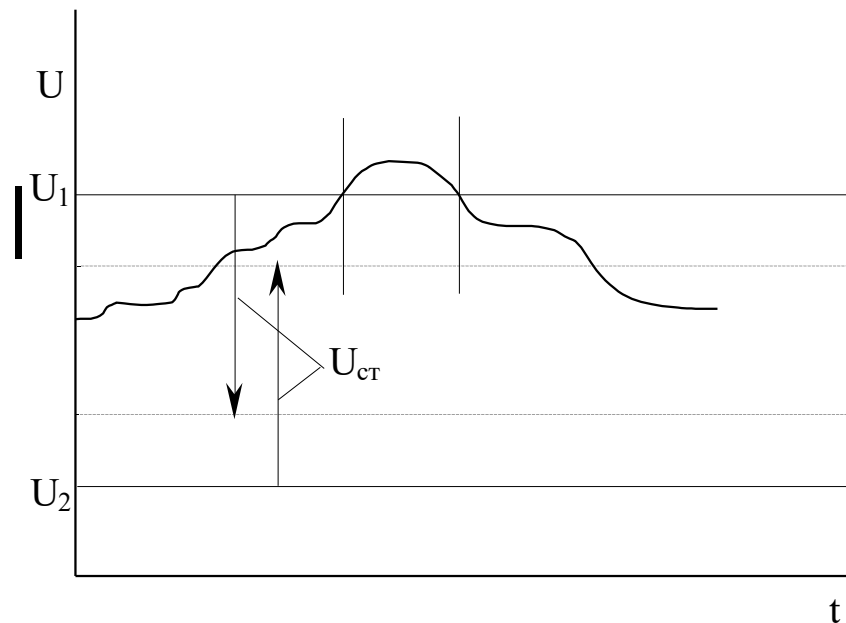


Рисунок 1.4 – Регулювання з зоною нечутливості: U_1 - верхня уставка зони нечутливості; U_2 - нижня уставка зони нечутливості.

Звичайно використовують електронні вимірювальні органи. Якщо контрольована величина знаходиться в межах зони нечутливості, то регулятор не приходить у дію. Вихід контрольованої величини за межі зони нечутливості (рис. 1.54) пускає в хід регулятор, у результаті чого контрольована величина змінюється в напрямку, протилежному попередній зміні. У регуляторах подібного типу використовують вимірювальні органи з нечутливістю. Якщо напруга на вимірювальному органі нижче U_2 , то на виході вимірювального органа, що контролює нижню уставку, сигнал відсутній. Якщо напруга знаходиться між уставками U_1 і U_2 , то на вході з'явиться сигнал, а на виході сигналу не буде. У цей час нижній канал регулятора не діє.

Якщо $U > U_1$, то подіє реле у напрямку зниження напруги.

1.4 Регулювання режиму батарей конденсаторів

Для підвищення економічності режиму розподільчих мереж і поліпшення якості напруги в електроприймачах крім централізованого регулювання використовують ще місцеве регулювання. Найбільш розповсюдженими засобами місцевого регулювання в розподільчих мережах є батареї конденсаторів (БК), а в мережах промислових підприємств – ще і (СД). Зміна реактивної потужності, що генерується місцевими засобами регулювання напруги, приводить до зміни:

1) втрат потужності в електричній мережі за рахунок зміни поточкорозподілу;

2) напруги в вузлах приєднання місцевого джерела реактивної потужності на величину:

$$\Delta U = \omega C x_c U / U_{\text{ном}},$$

де x_c – індуктивний опір ділянки електричної мережі, на якому змінюється поточкорозподіл.

Перший з цих факторів визначає економічність режиму електричної мережі, другий – ефективність роботи електроприймачів.

При визначенні режиму місцевих джерел реактивної потужності в розподільчій мережі необхідний облік обох факторів. При цьому найвигідніший режим роботи розподільчої мережі може бути отриманий як результат оптимізації з урахуванням активних і реактивних навантажень, за якими спостерігають одночасно, а також напруг у вузлах мережі. У загальному випадку враховуються також втрати потужності в місцевих засобах регулювання у функції генеруючої або реактивної потужності, а іноді вплив напруги на техніко-економічні показники електроприймачів.

Для виявлення закономірностей керування режимом місцевих джерел реактивної потужності доцільно визначити зв'язки між найбільш значимими параметрами. Незначущі параметри режиму, що практично несуттєво

впливають на режим місцевих засобів регулювання, можуть не враховуватися.

Значимими параметрами звичайно виявляються напруга в місці приєднання джерела реактивної потужності або поблизу його і реактивний струм живильної ділянки мережі, наприклад I_2 , і, коли необхідно врахувати втрати потужності в місцевих засобах регулювання, його власний реактивний струм I_1 :

$$U_y = U - kI_2 \text{ или } I_2 = (U_y - U)/k, \quad (1.3)$$

де I_2 – залежний параметр режиму.

Для керування режимом місцевих джерел реактивної потужності можна використовувати автоматичні регулятори напруги, на вимірному органі яких реалізується функція типу:

$$U_0 = U + I_1k_1 - I_2k_2,$$

де U – напруга вузла мережі; I_1, I_2 – реактивні струми джерела і живильної ділянки мережі відповідно; k_1, k_2 – постійні величини, що мають розмірність опору.

Для керування режимом силових конденсаторів, втрати в яких несуттєво впливають на режим мережі, можна використовувати функцію типу (1.3):

$$U_0 = U - I_2k_2$$

Схема включення регулятора, що реалізує функцію (1.3), приведена на рис. 1.5, а, а векторна діаграма величин – на рис. 1.5, б. Ріст реактивного струму живильної ділянки мережі супроводжується зменшенням напруги на вимірному органі регулятора. У результаті регульована місцевим джерелом реактивна потужність збільшується, а реактивний струм живильної ділянки мережі на відповідну величину зменшується. Таким чином, практично здійснюється регулювання реактивного струму контрольованої ділянки мережі.

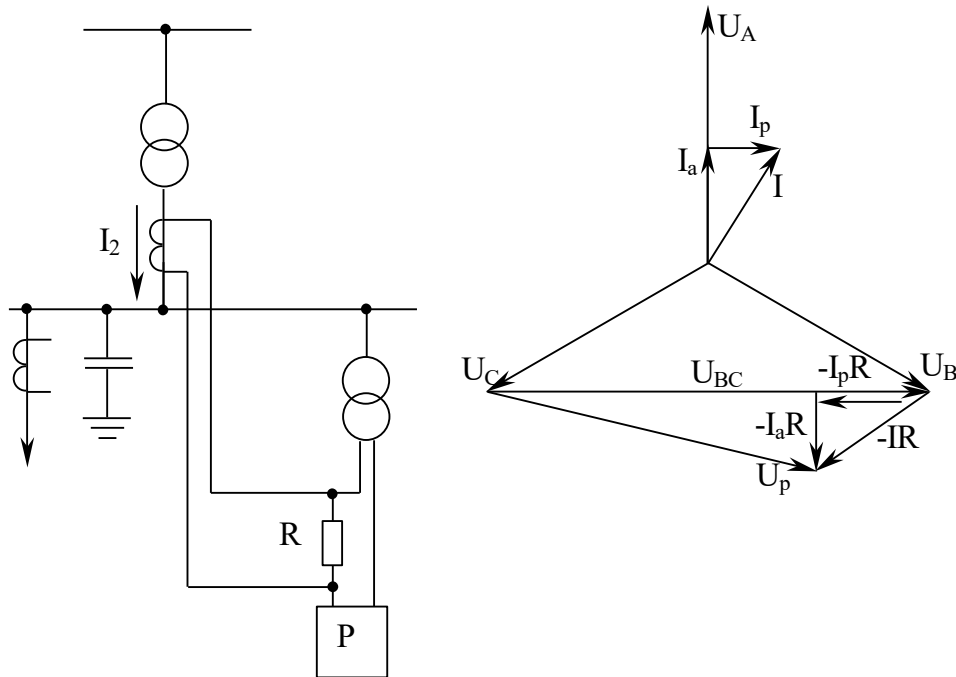


Рисунок 1.5 – Схема ввімкнення регулятора і векторна діаграма, що подається на вимірювальний орган регулятора БК

Уставка по реактивному струму залежить від напруги. Ріст напруги супроводжується збільшенням уставки по реактивному струму, що перешкоджає підвищенню напруги. Зниження напруги, навпаки, приводить до зменшення реактивного струму живильної ділянки мережі, що перешкоджає зниженню напруги. Вплив напруги на уставку реактивного струму визначається величиною k_2 : чим більше цей коефіцієнт, тим менше вплив напруги. У межі при $k_2 = 0$ регулятор реагує тільки на напругу; при $R \rightarrow \infty$ він практично реагує тільки на реактивний струм. Характеристика налагодження регулятора приведена на рис. 1.6, де $k_2 = R_k$.

При необхідності підтримки стабільної напруги не в вузлі приєднання місцевого джерела реактивної потужності, а в деякому віддаленні від нього, у ланцюзі вимірювального органа використовують токову компенсацію напруги.

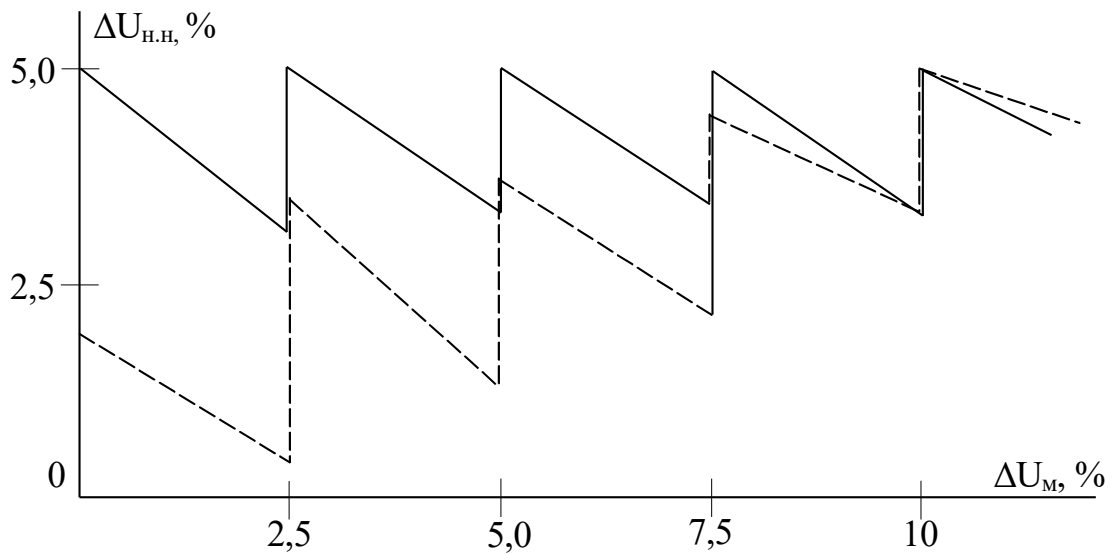


Рисунок 1.6 – Спрощена еюра відхилення напруги на шинах низьковольтних мереж в функції напруги для низьковольтних розподільчих мереж

Регулятор режиму БК характеризується зоною нечутливості, уставкою регулювання і витримкою часу. Зона нечутливості вибирається більшою зміни напруги на вимірювальному органі, що виникає в результаті включення або відключення секції БК:

$$\Delta U_{\text{неч}} = \frac{U_c}{k_H} + \Delta U' = \frac{U_c}{k_H} + \frac{\Delta I_c}{k_T} R,$$

де ΔU_c – зміна напруги у вузлі мережі, що виникає в результаті включення секції; k_T, k_H – коефіцієнти трансформації трансформаторів струму і напруги; ΔI_c – реактивний струм секції БК; R – опір функціонального перетворювача.

Практично зона нечутливості вибирається так, щоб підвищення напруги до гранично припустимого для конденсаторів супроводжувалося їхнім відключенням. Цій умові задовольняє $\Delta U_{\text{неч}} = 2,5 \div 3\%$. На рис. 1.7 приведена розрахункова залежність, використувувана для вибору нечутливості регулювання або опори резистора в ланцюзі вимірювального органа при різних потужностях секцій конденсаторних батарей Q_c і коефіцієнтах трансформації трансформаторів струму для регулятора типу

АРКОН. При заданій величині $\Delta U'$ необхідно визначити величину R , а при заданому значенні R – величину $\Delta U'$ (яка для одержання $\Delta U_{\text{неч}}$ повинна бути збільшена на зміну напруги в електричній мережі ΔU_c і можливій погрішності регулятора). Витримку часу встановлюють по шкалі. Уставка U_y встановлюється після включення регулятора в роботу з таким розрахунком, щоб режим БК відповідав необхідному тепер (цілком ввімкнена або вимкнена).

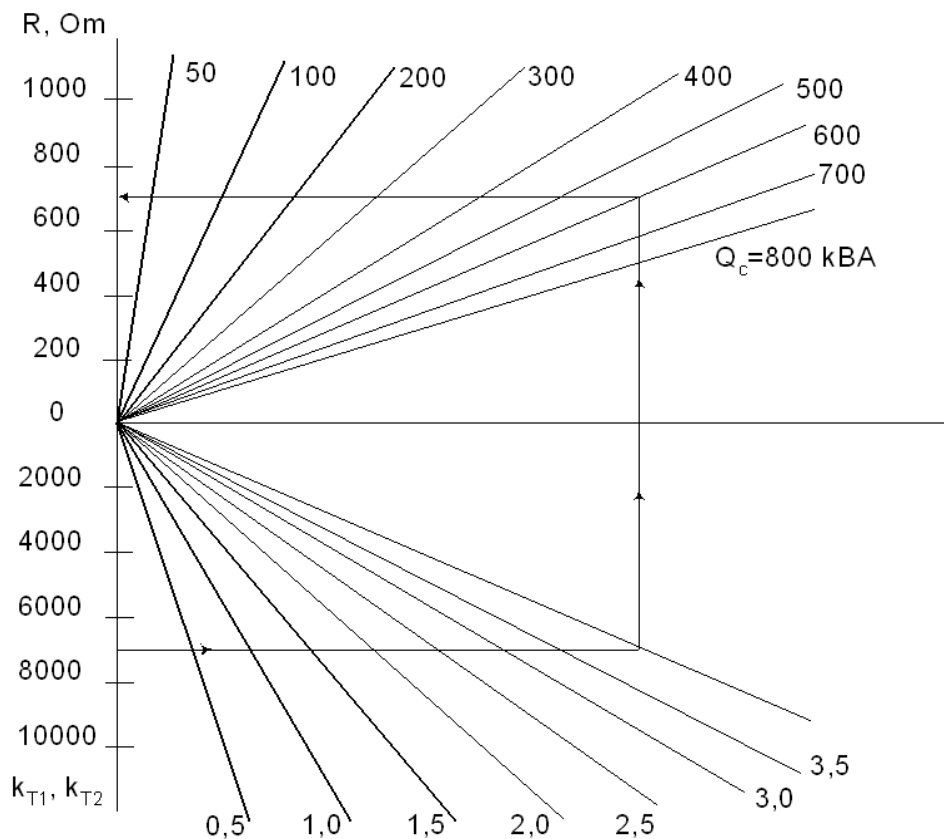


Рисунок 1.7 – Розрахункова залежність для налагодження регулятора конденсаторної батареї, що реагує на реактивний струм та напругу: Q_c – потужність секції батареї; R – опір резистора, що використовується в якості перетворювача струму в напругу; k_{T1} , k_{T2} – результуючі коефіцієнти трансформації трансформаторів струму; $\Delta U'$ – зміна напруги на вимірювальному органі, що зумовлена зміною реактивного струму

При реалізації на вимірювальному органі функції $U_y = U + I_1 k_1 - I_2 k_2$ джерело реактивної потужності струмом I_1 покриває не весь споживаний у

вузлі реактивний струм, а тільки частину його. Ця функція дозволяє здійснювати необхідний розподіл генеруючого реактивного струму між декількома паралельно працюючими місцевими джерелами, втрати в яких повинні враховуватися, наприклад, декількома синхронними двигунами.

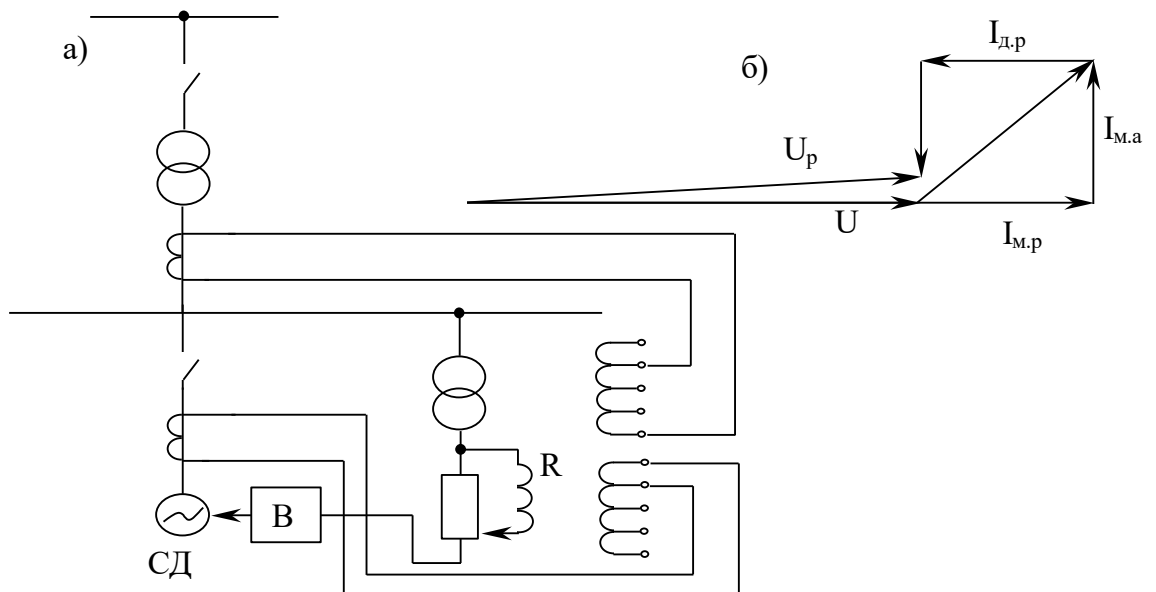


Рисунок 1.8 – Можлива схема включення регулятора напруги синхронних двигунів (а) і векторна діаграма величин, що подаються на вимірювальний орган регулятора напруги (б): $I_{c.a}$ та $I_{c.p.}$ – струми мережі активний і реактивний; $I_{д.а}$ та $I_{д.р.}$ – струми двигуна активний і реактивний

Схема включення вимірювального органу і векторна діаграма величин регулятора напруги (СД) приведені на рис. 1.8.

З розглянутого випливає, що на відміну від централізованого регулювання напруги в ЦЖ, де використовується незалежний параметр, при керуванні місцевими джерелами реактивної потужності використовується залежний параметр режиму.

Поряд зі стандартними регуляторами напруги для регулювання БК застосовуються також апарати, що реагують на реактивний струм. Як датчик реактивного струму використовується вимірювальний орган, виконаний на основі транзисторного ключа при $\alpha = 0$.

1.5. Заходи щодо підвищення ефективності роботи розподільних електричних мереж в умовах енергоринку України

На сьогоднішній день існує стійка тенденція зростання попиту на електроенергію з боку споживачів при одночасному підвищенні вимог до її якості, збільшення частки розподіленої генерації у загальній структурі виробництва енергії та запровадження нового ринку електричної енергії в енергосистемі України. В такій ситуації умови функціонування розподільних електричних мереж (РЕМ) змінюються та вимоги до забезпечення якості надання послуг з розподілу та постачання електричної енергії зростають. В умовах реформування енергетичного ринку України РЕМ виділені в окрему структурну одиницю і відіграють важливу роль у забезпеченні нормальної роботи роздрібного ринку електричної енергії.

Міські РЕМ мають особливості побудови, структури, вимог до забезпечення режимів, що потребує урахування при забезпеченні їх надійного функціонування в умовах енергоринку.

Таким чином, розробка та впровадження заходів для підвищення надійності та ефективності функціонування міських РЕМ на сьогоднішній день є актуальною задачею для енергетичної системи України.

Дослідженню особливостей роботи РЕМ приділяють багато уваги українські та іноземні вчені, серед яких слід відзначити Dugan R.C., Макі К., Кудрю С.О., Кириленка О.В., Праховника А.В., Тугая Ю. І., Яндульського О.С., Попова В.А., Кулика В.В., Зоріна В.В., Лежнюка П.Д., Черемісіна М.М. та інших. Значна частка наукових робіт присвячена питанням аналізу технічного стану та особливостей роботи РЕМ, особливостям інтеграції джерел розосередженої генерації в розподільні мережі, моделюванню та дослідженню режимів роботи сучасних РЕМ, підвищенню надійності їх роботи, забезпеченню якості електричної енергії [1, 2].

Останнім часом багато уваги приділяється питанням використання систем накопичення енергії (СНЕ) для підвищення надійності роботи електричних мереж [3] та впливу відновлюваних джерел енергії на роботу РЕМ.

У той же час питанням підвищення ефективності функціонування

міських РЕМ доцільно приділити більше уваги, особливо в контексті реформування енергетичного сектору при переході до нової моделі енергоринку.

Сучасні міські РЕМ мають значну кількість особливостей, які відрізняють їх серед інших електричних мереж. До характерних особливостей сучасних міських РЕМ слід віднести:

- складну та розгалужену структуру кабельних ліній напругою 10(6) та 0,4 кВ;

- велику щільність навантаження, яка передбачає застосування розподільних пристроїв (РП) та потужних трансформаторів на трансформаторних підстанціях (ТП);

- зростання частки побутових, комунальних споживачів та міського електричного транспорту в загальній структурі електроспоживання;

- значна кількість мереж загального користування, які одночасно живлять споживачів з різними графіками та суттєвими технологічними особливостями, внаслідок чого значно відрізняються їх вимоги до забезпечення електричною енергією;

- незадовільний технічний стан, оскільки період експлуатації майже 70% трансформаторних підстанцій та ліній електропередачі становить понад 40 років;

- низький рівень автоматизації керування режимами міських РЕМ;

- низький рівень оснащення інтелектуальним обладнанням та автоматизованими системами обліку електроенергії, який станом на 01.01.2019 р. складає лише 3 %;

- збільшення джерел розподіленої генерації, зокрема відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), які суттєво впливають на режими роботи міських РЕМ.

Зазначені особливості накладають певні вимоги до структури та конфігурації міських РЕМ, а також сприяють застосуванню адаптованих під ці умови підходів щодо забезпечення режимів їх роботи для забезпечення надійності та якості їх функціонування.

11.06.2017 року набрав чинності Закон України «Про ринок

електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII [4] і розпочався процес реформування електроенергетичної галузі в Україні, який передбачає проведення кардинальних змін в галузі. Серед цих дій передбачається відокремлення функції з розподілу електричної енергії від функцій виробництва, передачі та постачання, тобто створення відповідних окремих сегментів ринку електричної енергії.

Передачу та розподіл електричної енергії, що постачається споживачам, здійснюють оператор системи передачі (ОСП) та оператори систем розподілу (ОСР) відповідно до договорів, що укладаються із споживачем та постачальником електричної енергії відповідно до кодексу системи передачі, кодексу систем розподілу та правил роздрібного ринку.

Структурна схема системи передачі та розподілу електричної енергії показана на рис. 1.9.



Рисунок 1.9 – Структурна схема системи передачі та розподілу електричної енергії, що запроваджується в Україні

Згідно з діючим законодавством ОСР надає послуги з розподілу електричної енергії з урахуванням принципу економічної ефективності, планів розвитку територій, вимог щодо охорони навколишнього природного середовища тощо. Для цього ОСР організовує надійну та ефективну роботу

системи розподілу, забезпечує недискримінаційний доступ до системи розподілу вісім учасникам процесу, забезпечує користувачів системи розподілу необхідною інформацією, забезпечує комерційний облік електроенергії тощо.

Система розподілу електричної енергії складається РЕМ регіонів України, які забезпечують передачу електричної енергії до споживачів. Власниками системи розподілу є окремі регіональні ОСР, які здійснюють експлуатацію РЕМ та забезпечують підтримку їх технічного стану.

Постачальником електричної енергії виступає суб'єкт господарювання, який здійснює продаж електричної енергії у відповідності з договором на постачання електричної енергії споживачу.

Ефективність постачання електричної енергії споживачам при такій системі передачі та розподілу буде залежати від декількох факторів:

- злагоженості та якості роботи запровадженого механізму організації ринку електричної енергії;
- надійності роботи систем передачі та розподілу електричної енергії, яка визначається технічним станом електричних мереж, які безпосередньо здійснюють поставку необхідної кількості потужності кожному споживачу.

Таким чином, при реформуванні ринку електричної енергії в Україні розподільні електричні мережі стають важливим елементом системи розподілу. Їх технічний стан потребує підтримання необхідного рівні для забезпечення ефективної і надійної роботи всієї енергосистеми.

На сьогоднішній день на ринку електричної енергії України діють 40 ліцензіатів на передачу електроенергії розподільними електричними мережами та 147 ліцензіатів на постачання електричної енергії. Станом на початок 2019 року система розподілу електричної енергії в Україні нараховує більше 1 млн. км. повітряних (ПЛ) і кабельних ліній (КЛ) електропередачі напругою 0,4 – 150 кВ і близько 200 тис. трансформаторних підстанцій напругою 6 – 150 кВ.

Система розподілу електричної енергії в Україні розташована на території 27 регіонів і обслуговується регіональними ОСР.

До основних функцій ОСР відносяться:

- забезпечення якості і надійності електропостачання;
- керування режимами роботи системи розподілу;
- експлуатація та ремонт ліній електропередачі, підстанцій та інших об'єктів, що входять до складу розподільної електричної мережі;
- здійснення під'єднання та від'єднання від системи розподілу споживачів;
- встановлення лічильників електричної енергії та моніторинг їх показань.

Сучасний стан розвитку РЕМ України характеризується такими негативними чинниками як:

- незадовільний стан значної частки обладнання електричних мереж, більшість з якого відпрацювала передбачений технічною документацією термін експлуатації і спричиняє значні втрати електричної енергії, недостатню надійність при експлуатації мережі та потребує заміни;
- неефективна конфігурація мереж, яка в першу чергу проявляється у значній довжині ЛЕП, а також в неоптимальній структурі мережі внаслідок поступового розвитку та реконструкції мереж;
- низький рівень автоматизації мереж (на сьогоднішній день рівень оснащеності РЕМ засобами автоматичного управління режимами складає менше 50 %, що призводить до значних операційних втрат);
- проблеми з підключенням нових абонентів, зокрема розподіленої генерації, електроопалення та інфраструктури електротранспорту, які виникають через низьку пропускну здатність РЕМ;
- низька якість електропостачання споживачів (низький рівень технічного стану РЕМ сприяє зниженню індексу середньої тривалості відключень (SAIDI) та індексу середньої частоти відключень у системі (SAIFI) міжнародних показників надійності електропостачання споживачів - тривалість перерв електропостачання в Україні сягає від 580 до 870 хвилин, тоді як у країнах ЄС – до 40 хвилин, що представлено на рис. 1.10, 1.11 [5]);
- низький рівень оснащеності РЕМ автоматизованими системами

обліку електроенергії, який станом на 01.01.2019 р. складає лише 3 %.

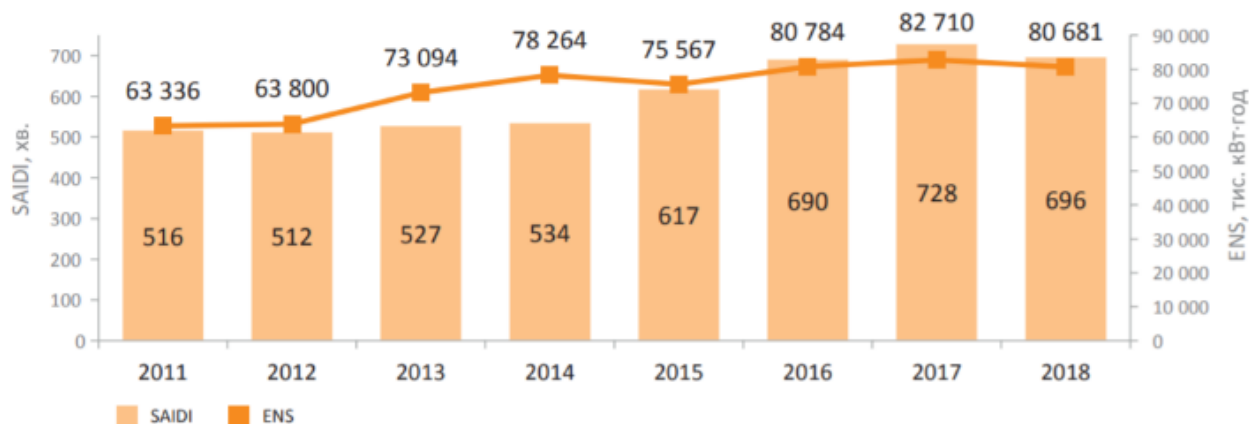


Рисунок 1.10 – Динаміка показників надійності для розподільних електричних мереж України

Як результат такого незадовільного технічного стану розвитку РЕМ України є:

- збільшення втрат електричної енергії, які становлять від 12 до 17% для розподільних мереж різних енергопостачальних компаній;
- зниження показників надійності роботи електричних мереж;
- зниження ефективності роботи системи розподілу електричної енергії в ОЕС України.



Рисунок 1.11 – Динаміка відпуску та витрат електричної енергії в РЕМ України

Таким чином, підвищення ефективності функціонування міських РЕМ при впровадженні енергетичного ринку України стає одним з суттєвих шляхів підвищення ефективності роботи ОЕС України в цілому.

Для практичного вирішення зазначених проблем необхідно розробити та запровадити низку заходів щодо покращення функціонування міських РЕМ з урахуванням регіональних особливостей, комплексного підходу до вирішуваної задачі та можливістю залучення сучасних методів і технологій. Основні шляхи підвищення ефективності роботи міських РЕМ представлені на рис. 1.12.

Кількісне оцінювання ефекту від впровадження запропонованих заходів щодо підвищення ефективності функціонування міських РЕМ України є дуже важливим для висновку щодо їх доцільності. Виконаний аналіз досвіду інших країн показав, що для вирішення цієї задачі застосовується багато методів. Необхідність одночасного врахування багатьох параметрів технічного і економічного характеру є суттєвою при рішенні цієї задачі.

Таким чином, для оцінки ефективності впровадження заходів для підвищення надійності роботи цих мереж доцільно використовувати техніко-економічний критерій, який враховує особливості роботи міських РЕМ в структурі нового ринку електричної енергії в Україні:

$$K_{ef}(x) = \sum_{m=1}^M w_{R_m} \cdot R_m(x) + w_C \cdot C(x) + w_K \cdot K(x) + w_{\eta_{СЕН}} \cdot \eta_{СЕН}(x) \quad (1.4)$$

де x – номер групи заходів з підвищення надійності функціонування міських РЕМ, який характеризується вектором параметрів мережі;

$R_m(x)$ – індекс надійності міських РЕМ (SAIDI, SAIFI, MAIFI, ENS тощо), значення якого визначається відповідно до [6];

M – кількість індексів надійності електричної мережі, які

враховуються при розрахунку;

$C(x)$ – сумарні витрати системи розподілу електричної енергії на заходи з підвищення надійності роботи міських РЕМ;

$K(x)$ – сума компенсації споживачам за недотримання гарантованих стандартів якості надання послуг з електропостачання, яку ОСР нараховує і надає споживачу відповідно до [4];

$\eta_{СЕН}(x)$ – коефіцієнт корисної дії (ККД) СЕНЕ, які застосовуються в міських РЕМ;

$w_{R_m}, w_C, w_K, w_{\eta_{СЕН}}$ – вагові коефіцієнти, які враховують значущість індексів надійності електричної мережі, сумарних витрат на заходи з підвищення надійності $C(x)$ та компенсації споживачам за недотримання стандартів якості надання послуг з електропостачання $K(x)$ відповідно до поточного стану на ринку електричної енергії, а також ККД застосовуваних СЕНЕ $\eta_{СЕН}(x)$.

