

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. ПОТЕБНІ Ю.М.

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

**Кваліфікаційна робота**

другий (магістерський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему «Зниження втрат в розподільчих електричних мережах на основі регулювання напруги трансформаторів»

Виконав: студент 6 курсу, групи \_\_\_\_\_

спеціальності 141 Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації \_\_\_\_\_

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка

(назва освітньої програми)

Шкітун І. Д.

(ініціали та прізвище)

Керівник д.т.н., проф. Артемчук В.В.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент д.т.н., доц. Коваленко В.Л.

(посада, вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя

2023

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М.**

Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем  
Рівень вищої освіти другий (магістерський) рівень  
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код та назва)  
Спеціалізація \_\_\_\_\_  
(код та назва)  
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри

д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Шкітун Іван Дмитрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1 Тема роботи «Зниження втрат в розподільчих електричних мережах на основі регулювання напруги трансформаторі»

керівник роботи Артемчук В.В., д.т.н., проф.

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

затверджені наказом ЗНУ від «01» травня 2023 року № 638-с

2 Строк подання студентом роботи 6 грудня 2023 р.

3 Вихідні дані до роботи: схеми електропостачання підприємств; характеристики електричних мереж (тип та довжини кабельних або ліній); характеристики трансформаторів; графіки навантаження.

4 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) 1) Відхилення напруги і втрати електроенергії в розподільчих мережах споживачів; 2) Методи та технічні засоби регулювання напруги в електричних мережах; 3) Вдосконалення системи автоматичного поздовжньо-поперечного регулювання напруги; 4) Реалізація системи автоматичного керування трансформаторами з поздовжньо-поперечним регулюванням напруги. Перелік графічного матеріалу: 1) Аналіз впливу напруги на роботу споживачів; 2) Характеристика методів регулювання напруги в електричних мережах; 3) Схеми регуляторів напруги в електричних мережах; 4) Закони регулювання напруги і алгоритми роботи регуляторів 5) Функціональна схема регулятора в системі поздовжньо-поперечного регулювання напруги; 6) Діаграми поліпшеної напруги в мережі при її регулювання РПН; 7) Структура програмного забезпечення, що реалізує алгоритми регулювання.

## 5 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1	Артемчук В.В., професор	<i>Armb</i>	<i>Armb</i>
Розділ 2	Артемчук В.В., професор	<i>Armb</i>	<i>Armb</i>
Розділ 3	Артемчук В.В., професор	<i>Armb</i>	<i>Armb</i>
Розділ 4	Артемчук В.В., професор	<i>Armb</i>	<i>Armb</i>

6 Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 01.02.2023 р. \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Відхилення напруги і втрати електроенергії в розподільчих мережах споживачів		
2	Методи та технічні засоби регулювання напруги в електричних мережах		
3	Вдосконалення системи автоматичного поздовжньо-поперечного регулювання напруги		
4	Реалізація системи автоматичного керування трансформаторами з поздовжньо-поперечним регулюванням напруги		

Студент \_\_\_\_\_ *[підпис]* \_\_\_\_\_ І. Д. Шкітун  
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи \_\_\_\_\_ *Armb* \_\_\_\_\_ В.В. Артемчук  
(підпис) (ініціали та прізвище)

### Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ *Basif* \_\_\_\_\_ С.В. Башлій  
(підпис) (ініціали та прізвище)

## АНОТАЦІЯ

Шкітун І. Д. Зниження втрат в розподільчих електричних мережах на основі регулювання напруги трансформаторів. Кваліфікаційна випускна робота на здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник В.В. Артемчук. Запорізький національний університет. Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю.М. Потебні. Кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2023.

У роботі розглянуті процеси виникнення втрат енергії в електричних мережах та проаналізовані їх параметри. Виконано огляд методів зниження втрат і поліпшення напруги споживачів в електричних мережах та розглянуті характеристики технічних засобів регулювання напруги в мережах. Визначено що найбільш ефективним засобом поліпшення напруги і режиму реактивної потужності в мережі є застосування трансформаторів із поперечним регулюванням напруги під навантаженням. Сформульовано закон регулювання напруги, на основі якого запропоновано апаратну і програмну частину системи автоматичного регулювання напруги в електричній мережі.

Ключові слова: ВТРАТИ НАПРУГИ, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ, ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, ПЕРЕТОК РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, МІКРОПРОЦЕСОРНЕ УПРАВЛІННЯ, ТОЧНІСТЬ ВИМІРЮВАННЯ

## ABSTRACT

Shkitun I. D. Reduction of losses in distribution electrical networks based on voltage regulation of transformers. Qualification final work for obtaining a master's degree in specialty 141 - Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics, supervisor V.V. Artemchuk. Zaporizhzhya National University,

Engineering Educational and Scientific Institute named after Yu.M. Potebni, Department of Electrical Engineering and Energy Efficiency, 2023.

The paper considers the processes of occurrence of energy losses in electrical networks and analyzes their parameters. A review of methods for reducing losses and improving the voltage of consumers in electrical networks is carried out and the characteristics of technical means of voltage regulation in networks are considered. It is determined that the most effective means of improving the voltage and reactive power mode in the network is the use of transformers with transverse voltage regulation under load. The law of voltage regulation has been formulated, but on the basis of which the hardware and software part of the system of automatic voltage regulation in the electrical network has been proposed.

**Keywords: VOLTAGE LOSS, ELECTRICITY, POWER CONSUMPTION, VOLTAGE REGULATION, REACTIVE POWER FLOW, MICROPROCESSOR CONTROL, MEASUREMENT ACCURACY**

# ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 Відхилення напруги і втрати електроенергії в розподільчих мережах споживачів.....	9
1.1 Розрахунок і вимірювання відхилення напруги в мережах споживачів електроенергії .....	9
1.2 Визначення параметрів втрат електричної енергії в мережах....	12
2 Методи та технічні засоби регулювання напруги в електричних мережах.....	19
2.1 Загальні принципи регулювання напруги в промислових електричних мережах .....	19
2.2 Локальне регулювання напруги в розподільчих мережах .....	23
2.3 Автоматичне регулювання напруги в промислових електричних мережах.....	25
2.4 Технічні засоби для регулювання напруги з застосуванням вольтододаткових трансформаторів.....	30
3 Вдосконалення системи автоматичного поздовжньо-поперечного регулювання напруги .....	38
3.1 Вплив поперечного регулювання напруги на режим мереж за потужністю .....	38
3.2 Розробка закону поздовжньо-поперечного регулювання напруги .....	41
4 Реалізація системи автоматичного керування трансформаторами з поздовжньо-поперечним регулюванням напруги.....	62
4.1 Мікропроцесорна реалізація регулятора напруги для трансформатора з поздовжньо-поперечним регулюванням.....	62
4.2 Вибір програмного забезпечення мікропроцесорного регулятора для системи поздовжньо-поперечного регулювання напруги.....	64
Висновки.....	69
Перелік посилань.....	70

## ВСТУП

Регулювання напруги – одне з найважливіших завдань управління режимами електроенергетичних систем. Питання регулювання напруг виникають як у нормальних, так і аварійних та режимах роботи енергосистем. Завдання регулювання напруги багатопланове і не може бути повністю вирішено лише оперативним персоналом, умови вирішення поставленої задачі визначаються на стадії проектування ліній електропередач і мереж, прогнозування графіків навантаження і виробництва електроенергії. Оптимізація напруг забезпечує необхідні показники якості електричної енергії та покращує економічні та технічні показники роботи енергосистеми в цілому.

Оптимізація режимів роботи енергосистеми по суті є пошуком режиму, що встановився, з мінімальними витратами на виробництво, передачу і розподіл електроенергії. Економічна робота енергосистем забезпечується економічним розподілом активної та реактивної потужностей між генеруючими джерелами, оптимальним регулюванням рівнів напруги у системі, мінімізацією втрат потужності у мережах, вибором оптимальної схеми енергосистеми.

Властивості самої енергетичної системи, що складається з сукупності активних і пасивних елементів, що взаємодіють, описуються фізичними величинами, званими параметрами елементів системи. До параметрів системи відносяться значення повних, активних, реактивних опорів та провідностей елементів, власних та взаємних опорів, коефіцієнтів трансформації та ін. Управління режимами роботи енергосистеми та полягає у зміні параметрів системи. Для оптимального регулювання напруг у системах необхідно знати методи керування напругою та використовувати при цьому відповідні технічні засоби та оптимальні закони керування.

Завдання розрахунку та аналізу режимів енергосистеми зводиться до визначення параметрів режиму та показників, що характеризують його якість (надійність, економічність). Ряд параметрів режиму під час ведення режимів можна змінювати. До них відносяться активні та реактивні потужності станцій, навантаження та струми ліній електропередач та інших елементів. Частина

параметрів режиму задана, наприклад, для кожного відрізка часу заданими є електричні навантаження споживачів у вузлах електричної мережі. При веденні режимів змінюють також параметри системи та її конфігурацію, включаючи та вимикаючи елементи системи.

Отже питання вдосконалення регулювання напруги в електричних мережах (особливо із сучасними мікропроцесорними системами керування) дозволяє поліпшувати режими напруги на приєднаннях споживачів і забезпечить гнучкість енергосистеми, а також дозволить знизити рівень втрат електроенергії, та покращення її якості.



# 1 ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГИ І ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖАХ СПОЖИВАЧІВ

## 1.1 Розрахунок і вимірювання відхилення напруги в мережах споживачів електроенергії

Електропостачання великих промислових підприємств від енергосистеми проводиться через понижувальні підстанції на стороні вторинної напруги 6/10 (20) кВ. Приклад частини електричної мережі 6/10 кВ промислового підприємства з навантаженнями  $S_H$  – низької напруги (до 1 кВ) і  $S_B$  – високої напруги (6/10 кВ), які отримують електроживлення від одного головного трансформатора 35-220/6-10 кВ показано на рис. 1.1.

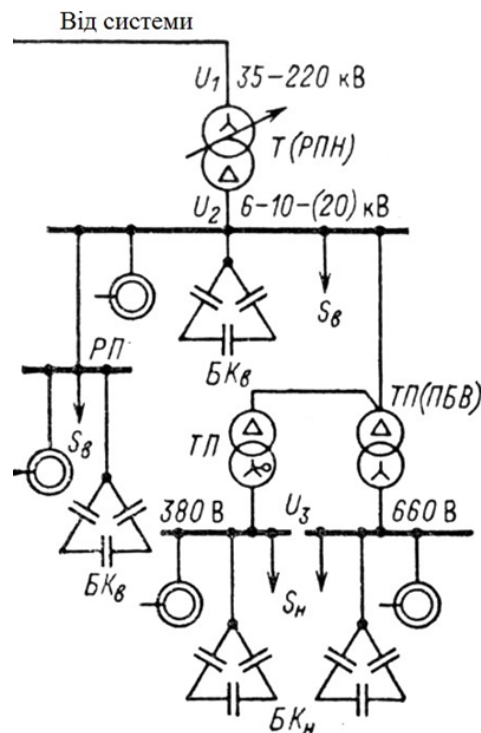


Рисунок 1.1 – Схема приєднання джерел реактивної потужності в розподільчій мережі підприємства

Засобами регулювання напруги 0,4/0,66 кВ на рис. 1.1 є пристрої зміни коефіцієнта трансформації головного трансформатора під навантаженням, регулювання коефіцієнта трансформації трансформаторів 10/0,4 кВ із

перемиканням відгалужень первинної обмотки без струму, керовані джерела реактивної потужності – батареї конденсаторів і синхронні двигуни до і вище 1 кВ.

Якби підведена від енергосистеми напруга підтримувалося завжди незмінною:  $U_1 = \text{const}$ , то напруги  $U_2$  в розподільній мережі 6/10 кВ і  $U_3$  в мережі 380/660 В були б різними в різних точках мережі і в різні періоди часу. Причина цього – різні втрати напруги в елементах мережі, залежні від потужності і відстані електропередачі.

Визначення втрат напруги в мережі виконують за формулою [10, 11]

$$\Delta U = \sqrt{3}I(R \cos \varphi_2 + x \sin \varphi_2) = \frac{PR + Qx}{U}, \quad (1.1)$$

де  $R$  і  $x$  – активний і реактивний опір мережі;

$I$  – розрахунковий струм;

$P$  і  $Q$  – активна і реактивна навантаження кола;

$\varphi_2$  – кут зсуву фаз між векторами напруги  $U_2$  і струму  $I$  щодо вектора в кінці мережі.

Напруга в кінці мережі  $U_2$  при відомій напрузі джерела живлення  $U_1$  дорівнює:

$$U_2 = U_1 - \Delta U. \quad (1.2)$$

З виразу (1.2) випливає, що напруга на споживачі  $U_2$  в розподільчій мережі залежить від втрат напруги в мережі  $\Delta U$ , яка, в свою чергу, залежить від величин  $P$  і  $Q$  навантаження. Як правило зміни навантаження на підприємстві відбуваються по певним закономірностям – за графіком відповідно до технологічного процесу на виробництві, хоча і іприсутні випадкові зміни – в залежності від несистематичних технологічних операцій.

Споживачі електроенергії мають найвищу енергоефективність при номінальній напрузі на їх затискачах, тому відхилення і коливання напруги  $\Delta U$  на затискачах електроприймача обмежуються відносно рівня  $U_{\text{ном}}$ . Відхилення напруги і коливання напруги в електричних мережах мають різну природу,

відповідно розроблені спеціалізовані заходи і технічні засоби щодо мінімізації відхилень і коливань напруги.

Заходи щодо зниження відхилень напруги називаються далі регулюванням напруги, а по зниженню коливань – стабілізацією напруги.

Згідно (1.1) відносна втрата напруги в кінці лінії від номінальної напруги при відомих активному і реактивному навантаженнях визначається у % як

$$\Delta U\% = \frac{P_p R + Q_p x}{10U_{\text{НОМ}}^2}. \quad (1.3)$$

Якщо відомі довжина лінії і питомі опори її проводів  $r_0$  і  $x_0$ , то

$$\Delta U\% = \frac{(r_0 + x_0 \operatorname{tg} \varphi) P_p l}{10U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (1.4)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi = Q_p / P_p$  – коефіцієнт реактивної потужності навантаження лінії.

Під регулюванням напруги слід розуміти технологічні і організаційні заходи з мінімізації відхилення напруги на затискачах електроприймачів. Для більшості електроприймачів цей інтервал становить від номіналу

$$V = \frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} 100 = \left( \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} - 1 \right) 100 \leq 5\%. \quad (1.5)$$

Ґрунтуючись на цьому принципі для розподільних мереж промислових підприємств напругою до 1 кВ допускається втрата напруги від шин трансформаторів до затискачів приймача не більше 5% від  $U_{\text{НОМ}}$ .

## 1.2 Визначення параметрів втрат електричної енергії в мережах

При розрахунках втрат електричної енергії в локальних енергетичних мережах підприємства переважно розраховуються втрати енергії в живлячій лінії, втрати в цехових трансформаторах, або на трансформаторній підстанції підприємства і втрати в електриках основного обладнання підприємства. Розглянемо основні засади розрахунку параметрів витрат електроенергії.

Втрати активної електроенергії в лінії трифазної мережі (підприємства):

$$\Delta W_{a_{vel}}^L = 3 \cdot k_f^2 \cdot I_{avL}^2 \cdot R_{eqL} \cdot T_w, \quad (1.6)$$

де  $R_{eqL}$  – еквівалентний активний опір лінії, Ом;

$k_f$  – коефіцієнт форми графіка добового навантаження, що становить 1,01...1,1 і визначається за показаннями лічильників активної енергії на цій лінії:

$$k_f = \sqrt{m} \cdot \frac{\sqrt{\sum (W_{a,\Delta t})^2}}{W_{a,t}}, \quad (1.7)$$

де  $m$  – кількість відліків показів лічильника протягом інтервалу часу, за який визначається  $k_f$  ;

$W_{a,\Delta t}, W_{a,t}$  – витрати активної енергії (кВт·год), що визначаються за лічильником за робочий інтервал часу  $\Delta t = t / m$  і за вказаний час (год);

$I_{avL}$  – середнє значення лінійного струму (А), який проходить по ділянці лінії цеху, що визначається згідно зі значеннями показань лічильників витрати електричної енергії такими варіантами:

$$I_{avL} = \frac{\sqrt{W_{a,w}^2 + W_{r,w}^2}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot T_w}; \quad I_{avL} = \frac{W_{a,w}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot T_w \cdot \cos \varphi_{avL}}, \quad (1.8)$$

де  $W_{a,w}, W_{r,w}$  – витрати активної і реактивної електроенергії, що передаються через лінію за характерну добу, (кВт·год, квар·год);

$U$  – лінійна напруга лінії, кВ;

$T_w$  – час роботи обладнання за добу, год;

$\cos \varphi_{avL}$  – середньозважений коефіцієнт потужності, що передається через лінію.

Втрати активної електричної енергії на лінії за добу інколи визначають, виходячи з найбільш навантаженої зміни підприємства (наприклад, денної). Тоді втрати енергії будуть мати вираз

$$\Delta W_{a\,wel}^L = 3 \cdot k_f^2 \cdot I_{avL}^2 \cdot R_{eqL} \cdot T'_{w\,eq(1-3)}, \quad (1.9)$$

де  $T'_{w\,eq(1-3)}$  – час роботи устаткування (наприклад, 1-ї–3-ї зміни), зведений до навантаження денної зміни, год.

При визначенні втрат реактивної енергії на лінії за добу у розрахунку використовують еквівалентний реактивний опір  $X_{eqL}$  замість активного опору  $R_{eqL}$ .

Еквівалентним є опір умовної нерозгалуженої лінії, струм якої дорівнює струму головної ділянки на лінії, а втрати енергії якої дорівнюють її втратам у мережі, тобто:

$$R_{eqL} = \frac{\Delta W_a^L}{3 \cdot I_L^2 \cdot T_w}; \quad X_{eqL} = \frac{\Delta W_r^L}{3 \cdot I_L^2 \cdot T_{eqvp}}, \quad (1.10)$$

де  $\Delta W_a^L, \Delta W_r^L$  – втрата активної і реактивної енергії в лінії;

$I_L$  – активний номінальний струм головної ділянки лінії;

Еквівалентні опори за допомогою показань приладів визначити достатньо важко, тому їх можна визначити шляхом розрахунку за номінальними значеннями струмів і втрат потужності, тобто:

$$R_{eqL} = \frac{\Sigma \Delta P_{NL}}{3 I_{NL}^2} + \frac{\Sigma \Delta P_{ad}}{3 I_{NL}^2} \cdot \frac{I_{avL}^2}{I_{NL}^2} \cdot k_f^2; \quad X_{eqL} = \frac{\Sigma \Delta Q_{NL}}{3 \cdot I_{NL}^2}, \quad (1.11)$$

де  $I_{NL}$  – номінальний струм головної ділянки лінії;

$\Sigma \Delta P_{NL} = \Sigma 3 \cdot I_{NI}^2 \cdot R_{l20}$  – сума втрат активної потужностей, усіх ділянок лінії зі струмами  $I_{NI}$ , де активний опір  $R_{l20}$  відповідає температурі 20 °С;

$\Sigma \Delta P_{ad} = 3 \cdot I_{NI}^2 \cdot \Delta R_l$  – сума додаткових втрат активної потужності за рахунок теплового зростання опору на ділянках лінії;

$\Delta R_l$  – зміна активних опорів ділянок лінії при максимально допустимих за нагріванням їх струмах  $I_{max}$ , що дорівнює

$$\Delta R_l = K \frac{I_{NI}^2}{I_{max}^2} \cdot R_{l20} \quad (1.12)$$

$K = \Delta \theta \cdot k_{RL}$  – коефіцієнт, що враховує максимальний припустимий перегрів проводів на лінії, °С;

$k_{RL}$  – коефіцієнт підвищення опору при нагріванні проводів на ділянках лінії на 1 °С, °С<sup>-1</sup>;

$\Sigma \Delta Q_{NL} = \Sigma 3 \cdot I^2 \cdot X_l$  – сума реактивних втрат потужності усіх ділянок лінії;

$X_l$  – реактивний опір однієї ділянки лінії.

