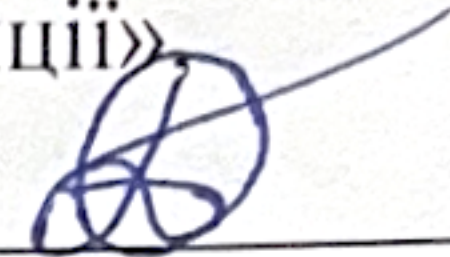


Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

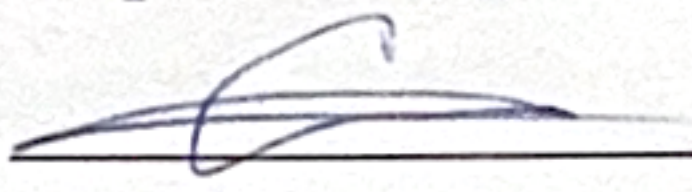
Бакалаврська кваліфікаційна робота на тему:

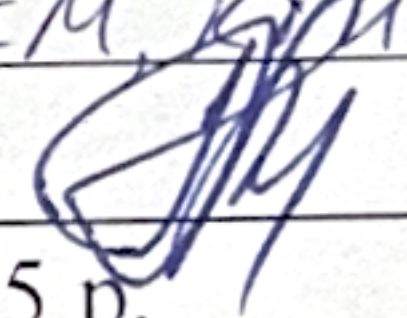
**АНАЛІЗ І ВДОСКОНАЛЕННЯ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ
НАПРУГИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ МЕРЕЖАХ**

Виконав: студент 4 курсу групи ЕС-216
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електричні станції»

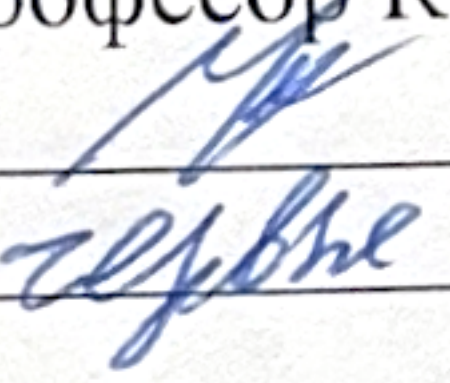
Добронецький О. В. 

Керівник: к.т.н., доц. Собчук Н. В.


« 04 » 06 2025 р.

Рецензент: доц. каф. ЕСЕМ, к.т.н.
Бабенко О. В. 
« 09 » 06 2025 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.


« 06 » 07 2025 р.

Вінниця ВНТУ 2025 рік

Вінницький національний технічний університет
 Факультет електроенергетики та електромеханіки
 Кафедра електричних станцій та систем
 Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
 Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
 Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
 Освітньо-професійна програма – Електричні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

«10» квітня 20__ р.

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Добронецькому Олександру Володимировичу
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. «Аналіз і вдосконалення пристроїв для регулювання напруги в електроенергетичних мережах»

Керівник роботи к.т.н., доц., доцента каф. ЕСС Собчук Н. В.
 затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 80

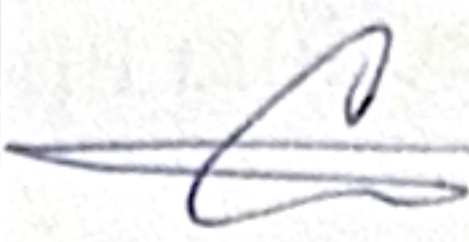
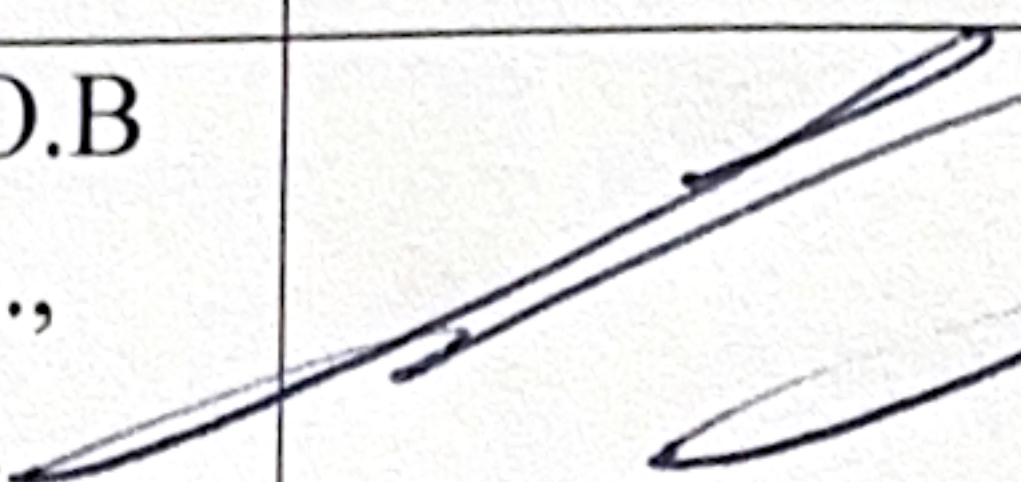
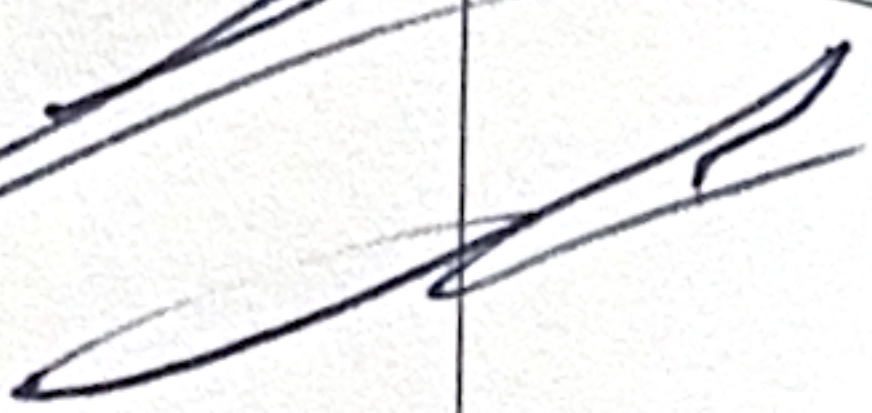
2. Термін подання студентом роботи 03 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи:
1. Яндутьський О. С., Труніна Г. О., Нестерко А. Б., Настенко Д. В. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 184 с
2. Жаркін А., Новський В., Попов В., Ярмолук О. Підвищення ефективності керування режимами розподільних мереж за умов застосування розосереджених джерел генерації та засобів акумулювання електроенергії // Технічна електродинаміка. – 2021. – № 3. – С. 37.
3. Балюта С. М., Куєвда Ю. В., Копилова Л. О., Йовбак В. Д., Зінкевич П. О., Кондрашевський М. С. Автоматизована система регулювання напруги в електричній мережі з відновлювальними джерелами енергії // Сучасні методи, інформаційне, програмне та технічне забезпечення систем керування організаційно-технічними та технологічними комплексами: IX Міжнародна науково-технічна Internet-конференція, 25 листопада 2022 р. – Київ: НУХТ, 2022. – С. 14.
4. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: $P_1 = 10$, $P_2 = 11$, $P_3 = 9$, $P_4 = 13$, $P_5 = 3$, $\cos\varphi_1 = 0,9$, $\cos\varphi_2 = 0,92$, $\cos\varphi_3 = 0,96$, $\cos\varphi_4 = 0,92$, $\cos\varphi_5 = 0,9$

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Засоби регулювання напруги. 2. Методи регулювання напруги. 3. Регулювання напруги на електричних станціях. 4. Регулювання напруги на районній підстанції. Порівняння методів регулювання напруги. 5. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Принципові, структурні схеми і статичні характеристики пристроїв регулювання напруги. 2. Графіки навантаження і схеми заміщення. 3. Епюри напруг. 4. Схеми обмоток трансформаторів; векторні діаграми; схеми увімкнення пристроїв регулювання.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконав прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Собчук Н.В. к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	 20.03.25	 02.06.25
Охорона праці	Кобилянський О.В. д. пед. н., проф., завідувач каф.		

Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітки
		початок	кінець	
1	Формування та затвердження теми БКР	20.03.2025	21.03.2025	вик
2	Вступ. Огляд літературних джерел	22.03.2025	24.03.2025	вик
4	Аналіз і вдосконалення пристроїв регулювання напруги	01.04.2025	06.04.2025	вик
5	Методики розрахунку параметрів ЗП	19.04.2025	25.04.2025	вик
6	Виконання розділу охорона праці	26.04.2025	30.04.2025	вик
7	Формування висновків по роботі	01.05.2025	09.05.2025	вик
8	Оформлення пояснювальної записки	15.05.2025	20.05.2025	вик
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	21.05.2025	30.05.2025	вик
10	Перевірка БКР на плагіат. Попередній захист БКР	02.06.2025	05.06.2025	вик
11	Рецензування БКР	07.06.2025	09.06.2025	вик
	Захист БКР	10.06.2025	12.06.2025	вик

Студент

(підпис)

Добронецький О. В.

Керівник роботи

(підпис)

Собчук Н. В.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 АНАЛІЗ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	9
1.1 Застосування синхронних генераторів у процесі регулювання напруги.....	9
1.2 Застосування синхронних компенсаторів для регулювання напруги.....	14
1.3 Застосування конденсаторних батарей для регулювання напруги.....	15
1.4 Застосування реакторів для регулювання напруги.....	21
1.5 Застосування трансформаторів з РПН для регулювання напруги	23
2 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ	27
2.1 Зустрічне регулювання напруги	30
2.2 Регулювання напруги на електростанціях	33
2.3 Регулювання напруги на районній підстанції	35
2.4 Регулювання напруги шляхом зміни опору мережі	42
2.5 Порівняльна характеристика методів регулювання напруги	43
3 ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА РАХУНОК ОПТИМІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	46
3.1 Аналіз усталеного режиму і формування розрахункової моделі електричної мережі	46
3.2 Дослідження пристроїв компенсації реактивної потужності при встановленні в електричних мережах	52
3.3 Дослідження використання регулювальних пристроїв силових трансформаторів для підвищення ефективності експлуатації електричних мереж	58
4 Охорона праці.....	62
4.1. Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	62
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	68
4.3. Пожежна безпека.....	72

ВИСНОВКИ.....	76
ЛІТЕРАТУРА	77
ДОДАТКИ	
ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної роботи	

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Добroneцький Олександр Володимирович «Аналіз і вдосконалення пристроїв для регулювання напруги в електроенергетичних мережах». Бакалаврська кваліфікаційна робота. – Вінниця: ВНТУ. – 2025. – 78 с. Бібліогр.: 19. Рис. : 12. Табл. : 8.

У бакалаврській кваліфікаційній роботі розглянуто актуальну проблему забезпечення стабільності напруги в електроенергетичних мережах. Проведено аналіз існуючих пристроїв для регулювання напруги, таких як автотрансформатори з РПН, тиристорні регулятори, статичні компенсатори реактивної потужності та інші. Визначено їхні технічні характеристики, переваги, недоліки та умови ефективного застосування в мережах різного рівня напруги.

На основі проведеного аналізу запропоновано шляхи вдосконалення роботи регулювальних пристроїв з урахуванням сучасних вимог до енергетичних систем, зокрема в умовах зростання частки відновлюваних джерел енергії та необхідності підвищення енергоефективності. Розглянуто технічні рішення, що дозволяють підвищити точність регулювання, зменшити втрати електроенергії та покращити динамічні характеристики системи.

Результати роботи можуть бути використані при модернізації існуючих електричних мереж, а також під час проектування нових систем регулювання напруги з підвищеною надійністю та адаптивністю до змінних умов експлуатації.

Ключові слова: електроенергетична мережа, регулювання напруги, пристрої регулювання, автотрансформатор з РПН, статичний компенсатор, енергоефективність, надійність, модернізація, реактивна потужність, стабілізація напруги.

ABSTRACT

Dobronetskyi Oleksandr Volodymyrovych “Analysis and Improvement of Voltage Regulation Devices in Power Networks.” Bachelor’s Qualification Thesis. – Vinnytsia: VNTU. – 2025. – 78 p. Bibliography: 19 titles. Figures: 12. Tables: 8.

This bachelor’s qualification thesis addresses the current issue of ensuring voltage stability in power networks. The study analyzes existing voltage regulation devices, such as on-load tap changers (OLTC) of autotransformers, thyristor regulators, static reactive power compensators, and others. Their technical characteristics, advantages, disadvantages, and conditions for effective application in networks of various voltage levels are defined.

Based on the conducted analysis, the thesis proposes ways to improve the performance of voltage regulation devices, taking into account modern requirements for power systems, particularly under conditions of increasing integration of renewable energy sources and the need to enhance energy efficiency. Technical solutions aimed at increasing regulation accuracy, reducing power losses, and improving the system's dynamic performance are considered.