Індекси надійності електропостачання споживачів в РЕМ відповідають міжнародним показникам і згідно з [6] є обов'язковими для оцінки якості роботи ОСП. Їх значення визначаються на основі спостережень наступним чином:



Рисунок 1.12 – Класифікація заходів щодо підвищення ефективності роботи міських РЕМ

- індекс середньої тривалості довгих перерв в електропостачанні в мережі (SAIDI) розраховується як відношення сумарної тривалості довгих перерв в електропостачанні в точках комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання, за звітний період до

загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою [6]:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k t_i \cdot n_i}{n} \quad (1.5)$$

де t_i – тривалість i -ої довгої перерви в електропостачанні, хв.;

n_i – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті i -ої довгої перерви в електропостачанні, од.; i –

n – загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, од.;

k – кількість довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots, k$;

t_i – тривалість часу перерв електропостачання споживачів i -ої ділянки мережі;

N_i – кількість споживачів на i -ій ділянці мережі; $i \in N$

N_c – загальна кількість споживачів в мережі; $C \in N$

m – кількість ділянок в мережі;

- індекс середньої частоти довгих перерв в електропостачанні в мережі в системі (SAIFI) розраховується як відношення сумарної кількості точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання внаслідок усіх довгих перерв в електропостачанні протягом звітного періоду, до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою [6]

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k n_i}{n} \quad (1.6)$$

- індекс середньої частоти коротких перерв (до 3 хвилин) в електропостачанні в мережі (MAIFI) розраховується як відношення сумарної кількості відключених точок комерційного обліку електричної енергії, в яких

було припинене електропостачання внаслідок усіх коротких перерв в електропостачанні протягом звітної періоду, до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою [6];

- індекс середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n} \quad (1.7)$$

де n_j – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті j -ої короткої перерви в електропостачанні, од.;

r – кількість коротких перерв в електропостачанні протягом звітної періоду;

j – номер короткої перерви в електропостачанні, $j = 1, 2, 3, \dots, r$;

- розрахунковий обсяг недовідпущеної електроенергії [6]

$$ESN = \sum_{l=1}^6 \sum_{i=1}^k \frac{n_i^{z_l} \cdot t_i \cdot Q^{z_l}}{43800} \quad (1.8)$$

де z_l – ознака рівня напруги та відповідної території (z_1 – 0,4 кВ - міський населений пункт, z_2 – 0,4 кВ - сільський населений пункт, z_3 – 6 - 20 кВ - міський населений пункт, z_4 – 6 - 20 кВ - сільський населений пункт, z_5 – 27,5 - 35 кВ, z_6 – 110/154 кВ);

$n_i^{z_l}$ – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання внаслідок i -ої довгої перерви з z -ою ознакою рівня напруги та відповідної території, од.;

Q^{z_l} – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку комерційного обліку електричної енергії з z_1 -ою ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год;

43800 – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвиликах.

При визначенні прогнозних значень індексів надійності для розподільних електричних мереж доцільно скористатись виразами для

статистичних оцінок показників. Так тривалість перерв в електропостачанні споживачів для розрахунку SAIDI та ENS визначається за виразом

$$t_i = \varpi_i \cdot \tau_i \quad (1.8)$$

де ϖ_i – частота відмов i -ої ділянки мережі;

τ_i – середній час відновлення електропостачання для i -ої перерви в електропостачанні.

Запропонований техніко-економічний критерій ефективності є особливим, оскільки приймає до уваги особливості поточного стану ринку електричної енергії та специфіку методи нарахування компенсації споживачам за порушення стандартів з якості електропостачання в Україні.

Для визначення доцільного заходу з підвищення надійності роботи міських РЕМ з переліку розрахованих критеріїв ефективності визначаємо мінімальний:

$$K_{ef}(x) \rightarrow \min \quad (1.9)$$

При вирішенні поставленої задачі необхідно враховувати умови обмеження за технічними характеристиками пристроїв, показниками надійності електропостачання та якості електричної енергії:

$$\begin{aligned} \text{SAIDI}(x) &\leq \text{SAIDI}_{\max}, \text{ SAIFI}(x) \leq \text{SAIFI}_{\max}, \\ \text{MAIFI}(x) &\leq \text{MAIFI}_{\max}, \text{ ENS}(x) \leq \text{ENS}_{\max}, \\ \Pi_{\text{ЯЕЕ}}(x) &\leq \Pi_{\text{ЯЕЕ}_{\text{ГП}}}, \text{ СП}_{\text{реж}}(x) \leq \text{СП}_{\text{реж}_{\text{ГП}}} \end{aligned} \quad (1.10)$$

де SAIDI_{\max} , SAIFI_{\max} , MAIFI_{\max} , ENS_{\max} – максимальні значення індексів надійності розподільної електричної мережі, які відповідають потрібному рівню надання послуг електропостачання;

$\Pi_{\text{ЯЕЕ}_{\text{ГП}}}$ – гранично припустимі значення показників якості електричної енергії;

$\text{СП}_{\text{реж}_{\text{ГП}}}$ – гранично припустимі значення параметрів режиму міської РЕМ (напруги у вузлах мережі, струми в лініях тощо).

Для РЕМ, розташованої на території м. Харків, були розроблені групи

заходів з підвищення надійності електропостачання споживачів та функціонування мережі. З використанням розробленого критерію (1) було вибрано найбільш доцільний із розглянутих заходів. Результати розрахунку представлені в табл. 1. Досліджувана міська РЕМ виконана кабельними лініями 10 кВ та 0,4 кВ з використанням проводів марки ААШВ. Мережа розташовані на території площею понад 70 км² і одержує живлення від 4 понижуючих підстанцій 110/10 кВ. В ТП 10/0,4 кВ встановлено по 2 силових трансформатори, потужність яких становить 1000 кВА, 630 кВА. До складу мережі входить два РП 10 кВ.

Таблиця 1.1 – Оцінка заходів з підвищення надійності роботи РЕМ

Номер групи заходів з підвищення ефективності роботи РЕМ X	Характеристика групи заходів з підвищення ефективності роботи РЕМ	Коефіцієнт ефективності K_{ef} (x), в.о.
1	Встановлення інтелектуального обладнання на ТП та РП	0,83
2	Переведення мережі з напруги 10 кВ на напругу 20 кВ з використанням захищених проводів	0,89
3	Встановлення реклоузерів	0,68
4	Впровадження розподіленої генерації, зміна режиму роботи релейного захисту	0,89
5	Застосування СНЕ	0,73
6	Впровадження розподіленої генерації, застосування СНЕ	0,65

Як видно з табл. 1.1, найбільш доцільним для розглянутої РЕМ є захід, який передбачає впровадження розподіленої генерації та застосування СНЕ.

Висновок до розділу

Виконаний аналіз показав, що незадовільний технічний стан сучасних РЕМ України значно знищує показники ефективності та надійності роботи як

РЕМ, так і ОЕС України в цілому.

Для підвищення надійності функціонування РЕМ необхідно для кожної з регіональних ОРС розробити та впровадити низку організаційно-технічних заходів, які дозволять оновити структуру та конфігурацію мереж, а також сприятимуть розвитку інтелектуалізації електричних мереж.

Для обґрунтування доцільності застосування заходів щодо підвищення ефективності функціонування РЕМ був розроблений техніко-економічний критерій ефективності, який враховує особливості поточного стану ринку електричної енергії та специфіку нарахування компенсацій споживачам за порушення стандартів з якості електропостачання в Україні.

Реалізація проектів з підвищення ефективності та надійності функціонування РЕМ потребує ретельної оцінки та державної підтримки.

2 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЗА ДОПОМОГОЮ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Регулювання режиму розподільчої мережі відбувається в центрах живлення (ЦЖ) трансформаторами, які мають регулювання напруги під навантаженням, а також місцевими засобами живлення напруги. Центрами живлення розподільчої мережі є шини низької напруги (НН) понижуючої підстанції, а також шини генераторної напруги електростанцій.

Приклад розподільчої мережі, що живиться від ЦЖ з трансформаторами, до яких підключені розподільчі трансформатори з мережами НН, приведений на рис. 1.1. До цих мереж приєднуються розподільчі трансформатори напругою 6-20/0,4-0,69 кВ.

Від шин вторинної напруги розподільчих трансформаторів живляться розподільчі електричні мережі напругою до 1000 В (мережі НН). Напруга на шинах електроприймачів суворо дестується (табл. 2.1). В відповідності з цими вимогами напруга на шинах НН повинна перевищувати мінімально допустиму напругу у найбільш віддаленого електроприймача на величину втрат напруги в мережі НН. В той же час ця напруга не повинна перевищувати гранично допустимі по ДЕСТу значення.

Таблиця 2.1 Напруга на шинах електроприймачів

Точка контролю напруги	Допустимі відхилення напруги, %
На затискачах електродвигуна	±5 (в окремих випадках +10)
На затискачах світильника на робочих місцях промислових підприємств в житлових будинках (освітлення аварійне та зовнішнє) в аварійних режимах	±5 ÷ -2,5 ±5 -12
На затискачах електроприймачів, що живляться від сільськогосподарських мереж або мереж електротяги	±7,5

Відхилення напруги від номінальної (%):

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100;$$

на вторинних затискачах розподільчого трансформатора може бути визначене з виразу:

$$\delta U_2 = \delta U_1 - \Delta U_T + \delta U_T,$$

де δU_1 – відхилення напруги від номінальної на первинних затискачах трансформатора, %; ΔU_T – втрати напруги в трансформаторі, %; δU_T – величина добавки напруги трансформатора, що залежить від встановленої відпайки, яка перемикається без збудження (ПБЗ).

Відомо, що відпайки ПБЗ на розподільчому трансформаторі (РТ) компенсують падіння напруги в високовольтній розподільчій мережі і трансформаторах в режимі максимальних навантажень. Приблизна залежність відхилення напруги $\delta U_{\text{н.н}}$ на вторинних затискачах РТ в функції втрат напруги в високовольтній розподільчій мережі в режимі максимальних навантажень приведена на рис. 1.9 (сплошна лінія). поблизу ЦЖ на РТ використовуються (перші) відпайки, які відповідають максимально можливій напрузі. По мірі віддалення від ЦЖ встановлюються другі, треті відпайки і т.д.

Відхилення напруги на шинах ЦЖ в режимі максимальних навантажень

$$\delta U'_{\text{ц.п}} = \delta U_+ + \Delta U_{\text{бл}} + \Delta U'_T,$$

де δU_+ – гранично допустимі відхилення по ДЕСТу, %; $\Delta U_{\text{бл}}$ – падіння напруги від шин ЦЖ до ближнього РТ, %.

Приблизно вважаючи, що $\Delta U_{\text{бл}} = 1\%$, $\Delta U'_T = 2\%$, отримаємо

$$\delta U'_{\text{ц.п}} = 5 + 1 + 2 = 8\%.$$

Оскільки напруга на шинах ЦЖ в період найменших навантажень визначається приймачами РТ, на яких встановлені останні відпайки, воно повинно бути понижено на величину, рівну добавці напруги $(n-1)U_{\text{ст}}$ за

виключенням втрат напруги в високовольтних розподільчих мережах від ЦЖ до РТ з останнім відпайками. Ця добавка визначається величиною.

$$\Delta U = (n - 1)U_{\text{ст}} / k,$$

де n – число відпайок ПБЗ, що використовуються; U – напруга ступеня ПБЗ РТ; k – відношення падіння напруги в мережі в режимі максимальних навантажень до втрат напруги в режимі мінімальних навантажень.

Потрібне відхилення напруги на шинах ЦЖ в режимі мінімальних навантажень може бути знайдено з виразу:

$$\delta U''_{\text{ц.п}} = U_+ + \frac{n-1}{k} U_{\text{ст}} - (n-1)U_{\text{ст}} = U_+ + U_{\text{ст}}(n-1)\frac{1-k}{k}.$$

Вважаючи, що $U_{\text{ст}} = 2,5\%$, $n = 4$, $k = 3$, отримаємо

$$\delta U''_{\text{ц.п}} = +5 + 2,5(4-1)\frac{1-3}{3} = 0\%.$$

Відповідно, в режимі максимальних навантажень напруга на шинах ЦЖ вище, а в режимі мінімальних навантажень – нижче, тобто вона повинна змінюватись у відповідності зі зміною навантаження мережі. Подібне регулювання напруги називають зустрічним регулюванням. Покажемо більш детально особливості регулювання за допомогою трансформаторів, а також особливості використання перемикаючих пристроїв.

2.1 Схеми і способи регулювання трансформаторами

Загальне поняття про регулювання трансформаторами. Особливості зв'язаного регулювання.

Отже регулювання за допомогою трансформаторів може як змінювати рівень напруги, так і перерозподіляти потоки потужності. У обох випадках для регулювання використовуються не тільки трансформатори, оснащені вбудованими регуляторами, але і спеціальні регульовальні трансформатори, що об'єднуються по схемі включення з силовим трансформатором або встановлювані незалежно. Відповідно до норм Міненерго СРСР всі встановлювані на підстанціях і електростанціях трансформатори повинні

мати пристрої РПН. Ця вимога не розповсюджується тільки на двообмоткові трансформатори блоків електростанцій, що підвищують, оскільки в цьому випадку необхідні режими забезпечуються регулюванням збудження відповідного генератора.

Для двообмоткового трансформатора досить забезпечити регулювання на одній обмотці. При цьому для зменшення маси струмоведучої системи регулятором оснащується обмотка ВН, що має менший номінальний струм. У трансформаторів вищих класів напруги розташовують вбудований регулятор з боку нейтралі обмотки ВН.

У триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів наявність тільки одного перемикача не дозволяє здійснювати незалежне регулювання для кожної з вторинних обмоток. Особливі складнощі виникають при регулюванні єдиним регулятором, встановленим в нейтралі автотрансформатора, тобто в загальній обмотці. Таке регулювання називається зв'язаним, оскільки одночасно змінює число витків обмоток ВН і СН.

Зв'язане регулювання на автотрансформаторі, одержуючому живлення з боку ВН або СН, приводить до неоднакового не тільки за значенням, але і по знаку зміни напруги вторинних обмоток. Так, на понижуючому автотрансформаторі зменшення числа витків в нейтралі викликає збільшення напруги на стороні СН і зниження напруги на стороні НН. Для автотрансформатора зміни напруги, що підвищує, на сторонах ВН і СН однакові як за значенням, так і по знаку.

Для знижувального триобмоткового трансформатора регулювання в нейтралі обмотки ВН приводить до однакового по знаку і по відносному значенню зміни напруги на сторонах СН і НН; у трансформатора, що підвищує, і трансформатора, що харчується з боку СН, при такому регулюванні змінюється тільки напруга на стороні ВН при незмінному іншому вторинній напрузі.

Забезпечити незалежне регулювання по обмоткам, зокрема виключити недоліки зв'язаного регулювання на автотрансформаторах, можливо шляхом

установки двох незалежних регуляторів: вбудованих, або у вигляді додаткових регулювальних трансформаторів, або поєднанням вбудованого регулятора з регулювальним трансформатором. У всіх випадках незалежні засоби регулювання повинні розміщуватися на різних обмотках.

Регулювальний трансформатор (РТ) може бути включений або в нейтраль, або на лінійному виведенні обмотки силового трансформатора (схема з лінійним регулятором); обидва варіанти представлено на рис. 9.1. У вітчизняній практиці РТ в нейтралі застосовуються зазвичай у поєднанні з автотрансформаторами, лінійні ж РТ використовуються як для автотрансформаторів, так і для трансформаторів. Все сказане вище про зв'язане регулювання повністю застосовується також і до випадку включення РТ в нейтраль автотрансформатора.

Якість напруги і вимоги до пристроїв регулювання.

Для трансформатора, що виконує функції регулювання, існують поняття діапазону регулювання (різниця найбільшої і найменшої напруги обмотки, що отримується при регулюванні) і ступеня регулювання (найменша різниця напруги, що забезпечується при регулюванні). Діапазон і ступінь регулювання, як правило, виражаються у відсотках номінальної (середнього) напруги обмотки. Очевидно, що збільшення діапазону і зменшення ступеня дозволяють поліпшити якість регулювання, проте це пов'язано з ускладненням конструкції і дорожчанням трансформатора.

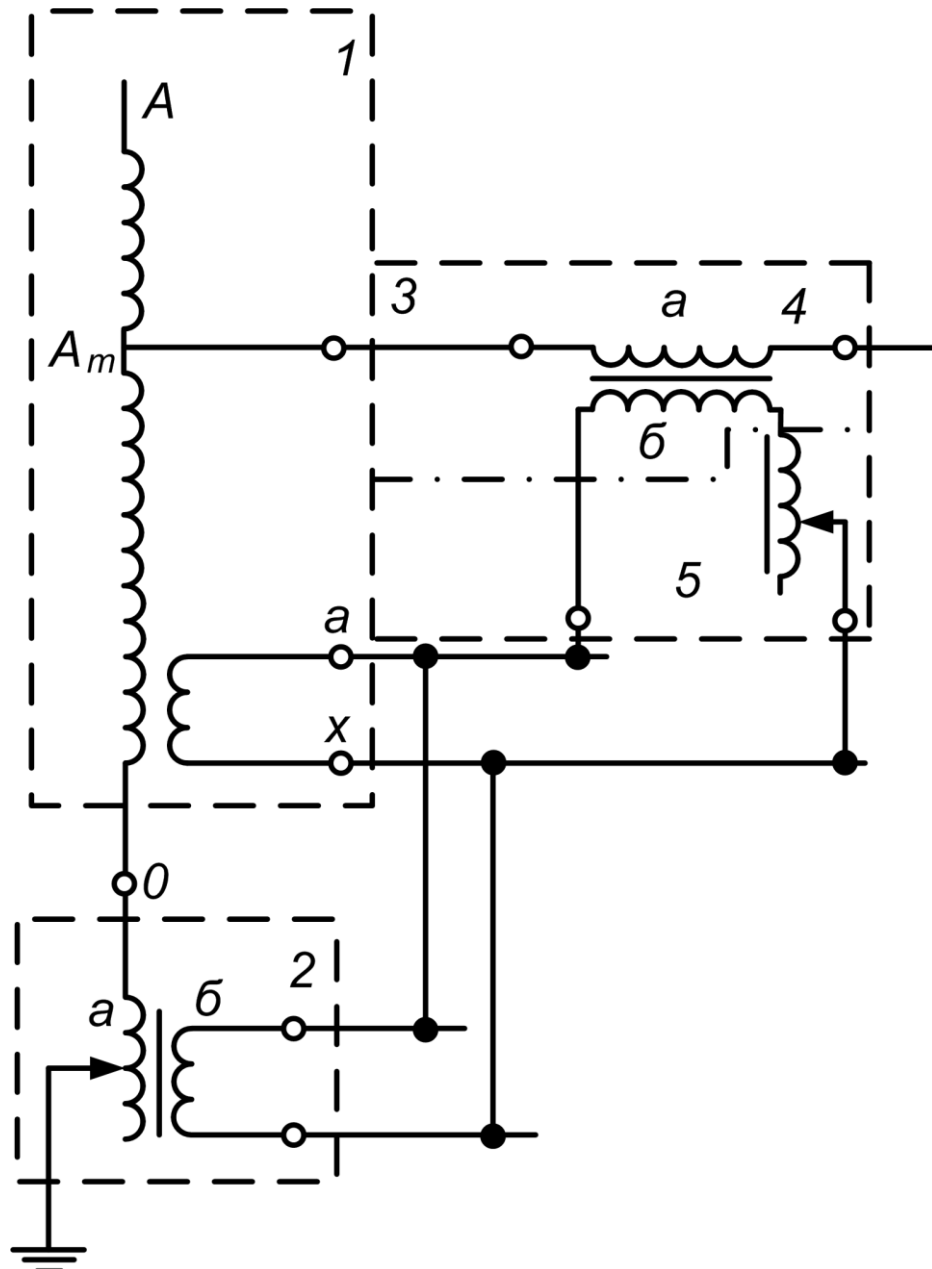


Рисунок 2.1 – Схема регулювання на автотрансформаторі з окремими регульовальними трансформаторами в нейтралі і на лінійному виводі

1 — автотрансформатор; 2, 3 — регульовальні трансформатори в нейтралі і на лінійному виводі відповідно; 4 — послідовний трансформатор; 5 — регульовальний автотрансформатор (а, б — обмотки послідовна і збудження відповідно)

При виборі ступеня і діапазону регулювання враховуються, зокрема, вимоги до якості напруга у споживачів, що диктуються ГОСТ 13109—97, а також значення найбільшої робочої напруги устаткування по ГОСТ 721—77. В цьому відношенні істотні два основні показники, нормованих ГОСТ

13109—97: тривалі відхилення напруга, обумовлені повільними змінами режиму енергосистеми або навантажень, і короточасні зміни напруга, пов'язана з відносно швидкоплинними процесами (КЗ в мережі, пускові режими і т. п.). Як відхилення, так і зміна напруги (по ГОСТ — розмах зміни напруги) виражаються у відсотках номінальної напруги. Допустиме значення першого показника залежно від виду споживача встановлюється в межах від $-2,5$ до $+5$ %, або від -5 до $+10$ %, або ± 5 %; значення другого — залежить від частоти повторення або від інтервалу між наступними один за одним змінами напруги і, наприклад, для інтервалу від 1 з до 12 мін лежить в межах від 1,5 до 5 %.

ГОСТ 721—77 за умовами роботи ізоляції, а також нагріву сталі знижувальних трансформаторів обмежує перевищення найбільшої робочої напруги понад номінальний наступними значеннями: 20 % у мережах напругою до 20 кВ включно, 15 % у мережах 35—220 кВ, 10 % у мережах 330 кВ і 5 % у мережах вищих класів напруги.

Виходячи з вказаних міркувань сучасні трансформатори загального призначення зазвичай мають діапазон регулювання від ± 10 до ± 12 % і ступінь регулювання від 1,25 до 1,8 %. Раніше випускалися і продовжують експлуатуватися трансформатори з меншим діапазоном і грубішими ступенями регулювання (2,5 %).

Подовжнє, поперечне і подовжньо-поперечне регулювання.
Номенклатура РТ.

Регулювання за допомогою РТ або силових трансформаторів може бути подовжнім, поперечним і подовжньо-поперечним («косим»). Подовжнє регулювання забезпечує зміна тільки напруги на виході трансформатора, для поперечного — характерна зміна фазового зрушення, а при подовжньо-поперечному одночасно змінюються значення і фаза регульованої напруги.

Для отримання ефекту поперечного регулювання обмотку збудження даної фази РТ слід включити на лінійну напругу два інших фаз (рис. 2.2). На малюнку схема включення приведена тільки для фази А, для фаз В і С вона виконується аналогічно.

Як випливає з векторної діаграми, при регулюванні по цій схемі, взагалі кажучи, зміниться не тільки фазове зрушення, але і модуль вектора напруги; проте зважаючи на трохи зміни модуля цією зміною зазвичай можна нехтувати.

При подовжньо-поперечному регулюванні (рис. 2.3) вводяться дві незалежна додаткова (регульованих) напруга: співпадаюче по фазі з напругою мережі ΔU_1 і з фазовим зсувом на 90° ΔU_2 . При подібній схемі можливо незалежне регулювання як модуля напруги, так і його фазового зсуву.

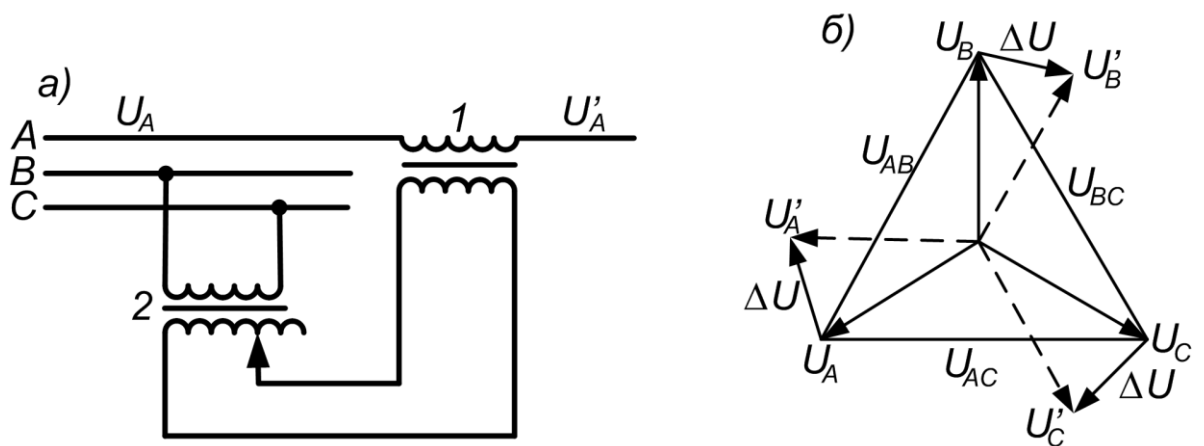


Рисунок 2.2. – Послідовний регульовальний трансформатор для поперечного регулювання: а — схема включення; б — векторна діаграма
1 — послідовний трансформатор; 2 — регульовальний трансформатор;
 ΔU — добавка напруги, створювана послідовним регулятором

Серія вітчизняних послідовних РТ, призначених для включення в нейтраль обмотки ВН трансформаторів і автотрансформаторів напругою 110—500 кВ, позначається ВРТДНУ (вольтодобавний регульовальний трифазний трансформатор з системою охолодження Д, оснащений пристроєм РПН, вдосконаленої конструкції). Ці регулятори відповідають схемі рис. 2.1 і виготовляються в класі напруги 35 кВ. Фактичний діапазон регулювання залежить від класу напруги обмотки силового трансформатора, послідовно з якою включений РТ, і може складати від ± 18 до ± 40 кВ.

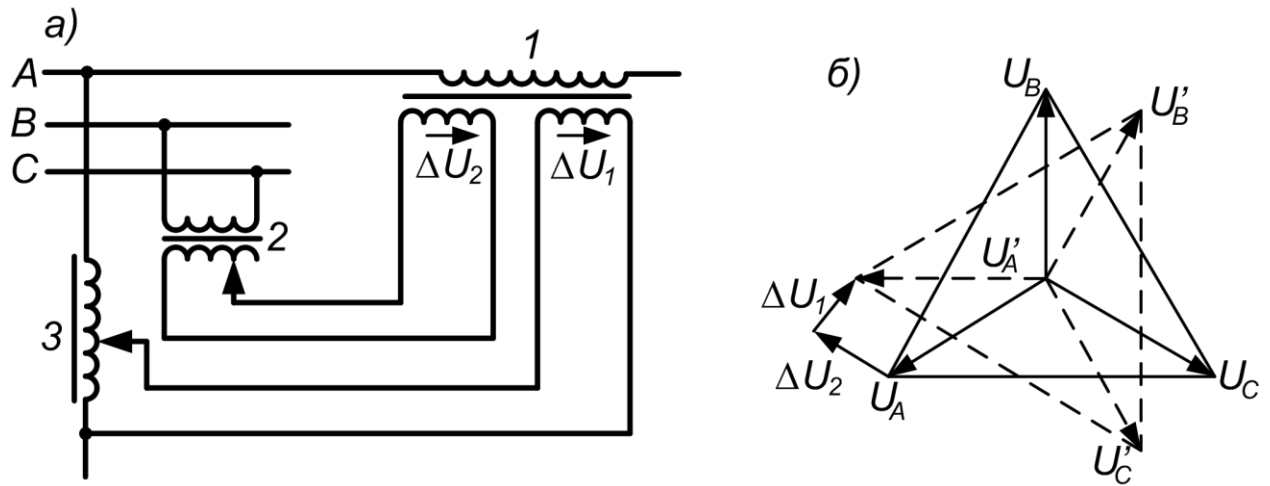


Рисунок 2.3 – Подовжньо-поперечне регулювання з незалежною зміною модуля і фазового зсуву напруги: а — принципова схема; б — векторна діаграма: 1, 2 — те ж, що на рис. 2.2; 3 — регулювальний автотрансформатор

Лінійні регулювальні автотрансформатори вітчизняних заводів випускаються по схемі рис. 2.1 серій ЛТДН і ЛТМН при системі охолодження відповідно Д і М на напругу від 6 до 38,5 кВ з межами регулювання $\pm 10 \times 1,5\%$.

Випускається також серія лінійних РТ 6—10 кВ типу ЛТМ, призначених головним чином для включення безпосередньо в лінію (фідер), зокрема на видаленні від живлячої підстанції. У цих РТ передбачена додаткова обмотка НН, призначена для незалежного живлення с. н. Два варіанти схеми трансформатора серії ЛТМ, що розрізняються приголосним або зустрічним включенням регулювальної обмотки, представлені на рис. 2.4. Ці трансформатори випускаються з межами регулювання $\pm 8 \times 1,2\%$.

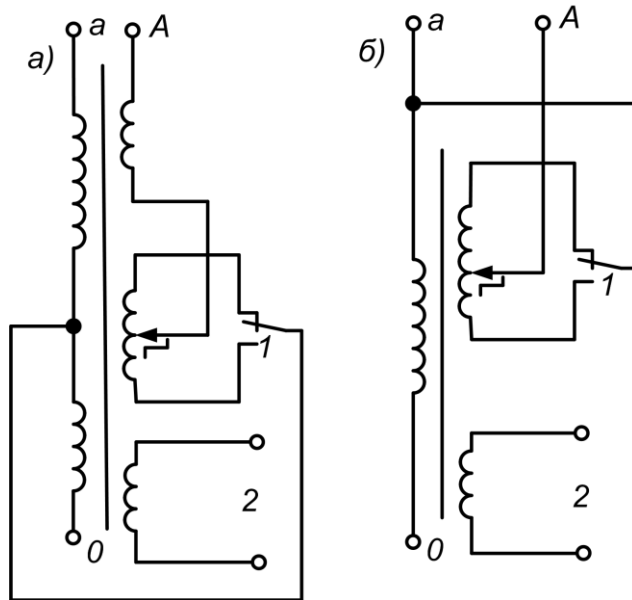


Рисунок 2.4. – Схема регульовального автотрансформатора серії ЛТМ: а — приголосяне включення; б — зустрічне включення
1 — реверсор; 2 — незалежна обмотка с. н.

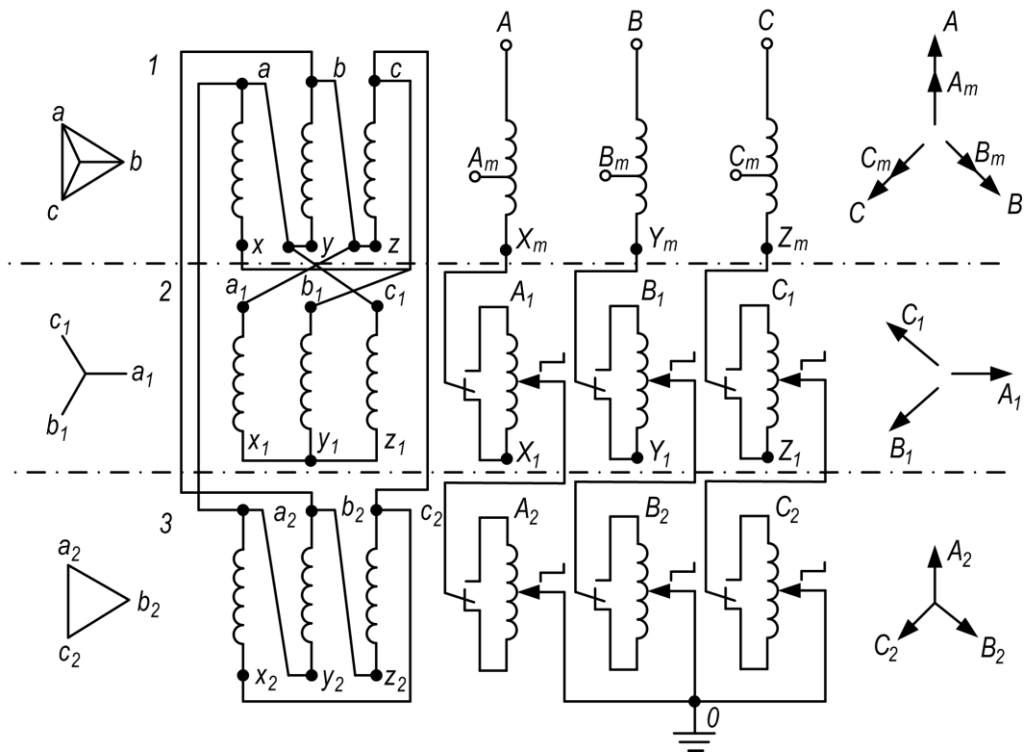


Рисунок 2.5. – Схема включення трансформатора поперечного регулювання і векторні діаграми для окремих елементів трансформатора
1 — основні обмотки головного трансформатора; 2 — трансформатор поперечного регулювання; 3 — регульовальні обмотки подовжнього регулювання головного трансформатора

Вітчизняний однофазний РТ для поперечного регулювання

розроблений для роботи в нейтралі автотрансформатора типу АОДЦТН-333000/750/330. Його регулювальні характеристики вибрані виходячи з умов оптимізації режимів спільної роботи мереж 750 і 330 кВ півдні країни. Схема включення РТ в трифазній групі силових автотрансформаторів представлена на рис. 2.5. Тип регулювального трансформатора— ОДЦТНП-92000/150 (буква П означає поперечне регулювання), номінальна потужність збудливої і регулювальної обмоток по 70 МВА, компенсаційною — 22 МВА. З урахуванням параметрів силового автотрансформатора, забезпеченого вбудованим подовжнім регулюванням під навантаженням, і РТ поперечного регулювання забезпечується можливість взаємного повороту векторів напруги ВН і СН на кут до 10—12°.