Втрати активної електричної енергії у трансформаторах

$$\Delta W_{aw}^T = \Delta P'_{oT} \cdot T_{wT} + \Delta P'_{kT} \cdot \beta_{zT}^2 \cdot T_{wTl}, \quad (1.13)$$

де  $\Delta P'_{oT} = \Delta P_{oT} + k_{PQ} \cdot \Delta Q_{oT}$  – зведені втрати активної потужності трансформатора в режимі холостого ходу;

$\Delta P_{oT}$  – втрати потужності при ХХ, що прийняті у розрахунках та дорівнюють магнітним втратам потужності у сталі осердя по каталогу;

$k_{PQ}$  – коефіцієнт втрат, який залежить від передачі реактивної потужності, у середньому дорівнює 0,07 кВт/квар;

$\Delta Q_{oT} = S_{NT} i_{oT} / 100$  – постійна складова втрат реактивної потужності трансформатора при ХХ;

$S_{NT}$  – повна номінальна потужність трансформатора;

$i_{oT}$  – струм ХХ трансформатора, %;

$T_{wT}$  – повний час роботи трансформатора за добу;

$\Delta P'_{kT} = \Delta P_{kT} + k_{PQ} \cdot \Delta Q_{kT}$  – наведені втрати потужності при КЗ;

$\Delta P_{kT}$  – втрати потужності при КЗ, що приймаються по каталогу рівними електричним втратам потужності у металі обмоток трансформатора;

$\Delta Q_{kT} = S_{NT} i_{kT} / 100$  – реактивна потужність, що споживається трансформатором при КЗ і при повному навантаженні;

$\beta_{zT} = I_{avT} / I_{NT}$  – коефіцієнт навантаження трансформатора;

$I_{NT}$  – номінальний струм трансформатора;

$I_{avT}$  – середній струм трансформатора за обліковий період;

$T_{wTl}$  – час роботи трансформатора під навантаженням за добу/

Втрати реактивної електричної енергії у трансформаторах за добу, квар·год:

$$\Delta W_{rw}^T = S_{NT} \cdot \frac{i_{oT}}{100} \cdot T_{wT} + S_{NT} \cdot \frac{u_{kT}}{100} \cdot k_{zT}^2 \cdot T_{wTl}. \quad (1.14)$$

Втрати активної потужності у трансформаторі:

$$\Delta P_T = \Delta P'_{oT} + \Delta P'_{wT} \cdot \beta_{zT}^2, \quad (1.15)$$

де  $\Delta P'_{wT}$  – наведені втрати активної потужності у його обмотках при номінальних струмах.

Втрати потужності у триобмотковому трансформаторі:

$$\Delta P_T = \Delta P'_{oT} + \Delta P'_{wT1} \cdot \beta_{zT1}^2 + \Delta P'_{wT2} \cdot \beta_{zT2}^2 + \Delta P'_{wT3} \cdot \beta_{zT3}^2, \quad (1.16)$$

де  $\Delta P'_{wT1}$ ,  $\Delta P'_{wT2}$ ,  $\Delta P'_{wT3}$ , – зведені втрати активної потужності в обмотках трансформатора вищої (1), середньої (2) і нижчої (3) напруг;

$\beta_{zT1}$ ,  $\beta_{zT2}$ ,  $\beta_{zT3}$  – коефіцієнти навантажень обмоток трансформатора вищої (1), середньої (2) і нижчої (3) напруг.

*Втрати електричної енергії в двигунах*, зокрема на підприємствах з великими агрегатами (наприклад, прокатні стани, насосно-компресорні станції і т.д.), слід обчислювати, враховуючи режими навантаження електродвигунів, що використовуються для привода різноманітних механізмів. При сталому режимі роботи електродвигунів витрату електроенергії визначають з урахуванням електричних втрат у обмоток, магнітних втрат у сталі осердя і механічних втрат.

Електричні втрати в обмотках двигунів обчислюють аналогічно за виразами (1.6) або (1.9), в яких замість величини опору  $R_{eqL}$  використовують:

- для двигунів постійного струму – опір обмотки якоря  $R_a$ , а також множник 3 – відсутній;
- для синхронних двигунів – активний опір обмотки статора  $R_s$ ;
- для асинхронних двигунів – суму активних опорів обмотки статора і зведеного до статора опору обмотки ротора, тобто  $R_s + R'_r$ .

*Магнітні втрати енергії у сталі* магнітопроводів двигунів обчислюють на основі вимірювання за показаннями приладів, що розташовані на потужних двигунах (лічильників активної енергії, ватметрів і амперметрів). Наприклад, магнітні втрати енергії за добу для трифазних асинхронних двигунів із фазним ротором можна визначити як

$$\Delta W_{mag}^M = \left[ P_{oM0} - 3 \cdot I_{os0}^2 \cdot (R_s + R'_r) \right] \cdot T_{wM}, \quad (1.17)$$

де  $P_{oM0}$ ,  $I_{os0}$  – потужність і струм статора двигуна при нерухомому роторі;

$T_{wM}$  – час роботи двигуна за добу.

Для інших двигунів магнітні і механічні втрати майже не залежать від навантаження, і їх визначають в сукупності. Так, механічні втрати в агрегаті і магнітні втрати у сталі розглядаються як загальний показник, оскільки їхні зміни в значеннях практично незалежні від рівня навантаження:

– приводного асинхронного двигуна

$$\Delta W_{mec}^M + \Delta W_{mag}^M = (P_{oM} - 3 \cdot I_{os}^2 \cdot R_s) \cdot T_{wM},$$

де  $P_{oM}$ ,  $I_{os}$  – потужність і струм статора двигуна при холостому ході (XX);

– для машин постійного струму

$$\Delta W_{mec}^M + \Delta W_{mag}^M = (P_o - I_{oa}^2 \cdot \Sigma R_a) \cdot T_{wM},$$

де  $P_{oM}$ ,  $I_{oa}$  – потужність двигуна і струм його якоря при XX;

$\Sigma R_a$  – сумарний опір якорного кола.

При складних перехідних процесах, пов'язаних із запуском навантаження, розрахунок витрат електричної енергії стає більш складним та менш точним, вимагаючи використання спеціальних методик. У таких перехідних процесах витрата енергії в електродвигунах визначається як сума змінних та постійних витрат.

*Постійні втрати* електричної енергії обчислюються, враховуючи електричні втрати в обмотках, магнітні втрати у сталі і механічні втрати. У практиці при розрахунку витрат електричної енергії ці втрати звичайно визначають у відсотковому відношенні, оскільки вони є невеликими.

*Змінні втрати* електричної енергії визначаються:

– при пусках двигунів

$$\Delta W_{start}^M \approx k_{var} \cdot q_{start} \cdot \frac{J_{RM} \cdot n_o^2}{2620} \cdot 10^{-6};$$

– при гальмуванні противмиканням

$$\Delta W_{br}^M \approx 3 \cdot k_{var} \cdot q_{br} \cdot \frac{J_{RM} \cdot n_o^2}{2620} \cdot 10^{-6};$$

– при реверсному гальмуванні



$$\Delta W_{rev}^M \approx 4 \cdot k_{var} \cdot q_{rev} \frac{J_{RM} \cdot n_o^2}{2620} \cdot 10^{-6},$$

де  $k_{var}$  – коефіцієнт змінних втрат ( $k_{var} = 1$  – для двигунів постійного струму паралельного збудження;  $k_{var} = k_{var} = 1 + R_s / R'_r$  – для асинхронних двигунів із фазним ротором;  $k_{var} \approx 2$  – для синхронних двигунів при асинхронному пуску і асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором);

$q_{start}, q_{br}, q_{rev}$  – кількість пусків, гальмувань, реверсів двигунів за годину;

$n_o$  – частота обертання двигуна при ідеальному ХХ;

$J_{RM}$  – момент інерції приводу (двигуна і механізму).

Величину  $J_{RM}$  визначають за допомогою методу вільного вибігу, що передбачає відключення робочого двигуна від електромережі. Під час неробочого ходу за тахометром визначають зміну частоти обертання в задані інтервали часу. За результатами вимірювань будують криві залежності частоти обертання двигуна від часу, тобто  $n = f(t)$ , і шляхом екстраполяції визначають уповільнення на початку вибігу як тангенс кута нахилу  $\alpha_0$  дотичної до кривої у точці моменту знеструмлення  $t = 0$ .

Отже, момент інерції приводу

$$J_{RM} = \frac{365 \cdot \Delta P_{омес}^{RM}}{\alpha_0 \cdot n_o},$$

де  $P_{омес}^{RM}$  – потужність механічних втрат приводу.

Активні і реактивні опори обмоток статора і ротора для асинхронних двигунів з фазним ротором визначаються шляхом використання вимірювальних приладів, таких як вольтметр і амперметр, або подвійного вимірювального моста.

Зведений до обмотки статора активний опір обмотки фазного ротора

$$R'_r = R_r \left( \frac{U_{s\ lin} \cdot 0,98}{U_{r\ lin}} \right)^2,$$

$U_{s\ lin}, U_{r\ lin}$  – лінійні напруги обмотки статора і на кільцях ротора.

На сам кінець зазначимо, що електричні втрати залежать від струму, який при незмінній потужності споживачів напряду залежить від рівня живлячої напруги, тобто при зменшенні напруги і потужності навантаження  $P = \text{const}$  збільшується споживаний струм, а отже і втрати електроенергії в мережі і самому навантаженні.

## 2. МЕТОДИ ТА ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

### 2.1 Загальні принципи регулювання напруги в промислових електричних мережах

Регулювання напруги в системі електропостачання промислового підприємства в більшості випадків здійснюється на базі трьох основних методів:

1. Створення додаткової напруги  $U_{\text{дод}}$  регулювальними трансформаторами або зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів на підстанції підприємства;

2. Коригування рівня втрат напруги за рахунок регулювання потоків реактивної потужності в живлячих і розподільчих мережах підприємства компенсуючими пристроями;

3. Зміна реактивного опору елементів електричної мережі.

Крім того існує ще ряд методів регулювання напруги в електричних мережах, основні з яких представлені на рис. 2.1.

Визначення напруги  $U_2$  на шинах ГПП (і у всій мережі 6/10 кВ, якщо остання є кабельною з малою протяжністю), що враховує зазначені вище способи регулювання, з урахуванням (1.1) і (1.2) виконується за виразом [3, 4]

$$U_2 = U_1 \pm U_{\text{дод}} - \frac{P_p R + (Q_p - Q_{\text{кв}})(x_L - x_C)}{U_{2\text{ном}}}, \quad (2.1)$$

де  $U_1$  – напруга на початку лінії, підведеної до ГПП підприємства (приведене до  $U_2$ );

$U_2$  і  $U_{2\text{ном}}$  – поточне і номінальне значення напруги у розподільчій мережі 6/10 кВ підприємства;

$R$ ,  $x_L$  і  $x_C$  – еквівалентні активні і реактивні опори живильної мережі від системи до вузла навантаження;

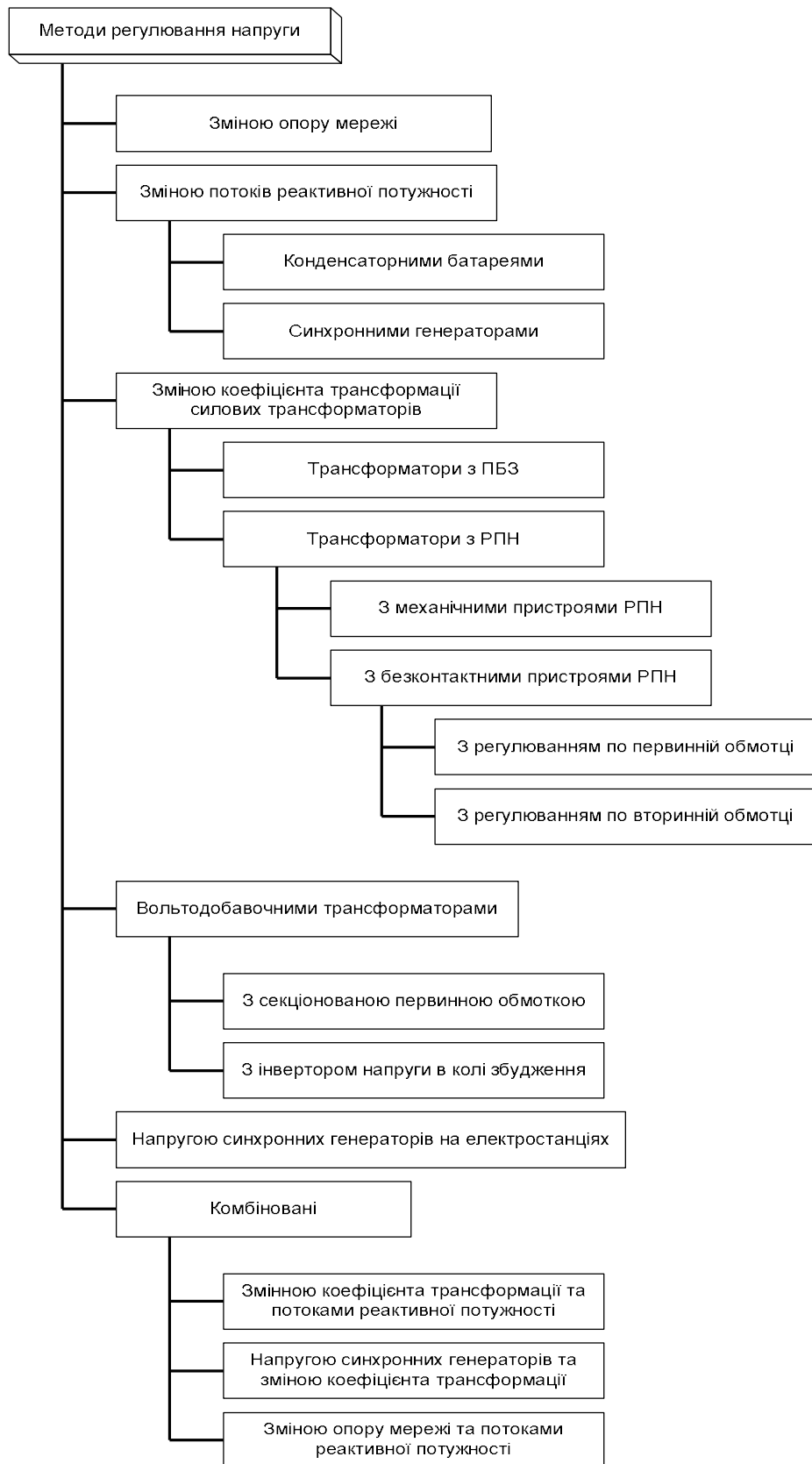


Рисунок 2.1 – Методи регулювання напруги в електричних мережах

$R$  – активний,  $x_L$  – індуктивний,  $x_C$  – ємнісний опір установок поздовжньої компенсації (якщо такі передбачені);

$U_{\text{дод}}$  – додаткова напруга, що забезпечується переключенням відгалужень обмотки трансформатора або послідовно регульовального трансформатора;

$Q_{\text{ку}}$  – регульована потужність компенсуючих пристроїв;

$P_p$  і  $Q_p$  – розрахункове активне і реактивне навантаження підприємства з урахуванням втрат.

Регулювання напруги  $U_2$  згідно (2.1) можна реалізувати за рахунок коригування напруги  $U_1$ , що подається від енергосистеми. Такий процес можливий, наприклад, шляхом зміни збудження синхронних генераторів за допомогою оперативного управління диспетчера енергосистеми, але цей метод централізованого по району регулювання не завжди повністю відповідає режиму роботи конкретного підприємства.

Регулювання напруги за допомогою трансформаторів і автотрансформаторів можливе коли обмотки трансформатора мають кілька відгалужень, і перемикання між ними дозволяє змінювати напругу на вторинній стороні. Регулювання включає в себе два основні методи:

1. Перемикання відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ) використовується при знеструмленому трансформаторі.

2. Перемикання відгалужень обмоток під навантаженням (РПН) використовується без знеструмлення трансформатора. Зміна відгалужень обмоток відбувається при наявності навантаження, що дозволяє регулювати напругу при безперебійному режимі електропостачання.

Обидва ці методи дають можливість ефективно регулювати напругу в електричних системах підприємства за різних умов.

Пристрій ПБЗ дозволяє коригувати коефіцієнт трансформації в межах  $\pm 5\%$  з трьома відгалуженнями з боку нульової точки або в межах  $\pm 2 \times 2,5\%$  з шістьма відгалуженнями в середині обмотки. Пристрій ПБЗ дозволяє регулювати напругу тільки при відключенні трансформатора від мережі, що ускладнює умови експлуатації і тому використовується тільки як сезонне.

Більш ефективним є регулювання під навантаженням (РПН), яке проводиться без відключення обмоток трансформатора від мережі, тобто без переривання кола. У трансформаторах із системою РПН регулюючі відгалуження зазвичай розташовані в обмотці вищої напруги, що дозволяє спростити устаткування для перемикачів, оскільки комутується менший струм.

В залежності від потужності і напруги регульовані трансформатори мають різні схеми з'єднання обмоток і діапазони регулювання.

Вони мають первинні напруги 35, 10, 6 кВ; вторинні напруги 0,69; 0,4; 0,23 кВ. Регулювання напруги таких трансформаторів здійснюють шістьма ступенями по 2,5% від (від +10% до -5%) ( $4 \times (+2,5\%)$  і  $2 \times (-2,5\%)$ ).

Перемикач поміщають в загальному баку трансформатора над магнітопроводом і приводять в дію від сервомоторів.

Централізоване регулювання дозволяє реалізувати зустрічне і узгоджене регулювання напруги. Для цього на шинах електростанцій або на вторинних шинах знижувальних підстанцій з первинною напругою 35 кВ і вище в години пікового навантаження трохи підвищується напруга, тоді як в період спаду енергоспоживання встановлюється знижений рівень напруги. Це відповідає регулюванню напруги від 0 до +5% від номінального рівня напруги мережі.

Модифікація  $U_{\text{дод}}$  послідовним регульованим трансформатором і РПН на головних понижуючих трансформаторах підприємства дозволяє здійснити централізоване регулювання, незалежне від енергосистеми, враховуючи вимоги самого підприємства.

В промислових електромережах зменшують втрати напруги шляхом зниження рівня реактивної потужності на основі регулювання потужності компенсуючих пристроїв  $U_{\text{ку}}$ . Генераторами реактивної потужності в промислових мережах виступають батареї конденсаторів і синхронні двигуни.

Високу ефективність завжди буде мати комплексне регулювання, коли одночасно зі зміною вольтодобавки  $U_{\text{дод}}$  відповідним чином змінюється потужність компенсаторів, при їх наявності на підприємстві.

Потужність компенсаторів регулюється в діапазоні, який визначається режимом максимальних і мінімальних навантажень, що встановлюються для підприємства енергосистемою, тобто перетікання реактивної потужності з системи в межах  $Q_{e \max} < Q(t) < Q_{e \min}$ .

У електротехнічних навантажень як відомо реактивний опір в кілька разів більше активного. Тоді у виразі (2.1) залежність напруги  $U_2$  на шинах 6/10 кВ від реактивного навантаження всього вузла  $Q = Q_p - Q_{ку}$  в основному залежить від добутку  $Q_x$  ( $x = x_L - x_C$ ).

При одночасному регулюванні реактивної потужності, споживаної від енергосистеми і компенсатора  $Q_{ку}$  в локальній мережі підприємства, то можна досягти сталого рівня напруги  $U_2$  при фіксованому оптимальному рівні перетікання реактивної потужності, але за відсутності РПН головних трансформаторів можливість створення  $U_{\text{дод}}$  відсутня.

У такому разі регулювання напруги можливе лише неоптимальною зміною реактивної потужності  $Q$  з енергосистеми за рахунок регулювання  $Q_{ку}$ .