The results of the thesis can be applied in the modernization of existing electrical networks, as well as in the design of new voltage regulation systems with increased reliability and adaptability to changing operational conditions.

Keywords: power network, voltage regulation, regulation devices, OLTC autotransformer, static compensator, energy efficiency, reliability, modernization, reactive power, voltage stabilization.

ВСТУП

Актуальність теми Стабільність напруги є одним із ключових параметрів, що визначають якість електроенергії в електроенергетичних мережах. Зростання електроспоживання, поява нових типів навантажень, активне впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та розвиток розподіленої генерації суттєво ускладнюють завдання підтримання напруги в допустимих межах. У цих умовах підвищуються вимоги до ефективності та гнучкості пристроїв регулювання напруги.

Багато регулювальних пристроїв, що використовуються сьогодні, морально та технічно застаріли, мають обмежені можливості адаптації до динамічних режимів роботи мережі та не здатні повною мірою забезпечити необхідний рівень енергоефективності. Це створює передумови для підвищених втрат електроенергії, зниження надійності електропостачання та порушення умов роботи споживачів.

У контексті модернізації електроенергетичної галузі України, інтеграції з європейською енергосистемою ENTSO-E, а також необхідності зниження технічних втрат, особливої актуальності набуває вдосконалення існуючих та впровадження нових пристроїв регулювання напруги. Аналіз сучасного стану та перспектив розвитку цих пристроїв є важливою науково-практичною задачею, яка сприяє підвищенню ефективності функціонування електричних мереж.

Саме тому обрана тема бакалаврської кваліфікаційної роботи є актуальною, оскільки спрямована на підвищення якості електропостачання та надійності електроенергетичних систем шляхом аналізу й вдосконалення пристроїв для регулювання напруги.

Мета дослідження полягає в аналізі сучасних пристроїв для регулювання напруги в електроенергетичних мережах, визначенні їхніх недоліків та розробці технічних рішень для вдосконалення їх роботи з метою підвищення стабільності напруги, енергоефективності та надійності електропостачання.

Основні задачі дослідження:

1. Провести огляд і класифікацію існуючих пристроїв для регулювання напруги в електроенергетичних мережах.
2. Проаналізувати принципи роботи, технічні характеристики, переваги та недоліки найбільш поширених типів регуляторів напруги (автотрансформаторів з РПН, тиристорних регуляторів, статичних компенсаторів тощо).
3. Визначити основні проблеми, що виникають при експлуатації цих пристроїв у сучасних умовах (високі навантаження, нестабільність напруги, інтеграція ВДЕ).
4. Запропонувати шляхи вдосконалення регулювальних пристроїв з урахуванням вимог до підвищення енергоефективності, адаптивності та надійності системи.
5. Розробити рекомендації щодо вибору та впровадження вдосконалених пристроїв регулювання напруги для різних типів електричних мереж.
6. Оцінити потенційний економічний та технічний ефект від модернізації регулювальних пристроїв у межах електроенергетичної системи.

1 АНАЛІЗ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

1.1 Застосування синхронних генераторів у процесі регулювання напруги

Одним з основних засобів керування рівнем напруги в електроенергетичних системах є спеціалізовані технічні пристрої. Синхронні генератори відіграють ключову роль як джерело генерації як активної, так і реактивної потужності в енергосистемі. Вони є головними елементами керування напругою на електростанціях. Напруга на виводах генератора $U_{гU_г}$ може змінюватися в певних межах, визначених технічними характеристиками обладнання.

Підтримання стабільного рівня напруги здійснюється за допомогою автоматичного регулятора збудження, що контролює генераторну реактивну потужність $Q_{гQ_г}$ в установлених межах. Завдяки цьому напруга на затискачах генератора утримується на заданому рівні. Варто зазначити, що при зменшенні величини активної потужності не спостерігається значного зростання реактивної складової.

Регульовальні пристрої впливають на режимні параметри електромережі, зокрема на значення напруги та реактивної потужності. У практиці експлуатації Об'єднаної енергосистеми застосовуються лінійні регулятори, які забезпечують можливість змінювати параметри окремих гілок електричної схеми. До таких пристроїв належать трансформатори понижуючих підстанцій споживачів, автотрансформатори, з'єднувальні трансформатори для мереж із різними рівнями напруги, а також вольтододавальні трансформатори, які часто працюють у парі з автотрансформаторами.

На рисунку 1.1 показано принцип дії трансформатора, який виконує функції регулювання. Живлення навантаження з потужністю $S_{нS_н}$ здійснюється від шин підстанції через зовнішню мережу з імпедансом $Z_{еZ_е}$ і регульовальний трансформатор.

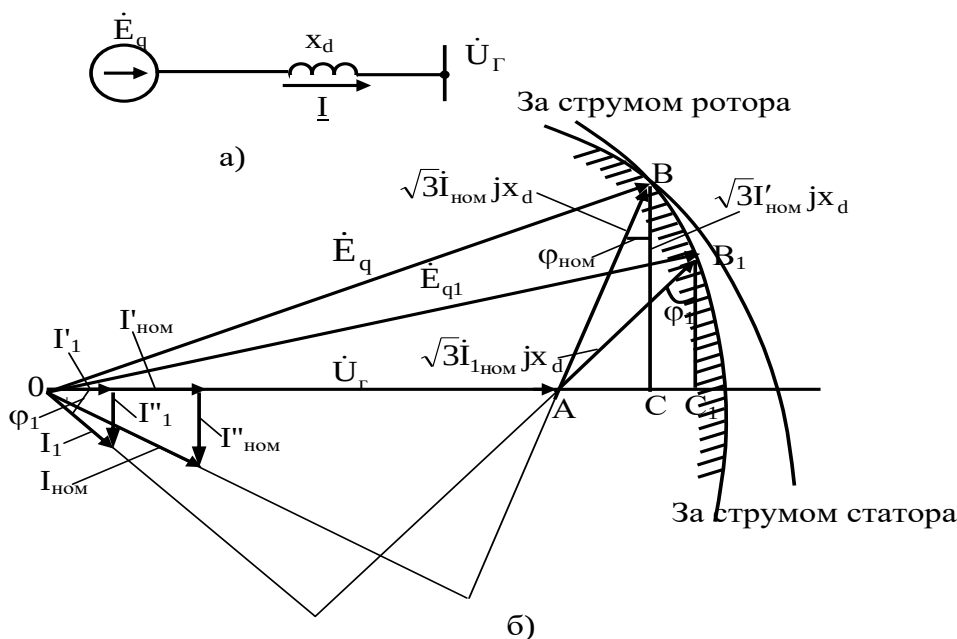


Рисунок 1.1 – Обмеження реактивної потужності генератора

а – заступна схема; б – векторна діаграма для $Q_{\Gamma} > Q_{\text{НОМ}}$

На векторній діаграмі з центру в точці О нанесена дуга з радіусом $E_q E_{q1}$, яка відображає допустимі межі струму збудження або ЕРС $E_q E_{q1}$, що не перевищують температурні обмеження нагріву ротора. З метою наочного порівняння режимних параметрів, які обмежуються умовами теплового навантаження як статора, так і ротора, з точки А побудовано коло з радіусом , причому відрізок ОА дорівнює напрузі на затискачах генератора $U_{\Gamma} U_{\Gamma}$.

У векторному трикутнику ABC

$$CA \sim I'_{\text{НОМ}} \sim Q_2, \quad BC \sim I'_{\text{НОМ}} \sim P_2,$$

$$Q_2 = \sqrt{3} I_{\text{НОМ}} x_d \sin \varphi_{\text{НОМ}}, \quad (1.2)$$

$$P_2 = \sqrt{3} I_{\text{НОМ}} x_d \cos \varphi_{\text{НОМ}}, \quad (1.3)$$

$$\text{де } I_{\text{НОМ}} = AB / \sqrt{3} x_d.$$

Розглянемо режим роботи генератора за умови, що кут зсуву фаз $\varphi_1 > \varphi_{\text{НОМ}}$, тобто коли $\cos \varphi_1 < \cos \varphi_{\text{НОМ}}$. У такому випадку допустимий режим генератора відповідає значенню $E_{q1} = E_{q\text{НОМ}}$ (наприклад, вектор OB_1). При цьому реактивна складова струму статора зростає порівняно з номінальним

режимом. Відповідно, генератор здатний забезпечити більший обсяг реактивної потужності.

$$Q_1 = \sqrt{3}U_{\text{ном}} I_1'' > Q_{\text{ном}}. \quad (1.4)$$

Втім, збільшення реактивної потужності понад $Q_{\text{ном}}$ буде незначним, оскільки обмежується допустимим значенням струму збудження ротора.

Як видно з рисунка 1.1, при $\phi_1 > \phi_{\text{ном}}$ активна складова струму статора зменшується порівняно з номінальним режимом. Це пояснюється тим, що відрізок $B_1C_1B_{1C_1}$ коротший за $BCBC$, тобто активна складова струму менша. Таким чином, генератор у цьому режимі здатен забезпечити меншу активну потужність.

$$P_1 = \sqrt{3}U_{\text{ном}} I_1' < P_{\text{ном}}. \quad (1.5)$$

Режим роботи генераторів за умов, коли $\phi_1 > \phi_{\text{ном}}$ або $\cos[f_0]\phi_1 < \cos[f_0]\phi_{\text{ном}}$, відповідає ситуації, коли активна потужність перевищує номінальну, а реактивна – навпаки, є меншою за неї.

Підвищене значення активної потужності супроводжується додатковим навантаженням на турбіну, що не завжди є прийнятним через можливість її перевантаження.

Сценарій, при якому зниження активного навантаження дозволяє збільшити виробництво реактивної потужності, є доцільним лише в умовах профіциту активної енергії, тобто в періоди мінімального споживання. У такому разі частина генераторів, які працюють на активне навантаження, може бути переведена в режим роботи з нижчим коефіцієнтом потужності.

Наявність резерву реактивної потужності, а також здатність генераторів працювати з перевантаженням за реактивною складовою, має важливе значення під час аварійного зниження напруги в мережі. Автоматичні регулятори збудження (АРЗ), якими оснащені всі генератори, у разі зниження напруги на затискачах, автоматично підвищують струм збудження, збільшуючи таким чином генерацію реактивної потужності. Але для цього потрібно, щоб у нормальному режимі був наявний запас по струму ротора (при $\phi_1 > \phi_{\text{ном}}$) та по струму статора (при $\phi_1 < \phi_{\text{ном}}$).

З проведеного аналізу випливає, що можливість генератора збільшити генерацію реактивної потужності тісно пов'язана з обмеженням по активній потужності. У періоди пікового навантаження зменшення P_g задля збільшення Q_g є економічно неефективним. Більш доцільним є застосування компенсувальних пристроїв для підтримки реактивної потужності без зниження активної генерації.

Синхронні генератори залишаються ключовим джерелом реактивної потужності і, відповідно, відіграють важливу роль у процесі регулювання напруги. Ефективність їх роботи в цій ролі залежить від типу генератора (гідро- або турбогенератор), умов охолодження, конструкції системи збудження та характеристик АРЗ. Основним регульованим параметром генератора є напруга на його виводах, яка для більшості установок може варіюватися в заданих межах. Водночас, підтримання цієї напруги можливе лише за умови, що рівень реактивної потужності залишається у межах допустимих значень.

Для турбогенераторів, з огляду на особливості їх конструкції, допустимий діапазон регулювання реактивної потужності визначається коефіцієнтом потужності генератора, що ілюструється на діаграмі (рис. 1.2). Гідрогенератори, на відміну від них, зазвичай мають постійну повну потужність незалежно від значення коефіцієнта потужності й часто проектується для роботи в режимі синхронного компенсатора, коли $S = Q_S = Q$.