2.2 Конструкції вбудованих в трансформатор регуляторів

Пристрій перемикачання без збудження (ПБЗ).

Прикладом пристрою ПБЗ є вітчизняний однофазний перемикач барабанного типу П-6, що забезпечує регулювання в межах п'яти положень (рис. 2.6). Контактна система перемикача складається з шести нерухомих контактів і рухомого кільцевого контакту До, що замикає залежно від свого положення ту або іншу суміжну пару нерухомих контактів. Підпружинені контактні кільця переміщуються по кругу колінчастим валом, вісь якого за допомогою ізолюючої штанги з'єднується з ручним приводом, розташованим на кришці трансформатора або на стінці бака.

Перемикачі типу П-6 випускаються на напругу від 11 до 110 кВ і на струми від 100 до 200 А.

Для регулювання в трьох фазах трансформатора встановлюються три однофазні перемикачі; управління перемикачами фаз може бути або незалежним, або трифазним.

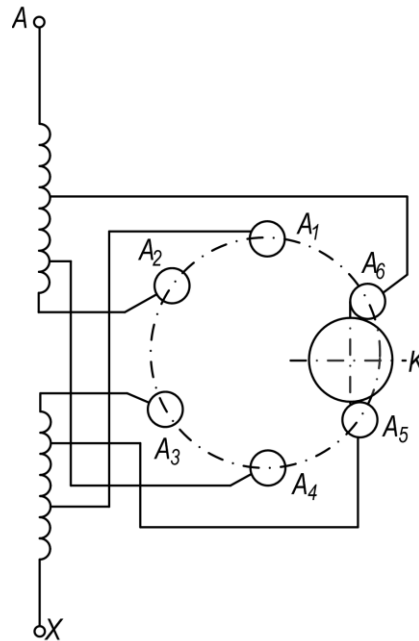


Рисунок 2.6. – Схема перемикання відгалужень пристрою ПБЗ типу П-6

У конструкції перемикачів барабанного типу крім кільцевих контактів використовуються також сегментні і ламельні контакти. Разом з перемикачами барабанного типу у вітчизняній практиці застосовуються і перемикачі ПБВ рейкового типу з ламельними контактами.

У перемикальних пристроїв слід розрізняти число ступенів регулювання і число положень перемикача: число ступенів — це число змін коефіцієнта трансформації в діапазоні регулювання трансформатора; число положень перемикального пристрою — це сумарне число фіксованих положень по покажчику положення перемикача. У загальному випадку число ступенів і число положень не однакові.

Схеми включення регульовальних обмоток і основні типи пристроїв РПН.

Частина обмотки, забезпечена відведеннями для зміни коефіцієнта трансформації, носить назву регульовальної обмотки (РО). Пристрій, що безпосередньо здійснює вибір відведення, на яке перемикається РО, називається виборцем. Конструкції трансформаторів з РПН виконуються по одній з трьох основних схем регулювання (рис. 2.7): без реверсування, з реверсуванням, з використанням грубого ступеня. Реверсування або підключення грубого ступеня здійснюються так званим передвибирачем. У

деяких пристроях РПН передвибирач використовується для перемикання обмоток (без навантаження) із зірки на трикутник.

Схема регулювання без реверсування найбільш проста, проте її недоліком є РО збільшених розмірів. У схемі з реверсуванням діапазон регулювання подвоюється в порівнянні з числом відведень РО. Повний діапазон регулювання в цій схемі використовується при двократному обході всіх ступенів РО: один раз при приголосному включенні витків РО і основної частини обмотки, другий раз — при зустрічному. При третьому варіанті схеми регулювання РО ділиться на дві рівні частини — грубий і тонкий ступені РО, і подвоєння числа ступенів регулювання забезпечується за рахунок двократного обходу РО тонкого ступеня при введеній і при виведеному грубому ступені.

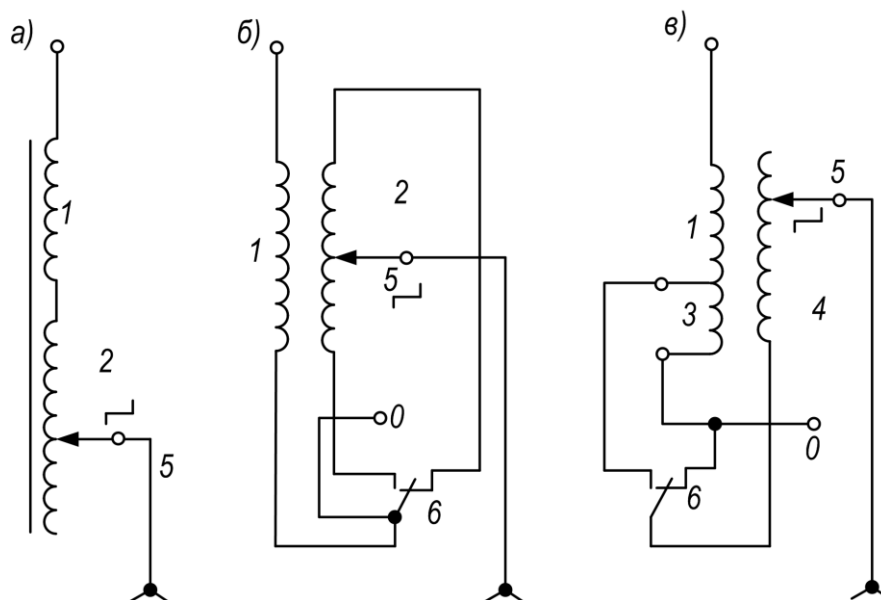


Рисунок 2.7. – Основні схеми регульовальної обмотки: а — без реверсу; б — з реверсом; в — з грубою ступеню

1 — основна частина обмотки; 2 — регульовальна обмотка; 3 — грубая ступінь РО; 4 — тонкий ступінь РО; 5 — вибирач; 6 — передвибирач

Детальний опис конструкції пристроїв РПН і їх окремих вузлів приведені в [1]; тут обмежимося тільки деякими основними моментами, що зумовлюють експлуатаційні особливості того або іншого типу пристрою РПН. Струмообмежувальний опір дозволяє уникнути закорочення витків

ступеня РО і разом з тим виключити розриви струмоведучих ланцюгів в ході перемикання. За типом використовуваних струмообмежуючих опорів розрізняють пристрої РПН з індуктивними опорами (реакторний тип) і з активними (резисторний). У обох типів пристроїв РПН виборці, так само як і передвибирач, розраховані на перемикання без струму. Відключення і виключення струму проводиться спеціальними контакторами, здатними гасити дугу цього струму.

У трансформаторобудуванні застосовуються конструкції контакторів з розривом дуги в маслі, в повітрі, в газі, у вакуумі; створені також і перемикачі із застосуванням напівпровідників для забезпечення перемикачів без розриву дуги.

У малопотужних пристроях РПН можливе відключення струму безпосередньо виборцями, які, для цієї мети додатково посилюються і називаються виборцями-контакторами. Відзначимо також, що для полегшення роботи дугогасящих контактів у ряді конструкцій пристроїв РПН застосовуються додаткові активні опори, що шунтують контакти.

У всіх конструкціях РПН контакти, що рвуть дугу, розміщуються в окремому баку, не пов'язаному з баком трансформатора, з тим щоб не знижувати електричну міцність ізоляції трансформатора продуктами розкладання масла під впливом електричної дуги.

Послідовність роботи контактів і приводні механізми пристроїв РПН.

Послідовність роботи перемикального пристрою реакторного типу при переході із ступеня 1 на ступінь 2 представлена на рис. 2.8. Необхідна послідовність розмикання і замикання контактів контактора і виборця забезпечується роботою приводного механізму; при цьому, оскільки реактор розрахований на тривале протікання струму навантаження I_n , не вимагається високої швидкодії механізму. З цієї ж причини не представляє небезпеки для трансформатора застрягання перемикача в проміжних положеннях (положення моста або з розімкненою гілкою). Навпаки, використання положення моста як нормального робочого положення дозволяє збільшити число ступенів регулювання, що використовується в деяких конструкціях, а

також при модернізації пристрою РПН.

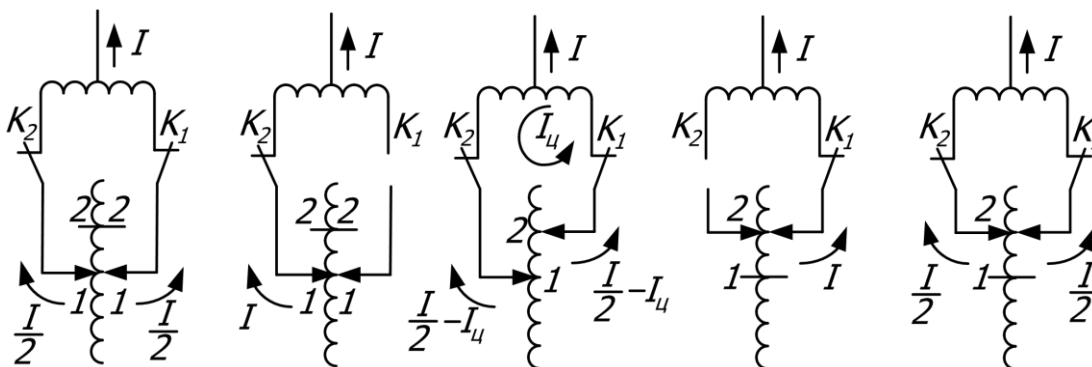


Рисунок 2.8. – Послідовні положення пристрою РПН реакторного типу при переході з положення 1 в положення 2

I — струм навантаження; $I_{ц}$ — струм, циркулюючий в схемі перемикача

Відзначимо також, що оскільки струм навантаження в робочих положеннях пристрою і в положенні моста ділиться між обмотками реактора навпіл, то він практично не створює спаду напруги на опорі реактора, оскільки магнітні поля обох гілок взаємозрівноважуються; падіння напруги на реакторі створюється тільки в положенні моста за рахунок циркулюючого струму /ц, а також в проміжних положеннях при роботі однією гілкою.

Разом з вказаною на рис. 2.8 схемою пристрою РПН, що використовує двоплечий реактор з трьома виводами, застосовуються і інші схеми, зокрема, з одноплечим реактором (рис. 2.9, б), або двоплечий реактор з чотирма виводами (рис. 2.9,а). Особливість цих схем полягає також в тому, що для полегшення умов гасіння дуги на контакторі в останній введені додаткові контакти і шунтуючі активні опори, включені по схемі містка.

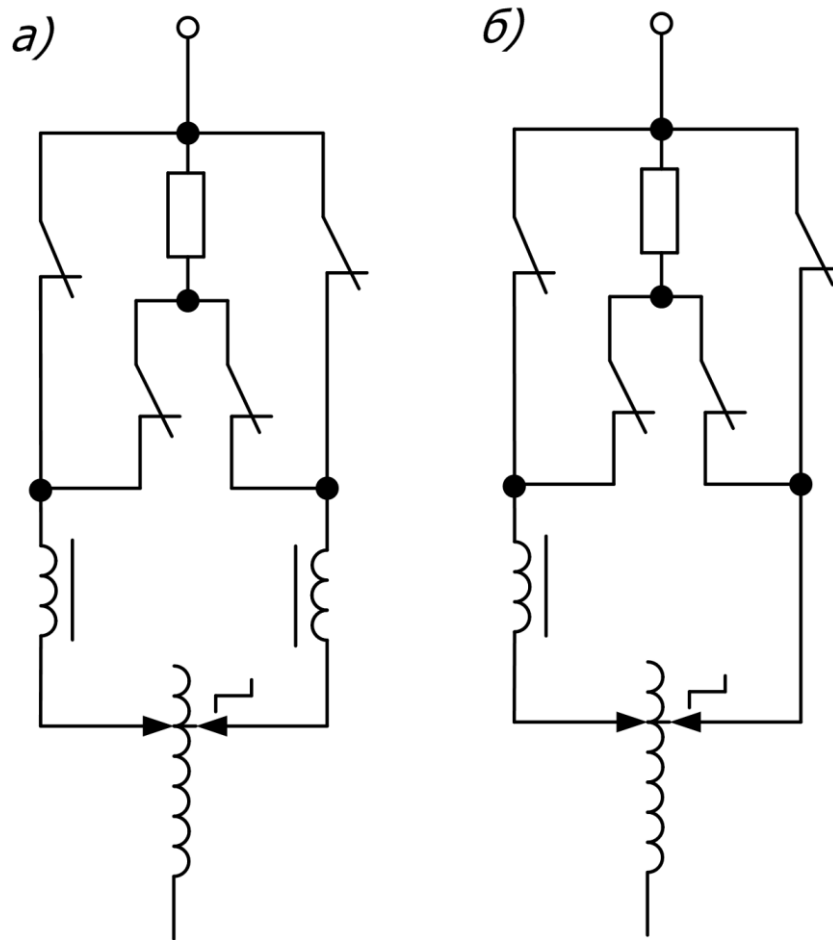


Рисунок 2.9. – Два варіанти включення реакторів пристрою РПН:
 а — симетрична схема; б—несиметрична схема

У перемикачів, забезпечених передвибирачами, перемикання передвибирача без навантаження забезпечується за рахунок попереднього виведення виборців на додаткове відгалуження, позначене на схемах рис. 2.7, б, в цифрою 0 (сусіднє відведення обмотки РО повинне відповідати мінімальній напрузі). При такому положенні виборців передвибирач відключає тільки ємкісний струм обмотки РО. Наявність подібних додаткових положень виборців і зумовлює відмінність між числом ступенів і числом положень перемикального пристрою.

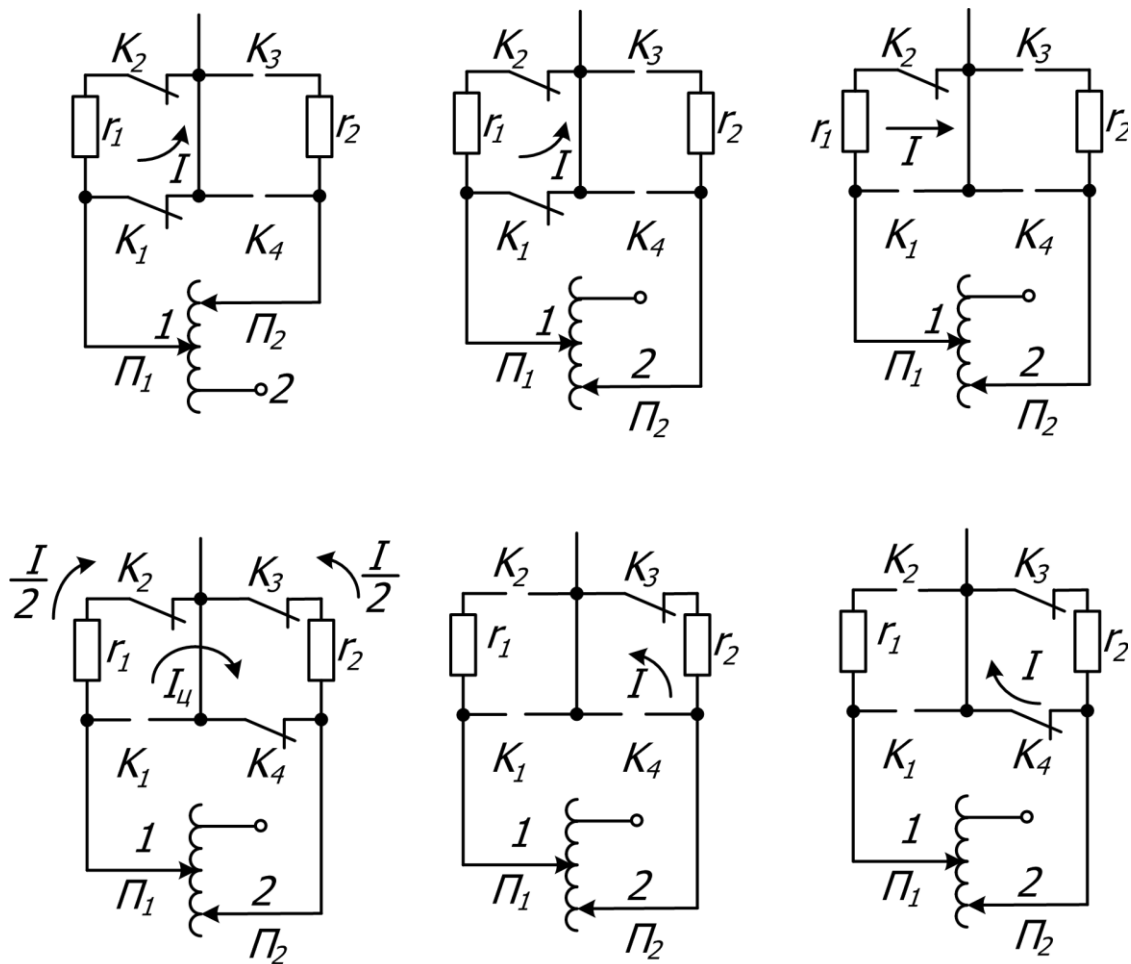


Рисунок 2.10 – Послідовні положення пристрою РПН типу резистора при переході з положення 1 у положення 2

Послідовність роботи контакторів і виборців пристрою РПН з активними опорами ілюструється рис. 2.10. Відзначимо, що на відміну від реакторного пристрою РПН в даному випадку при нормальному робочому положенні струм проходить тільки через одну гілку пристрою, причому опір в цій гілці зашунтировано.

Таким чином, резистори в перемикальному пристрої цього типу знаходяться під струмом короткочасно, що дозволяє робити їх малогабаритними і порівняно легенькими; можливість же зупинки контактора в проміжному положенні навіть при несправності приводного механізму практично виключається за рахунок використання для перемикання контактора м'яких пружин. Малі габарити і маса перемикального пристрою дозволили виготовляти пристрої резисторів РПН з ізоляцією класів 110—220

кВ і вище і встановлювати їх, зокрема, безпосередньо на лінійних виводах автотрансформаторів, т. с. уникнути незручностей зв'язаного регулювання. Завдяки швидкодії механізму пристроїв резисторів РПН їх називають швидкодіючими.

Одним з найбільш відповідальних елементів пристрою РПН є приводний механізм, основними вузлами якого є електродвигун, редуктор і електрична схема управління із захистом і блокуванням. Механізм забезпечує перемикання пристрою РПН з точною зупинкою на фіксованих положеннях і може управлятися як автоматично, так і уручну (безпосередньо з місця або дистанційно— з щита управління). Управління здійснюється спеціальним режимним ключем, можливо також і перемикання приводного механізму спеціальною рукояткою. Проте перемикання за допомогою рукоятки використовується, як правило, тільки при ремонті або налазці пристрою РПН і його приводу, а на трансформаторі, що знаходиться під напругою, цей спосіб перемикання не рекомендується із-за можливості неправильної зупинки пристрою і ненормальної тривалості циклу перемикання. Відмітимо, що при вставленій в привід рукоятці ланцюга електричного управління приводом в цілях безпеки оператора розриваються.

Привід пристрою РПН оснащується блокуваннями, що не допускають перехід механізму за крайні положення перемикача, а саме електричним блокуванням, здійснюваним за допомогою кінцевих вимикачів, і механічною (упори). Блокується також робота приводу при зниженій температурі масла в баку трансформатора (контактора). Річ у тому, що при низькій температурі масла різко зростає його в'язкість, і, як наслідок, збільшуються механічні навантаження на рухомі в маслі деталі пристрої РПН, а також сповільнюється робота кінематики. Все це може привести до пошкодження пристрою і виходу з ладу трансформатора, тому Правила технічної експлуатації дозволяють включати в роботу пристрої РПН трансформаторів тільки при температурі верхніх шарів масла $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ і вище, роблячи виключення лише для пристрою РПН з швидкодіючим контактором, забезпеченим підігрівом. При справному підігріві таким пристроєм

допустимо оперувати при температурі вище -45°C .

На приводі пристрою РПН також передбачаються показчики положення пристрою — місцевий у вигляді лімба з цифровими позначеннями в шафі приводу і дистанційний у вигляді сельсина або логометра; є лічильник числа спрацьовувань, а також місцева і дистанційна сигналізація роботи електродвигуна приводу і наявності живлення.

При груповій роботі декількох пристроїв РПН (при паралельній роботі трансформаторів або спільній роботі трьох однофазних пристроїв) приводні механізми оснащуються спеціальною схемою електричного управління, що забезпечує їх узгоджену роботу.

Автоматизація управління пристроями РПН.

Система автоматичного управління пристроєм РПН зазвичай служить для регулювання напруги на вторинній обмотці трансформатора і може бути розрахована або на стабілізацію (тобто підтримка незмінним напруга), або на забезпечення зустрічного регулювання, коли в періоди мінімальних навантажень напруга підтримується на рівні, близькому до номінального, а при максимальних навантаженнях — підвищується до гранично допустимих значень, з тим щоб компенсувати падіння напруги в мережі.

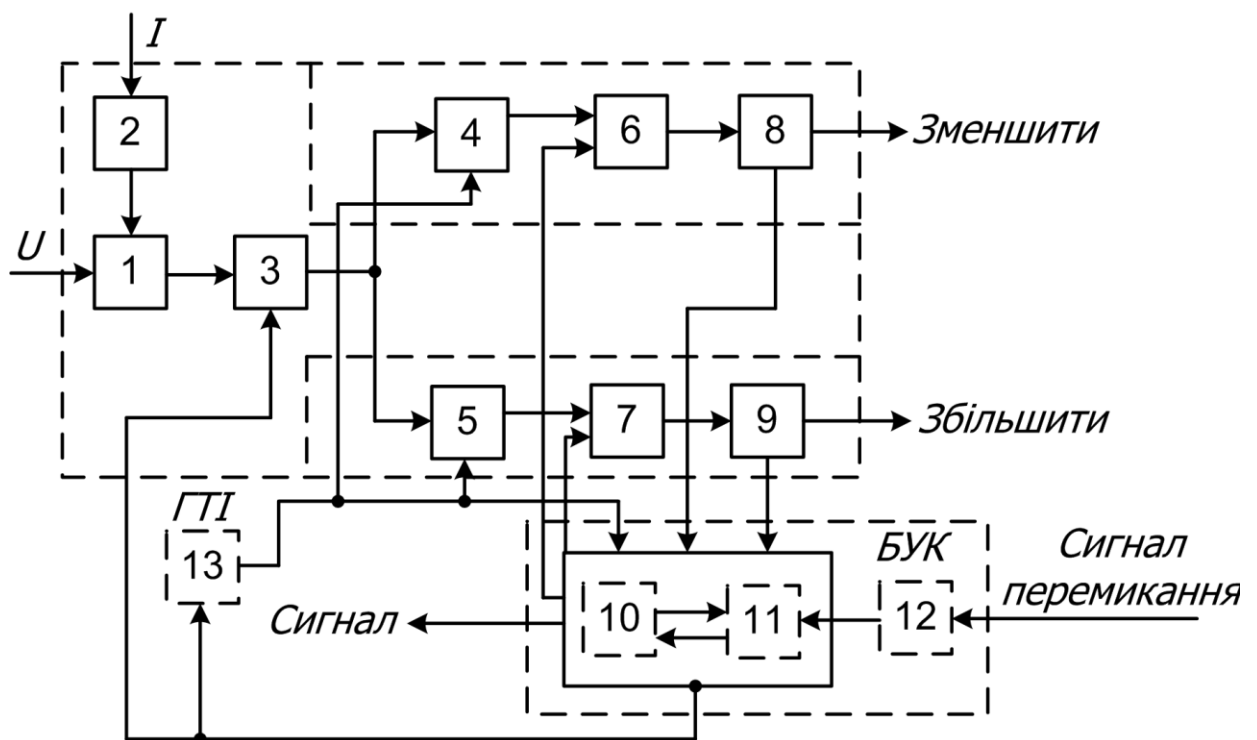


Рисунок 2.11 – Структурна схема пристрою АРТ-1Н

1 — суматор; 2 — датчик струму; 3 — елементи формування і зміни зони нечутливості і уставки АРНТ, вимірювання і розділення каналів з перетворювачами; 4, 5 — елементи часу; 0, 7 — елементи заборони; 8, 9 ~ виконавські елементи; 10 — елемент справності регулятора; 11 — елемент справності приводу; 12 — елемент фіксації команди «Перемикання»; 13 — генератор тактових імпульсів

В даний час вітчизняні трансформатори, оснащені пристроями РПН, комплектуються регуляторами типу, що серійно випускаються, АРТ-1Н (автомат регулювання трансформаторів по напрузі), що використовують безконтактні напівпровідникові елементи і конструктивно оформленими у вигляді двох окремих блоків: блок автоматичного регулювання (БАР) і блок—датчик струму. Структурна схема пристрою типу АРТ-1Н представлена на рис. 2.11.

На вхід вимірювального органу БАР подаються сигнали від датчиків контрольованої напруги (трансформатор напруги) і струму навантаження. Вимірювальний орган формує підсумковий сигнал, що поступає в пороговий орган; останній порівнює сигнал з уставкою регулятора і при виході сигналу за межі зони нечутливості дає відповідну команду виконавським органам регулятора. Ця команда, проте, до того як потрапити до виконавських органів, повинна пройти орган часу, передавальний команду далі тільки у випадку, якщо тривалість сигналу на вході органу часу перевищує уставку останнього (так званий час накопичення). Наявність органу часу і певної зони нечутливості регулятора виключають зайві спрацьовування пристрої РПН, що викликаються короткочасними відхиленнями напруги, а також ефектом перерегулювання, про яке мовиться нижче.

При формуванні команди виконавським органом враховуються не тільки сигнали датчиків струму і напруги, але і сигнали пристрою РПН. Логічна схема вузла контролю уловлює зміни стану як виконавських органів БАР, так і приводу пристрою РПН і при порушенні заданої послідовності фіксує несправність, забезпечуючи блокування роботи регулятора з видачею

сигналу.

При груповому регулюванні декількох паралельно працюючих трансформаторів (або при управлінні за допомогою одного пристрою АРНТ трьома однофазними приводами пристроїв РПН) логічна схема вузла контролю забезпечує контроль послідовності роботи всіх спільно працюючих приводів по алгоритму контролю одного приводу; розузгодження приводів (наприклад, при застряванні одного з них в проміжному положенні) сприймається як несправність.

Настройка АРНТ характеризується чотирма параметрами: уставка по напрузі, зона нечутливості, уставка струмової компенсації, витримка часу (витримок часу може бути і дві — різні для команд «Збільшити» і «Зменшити»).

Уставка АРНТ по напрузі $U_{ц}$ — це умовне значення напруги на шинах центру живлення (на виводах вторинної обмотки регульованого трансформатора) за відсутності навантаження; зазвичай $U_{ц}$ виражається у відсотках номінальної напруги.

Зона нечутливості регулятора χ — це діапазон вимірювання напруги, при якій не відбувається спрацьовування регулюючої апаратури. Значення χ визначається як найбільше відхилення фактичної напруги від $U_{ц}$, при якій регулятор ще не діє, виражене у відсотках $U_{ц}$. Найбільше і найменше значення регульованої напруги, при яких даються команди відповідно «Зменшити» і «Збільшити», тобто напруга спрацьовування на пониження $U_{п\text{он}}$ і на підвищення $U^{\text{пов}}$, пов'язані з $U_{ц}$ і χ співвідношеннями:

$$U_{п\text{он}} = U_{ц} + 0,5\chi;$$

$$U_{п\text{ов}} = U_{ц} - 0,5\chi.$$

Відмітимо, що для забезпечення стійкої роботи регулятора зона нечутливості повинна бути більше ступеня регулювання пристрою РПН p , також вираженою у відсотках. При недотриманні цієї умови напруга після першого ж перемикачання вийде за межі зони чутливості, і отже, регулятор подасть команду на повернення перемикача до колишнього положення. Це та

ситуація перерегулювання, про яку вже мовилося; перерегулювання викликає зайві спрацьовування регулятора і може навіть привести до стійких коливань механізму пристрою АРНТ і відповідно напруги на обмотці трансформатора в межах одного ступеня. Збільшуючи зону нечутливості, ми зменшуємо вірогідність перерегулювання, і чим більше величина χ , тим рідше в тих же умовах спрацьовуватиме пристрій РПН. Проте надмірне збільшення зони нечутливості знижує ефективність регулювання напруги із-за значних коливань напруги на шинах підстанцій, що допускаються недіючим пристроєм АРНТ.

Виходячи з цих міркувань Інструкція Міненерго СРСР рекомендує приймати $\chi_{\text{р}} = (0,2—0,5) \%$.

При введенні на АРНТ струмової компенсації і наявності струму навантаження $I_{\text{н}}$ умовна вторинна напруга, що забезпечується на регульованому трансформаторі $U_{\text{ш}}$ (без урахування коливань із-за нечутливості регулятора), буде більше $U_{\text{ц}}$ на деяке значення, прямо пропорційне струму навантаження (коефіцієнт пропорційності називається коефіцієнтом струмової компенсації або коефіцієнтом статизма). З урахуванням сказаного $U_{\text{ш}} = U_{\text{ц}} + k_{\text{ст}} I_{\text{н}}$, де $k_{\text{ст}}$ — коефіцієнт статизма. Для мереж загального призначення рекомендується приймати $k_{\text{ст}}$ таким, щоб забезпечити зустрічне регулювання в межах до 10 % номінальної напруги.

Витримка часу регуляторів напруги зазвичай приймається рівною одній-двом хвилинам. Відмітимо, що чим більше уставка за часом АРНТ, тим рідше він спрацьовує, але тим менш точно підтримується заданий рівень напруги. Слід мати на увазі, що для узгодження роботи пристроїв РПН, встановлених на знижувальних триобмоткових трансформаторах 110 кВ і на двообмоточних трансформаторах, що живляться від них, 35 кВ рекомендується для АРНТ трансформаторів 110 кВ приймати уставку за часом в одну хвилину, а для 35 кВ — дві хвилини. Тим самим виключаються непотрібні перемикання АРНТ мережі 35 кВ при загальній зміні напруги у вузлі.

3 КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

3.1 Автоматизоване керування режимами розподільчих мереж

Основна задача енергетичної системи – електропостачання споживачів, живлення яких здійснюється від розподільчих мереж. Тому до режиму розподільчих мереж пред'являються високі вимоги. Розподільчі мережі охоплюють обжиту територію країни і мають величезну довжину, однак їхнє обслуговування здійснюється невеликим числом людей. Для контролю за режимом розподільчих мереж застосовуються засоби автоматичного контролю й автоматизовані моделі, що експлуатуються централізовано в рамках енергосистем і дають уявлення про режими розподільчих мереж і міри по їх поліпшенню. До важливих задач відносяться також контроль за якістю електричної енергії в електроприймачах і визначення навантажень вузлів мережі. Для одержання реального результату необхідно врахувати, що розподільчі мережі не можуть бути практично охоплені густою мережею каналів телевимірювань.

Пристрої контролю експлуатуються в польових умовах без нагляду з боку персоналу, а тривалість контролю повинна бути достатньою для узагальнення результатів спостережень.

Відхилення напруги в основному контролюються на низьковольтних шинах розподільчих трансформаторів. Представлення про необхідні відхилення напруги на цих шинах дає рис. 2.1. При здійсненні зустрічного регулювання напруги відхилення напруги на цих шинах в основному позитивно і практично не перевищує гранично припустимого відхилення за ДЕСТом. При цьому максимальні позитивні відхилення напруги можуть відповідати максимальним навантаженням, а мінімальні відхилення – мінімальним навантаженням поблизу ЦЖ. На більшому віддаленні від ЦЖ виявляються природні причинно-наслідкові зв'язки, при яких максимальні позитивні відхилення напруги відповідають мінімальним навантаженням, а мінімальні рівні напруги – максимальним навантаженням.