## 2.2 Локальне регулювання напруги в розподільчих мережах

Централізоване регулювання напруги в розподільчій мережі підприємства забезпечує підтримку необхідного рівню напруги для більшості приймачів, але цехи, промислові майданчики, насосні станції тощо, які віддалені від вузла живлення більше, у порівнянні з іншими об'єктами на клемах можуть мати зменшену напругу. При цьому збільшуються втрати напруги в їх лініях і знижує рівень напруги на затискачах електроприймачів. Об'єкти можуть мати нетиповий графік навантаження, що теж викликає розбіжності у регулюванні напруги. Це вирішує індивідуальне регулювання напруги в окремих точках мережі, відоме як місцеве регулювання, що звісно ускладнює систему. Для цього необхідні джерела реактивної потужності, навантаженням яких можна управляти. У розподільчих мережах такими джерелами є синхронні двигуни і конденсаторні батареї, які можуть оперативно вводитися і відключатися. Застосовуються також пристрої, що створюють додаткову напругу  $U_{\text{дод}}$  – лінійні регулятори і

стабілізатори напруги. Розглянемо зв'язок між реактивною потужністю і напругою в вузлі навантаження, що дозволяє здійснити місцеве регулювання напруги.

При включенні або відключенні компенсаторів напруга в точці підключення зміниться згідно (2.1) на величину (ступінь) [14, 15]

$$V = Q_{\text{ку}} \cdot x / U, \quad (2.2)$$

де  $Q_{\text{ку}}$  – потужність компенсатора;

$x$  – реактивний опір кола головний ввід – точка підключення компенсатора;

$U$  – напруга в точці підключення.

Якщо прийняти, що напруга  $U$  в точці підключення КУ дорівнює  $U_{\text{ном}}$ , то підвищення напруги  $V$ , % буде дорівнювати

$$V = \frac{Q_{\text{ку}} \cdot x}{U_{\text{ном}}^2} 100 = \frac{Q_{\text{ку}}}{S_{\text{к}}} 100. \quad (2.3)$$

Реактивна потужність КУ, потрібна для підвищення напруги на фіксовану ступінь  $V_{\text{рег}}$ , визначається з (2.3)

$$Q_{\text{рег}} = V_{\text{р}} \cdot U / x. \quad (2.4)$$

Якщо напруга і  $V_{\text{р}}$  задані у відносних одиницях  $V_{\text{р}*}$ , то

$$Q_{\text{рег}} = V_{\text{р}*} U_{\text{ном}*} \frac{U_{\text{ном}}^2}{x}. \quad (2.5)$$

При підключенні БК напругою 380 В до шин трансформаторної підстанції підвищення напруги в момент включення БК можна визначити як

$$V_{\text{рег}} = \frac{Q_{\text{БК}}}{S_{\text{ном.т}}} U_{\text{к}}, \quad (2.6)$$

де  $S_{\text{ном.т}}$  – номінальна потужність трансформатора;

$U_{\text{к}}$  – напруга КЗ трансформатора, %, яка у відносних одиницях дорівнює опору трансформатора і опору кола КЗ за трансформатором.

Розподільчі мережі підприємств з лініями 6/10 кВ зазвичай є короткими і мають низький опір. Тому, регулюючи потужність батарей конденсаторів (БК), можна досягти ефективного місцевого регулювання напруги. Для забезпечення централізованого регулювання використовують РПН (ГПП, підстанція



глибокого вводу). Потреба у місцевому регулюванні виникає в мережах до 1 кВ, де доцільним комбінуванням є включення на постійній основі БК, за рахунок чого можна забезпечити встановлений рівень напруги та її регулювання.

При підвищених вимогах споживача до показників якості напруги (наприклад, для мережі електроосвітлення) використовуються автоматичні пристрої регулювання потужності батареї конденсаторів типу АРКОН. Система управління вимірює рівень напруги і з затримкою 1-3 хвилини видає команди на включення або відключення секцій 2, 3 батареї конденсаторів. В якості параметри регулювання може бути і струм на вводі трансформаторної підстанції, тоді буде реалізовуватися корекція за повним струмом.

### 2.3 Автоматичне регулювання напруги в промислових електричних мережах

Оптимальне керування режимом напруги в мережі із використанням РПН трансформаторів та регулювання потужності батареї конденсаторів здійснюється автоматичними пристроями, які враховують характерні умови експлуатації мережі: вимоги до рівня напруги, наявність потенціального резерву реактивної потужності, профіль електроспоживання і ін. Центральним елементом централізованого керування режимом напруги і об'єктом автоматизації є РПН головних трансформаторів.

Автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації виготовляються спеціальні пристрої – регулятори, чутливі до зміни напруги і навантаження. Щоб уникнути безупинного перемикання РПН, на що перемикаючий пристрій не розрахований, автоматика повинна мати зону нечутливості  $\varepsilon$ , яка обирається так, щоб перемикання РПН з одної ступені на іншу, що викликає зміна напруги  $U_2$  на  $U_{ст}$ , не приводило до зворотного переключення у вихідне положення. В такому випадку зона нечутливості повинна бути більше напруги ступені:  $\varepsilon > U_{ст}$ . Зазвичай вибирають  $\varepsilon = (1,4...1,5)U_{ст}$ .

На рис. 2.2 представлено графік залежності числа перемикань автоматизованого РПН від зони нечутливості  $\varepsilon$ .

При  $U_{ст} = 2\%$  маємо зону нечутливості

$$\varepsilon = 1,5U_{ст} = 1,5 \cdot 2\% = 3\%U_{ном}, \quad (2.7)$$

що відповідає близько 20 автоматичних перемикачів РПН на добу, і це приймається як рекомендація [14, 23].

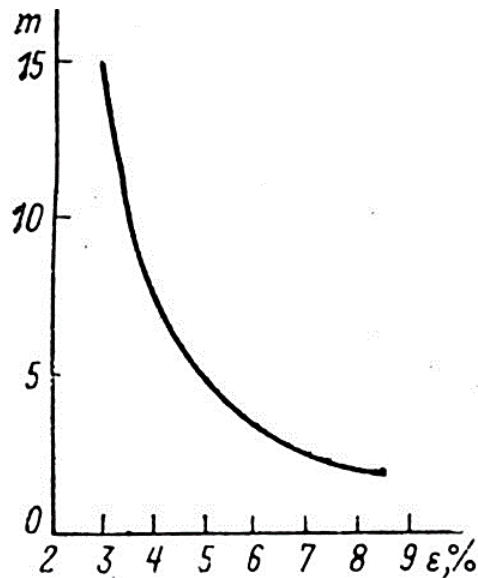


Рисунок 2.2 – Графік залежність числа перемикачів  $m$  РПН від величини зони нечутливості  $\varepsilon$  регулятора РПН [14, 23]

При збільшенні зони нечутливості  $\varepsilon$  зменшиться точність регулювання напруги, що дорівнює  $\pm\varepsilon$ , оскільки лише при відхиленні напруги мережі від оптимального рівня на понад  $3\%U_{ном}$  зреагує автоматика РПН. Зменшення напруги ступені регулювання  $U_{ст}$  нижче прийнятих значень  $(1,5...1,78)\%U_{ном}$  призводить до різкого збільшення числа перемикачів РПН, що підвищує його знос, аварійність перемикача і збільшує вартість його обслуговування.

Важливо відзначити, що поточний рівень надійності РПН поки що не відповідає високим вимогам експлуатації. Регулятор напруги впливає на пристрій перемикачів відгалужень трансформатора під навантаженням чим забезпечує підтримку заданого рівня напруги  $U_2$

$$U_2 = U_1 / K_T = \text{const}, \quad (2.8)$$

де  $U_1$  – напруга, підведена до трансформатора від системи, в загальному випадку непостійна за своїм значенням;

$K_T = U_1 / U_2$  – коефіцієнт трансформації, що регулюється шляхом перемикання відгалужень обмотки ВН трансформатора регулятором.

Важливе значення в ефективності регулювання має ширина смуги зони нечутливості  $\pm \varepsilon$  і витримки часу  $t_1$  включення, які впливають на допустиме автоматикою відхилення напруги і число спрацьовувань РПН. Чим менше зона нечутливості, тим вища якість регулювання, і тому бажано цю зону мати якомога найменшою, але не менше ступені регулювання. Тому з метою зменшення зони нечутливості прагнуть зменшити ціну поділки ступенів регулювання  $U_{ст}$ .

Автоматичне регулювання напруги зміною потужності включених конденсаторних батарей базується на зміні втрат напруги  $V$  в реактивному опорі  $x$  (2.2) залежно від потужності компенсаторів мережі. Зміна напруги буде позитивною  $+V$  при включенні компенсатора і негативною  $-U$  при відключенні.

Розрахунки за виразами (2.3)-(2.6) дозволяють визначити, що зміну напруги на 1% від  $U_{ном}$  шляхом включення або відключення КУ, на стороні вторинної напруги трансформатора (з потужністю 1000 кВА) потрібно змінити потужність КУ на 180 квар. У той час на стороні 380 В трансформатора (потужністю 1600 кВА (з меншим опором)) для досягнення такої самої зміни напруги потрібно включити (відключити) 300 квар. Для регулювання напруги за допомогою цього методу в мережах з напругою вище 1 кВ потрібно велике енергоспоживання компенсуючих пристроїв.

Основними джерелами реактивної потужності, спеціально встановленими для компенсації та регулювання напруги в розподільчих мережах підприємств, є батареї конденсаторів. Для регулювання напруги батареї конденсаторів розділяються на секції, які вмикаються та вимикаються за допомогою відповідної комутаційної апаратури. Автоматичне включення та вимикання батарей конденсаторів здійснюється на основі різних параметрів режиму електроспоживачів, таких як напруга, струм навантаження, характер реактивної потужності, коефіцієнт потужності, час доби, а також комбінація декількох з перелічених параметрів.

Управління потужністю батарей конденсаторів в залежності від напруги є доцільним в тих точках мережі, де спостерігається значна зміна напруги, що виходить за межі зони нечутливості ( $\epsilon$ ), при невеликій зміні потужності. Це може стосуватися для ділянок мережі з великим опором, у віддалених точках розподільчої мережі підприємства і на вторинній стороні трансформаторної підстанції.

Для батарей, підключених до шин 6/10 кВ головної понижуючої підстанції і розподільчих пунктів, застосовують автоматичні регулятори потужності конденсаторів, які діють на основі поєднаного реагування на зміни напруги та навантаження. Також застосовуються регулятори компенсації за струмом.

У випадку нестійкості регулювання між регуляторами батарей конденсаторів та ГПП, в якості другого параметра може застосовуватися не повний струм  $I$ , а його реактивна складова або компенсація по куту зсуву фаз. Такі регулятори застосовуються для великих БК. Невеликі батареї регулюються за напругою та струмом, а також за часом доби за допомогою астрономічних електронних таймерів.

Синхронні двигуни здатні забезпечувати плавне регулювання напруги в мережі за допомогою автоматичних регуляторів збудження і реалізувати різке підвищення реактивної потужності на короткий час (у разі аварій) за допомогою форсування збудження. Також, синхронні двигуни можуть споживати надмірну реактивну потужність в режимі недозбудження, якщо потрібно знизити напругу в фіксованій точці. Такими властивостями також володіють синхронні компенсатори і генератори, які вмикаються в окремих випадках до розподільчих мереж 6/10 кВ промислових підприємств.

Переваги синхронних компенсаторів як регуляторів напруги в порівнянні з БК особливо суттєві при аваріях. Здатність форсування і розфорсування збудження сприяє відновленню нормального режиму роботи в аварійному і післяаварійному режимі, прискорює процес відновлення нормального режиму в аварійних умовах, підвищує стійкість у вузлах навантаження.

Недоліками конденсаторних установок є:

- можуть лише генерувати реактивну потужність;
- не допускають регулювання (нерегульовані) або допускають лише ступеневе регулювання реактивної потужності; наявність залишкового заряду після відключення; мала стійкість проти струмів КЗ;
- неможливість для більшості типів конденсаторів відновлення працездатності після пошкодження;
- суттєва залежність величини реактивної потужності від напруги.

Вказаних недоліків позбавлені системи поздовжньо-поперечного регулювання напруги.

#### 2.4 Технічні засоби для регулювання напруги з застосуванням вольтододаткових трансформаторів

Трансформатори з поздовжнім регулюванням напруги під навантаженням, оснащені вбудованим пристроєм РПН, відмінюються від трансформаторів з регулюванням перемиканням без збудження (ПБЗ) наявністю спеціального пристрою перемикання та розширеним діапазоном регулювання через збільшену кількість ступенів регулювальних відгалужень.

Трансформатор поперечного регулювання (ТПР) представляє собою лінійний ВДТ, у якого ЕРС вторинної обмотки зсунута на  $90^\circ$  відносно ЕРС основного трансформатора. Схема ТПР зображена на рис. 2.3.

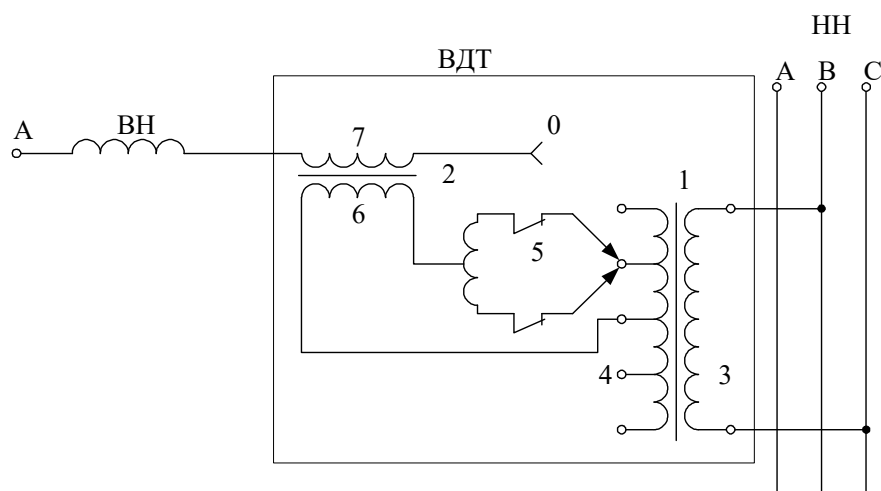


Рисунок 2.3 – Схема трансформатора з поперечним РПН [23]

ТПР являє собою самостійний трансформатор, що складено з живильного трансформатора 1 та послідовного трансформатора 2. Первинна обмотка живильного трансформатора 3 живиться від двох фаз обмотки НН основного трансформатора. Вторинна обмотка живильного трансформатора поділена на секції, які підключаються до першого виводу первинної обмотки послідовного трансформатора через РПН 5. Другий вивід первинної обмотки послідовного трансформатора з'єднаний з середньою точкою вторинної обмотки живильного трансформатора 4. Вторинна обмотка послідовного трансформатора 7 включена послідовно в нейтральну точку обмотки ВН основного трансформатора. Перемикання пристрою РПН відбувається так само, як і в пристроях РПН основного трансформатора. Трансформатор поперечного регулювання (ТПР) використовується з метою регулювання розподілу активної потужності в мережах з трансформаторними зв'язками.

Пристрій регулювання напруги з використанням вольтододаточного трансформаторами включає два послідовно з'єднані однофазних ВДТ, а також три керовані елементи. Перший подає напругу на первинну обмотку першого трансформатора, другий елемент, включений послідовно із дроселем, шунтує первинну обмотку першого трансформатора. Третій керований елемент виконаний у формі моста із чотирьох керованих ключів. Використання такого пристрою у системах електропостачання обмежено за рахунок ускладнення реалізації комутуючих елементів високої напруги та наявності вищих гармонік, викликаних комутацією ключів в двоівперіодній схемі випрямлення.

ВДТ також застосовується для підвищення надійності систем регулювання напруги. На рис. 2.4 наведена функціональна схема підстанції з ВДТ, яка містить основний трансформатор 1, що має обмотки високої та низької напруги 2 і 3 відповідно, ВДТ 5 з обмоткою низької 4 та високої 6 напруги, вимикачі 9 та 10.

Обмотка 6 ВДТ включена між заземленою 7 і нульовою 8 точками основного трансформатора 1. Для регулювання напругу на шинах підстанції шляхом змінення коефіцієнту трансформації (нехай, для його збільшення)

вимикають вимикач 10 і з певною часовою затримкою вмикають вимикач 9. В такому випадку трансформатор 5 буде короткочасно (0,1...0,3 с) знаходитися в режимі насичення, реактивний опір обмотки ВН ВДТ різко суттєво знизиться,

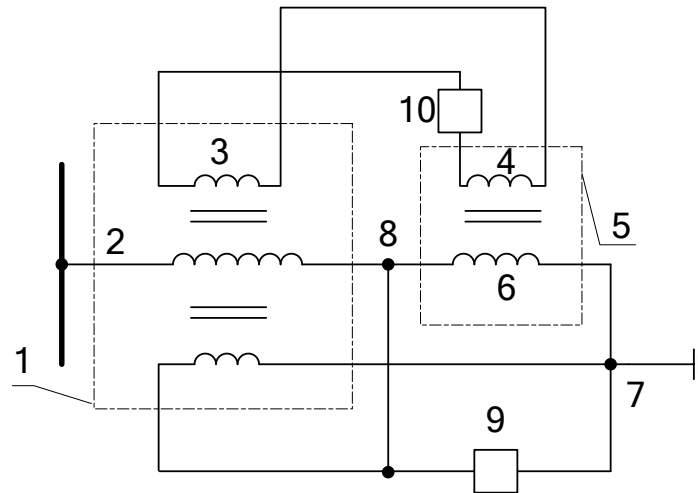


Рисунок 2.4 – Схема електричного кола підстанції з ВДТ при одноступеневому регулюванні напруги [14]

а напруга на ній прийме значення (1,3...1,5)  $U_{1 \text{ ном}}$ . В результаті ВДТ виключається з схеми, при цьому напруга на шинах високої напруги ПС зростає (при незмінній напрузі на шинах середньої напруги). Компонування ВДТ з основним трансформатором дозволяє знизити кількість комутацій пристроїв РПН, однак розглянутий принцип не дозволяє керувати ВДТ залежно від перетоків потужності, крім того спосіб має низьку точністю регулювання напруги.

Покращення точності регулювання напруги можливе при умові врахування потужності навантаження в пристроях для регулювання напруги за допомогою силового трансформатора з РПН. Система має 3 диференціюючі блоки 1-3, три тригери 4-6, елементи «І» 7 та «АБО» 8, блок регулювання напруги під навантаженням 9, знакоаналізуючий блок 10, фазовимірювальний блок 11, телеканали зв'язку 12, блок ділення 13, формувач дозволяючого сигналу 14, трансформатор вузла навантаження 15 і лічильник напруги 16 (рис. 2.5).

Перемикання відгалужень трансформатора 15 виконується блоком регулювання напруги під навантаженням 9 з мінімізацією втрат активної потужності

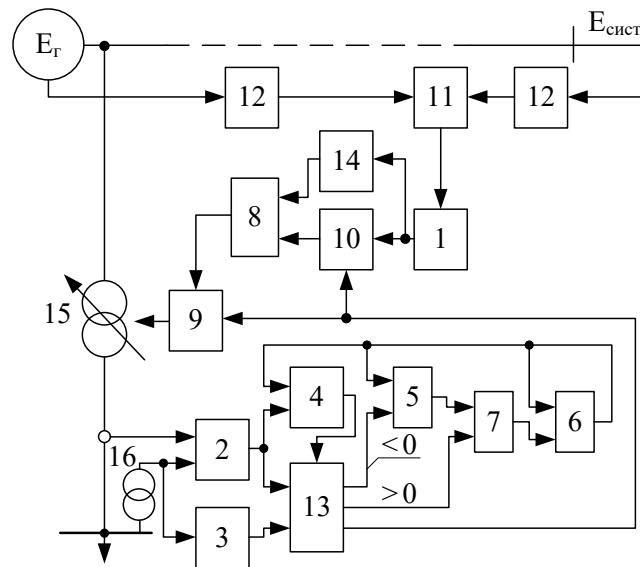


Рис. 2.5. Функціональна схема регулятора напруги електричного вузла з двигунним навантаженням [23]

у залежності від рівня завантаження двигунів у вузлі навантаження, за допомогою блоку ділення 13. При цьому диференціюючим блоком 1 контролюється стійкість живлячої системи, інформація до якого поступає з фазовимірною блоку 11 через телеканали зв'язку 12. Також цей блок 1 передає сигнал на вхід блоку регулювання напруги 9 залежно від значення параметра, виміряного блоком 11. У данному методі не достатньо враховується переток як активної так і реактивної потужності залежно від величини напруги, оскільки регулюється лише коефіцієнт трансформації силового трансформатора.