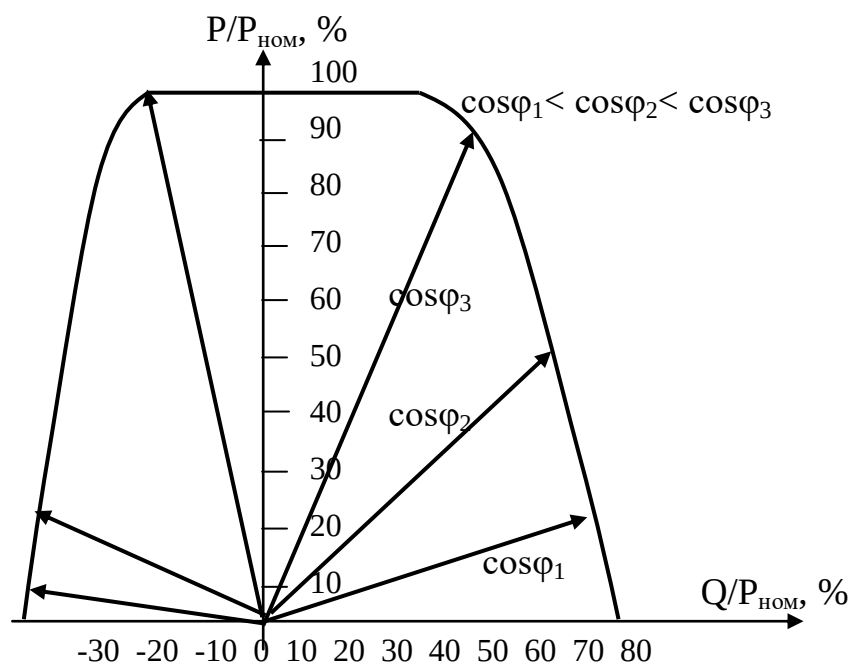


Рисунок 1.2 – Діаграма обмежень видачі і споживання реактивної потужності для турбогенератора

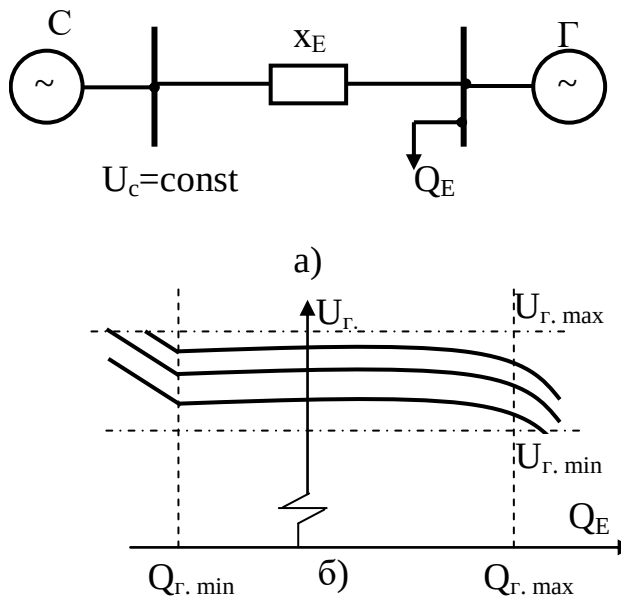


Рисунок 1.3 – Схема простого зв'язку електростанції з системою С (а) і статичні характеристики генератора Г (б)

Як показано на рисунку 1.2, турбогенератор здатен не лише виробляти, але й споживати реактивну потужність. Така функція необхідна для регулювання

напруги на його виводах, тобто на шинах генераторної напруги. Можливості генератора в цьому аспекті демонструються його статичною характеристикою (рис. 1.3) і реалізуються за допомогою автоматичного регулятора збудження (АРЗ), який змінює струм збудження. Зі збільшенням струму збудження відбувається зростання реактивної потужності, яка варіюється в межах допустимого діапазону — від мінімального до максимального значення.

Коли струм збудження зменшується, відповідно зменшується й реактивна потужність, що призводить до підвищення напруги на шинах генератора. Навпаки, збільшення реактивної потужності до максимального значення викликає зниження напруги. У межах певного діапазону зміни реактивної потужності напруга регулюється автоматично, а її величина підтримується з певним ступенем статизму, що характеризується нахилом статичної характеристики АРЗ. Такий спосіб регулювання напруги можливий у межах встановленого регулювального діапазону.

1.2 Застосування синхронних компенсаторів для регулювання напруги

Синхронні компенсатори (СК) використовуються для стабілізації напруги в точці їх підключення в межах $\pm 5\%$ від номінального значення. Крім цього, вони можуть як генерувати, так і споживати реактивну потужність, чим впливають на режим роботи електроенергетичної системи (ЕЕС). Їх встановлюють у вузлових точках мережі, де навантаження має значні коливання, що спричиняє зміну балансу реактивної потужності. Зазвичай це підстанції класу напруги 330–750 кВ, де СК підключають до шин нижчої напруги (10–20 кВ).

СК є синхронною машиною, яка працює без передачі активної потужності, тобто в режимі холостого ходу. Якщо СК увімкнений у систему без подачі збудження, він споживає реактивну потужність, працюючи в індуктивному режимі. Обсяг споживаної реактивної потужності в такому режимі можна приблизно оцінити за

$$Q_{\text{СК}} = \frac{U^2}{X_d}, \quad (1.6)$$

де x_{dx_d} — це синхронний реактивний опір синхронного компенсатора. Після подачі збудження та поступового підвищення струму в обмотці збудження СК переходить у режим генерації реактивної потужності, тобто працює в ємнісному режимі.

Найменша допустима за тривалим режимом величина споживаної реактивної потужності СК зазвичай становить не менше 50 % від номінального значення. Подальше зменшення реактивного навантаження призводить до зниження ЕРС синхронної машини, що, у свою чергу, зменшує запас її стійкості. Саме цим фактором і обумовлюється межа мінімального рівня споживання реактивної потужності.

У режимі генерації реактивної потужності СК допускається короткочасне перевантаження за рахунок форсованого підвищення збуджувального струму. Подібно до синхронних генераторів, робочі характеристики СК залежать від типу та властивостей регулятора збудження. Основна перевага синхронного компенсатора полягає у його здатності підвищувати вироблення реактивної потужності навіть при падінні напруги на шинах підключення. Основними параметрами регулювання є напруга та реактивна потужність, які повинні залишатися в межах встановлених допусків. Статична характеристика СК має подібну форму до тієї, що зображена на рисунку 3.3 для генераторів.

1.3 Застосування конденсаторних батарей для регулювання напруги

Конденсаторні батареї (КБ) є простими в реалізації та надійними статичними пристроями для регулювання напруги. Вони формуються з окремих конденсаторів, що випускаються на різні номінали потужності та напруги.

Конденсатор — це електричний елемент, що складається з двох провідників, між якими розміщено діелектрик. При подачі напруги на його обкладки конденсатор здатен накопичувати електричний заряд (заряджатися) і

передавати його в електричне коло (розряджатися). Між обкладками створюється електричне поле, інтенсивність якого залежить від прикладеної напруги та ємності пристрою. Значення заряду конденсатора тим більше, чим вища прикладена напруга та ємність самого елемента.

Ємність визначається площею провідних поверхонь, які формують конденсатор, і відстанню між ними — чим більша площа та менша відстань, тим вища ємність. Вимірюється вона в мікрофарадах (мкФ) і становить

$$C = \frac{\varepsilon S \cdot 10^{-6}}{d}, \quad (1.7)$$

де SS — площа обкладок (електродів) конденсатора, м^2 ; dd — відстань між ними, тобто товщина діелектричного шару, $\text{м} \cdot 10^{-6}$; ε — абсолютна діелектрична проникність ізоляційного матеріалу, що знаходиться між обкладками, Ф/м .

Між електродами конденсатора розміщується діелектрик — ізоляційний матеріал, який не проводить струм. Як діелектрики застосовуються, зокрема, повітря, спеціальний конденсаторний папір, керамічні матеріали та синтетичні плівки. До основних вимог до діелектрика належать висока електрична міцність, що дозволяє витримувати значні напруги при невеликій товщині (зазвичай 10–15 мкм), а також висока діелектрична проникність — здатність до накопичення електричного заряду. Наприклад, у паперовому діелектрику, просоченому маслом, відносна діелектрична проникність становить 3,5–4, а в полістирольній плівці — 2,5–2,7.

Як і будь-який інший елемент електричної системи, конденсатор має втрати активної потужності, що викликають його нагрівання. Ці втрати зростають зі збільшенням прикладеної напруги, частоти мережі та величини ємності. Вони також залежать від якості діелектрика, яка характеризується тангенсом кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$) та визначає питомі втрати (Вт/квар). Залежно від типу і призначення, ці втрати можуть складати від 0,5 до 4 Вт/квар .

У сфері енергетики для компенсації реактивної потужності використовуються спеціальні конденсатори, розраховані на частоту 50 Гц — так звані косинусні конденсатори. Їх номінальна потужність зазвичай становить від 10 до 100 квар.

З конструктивної точки зору, конденсатор — це герметичний металевий корпус (сталевий або алюмінієвий), усередині якого розміщені змотані пакети (секції) з кількох шарів алюмінієвої фольги, розділених діелектриком — конденсаторним папером або синтетичною плівкою товщиною 10–15 мкм (0,01–0,015 мм). Секції мають виводи, що виходять через ізолятори у верхню частину корпуса. У трифазному виконанні передбачено три фарфорові виводи, в однофазному — один.

Номінальні значення робочої напруги конденсаторів знаходяться в діапазоні від 230 В до 10,5 кВ, що дозволяє створювати на їх основі установки для мереж із напругою від 380 В і вище. Конденсатори характеризуються хорошою перевантажувальною здатністю — вони можуть працювати при струмах до 130 % і напрузі до 110 % від номінального значення.

Групу конденсаторів, з'єднаних між собою паралельно, послідовно або комбіновано (паралельно-послідовно), прийнято називати конденсаторною батареєю. Якщо така батарея оснащена комутаційною апаратурою, засобами захисту та керування, вона утворює конденсаторну установку (КУ).

Генерована конденсаторною батареєю реактивна потужність при заданому значенні ємності CC прямо пропорційна квадрату прикладеної напруги та частоті живлення.

$$Q_{\text{КБ}} = U^2 \omega C. \quad (1.8)$$

Отже, нерегульовані конденсаторні батареї характеризуються негативним регулюючим ефектом, що є їхнім недоліком порівняно із синхронними компенсаторами. Це проявляється в тому, що зі зменшенням прикладеної напруги потужність, яку генерує БК, також зменшується, тоді як у режимі знижених напруг, навпаки, виникає потреба у збільшенні реактивної потужності.

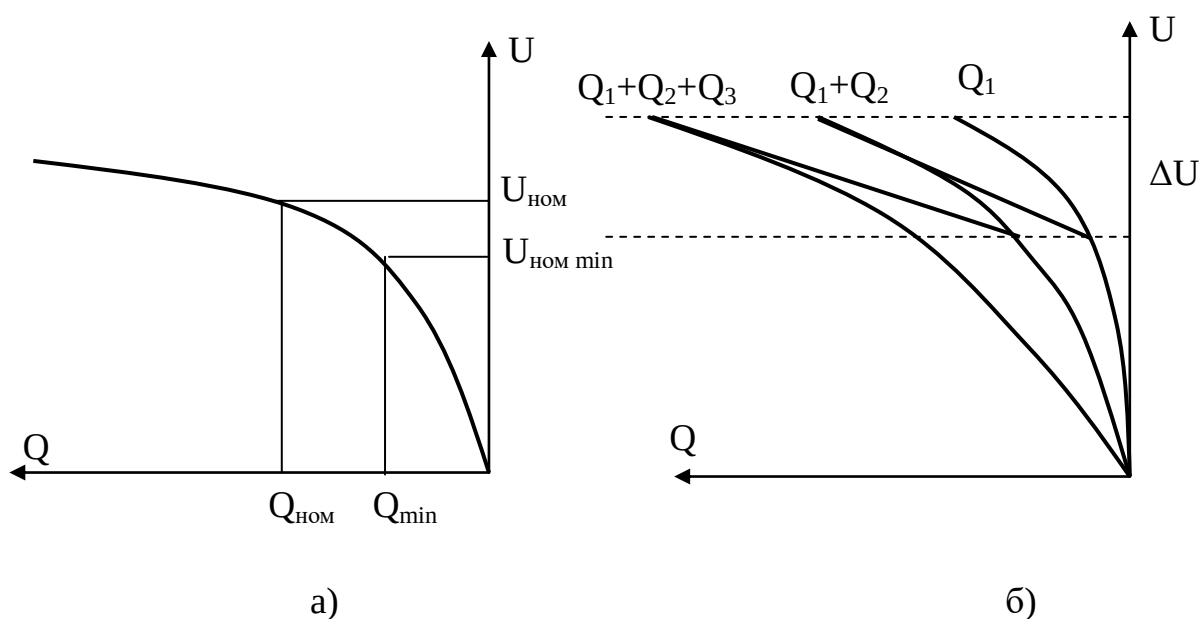


Рисунок 1.4 – Статичні характеристики КУ

а – складені з однієї секції; б – складені з трьох секцій

Характер регулювального впливу конденсаторної установки (КУ) на реактивну потужність зображено на рисунку 1.4,а, тоді як приклад побудови КУ з кількох секцій представлений на рисунку 1.4,б. Як видно з графіка на рисунку 1.4,а, у разі зниження напруги від значення U_1 до U_2 , вироблена реактивна потужність зменшується відповідно до квадратичної залежності — від Q_1 до Q_2 .

Цей недолік можна усунути, сформувавши батарею з декількох окремих секцій, кожна з яких керується індивідуальним регулятором напруги або потужності і підключається до мережі через власний вимикач. Такий підхід дозволяє поступово нарощувати загальну ємність КБ при зниженні напруги, що, у свою чергу, забезпечує зростання сумарної реактивної потужності. У результаті потужність КУ змінюється ступінчасто, як показано на рисунку 1.4,б, на прикладі трисекційної установки.