Контроль за якістю електричної енергії звичайно проводиться періодично. Процес контролю за відхиленням напруги містить наступні етапи: 1) констатація гарної або поганої якості електричної енергії; 2) з'ясування мір, необхідних для поліпшення положення; 3) прийняття відповідних заходів; 4) повторний контроль за якістю електричної енергії і її оцінка за результатами першого контролю з урахуванням передбачуваних мір по поліпшенню положення.

Перший і другий етапи не можуть здійснюватися роздільно через обмеженість трудових ресурсів. Методи контролю відхилення напруги повинні бути такими, щоб на основі їхнього аналізу можна було одночасно намітити основні заходи в тих випадках, коли положення незадовільне. При цьому необхідно мати на увазі, що якщо параметри режиму знаходяться в припустимих межах, то характер самого процесу не викликає практичного інтересу.

У більшості випадків напруга може бути введена в припустимі межі за допомогою малозатратних режимних заходів. Тому контроль за відхиленням напруги повинний вироблятися з досить високою точністю. Це пояснюється тим, що надмірне відхилення напруги, обумовлене низькою точністю вимірів, часто може бути усунуто.

По поліпшенню режиму електричної мережі проводять заходу двох типів. До першого відносяться заходи, що приводять до зсуву усього графіка напруги убік великих або менших відхилень, наприклад зміна відгалужень ПБЗ (див. пункт 2.), РТ, включення в роботу нерегульованих конденсаторних батарей, зміна уставки по напрузі автоматичних регуляторів ЦЖ. До другого відносяться заходи, за допомогою яких напруга змінюється протягом обмеженого часу (у годинник максимальних і мінімальних навантажень), наприклад, зміна діапазону зустрічного регулювання напруги в ЦЖ, застосування регульованих конденсаторних батарей і т.д. Ці заходи до деякої міри впливають на середнє значення, що встановлюється остаточно заходами першого типу.

Одні зі згаданих мір мають локальне значення (ПБЗ розподільчих

трансформаторів, конденсаторні батареї в електричній мережі низької напруги), інші – загальномережеве (установка по нарузі автоматичних регуляторів напруги в ЦЖ, конденсаторні батареї в ЦЖ). Проведення загальномережевих заходів змінює режим усієї розподільчої мережі, а їхній вплив коректується застосуванням місцевих засобів. Після здійснення заходів першого типу практично не потрібно повторних змін, тому що положення в електричній мережі прогнозується по попередніх змінах безпомилково.

Для контролю напруги в ряді випадків застосовуються вказівні і реєструють прилади. Для запису показань вказуючи пристроїв, необхідна присутність персоналу, що в даний час нереально. Досвід експлуатації реєструючих приладів, у польових умовах показав, що вони погано працюють при відсутності нагляду, а зчитування і розшифровка регістрограм вимагають великих трудовитрат.

Мінімальні трудовитрати при контролі відхилень напруги досягаються максимальним «стиском» інформації, придатної для рішення основних задач. Тому останнім часом орієнтуються на засоби контролю, що містять визначені обчислювальні можливості й елементи пам'яті, що забезпечують попередню обробку інформації і її збереження до зчитування персоналом або централізованим обчислювальним пристроєм. Застосування подібних пристроїв забезпечує «стиск» інформації у вигляді, придатному для вживання необхідних заходів по поліпшенню режиму і контролю вірогідності використовуваної математичної моделі розподільчої мережі.

Статистичний індикатор графіка напруги (СІГН) – прилад, що містить годинний механізм і пристрій осереднення вимірюваної величини протягом заданого інтервалу часу. Кожному інтервалові часу (наприклад, години) відповідає вихідний лічильник імпульсів, що включається за допомогою годинного механізму, а його показання характеризують середні відхилення напруги за інтервал, протягом якого лічильник включений. У результаті прилад дає усереднений часовий графік відхилень напруги. Прилад типу СІГН придатний також для одержання тимчасових графіків навантаження, необхідних для створення математичної моделі електричної мережі.

Статистичний аналізатор якості напруги (САЯН) містить лічильники, кожний з яких відповідає визначеному інтервалові шкали відхилення напруги. Так, наприклад, відхилення напруги в інтервалі 5-2,5% фіксуються першим лічильником; відхилення 2,5-0% — іншим і т.д.

Виміри проводяться через визначені інтервали часу, встановлювані за допомогою релаксаційного генератора. Так, наприклад, вимір може здійснюватися один раз у хвилину. В результаті стає відомим, що відхилення напруги, що відповідають визначеному діапазону, спостерігалися, наприклад, 850 разів. При цьому, кожному діапазону відхилень, що характеризується середньою величиною δU_i відповідає спостереження n_i . Знаючи ці величини, можна визначити діапазон, у межах якого змінювалася напруга, а також середнє значення напруги, що спостерігалось протягом усього виміру. Звичайно у великому числі вузлів електричної мережі й у електроприймачах напруга знаходиться в припустимих межах, у зв'язку з чим ці вузли виключаються з розгляду. Увага зосереджується на вузлах, напруга в яких істотно виходить за припустимі межі.

Якщо показання приладу САЯН зобразити графічно, тобто на осі ординат відкласти число спостережень, на осі абсцис – дискретні відрізки відхилень напруги, що відповідають різним лічильникам, то виходить фігура, відома в теорії імовірності як гістограма.

Причиною поганої якості електричної енергії є або зсув графіка напруги щодо бажаного середнього значення при його зміні в діапазоні, припустимому по ДЕСТ (вузька зміщена гістограма), або його зміна в занадто широкому діапазоні (незміщена широка гістограма).

Зсув гістограм усувається проведенням заходів першого типу, при цьому з подальшого розгляду виключаються вузли з вузькими зміщеними гістограмами і надалі розглядаються лише вузли із широкими гістограмами. Діапазон зміни напруги можна зменшити або проведенням експлуатаційних заходів, або реконструкцією електричної мережі.

Щоб вибрати заходи, спрямовані на зменшення діапазону зміни

напруги, необхідно мати представлення про їхні взаємозв'язки з навантаженнями електричної мережі. Для цього можна скористатися простим правилом. Якщо гістограма відхилення напруги ширше гістограми відхилення на шинах ЦЖ, то спостерігається природний зв'язок між напругою і навантаженням, що полягає в тім, що максимальним навантаженням відповідає мінімальне, а мінімальним навантаженням – максимальна напруга.

У випадках, коли гістограма відхилень напруг, отриманих у вузлах електричної мережі вже гістограми відхилень напруг на шинах ЦЖ, не можна однозначно встановити відповідність максимальних навантажень максимальним або мінімальним відхиленням напруги. Однак варто мати на увазі, що діапазон зустрічного регулювання напруги на шинах ЦЖ у більшості випадків обмежений завбільшки 5-7%. Отже, взаємозв'язок між екстремальними значеннями напруги і навантаженням не можна установити для вузлів електричної мережі, ширина гістограми відхилення напруги яких дорівнює або вже 5%. Однак цей діапазон свідомо відповідає ДЕСТ і, отже, інформація про взаємозв'язок між напругою і навантаженням не представляє практичного інтересу.

Останнім часом стає все більш актуальним питання про рівні вищих гармонік напруги і струмів в розподільчих мережах. З огляду на те, що найбільший вплив на електроприймачів вони роблять на промислових підприємствах, фіксація рівнів гармонік може вироблятися за допомогою реєстраційних приладів, оснащених спеціальними приставками.

Перспективним є застосування засобів контролю, що фіксують результати на перфострічку або магнітну стрічку, що придатні для зчитування результатів на ЦОМ, що є на підприємствах електричних мереж або енергосистеми, з наступною обробкою й одержанням інтегральної оцінки стану. В даний час Інститут електродинаміки АН УРСР розробив комплексну систему визначення якості електричної енергії на базі малої ЦОМ.

Параметри режиму розподільної мережі є складовою частиною більш загальної задачі керування режимами мереж, куди входять такі питання, як

оптимальна конфігурація мережі з погляду витрат і витрат на обслуговування, оптимальний пошук ушкоджень, вибір робочих відгалужень РТ, настроювання регуляторів ЦЖ і т.д.

З урахуванням відсутності телемеханічної інформації й обмеженої кількості персоналу, ця задача може бути вирішена тільки застосуванням математичної моделі мережі. Усі необхідні розрахунки при цьому виробляються на моделі і на її підставі приймаються експлуатаційні рішення. Досвід упровадження подібної моделі, незважаючи на складність задачі, здійснимо при дотриманні визначених умов:

1) підготовка інформації повинна вироблятися з використанням звичайних, прийнятих в експлуатації позначень, практично без використання спеціальних класифікаторів;

2) в інформаційний масив моделі повинна вводитися інформація, наявна незалежно від використання моделі;

3) повинні прийматися спеціальні міри, що забезпечують вірогідність моделі;

4) режим моделі повинний періодично порівнюватися з режимом електричної мережі і при необхідності повинні вноситися корективи.

В основі моделі – банк даних, що складається з масиву зв'язків, трансформаторів, центра живлення, трансформаторних підстанцій і вимірів.

При замовленні комплексу розрахунків режиму вказується індекс мережі. При цьому здійснюється пошук елементів електричної мережі з банку даних, з метою «зборки» схеми, використовуваної надалі для проведення всіх необхідних розрахунків.

Істотною частиною моделі є навантаження ТП. Характер навантажень задається обмеженим числом типових тимчасових графіків на основі вказівок експлуатаційного персоналу мережі.

Величина навантаження характеризується вимірами, що проводяться 1 раз у півроку і даними споживання електричної енергії ТП за сезон. Різним способам виміру привласнюються різні індекси вірогідності. Крім того, використовуються дані цілодобових вимірів навантаження на головних

ділянках ліній розподільчої мережі (ЦЖ), що проводяться 1 раз на місяць або в квартал. Ці дані приймаються в якості достовірних. Графіки навантажень ЦЖ за допомогою спеціальних програм варіюються у визначених межах доти, поки навантаження головної ділянки не збіжиться з обмірюваною величиною. Діапазон варіації ширше для вузлів, яким відповідає менша вірогідність виміру. Так у моделі здійснюється принцип оцінювання стану.

Після цього модель вважається придатною для практичного використання. Досвід показує, наприклад, що точність визначення відхилень напруги на низьковольтних шинах ТП у цьому випадку знаходиться в межах 1%. Цілком достатня точність розрахунку і для інших задач, що проводяться автоматично без уведення додаткової інформації. Періодичне порівняння вірогідності моделі з реальною мережею виробляється, наприклад, для режиму зміни напруги в контрольних крапках мережі.

Первісні вихідні дані в систему передаються однократно. Щорічно дані доповнюються невеликою кількістю змін, що не жадає від персоналу великих трудовитрат. Замовлення на проведення розрахунків мережні підприємства передають в обчислювальний центр по телетайпі, а результати розрахунків також одержують або по телетайпі, або за допомогою більш розвинутих пристроїв передачі даних.

Впровадження автоматичної моделі дозволяє різко розширити коло розв'язуваних задач керування режимами розподільчих мереж. Основними обмеженнями в цьому випадку є швидкодія системи і професійний рівень персоналу, що визначає можливості використання отриманих даних.

Досвід застосування подібної моделі цілком себе виправдав.

3.2 Оптимальне керування режимами розподільчих електричних мереж

Режим розподільчих електричних мереж енергосистем визначається напругою вузлів мережі і розподілом реактивних навантажень між генеруючими джерелами. У загальному випадку режим реалізується централізованим керуванням, що координує роботу пристроїв автоматичного

керування першого ієрархічного рівня, розташованих на енергетичних об'єктах.

Настроювання локальних регуляторів визначається або на підставі обробки результатів великого числа оптимізованих розрахунків (метод статистичних іспитів), або на підставі визначення чутливості цільової функції, у якості якої розглядаються втрати, стосовно параметрів режиму, доступним для виміру на енергетичних об'єктах.

Локальне керування здійснюється менш значимими елементами енергосистем, режим яких у значній мірі визначається режимом елементів, керованих централізовано.

Схема централізованого керування напругою і реактивною потужністю має трьохступеневу структуру. Необхідно враховувати, що блок керування, у якості якого використовується керуючий обчислювальний пристрій, має обмежені обчислювальні можливості. Тому керуючі впливи, використовувані для зміни уставок локальних регуляторів режиму, визначаються з апроксимуючих розрахунків у функції значимих параметрів режиму енергосистеми, що надходять в оперативно-інформаційний комплекс. Як значимі параметри служать навантаження основних вузлів енергосистеми, сумарне споживання потужності в мережах різних напруг, перетоки потужності по міжсистемних зв'язках, навантаження електростанцій, що працюють у режимі обмеження. Постійні, що встановлюють взаємозв'язок режиму електростанцій від значимих параметрів режиму енергосистеми, визначаються методом чутливості, а в зв'язку з еквівалентуванням енергосистеми, крім того, імовірнісними методами.

Щоб не здійснювати надмірно частий вплив на локальні регулятори, централізований пристрій керування має зону нечутливості. Керуючий вплив може формуватися подвійно. У першому випадку на енергетичні об'єкти надходять сигнали «більше» і «менше» з пайовою участю кожного з керованих об'єктів, що відповідають вимогам економічності режиму (рівність відносних приростів втрат). Однак у зв'язку з тим, що локальні регулятори контролюють такі параметри режиму, як напруга і реактивна

потужність, а узгодження нечутливостей локальних і централізованих пристроїв можливо лише при однакових параметрах контролю режиму, необхідно, щоб від централізованої системи керування на енергетичні об'єкти передавалося завдання, отримане з рівняння типу:

$$Q = \sum_{i=1}^n \alpha_i \Pi_i + A,$$

де Q – завдання по реактивній потужності; α_i – попередньо обчислені коефіцієнти; Π_i – значимі параметри режиму енергосистеми (напруга, потужність, споживана навантажувальними вузлами, перетоки по міжсистемним зв'язках і т. д.); A – постійна величина (вільний член).

У першому наближенні функцію вважають лінійної, а коефіцієнти α_i визначаються для заданої конфігурації електричної мережі. У випадку зміни конфігурації вводяться відповідні коефіцієнти. Вірогідність коефіцієнтів періодично перевіряється за допомогою блоку оптимізації і виробляється відповідне коректування.

4. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

4.1. Управління напругою в системі електропостачання промислового підприємства

Для регулювання напруги трансформатора ГПП (зв'язку з системою) використовується РПН. Для підвищення надійності системи регулювання, кількість перемикачів пристрою РПН трансформатора обмежується, що знижує якість регулювання [1]. До того ж регулювання напруги проводиться для великої кількості споживачів, що приєднані виходячи з сумарного струму навантаження. При цьому напруга у споживачів, що знаходяться в кінці кожної лінії, весь час змінюється внаслідок зміни струму навантаження в лінії.

На цехових підстанціях (наприклад, 10/0,4 кВ) встановлюються трансформатори з перемиканням без збудження (ПБЗ). Перемикання регулювальних відгалужень цих трансформаторів можливе лише при відключенні трансформатора від мережі. В останні роки стрімкий розвиток силової напівпровідникової техніки призвів до створення силових ключів на великі напруги і струми. Це дозволяє проводити комутацію виводів ПБЗ за допомогою електронних ключів. На рис.1 приведена функціональна схема системи регулювання напруги за допомогою трансформатора з ПБЗ і електронного комутатора.

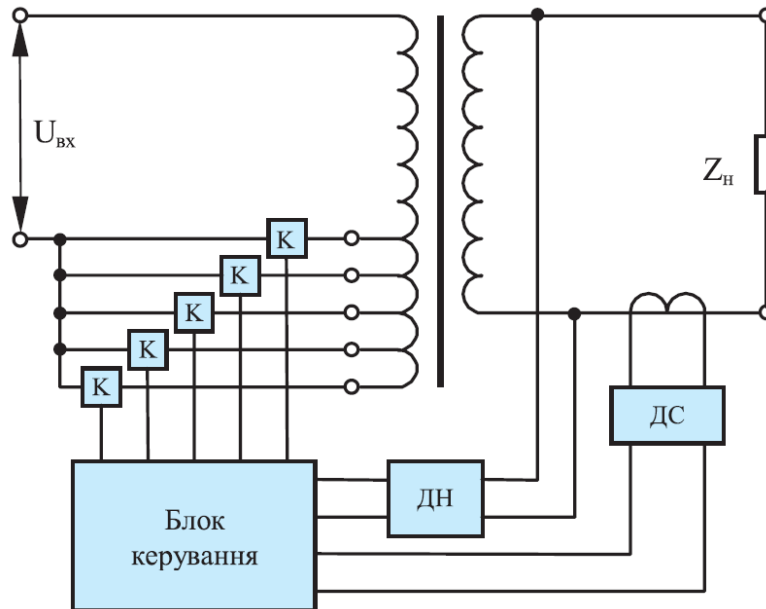


Рисунок. 4.1. Функціональна схема системи регулювання напруги трансформатора з ПБЗ і електронним комутатором ДН – датчик напруги, ДС – датчик струму, К – електронний ключ

Напруга на вторинній обмотці трансформатора вимірюється за допомогою датчика напруги ДН, а струм навантаження – датчиком струму ДС. За цими даними блок керування розраховує значення відхилення напруги на споживачах від номінальної і в залежності від цього значення дає команду на відкривання одного з напівпровідникових силових ключів К. Оскільки одне відгалуження змінює напругу на 2,5%, то діапазон регулювання складає $\pm 5\%$.

Ефективне управління напругою в системі електропостання промислового підприємства може забезпечити багаторівнева (дворівнева) автоматизована система управління напругою (АСУН), що є складовою автоматизованої системи управління електроспоживанням підприємства (АСУЕП) [2, 3]. На нижньому рівні АСУН система складається з системи регулювання напруги цехового трансформатора (ЦТ) на основі ПБЗ з електронним комутатором, а на верхньому рівні складається з системи регулювання напруги трансформатора ГПП. Функціональна схема такої системи приведена на рис. 4.2.

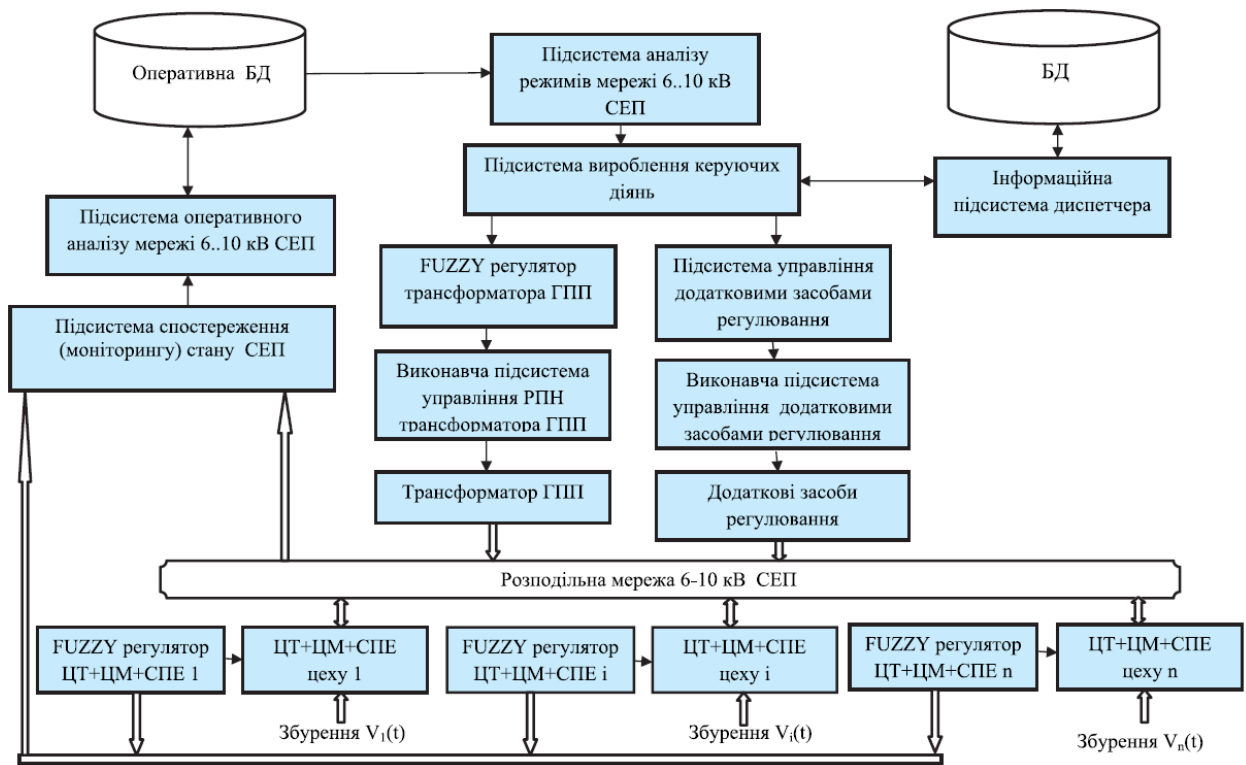


Рисунок 4.2. Структура дворівневої підсистеми управління напругою в СЕП промислового підприємства

Враховуючи ймовірнісний характер параметрів, що описують стан навантаження і ліній живлення, для вибору режиму напруги на відповідному рівні СЕП і алгоритмів регулювання напруги на трансформаторі ГПП і цеховому трансформаторі не вдається застосувати строгу однозначну процедуру синтезу на основі математичної моделі, яка б описувала стан всієї системи електропостачання і навантаження. Тому синтез алгоритмів вибору режимів напруги і регулювання напруги трансформаторів повинен здійснюватися із застосуванням методів теорії нечіткої логіки і досвіду фахівців, коли повинна проводитися обробка лінгвістично сформульованих експертних знань, тобто з використанням фаззи-технологій [4].

Зв'язок між системами регулювання нижнього і верхнього рівнів доцільно виконати на основі промислової інформаційної мережу типу Fieldbus. Для зручності обробки інформації сигнали передаються в дискретній формі.

4.1.1. Алгоритми регулювання напруги

Зміни навантаження протягом часу і режиму напруги в центрі живлення (на шинах ГПП) призводять до зміни втрат напруги в елементах електричних мереж і до відхилення напруги на затискачах всіх електроспоживачів мережі. Тому в мережах всіх ступенів потрібне управління напругою. При розробці СЕП завжди виникає необхідність у виборі регулюючих пристроїв, місць установки, діапазону і ступенів регулювання. При цьому розглядаються питання як виконання технічних вимог відповідно до діючих норм, так і підвищення економічності режимів.

Основним завданням регулюючих пристроїв розподільних мереж (системи нижнього рівня) є забезпечення рівнів напруги на клеммах електроспоживачів, що забезпечує мінімальне енергоспоживання за рахунок використання статичних характеристик споживачів. При цьому завдання регулюючих пристроїв живлячих мереж (система верхнього рівня) зводиться до поліпшення техніко-економічних показників роботи цих мереж перш за все шляхом зниження втрат потужності і енергії за рахунок зміни рівня напруги в мережі, підвищення економічності роботи неоднорідної замкнутої мережі і т. д.

Вибір засобів регулювання починається з вибору трансформатора з РПН, що встановлюється в центрі живлення розподільних мереж. Діапазон регулювання напруги і ступінь регулювання залежить від потужності трансформатора.

При виборі типу трансформатора з заданим діапазоном регулювання напруги необхідно враховувати не тільки напругу на стороні ВН трансформатора при максимальному та мінімальному навантаженнях енергосистеми (U'_1 і U''_1) але і необхідність здійснення зустрічного регулювання напруги на трансформаторі (на стороні НН трансформатора з метою оптимізації енергоспоживання, а також при зміні навантаження при мінімальному навантаженні $U''_{тр} = U_{НОМ2}$, а при максимальному

навантаженні $U'_{mp2} = 1,05U_{НОМ2}$, де $U_{НОМ2}$ номінальна напруга ліній, що відходять від шин НН трансформатора.

Оскільки відомі бажані напруги на стороні НН трансформатора ($U'_{mp2} = 1,05U_{НОМ2}$; $U''_{mp2} = U_{НОМ2}$) можна визначити номери відгалужень на яких. повинен працювати трансформатор при максимальному навантаженні:

$$n = \frac{\left[(U_1 - \Delta U'_{TP}) \frac{U_{mpНОМ2}}{U_{трНОМ1} U'_{TP}} - 1 \right] \cdot 100}{E_{cm}} \quad (4.1)$$

при мінімальному навантаженні:

$$n = \frac{\left[(U_1'' - \Delta U''_{TP}) \frac{U_{mpНОМ2}}{U_{трНОМ1} U''_{TP2}} - 1 \right] \cdot 100}{E_{cm}} \quad (4.2)$$

де - U'_{mp} і U''_{mp} втрати напруги в трансформаторі при максимальному і мінімальному навантаженнях відповідно; $U_{ТРОНОМ2}$ і $U_{ТРОНОМ1}$ номінальні (каталожні) напруги на сторонах НН і ВН трансформатора відповідно; E_{cm} - ступінь регулювання напруги трансформатора %.

Отримані номери округлюються до найближчих стандартних, а розрахункові значення напруг відгалужень порівнюються зі стандартними. Якщо $n > n_{cm}$, тоді це означає, що такий трансформатор не зможе забезпечити необхідні відхилення напруги і необхідний трансформатор з великим діапазоном відгалужень ($\pm n_{cm} x E_{cm}$), або необхідно передбачити заходи щодо зниження відхилень напруги на стороні ВН трансформатора або по зменшенню втрат напруги в самому трансформаторі.

Після того як визначили, на яких відгалуженнях повинен працювати трансформатор, знаходять напруги, які будуть на стороні НН трансформатора при максимальному і мінімальному навантаженнях в

енергосистемі:

$$\left. \begin{aligned} U'_{TP2} &= (U'_1 - \Delta U'_{TP}) \frac{U_{TPHOM2}}{U_{TPHOM1} (1 + n_{CT} E_{CT} / 100)} \\ U''_{TP2} &= (U''_1 - \Delta U''_{TP}) \frac{U_{TPHOM2}}{U_{TPHOM1} (1 + n''_{CT} E_{CT} / 100)} \end{aligned} \right\} \quad (4.3)$$

Наступним етапом є вибір закону регулювання напруги на шинах центру живлення, визначення допустимих втрат напруги в розподільних мережах напругою вище 1000 В (СН) і в мережах напругою до 1000 В (НН), а також узгодження закону регулювання розподільних (цехових) трансформаторів. В основу розрахунку покладено забезпечення оптимальних значень напруг на затискачах всіх електроспоживачів з однорідними графіками навантажень.

Рішення завдання починається з аналізу можливості забезпечення відхилень на-напруги на затискачах всіх електроспоживачів. При цьому користуються поняттям електричної віддаленості розподільного трансформатора від центру харчування, під якою розуміють сумарну втрату напруги в лінії живлення $\Delta U_{ли}$ і в трансформаторі ΔU_{tpi} :

$$\lambda_i = \Delta U_{ли} + \Delta U_{tpi} \quad (4.4)$$

Спочатку визначається максимально можлива віддаленість розподільного трансформатора від центру живлення

$$\lambda_M = E_{TPmax} + E_{CT} + \lambda_m \quad (4.5)$$

де E_{TPmax} -максимально можлива добавка напруги трансформатора (для вітчизняних трансформаторів $E_{TPmax} = 10\%$; E_{CT} -ступінь регулювання, %; λ_m - мінімальна віддаленість трансформатора, %. Ця величина визначається за допомогою нечіткої логіки з використанням статичних характеристик споживачів [4].

Потім визначається віддаленість кожного розподільного трансформатора

$$\lambda_i = \Delta U_{li} + \Delta U_{mpi} \quad (4.6)$$

і перевіряється можливість забезпечення допустимих відхилень напруги на затискачах електроспоживачів (умова $\lambda_m \geq \lambda_i$).

Наступним кроком є визначення закону регулювання напруги в центрі живлення (трансформатора ГПП). З цією метою знаходяться величини:

$$\left. \begin{aligned} E'_{II} &= V_{ДОП}^+ + \lambda_m \\ E_{mpM} &= \lambda_M - \lambda_m \end{aligned} \right\} \quad (4.7)$$

де $V_{ДОП}^+$ -максимально допустиме відхилення напруги на затискачах споживачів, які живляться від розподільного трансформатора, що забезпечує оптимальне значення споживаної енергії.

За значенням E_{mpM} , знайденим за (7), вибирається найближче стандартне відгалуження трансформатора E_{mpCTM} і визначається добавка напруги живлення при коефіцієнті завантаження трансформатора $\beta = 0$:

$$E_{ИХ} = V_{ДОП}^+ - E_{TRCTM} \quad (4.8)$$

Закон регулювання напруги в центрі живлення має вигляд:

$$V_{ДОП}^+ = \beta D + E_{ИХ} = \beta(E'_{II} - E_{ИХ}) + E_{ИХ} \quad (4.9)$$

де E'_{II} -добавка напруги в центрі живлення при $\beta = 1$.

За формулою.

$$E_{mpi} = \lambda_i - \lambda_m \quad (4.10)$$

визначаються необхідні добавки напруги на всіх розподільних трансформаторах мережі і добираються стандартні відгалуження.

Сформульовані закони регулювання напруги використовуються при синтезі регулятора РПН на основі нечіткої логіки.

У разі, якщо електрична віддаленість будь-якого розподільного трансформатора більше λ_m необхідно передбачити місцеві засоби

регулювання напруги, в першу чергу автоматизовані джерела реактивної потужності.

У мережах промислових підприємств, що живлять силові електроприймачі та джерела світла, пред'являються більш жорсткі вимоги до відхилення напруги (+5 і -2,5% у порівнянні з +10 і -5% для електродвигунів; При неможливості виконання цих вимоги на затискачах всіх електроспоживачів доцільно джерела світла живити від групових регулюючих пристроїв, що випускаються промисловістю. У цьому випадку закон регулювання напруги живлення і відгалуження на розподільчому трансформаторі вибираються виходячи з допустимих відхилень напруги на затискачах силових електроспоживачів.

4.1.2. Технічні засоби реалізації системи управління

Технічна реалізація системи управління електропостачанням і підсистеми управління напругою передбачає вирішення двох взаємопов'язаних завдань: установки технічних засобів реалізації функції управління напругою і поточкорозподілом в системі електропостачання і збору та передачі інформації.

Системи управління електропостачанням ставлять такі завдання перед пристроями збору і передачі інформації: забезпечення стійкості системи електропостачання, які значно ускладнюються останнім часом; великий обсяг оперативної інформації; дистанційний моніторинг і управління розподіленним виробленням електроенергії; управління системою електропостачання з розподіленою генерацією; управління навантаженням і реакція на зміну попиту енергії; тарифікація електроенергії в режимі реального часу; управління відключенням навантаження для секціонування системи електропостачання; виявлення аварійних струмів, ізолювання пошкоджених ділянок і відновлення електропостачання; автоматичні перемикання для зміни конфігурації системи електропостачання.

Для забезпечення вирішення поставлених завдань крім системи

електропостачання формується інформаційна система управління. Структура інформаційної системи управління електропостачанням в загальному випадку складається з трьох рівнів: верхній рівень; середній рівень; нижній рівень.

Компоненти верхнього рівня встановлюються, як правило, на центральному диспетчерському пункті (ДП).

Верхній рівень включає в себе: один або більше базових серверів (наприклад на основі MicroSCADA); сервер зв'язку, вбудований в ПК базового сервера або стоїть окремо; графічні робочі станції (АРМ)користувачів; периферійне офісне та спеціальне обладнання (принтери, пристрої звукової і світлової сигналізації, пристрої синхронізації часу, мнемощити та ін.).

У більшості випадків перераховані пристрої об'єднуються локальною обчислювальною мережею (ЛОМ). На випадки непередбачених відмов сервери і лінії ЛОМ можуть резервуватися.

Середній рівень включає в себе: процесори зв'язку, де здійснюється збір інформації з використанням різних протоколів і перетворення її до єдиного вигляду для подальшої обробки.

Компоненти верхнього і середнього рівнів об'єднуються між собою за допомогою ЛОМ на базі Ethernet, при необхідності резервованої.

Нижній рівень утворюють такі пристрої: віддалені термінали (RTU)і пристрої телемеханіки (ТМ); програмовані логічні контролери (PLC); цифрові термінали релейного захисту та автоматики (РЗА); пристрої контролю якості електроенергії.

Як «пристрої» нижнього рівня можуть виступати комплекси АСУ підстанцій. У підсистему нижнього рівня входять пристрої зв'язку, які об'єднують обладнання верхнього і нижнього рівнів однієї і більше систем в єдиний інформаційно-обчислювальний комплекс. Зв'язок між підсистемами будь-яких рівнів здійснюється за допомогою пристроїв дистанційного зв'язку (модеми, адаптери, шлюзи і ін.). Інформаційна мережа може підключатися до ЛОМ програмно-технічних комплексів «третьої сторони».