Є пристрої регулювання напруги, що враховують оптимальне співвідношення між зоною нечутливості пристрою та витримкою часу на перемикання (рис. 2.2). Визначення оптимального регулювання проводиться на основі аналізу множини варіантів різних комбінацій витримки часу і зони нечутливості (в області допустимих значень); при аналізі допустимих комбінацій витримки часу і зони нечутливості виконується контроль і врахування середньоквадратичного відхилення напруги в узлі регулювання. Данна система значно покращує якість регулювання напруги, однак метод не враховує рівень



електроспоживання навантажень, що унеможливорює використання зустрічного регулювання напруги. Також в розглянутому алгоритмі є обмеження на кількість перемикачів за фіксований проміжок часу.

ВДТ також застосовуються при регулюванні напруги в періоди добових піків навантаження енергосистеми та для симетрування напруги в трифазній мережі. Спосіб заснований на пристрої з ВДТ і первинною обмоткою, що має схему «зустрічний зигзаг». Керування системи здійснюється на основі інформації про фазні напруги в лінії (вимірюється АЦП), і за рахунок комутації схем вмикання первинної і вторинної обмоток проводиться регулювання і симетрування напруги в лінії. Але в цьому способі відсутній зворотній зв'язок за потужністю і дороговартісна та складна конструкція первинної обмотки ВДТ.

Регулювання напруги в мережі таким можливе за рахунок перемикачів відгалужень на підвищення напруги у вузлах навантаження, але не одночасно, а із зсувом в часі, що дорівнює тривалості електромеханічного перехідного процесу в двигунах при зміні потужності за рахунок відхилення напруги. Такий спосіб не містить каналу вимірювання реактивної потужності та не враховує рівень втрат потужності в лінії.

Регулювання напруги також реалізується на базі використання пристроїв з фазовимірвальним блоком вимірювання кута зсуву фаз навантаження та побудови закону регулювання на основі інформації про зміну кута зсуву фаз, але даний принцип не реалізує безпосереднього впливу на рівень перетоку потужності в мережі та величину коефіцієнту потужності.

Стабілізація рівня напруги в міських електромережах 0,4/6 кВ виконується системою, що також містить ВДТ, принципова електрична схема якої наведена на рис. 2.6. Якщо напруга вище заданої – ключ 4 відкритий, а ключ 26 закритий, при цьому вхідна напруга прикладена до первинної обмотки ВДТ 1, тоді реалізується вольтовіднімання. Якщо ж напруга буд меншою заданої, то

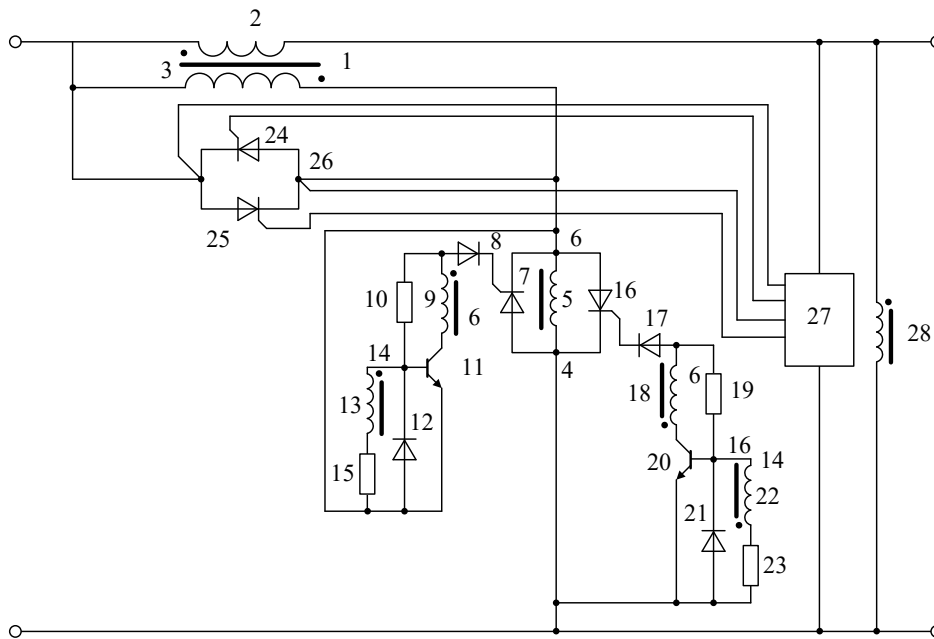


Рисунок. 2.6 – Принципова електрична схема стабілізатора напруги 0,4/6 кВ (1 – ВДТ, вторинна 2 та первинна 3 обмотки ВДТ; 4, 26 – тиристорні ключі; 6, 14 – перший та другий синхронізуючі трансформатори, 7, 16, 24, 25 – тиристори, 8, 17 – захисні діоди, 10, 19 – захисні резистори, 12, 21 – обмежуючі діоди, 15, 23 – струмообмежуючі резистори, 27 – блок управління, 28 – первинна обмотка другого синхронізуючого трансформатора) [14]

тиристроний ключ 4 закривається, а первинна обмотка ВДТ 3 шунтується ключем 26, що керується блоком керування 27.

При напрузі на виході пристрою в межах від номінального до максимально допустимого, то тиристори ключа 26 вмикаються по чергово з кутом відкриття, залежним від величини відхилення напруги від номінального рівня, при цьому напруги має ступінчато-синусоїдну форму, що є суттєвим недоліком розглянутої системи регулювання, яка може вносити значні спотворення в електричну мережу.

При регулюванні напруги на основі ВДТ можливим також є перерозподіл реактивної потужності в лініях електропередач. Це може бути реалізовано на основі пристрою, побудованого за схемою представленою на рис. 2.7. Даний пристрій використовується для регулювання напруги в живлячій мережі на основі компенсації коливань напруги при коливаннях навантаження. Робота

пристрою базується на регулювання еквівалентного опору первинної обмотки трансформатора-реактора 2 за допомогою зміни струму його вторинної обмотки потенціал-регулятором 1.

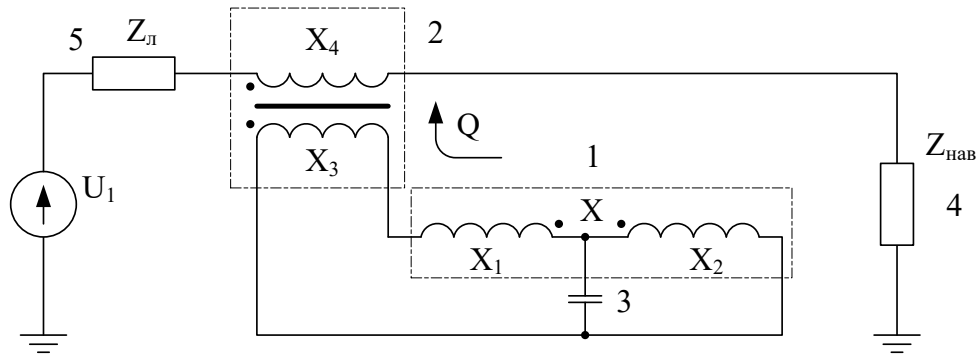


Рисунок 2.7 – Принципова електрична схема регулятора напруги та реактивної потужності [14]

Зміна коефіцієнта взаємодуції первинної і вторинної обмотки потенціал-регулятора 1 змінює струм у вторинній обмотці трансформатора-реактора 2, відповідно змінюється і індуктивний опір первинної кола трансформатора-реактора 2. Такий пристрій не дозволяє виконувати зустрічне регулювання напруги під навантаженням та викликає великі втрати енергії в первинній обмотці трансформатора-реактора  $X_4$ .

Огляд приведених способів регулювання напруги в електричних мережах показав що використовувані технічні засоби дозволяють при регулюванні враховувати режим мережі за потужністю, але більшість способів або не мають зворотних зв'язків в мережу за режимом потужності або струму навантаження. Відсутність таких зв'язків значно обмежує ефективність підтримки в мережі належного рівня напруги та має недоліки в регулюванні перетоків потужності в мережі.

Розглянуті системи регулювання напруги в мережі для підвищення якості електропостачання споживачів побудовані за принципом або великої кількості комутацій напівпровідникових ключів чи пристроїв РПН (що знижує ресурс цих пристроїв і збільшує витрати на їх утримання), або малої кількості комутацій цих

пристроїв, але суттєвого їх впливу на якість електроенергії в мережі. Особливо небажаними при цьому є значні відхилення напруги у вузлах приймачів, викликані збільшенням споживання реактивної енергії. Це в свою чергу викликає довготривале живлення споживачів напругою низької якості, що погіршує в цілому режими енергосистеми у вузлі електропостачання.

Тому необхідні розробки з покращення технічних і енергетичних характеристик систем регулювання напруги в електричних мережах, у тому числі на основі вдосконалення системи автоматичного поздовжньо-поперечного регулювання напруги.

### 3 ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО ПОЗДОВЖНЬО-ПОПЕРЕЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Автоматичне регулювання рівня напруги та потужності в розподільчих електричних мережах виконується системами з окремими трансформаторами з РПН або в комплексі з ВДТ поздовжнього та поздовжньо-поперечного вмикання, БК компенсаторів поздовжньої та поперечної компенсації, синхронними компенсаторами та статичними тиристорними компенсаторами, підключених переважно у вузлах приєднання основного навантаження технологічного електрообладнання.

#### 3.1 Вплив поперечного регулювання напруги на режим мереж за потужністю

Для поздовжньо-поперечного регулювання напруги в розподільчій мережі замкненої системи електропостачання, спрощена схема якого наведена на рис. 3.1, важливе значення має коефіцієнт трансформації трансформатора, від якого суттєво залежить розподіл потужностей та режим напруги в мережі.

Аналіз впливу поперечного регулювання напруги на розподіл активної та реактивної потужностей в мережі при петльовій схемі електропостачання з кабельною лінією на стороні низької напруги та повітряною ЛЕП на стороні високої напруги виконано з використанням математичного редактора MathCAD.

Отримані значення активної та реактивної потужності в функції від коефіцієнту трансформації ТПР (рис. 3.2) демонструють вплив поперечного регулювання напруги на поточкорозподіл потужностей в електричній мережі.

Представлені на рис 3.2 залежності для системи рис. 3.1 показують, що при зміні коефіцієнта трансформації ТПР домінує зміна перетоку реактивної потужності ніж зміна перетоку активної потужності на тій ж ділянці.

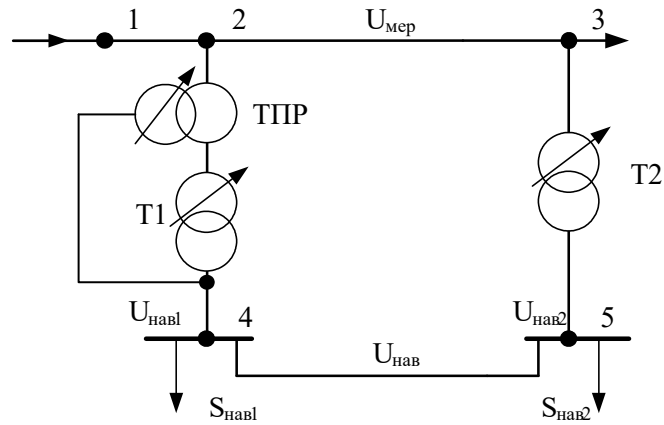
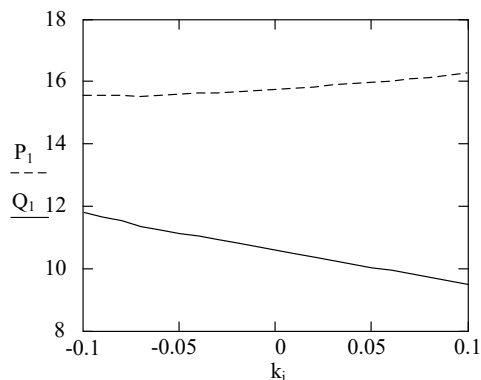
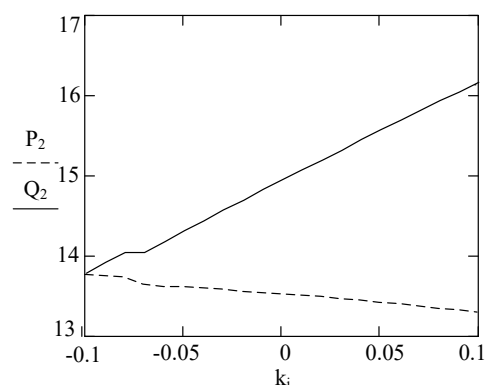


Рисунок 3.1 – Однолінійна схема ділянки мережі з поперечним регулюванням напруги

Введення поперечної ЕРС, зміщеної відносно вектора напруги мережі на кут  $90^\circ$  до обмотки ВН силового трансформатора системи електропостачання прикладена напруга що визначається сумою векторів напруги мережі та поперечної ЕРС (рис. 3.3). Це змінить амплітуду і фазу струму первинної обмотки силового трансформатора по відношенню до прикладеної напруги, а і теж саме у вторинному колі трансформатора. За фіксованого навантаження зсув фаз між напругою і струмом навантаження та обмотки НН силового трансформатора буде залежати від співвідношенням активних та реактивних опорів мережі та навантаження.



а)



б)

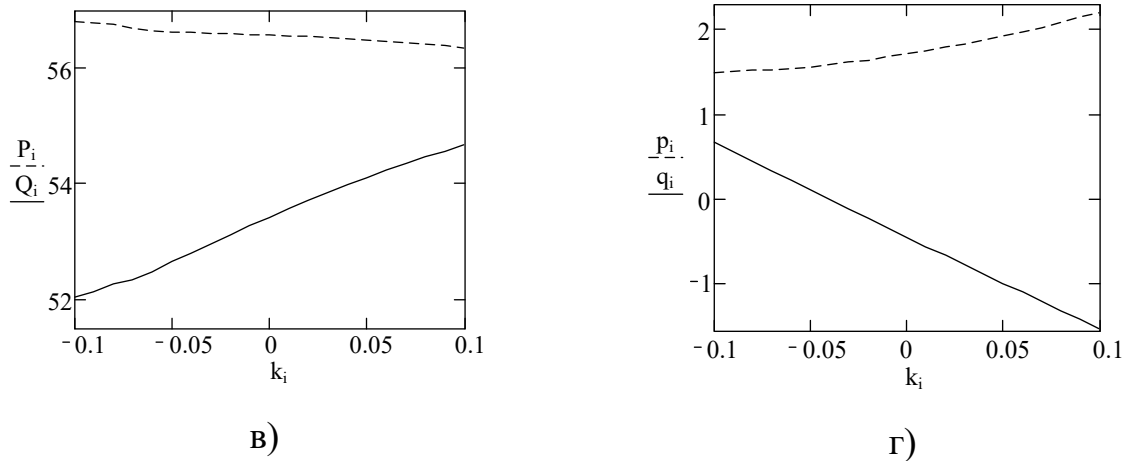


Рисунок 3.2 – Перетоки активної (МВт) та реактивної (Мвар) потужностей через трансформатори Т1 (а) та Т2 (б) і на ділянках 2-3 (в) первинної, 4-5 (г) вторинної напруги залежно від коефіцієнта трансформації Т1

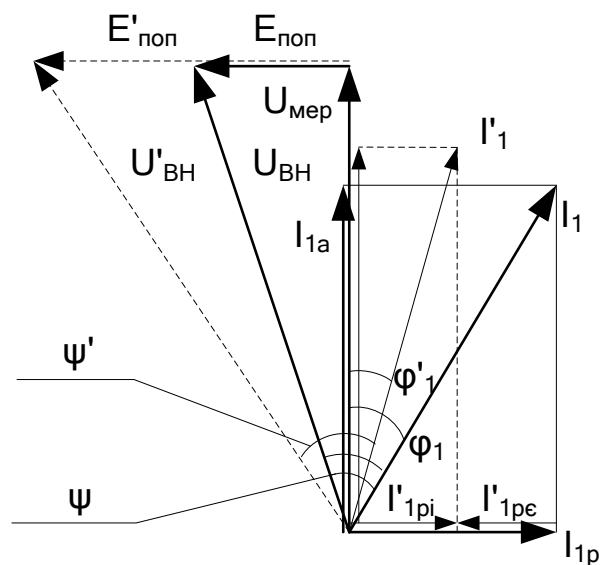


Рисунок 3.3 – Зміна куту  $\phi$  між векторами  $I_1$  та  $U_{\text{мер}}$  при додаванні поперечної ЕРС в первинне коло ( $\psi$  – кут зсуву між початковими фазами напруги на первинній обмотці трансформатора та струмом у ній,  $\phi$  – кут зсуву фаз між напругою мережі та струмом у ній)

Якщо при навантаженні трансформатора не враховувати його опір вітки намагнічування, тоді амплітуда і фаза первинного струму трансформатора буде залежати лише від еквівалентного комплексу опору, що дорівнює сумі комплексів опорів первинної обмотки, приведеного опору вторинної обмотки,

мережі та навантаження. Однак первинний струм (мережі) протікає також і через ділянку з додатковою ЕРС оскільки ці ділянки є послідовними. Отже при незмінній потужності навантаження і додаткованні ЕРС вектор струму первинної обмотки буде зміщений відносно вектора напруги мережі, однак кут сзув фаз між векторами напруги та струму обмотки ВН практично не зміниться. Таким чином, первинний струм зсуватиметься відносно вектора своєї напруги (мережної) на кут, що буде залежати від величини доданої поперечної ЕРС.

Зменшення зсуву фаз між первинними струмом і напругою мережі еквівалентно появі ємнісної реактивної складової первинного струму  $I_{1pc}$  (рис. 3.3). Величина ємнісної складової первинного струму залежить від величини введеної додаткової ЕРС в первинному колі трансформатора. Ємнісна складова струму мережі в узлі включення додаткової ЕРС буде змінювати співвідношення активної та реактивної потужностей, які протікають мережі.

### 3.2 Розробка закону поздовжньо-поперечного регулювання напруги

Для підвищення ефективності регулювання напруги з врахуванням режиму навантаження мережі пропонується одночасно використати обидва принципи регулювання – одночасне регулювання трансформатором з РПН та регулювання режиму електропостачання за рівнем потужністю на основі ТПР. На рис. 3.4 представлена принципова структурна схема такого способу регулювання.

Основні органи регулювання в енергосистемах переважно виконують ступінчасту зміну (РПН тощо), тому формулювання закону регулювання у вигляді неперервної аналітичної функції для формалізації входної інформації системи керування регулятора та його статичної характеристики недостатньо. В такому разі можна скористатися або дискретними функціями, або формалізувати закон регулювання, при якому поєднуються аналітична функція, що формується на вимірювальному органі регулятора, з використанням логічних умов формування регулюючого впливу.