Для забезпечення стабільної роботи такого ступінчастого регулювання в алгоритм керування напругою КУ необхідно ввести так звану «мертву зону» або

зону нечутливості ΔU . В межах цієї зони забороняється автоматичне вмикання наступної секції, оскільки це могло б спричинити нестабільну роботу КУ. Ширина нечутливої зони повинна перевищувати приріст напруги, який виникає внаслідок приєднання нової секції. Якщо ця умова не буде виконана, то напруга швидко досягне порога спрацювання на вимкнення, що призведе до миттєвого вимкнення щойно підключеної секції. Імовірність такого явища підвищується із зростанням потужності секції та зменшенням ширини зони нечутливості.

Типова КУ зазвичай складається з кількох секцій, які об'єднані єдиною системою керування. У низьковольтному виконанні (напругою 380 В) КУ збирається з трифазних конденсаторів, з'єднаних паралельно. Для захисту таких установок від коротких замикань і перевантажень застосовують плавкі запобіжники (рис. 1.5,б). Високовольтні установки складаються з однофазних конденсаторів, що з'єднуються за схемою послідовно-паралельного з'єднання (рис. 1.5,а).

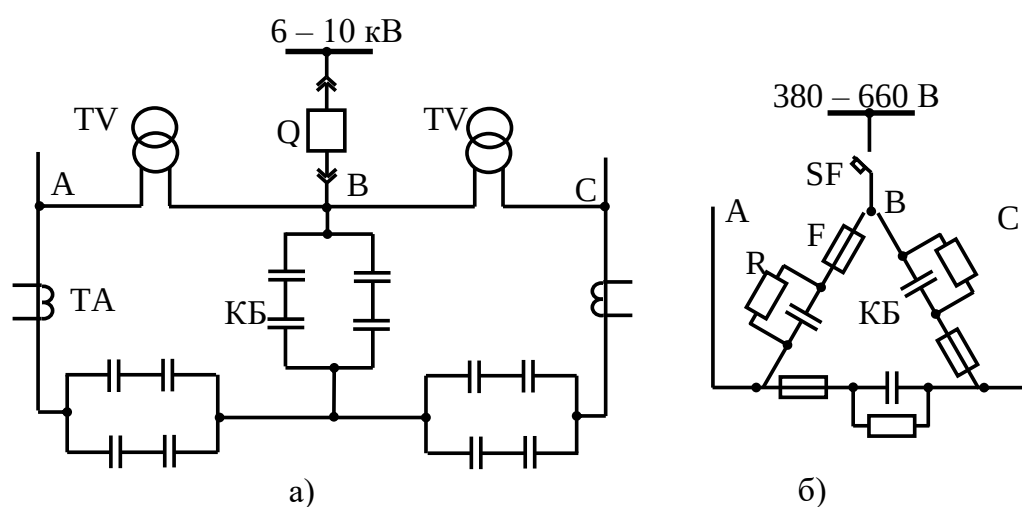


Рисунок 1.5 – Принципова схема однієї трифазної секції КУ

а – для мережі 6 – 10 кВ; б – для мережі 380 В

Увімкнення конденсаторної установки (КУ) супроводжується значними пусковими струмами, а її вимкнення – виникненням перенапруг, що негативно впливає на довговічність як самих конденсаторів, так і комутаційної апаратури. З цієї причини не рекомендується виконувати більше 2–4 циклів

увімкнення/вимкнення КУ протягом доби, якщо вона оснащена вимикачами або контакторами.

Для зменшення струмових кидків конденсатори перед приєднанням до мережі обов'язково мають бути попередньо розряджені. Це здійснюється за допомогою розрядних резисторів RR або трансформаторів напруги TVTV, як показано на рисунку 1.5. Зазвичай ці елементи постійно підключені до конденсаторів, а самі резистори часто вбудовуються всередину їх корпусу.

У зв'язку з такими особливостями КУ найчастіше використовуються не для оперативного регулювання, а для компенсації реактивної потужності в конкретних точках електромережі чи навантажувальних вузлах. У таких випадках їх застосування дозволяє зменшити втрати напруги в лініях електропередачі, а також знизити втрати потужності й електроенергії. Ефективність досягається завдяки зменшенню об'ємів реактивної потужності, яка циркулює в лініях, що живлять навантаження.

Через свої конструктивні властивості конденсатори є досить чутливими до гармонічних спотворень напруги, тобто до наявності вищих гармонік у несинусоїдальному сигналі. Оскільки опір конденсатора X_{CX_C} обернено пропорційний частоті, зі збільшенням частоти вищих гармонік у напрузі зменшується його імпеданс, що призводить до зростання струмів і, відповідно, втрат потужності в конденсаторі. Це спричиняє підвищення температури його елементів та додаткове теплове навантаження.

$$\Delta P = \sum_{n=1}^m U_{(n)}^2 n \omega C \cdot \operatorname{tg} \delta, \quad (1.9)$$

де $U(n)U(n)$ — амплітудне значення напруги n -ї гармоніки; nn — порядок гармоніки; CC — електрична ємність конденсатора; ff — частота мережевої напруги (для промислової мережі $f=50f = 50$ Гц); $\tan \delta$ — параметр, що характеризує діелектрик конденсатора.

На частоті резонансу спостерігається рівність індуктивного та ємнісного опорів, тобто:

$$X_L = X_{CX_L} = X_{_C}$$

$$\omega L = \frac{1}{\omega C}. \quad (1.10)$$

На основі наведеної формули визначають порядок гармоніки n , при якому може виникнути резонансне явище. При проєктуванні та виборі потужності конденсаторної батареї, а також її реактивного опору й точки підключення до мережі, необхідно переконатися у відсутності умов для виникнення резонансу. Це правило стосується також і конденсаторних батарей, які є складовими фільтрокомпенсувальних установок (ФКУ).

1.4 Застосування реакторів для регулювання напруги

Комутовані реактори.

У більшості випадків реактори підключаються до електричних мереж за допомогою вимикача або віддільника — безпосередньо до шин лінії електропередачі або до обмотки трансформатора. Високовольтні реактори, аналогічно трансформаторам, можуть бути виконані як однофазними, так і трифазними. Їхнє магнітне осердя зазвичай має повітряний зазор або реалізується за броньовим принципом. Реактори характеризуються лінійною статичною характеристикою, тобто їхній реактивний опір залишається сталим у робочому діапазоні.

$$x_L = \omega L, \quad (1.11)$$

де L — індуктивність реактора.

Низьковольтні реактори зазвичай виготовляються без сталевих магнітопроводу. Вимикачі, що застосовуються для їх комутації, можуть оснащуватись зовнішніми резисторами, а самі реактори — обмежувальними пристроями (розрядниками) для зменшення перенапруг, які виникають під час відключення від мережі.

У реакторів зі сталевим осердям у межах номінального режиму спостерігається лінійна статична характеристика, але при виході за межі цього

діапазону вона може ставати нелінійною (див. рис. 1.6). Перехідний процес реактора до усталеного стану триває близько 100 мс після його вмикання. У робочій зоні реактор не створює вищих гармонік у струмі. Однак за умови підвищення напруги до рівня, коли його характеристика переходить у нелінійний режим (режим насичення — ділянка 2 на рисунку 1.6), у струмі можуть з'являтися гармонійні спотворення.

Втрати потужності в реакторі є незначними й зазвичай становлять лише 0,2–0,4 % від його номінальної потужності. Такі пристрої мають високу стійкість до перенапруг та струмових перевантажень, тобто зберігають працездатність навіть за несприятливих умов. Важливою перевагою реакторів є їхній позитивний регулювальний ефект: зі зростанням напруги вони збільшують споживання реактивної потужності, що сприяє її стабілізації та обмеженню надмірного підвищення напруги в мережі.

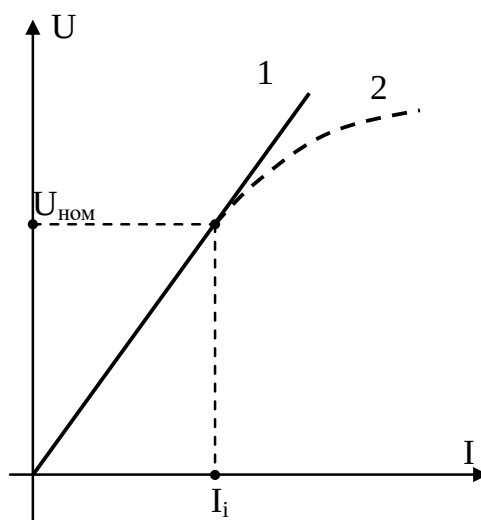


Рисунок 1.6 – Статична характеристика реактора

1 – без осердя; 2 – зі сталевим осердям

У зв'язку з можливістю компенсувати зарядну потужність, реактори широко застосовуються для регулювання напруги на протяжних лініях електропередач з напругою 220 кВ і вище. Їх використовують переважно для зменшення перенапруг на лініях, викликаних ємнісним струмом. Потужність реакторів може варіюватися — від 10 Мвар у розподільчих мережах до 150 Мвар

у високовольтних мережах класу 750 кВ. Установлюють їх як на кінцевих, так і на проміжних підстанціях. Ввімкнення або вимкнення реакторів виконується оперативним персоналом згідно з вказівками диспетчера енергосистеми.

Насичувані реактори.

До насичуваних відносяться реактори, робоча зона яких знаходиться в нелінійному сегменті їхньої статичної характеристики. Завдяки цьому вони розглядаються як параметричні пристрої для регулювання реактивної потужності. У цьому режимі індуктивний опір реактора змінюється відповідно до прикладеної напруги: чим вища напруга, тим більший струм протікає через реактор, що призводить до збільшення споживання реактивної потужності і сприяє стабілізації напруги в місці його підключення.

Оскільки робота такого реактора відбувається в діапазоні насичення, він створює вищі гармоніки струму. Для їх компенсації застосовують складні конструктивні рішення — наприклад, осердя з шести або дев'яти стрижнів та спеціальні конфігурації з'єднання обмоток. Через конструктивну складність і підвищені вимоги до електромагнітної сумісності, використання насичуваних реакторів є обмеженим.

1.5 Застосування трансформаторів з РПН для регулювання напруги

Залежно від особливостей застосування в електроенергетичних системах, трансформатори умовно поділяються на три основні типи:

1. понижувальні двообмоткові трансформатори (див. рис. 1.10,а);
2. триобмоткові трансформатори та автотрансформатори (рис. 1.10,б);
3. автотрансформатори, які використовуються для з'єднання мереж із різними рівнями напруги (рис. 1.10,в).

Процес регулювання напруги у трансформаторах, що належать до другої та третьої груп, має виконуватись на рівні вищих щаблів автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ). Для трансформаторів вітчизняного

виробництва стандартний крок регулювання напруги за допомогою пристрою РПН (регулювання під навантаженням) становить $\Delta U_{ст} = (1,25 - 2,5)\%$ від номінальної напруги $U_{ном}$.

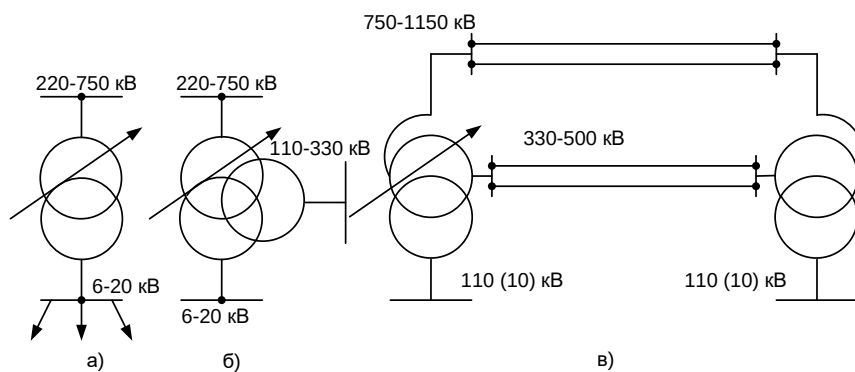


Рисунок - 1.10 Трансформатори з РПН

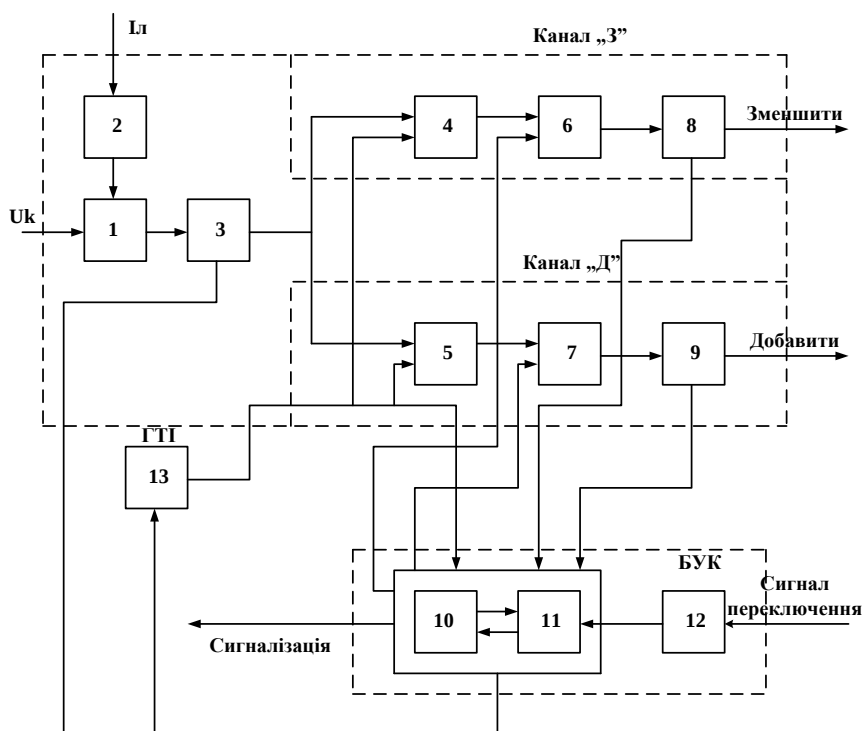


Рисунок - 1.12 Структурна схема автоматичного регулятора напруги, що встановлюється на трансформаторах

Структурна схема автоматичного регулятора напруги трансформатора (АРНТ) подана на рисунку 1.12. Система передбачає можливість введення зовнішньої зміни уставки по напрузі, а також функції контролю, блокування і сигналізації у разі несправностей у ланцюгах регулювання або в електроприводах РПН. Крім того, передбачено групове регулювання, контроль і блокування при розсинхронізації роботи трансформаторів, що функціонують паралельно.