Для вирішення зазначених завдань в системі електропостачання застосовуються такі компоненти, які управляється з використанням інформаційної системи: прилади дистанційного керування електроапаратами; джерела безперебійного живлення, для забезпечення роботи приладів; індикатори напрямку короткого замикання/заземлення; датчики струму і напруги; електроприводи силових роз'єднувачів або силових вимикачів; контакти головного контролера; регульовані трансформатори центру живлення (ГПП) і цехові трансформатори; пристрій реєстрації якості електроенергії; пристрої візуалізації розподільних пристроїв; електронні лічильники; алгоритми регулювання, програмне забезпечення для управління напругою і електроспоживанням; алгоритми регулювання для регульованих трансформаторів центру живлення і цехових трансформаторів.

Рішення задач управління вимагає цілісної інтеграції датчиків, виконавчих елементів, комунікаційних і ІТ систем в наявну інфраструктуру.

Реалізація представленої концепції управління робить можливим: управління розподільною мережею низької напруги з використанням даних лічильників, регулювання трансформатора центру живлення і трансформаторів розподільної мережі, а також координацію живлення і навантаження; контроль мережі середньої напруги і управління цеховими розподільними підстанціями, а також визначення місць пошкодження і автоматичне відновлення електропостачання; надання і передачу даних вимірювань і повідомлень з мережі середньої і низької напруги.

4.2. Автоматизована система управління електропостачанням промислових підприємств

Структурна схема АСУ СЕП наведена на рис 4.3. АСУСЕП дозволяє здійснити аналітичне управління електропостачанням ПП і споживанням електричної енергії з використанням аналітичних інформаційних технологій, математичних моделей і сучасних методів управління.

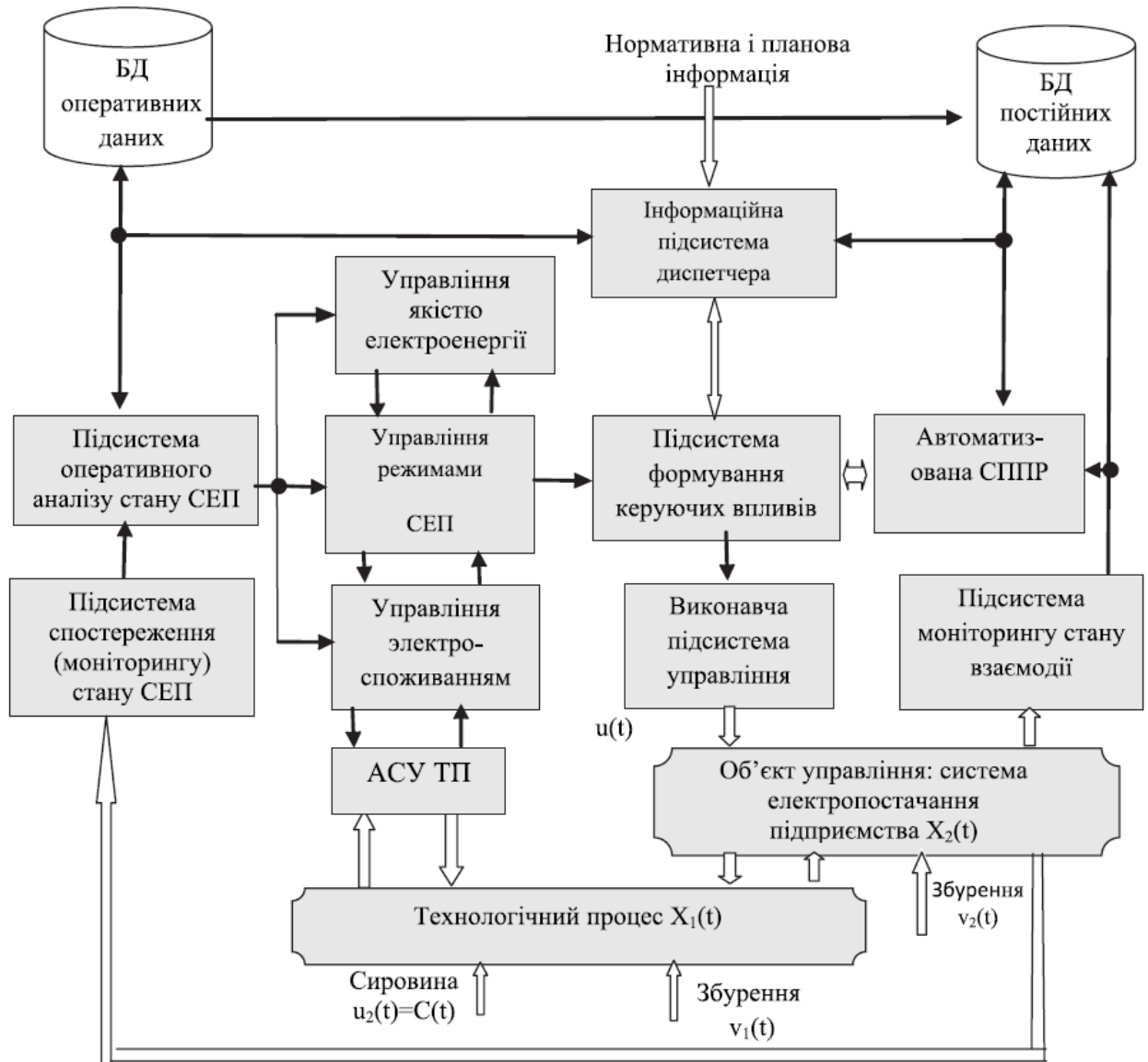


Рисунок 4.3. Функціональна структура АСУ СЕП

4.2.1. Функціональні особливості та вимоги до підсистем системи управління

Підсистема спостереження (моніторингу) стану СЕП забезпечує виконання наступного комплексу інформаційно-технологічних завдань і базових функцій: контроль стану і дистанційне керування об'єктами автоматизації; формування попереджувальних і аварійних сигналів і повідомлень; протоколювання подій і дій оператора; розмежування прав доступу користувачів до функцій і даних; швидка локалізація місць пошкоджень. з управління, сигналізації, повідомленнями; автоматичне виконання заздалегідь розроблених послідовностей перемикачів з контролем правильності операцій; автоматизація контролю безпеки в місцях проведення робіт; реалізація механізму блокування від помилкових дій при управлінні пристроями; гнучка інтеграція з віддаленими терміналами релейного захисту та лічильниками електроенергії, дистанційно-керованими вимикачами навантаження; автоматична самодіагностика стану обладнання системи.

Підсистема оперативного аналізу стану СЕП проводить аналіз роботи систем електропостачання на основі розрахунку їх режимів. [3, 4]. Вихідними даними для роботи підсистеми є: топологія (структура) мережі, значення електричних навантажень, а також параметри джерел живлення, які можуть змінюватися в часі.

Завдання оперативного розрахунку включають: оперативний розрахунок робочих режимів системи електропостачання, що виникають у ході і в результаті оперативного управління системою електропостачання; оперативний розрахунок аварійного режиму трифазного короткого замикання в системі електропостачання для нормальної і тимчасових (нештаних) схем, реалізованих у процесі оперативного управління системою електропостачання.

Результати рішення (вихідна інформація) завдання оперативного розрахунку можуть бути представлені у вигляді вихідних параметрів і вихідних повідомлень.

Використовувана (вхідна) інформація для розрахунку режимів являє собою вихідні дані для моделювання ustalених режимів системи електропостачання засобами АСУ ЕС і включає в себе три групи.

Перша група даних являє топологію і параметри схем заміщення елементів системи електропостачання.

Другу групу даних утворюють вимірювання електричних величин: напруг, струмів, активних і реактивних потужностей і електричних кутів.

Третю групу даних утворюють статистичні дані, включаючи дані про потоки активної і реактивної енергії за різні періоди часу, графіки навантажень за характерні добу і електричні параметри, які можуть бути задані користувачем (наприклад, параметри автономного джерела живлення в планованому режимі).

Склад груп вихідних даних визначається наявністю цифрових засобів вимірювання електричних параметрів (датчиків, лічильників і т.д.), терміналів цифровий РЗіА, автоматизованих систем комерційного і технічного обліку електроенергії.

Алгоритми оперативного розрахунку режимів систем електропостачання в АСУ ЕС повинні включати такі основні блоки: алгоритм визначення сумарної потужності вузла; алгоритм розрахунку режиму схеми з замкнутою структурою; алгоритм розрахунку режиму схеми з розімкненим структурою.

Допоміжним алгоритмом, що використовується для реалізації перерахованих вище алгоритмів є алгоритми пошуку гілок схеми.

Підсистема управління режимами системи електропостачання вирішує два взаємопов'язані завдання: управління електроспоживанням і управління втратами в системі електропостачання. Управління електроспоживанням проводиться на основі використання науково обґрунтованих норм витрат електроенергії усіма рівнями ієрархії підприємства і прогнозування навантаження підприємства [1].

Завдання оперативного управління режимами системи полягає в необхідності мінімізувати сукупність наступних критеріїв:

- за збитками підприємства від відключення (переходу на знижений режим роботи) споживачів регуляторів (СР) активного навантаження;

$$F_1 = \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^{I_j} y_{ij} k_{ij} \rightarrow \min \quad (4.11)$$

- за кількістю відключень споживачів регуляторів (ПР) (комутацій електромережі підприємства);

$$F_2 = \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^{I_j} y_{ij} k_{ij} \rightarrow \min \quad (4.12)$$

- за втратами потужності (енергії) в електричній мережі підприємства, що виникають через перетікань реактивної енергії;

при наступних обмеженнях:

$$F_3 = \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^{I_j} \left\{ \left[\left[Q_{1j}(t) - \sum_{g_{ij}}^{G_{ij}} Q_{g_{ij}}(t) h_{g_{ij}} \right]^2 R_{ij} / U_{ij}^2(t) \right] \right\} \rightarrow \min \quad (4.13)$$

- за активним навантаженням підприємства;

$$\sum_{i=1}^{I_1} P_{i1}(t) - \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^{I_j} P_{ij}(t) k_{ij} \leq P_{orp} \quad (4.14)$$

- за реактивним навантаженням підприємства;

$$Q_{1j}(t) \leq \sum_{i=1}^{I_1} \left[Q_{i1}(t) - \sum_{g_{i1}}^{G_{i1}} Q_{g_{i1}}(t) h_{g_{i1}} \right] \leq Q_{\max}(t) \quad (4.15)$$

- за напругою на приймачах електричної енергії.

$$U_{ijxb} \leq U_{ij}(t) \leq U_{ij\max} \quad (4.16)$$

Для виключення зривів технологічного процесу (ТП), обумовлених тривалими і частими відключеннями одних і тих самих СР, передбачена можливість встановлення тимчасових заборон на використання цих СР для регулювання навантаження, що дозволяють адаптувати завдання до реальним умовам, які склалися на виробництві.

Розв'язання задачі проводиться в два етапи. На першому етапі

знаходиться область компромісів (область Парето) шляхом отримання оптимальних рішень по окремими критеріям. У ряді випадків вже саме виділення області Парето можна вважати результатом рішення задачі. Це має місце, коли ця область містить невелику кількість рішень. Тоді будь-яке з цих рішень можна прийняти за результат вирішення поставленої задачі. В іншому випадку реалізується другий етап, на якому в діалозі з управляючим обчислювальним комплексом (УОК) диспетчер приймає рішення і проводиться повторне рішення задачі у виділеній області Парето.

Підсистема управління електроспоживанням забезпечує оптимальний режим оплати за спожиту електричну енергію. Пропонується наступна процедура оперативного управління режимом електроспоживання підприємства [1].

При нормальному режимі функціонування через фіксовані проміжки часу Δt УОК проводить опитування датчиків, визначення поточної витрати електроенергії і обчислення фактичних навантажень по підприємству P і окремим електроприймачем P_j . Далі розраховуються прогнозні значення навантаження з використанням адаптивної процедури прогнозування. Прогноз здійснюється з попередженням на r тактів опитування, що відповідає інтервалу часу $t^* = r \cdot \Delta t$ і визначається тривалістю підготовки і здійснення рішення реалізації керуючих дій.

Рішення приймаються в залежності від прогнозного значення навантаження. Вся множина P можливих значень навантаження розбивається на ряд непересічних підмножин;

$$\Omega_1 = \{P_{np} \geq P_L^B\} \quad (4.17)$$

$$\Omega_2 = \{P_L^H < P_{np} < P_L^B\} \quad (4.18)$$

$$\Omega_3 = \{P_L^H \geq P_{np}\} \quad (4.19)$$

де P_L^B, P_L^H - нижнє і верхнє обмеження електричного навантаженні.

Кожній з виділених підмножин ставиться у відповідність сукупність

керуючих впливів (КВ). В якості обмеження навантаження виступає заявлена підприємством на даний квартал максимальна потужність P_{\max}^k .

При побудові системи управління електроспоживання доцільно використати метод розпізнавання станів СЕП, доповнюваний методами ідентифікації станів СЕП із застосуванням нейро-нечіткої мережі та оптимізації станів СЕП на основі генетичного алгоритму, методику класифікації станів СЕС за допомогою нечіткої кластеризації [8, 11].

Вибір споживачів регуляторів (СР) здійснюється за векторним критерієм з складовими (1) і (2) в області, яка визначається обмеженнями (4), за допомогою генетичного алгоритму (ГА) [8]. Завдання вирішується для нижнього рівня СЕП підприємства. Після рішення задачі за допомогою ГА визначаються вузли вищих рівнів ієрархії електромережі, що містять тільки вибрані на нижньому рівні СР. При наявності таких вузлів вони включаються в список для регулювання навантаження замість СР, належних їм.

Для сформованого складу споживачів на основі статичних характеристик навантаження визначаються оптимальні рівні напруг у характерних точках СЕППП, що забезпечують мінімальне споживання активної енергії. А також вирішуються завдання структурної та параметричної оптимізації СЕППП на основі генетичного алгоритму.

У системі електропостачання з власними джерелами енергії існують особливості управління режимами роботи системи електропостачання. До параметрів, які регулюються, відносяться активні і реактивні потужності генераторів електростанцій, навантаження цехів, струми і перетоки потужності через елементи електричної мережі, напруги в її вузлах.

Завдання оптимального управління режимом формулюється як задача оптимізації параметрів управління на заданому інтервалі часу, що дорівнює інтервалу осереднення графіків електричних навантажень Δt . Багатокритеріальний функціонал має наступний вигляд:

$$I(t) = \sum_{l=1}^T g(\vec{x}_t, \vec{\lambda}_t, \vec{\lambda}), \quad t = 1, T \quad (4.20)$$

Оскільки навантаження окремих вузлів системи електропостачання носять імовірнісний характер, тому вектор X_t є вектором випадкових величин. Щоб перейти до детермінованої постановки завдання, вектор X_t замінюють вектором математичних очікувань $M(X_t)$. Тепер вихідна задача зводиться до вирішення n детермінованих задач мінімізації функціоналу витрат, де n - число інтервалів графіка навантаження. Основними параметрами, за допомогою яких оцінюється економічність роботи системи електропостачання, що містить власні електричні станції, слід вважати витрати умовного палива на вироблення одиниці електроенергії, відпущеної з шин електростанцій; втрати електроенергії в електричній мережі.

В цілому економічність роботи системи електропостачання, що включає власні електростанції, в першу чергу визначається економічністю обладнання станцій і в значно меншій мірі - втратами в мережах і витратами енергії на власні потреби. Оптимальний з точки зору мінімум експлуатаційних витрат режим системи електропостачання також впершу чергу визначається розподілом активних потужностей між електростанціями та агрегатами всередині однієї електростанції.

Завдання розрахунку оптимального режиму полягає в знаходженні оптимальних значень усіх параметрів, що характеризують його допустимість і економічність, зокрема, активних і реактивних потужностей, напруг, теплових навантажень агрегатів, складу працюючого обладнання і т.д. В якості функції оптимізації розглядають вартість використаного палива або витрати пари на вироблення електроенергії. Економічним критерієм оптимальності є мінімум витрат на паливо, оплату електроенергії з системи, генерацію реактивної потужності, втрати активної та реактивної потужності в електричних мережах.

Основні методи вирішення задачі оптимізації режимів СЕП з власними джерелами живлення представлені в [12].

Підсистема управління якістю електричної енергії (ПУЯЕЕ) забезпечує аналіз якості електричної енергії на різних рівнях ієрархії СЕС: оперативний контроль величини K_u відповідно з періодом дискретизації, прийнятим в

АСУСЕП, комутація фільтро-компенсуючих устроїв (ФКУ) при обмеженні числа перемикачів допустимою величиною, що прийнята для комутаційної апаратури, і заміщення відключеною ФКУ іншими джерелами реактивної потужності для досягнення оптимального рівня, що генерується місцевими джерелами [9]; управління режимами компенсації вищих гармонійних. Це дозволить коригувати потужності ФКУ в залежності від зміни рівня K_i та коригувати сумарну ефективність компенсації вищих гармонік ФКУ. При цьому оптимізація проводиться за рівнем компенсації реактивної потужності і максимально допустимому числу комутацій. ПУЯЕЕ здійснює оперативний контроль рівня ПЯЕ (K_i) і робить аналіз режимів електропостачання для реалізації коригування ПЯЕ та наближення їх рівня до нормованого таким чином, щоб рівень ПЯЕ за контрольований період перевищив допустимий не більше ніж на 5%.

4.2.2. Апаратна і програмна сумісність технічних засобів системи управління

У системі управління виділяється автоматична частина, яка реалізується на основі апаратно і програмно сумісних технічних засобів: інтелектуальних датчиків; вимірювальних перетворювачів; аналогових комутаторів; мікропроцесорних контролерів; персональних ЕОМ, розміщених на робочих місцях співробітників служби головного енергетика (СГЕ) (робочі станції, АРМи головного енергетика та його заступників, начальників цехів та енергобюро, енергодиспетчерів, економістів та ін.) і об'єднаних в локальні обчислювальні мережі, пов'язані між собою та іншими мережами АСУ; виконавчих механізмів та інших технічних засобів, вироблених фірмами: Siemens, Analog Devices, Octagon Systems, Advantech, Measurement Computing, Industrial Tech, TREI GmbH, Pepperl + Fuchs Group та ін.

При розробці програмного забезпечення (ПЗ) АСУЕП доцільно використовувати сучасні інструментальні програмні засоби;

- CASE-засоби [10]: BPwin, ERwin (Logic Works), Rational Rose (Rational Software) та ін .;
- SCADA-системи [11]: InTouch, InTrack, InBatch, InSupport (Wonderware); Genesis (Iconics); Citect (Ci Technologies); КРУТ-2000 (НПФ «Коло»); Trace Mode (AdAstra) та ін., що дозволить систематизувати й автоматизувати всі етапи розробки ПЗ і забезпечить уніфікацію проектних рішень і полегшують обслуговування, розвиток і модифікацію програмних систем. Поряд з функціями збору та первинної обробки інформації, для програмної реалізації їх в функції реального часу використовуються CASE-засоби і технології, і, програмованих за допомогою SCADA-ПАКЕТ.

4.3. Система керування напругою з нечіткими регуляторами в системі електропостачання промислового підприємства

Проблема зниження споживання електричної енергії є актуальною для харчової і цукрової промисловостей, оскільки дозволяє підвищити ефективність використання генеруючих потужностей, зменшити втрати електроенергії при транспортуванні та зменшити енергоємність продукції, що випускається підприємствами галузі. Одним з ефективних способів забезпечення раціональних рівнів споживання електричної енергії є регулювання напруги в електричних мережах промислових підприємств.

Питанням керування електроспоживанням присвячені роботи [1-4]. Зокрема в роботі [1] представлена система автоматичного регулювання напруги (САРН) в розподільній мережі промислового підприємства 6-10 кВ за допомогою РПН трансформатора ГПП. Величина уставки напруги контролера розраховується для основного приєднання. Вибір основного приєднання проводиться з використанням нечіткої логіки. В роботі [2] представлена АСРН в центрі живлення, що базується на автоматизованій системі обліку енергоресурсів і передбачає адаптивне налаштування регулятора трансформатора. Дворівнева САРН в центрі живлення представлена в [3]. На нижньому рівні встановлені регулятори

трансформаторів 10/0,4 кВ на основі ПБЗ і електронного комутатора, а на верхньому рівні використовуються регулятори РПН трансформатора 110/10кВ. Сигнал на перемикання пристрою РПН трансформатора ГПП буде формуватися лише тоді, коли певна кількість регуляторів цехових підстанцій вичерпали свій діапазон регулювання. Регулювання напруги в системі електропостачання з використанням нечіткої логіки запропоновано в [4, 5]. Зокрема представлені результати використання нечіткої логіки для синтезу регуляторів РПН трансформатора ГПП і регулятора напруги асинхронного двигуна, що живиться від частотного перетворювача. Аналіз вищезазначених робіт показав, що при створенні САПР не враховуються статичні характеристики споживачів електричної енергії, крім того, не в повній мірі використовуються переваги узгодженого регулювання напруги на усіх ієрархічних рівнях системи електропостачання промислового підприємства.

Завдання полягає у розробці системи керування напругою в системі електропостачання промислового підприємства, алгоритмів управління на основі нечіткої логіки, які дозволять забезпечити економічні, інформаційні, точнісні, часові та інші характеристики ефективного функціонування системи управління напругою в системі електропостачання промислового підприємства.

Система електропостачання промислового підприємства як об'єкт керування має такі особливості: велика швидкість електричних процесів; застосування різних спеціалізованих терміналів для різного електрообладнання та різних напруг; необхідність наявності реєстраторів аварійних режимів і своєчасна передача осцилограм на верхній рівень керування; необхідність технічного та/або комерційного обліку електричної енергії з її функціями; необхідність АРМ електрика, з можливістю віддаленої роботи з терміналами РЗА.

При регулюванні напруги в електричних мережах повинні бути забезпечені:

- відповідність показників напруги вимогам державного стандарту;
- відповідність рівня напруги значенням, допустимим для обладнання

електричних станцій і мереж з урахуванням допустимих експлуатаційних підвищень напруги промислової частоти на електрообладнанні (відповідно до даних заводів-виготовлювачів і циркулярів);

- мінімум втрат електроенергії в електричних мережах енергосистем.

Режими напруги вибирають в залежності від характеру підключених до мережі споживачів і їх віддаленості від центру живлення.

На рівні електрообладнання базою для побудови автоматизованої системи керування напругою (АСКН) є мікропроцесорні пристрої захисту, автоматики управління (термінали РЗА), які крім функцій РЗА виконують функцію УЗО і мають комунікаційні порти. Для інтеграції в систему об'єктів, неохоплених терміналами РЗА, також використовуються термінали УСО (контролери). Завданням АСКН є забезпечення нормативних режимів роботи технологічного обладнання при раціональних рівнях споживання електричної енергії і втрат в електричних мережах підприємства. Для реалізації цього завдання пропонується використати дворівневу систему автоматичного регулювання управління напругою (АСКН) (рис.4.4).

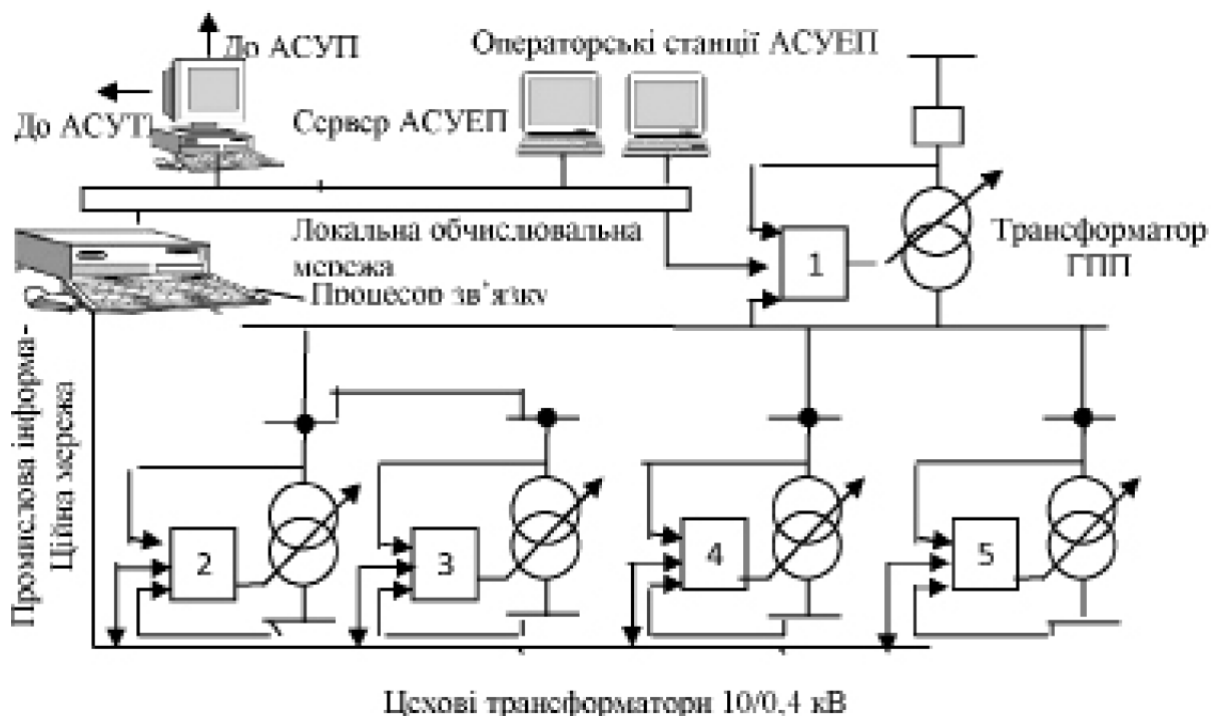


Рисунок 4. 4. Структурна схема дворівневої системи керування напругою на промисловому підприємстві: 1-блок нечіткого керування напругою трансформатора ГПП, що складається з ТН і ТС; АЦП; ЦАП;

мікроконтролера; устрою зв'язку з об'єктом; РПН; нечіткого регулятора трансформатора ГПП. 2...5 - блок нечіткого керування напругою цехового трансформатора, що складається з ТН і ТС; АЦП; ЦАП; мікроконтролера; устрою зв'язку з об'єктом; ПБЗ; електронного комутатора; нечіткого регулятора цехового трансформатора

На нижньому рівні АСКН система складається з системи регулювання напруги цехового трансформатора (ЦТ) на основі ПБЗ з електронним комутатором, а на верхньому рівні складається з системи регулювання напруги трансформатора ГПП на основі РПН. Технічна реалізація системи керування електропостачанням і підсистеми управління напругою передбачає вирішення завдань установки технічних засобів реалізації функції управління напругою, збору та передачі інформації.

Для забезпечення вирішення завдань керування електроспоживанням використовується трирівнева інформаційна система. Верхній рівень включає в себе: один або більше базових серверів (наприклад на основі MicroSCADA); сервер зв'язку, графічні робочі станції (АРМ) користувачів; периферійне обладнання і т.ін.). Середній рівень включає в себе: процесори зв'язку, де здійснюється збір інформації і перетворення її до єдиного вигляду для подальшої обробки. Компоненти верхнього і середнього рівнів об'єднуються між собою за допомогою локальної обчислювальної мережі на базі Ethernet, при необхідності резервованої. Нижній рівень утворюють такі пристрої: віддалені термінали (RTU) і пристрої телемеханіки (ТМ); програмовані логічні контролери (PLC); цифрові термінали релейного захисту та автоматики (РЗА); пристрої контролю якості електроенергії. Зв'язок між системами регулювання нижнього і верхнього рівнів доцільно виконати на основі промислової інформаційної мережі типу Fieldbus.

При побудові АСКН був використаний принцип декомпозиції з урахуванням ієрархічного принципу побудови системи електропостачання: на рівні цехової підстанції вирішується завдання підтримання раціонального рівня напруги, що забезпечує оптимальне електроспоживання

електроприймачами цеху при різних режимах технологічного обладнання, а на рівні трансформатора ГПП вирішується завдання підтримання заданих рівнів напруги на шинах 10(6) кВ цехових трансформаторів з урахуванням їх електричної віддаленості від центру живлення, конфігурації розподільної електричної мережі підприємства і забезпечення раціональних втрат електричної енергії в електричних мережах в періоди максимуму та мінімуму навантаження енергосистеми.

Підсистема керування напругою цехового трансформатора складається з блоку визначення раціональних значень напруги і регулятора на основі нечіткої логіки. Розрахунок уставок значень напруг регулятора проводиться на основі математичної моделі електричної мережі цеху і окремих електроприймачів з урахуванням їх статичних характеристик навантаження і засобів компенсації реактивної потужності. з використанням значень напруги, активної та реактивної потужностей, що вимірюються на шинах 0,4 кВ цехової ТП. За раціональні напруги прийняті такі значення напруги на шинах ТП при яких втрати активної потужності в елементах цехової електричної мережі і цеховому трансформаторі компенсуються за рахунок зменшення споживання активної потужності споживачами електричної енергії. Вхідними величинами нечіткого регулятора вибрані різниця заданої та поточної напруги на шинах 0,4 кВ трансформатора та похідна напруги у часі. Вихідними величинами прийняті затримка часу зміни напруги та уставка напруги трансформатора. Для усіх змінних побудовані функції належності, а також складені нечіткі правила регулювання.

Розглянемо більш детально методи і засоби, що використані при розробці верхнього рівня АСКН. Для забезпечення раціональних втрат потужності в розподільній мережі величина напруги повинна прийматися на верхній межі допустимого значення напруги ($1,1 U_n$). Цехові трансформатори (ЦТ) знаходяться на різній електричній віддаленості від трансформатора ГПП, що обумовлює відмінності в рівнях напруги для різних ЦТ. Рівні напруг на стороні високої напруги ЦТ змінюються в залежності від навантаження трансформаторів і рівня напруги на стороні ВН

трансформатора ГПП (режим максимального і мінімального навантаження енергосистеми). Для забезпечення умов роботи САРН нижнього рівня при зміні навантаження і раціональних втрат енергії в розподільній мережі 10(6) кВ необхідно підтримувати задані рівні напруг на шинах електрично найближчої та віддаленої ЦТ

4.3.1. Побудова і розрахунок моделей електричних мереж 10 (6) кВ

Суть методу полягає в наступному: для центру живлення (ГПП) аналізуються параметри розподільчої мережі (конфігурація, протяжність і перетин ліній, кількість і потужності трансформаторів, $\cos\phi$ та ін.) На основі яких будуються розрахункові моделі електричних мереж (рис 4.5.).

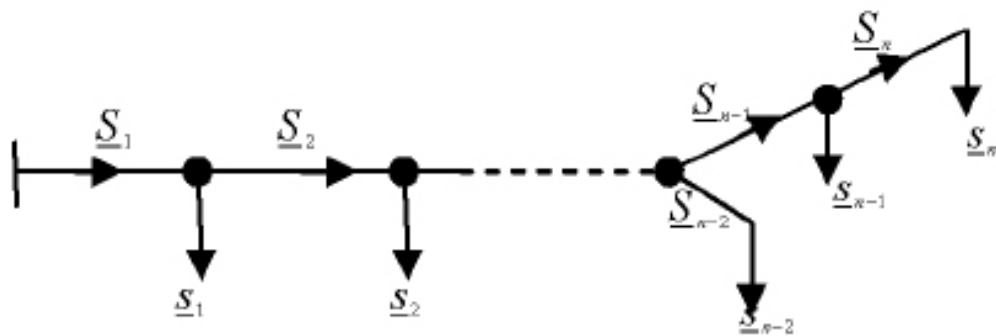


Рисунок 4.5. Розрахункова схема розподільної електричної мережі підприємства 6-10 кВ

Розрахунок робочих режимів розподільних мереж промислових підприємств більш простий, ніж районних. Розподільна мережа має невелику протяжність. У лініях місцевих мереж активні і індуктивні опори або приблизно однакові, або активні опори перевищують індуктивні. При цьому поперечна складова вектора падіння напруги дуже мала і її не враховують, в зв'язку з чим режими роботи цих мереж характеризуються майже повним збігом напруг в вузлах по фазі і порівняно невеликою відмінністю від номінальної напруги мережі. Схеми заміщення цих ліній складаються з поздовжніх елементів - активного і індуктивного опорів. У місцевих

мережах, крім того, не враховується вплив втрат потужності на її втрати в наступних ланках.