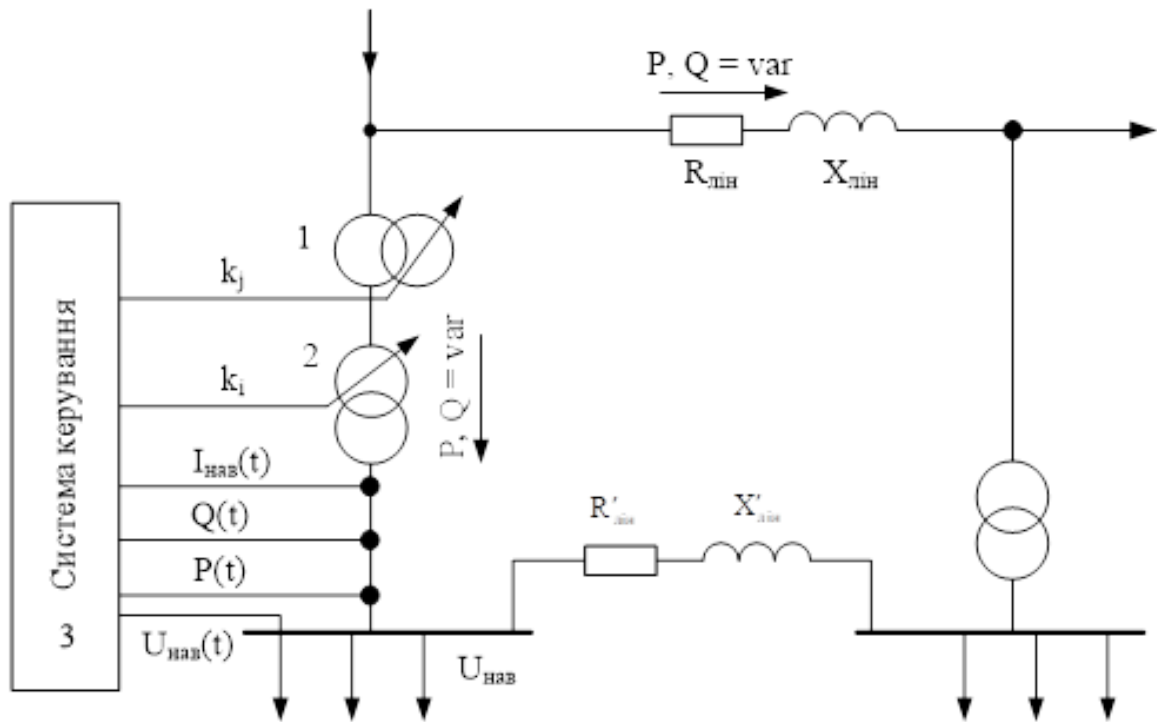


Рисунок 3.4 – Принципова схема системи регулювання з ТТР та силовим трансформатором з РПН (1 – ТТР, 2 – силовий трансформатор з РПН, 3 – система керування)

В якості базового описання способу регулювання напруги на основі РПН можна використати так званий закон «зустрічного регулювання» [14]. В нашому випадку найбільш підходить до умов задачі застосування закону «зустрічного регулювання», що також враховує швидкість зміни діючого значення напруги в мережі, що впливає на інерційність регулювання, яка дозволить виключити випадки хибних перемикань РПН при короткочасних відхиленнях параметрів мережі від нормативних. Даний закону може бути формалізовано у наступному вигляді:

$$u(t) = k_1((U_H(t) - U_y) - k_2(I_{\text{наб}}(t) - I_{\text{min}})); \quad (3.1)$$

$$k_i = \begin{cases} \frac{U_{i+1}}{U_{\text{HH}}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) < u_{\text{HЗ}}, \\ u(t-\tau) < u_{\text{HЗ}}, \\ \frac{dU_{\text{H}}(t)}{dt} < 0, \end{cases} \\ \frac{U_i}{U_{\text{HH}}}, \text{ якщо } u_{\text{HЗ}} \leq u(t) \leq u_{\text{ВЗ}}, \\ \frac{U_{i-1}}{U_{\text{HH}}}, \text{ якщо } \begin{cases} u(t) > u_{\text{ВЗ}}, \\ u(t-\tau) > u_{\text{ВЗ}}, \\ \frac{dU_{\text{H}}(t)}{dt} > 0, \end{cases} \end{cases}$$

де  $k_i$  – коефіцієнт трансформації на  $i$ -му відгалуженні обмотки ВН,

$U_{\text{зад}}$  – задане значення напруги на виводах споживачів,

$U_1(t)$  – дійсне значення напруги на виводах споживачів,

$U_i$  – ЕРС, індуктована в обмотці ВН на  $i$ -му відгалуженні,

$k_1$  – коефіцієнт, що характеризує чутливість регулятора напруги,

$k_2$  – коефіцієнт, що визначає нахил характеристики зустрічного регулювання напруги,  $k_2 = 0,05 \cdot U_{\text{ном}} / (I_{\text{max}} - I_{\text{min}})$ ,

$I_{\text{min}}$  – мінімальний струм навантаження,

$I(t)$  – фактичний струм навантаження,

$\frac{dU(t)}{dt}$  – похідна огинаючої контрольованої напруги,

$u_{\text{ВЗ}}, u_{\text{HЗ}}$  – верхня та нижня межа зони нечутливості, що визначаються надійністю та необхідною точністю стабілізації напруги.

Пристрій для перемикання відгалужень вторинної обмотки ТПП технічно аналогічний пристрою РПН. В такому випадку управління його роботаю є аналогічним до управління РПН. Однак при цьому треба враховувати що розподіл активної та реактивної потужностей в мережі лінійно залежить від величини напруги на виводах ТПП ( $P(t) \sim u_{\text{x}}(t)$  згідно рис. 3.2). Оскільки ТПП є самостійним елементом системи поздовжньо-поперечного регулювання напруги, тоді більш точним законом регулювання (3.1) буде якщо в якості параметру регулювання буде використовуватись активна  $P$  та реактивна потужності  $Q$  на у фіксованій ділянці мережі. У такому випадку система (3.1) прийме вигляд:

$$u_x(t) = k_3 [(Q_{\text{зад}} - Q(t)) + k_4 (P(t) - P_{\text{зад}})];$$

$$k_j = \begin{cases} \frac{U_{j+1}}{U_{\text{ВН}}}, \text{ якщо } \begin{cases} u_x(t) < u_{\text{НЗ.Х}}, \\ u_x(t-\tau) < u_{\text{НЗ.Х}}, \\ \frac{dQ(t)}{dt} > 0, \end{cases} \\ \frac{U_j}{U_{\text{ВН}}}, \text{ якщо } u_{\text{НЗ.Х}} \leq u(t) \leq u_{\text{ВЗ.Х}} \\ \frac{U_{j-1}}{U_{\text{ВН}}}, \text{ якщо } \begin{cases} u_x(t) > u_{\text{ВЗ.Х}}, \\ u_x(t-\tau) > u_{\text{ВЗ.Х}}, \\ \frac{dQ(t)}{dt} < 0. \end{cases} \end{cases} \quad (3.2)$$

де  $u_x(t)$  – напруга на виході ТПР (поперечна складова напруги на обмотці ВН основного трансформатора),

$U_j$  – ЕРС, індуктована в первинній обмотці ТПР на  $j$ -му відгалуженні,

$k_j$  – коефіцієнт трансформації на  $j$ -у відгалуженні ТПР,

$Q_{\text{зад}}$  – задане значення реактивної потужності, за якого існує стійкий режим мережі з мінімальним відхиленням напруги у контрольованих вузлах,

$k_3$  – коефіцієнт, що характеризує чутливість автоматичного керування положенням РПН ТПР,

$k_4$  – коефіцієнт, що характеризує значення активної потужності в формуванні керуючого впливу за допомогою ТПР,

$\frac{dQ(t)}{dt}$  – похідна огинаючої контрольованої реактивної потужності на ділянці.

Додаткові умови і обмеження за реактивною потужністю в законі формування регулюючої дії викликано особливістю перетоків реактивної енергії в мережах, що полягає у значно більших втратах, порівняно з втратами активної потужності.

Закон управління системи керування пристроями регулювання напруги (рис. 3.4) може бути синтезований відповідно із законів (3.1) та (3.2). Треба звернути увагу на те, що в замкнених системах електропостачання з поздовжнім регулюванням напруги може суттєво змінюватися перерозподіл потужностей між паралельно працюючими підстанціями. Регулююча дія системи за рахунок

поздовжньої складової регульованої напруги повинна використовуватися як при відхиленні напруги, так і потужності.

$$u(t) = k_1 \left( (U_H(t) - U_y) - k_2 (I_{\text{наб}}(t) - I_{\text{min}}) \right), u_x(t) = k_3 \left[ (Q_{\text{зад}} - Q(t)) + k_4 (P(t) - P_{\text{зад}}) \right]$$

$$k_i = \begin{cases} \frac{U_{i+1}}{U_{\text{HH}}}, \text{якщо} & \begin{cases} u(t) < u_{\text{HЗ}}, \\ u(t-\tau) < u_{\text{HЗ}}, \\ \frac{dU_H(t)}{dt} < 0, \end{cases} \\ \frac{U_i}{U_{\text{HH}}}, \text{якщо} & u_{\text{HЗ}} \leq u(t) \leq u_{\text{ВЗ}}, \\ \frac{U_{i-1}}{U_{\text{HH}}}, \text{якщо} & \begin{cases} u(t) > u_{\text{ВЗ}}, \\ u(t-\tau) > u_{\text{ВЗ}}, \\ \frac{dU_H(t)}{dt} > 0, \end{cases} \end{cases} \quad k_j = \begin{cases} \frac{U_{j+1}}{U_{\text{ВH}}}, \text{якщо} & \begin{cases} u_x(t) < u_{\text{HЗ.Х}}, \\ u_x(t-\tau) < u_{\text{HЗ.Х}}, \\ \frac{dQ(t)}{dt} > 0, \end{cases} \\ \frac{U_j}{U_{\text{ВH}}}, \text{якщо} & u_{\text{HЗ.Х}} \leq u(t) \leq u_{\text{ВЗ.Х}}, \\ \frac{U_{j-1}}{U_{\text{ВH}}}, \text{якщо} & \begin{cases} u_x(t) > u_{\text{ВЗ.Х}}, \\ u_x(t-\tau) > u_{\text{ВЗ.Х}}, \\ \frac{dQ(t)}{dt} < 0. \end{cases} \end{cases} \quad (3.3)$$

Збільшення вольтдобавки від перемикання РПН ТПР потребує наступного: переток активної потужності повинен бути нижче заданого значення, а реактивної перевищувати верхню межу зони нечутливості за реактивною складовою і не мати тенденції до повернення в зону нечутливості на протязі деякого часу  $\tau$ . Перемикання РПН ТПР для зменшення вольтдобавки (або збільшення у протилежному напрямку) проводиться зворотним порядком.

Паралельно з перемиканням відгалужень ТПР буде змінюватися напруга на вводах споживачів, що потребує поздовжнього регулювання напруги для покриття відхилень на вводах споживачів. Умови перемикання РПН силового трансформатора аналогічні умовам (3.2). Такі умови забезпечують зустрічне регулювання напруги і унеможливають помилкові перемикання при короткочасних змінах режиму напруги на вводах споживачів.

Структурна схема регулятора напруги включає канал управління пристроєм РПН трансформатора та аналоговими елементами обробки інформації, що поступає від вимірювальних датчиків. Базуючись на поточній схемотехнічній елементній базі побудова структури регулятора напруги, що здатен реалізувати закон регулювання (3.3), повинен мати схему, що представлена на рис. 3.5 [23].

На рис. 3.5 позначено: 1 – мережевий вимірювальний трансформатор напруги; 2 – вимірювальний перетворювач мережевого струму; 3, 32 – логічні

елементи «НІ»; 4, 10, 33, 39 – логічні елементи «АБО»; 5, 9, 13, 24, 25, 26, 34, 38, 42, 52, 54, 55 – логічні елементи «І»; 6, 27, 35, 56 – блоки пам'яті; 7, 36 – блоки визначення похідної огинаючої вхідного сигналу; 8, 37 – блоки визначення знаку похідної; 11, 21, 40, 50 – перетворювачі імпульсного сигналу в потенційний; 12, 22, 41, 51 – блоки затримки часу; 14, 23, 43, 53 – підсилювачі регулятора; 15 – блок множення; 16, 45 – блоки формування і зміни зони нечутливості; 17, 46 – блоки формування і зміни уставки регулятора; 18, 47 – порогові блоки; 19 – детектор фази; 20 – блок обчислення тригонометричної функції.

Наведений на рис. 3.5 регулятор напруги має наступний алгоритм роботи. Мережева напруга вимірюється вимірювального трансформатора 1, з якого передається сигнал на другий вхід блоку множення 15 та на другий вхід детектора фази 19 в якості базового сигналу. Мережевий струм вимірювальним перетворювачем 2, побудованого з вимірювального трансформатора струму та перетворювача струмового сигналу в масштабований сигнал напруги, з якого вихідний сигнал передається на перший вхід блоку множення 15 та одночасно на перший вхід детектора фаз 19 в якості сигналу порівняння. Вихідний сигнал детектору фаз 19 у вигляді напруги, в масштабі куту зсуву фаз між напругою і струмом в мережі  $\varphi$  передається для обрахунку синуса цього кута на блок

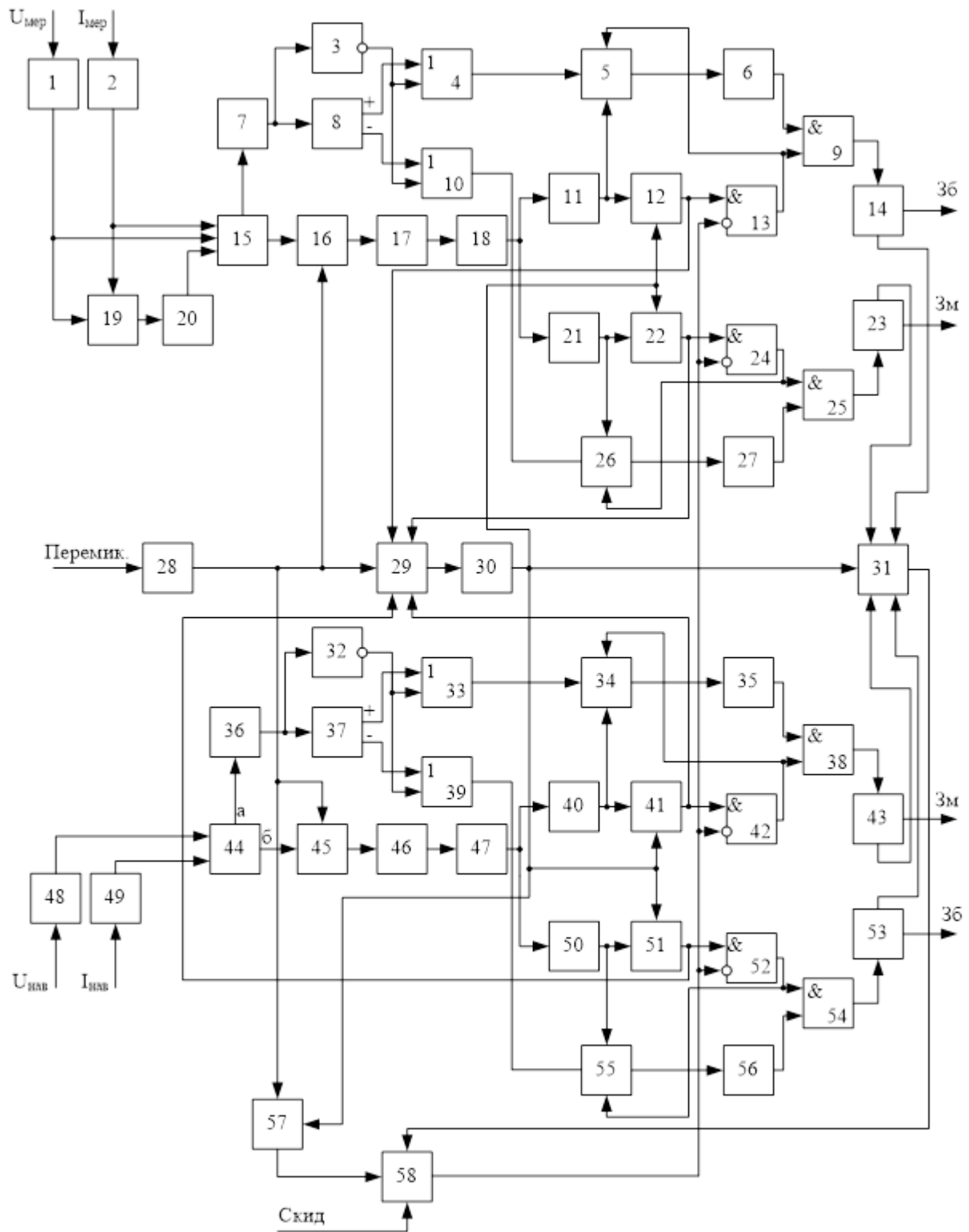


Рисунок 3.5 – Структурна схема регулятора в системі поздовжньо-поперечного регулювання напруги [23]

визначення тригонометричних функцій 20. В блоці множення 15 визначається миттєве значення перетоку реактивної потужності за формулою

$$Q(t) = U(t) \cdot I(t) \cdot \sin[\varphi(t)], \quad (3.4)$$

де  $Q(t)$  – миттєве значення перетоку реактивної потужності;

$U(t), I(t)$  – діючі напруга і струм мережі;

$\varphi(t)$  – миттєвий кут зсуву фаз між напругою та струмом мережі.

На вихід блоку 15 поступає сигнал (рис. 3.6 в) із подвійною частотою мережі, та постійною складовою, що є середнім значенням сигналу. Амплітуда цього сигналу пропорційна струму, що споживається з мережі та активно-реактивному характеру навантаження (співвідношення між активним та реактивним опорами). При незмінному навантаженні (наприклад, при незмінному  $\cos \varphi \rightarrow 0,8$ ) миттєва реактивна потужність не змінює положення відносно осі абсцис, а зі зміною величини струму змінюється тільки амплітуда сигналу блоку 15. При зміні  $\cos \varphi$  навантаження (збільшується його реактивний опір або зменшується активний) і відповідно перетока потужності в контрольованій ділянці мережі, тобто є тенденція до збільшення реактивної потужності (та/або зменшення активної), а амплітуда струму є тією ж, тоді сигнал на вихід блоку множення  $Q_{\text{мер}}$  (рис. 3.6 в) прямує до зниження відносно осі абсцис за рахунок зменшення постійної складової. В обох випадках середнє значення реактивної потужності є пропорційним до амплітуди від'ємної частини сигналу  $x$  на виході блоку множення.

В другому блоці формування і зміни зони нечутливості 16 виконується амплітудна модуляція сигналу  $Q_{\text{мер}}$  базовим сигналом трапецеїдальної форми  $Q_3$  (рис. 3.6 г), що встановлює значення зони нечутливості по тракту керування ТПР. Зона нечутливості по цьому каналу встановлюється достатньо великою, з верхнім значенням, що відповідає заданому значенню реактивної потужності для реалізації бажаного режиму мережі. На вихід другого блоку формування і зміни зони нечутливості 16 подається сигнал  $Q_{\text{кз}}$  (рис. 3.6 д) що в масштабі є різницею амплітуд імпульсів  $\Delta x = x_1 - x_2$  від'ємної полярності. Цей сигнал пропорційний заданій зоні нечутливості по каналу вимірювання перетоку потужності.