У регулювальному тракті вимірювана напруга U_{KU_K} на вході підсумовується в суматорі (блок 1) із сигналом від датчика струму (блок 2), що реалізує струмову компенсацію — необхідну для забезпечення так званого «зустрічного регулювання», яке підтримує напругу на шинах у споживача. Далі сигнал проходить через блок 3, де формується зона нечутливості, здійснюється перетворення сигналу та коригується уставка. Блоки 4 і 5 відповідають за витримку часу, а елементи 6 і 7 реалізують захист від помилкових команд при досягненні кінцевих положень електроприводу або у разі його несправності. Команди керування подаються на виконавчі елементи (блоки 8 і 9).

Серед численних варіантів регуляторів використовуються також напівпровідникові АРН. У потужних трансформаторах найбільшого поширення набули масляні та вакуумні швидкодіючі пристрої перемикання. Для обмеження струмів під час комутації обмоток у таких регуляторах застосовуються активні опори, робота яких обмежена у часі при номінальному струмі. Високу швидкодію перемикання забезпечують конструктивні особливості пристрою. Основним принципом роботи РПН є зміна числа витків однієї з обмоток трансформатора, що дозволяє змінювати напругу. У моделях із швидкодіючим перемикачем ця зміна здійснюється без розриву основного кола струму, шляхом переходу з однієї відпайки на іншу.

Комутаційний пристрій складається з двох окремих елементів: вузла вибору і контактора, які фізично розташовані окремо. При зміні напрямку регулювання на протилежне, першою спрацьовує лише контактор, а подальше перемикання забезпечується поетапною роботою контактів парного і непарного рядів вузла

вибору. Під час регулювання контакти вузла вибору лише з'єднують відпайки регулювальної обмотки, не розриваючи струм. Розмикання струму відбувається в контакторі, де і здійснюється гасіння дуги.

Надійна робота силового трансформатора під час перемикачів забезпечується відповідною конструкцією перемикача. В разі відмови приводу під час комутаційного циклу пристрої з активними опорами повинні гарантувати безаварійну роботу системи.

Регулювання напруги під навантаженням у трансформаторах і автотрансформаторах може здійснюватися також за допомогою окремих регулювальних трансформаторів. Такі пристрої складаються з двох агрегатів: трифазного послідовного трансформатора, підключеного зі сторони нейтралі основного трансформатора, і трифазного регулювального автотрансформатора, що живить збуджувальну обмотку цього трансформатора. Напруга змінюється за рахунок зміни ЕРС ΔE послідовно ввімкненого елемента. Однак через широке застосування вбудованих РПН потреба у таких зовнішніх регулювальних трансформаторах зменшилася, і вони використовуються лише з автотрансформаторами, в конструкції яких відсутній РПН.

Іншою технологією є регулювання за допомогою підмагнічування (ТРП і АРП). Такі пристрої поєднують функції звичайних трансформаторів з можливістю безперервного регулювання напруги через магнітне підмагнічування частини осердя постійним струмом. Ці пристрої, що називаються підмагнічувальними регуляторами (ПР), поділяються на три типи залежно від використовуваного регулювального елемента:

- у ПР першої групи регулювання виконує насичувальний дросель;
- у ПР другої — підмагнічуваний трансформатор;
- у ПР третьої — підмагнічуваний автотрансформатор.

2 АНАЛІЗ СУЧАСНИХ МЕТОДІВ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

Напруга в електричних мережах змінюється залежно від коливань навантаження, режиму роботи джерел живлення та опору елементів мережі. Часто ці зміни виходять за межі допустимого діапазону. Основними причинами нестабільності напруги є:

- втрати напруги, спричинені протіканням струмів навантаження через елементи мережі;
- помилки у виборі перерізу струмоведучих частин або недостатня потужність трансформаторів;
- некоректно побудована структура мережі.

Контроль за параметрами напруги виконується трьома основними способами:

1. **За рівнем напруги** – шляхом порівняння фактичних відхилень із нормативними значеннями.
2. **За місцем у схемі мережі** – вимірювання здійснюється в контрольних точках, наприклад на початку або кінці лінії, на районних або магістральних підстанціях.
3. **За тривалістю відхилення** – фіксується період часу, протягом якого напруга виходить за межі нормативу.

Регулювання напруги — це процес цілеспрямованої зміни напруги в ключових точках енергосистеми з використанням спеціалізованих технічних засобів. Історично розвиток методів регулювання напруги та реактивної потужності відбувався шляхом переходу від локального керування до централізованого — в межах автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ). Спочатку регулювання реалізовувалось переважно в точках живлення розподільчих мереж — на районних підстанціях, де змінювали коефіцієнт трансформації для підтримання стабільної напруги на шинах

споживачів. Також застосовувалось регулювання безпосередньо у споживачів та на енергооб'єктах (електростанціях, підстанціях).

Ці підходи актуальні й нині, використовуючись на нижчих рівнях ієрархії в АСДУ. З погляду вищих рівнів диспетчерського управління, вони розглядаються як локальні способи регулювання. Система АСДУ вищого рівня виконує координацію дій локальних пристроїв регулювання та забезпечує оптимізацію режиму всієї енергосистеми.

Локальні методи регулювання напруги бувають:

- **централізованими**, коли керування здійснюється в центрі живлення;
- **місцевими**, які реалізуються безпосередньо на об'єктах споживачів.

Місцеве регулювання, своєю чергою, поділяється на:

- **групове** — регулювання, орієнтоване на групу споживачів;
- **індивідуальне** — застосовується у специфічних умовах, як правило, для технологічно чутливих об'єктів.

Кожен із зазначених типів регулювання може мати декілька варіантів залежно від характеру зміни навантаження. Зокрема, у централізованому підході виділяють такі форми:

- **стабілізація напруги** — для навантажень з практично незмінною величиною, наприклад на підприємствах з цілодобовим режимом роботи;
- **двоступеневе регулювання** — для навантажень із двофазним характером змін;
- **зустрічне регулювання** — коли зміни напруги здійснюються з урахуванням змін струмів навантаження.

Стабілізація використовується переважно для споживачів із постійним рівнем навантаження, таких як промислові підприємства з безперервним циклом

роботи, де необхідно забезпечити сталість напруги протягом доби. Типовий добовий графік навантаження таких споживачів представлено на рисунку 2.1.

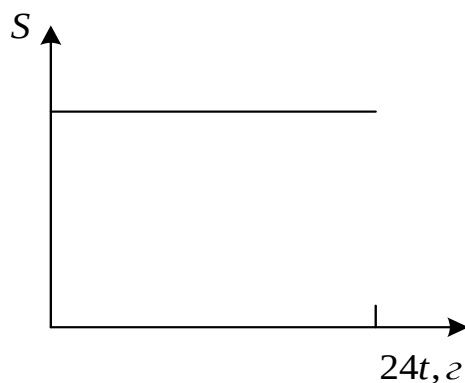


Рисунок 2.1 – Незмінний графік навантаження

Для споживачів, у яких характер навантаження має чітко виражену двоступеневу структуру (рисунок 2.2), наприклад для підприємств, що працюють в одну зміну, доцільно застосовувати двоступеневе регулювання напруги. У цьому випадку протягом доби підтримуються два фіксованих рівні напруги, які відповідають зміні навантаження згідно з його добовим графіком[3].

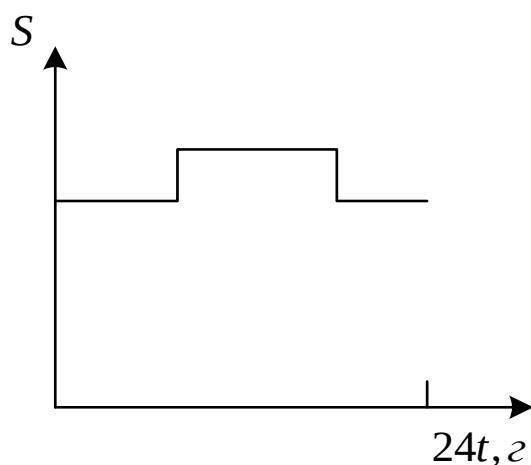


Рисунок 2.2 – Двохступінчастий графік навантаження

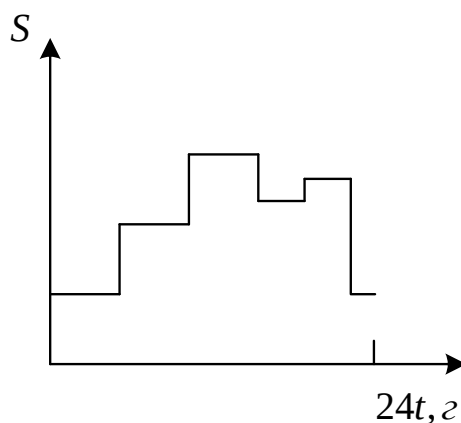


Рисунок 2.3 – Багатоступінчатий графік навантаження

Кожному значенню навантаження відповідає певний рівень втрат напруги, тому зі зміною навантаження буде змінюватися й сама напруга. Щоб забезпечити її стабільність у межах допустимих відхилень, необхідно здійснювати регулювання напруги, наприклад, з урахуванням величини струму навантаження.

2.1 Зустрічне регулювання напруги

Для детального аналізу принципу зустрічного регулювання напруги скористаємося схемою заміщення, поданою на рисунку 2.4. У цій схемі трансформатор умовно поділений на два складові елементи: активний опір і ідеалізований трансформатор.

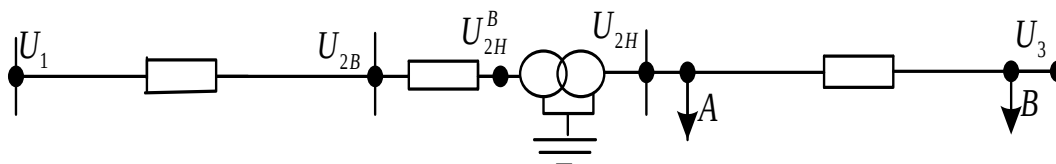


Рисунок 2.4 – Зустрічне регулювання, схема заміщення

На рисунку 2.4 прийняті наступні позначення:

U_1 - напруга на шинах центра живлення;

U_{2B} - напруга на шинах первинної напруги (ВН) районної підстанції;

U_{2H} - напруга на шинах вторинної напруги (НН) районної підстанції;

U_3 - напруга у споживачів.

Напруга на шинах ВН районної підстанції визначається за формулою:

$$U_{2H,нб} \geq (1.05 \div 1.1) U_{ном} \quad U_{2B} = U_1 - \Delta U_{12}. \quad (2.1)$$

Рівні напруги на шинах високої та низької напруги відрізняються на величину втрат, які виникають у трансформаторі ΔU . Крім того, в ідеальному трансформаторі відбувається зниження напруги відповідно до передавального (трансформаційного) коефіцієнта, що обов'язково слід враховувати під час вибору відповідного регулювального відгалуження.

На рисунку 2.5 наведено графіки зміни напруги для двох граничних режимів навантаження — мінімального та максимального. По осі координат відкладаються відсоткові значення відхилення напруги від її номінального рівня.