Напруга в усіх точках лінії місцевої мережі приймається рівною номінальному значенню. Навантаження на будь-якій ділянці такої мережі визначається підсумовуванням навантаження цієї ділянки з навантаженнями попередніх ділянок

$$\underline{S}_i = \sum_{i_{\max/2}}^l \underline{S}_i \quad (4.21)$$

Напруга у вузлових точках розподільної мережі розраховується за даними початку лінії з використанням наступної формули:

$$U_i = U_{НОМ} - \frac{1}{U_{НОМ}} \sum_{i=1}^n (P_i R_i + Q_i X_i) \quad (4.22)$$

Неврахування втрат потужності у місцевих мережах дозволяє розраховувати максимальні втрати напруги за даними навантаження або потужностями, які перетікають по ділянкам (рис. 4.5). Сумарні втрати напруги в лінії до будь-якого вузла i визначаються сумою втрат напруги на кожній ділянці, яка визначається формулою:

$$\Delta U_{0i} = \frac{1}{U_{НОМ}} \sum_{i=1}^m (P_i R_i + Q_i X_i) = \sqrt{3} \left(\sum_{i=1}^m I_{ai} R_i + \sum_{i=1}^m I_{pi} X_i \right) \quad (4.23)$$

Враховуючи ймовірнісний характер параметрів, що описують стан навантаження і ліній живлення, для синтезу алгоритмів регулювання напруги на трансформаторі ГПП використовуємо метод теорії нечіткої логіки (Fuzzy технології).

4.3.2. Алгоритм нечіткого регулювання

У разі регулювання напруги трансформатора ГПП в якості нечіткого алгоритму був обраний алгоритм Мамдані. Це пояснюється декількома факторами:

1. Простота програмування. Алгоритм Мамдані найбільш простий і

зрозумілий для програмування.

2. Кількість змінних, необхідних для роботи контролера (див. нижче) було вибрано рівною п'яти. Кількість значень цих змінних може досягати 17. За цими значеннями можливе створення до 270 правил нечіткого висновку, що видається надмірно великим.

3. При програмуванні алгоритму не настільки важлива точність виведення, скільки наочність і «зрозумілість» всіх складових алгоритму. Алгоритм Мамдані задовольняє цю вимогу.

Математично алгоритм Мамдані описується наступною послідовністю кроків:

- приведення до нечіткості (фазифікація): знаходиться ступінь істинності;

 - для передумов кожного правила;

- нечіткий висновок: знаходяться рівні «відсікання» для передумов кожного з правил, потім знаходяться усічені функції приналежності;

- композиція: проводиться об'єднання знайдених усічених функцій, що призводить до отримання підсумкової нечіткої підмножини для вихідної змінної з функцією приналежності;

 - приведення до чіткості (дефазифікація).

Цей алгоритм є найбільш часто вживаним на практиці, тому що дуже добре себе зарекомендував у ряді завдань управління в режимі реального часу.

4.3.3. Застосування нечіткої логіки в задачах мікропроцесорного керування

У загальному випадку інформація проходить три стадії обробки:

- перетворення вхідної фізичної змінної в нечітку множину - процедура фазифікації;

- логічна обробка нечітких змінних (композиція, імплікація) бази правил контролера, отримання локального і загального виведення з бази

правил у вигляді нечіткої множини;

- перетворення нечіткої множини в фізичну змінну - процедура дефазифікації.

Функціональна схема нечіткого регулятора представлена на рис. 4.6.

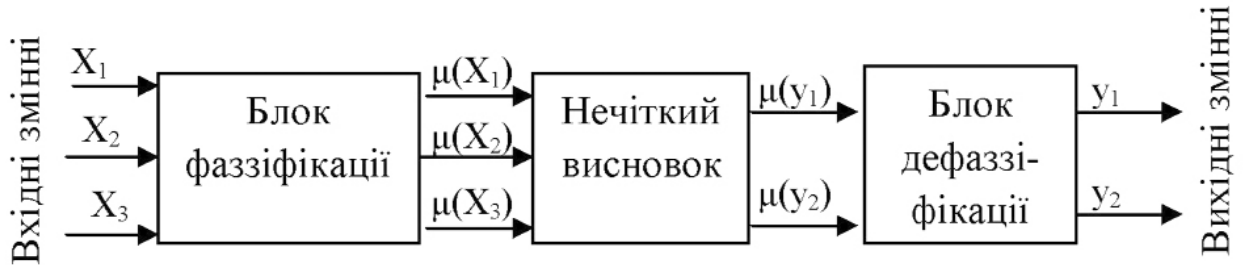


Рисунок 4.6. Функціональна схема нечіткого регулятора

Структура FUZZY регулятора РПН трансформатора ГПП представлена на рис.4.7.

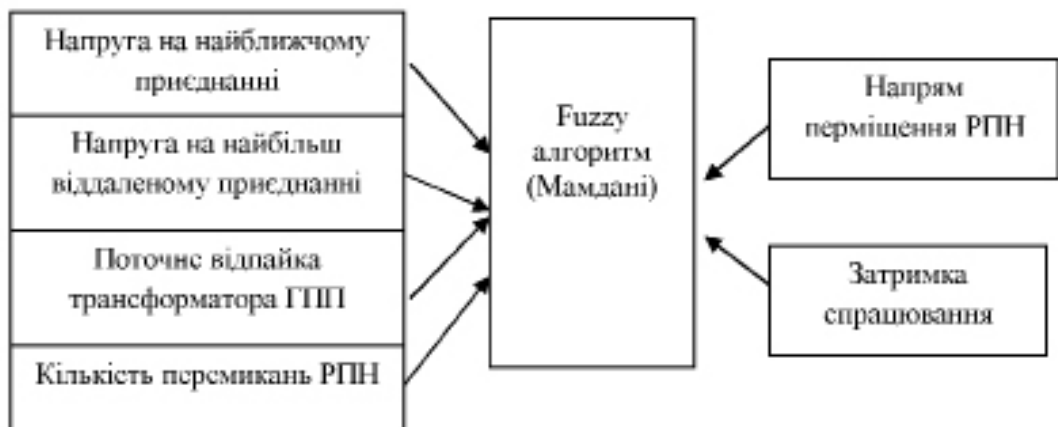


Рисунок 4.7. Блок схема нечіткого регулятора напруги трансформатора ГПП

При роботі за алгоритмом Мамдані для регулювання напруги трансформатора ГПП на вхід нечіткого контролера подавалися: напруга на шинах ВН ЦТ, яка є електрично найближчою до ГПП, напруга на шинах ВН ЦТ, яка є електрично найбільш віддаленою від ГПП, значення поточної відпайки трансформатора ГПП; кількість перемикачів регулятора під навантаженням (РПН) з початку поточної доби. З виходу нечіткого

регулятора знімалися: напрямком переміщення регулятора РПН (збільшити або зменшити кількість витків обмотки ВН) та час, за який має бути закінчене перемикання відпайок.

Всі вхідні і вихідні величини є чіткими значеннями, оскільки знімаються з реальних приладів автоматики і телекерування. Далі, в самому контролері, ці величини вже перетворюються у нечіткі значення. Після опрацювання нечітких правил отримані вихідні змінні знову перетворюються до точного (нормального) виду.

Для роботи нечіткого контролера використовувалися такі лінгвістичні змінні. Вхідні змінні контролера, які представлені у вигляді функцій належності: напруга на шинах 10 кВ ЦТ (найближчої та найвіддаленішої від ГПП) (*Напруга– voltage*) – (рис. 4.8.а); поточне положення відтпайок РПН (*РПН – LTC*) - (рис. 8.б); кількість перемикань, що здійснюються пристроєм РПН за день (*Кількість – Quantity*) - (рис. 4.9.):

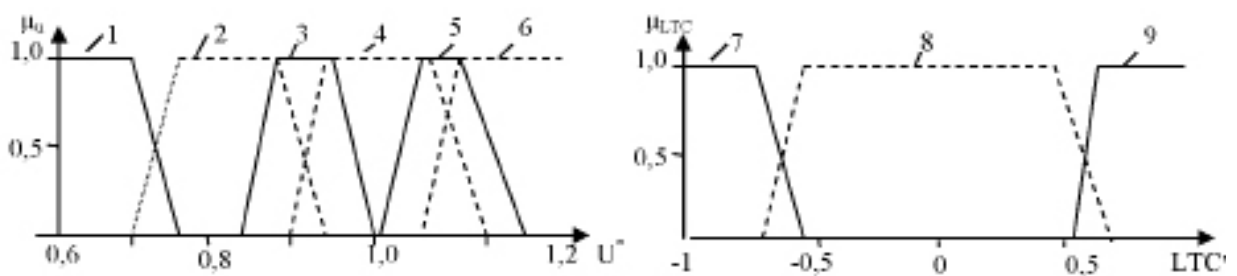


Рисунок 4.8. Нечіткі значення вхідних змінних а) «Напруга», б) РПН

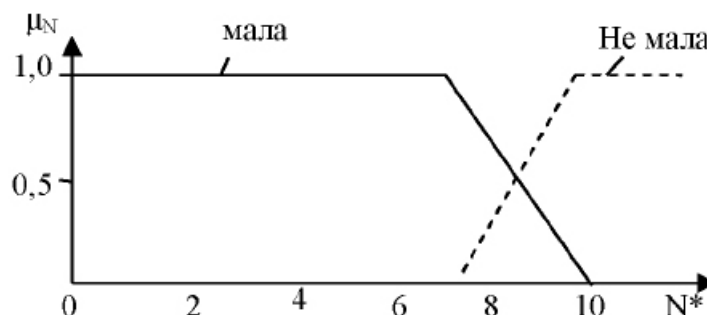


Рисунок 4.9. Нечіткі значення вхідної змінної «Кількість»

1 - аварійна напруга; 2 - дуже низька напруга; 3 - низька напруга; 4 - нормальна напруга; 5 - висока напруга; 6 - дуже висока напруга; 7 - від'ємне

значення положення РПН; 8 – середнє значення положення РПН; 9 – позитивне значення положення РПН.

Із виходу контролера знімалися значення таких лінгвістичних змінних (вихідні змінні): напрямок наступного перемикавання РПН. (*Напрямок – Direction*) (рис. 4.10.а); затримка часу перед перемиканням (*Затримка – Delay*) (рис. 4.10.б):



Рисунок 4.10. Нечіткі значення вихідної змінної а) «Напрямок»; б) затримка

У процесі роботи були випробувані різні варіанти роботи контролера. Перевірялася доцільність застосування тих чи інших лінгвістичних змінних, зокрема «Кількість» (кількість перемикань за день).

За вищенаведеним змінним для даної системи було складено 106 правил нечіткого виводу згідно з наступними твердженнями:

- Залежність часу перемикавання (змінна «затримка») вибиралася враховуючи той факт, що у випадку, коли «напруга» найближчого чи найвіддаленішого ЦТ сильно відрізняється від «нормальної» («дуже низька» або «дуже висока») «затримка» повинна бути «коротка», або «дуже коротка». Якщо «напруга» близька до «нормальної», тоді «затримка» буде великою («довга» або «дуже довга»).

Якщо напруга дорівнює номінальній, тоді час перемикавання дуже довгий, а напрямок перемикавання - «Стоп».

- Правила визначення значення нечіткої вихідної змінної «напрямок» визначалися таким чином: при нарузі нижче номінальної («дуже низька ка»,

«низька»), напрямок перемикання РПН повинен відповідати значенню «вниз». А при підвищеній напрузі («висока», «Дуже висока») напрямок перемикання РПН приймає значення «вгору». У тих випадках, коли напруга приблизно дорівнює номінальній («нормальне»), РПН не спрацьовує («Стоп»).

- Окремо було розглянуто дії контролера при аварійних ситуаціях, а саме - при коротких замиканнях. У цих випадках необхідно заблокувати роботу РПН. У таких ситуаціях лінгвістична змінна «Напруга» приймає значення «Аварійне», і з виходу контролера знімається сигнал «Стоп»,

- Оскільки надійність роботи РПН залежить від кількості зроблених перемикань, тому для регулювання була використана відповідна змінна - «Кількість». У процесі роботи контролер обчислює кількість зроблених перемикань за добу.

Якщо кількість перемикань «Мало», тоді час перемикання не змінюється. Якщо ж кількість перемикань велика («Не Мало»), тоді і затримка перед перемиканням теж збільшується.

Після створення бази правил була побудована поверхня відгуку, яка зображена на рис. 4.11.

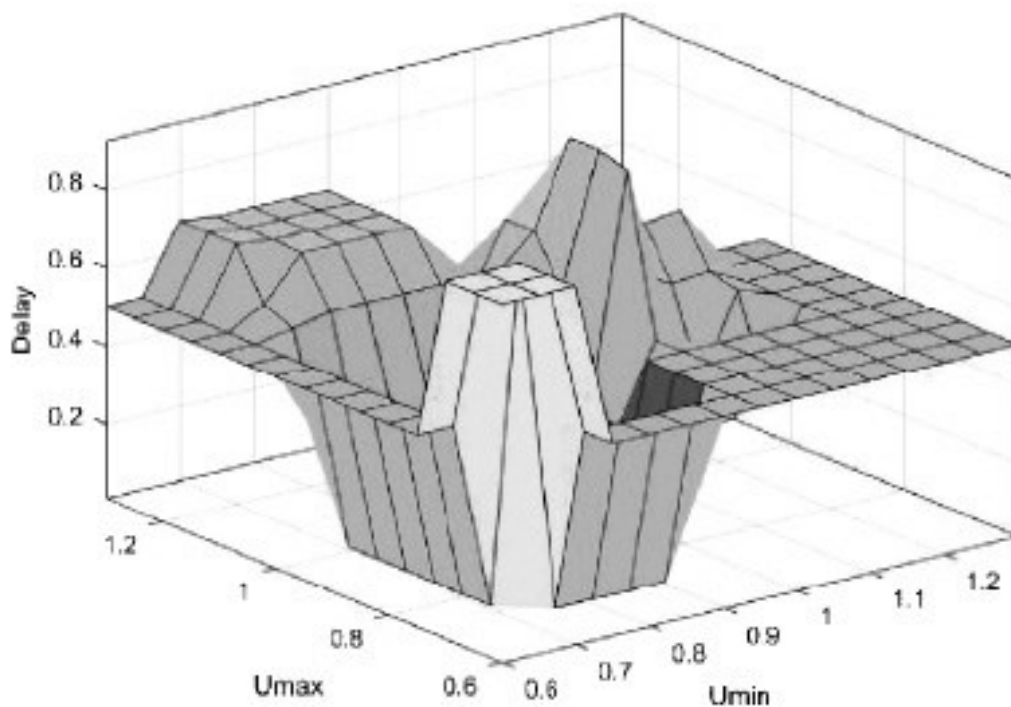


Рисунок 4.11. Поверхня відгуку нечіткого алгоритму

Як об'єкт дослідження в середовищі Simulink була створена комп'ютерна модель підстанції 120/20 кВ, до шин якої підключена нелінійне динамічне навантаження. Структурна схема системи, що моделюється представлена на рис. 4.12, де Source 110 кВ - блок, що описує систему живлення 110 кВ;

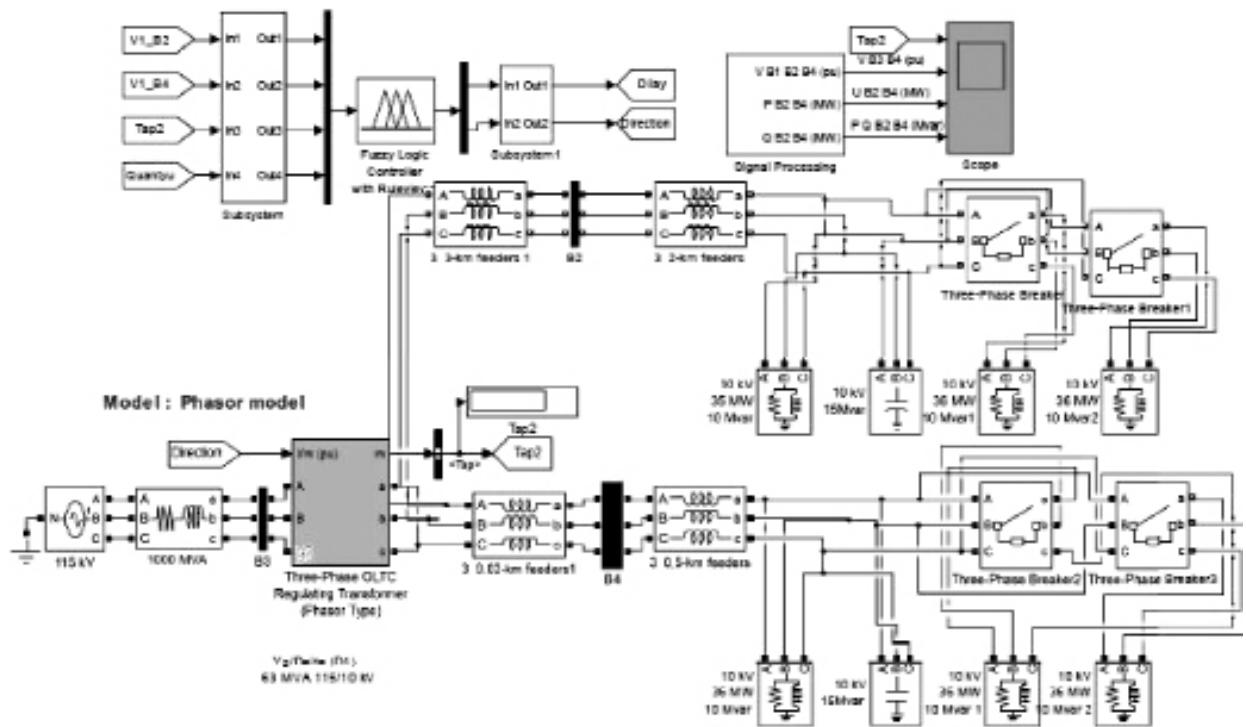


Рисунок 4.12. Модель підстанції 110/10 кВ з нечітким контролером і РПН

Transformer - блок, описує модель трифазного силового трансформатора 35/6кВ; Line - блоки, що задають параметри повітряної лінії; V-I measurement - блок вимірювання діючих значень струму і напруги;

Dynamic load - блоки, що моделюють трифазне динамічне навантаження. Power demand – блоки, що мають завдання зміни споживаної потужності для блоків динамічного навантаження; Fuzzy-logic controller - блок нечіткого контролера; On-load regulator - блоки регулювання напруги силового трансформатора під навантаженням.

В процесі дослідження на моделі були отримані графіки зміни напруги в залежності від навантаження в часі. На рис. 4.13 представлені графіки зміни напруги на шинах 110 кВ (VB3) та 10 кВ підстанції (VB5), напруги та навантаження на шинах віддаленого (VB2) і наближеного до підстанції

споживачів (VB4) електричного навантаження. Аналіз отриманих графіків напруги показав, що розроблений алгоритм регулювання напруги на основі нечітких систем забезпечує підтримання заданих рівнів напруги у вузлових точках розподільної мережі при зміні напруги джерела живлення і при зміні навантаження споживачів за різними графіками.

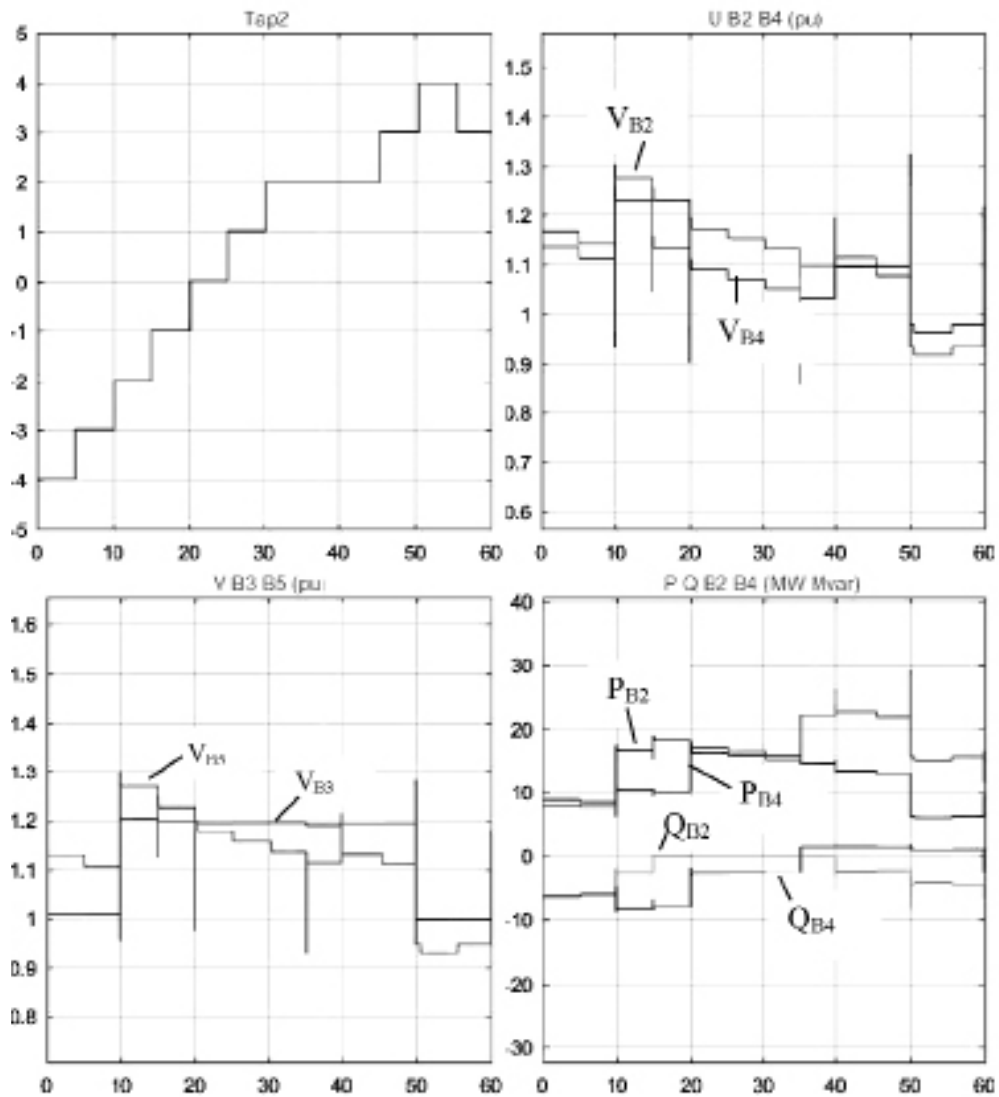


Рисунок 4.13. Графіки зміни напруги та навантаження в розподільній мережі

Реалізація запропонованого алгоритму регулювання напруги на основі нечітких множин дозволяє підтримувати раціональні рівні напруги в розподільній мережі, які отримані на основі аналізу і оптимізації режимів електричної розподільної мережі, що дозволить забезпечити раціональний рівень втрат електричної енергії.

Висновки до розділу

1. Представлені основні підходи до створення автоматизованої системи управління напругою в системі електропостачання промислового підприємства.

2. Для ефективного управління напругою і оптимізації електроспоживання необхідно створити математичні моделі системи електропостачання на різних ієрархічних рівнях.

3. В умовах невизначеності інформації щодо режимних параметрів системи електропостачання алгоритми регулювання напруги цехового трансформатора і трансформатора ГПП доцільно проводити на основі нечіткої логіки.

4. Представлені основні підходи до створення автоматизованої системи управління електропостачанням промислового підприємства.

5. Для ефективного управління використанням електричної енергії необхідно створити моделі, методи, програмне та інформаційне забезпечення для управління електричним навантаженням споживачів, їх електроспоживанням та режимами систем електропостачання з метою їх оптимізації; розробити автоматизовану систему управління електроспоживанням та оптимізації режимів систем електропостачання промислових підприємств.

6. Використання дворівневої системи керування напругою на промисловому підприємстві дозволяє реалізувати принцип декомпозиції і задачу керування напругою вирішувати окремо на рівні трансформатора ГПП та цехових трансформаторів. Координація роботи систем окремих рівнів дозволяє підвищити якість керування та забезпечити енергоефективні режими передавання електричної енергії.

7. Для розробки алгоритмів ефективного керування напругою і оптимізації режимів роботи електричних мереж необхідно створити математичні моделі різних ієрархічних рівнів системи електропостачання.

8. В умовах невизначеності інформації щодо режимних параметрів системи електропостачання алгоритми керування напруги цехового трансформатора і трансформатора ГПП доцільно проводити на основі нечіткої логіки.

5. ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ КООРДИНОВАНОГО КЕРУВАННЯ ПРИ ЗМІНІ СКЛАДУ ЗАСОБІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ ТА СХЕМИ МЕРЕЖІ

5.1 Аналіз ефективності роботи системи координованого керування при зміні складу засобів регулювання напруги

Для аналізу ефективності роботи розробленої системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги пропонується оцінити вплив кількості трансформаторів з РПН на роботу запропонованого методу. Для цього проведено дослідження роботи системи координованого керування при регулюванні трансформаторів на чотирьох підстанціях в типовій РЕМ у наступних вихідних умовах – табл.5.1.

Таблиця 5.1 Вихідні умови для дослідження роботи системи керування

№ Дослідду	Координована робота засобів	Режим регулювання ДРГ	Використання коефіцієнтів налаштування
1	-	регулювання напруги $U < U_{\max}$	-
2	+	регулювання напруги $U < U_{\max}$	-
3	+	регулювання напруги $U < U_{\max}$	+
4	-	регулювання коефіцієнта потужності $\cos\varphi$	-
5	+	регулювання коефіцієнта потужності $\cos\varphi$	-
6	+	регулювання коефіцієнта потужності $\cos\varphi$	+

Регулювання здійснюється на всіх паралельно працюючих трансформаторах з РПН на підстанції. ДРГ та СТК розміщено в місцях, визначених за методом «Багатокритеріального показника» та на основі аналізу чутливості, а трансформатори з РПН, регулювання яких є найбільш ефективним визначено згідно з розробленим методом.

При дослідженнях враховано добові зміни навантаження мережі. Регулювання здійснюється для усталеного режиму роботи РЕМ. Коефіцієнти

налаштування розробленої системи керування визначались з періодичністю, що відповідає максимальній частоті зміни вихідної активної потужності генерування ДРГ.

В результаті досліджень отримано сукупність графіків зміни напруги у вузлах мережі при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги та в режимі регулювання коефіцієнта потужності, найбільш характерні з яких представлено на рис.5.1 та рис.5.2, відповідно.

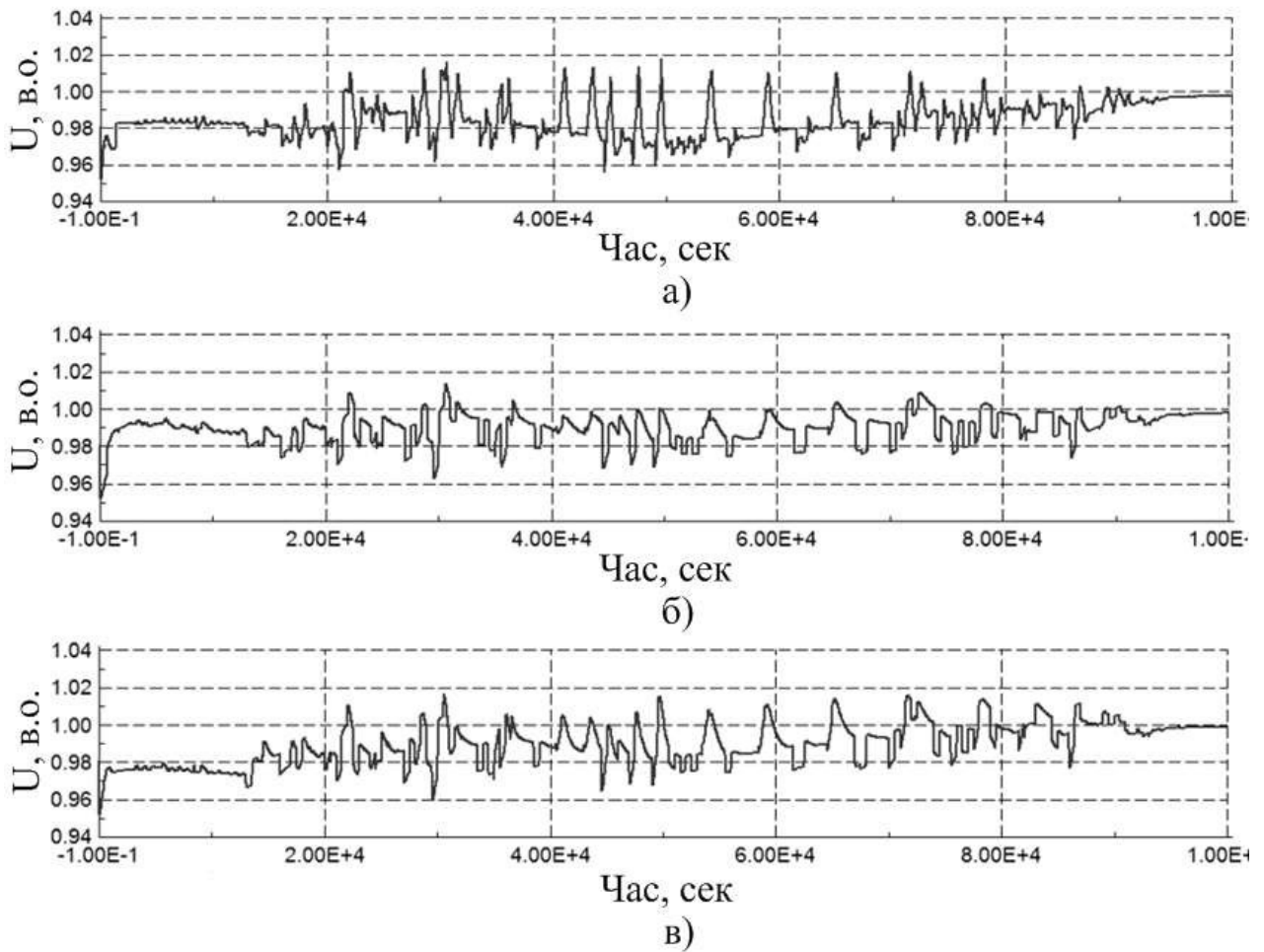


Рисунок 5.1 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги: а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №1); б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №2); в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №3)

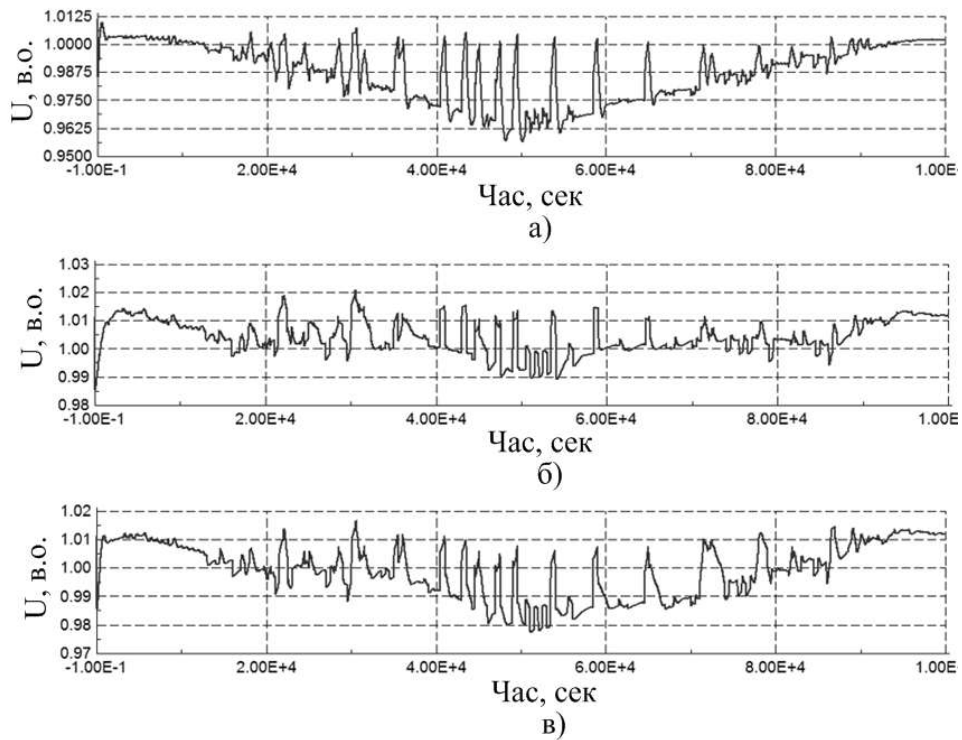


Рисунок 5.2 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності: а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №4); б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №5); в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №6)

В результаті проведених досліджень встановлено, що через збільшення кількості засобів регулювання, напруга в вузлах РЕМ змінюється в допустимих межах (рис.5.1-рис.5.2) в усіх розглянутих випадках: Дослід №1 - №6.