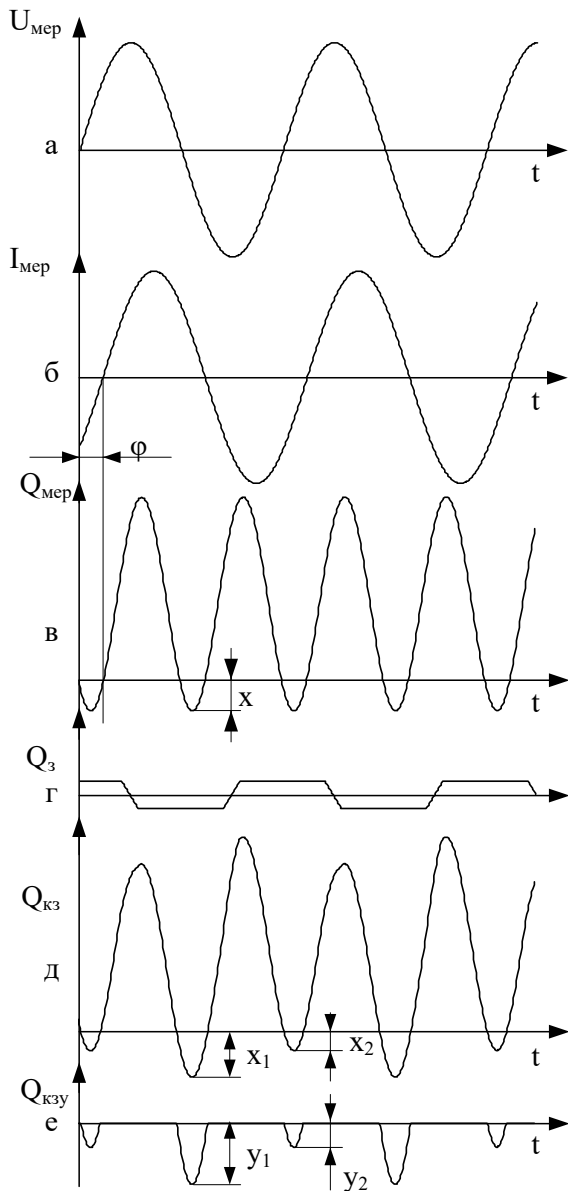


Рис. 3.6 Осцилограми сигналів вимірювального каналу потужності

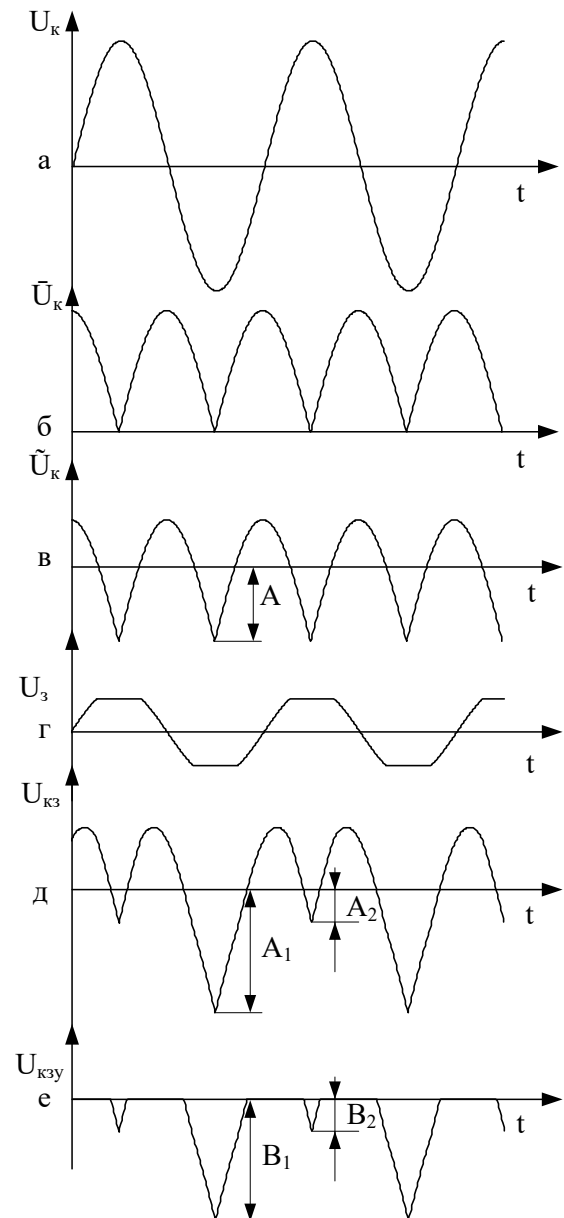


Рис. 3.7 Осцилограми сигналів вимірювального каналу напруги на вводах споживачів

Вихідний сигнал  $Q_{кз}$  з блоку 16 поступає на вхід наступного блоку формування і зміни уставки реактивної потужності 17, де він перетворюється на імпульсний сигнал  $Q_{кзу}$  (рис. 3.6 е), амплітуди імпульсів якого  $y_1$ ,  $y_2$  підсилюються (послаблюються) в масштабі, необхідному для завдання потрібного рівню перетоку потужності в мережі.

Імпульсний сигнал  $Q_{кзу}$  містить інформацію про задану зону нечутливості і уставку регулятора по реактивній потужності, з виходу блоку 17 поступає на



вхід наступного порогового блоку 18, елементом якого є стабілітрон з заданим порогом спрацьовування  $Q_{\text{пор}}$ . Якщо  $y_1, y_2 < Q_{\text{пор}}$ , то струм через стабілітрон дуже малий і на виході порогового блоку 18 сигнал відсутній. Якщо  $y_1 > Q_{\text{пор}}$ , а  $y_2 < Q_{\text{пор}}$ , тоді тільки імпульси з більшою амплітудою можуть збудити стабілітрон, що створює на виході порогового блоку послідовність прямокутних імпульсів з частотою мережі 50 Гц. У випадку коли  $y_1 > Q_{\text{пор}}$  та  $y_2 > Q_{\text{пор}}$ , то стабілітрон збуджується кожним імпульсом сигналу  $Q_{\text{кзу}}$  (рис. 3.6, е), тоді на вихід порогового блоку поступить послідовність прямокутних імпульсів з подвійною частотою 100 Гц. Отже, відсутність імпульсного сигналу на виході другого порогового блоку 18 (навіть при значній зоні нечутливості) відповідає низькому рівню перетоку реактивної потужності з мережі в навантаження, що збільшує нестійкий режим мережі у наслідок підвищенням напруги за рахунок ємнісних струмів; наявність на виході порогового блоку послідовності імпульсів з частотою 50 Гц свідчить про те, регульований параметр  $Q_{\text{мер}}$  знаходиться в допустимих межах, що задано обраними зоною нечутливості та уставкою; якщо ж на виході порогового блоку має місце послідовність імпульсів з частотою 100 Гц, це свідчить, що параметр  $Q_{\text{мер}}$  перевищує допустимий рівень.

З виходу другого порогового блоку 18 імпульсний сигнал поступає на входи третього та четвертого перетворювачів імпульсного сигналу в потенційний 11, 21. При подачі на входи цих перетворювачів імпульсів з частотою 50 Гц на їх виході потенціальний сигнал відсутній, що відповідає поточному значенню перетока активної та реактивної потужностей в межах норми. Потенційний сигнал логічної «1» на виході перетворювача 11 є у випадку подачі на його вхід послідовності імпульсів з частотою 100 Гц, що буде свідчити про перевищення заданої межі перетоку потужності з мережі в навантаження. Вихідний сигнал перетворювача 11 ініціалізує третій блок затримки часу 12 каналу створення керуючого сигналу «Підвищити» для перемикання РПН ТПР і вмикання додаткової поперечної ЕРС в напругу мережі, що випереджає її на кут  $90^\circ$ , а вихідний потенційний сигнал перетворювача 21 ініціалізує четвертий блок затримки часу 22 каналу створення керуючого сигналу «Знизити». Блоки

затримки часу 12 та 22 необхідні для виключення можливості посилення в схему електроприводу пристрою РПН ТПР регулятору команди «Підвищити» та «Знизити» при короткочасних коливаннях потужності в даний момент часу.

Збуджений від третього перетворювача імпульсного сигналу в потенційний 11 (або 21) блок затримки часу 12 (або 22) спрацьовує від імпульсу генератора тактових імпульсів ГТІ 30 по закінченню встановленої часової витримки, а вихідний сигнал з нього подається через відповідний відкритий дев'ятий елемент «І» 13 (або десятий елемент «І» 24) і далі на вхід одинадцятого логічного елементу «І» 9 (або дванадцятого елементу «І» 25). На інший вхід одинадцятого логічного елементу «І» 9 (або дванадцятого елементу «І» 25) поступає потенційний сигнал, сформований у третьому блоці пам'яті 6 (або четвертому блоці пам'яті 27), де зберігається інформація у вигляді логічного сигналу про знак похідної огинаючої реактивної потужності протягом часової затримки у створенні сигналу перемикання третім блоком затримки часу 12 (або четвертим блоком затримки часу 22). Знак похідної визначається в другому блоці відповідно за знаком похідної огинаючої 8 за вихідним сигналом другого блока визначення похідної огинаючої вхідного сигналу 7, що визначає цю похідну шляхом обробки сигналу  $Q_{\text{мер}}$  (рис. 3.7, в), який поступає на вхід блоку 7 з виходу блоку множення 15.

Знакові сигнали з виходів блока 8 поступають на входи третього та відповідно четвертого логічних елементів «АБО» 4 та 10 і звідти на перші входи сьомого та відповідно восьмого елементів І 5 та 26. Стан елементів управляється вихідними сигналами третього та четвертого перетворювачів імпульсного сигналу в потенційний 11 та 21, а також сигналами переривання з третього та четвертого блоків затримки часову 12, 22 та відкритих третього і четвертого блоків заборони 13 та 24. Данна структура утримує логічні елементи 5 та 26 відкритими тільки протягом заданої часової затримки, що встановлена блоками 12 та 22. Цього часу достатньо для проходження на третій та четвертий блоки пам'яті 6 та 27 знакових сигналів з виходів логічних елементів «АБО» 4 і 10. Відсічка цих сигналів після збудження одного з підсилювачів 14 або 23 та їх

запам'ятовування потрібні для забезпечення надійного перемикання РПН для зміни коефіцієнту трансформації ТПР на одне відгалуження при можливих змінах огинаючої реактивної потужності в одному такті регулювання.

Включення елементів «АБО» в тракти проходження знакових сигналів похідної викликоно наявністю зони нечутливості блоку визначення знаку похідної огинаючої, в межах якої сигнал, що відображає відсутність похідної огинаючої реактивної потужності (незмінній режим потужності). Якщо похідна в момент появи сигналу на виходах блоків заборони 13 або 24 дорівнює нулю, тобто переток реактивної потужності не має тенденції до повернення в область допустимих значень, що задано зоною нечутливості блоку 16, то необхідна команда на комутацію РПН. Другий логічний елемент «НІ» 3 перетворює нульовий вихідний сигнал блоку визначення похідної огинаючої вхідного сигналу 7 в одиничний, на який спрацьовують третій та четвертий елементи «АБО» 4 та 10. Отже, якщо в момент появи потенційного сигналу на виході блоку затримки часу 12 значення перетоку реактивної потужності вище норми, але похідна її огинаючої має від'ємний знак, то на першому вході елемента І 9 сигнал відсутній і команда «Підвищити» буде відсутня. Ця команда виникне коли похідна огинаючої реактивної потужності стане рівною нулю, або позитивною. Аналогічно, якщо в момент появи сигналу на виході блоку затримки часу 22 перетік реактивної потужності буде менше допустимого, а похідна його огинаючої має додатній знак, то на другому вході елемента ІІ 25 сигнал відсутній і команда «Знизити» буде відсутня. Вона з'явиться в разі, якщо похідна стане рівною або менше нуля і створиться сигнал на виході четвертого логічного елемента «АБО» 10.

На рис. 3.8 представлена структура каналу керування ТПР [23] (в структурній схемі рис. 3.5) де позначено: 1, 3 – логічні елементи "АБО"; 2 – блок визначення знаку похідної діючої напруги навантаження; 4, 14 – перетворювачі імпульсного сигналу в потенційний; 5, 15, – блоки затримки часу; 6, 16 – імпульсні елементи; 7, 17 – логічні елементи "І"; 8 – електрична мережа; 9 – вимірювальний канал реактивної потужності; 10 – вимірювальний канал

активної потужності; 11 – масштабатор; 12 – підсилювач; 13 – пороговий блок; 18 – електропривод РПН ТПР, 19 – перемикач.

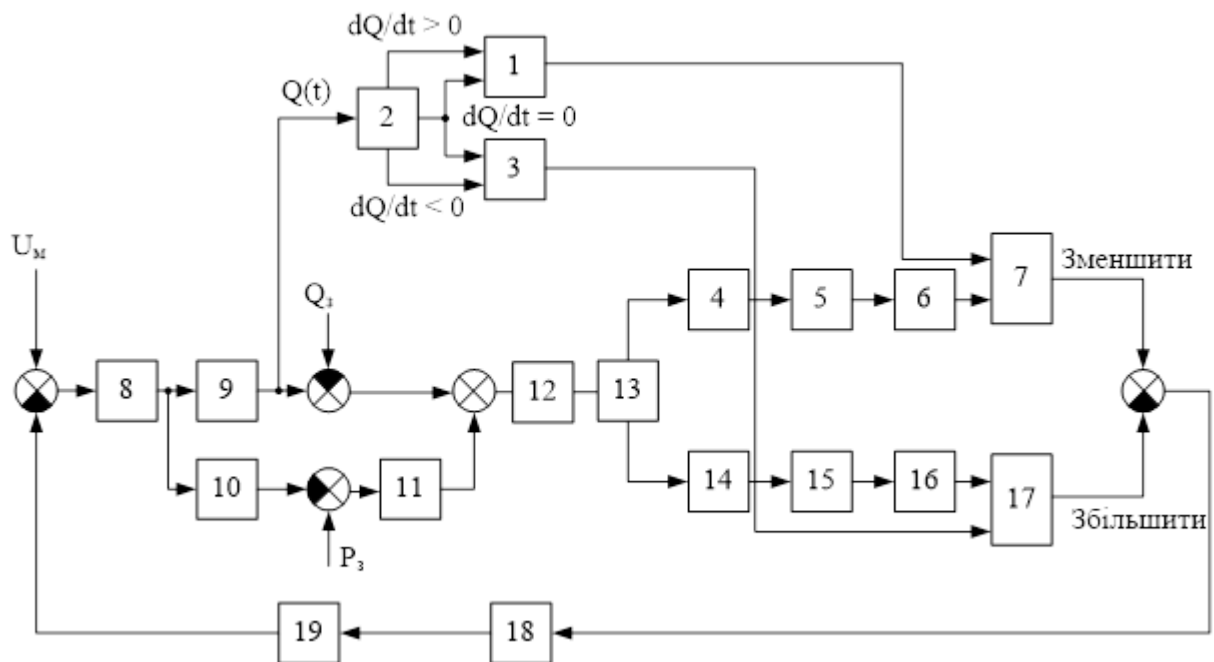


Рисунок 3.8 – Структурна схема каналу керування РПН [23]

Блоки затримки часу 5, 12 лише відтворюють на виході той самий сигнал що і на вході, але із зсувом в часі  $\tau$ , тобто його функція описується рівнянням

$$x_{\text{вих}}(t) = x_{\text{вх}}(t - \tau), \text{ де } t > \tau. \quad (3.5)$$

Тоді передаточна функція такого блоку має вигляд

$$W(p) = e^{-p\tau}, \quad (3.6)$$

де  $\tau$  – час затримки сигналу.

Електропривод 15 має власний час і витрачає на комутацію контактів РПН 3...12 с в залежності від типу. Тоді передаточна функція електропривода

$$W(p) = e^{-pT_d}, \quad (3.7)$$

де  $T_d$  – час перемикання силового кола трансформатора з одного відгалуження на інше електроприводом.

Пристрій РПН 16 описується дискретною функцією

$$u_{ст} = \begin{cases} u_0, & \text{якщо } x < 0, \\ -u_0, & \text{якщо } x > 0, \\ 0, & \text{якщо } x = 0, \end{cases} \quad (3.8)$$

де  $u_0$  – напруга ступені перемикавання.

Імпульсні елементи 6, 13 призначені для амплітудо-імпульсної модуляції сигналу і описуються передаточною функцією

$$W_{ic}(p) = \frac{1 - e^{-p\tau}}{p}. \quad (3.9)$$

Пороговий блок 10 враховує зону нечутливості системи і описується як

$$y = \begin{cases} 0, & \text{якщо } -\Delta \leq u_B \leq \Delta, \\ k(u_B + \Delta), & \text{якщо } u_B < -\Delta, \\ k(u_B - \Delta), & \text{якщо } u_B > \Delta, \end{cases} \quad (3.10)$$

де  $\Delta$  – значення зони нечутливості;

$k$  – тангенс кута нахилу характеристики порогового блоку.

Електрична мережа 8 має активно-реактивний опір (реактивний опір має індуктивну складовою від навантаження і ємнісну від лінії електропередач), тому при перемиканні відгалужень пристрою РПН в ній виникають перехідні процеси. При Г-подібній схемі заміщення мережі, її передаточною функцією є

$$W_{ем}(p) = \frac{1}{LCp^2 + RCp + 1}, \quad (3.11)$$

де  $R, L, C$ , – відповідно активний опір, індуктивність і ємність лінії.

В залежності від співвідношення параметрів мережі  $R, L$  і  $C$  перехідні процеси що виникають в ній мажуть мати як аперіодичний, так і коливальний характер.

Логічний елемент "І" 7 та 14 має передаточну функцію:

$$W_{"І"} = \begin{cases} y > 0, & \text{якщо } \begin{cases} x_1 > 0, \\ x_2 > 0, \\ x_3 > 0, \end{cases} \\ y \leq 0, & \text{якщо } x_1 \leq 0, \\ y \leq 0, & \text{якщо } x_2 \leq 0, \\ y \leq 0, & \text{якщо } x_3 \leq 0, \end{cases} \quad (3.12)$$

де  $x_1, x_2, x_3$  – вхідні сигнали;

$y$  – вихідний сигнал.

Передаточна функція логічного елемента "АБО" 1 та 3 має вигляд:

$$W_{\text{"АБО"}} = \begin{cases} y \leq 0, & \text{якщо } \begin{cases} x_1 \leq 0, \\ x_2 \leq 0, \end{cases} \\ y > 0, & \text{якщо } x_1 > 0, \\ y > 0, & \text{якщо } x_2 > 0, \end{cases} \quad (3.13)$$

Перетворювачі імпульсного сигналу в потенційний 4 і 11 представляють собою інтегратори, передаточні функції яких мають вид

$$W_{\text{п}}(p) = \frac{1}{p}. \quad (3.14)$$

Ланка вимірювання потужності 9 має передаточну функцію

$$W_{\text{пот}}(p) = \frac{k_{\text{тр}}k_{\text{пер}}(T_{\text{тр}}p+1)}{T_{\text{тр}}T_{\text{пер}}p^2+(T_{\text{тр}}+T_{\text{пер}})p+1} \quad (3.15)$$

де  $k_{\text{тр}}, k_{\text{пер}}$  – коефіцієнти передачі трансформаторів та перетворювача;

$T_{\text{тр}}, T_{\text{пер}}$  – постійні часу трансформаторів та перетворювача.

На основі приведених передаточних функцій в пакеті MatLab Simulink була побудована імітаційна модель системи електропостачання з РПН ТПР, на основі якої може бути визначена ефективність регулювання за законом (3.3) та оцінена якість розробленої системи регулювання напруги силового трансформатора. Данна модель представлена на рис. 3.9.

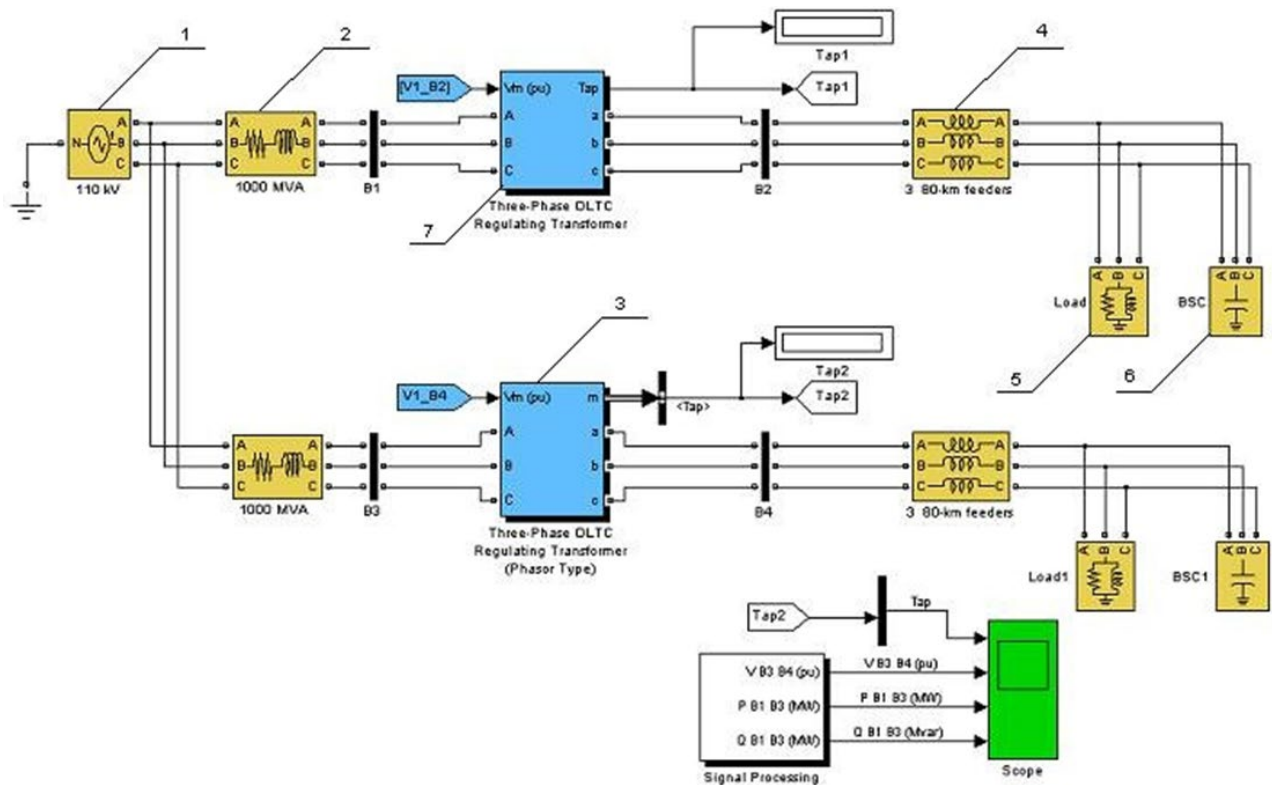


Рисунок 3.9 – Модель системи ТПР з РПН : 1 - джерело живлення із можливістю зміни класу напруги; 2 – система 1000 МВА; 3 – силовий трансформатор марки ТДН-25000/110; 4 – ЛЕП довжиною 80 км; 5 – навантаження з активною потужністю 120 МВт і реактивною потужністю 30 Мвар; 6 – пристрій компенсації реактивної потужності; 7 – пристрій РПН

В результаті проведеного моделювання були отримані діаграми часових залежностей напруги мережі, напруги на навантаженні, реактивної потужності та вольтдобавки, які наведені на рис. 3.10-3.13. На діаграмах:  $U_{мер}$  – напруга мережі, кВ;  $U_{нав}$  – напруга на навантаженні;  $U_{доб}$  – напруга на виході ТПР, кВ;  $Q$  – значення перетоку реактивної потужності на контрольованій ділянці системи електропостачання, квар,  $U_{ВН}$  – результуюча напруга на обмотці ВН силового трансформатора, кВ.