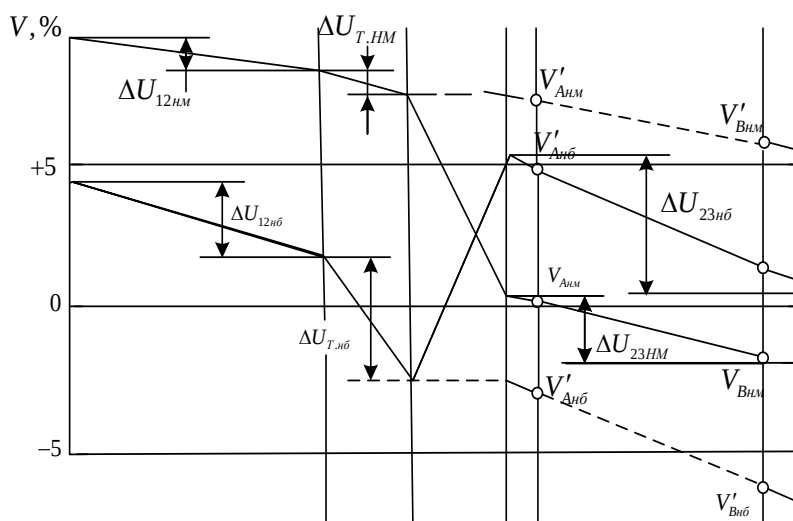


Рисунок 2.5 – Зустрічне регулювання напруги, епюри напруг

Із рисунка 2.5 (штриховані криві) видно, що якщо не здійснюється регулювання, то в умовах мінімального навантаження напруга у споживачів перевищуватиме допустимі межі, а при максимальному навантаженні — навпаки,

буде заниженою (тобто відхилення напруги виходитиме за нормативні межі). У такому випадку електроприймачі, підключені до мережі низької напруги в точках А і В (див. рисунок 3.1), працюватимуть у недопустимих режимах.

Регулювання напруги здійснюється шляхом зміни коефіцієнта трансформації трансформатора на районній підстанції k_k , що дозволяє змінювати рівень напруги на шинах сторони низької напруги (це проілюстровано суцільною лінією на рисунку 2.5).

У режимі мінімального навантаження напругу на шинах вторинної сторони трансформатора знижують до значення, яке максимально наближене до нормативного мінімуму. При цьому вибирають найближче стандартне значення коефіцієнта трансформації таким чином, щоб було дотримано наступну умову:

$$U_{2н.нм} \geq U_{ном}. \quad (2.2)$$

У режимі максимального навантаження рівень напруги підвищують до значення, що наближається до 1,05–1,1 від номінального. У цьому випадку обирають найбільше з допустимих стандартних значень коефіцієнта трансформації таким чином, щоб була дотримана наступна умова:

$$U_{2н.нб} \geq (1.05 \div 1.1) U_{ном}. \quad (2.3)$$

Отже, завдяки такому способу регулювання вдається підтримувати напругу на затискачах споживачів у межах допустимих значень — як у точках, віддалених від джерела живлення (точка В), так і в близько розташованих (точка А). У режимі максимального навантаження напруга підвищується, а в режимі мінімального — знижується. Саме через зміну напруги в протилежних напрямках залежно від режиму навантаження цей метод і називають зустрічним【7】.

2.2 Регулювання напруги на електростанціях

Зміна напруги генератора здійснюється шляхом регулювання струму збудження. Якщо активна потужність генератора залишається сталою, то напругу на його виводах можна змінювати лише в межах допустимого діапазону — від $U_{\min}$ до $U_{\max}$.

Наприклад, при номінальній напрузі системи 110 кВ напруга генератора становить 6,3 кВ, а можливий діапазон регулювання — від 6 до 6,6 кВ. Для системи 150 кВ напруга генератора дорівнює 10,5 кВ з діапазоном регулювання 10–11 кВ.

Якщо напруга на виході генератора відхиляється більше ніж на певний відсоток від номінального значення (наприклад, понад 5 %), виникає потреба обмежити його потужність. Таким чином, доступний діапазон регулювання напруги без зменшення потужності є обмеженим і недостатнім для повноцінного керування.

Слід зазначити, що на кожному рівні трансформації втрати напруги в перерахунку на відносні одиниці залишаються однаковими.

$$\Delta U_T \approx 0.1 S_T, \quad (2.4)$$

де $S_T = S / S_{\text{ном}}$ - потужність трансформатора в відносних одиницях.

У разі наявності трьох–чотирьох ступенів трансформації сумарні втрати напруги в електричній мережі становлять ΔU . Якщо прийняти, що коефіцієнт потужності $\cos \varphi = 0.9$, а відносне навантаження $S/S_{\text{ном}} = 1$, то за таких умов втрати напруги у відсотковому вираженні в режимах максимального та мінімального навантаження відповідно становитимуть: ... (далі йде продовження з відповідними розрахунками).

$$\sum \Delta U_{\text{нб}} \% \approx 30 \div 40\%; \quad (2.5)$$

$$\sum \Delta U_{\text{нм}} \% \approx 12 \div 16\%. \quad (2.6)$$

$$\sum \Delta U_{\text{нб}} \% - \sum \Delta U_{\text{нм}} \% \approx 18 \div 24\%. \quad (2.7)$$

Отже, діапазон зміни напруги генератора, який зазвичай становить близько 10 %, очевидно є недостатнім для повноцінного регулювання.

Генератори на електростанціях можуть виконувати лише допоміжну функцію в процесі регулювання напруги з двох основних причин:

1. обмежений діапазон регулювання напруги;
2. складність узгодження рівнів напруги для як віддалених, так і наближених до джерела споживачів.

Генератори можуть бути єдиним засобом регулювання лише у простих системах типу «електростанція – нерозгалужене навантаження». У такому випадку, на шинах окремо працюючих електростанцій промислові підприємства застосовують зустрічне регулювання напруги: шляхом зміни струму збудження напруга підвищується у години пікового споживання та знижується в періоди мінімального навантаження.

Підвищувальні трансформатори на електростанціях типу ТДЦ/110 з номінальною напругою обмотки ВН $U_{\text{ном}}=110U$, а також частина трансформаторів ТДЦ/220 з $U_{\text{ном}}=220U$, подібно до генераторів, відіграють лише допоміжну роль у регулюванні напруги. Це пояснюється тим, що вони мають обмежений діапазон регулювання і не забезпечують узгодження потреб у напрузі для споживачів, розташованих на різній відстані від джерела.

Підвищувальні трансформатори типу ТЦ і ТДЦ класу напруги 330–750 кВ, як правило, взагалі не оснащуються пристроями для регулювання напруги. Тому основним технічним засобом для регулювання напруги в енергосистемі є трансформатори та автотрансформатори, встановлені на районних підстанціях.

2.3 Регулювання напруги на районній підстанції

Залежно від конструктивного виконання, понижувальні підстанції поділяють на два основні типи:

- з перемиканням регулювальних відпайок **без навантаження** (тобто з відключенням трансформатора від мережі) — так звані *трансформатори з ПБЗ*;
- з перемиканням регулювальних відпайок **під навантаженням** — *трансформатори з РПН*.

Як правило, регулювальні відгалуження розміщуються на обмотці високої напруги, оскільки струм у цьому колі менший, що значно полегшує роботу комутаційного механізму.

Розглянемо спрощену схему, зображену на рисунку 2.4. У цій схемі напруга на шинах високої напруги підстанції буде нижчою за напругу генераторів електростанції на величину втрат у лінії $\Delta U_{\text{л}}$. Напруга на шинах низької напруги підстанції, приведена до рівня ВН, додатково зменшиться ще на втрати в активному опорі трансформатора $\Delta U_{\text{т}}$.

$$U_{2B} = U_1 - \Delta U_c ; \quad (2.8)$$

$$U_{2H}^B = U_{2B} - \Delta U_T . \quad (2.9)$$

$$U_{2H} = \frac{U_{2H}^B}{n_T} = U_{2H}^B \frac{U_{H.HOM}}{U_{PO3}} , \quad (2.10)$$

де $n_T = U_{PO3} / U_{H.HOM}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора;

U_{PO3} - напруга регулюючого розгалуження обмотки ВН;

$U_{H.HOM}$ - номінальна напруга обмотки НН.

Регулюючи коефіцієнт трансформації, можна впливати на рівень напруги на стороні низької напруги підстанції $U_{\text{нн}}$. Цей принцип лежить в

основі роботи всіх пристроїв регулювання напруги, що використовуються на підстанціях.

Відповідно до умов зустрічного регулювання

$$V_{нб}^{баж} \% = 5\%; \quad (2.11)$$

$$V_{нм}^{баж} \% = 0, \quad (2.12)$$

де $V_{нб}^{баж} \%$ - бажане відхилення напруги у відсотках номінального в режимі найбільших навантажень;

$V_{нм}^{баж} \%$ - теж саме для режиму найменших навантажень.

$$U_{2н.нб}^{баж} = U_{ном} + V_{нб}^{баж}; \quad (2.13)$$

$$U_{2н.нм}^{баж} = U_{ном} + V_{нм}^{баж}. \quad (2.14)$$

У результаті електротехнічних розрахунків мережі визначаються значення напруги на стороні низької напруги підстанції в умовах максимального навантаження, приведені до рівня високої напруги — $U_{нн.прив.мах}$, а також аналогічні значення для режиму мінімального навантаження — $U_{нн.прив.мін}$. Позначеннями $p_{мах}$ і $p_{мін}$ прийнято позначати відповідні положення відпайок регулювальної обмотки трансформатора з боку високої напруги, які забезпечують потрібний рівень напруги в режимах найбільшого та найменшого навантаження.

$$U_{ВІТ.нб} = U_{2н.нб}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{2н.нб}^{баж}}; \quad (2.15)$$

$$U_{ВІТ.нм} = U_{2н.нм}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{2н.нм}^{баж}}. \quad (2.16)$$

Сучасні трансформатори, які не мають функції регулювання під навантаженням, зазвичай виготовляються з одним основним і чотирма додатковими відгалуженнями. Схема обмотки такого трансформатора

представлена на рисунку 2.6. Основне відгалуження відповідає номінальному значенню напруги на первинній обмотці трансформатора $U_{\text{ном}}$. Для понижувальних трансформаторів це значення збігається з номінальною напругою мережі, до якої підключено трансформатор.

Коефіцієнт трансформації, що відповідає основному відгалуженню, називається номінальним. За наявності чотирьох додаткових відгалужень значення коефіцієнта трансформації може змінюватися в межах: +5 %, +2,5 %, –2,5 % і –5 % від номінального.

Вторинна обмотка трансформатора є джерелом живлення для приєднаної до неї мережі. Тому її номінальна напруга, як правило, перевищує номінальну напругу живленої мережі: для трансформаторів малої потужності — на 5 %, для потужніших — на 10 %.

Наприклад, якщо на первинну обмотку через основне відгалуження подається напруга U_1 , то при режимі холостого ходу напруга на стороні низької напруги становитиме приблизно 1,05 від номінального значення. Це відповідає додатковому підвищенню напруги на 5 %. Змінюючи положення відгалужень трансформатора з ПБЗ (перемикання без навантаження), можна забезпечити необхідне коригування напруги в заданих межах [2].

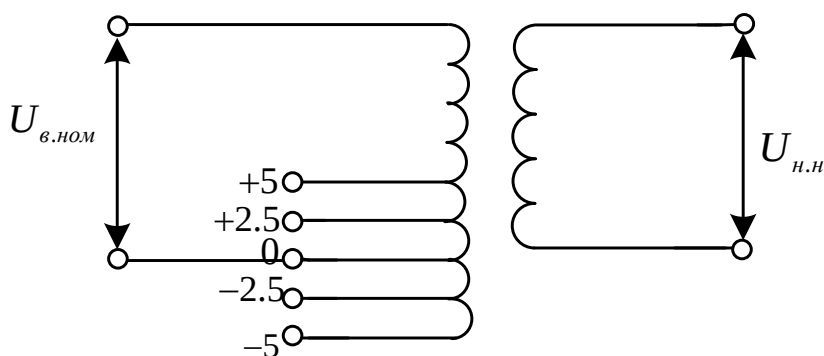


Рисунок 2.6 – Схема обмоток трансформаторів з ПБЗ

Для того щоб змінити положення регульовального відгалуження в трансформаторі з ПБЗ, необхідно повністю відключити його від мережі. Такі

перемикання виконуються нечасто, зазвичай лише під час сезонних змін навантаження. Тому впродовж доби, коли навантаження змінюється (наприклад, між денними та нічними годинами), трансформатор функціонує на одному фіксованому відгалуженні, тобто з постійним коефіцієнтом трансформації. У таких умовах реалізувати принцип зустрічного регулювання неможливо.

$$U_{2н.нб} = U_{2н.нб}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{роз}}; \quad (2.17)$$

$$U_{2н.нм} = U_{2н.нм}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{роз}}. \quad (2.18)$$

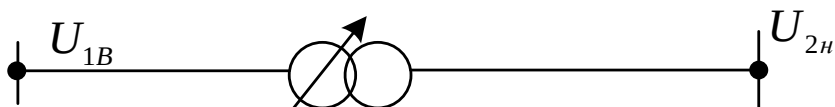


Рисунок 2.7 – Умовне позначення трансформатора з РПН

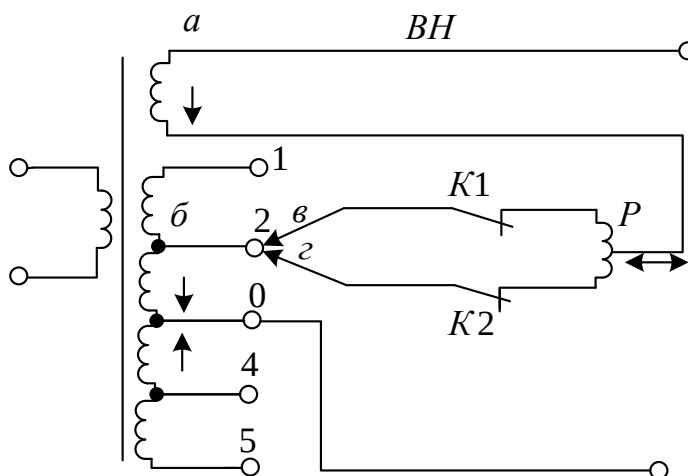


Рисунок 2.8 – Схема обмоток трансформатора з РПН

Обмотка високої напруги трансформатора складається з двох частин: **нерегульовальної** W_H та **регульовальної** W_P . На регульовальній частині передбачено кілька відпайок з фіксованими контактами 1–4. Відпайки 1 та 2 відповідають частині витків, які приєднуються в тому ж напрямі, що й основна

обмотка (на рисунку 2.8 напрям струму позначено стрілками). При підключенні цих відгалужень коефіцієнт трансформації зростає.