Порівняльна характеристика зміни сумарних втрат активної енергії в мережі та виробленої енергії ДРГ при різних вихідних умовах досліджень наведена на рис.5.3. Характеристику зміни сумарної кількості перемикачів положення систем РПН трансформаторів наведено на рис.5.4.

На основі аналізу результатів проведених досліджень встановлено, що при координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №2 та №3) сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання напруги, збільшується на 3 %, у порівнянні з некоординованою роботою (Дослід №1).

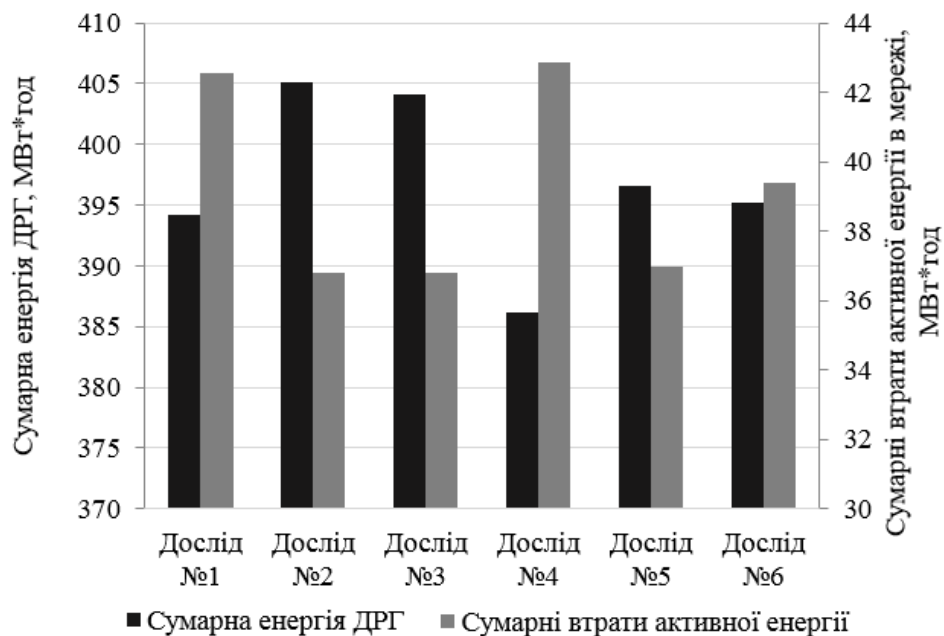


Рисунок 5.3 – Сумарні енергія ДРГ та втрати активної енергії в РЕМ, МВт*год

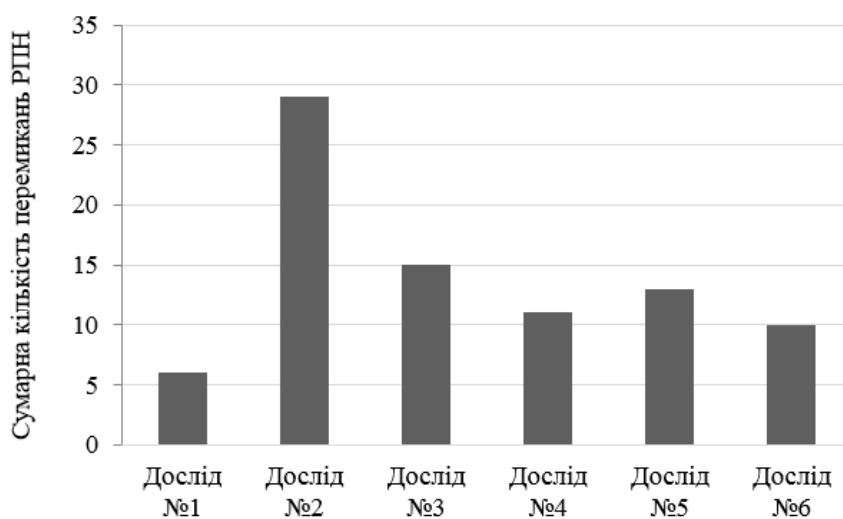


Рисунок 5.4 – Сумарна кількість перемикань положення РПН трансформаторів

У той же час, сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 13,5% - рис.5.3. Але при цьому координоване керування засобами регулювання призводить до збільшення на 23 перемикання сумарної кількості переключень положення систем РПН трансформаторів (Дослід №2), яку знижено вдвічі використовуючи коефіцієнти налаштування (Дослід №3) - рис.5.4.

В результаті проведених досліджень встановлено, що при

координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №5 та №6), сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання коефіцієнта потужності, збільшується на 3%, у порівнянні з некоординованою роботою засобів регулювання та ДРГ (Дослід №4). При цьому, при координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань (Дослід №5), сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 14%. Встановлено, що при використанні налаштувань (Дослід №6) сумарні втрати активної енергії зменшуються на 8%, відносно випадку некоординованої роботи (Дослід №4), але збільшуються, у порівнянні з випадком координованої роботи без налаштувань (Дослід №5) на 6% - рис.5.3. У той же час, при координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань (Дослід №5), сумарна кількість перемикачів положення систем РПН трансформаторів збільшується на 2 перемикачів, у порівнянні з випадком некоординованої роботи (Дослід №4). Використання налаштувань в системі керування (Дослід №6) дозволяє зменшити цю кількість на 3 перемикачів - рис.5.4.

Отримані результати досліджень показали, що кількість трансформаторів з РПН, яку слід залучати до системи координованого регулювання напруги залежить від співвідношення потужності ділянки РЕМ та потужності ДРГ, приєднаних до неї.

Проведений аналіз результатів досліджень дозволяє підтвердити ефективність застосування розробленої системи координованого керування з налаштуваннями при збільшенні кількості засобів регулювання та роботі ДРГ в режимі регулювання напруги. Також встановлено, що застосування розробленої системи керування в умовах збільшення кількості засобів регулювання є ефективним і при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності, але в даному випадку сумарна кількість перемикачів систем РПН трансформаторів суттєво не змінюється.

5.2 Дослідження впливу зміни кількості джерел розосередженого генерування на ефективність роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги

Для аналізу ефективності застосування розробленої системи координованого керування досліджено вплив кількості ДРГ на роботу запропонованого підходу. Дослідження роботи системи координованого керування проводилися з залученням трьох ДРГ потужністю по 15 МВА у вихідних умовах, наведених в табл.5.1.

На основі результатів досліджень отримано сукупність графіків зміни напруги у вузлах РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги та в режимі регулювання коефіцієнта потужності. Найбільш характерні графіки зміни напруги наведено на рис.5.5 та рис.5.6, відповідно.

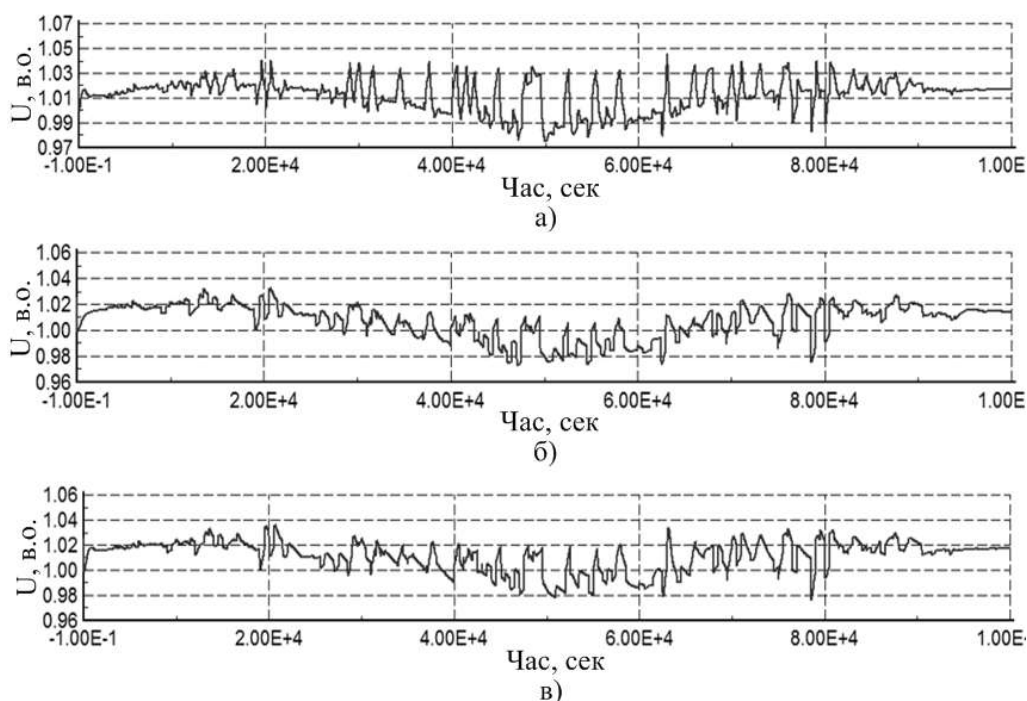


Рисунок 5.5 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги: а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №1); б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №2); в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №3)

Аналіз результатів проведених досліджень показав, що при збільшенні кількості ДРГ, залучених до регулювання, напруга в вузлах РЕМ змінюється в допустимих межах в усіх розглянутих випадках – рис.5.5-рис.5.6.

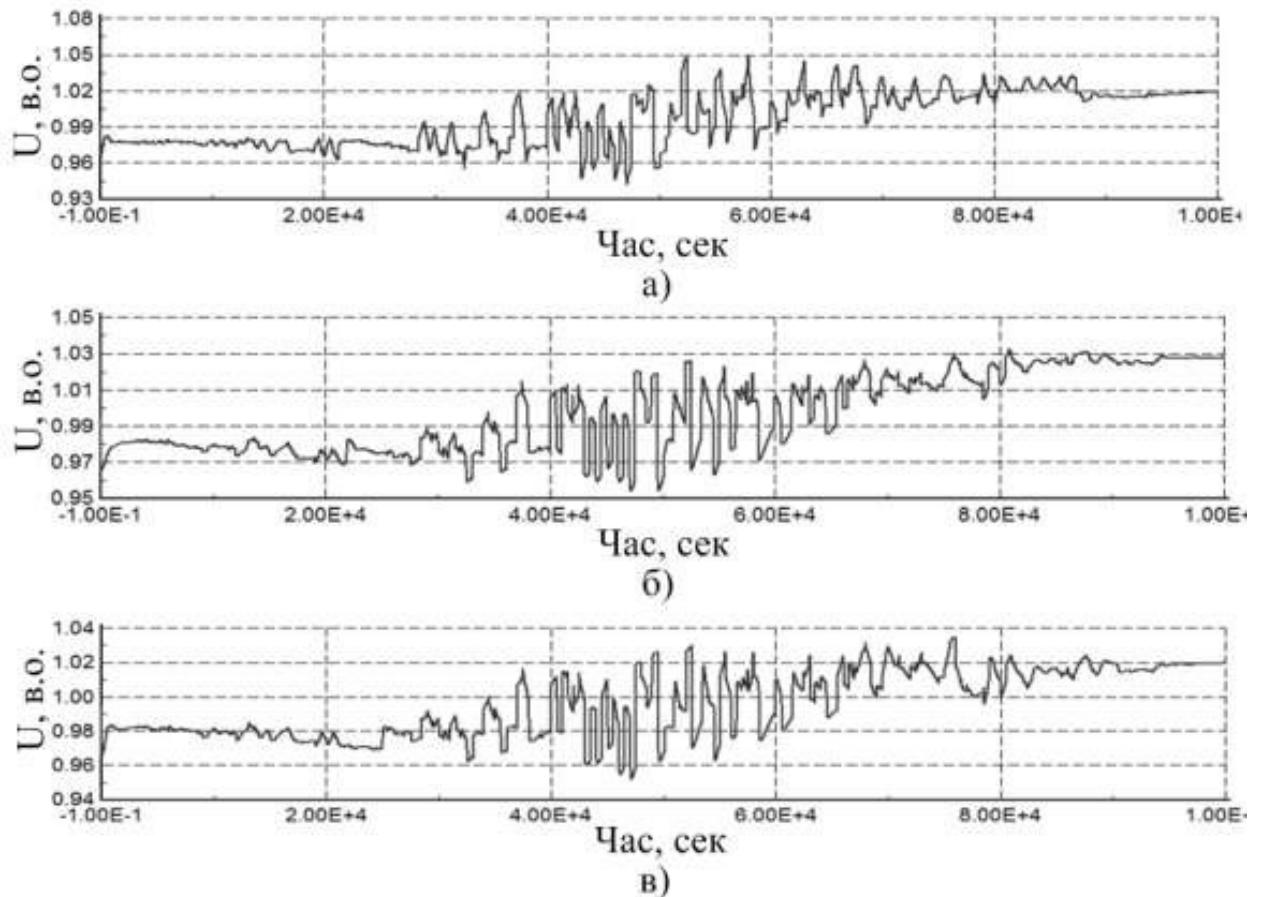


Рисунок 5.6 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності: а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №4); б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №5); в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №6)

Порівняльна характеристика зміни сумарних втрат активної енергії в мережі та сумарної виробленої енергії ДРГ при різних вихідних умовах досліджень наведена на рис.5.7. Характеристику зміни сумарної кількості перемикаць положення систем РПН трансформаторів наведено на рис.5.8.

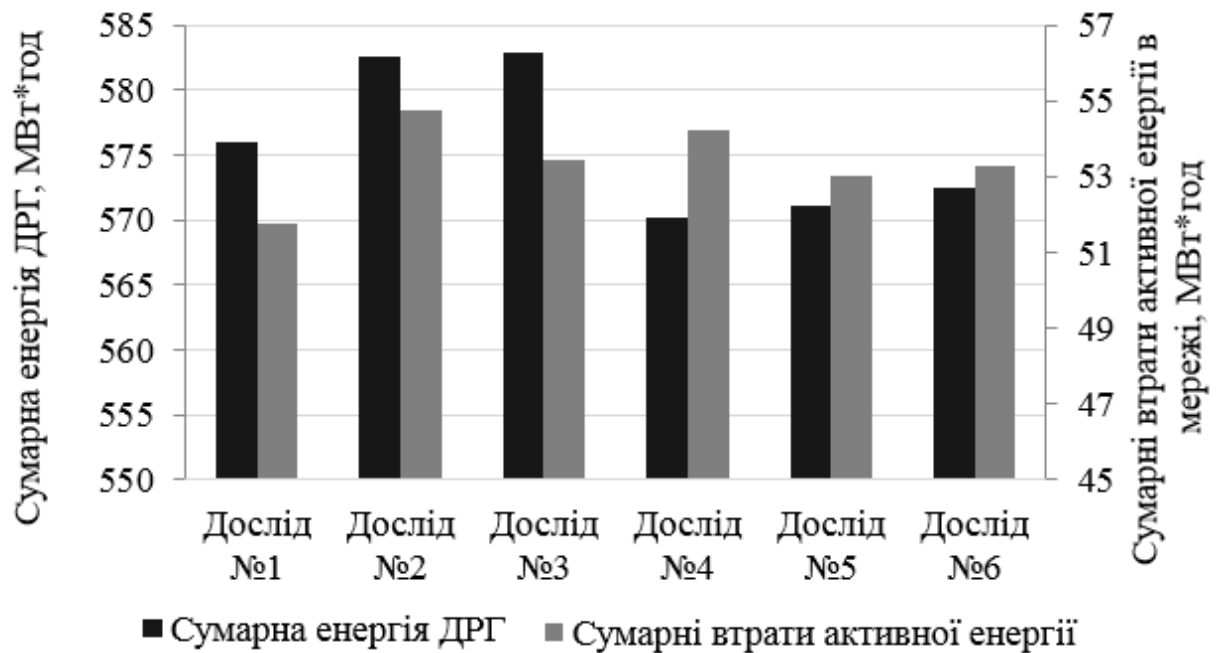


Рисунок 5.7 – Сумарні енергія ДРГ та втрати активної енергії в РЕМ, МВт*год

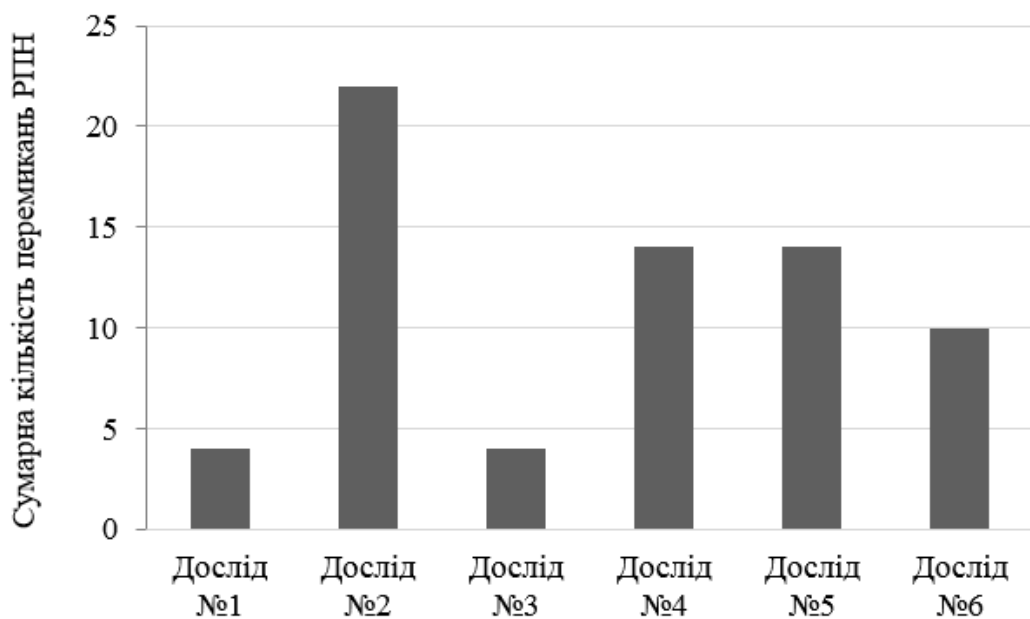


Рисунок 5.8 – Сумарна кількість перемикань положення РПН трансформаторів

Аналіз результатів проведених досліджень показав, що при координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №2 та №3) сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання напруги, збільшується на 1%, у порівнянні з некоординованою

роботою (Дослід №1). При цьому, сумарні втрати активної енергії в мережі при координованій роботі засобів регулювання (Дослід №2) збільшується на 6%, у порівнянні з некоординованою роботою (Дослід №1), що пов'язано зі зміною споживання реактивної потужності СТК. Використання коефіцієнтів налаштування (Дослід №3) дозволяє знизити сумарні втрати активної енергії на 2,5%, у порівнянні з координованою роботою засобів без налаштувань (Дослід №2) - рис.5.7. У той же час, координоване керування засобами регулювання призводить до збільшення на 18 перемикань сумарної кількості переключень положення систем РПН трансформаторів (Дослід №2). Використовуючи коефіцієнти налаштувань (Дослід №3), сумарну кількість перемикань РПН знижено на 17 перемикань, у порівнянні з випадком без використання коефіцієнтів налаштувань (Дослід №2) - рис.5.8.

На основі результатів проведених досліджень встановлено, що при координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №5 та №6), сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання коефіцієнта потужності, не змінюється. При цьому, при координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №5 та №6), сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 2,2%, у порівнянні з випадком некоординованої роботи (Дослід №4) - рис.5.7. У той же час, при координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань (Дослід №5), сумарна кількість перемикань положення систем РПН трансформаторів не змінюється, у порівнянні з випадком некоординованої роботи (Дослід №4), а використання налаштувань в системі керування (Дослід №6) дозволяє зменшити кількість перемикань на 4 - рис.5.8.

Таким чином, проведений аналіз результатів досліджень показав ефективність застосування розробленої системи координованого керування з налаштуваннями при збільшенні кількості ДРГ в РЕМ, які працюють в режимі регулювання коефіцієнта потужності.

5.3 Дослідження роботи системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги при зміні схеми розподільної електричної мережі

Для аналізу ефективності використання розробленої системи координованого керування різнотипними засобами регулювання напруги пропонується дослідити вплив зміни схеми мережі (рис.5.9) на роботу запропонованого методу у вихідних умовах, наведених в табл.5.1.

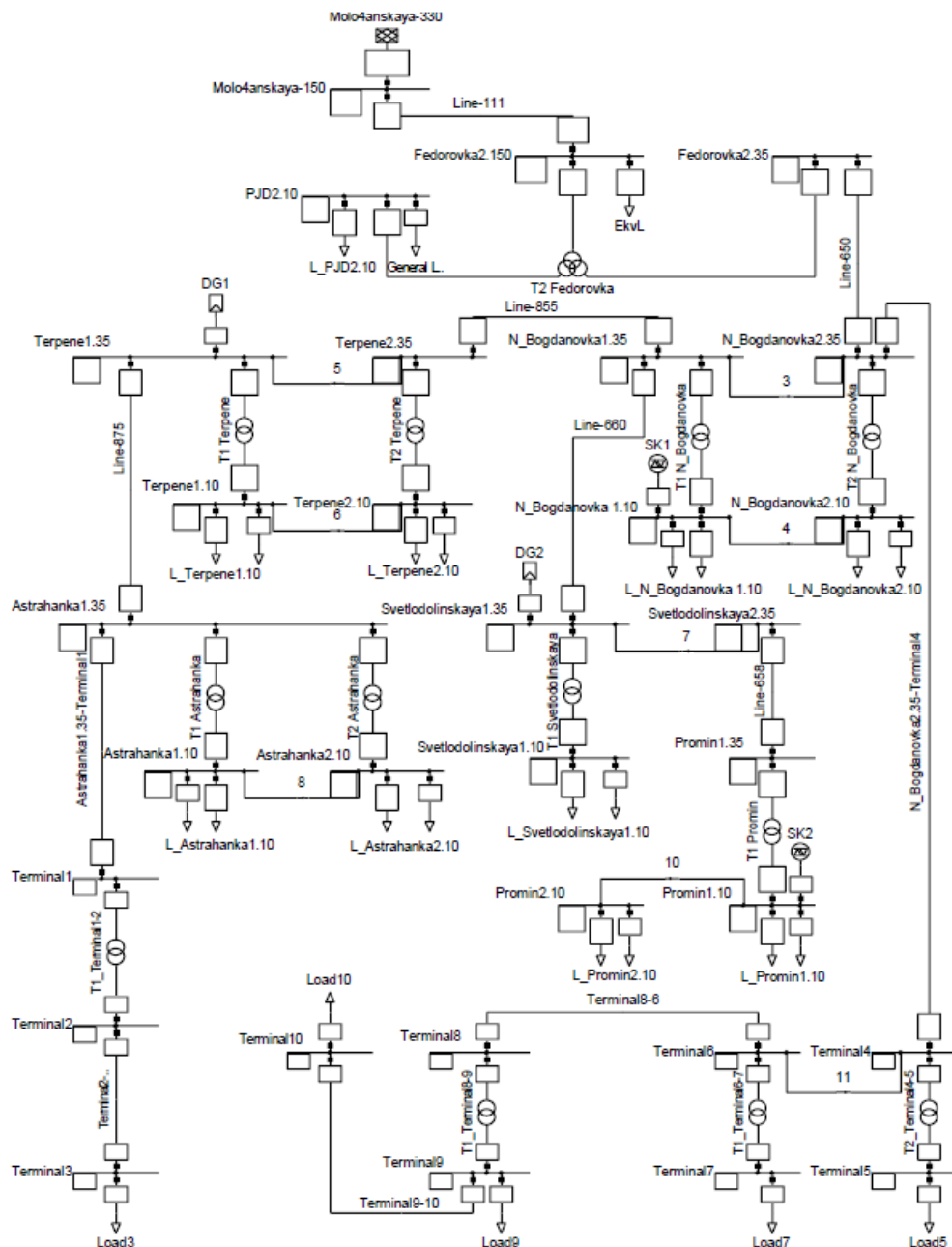


Рисунок 5.9 – Фрагмент РЕМ району 110/35/10 кВ зі зміненою топологією

На основі результатів досліджень отримано сукупність графіків зміни напруги у вузлах РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги та в режимі регулювання коефіцієнта потужності. Найбільш характерні графіки зміни напруги наведено на рис.5.10 та рис.5.11, відповідно.

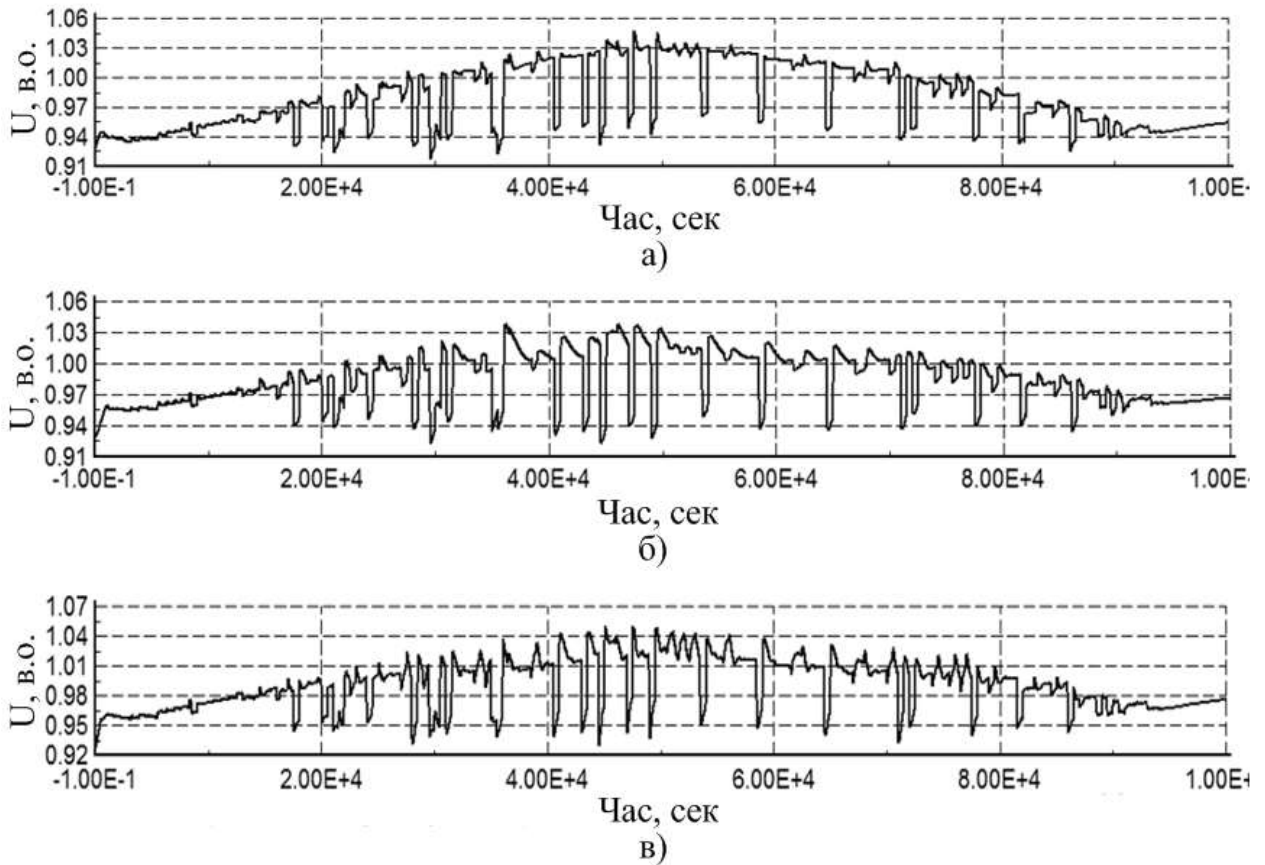


Рисунок 5.10 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання напруги: а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №1); б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №2); в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №3)

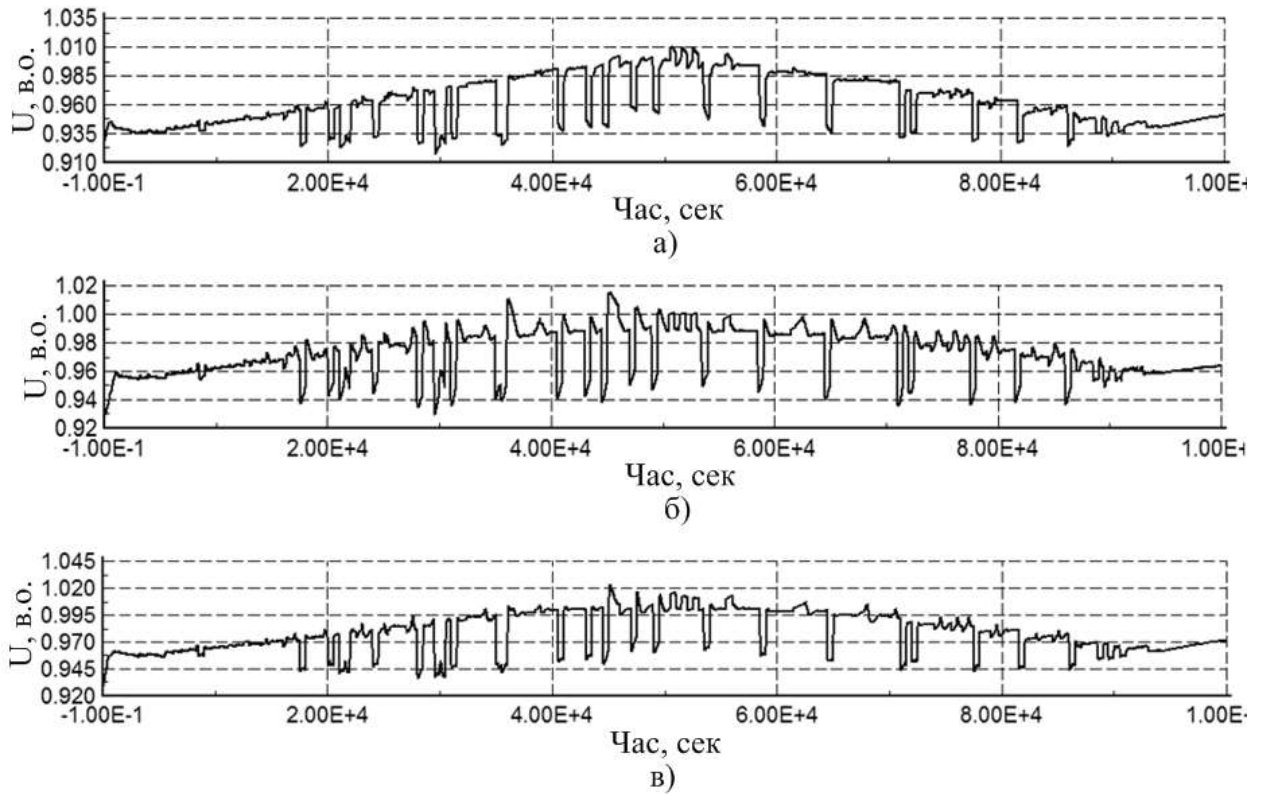


Рисунок 5.11 – Зміна напруги в РЕМ при роботі ДРГ в режимі регулювання коефіцієнта потужності: а) некоординована робота засобів регулювання напруги (Дослід №4); б) координована робота засобів регулювання без налаштувань (Дослід №5); в) координована робота засобів регулювання з налаштуваннями (Дослід №6)

Аналіз зміни напруги у вузлах РЕМ показав, що при некоординованій роботі ДРГ та засобів регулювання (Дослід №1 та №4), напруга у вузлі РЕМ перетинає нижню допустиму границю (рис.5.10, а та рис.5.11, а). Це пояснюється тим, що під час некоординованої роботи кожен засіб регулювання контролює напругу лише у вузлі підключення. При координованій роботі засобів регулювання (Досліди №2, №3 та Досліди №5, №6) напруга в вузлах РЕМ перебуває в допустимих границях з короткочасними порушеннями (рис.5.10, б, в та рис.5.11, б, в).

Порівняльна характеристика зміни сумарних втрат активної енергії в мережі та виробленої енергії ДРГ при різних вихідних умовах досліджень наведена на рис.5.12. Характеристику зміни сумарної кількості перемикань положення систем РПН трансформаторів наведено на рис.5.13.