Моделювання виконувалося з рекомендованим методом числення ode45 (Dormand-Prince) [23], що рекомендується для дослідження складних нелінійних динамічних систем. Для коректного моделювання логічних блоків перетворення імпульсного сигналу в потенційний у налаштуваннях пакету MatLab Simulink необхідно вимкнути автоматичне розпізнавання булевих логічних сигналів (Boolean logic signal – off).

Порівнюючи результати моделювання можна зробити висновок, що із застосуванням запропонованої системи регулювання напруги досягається зменшення кількості перемикань механічного пристрою РПН силового трансформатора при одночасному покращенні режиму напруги мережі та її потужності. При цьому середнє значення напруги на навантаженні знаходиться в нормативних межах, що значно покращується живлення споживачів.

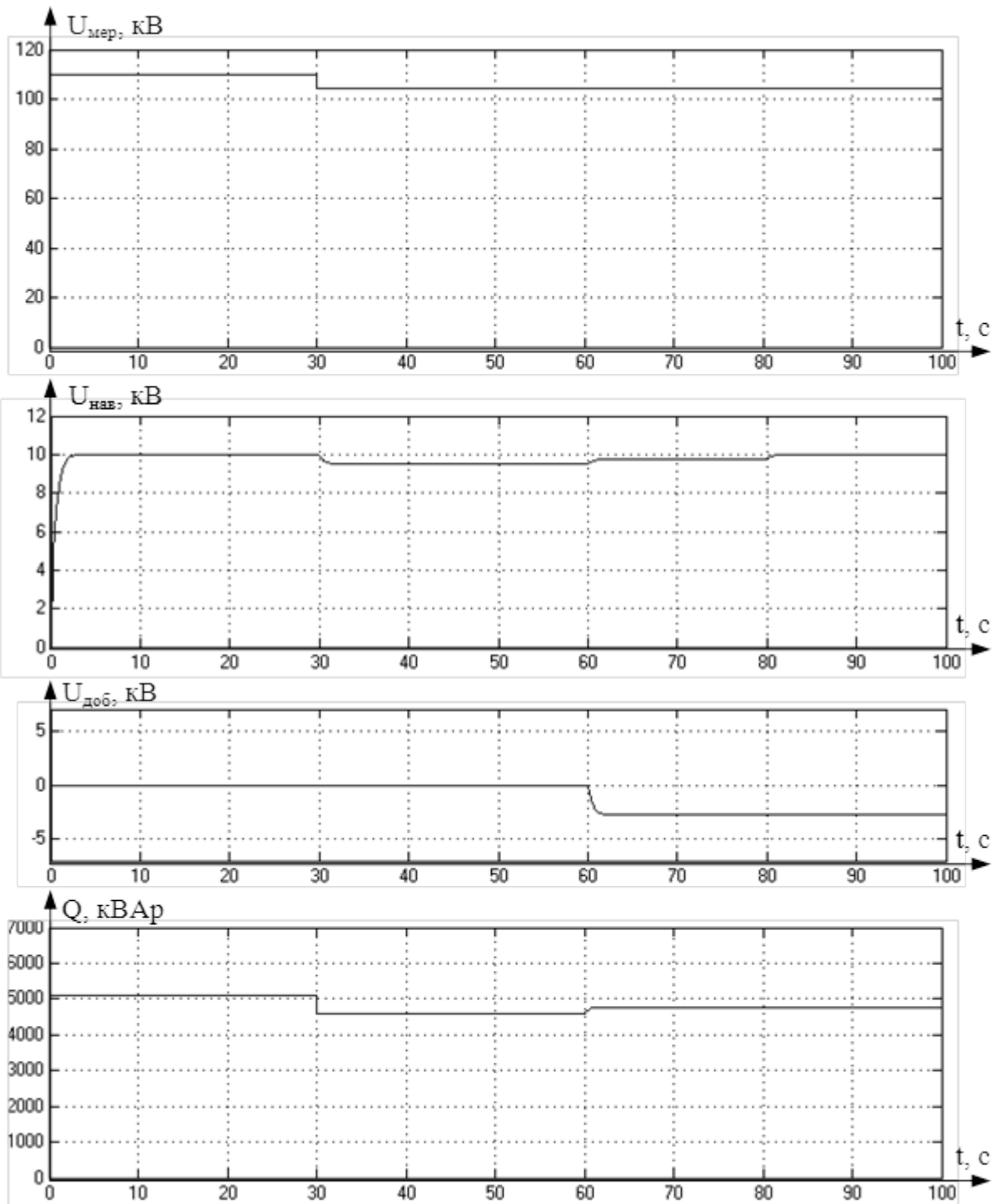




Рисунок 3.10 – Графік роботи системи регулювання при ступінчатій зміні  
напруги мережі від 110 до 102 кВ

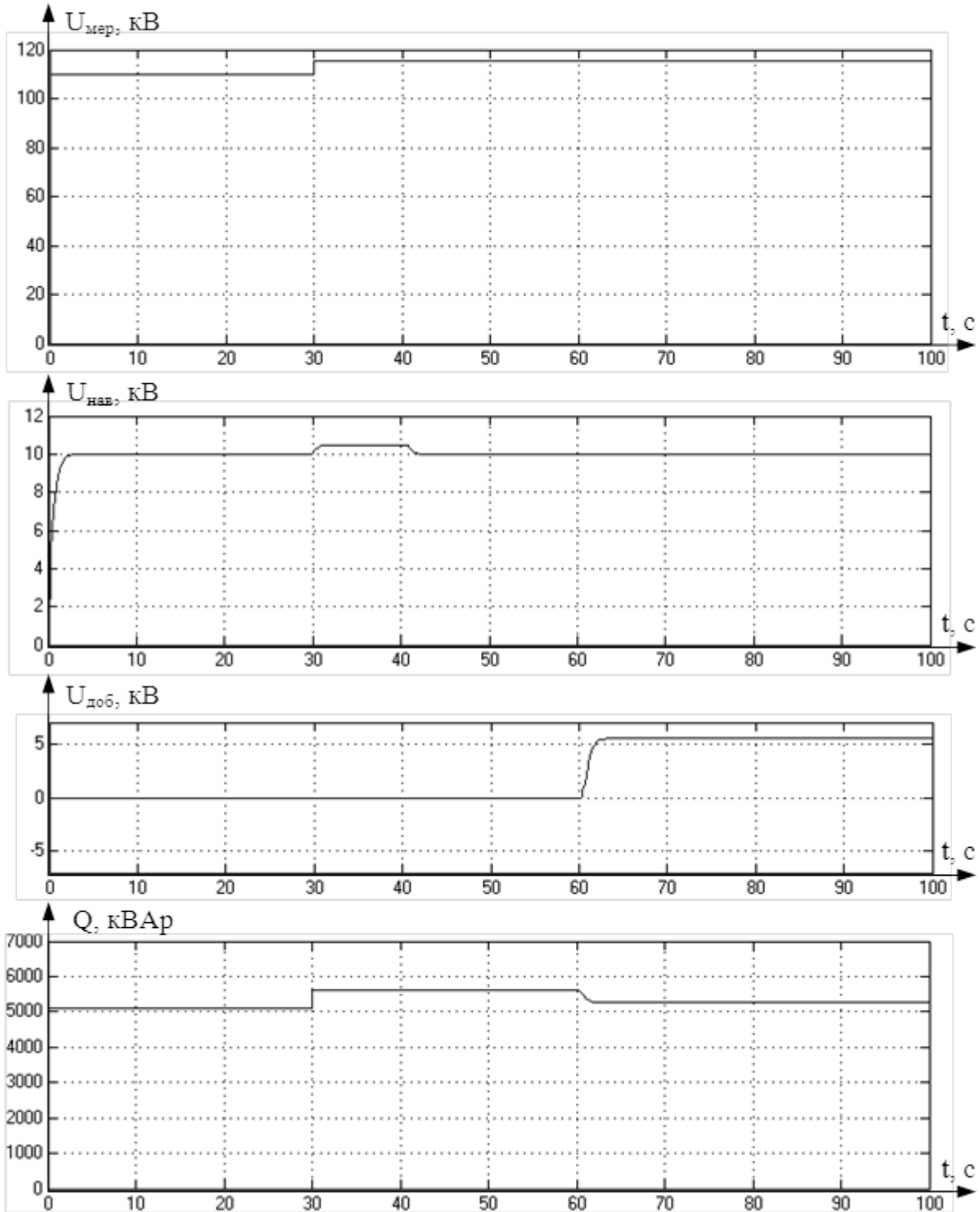


Рисунок 3.11 – Графік роботи системи регулювання при ступінчатій зміні  
напруги мережі від 110 до 114 кВ

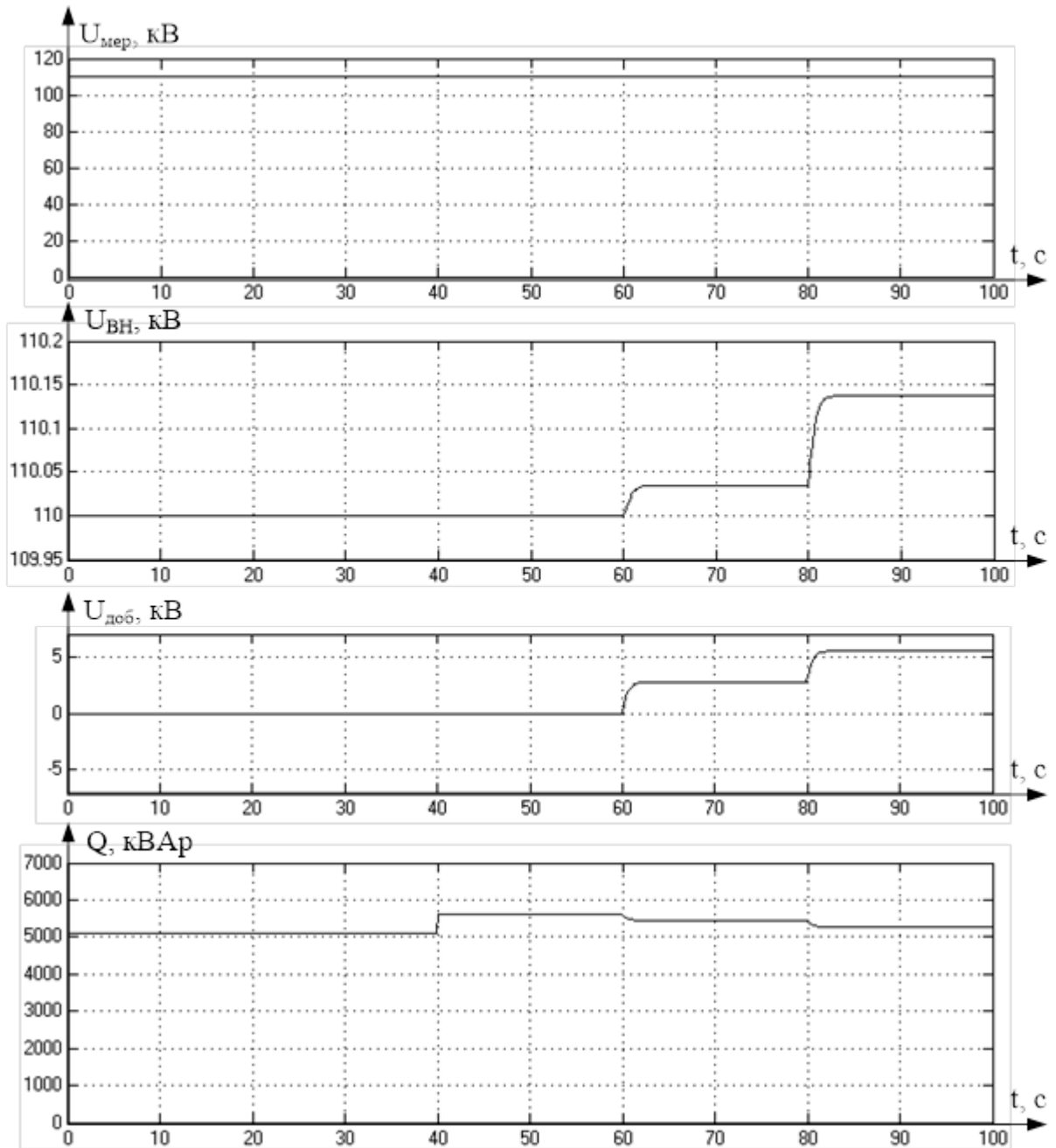


Рисунок 3.12 – Графік роботи системи регулювання при накладі індуктивного навантаження

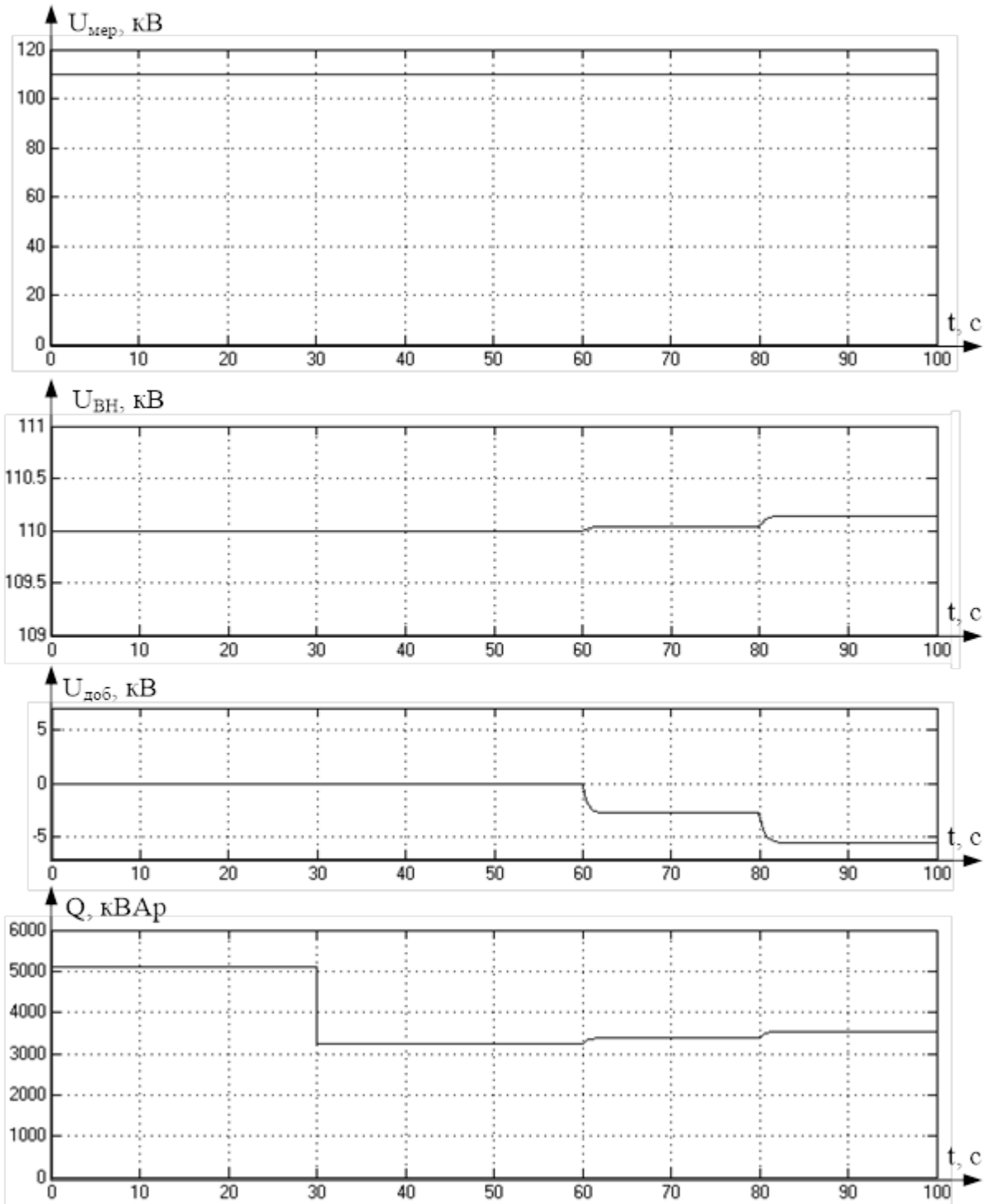


Рисунок 3.13 – Графік роботи системи регулювання при пониженні індуктивного навантаження

## 4 РЕАЛІЗАЦІЯ СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО КЕРУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРАМИ З ПОЗДОВЖНЬО-ПОПЕРЕЧНИМ РЕГУЛЮВАННЯМ НАПРУГИ

### 4.1 Мікропроцесорна реалізація регулятора напруги для трансформатора з поздовжньо-поперечним регулюванням

Сьогодні майже відсутні технологічні процеси де б не використовувалися мікропроцесорної системи управління. Головною складовою будь якої системи автоматичного регулювання є цифрові інтегральні мікросхеми – мікроконтролери, промислові або спеціалізовані комп'ютери, ПЕОМ. данні системи крім технологічної функції – процесу контролю і регулювання, також виконують широкий спектр супутніх сервісних і допоміжних задач: отримання, накопичення, зберігання та аналіз великих баз даних про об'єкт регулювання, передача цієї інформації до інших рівнів системи керування (наприклад АСКОЕ, диспетчеризація, централізація) та ін.

Інколи для більш ефективного регулювання напруги трансформатора виконують контроль положення РПН, його технічний стан, ресурс і т.д., що дозволяє контролювати відпрацювання команд перемикачів і вчасно попереджати вихід з ладу механізму пристрою РПН.

Застосування сучасної цифрової елементної бази дозволяє суттєво зменшити вартість розробки за рахунок малої собівартості мікропроцесорного пристрою у порівнянні із однаковим за функціоналом аналоговим пристроєм, але ефективність і надійність цифрового пристрою буде набагато вище.

Технічна реалізація схеми підключення РПН, що реалізує закон (3.3), до зовнішніх пристроїв представлена на рис. 4.1. Для виконання поставлених задач згідно зі схемою контролер повинен мати 12 дискретних входів, 3 аналогових входи та 4 дискретні виходи, для цього був використаний стандартизований контролер Zelio SR3B261BD, який повністю відповідає поставленим вимогам.