Відпайки 3 та 4 підключаються у зустрічному напрямку до витків основної обмотки, що призводить до зменшення коефіцієнта трансформації, оскільки вони частково компенсують дію основних витків. Головний вивід обмотки ВН розташований у точці 0. Кількість витків, що працюють у співнаправленому та зустрічному режимах відносно основної обмотки, може бути різною.

На регульовальній частині розміщено перемикаючий пристрій, що складається з фіксованих контактів aa і bb , контактів $K1$ та $K2$, а також реактора RR . Середина обмотки реактора з'єднана з нерегульованою частиною обмотки трансформатора. У нормальному режимі навантажувальний струм ВН обмотки ділиться порівну між двома половинами обмотки реактора, тому магнітний потік у ньому незначний, і втрати напруги мінімальні.

Припустимо, потрібно переключити пристрій із положення 2 на положення 1. Для цього спочатку вимикається контактор $K1$ (див. рисунок 2.9), далі рухомий контакт переміщується на відпайку 1, після чого контактор $K1$ знову вмикається (рисунок 2.10). У результаті секція обмотки між точками 1 і 2 підключається до реактора RR . Завдяки великій індуктивності реактора зрівняльний струм, який виникає через наявність напруги на цій секції, обмежується. Після цього виконується така ж операція з контактором $K2$: його вимикають, перемикають рухомий контакт на відпайку 1, і знову вмикають $K2$.

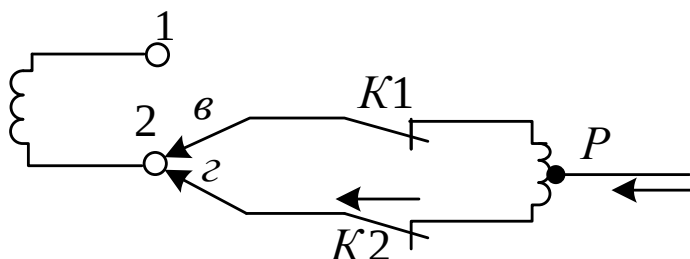


Рисунок 2.9 – Перемикання розгалужень 1

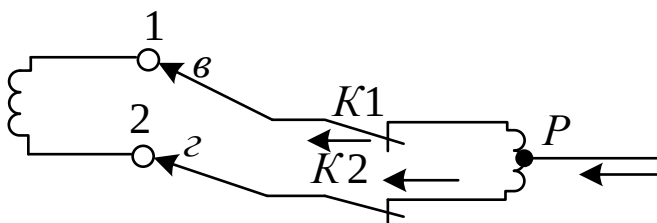


Рисунок 2.10 – Перемикання розгалужень 2

Лінійні регулювальні трансформатори (ЛР) та послідовні регулятори напруги застосовуються для коригування напруги в окремих лініях або групах ліній. Зазвичай їх використовують при модернізації існуючих мереж, де встановлені трансформатори без можливості регулювання під навантаженням. У таких випадках ЛР приєднують послідовно з нерегульованим трансформатором для забезпечення регулювання напруги на шинах підстанції (див. рис. 2.11). Для регулювання напруги на відхідних лініях ЛР встановлюються безпосередньо в самих лініях (див. рис. 2.12).

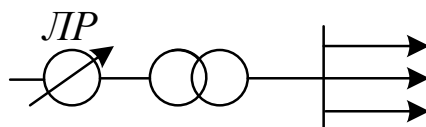


Рисунок 2.11 – Включення лінійного трансформатора 1

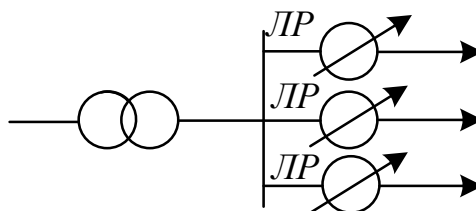


Рисунок 2.12 – Включення лінійного трансформатора напруги 2

Лінійний регулюючий трансформатор — це статичний електротехнічний пристрій, що складається з живильного трансформатора 1 та послідовного трансформатора 2 (рисунок 2.13). Первинна обмотка 3 живильного трансформатора може бути підключена до однієї фази або до двох різних фаз — наприклад, i або i . Вторинна обмотка 4 живильного трансформатора оснащена пристроєм перемикання під навантаженням 5, аналогічним регулювальним пристроєм у трансформаторах з РПН. Один кінець первинної обмотки 6 послідовного трансформатора приєднаний до його обмотки, а інший — до перемикача 5. Вторинна обмотка 7 послідовного трансформатора включається послідовно з високовольтною обмоткою силового трансформатора, а додаткова ЕРС, що виникає у вторинній обмотці 7, додається до ЕРС високовольтної обмотки.

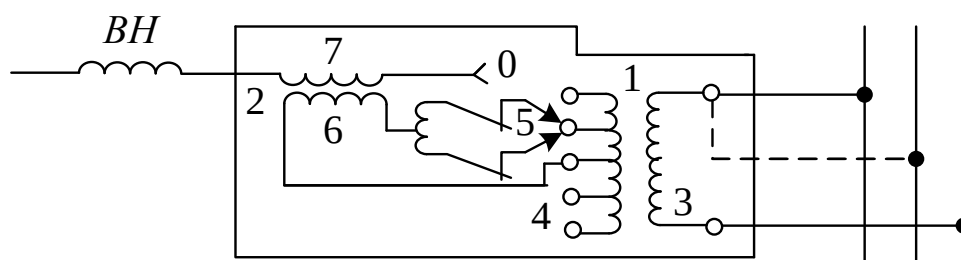


Рисунок 2.13 – Схема обмоток лінійного регулятора

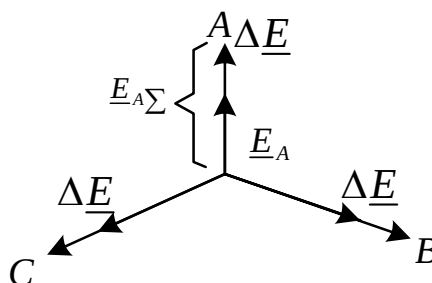


Рисунок 2.14 – Регулювання напруги по модулю

2.4 Регулювання напруги шляхом зміни опору мережі

Рівень напруги на приймачі електроенергії визначається втратами напруги в електричній мережі, які, своєю чергою, залежать від значення опору цієї мережі. Зокрема, поздовжня складова падіння напруги на лінії, зображений на рисунку 2.17, визначається наступним чином:

$$U_K = \sqrt{3} I_{12} x_K I_K = I_{12} = \frac{S_{12}}{\sqrt{3} U_K}. \quad (2.21)$$

де P_{12}^K , Q_{12}^K , U_2 - потік потужності та напруги в кінці лінії;

r_{12} , x_{12} - активний і реактивний опір лінії.

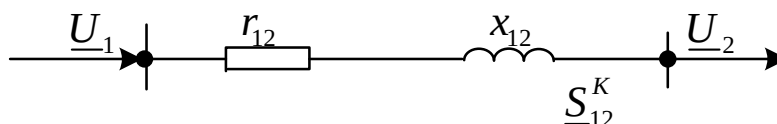


Рисунок 2.17 – Регулювання напруги зміною параметрів мережі, схема заміщення

На рисунку 2.18 представлено, як змінюється опір мережі залежно від перерізу провідників. Із графіка видно, що співвідношення між активною та реактивною складовими опору відрізняється для розподільчих і живильних мереж.

У розподільчих мережах активний опір переважає реактивний. Тому зміна перерізу проводів істотно впливає як на активну, так і на реактивну складову опору, а отже — і на величину напруги у споживача. У таких мережах переріз провідників часто підбирають, виходячи з припустимого рівня втрат напруги.

У живильних мережах, навпаки, домінує реактивна складова опору. У цьому випадку падіння напруги в основному залежить від реактивного опору, який слабо змінюється при варіаціях перерізу провідників. Тому вибір перерізу в

живильних мережах на основі допустимих втрат напруги є економічно необґрунтованим. Замість цього для регулювання напруги доцільніше змінювати реактивний опір, наприклад, шляхом підключення до лінії конденсаторів【10】.

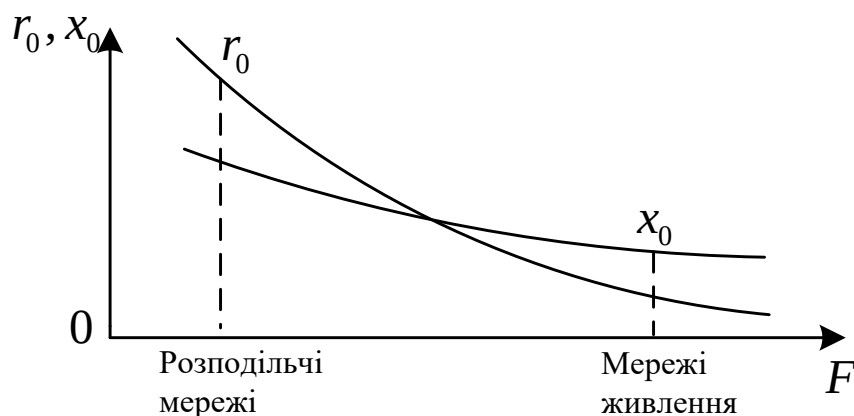


Рисунок 2.18 – Залежність опору мережі від перерізу проводів

2.5 Порівняльна характеристика методів регулювання напруги

Серед усіх розглянутих методів регулювання напруги, найбільш ефективним та значущим є регулювання напруги за допомогою трансформаторів і автотрансформаторів із можливістю перемикання відгалужень під навантаженням. Інші способи — зокрема регулювання трансформаторами з перемиканням без навантаження (ПБЗ), генераторами електростанцій, шляхом зміни опору мережі чи перерозподілу потоків реактивної потужності — мають допоміжне значення і менш суттєво впливають на стабільність напруги.

Трансформатори з ПБЗ переважно застосовуються в мережах напругою до 35 кВ. Оскільки їхній коефіцієнт трансформації залишається незмінним протягом доби, реалізація зустрічного регулювання напруги за їх допомогою неможлива. Перемикання відгалужень у таких трансформаторах здійснюється зазвичай лише у міжсезоння, адже часті втручання є економічно невиправданими — вони вимагають знеструмлення обладнання, ускладнюють експлуатацію та потребують додаткового обслуговуючого персоналу.

На відміну від них, трансформатори з РПН, встановлені на районних підстанціях, дозволяють здійснювати зустрічне регулювання напруги. Завдяки можливості змінювати розгалуження та коефіцієнт трансформації під час роботи під навантаженням, вони забезпечують гнучке та ефективне керування напругою відповідно до режиму роботи споживачів.

$$n_{нб} \neq n_{нм}; \quad (2.40)$$

$$U_{роз.нб} \neq U_{роз.нм}. \quad (2.41)$$

Трансформатори з РПН мають вищу вартість порівняно з трансформаторами, що оснащені перемиканням без навантаження (ПБВ). Це зумовлено необхідністю встановлення спеціального перемикаючого механізму. Вартість цього пристрою слабо залежить від потужності самого трансформатора, тому додаткові витрати на трансформатори з РПН, у порівнянні з ПБВ, становлять приблизно 20–25% загальної вартості трансформатора. Для трансформаторів невеликої потужності ця різниця у ціні може сягати 70–80%. Зазвичай трансформатори з РПН застосовуються в мережах із напругою 35 кВ і вище.