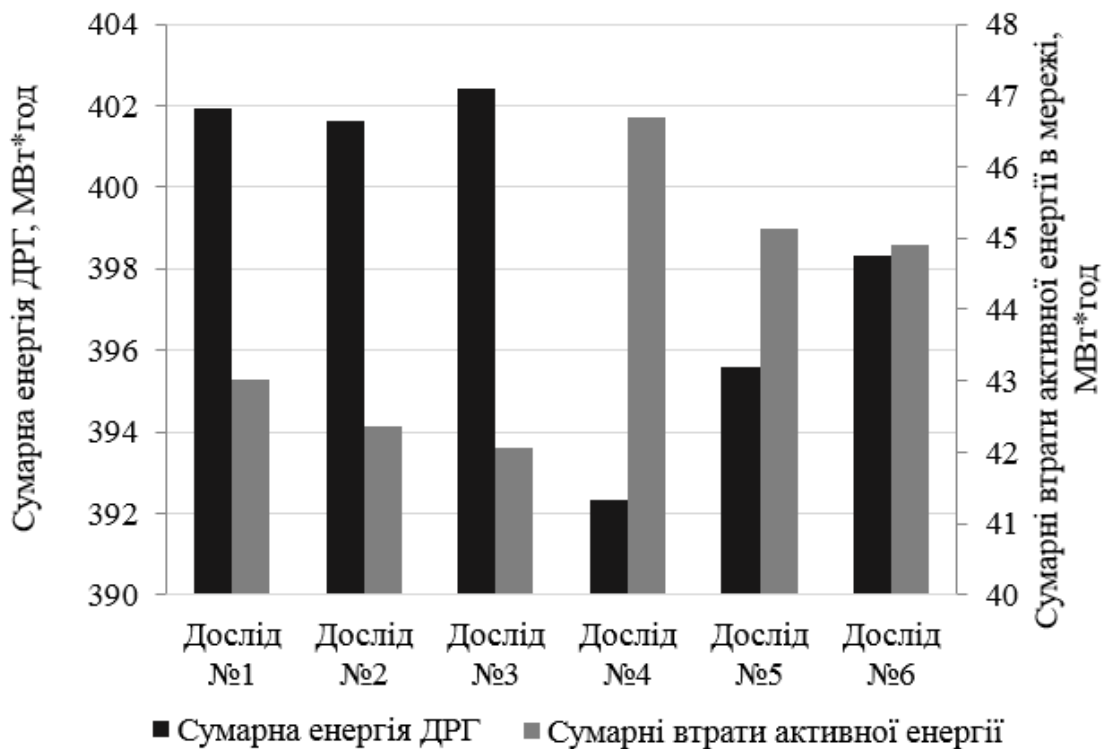


Рисунок 5.12 – Сумарні енергія ДРГ та втрати активної енергії в РЕМ, МВт*год

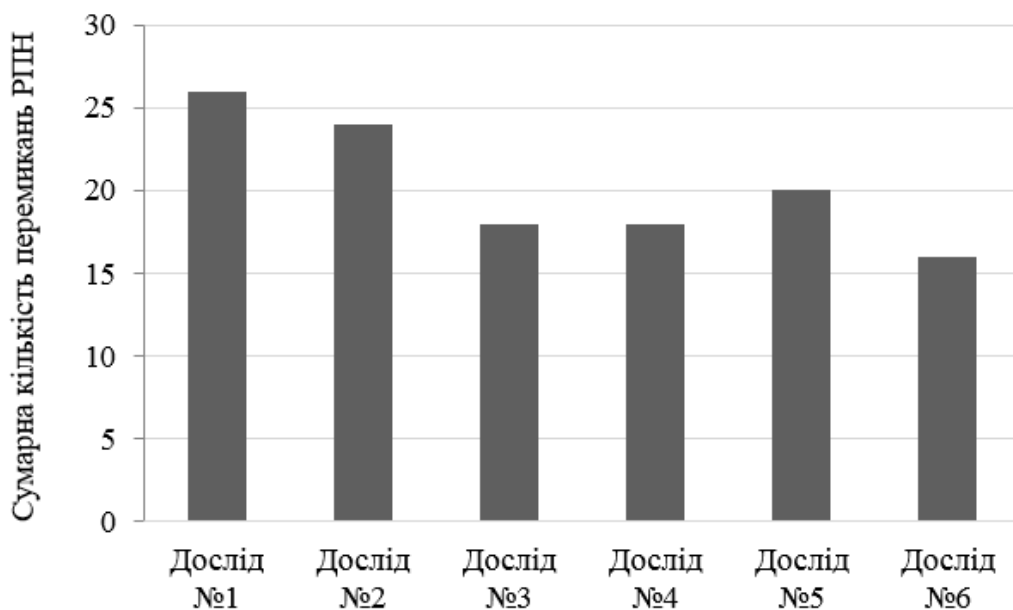


Рисунок 5.13 – Сумарна кількість перемикань положення РПН трансформаторів

На основі аналізу результатів проведених досліджень встановлено, що при координованій роботі засобів регулювання напруги, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №2 та №3), сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання напруги, не змінюється. У той же час, при

координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань (Дослід №2) сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 1,4%, а з налаштуваннями (Дослід №3) – на 2,3%, у порівнянні з випадком некоординованої роботи (Дослід №1) - рис.5.12. При цьому, сумарна кількість спрацювань зменшується на 2 перемикання при роботі засобів регулювання координовано (Дослід №2), а при використанні налаштувань (Дослід №3) кількість перемикань зменшується ще на 6 перемикань - рис.5.13.

Аналіз результатів проведених досліджень показав, що при координованій роботі засобів регулювання напруги без налаштувань (Дослід №5) сумарна енергія ДРГ, що працюють в режимі регулювання коефіцієнта потужності, збільшується на 1%, а з використанням налаштувань (Дослід №6) – на 2%, у порівнянні з некоординованою роботою (Дослід №4). При цьому, сумарні втрати активної енергії в мережі при координованій роботі засобів регулювання, як з налаштуваннями, так і без (Дослід №5 та №6) зменшуються на 4%, у порівнянні з некоординованою роботою засобів регулювання (Дослід №4) - рис.5.12. У той же час, координоване керування засобами регулювання призводить до збільшення сумарної кількості переключень положення систем РПН трансформаторів (Дослід №5) на 2 перемикання. Використовуючи коефіцієнти налаштувань (Дослід №6), сумарну кількість перемикань РПН знижено на 4 перемикання, у порівнянні з випадком без використання коефіцієнтів налаштувань (Дослід №5) - рис.5.13.

Проведений аналіз результатів досліджень підтвердив ефективність застосування розробленої системи координованого керування з налаштуваннями при зміні схеми мережі та роботі ДРГ в режимі регулювання напруги та регулювання коефіцієнта потужності.

Інформацію, необхідну для роботи розробленої системи координованого керування засобами регулювання напруги.

Висновки до розділу розділу

1. Аналіз ефективності роботи розробленої системи керування показав, що збільшення кількості трансформаторів з системами регулювання під навантаженням в 2 рази дозволяє збільшити сумарну вироблену енергію джерел розосередженого генерування на 3%, зменшити сумарні втрати активної енергії в мережі на 8-14%. Отримані результати досліджень показали, що кількість трансформаторів з системами регулювання під навантаженням, яку слід залучати до системи координованого регулювання напруги залежить від співвідношення потужності ділянки розподільної електричної мережі та потужності джерел розосередженого генерування, приєднаних до неї.

2. На основі результатів аналізу ефективності роботи розробленої системи керування встановлено, що при збільшенні кількості джерел розосередженого генерування, залучених до системи керування, на одну станцію, сумарна кількість перемикачів систем регулювання під навантаженням трансформаторів зменшується на 30%, сумарні втрати активної енергії в мережі зменшуються на 2,2%. Також встановлено, що при зміні схеми розподільної електричної мережі застосування розробленої системи керування дозволяє збільшити сумарну енергію джерел розосередженого генерування на 2%, зменшити сумарні втрати активної енергії в мережі на 2,3% та сумарну кількість перемикачів систем регулювання під навантаженням трансформаторів на 40%.

3. Сформовано вимоги до інформаційного забезпечення розробленої системи координованого регулювання напруги в розподільній електричній мережі з джерелами розосередженого генерування. Встановлено, що технологічну інформацію доцільно поділяти на «базову» та «поточну». «Базова» інформація оновлюється з частотою, що відповідає частоті зміни стану обладнання та конфігурації мережі. «Поточна» інформація повинна оновлюватись з встановленою періодичністю, яку визначено виходячи зі ступеню важливості області розподільної електричної мережі, що контролюється системою керування.

ВИСНОВКИ

Напруга мережі постійно змінюється разом із зміною навантаження, режиму роботи джерела живлення, опору кола. Відхилення напруги не завжди знаходиться в допустимих межах. причинами цього є: а) визвані, протікаючими по елементах мережі, струмами навантаження втрати напруги; б) неправильний вибір перерізу струмоведучих частин мережі і потужності силових трансформаторів; в) неправильна побудова схеми мереж.

В даній роботі було досліджено методи регулювання напруги в електричних мережах основними з яких є регулювання напруги на шинах центру живлення; зміна коефіцієнта трансформації встановлених в мережі трансформаторів і автотрансформаторів і опорів елементів мережі. Управління перетіканнями реактивних потужностей, що успішно практикується в мережах енергосистем, виявляється малоефективним в мережах промислових підприємств. Реалізація вказаних способів регулювання напруги можлива лише при застосуванні спеціальних технічних засобів: трансформаторів з регульованим коефіцієнтом трансформації, регульованих і нерегульованих батарей конденсаторів і синхронних двигунів, обладнаних пристроями автоматичного регулювання збудження.

Що стосується системи керування режимом електричної мережі, то її структуру складають великі синхронні машини, які мають три ієрархічних рівні керування: до першого відносяться контур аварійного керування збудженням (якщо такий мається) і АРЗ; другий рівень, також розташований на енергетичному об'єкті, містить вторинний регулятор напруги, пристрій розподілу реактивних навантажень між агрегатами на електростанціях і обмежувачі збудження; третій рівень побудований на основі централізованої керуючої ЦОМ, що координує роботу пристроїв другого ієрархічного рівня.

Автотрансформатори зв'язку мають другий ієрархічний рівень керування, який здійснюється за допомогою регулятора напруги. Найбільш великі автотрансформатори зв'язку вводяться в систему централізованого керування.

В аварійних режимах приходить у дію форсування порушення або по признаку зниження напруги в електричній мережі, або по сигналу, що надходить з енергосистеми. На ці ж ознаки реагують автоматичні регулятори збудження.

Вторинні регулятори напруги мають значні витримки часу і, отже, керують повільними змінами режиму електричної мережі, що виникають внаслідок зміни навантаження і складу устаткування енергосистеми. Ці регулятори впливають на установочні пристрої АРЗ синхронних машин.

Елементи енергосистеми, режим яких міняється дискретно (трансформатори, конденсаторні батареї і т.д.), не мають первинних регуляторів. Їхній режим контролюється вторинними регуляторами напруги, що іноді сполучаються з обмежувачами режиму.

Для настроювання вторинних регуляторів напруги можна використовувати параметри режиму, доступні для виміру на енергетичних об'єктах. Вибір цих параметрів проводиться на основі аналізу оптимізаційних розрахунків режиму, проведених на ЦОМ. Параметри, що щонайкраще характеризують режим електричної мережі, вводяться у вимірювальні системи вторинних регуляторів напруги.

На великих електростанціях, що істотно визначають режим електричної мережі, важко підібрати параметри, що характеризують його протягом тривалого часу. Тому уставки вторинних регуляторів напруги періодично задаються за допомогою централізованої системи керування режимом електричної мережі, яка здійснюється на основі керуючої ЦОМ. В цю систему включаються також вторинні регулятори напруги інших найбільш важливих об'єктів енергосистеми. Координація дії регуляторів напруги може проводитися зміною як уставок, так і налагодження, за допомогою якої змінюється питома вага параметрів, що вводяться у вимірювальні органи. Цим забезпечується координація взаємодії локальних пристроїв найбільш важливих енергетичних об'єктів електричної мережі.

У процесі аналізу розрахунків режиму, проведених для найкращого настроювання вторинних регуляторів напруги, можна виявити, що при

централізованому керуванні одними енергетичними об'єктами режими інших визначаються однозначно по параметрах, доступним для виміру на енергетичних об'єктах. Регулятори напруги цих об'єктів можуть не включатися в централізовану систему керування. Група об'єктів, включених у централізовану систему керування, у цьому випадку виконує роль ведучої; група об'єктів, що включаються не в централізовану систему керування, виконує роль відомої, режим якої визначається ведучими об'єктами. Досвід показує, що в централізовану систему керування можуть не включатися трансформатори центрів живлення, що живлять розподільчі електричні мережі, частина трансформаторів, що зв'язують електричні мережі різних напруг, конденсаторні батареї, що працюють у розподільчих електричних мережах і в мережах енергосистеми (до 110 кВ), частина реакторів поперечної компенсації ліній надвисоких напруг і т.д.

Доцільна ієрархічна структура автоматичного керування режимом електричних мереж забезпечує високу надійність керування. Вихід з ладу найменш надійних вищих ієрархічних рівнів супроводжується звичайно відхиленням режиму від оптимального, однак зберігає його в технічно припустимих межах.

ЛІТЕРАТУРА

1. Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О., Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільськогосподарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка». – Вінниця: ВНАУ, 2016. - 64 с.

2. Калетнік Г. М. Біопалива. Ефективність їх виробництва та споживання в АПК України. / Г. М. Калетнік, В. М. Пришляк. – Вінниця: ВНАУ, 2008. – 192 с. – (Навчальний посібник).

3. Основи інженерних методів розрахунків на міцність і жорсткість / [Г. М. Калетнік, М. Г. Чаусов, В. М. Швайко та ін.]. – Київ: «Хайт-Тек Прес», 2013. – 528 с. – (Підручник).

4. Калетнік Г. М. Планування діяльності підприємств / Г. М. Калетнік, А. Г. Мазур, С. Г. Кафлевська., 2008. – 300 с.

5. Електроніка і мікросхемотехніка / М. І.Стаднік, О. О. Рубаненко, А. А. Штуць, М. А. Колісник. – Вінниця: ВНАУ, 2018. – 234 с. – (Методичні вказівки з виконання курсової роботи).

6. Інтелектуалізація електроенергетичних систем / В. А.Матвійчук, О. Є. Рубаненко, О. О. Рубаненко, І. О. Гунько. – Вінниця: ВНАУ, 2018. – 110 с. – (Навчально-методичний посібник Конспект лекцій).

7. Стадник Н.И., д.т.н., проф. Использование мехатронных подходов при разработке систем автоматического управления «Електротехнічні системи, електрифікація і автоматизація в агропромисловому комплексі»: матеріали II Всеукраїнської науково-практичної конференції, м. Вінниця, 27-28 травня 2015 року: - Вінниця: Вид-во ВНАУ, 2015. С.38 -44

8. Стаднік М. І., Рубаненко О. О., Бондаренко С.В. Визначення рівня генерації електроенергії на сонячній електростанції відносно її встановленої потужності Збірник наукових праць Вінницького національного аграрного

університету. Серія: Технічні науки. Всеукраїнський науково - технічний журнал «Техніка, енергетика, транспорт АПК» / Редколегія. Калетнік Г.М. (головний редактор) та інші. С.213-220. - Вінниця, 2016. -№3(95) ,- 249с

9. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.

10. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект. – 1992. – 27 с.

11. Коэффициенты Кс и Ки [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://eom.com.ua/index.php?PHPSESSID=1uan485eu6hrv4cq9m1pkhkss0&action=dlattach;topic=13993.0;attach=12790> (дата звернення 27.01.2015). — Назва з екрана.

12. Бурбело М. Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків : навч. посіб. для студ. вищ. навч. закл. / М. Й. Бурбело. – Вінниця : ВНТУ, 2005. – 148 с.

13. Вакуумные выключатели серии ВВ/TEL [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://tavrida-ua.com/products/vacuumswitch.html> (дата звернення 01.02.2015). — Назва з екрана.

14. Кобилянський О.В. Методичні вказівки до виконання розділу “Охорона праці” в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей / О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 45 с.

15. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: (учебник для студентов электроэнергетических специальностей) – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592с.

16. Остапчук Ж.І., Головатюк М.О., Кулик В.В. Електричні мережі: (методичні вказівки до виконання лабораторних робіт) – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 70с.

17. Иньков Ю.М., Климаш В.С. Компенсаторы реактивной энергии сети

со стабилизацией напряжения нагрузки. //Электричество. – 2003. - №12. – с.2-16.

18. Гуслин Ю.П. Релейно-импульсное регулирование переменного напряжения при активно-индуктивной нагрузке. //Электричество. – 2004. - №3. – с.23-28.

19. Баламетов А.Б., Мусаханова Г.С., Халилов Э.Д. Исследование решения задачи оптимизации режимов электрических сетей по напряжению и реактивной мощности методом последовательной линеаризации и линейного программирования. //Электричество. – 2003. - №3. – с.17-26.

20. Смирнов С.С., Коверникова Л.И. Нормализация уровней напряжений высших гармоник в пределах высокого напряжения. //Электричество. – 2000. - №11. – с.25-30.

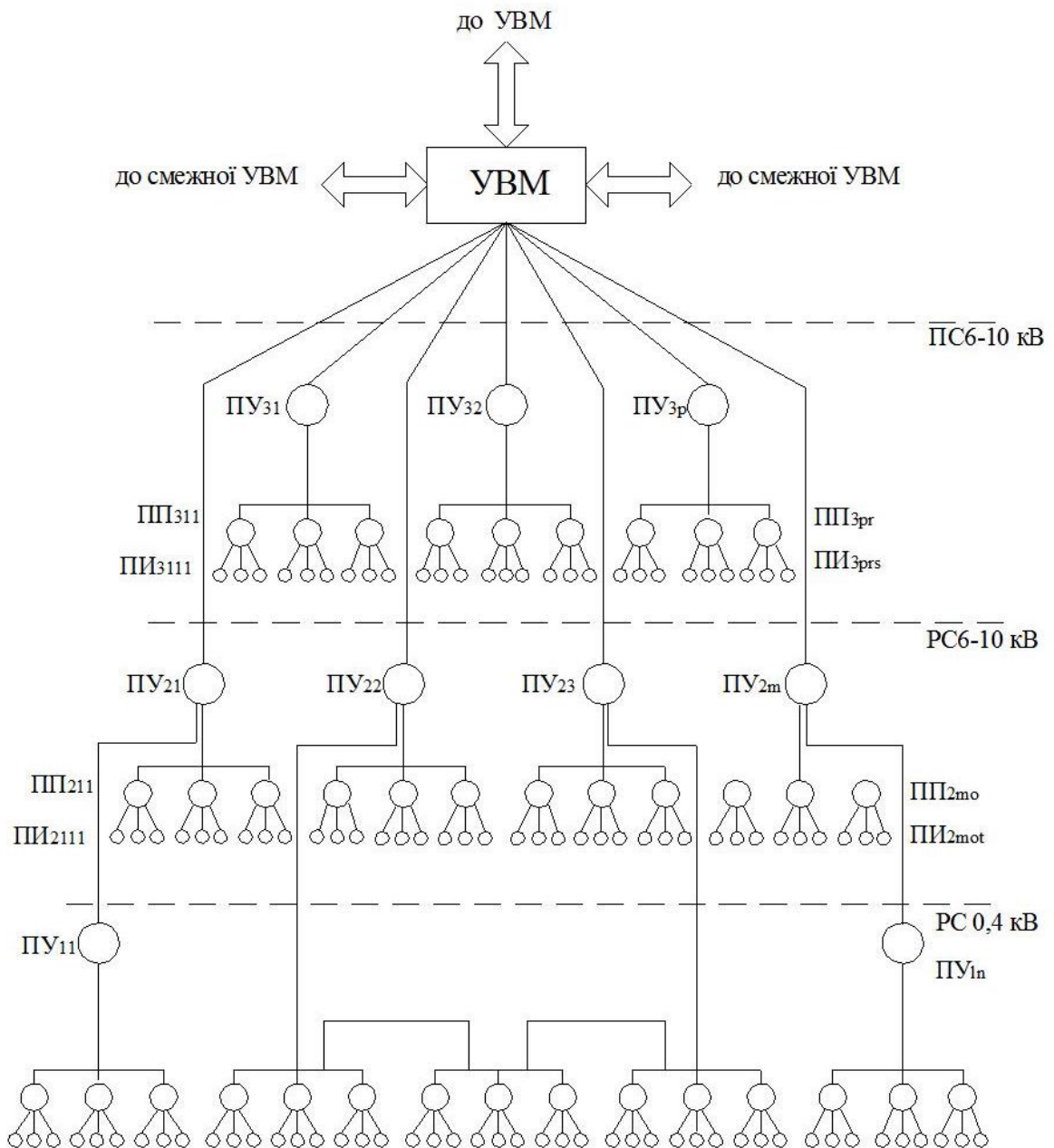
21. Туманов И.М., Корженков М.Г., Голиков В.А., Гарбуз Е.Г. Регулирование уровня напряжения на мощном потребителе электроэнергии. //Электричество. – 2000. - №10. – с.55-64.

22. Справочник по проектированию электрических систем / под ред. С.С. Рокотяна и Н.М. Шапира. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

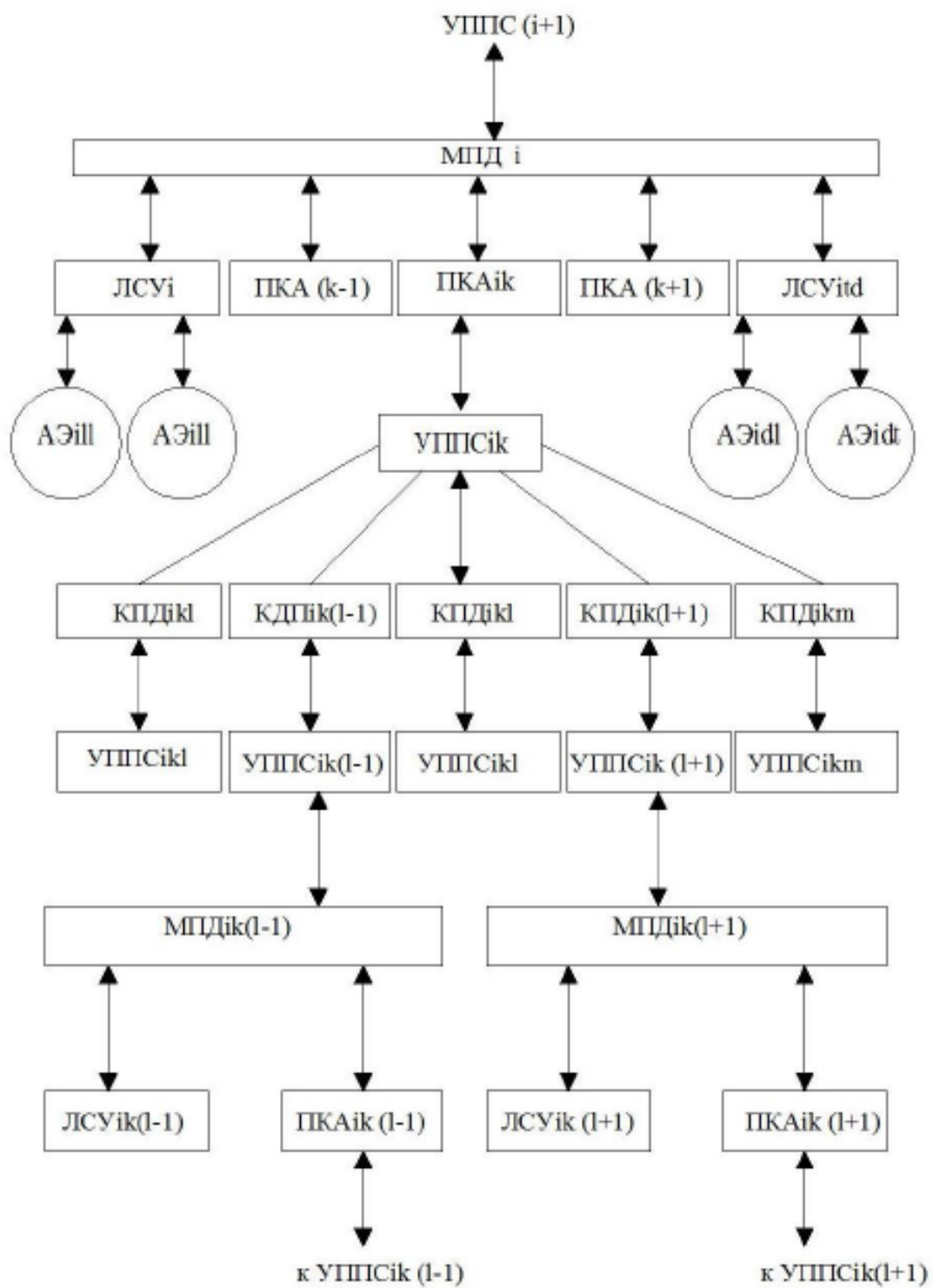
23. Методичні вказівки до курсового проекту з курсу “Електричні системи і мережі” – Вінниця:, Вінницький державний технічний університет.

ДОДАТКИ

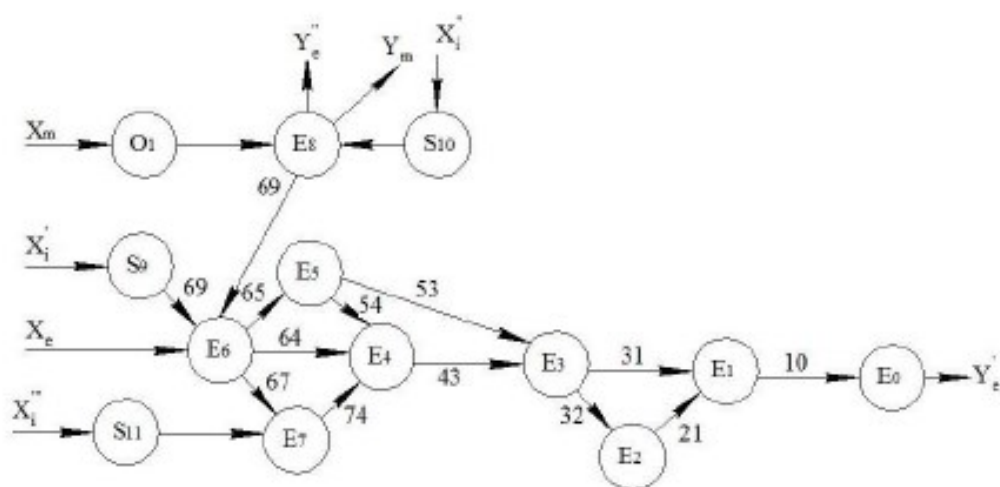
Топологія системи керування



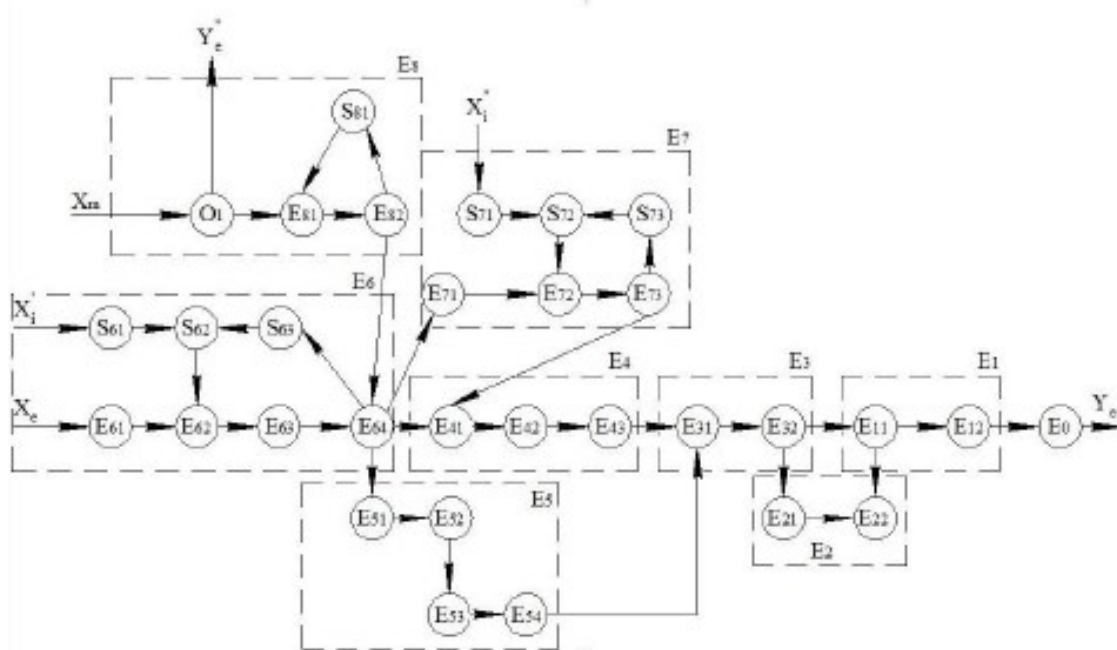
Структура модуля СУ РМ



Граф СЕП району міста при першому (а) і другому (б) рівнях деталізації

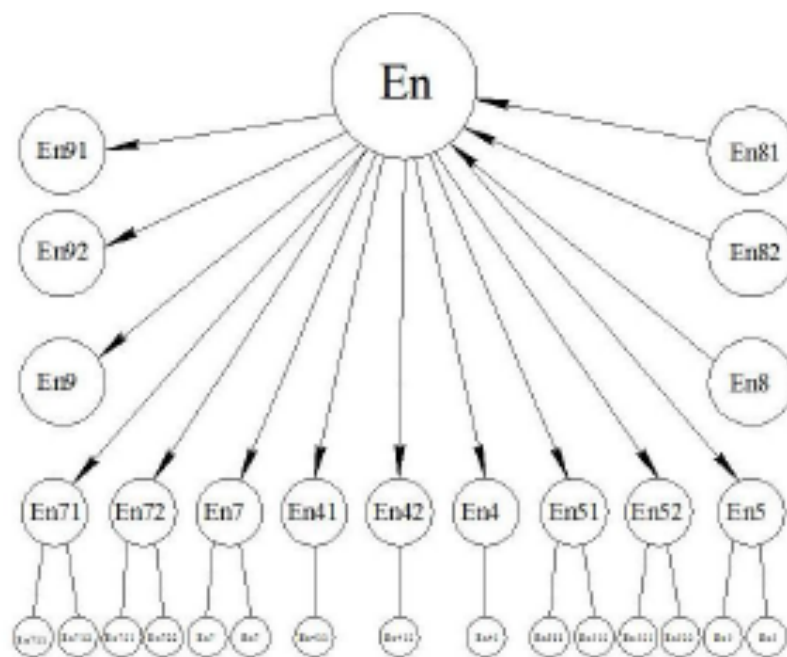


а)

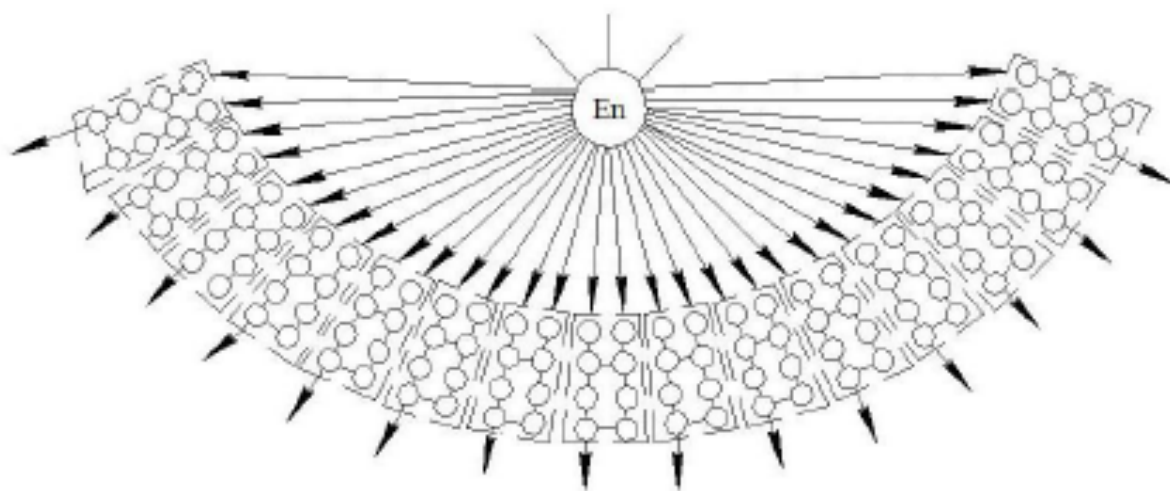


б)

Функційна схема п'ятого ієрархічного рівня РМ при першому (а)
і другому (б) рівнях деталізації



а)



б)