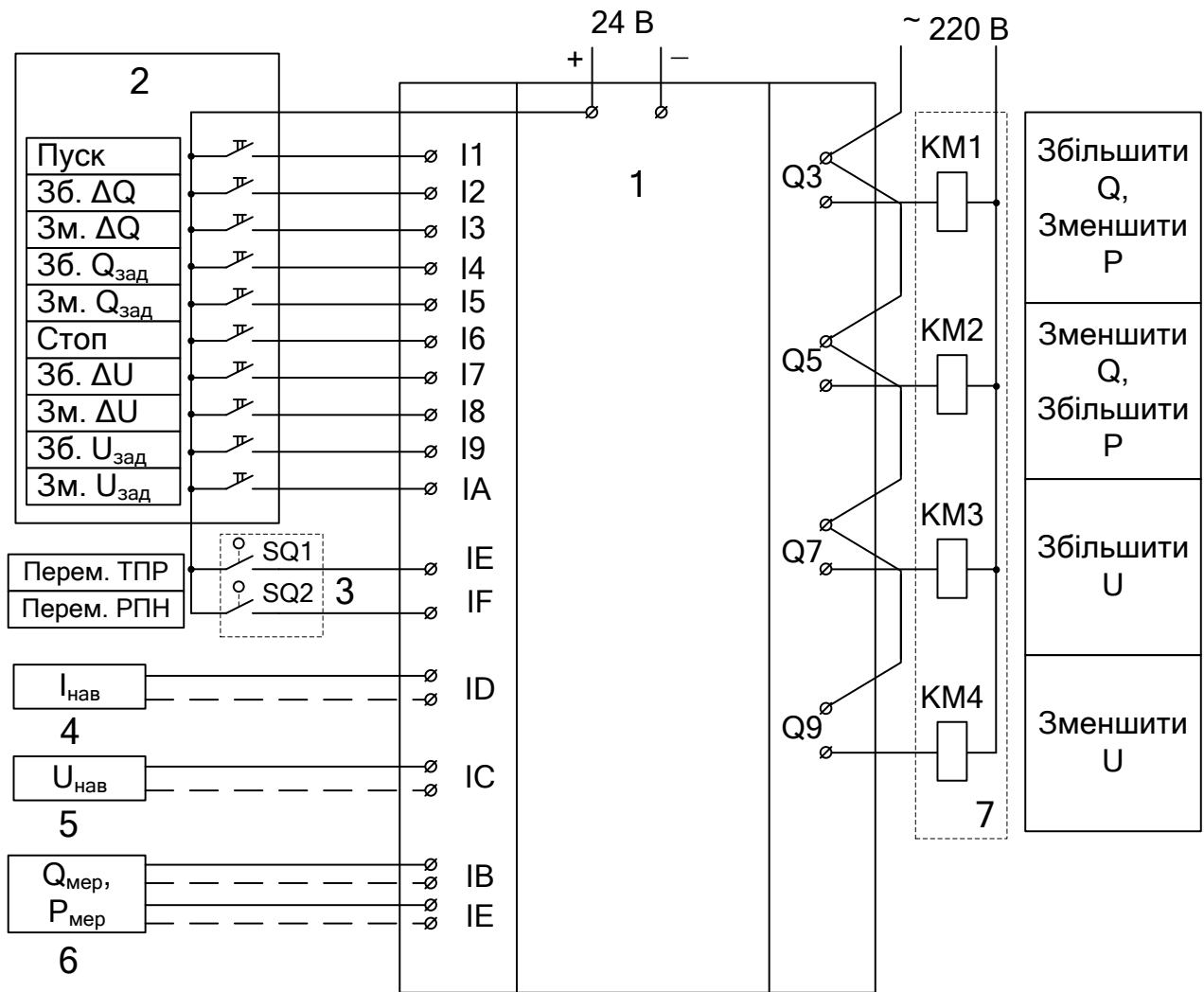


Рисунок 4.1 – Схема підключення мікропроцесорного регулятора з зовнішніми пристроями системи ТРП з РПН (1 – мікроконтролер Zelio SR3B261BD; 2 – блок управління на базі операторської панелі ХВТ РМ027, з якого задаються сигнали збільшення (Зб) / зменшення (Зм) параметра; 3 – датчики перемикання пристроїв РПН трансформаторів; 4 – датчик струму навантаження підстанції з вихідним уніфікованим сигналом 0-10 В; 5 – датчик напруги на споживачах з вихідним уніфікованим сигналом 0-10 В; 6 – датчик потужності на контрольованій ділянці системи електропостачання з вихідним уніфікованим сигналом 4-20 мА; 7 – контактори в схемах управління електроприводами РПН)

4.2 Вибір програмного забезпечення мікропроцесорного регулятора для системи поздовжньо-поперечного регулювання напруги

Функціонування контролера в якості регулятора напруги базується на створеній програмі за допомогою мови діаграм функціональних блоків FBD [23]. Лістинг програми контролеру наведено на рис. 4.2.

Блоками таймерів B63, B64, B65 та B66 в програмі задається затримка вироблення сигналу на проведення перемикавання. В блоках порівняння Compare B05 – B07 та B55 – B58 визначається знак похідної в поточний момент часу на основі порівняння сигналів від входів ID та IB з базовим сигналом 5 В, що формується блоком B06. Інформація про знак похідної на момент створення сигналу перемикавання записується в тригери B70, B84 (по реактивній потужності) та B90, B96 (по напрузі у вузлах споживачів), які скидаються після перемикавання і потрапляння на входи IG та IH контролера дискретних сигналів від датчиків перемикавання електроприводів РПН. За допомогою цього сигналу проводиться також скид таймерів затримки сигналу на перемикавання, що переводить програму у вихідне положення. При цьому програма контролера повертається у вихідне положення незалежно яким пристроєм проведено перемикавання і який канал регулювання спрацював, тому сигнали від датчиків перемикавання поєднуються в логічному блоці «АБО» B50.

Функціональні блоки таймерів B72, B73, B75, B76, логічні елементи «АБО» B77 та НІ B78, а також RS-тригер B103 реалізують генератор тактових імпульсів, який працює в режимі очікування (працюють блоки таймерів B72 та B73) та в режимі перемикавання (блоки таймерів B75 та B76).

Періоди між тактовими імпульсами в режимі перемикавання більші ніж в режимі очікування. Такий час необхідний для завершення циклу перемикавання і залежить від конструкції пристрою РПН.

Архіватори B105, B106 та B110, B111 реалізують диференціатори каналів вимірювання напруги та реактивної потужності.

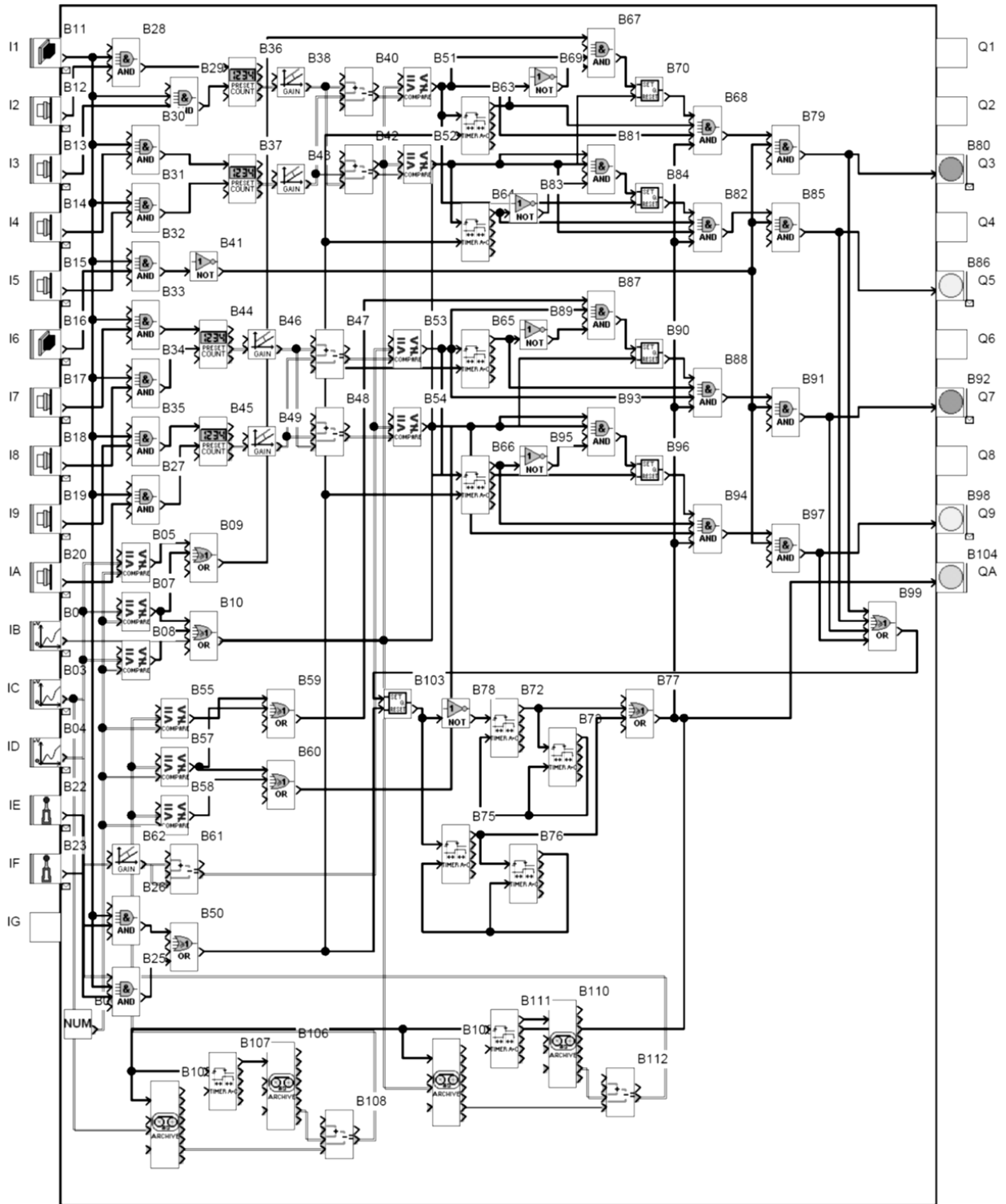


Рисунок 4.2 – Структура програми (FBD) мікропроцесорного регулятора напруги на базі контролера Zelio SR3B261BD [23]

Наприклад робота диференціатора каналу вимірювання напруги наступна. Архіватор B105 з переднім фронтом тактового імпульсу ГТІ записує значення

напруги на навантаженні в момент часу  $t_1$ . Із затримкою часу  $\Delta t$  (по таймеру В107) передній фронт тактового імпульсу поступає і на вхід latching (запис) архіватора В106. В ньому записується значення напруги на навантаженні в момент часу  $t_2 = t_1 + \Delta t$ . Різниця між двома записаними в архіваторах значеннями визначається в суматорі В108, знак якої і відповідає знаку похідної огибаючої напруги на навантаженні. Обчислення знаку похідної огибаючої реактивної потужності аналогічне.

За допомогою лічильників Preset Count В36 та В44 визначається значення зони нечутливості регулятора по реактивній потужності і напрузі на споживачах відповідно, а за допомогою лічильників Preset Count В37 та В45 – задані рівні активної та реактивної потужностей та напруги на навантаженні. В суматорах В40, В42 та В47, В48 встановлюються верхні та нижні межі регульованих параметрів, а за допомогою компараторів Compare В51 – В54 ці значення порівнюються з фактичним перетоком реактивної потужності та напругою на навантаженні, що отримуються відповідно з блоків В01 та В61. Останній функціональний блок є суматором, в якому обчислюється напруга із врахуванням струму навантаження, тому входи суматора В61 підключені до аналогових входів по напрузі В03 і по струму В04.

При виході регульованого параметру за допустимі межі формується керуючий сигнал на відповідне перемикання пристрою РПН. Для надходження його безпосередньо на вихід контролеру потрібно, щоб відхилення параметру поза допустимі межі мало місце навіть через встановлену затримку сигналу в таймерах В63, В64, В65 та В66 і при цьому параметр не мав схильності до повернення в зону нечутливості (похідна регульованого параметру через час затримки дорівнює 0 або має знак, що співпадає з напрямком виходу параметру за допустимі межі). Ця умова перевіряється логічними блоками І В68, В82, В88 та В94. Блокування роботи пристрою відбувається при подачі на вхід І6 дискретного сигналу від операторської панелі (рис. 4.1).

Точність регулювання окрім точності мікропроцесорної системи буде визначатися також точністю вимірювальних трансформаторів і перетворювачів,



що входять в систему керування. Похибки вимірювальних каналів розробленого регулятора можуть бути поділені по джерелам їх виникнення. Кожному із вимірювальних перетворювачів відповідає певний клас точності і, відповідно, певна похибка. Структурна схема каналів вимірювання, згідно якої необхідна подальша оцінка похибок, що є предметом окремого дослідження, зображена на рис. 4.3.

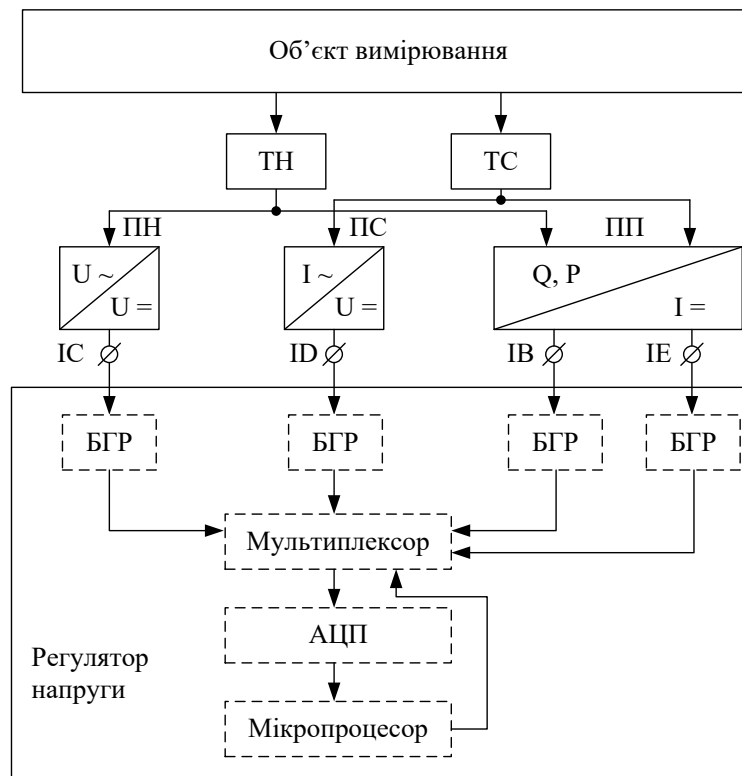


Рисунок 4.3 – Структурна схема вимірювальних каналів регулятора в системі ТПР з РПН

На схемі рис. 4.3 позначено ТН – вимірювальний трансформатор напруги; ТС – вимірювальний трансформатор струму; ПН – вимірювальний перетворювач напруги; ПС – вимірювальний перетворювач струму; ПП – вимірювальний перетворювач потужності; БГР – блоки гальванічної розв'язки контролера; ІВ, ІС, ІД – аналогові входи контролера.

## ВИСНОВКИ

1. Основним завданням регулювання напруги є безумовне забезпечення допустимих рівнів напруг у всіх точках ЕЕС, якісних показників електроенергії та зниження втрат активної потужності в мережі, щоб електричні приймачі мали найкращі технічні та економічні характеристики.

2. Сучасні потужні трансформатори повинні облаштовуватись пристроями перемикачів відгалужень їх обмоток під навантаженням (РПН) і повинні обладнуватися автоматичними регуляторами коефіцієнта трансформації для підтримання необхідного рівня напруги на клеммах споживачів електроенергії.

3. В дипломній роботі досліджено два закони регулювання напруги, розроблена модель ділянки електричної мережі, виконане моделювання силового трансформатора з пристроєм РПН та проаналізовані осцилограми для двох законів регулювання.

4. Встановлено, що за допомогою часової затримки сигналу, можна зменшити кількість перемикачів пристрою РПН, при цьому зберігаючи параметри мережі в допустимих межах, та збільшуючи термін експлуатації пристрою РПН.

5. Запропоновано технологічну базу для реалізації автоматичної системи керування режимом напруги в електричній мережі ґрунтовану на сучасних цифрових технологіях.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії [текст]: Монографія / О.С. Яндульський, Г.О. Труніна, А.Б.Нестерко - К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021.- 191 с.
2. Правила улаштування електроустановок: 2017. – Офіц. вид. Міненерговугілля України. 2017. – 617 с.
3. Автоматичне регулювання в електричних системах: підручник / О. С. Яндульський, І. П. Заболотний, В. П. Кобазєв ; Держ. вищ. навч. закл.: Нац. техн. ун-т України "КПІ", Донец. нац. техн. ун-т. - Донецьк : Ноулідж, Донец. від-ня, 2010. - 190 с.
4. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи. – Львів: Львівська політехніка, 2009. – 492с.
5. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. для вузів / Г.Г. Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен. – 2-е вид., доправ. та доп. – Дніпро : Нац. гірн. ун-т, 2018. – 597 с.
6. Сегеда М.С. Математичне моделювання в електроенергетиці: навч. посіб./ М.С. Сегеда. –Львів: вид-во НУ «Львівська політехніка»,2002.–300 с.
7. Технічні дані по регулятору напруги VC 100-BU [електронне посилання]  
[file:///C:/Users/admin/Downloads/13401110rus\\_Spannungsregler\\_VC\\_100-BU.pdf](file:///C:/Users/admin/Downloads/13401110rus_Spannungsregler_VC_100-BU.pdf)
8. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією/В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолук: Національний Техн. Університет України «КПІ ім.. І. Сікорського», 163 с.
9. Основи безпечної експлуатації електроустановок: підручник / С. В. Панченко, О. І. Акімов, М. М. Бабаєв та ін. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – 149 с.
10. Електропостачання промислових підприємств: підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
11. Маліновський А.А. Основи електроенергетики та

електропостачання: Підручник [Текст] / А.А. Маліновський, Б.К. Хохулін. — 2-ге вид., перероб. та доп. вид. — Львів : Видавництво Національного університету Львівська політехніка, 2009. — 436 с.

12. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах [монографія] / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик. — Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004. — 188 с.

13. Электрические системы и сети / [Буслова Н. В., Винославский В. Н., Денисенко Г. И. и др.]; под. ред. Г. И. Денисенко. — К.: Вища шк., головное изд-во, 1986. — 584 с.

14. Грабко В. В. Моделі і засоби регулювання напруги за допомогою трансформаторів з пристроями РПН [монографія] / В. В. Грабко. — Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2005. — 109 с.

15. Ефективне керування режимами систем забезпечення споживачів електричною енергією [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 4,32 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 163 с.

16. Зорін В.В., Тисленко В.В. Системи електропостачання загального призначення. Чернігів : вид-во Чернігівського державного технологічного університету, 2005. 341 с.

17. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. Київ : Мінекономрозвитку України, 2014. 32 с.

18. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ : Мінрегіонбуд України, 2015. 45 с.

19. Лежнюк П.Д., Ковальчук О.А., Нікіторович О.В., Кулик В.В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія.

Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2014. 205 с.

20. Кириленко О.В., Сегеда М.С., Буткевич О.Ф., Мазур Т.А. Математичне моделювання в електроенергетиці: підручник. Львів: Національний університет «Львівська політехніка», 2010. 608 с.

21. Зорін В.В., Штогрин Є.А., Буйний Р.О. Електричні мережі та системи: навч. посіб. Ніжин: ТОВ «Видавництво «Аспект-Поліграф», 2011. 248 с.

22. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі та системи. Київ: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.

23. Система автоматичного керування трансформаторами з поздовжньо-поперечним регулюванням напруги під навантаженням : монографія / В. В. Грабко, С. М. Левицький. — Вінниця : ВНТУ, 2010. — 120 с.