Таблиця 2.1 – регулювання напруги на підстанціях

Засоби регулювання	Напруга, кВ	Потужність, МВА	Місце включення пристрою регулювання	Діапазон регулювання (% $U_{ном}$)
Трансформатори ПБВ	3, 6, 10 (20)	0.4 – 0.63	В нейтралі або в середині обмотки ВН	$\pm 2 \times 2.5\%$
Трансформатори РПН	35 і більше	10 - 63	В нейтралі обмотки ВН	$\pm 8 \times 1.5\%$
	6, 10, (20), 35	1 – 6.3	В нейтралі обмотки ВН	$\pm 8 \times 1.25\%$ $\pm 6 \times 1.5\%$
ЛР великої потужності	6 - 35	16 - 100	Послідовно з не регулюючими обмотками трансформатора з ПБВ, безпосередньо в лінію	$\pm 15\%$
Послідовні регулюючі трансформатори	35, 150	240, 92	Послідовно з трансформаторами 220, 330 і 750 кВ	$\pm 24.2\%$

Автотрансформатори	330	125 - 400	РПН в обмотці СН	$\pm 6 \times 2\%$
Триобмоткові трансформатори	220	25 - 250	РПН в нейтралі ВН	$\pm 8 \times 1.5\%$; $\pm 12 \times 1\%$
			РПН в обмотці СН	$\pm 6 \times 2\%$

Лінійні регулятори невеликої потужності зазвичай застосовуються в мережах промислового призначення та в сільській енергетиці, тоді як потужні лінійні регулятори використовуються в живильних електромережах. Порівняльні характеристики регулювання напруги за допомогою трансформаторів, автотрансформаторів та лінійних регуляторів подано в таблиці 2.1.

У більшості випадків синхронні компенсатори встановлюються на високопотужних підстанціях, а конденсаторні батареї – на менш потужних підстанціях у промислових, міських та сільських мережах. Компенсуючі пристрої відіграють суттєву роль не лише в стабілізації напруги, а й у забезпеченні балансу реактивної потужності, а також у зниженні втрат електроенергії та потужності.

З ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ЗА РАХУНОК ОПТИМІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

3.1 Аналіз усталеного режиму і формування розрахункової моделі електричної мережі

Основним завданням є визначення довжини ділянок ліній електропередач і параметрів цієї лінії, формування розрахункової моделі електричної мережі та аналіз усталеного режиму. Схема електричної мережі показана на рисунку 3.1.

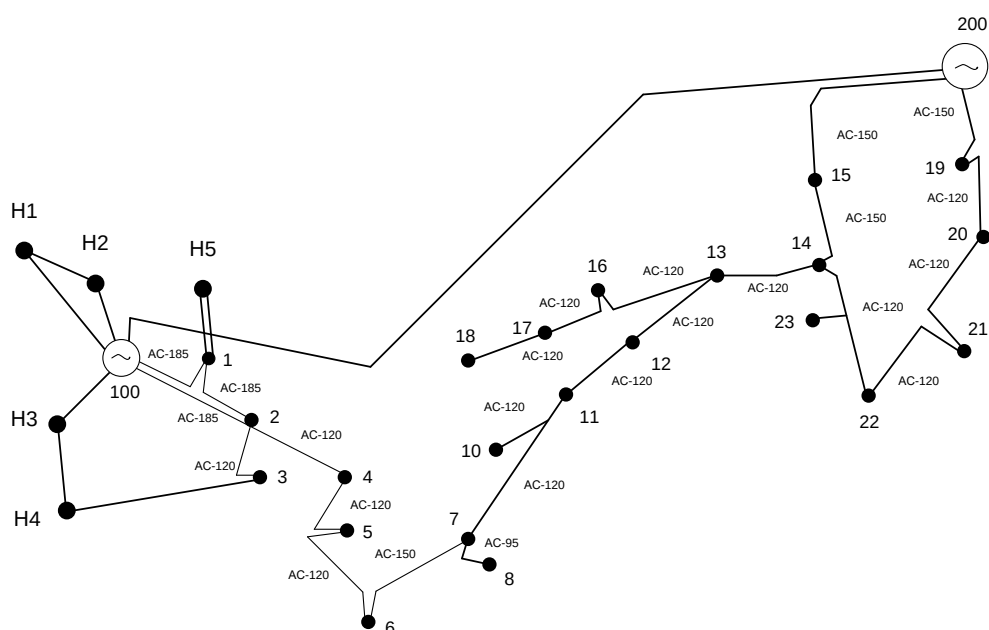


Рисунок 3.1 – Схема електричної мережі 110/35 кВ

Довжина ділянки мережі визначається за формулою:

$$L = 1,1 \cdot m_l \cdot l_{ij}, \quad (3.1)$$

де m_l – масштаб в км/см;

l_{ij} – довжина на карті, см;

1,1 – коефіцієнт не лінійності траси.

Використовуючи формулу (3.1), розрахуємо довжини ділянок для ліній електропередач. Для лінії 19-Н2 довжина лінії складе:

$$l = 1,1 \cdot 15 \cdot 0,8 = 13,2 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	Довжина на карті, мм	Довжина ділянки мережі, км
Н1-Н2	0,8	13,2
Н1-100	1,5	24,75
Н5-1	0,8	13,2
Н2-100	0,8	13,2
Н3-Н4	1	16,5
Н4-Н3	2,3	37,95
Н3-100	0,8	13,2

Розрахунок потужності навантажень

По відомим із курсу ТОЕ формулам і знаючи розмір активних потужностей навантажень P_i і коефіцієнтів $\cos(\varphi_i)$ можна визначити значення реактивної Q_i і повної S_i потужностей у вузлах споживання:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i} \quad (3.2)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2} \quad (3.3)$$

Наприклад, для першого вузла:

$$S_1 = \frac{10}{0,9} = 11,11 \text{ (MBA)};$$

$$Q_1 = \sqrt{11,11^2 - 10^2} = 4,84 \text{ (MBAp)}.$$

Аналогічно визначаємо значення Q і S для інших вузлів. Дані заносимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Потужності навантажень

Вузол	Потужність			$\cos \varphi_i$
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА	
Н1	10	4,84	11,11	0,9
Н2	11	4,69	11,96	0,92
Н3	9	2,64	9,38	0,96
Н4	13	5,54	14,13	0,92
Н5	3	1,45	3,33	0,9

Вибір марки і площі перерізу проводів ЛЕП

При виборі перерізу проводу для ПЛЕП 35 кВ і вище застосовується метод економічних інтервалів. Алгоритм методу:

1. Аналізуються можливі варіанти за перерізом проводу для ПЛЕП.
2. Визначається розрахунковий струм

$$I_p = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma} / n, \quad (3.4)$$

де α_I – коефіцієнт, який враховує зміни навантаження лінії за роками її експлуатації;

$$\alpha_I = 1,05;$$

α_T – коефіцієнт, який враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії $T_{нб}$ і коефіцієнт її попадання у максимум

навантаження електросистеми K_m ; для ліній 35-220 кВ при $4000 \leq T_{нб} \leq 6000$

$$\alpha_T = 1,0;$$

n – кількість ланцюгів;

Таблиця 3.3 - Результати розрахунку поточкорозподілу та вибору номінальної напруги

Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	$P_{л,}$ МВт	$Q_{л,}$ МВАр	$U_{розр,}$ кВ	$U_{ном,}$ кВ
h5-1	13,2	2	3	1,45	33,88	5
h2-100	13,2	1	13	5,82	65,911	10
h1-h2	13,2	1	2	1,13	27,865	10
h1-100	24,75	1	8	3,71	54,824	10
h3-100	13,2	1	14,54	5,22	69,036	10
h3-h4	16,5	1	5,54	2,59	45,569	10
h4-3	37,95	1	7,46	2,94	53,583	10

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{л}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ ,} \quad (3.5)$$

3. Розрахунковий струм порівнюється з економічними границями. З цього порівняння вибирається стандартне значення перерізу.

4. Здійснюється перевірка вибраного перерізу за допустимим струмом.

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{п.а.}}$$

Наприклад, для ділянки 100 - Н2 першої схеми. Обираємо лінію електропередач з наступними параметрами:

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові;
- матеріал опор – залізобетон;
- район ожеледі – II;
- марка та переріз проводу – АС-70/11.

Для всіх інших ліній електропередач розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунку представлені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

Ділянка мережі	Довжина ділянки, км	Кількість ланцюгів	U _{ном} , кВ	I _{розр} , А	I _Е , А	F, мм ²	Марка проводу
h5-1	13,2	2	35	28,839	80	70	АС-70/11
h2-100	13,2	1	110	78,478	135	120	АС-120/19
h1-h2	13,2	1	110	12,675	55	70	АС-70/11
h1-100	24,75	1	110	48,608	55	70	АС-70/11
h3-100	13,2	1	110	85,146	135	120	АС-120/19
h3-h4	16,5	1	110	33,673	55	70	АС-70/11
h4-3	37,95	1	110	44,199	55	70	АС-70/11

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі

При натисненні на кнопку "Розрахунок" виконується перевірка вхідних даних. Перевірка здійснюється у два етапи. Спочатку перевіряється відповідність введення типів віток, коефіцієнтів трансформації, номінальних напруг, заданих потужностей навантаження підстанції 110(35)/10(6) кВ та електроенергії, відпущеної з її шин 10 кВ.

На другому етапі тестування вхідних даних перевіряється коректність

введення схеми електричної мережі.

Якщо помилок не виявлено, запускається модуль розрахунку. У даному вікні відображається проходження процесу розрахунку режиму мережі. Якщо в результаті замикання комутаційних апаратів утворюються замкнені контури, то у верхній частині вікна ілюструється проходження процесу розрахунку контурів.

Якщо розрахунок виконаний коректно то у нижній частині вікна засвічується поле “Виконано”. У даному випадку зачинення вікна “Розрахунок режиму” шляхом натискання кнопки “Готово” призводить до відкриття вікна результатів розрахунків.

Якщо розрахунок режиму не може бути виконаний, то видається повідомлення, яке містить інформацію відносно причин неможливості виконання розрахунку.

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій електричній мережі. Але одночасно програма рахує і усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35 кВ представлені в додатку Б у вигляді трьох таблиць – загальних результатів розрахунків втрат електричної енергії (таблиця Б.1), результатів розрахунків по вітках (таблиця Б.2) та по вузлах (таблиця Б.3).

Аналізуючи результати розрахунків можна зробити наступні висновки:

Вхідна електрична мережа може бути прийнята для подальшого розвитку, оскільки характеризується малими втратами потужності (3,118 МВт) та достатнім рівнем напруги у всіх вузлах.

3.2 Дослідження пристроїв компенсації реактивної потужності при встановленні в електричних мережах

Одним з найефективніших технічних заходів є установлення і введення в

експлуатацію пристроїв для компенсації реактивної потужності.

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

$$Z_w + Z_Q + Z_U + Z_{\Pi} - Z_K \geq 0, \quad (3.6)$$

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

Z_K – витрати на установлення й експлуатацію пристрою, що компенсує чи регулює.

Найбільше піддаються кількісному оцінюванню величини Z_w , Z_Q , Z_K . Для визначення Z_U необхідно мати економічні характеристики якості напруги вузлів навантаження, однак в суб'єктах енергетики вони відсутні. Що стосується показника Z_{Π} , то його можна визначити на підставі економічного аналізу варіантів розвитку суб'єкта енергетики.

Фактичне зниження втрат електроенергії, визначене за формулою (3.7), повинне бути зменшене на втрати в компенсують пристроях $\Delta W_{\text{кп}}$ у мегават-годинах, для синхронних компенсаторів, а для батарей конденсаторів:

$$\Delta W_{\text{кп}} = \text{tg} \delta \cdot Q_{\text{кп}} \cdot T, \quad (3.7)$$

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

$Q_{\text{кп}}$ – потужність компенсують пристрою, квар;

T – час роботи компенсують пристрою, год.

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

$$\delta W = \frac{2 \cdot Q_{\text{КП}} \cdot Q - Q_{\text{КП}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{ек}} \cdot \tau \cdot K_{\text{п}} - \Delta W_{\text{КП}}, \quad (3.8)$$

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

$Q_{\text{КП}}$ – потужність компенсувальних пристроїв, квар;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга електричної мережі, В;

$R_{\text{ек}}$ – еквівалентний за втратами потужності опір електричної мережі. Ом;

τ – час найбільших втрат, год/рік;

$\Delta W_{\text{КП}}$ – втрати електроенергії в компенсувальних установка, МВт·год.

Таблиця 3.5 – Показники ефективності застосування КРП

Показник	Під час установаження КРП у промислових і міських мережах, що живляться від підстанцій напругою, кВ			Під час установаження КРП у сільських мережах. Що живляться від підстанцій напругою, кВ		
	220/6-10	110- 150/6-10	35/6-10	220/10	110- 150/10	35/10
1. Навантажувальні втрати потужності, %: у мережах 35кВ і вище у мережах 6-20кВ усього	1,1 3,8 4,9	2,9 3,8 6,7	3,7 3,8 7,5	1,1 7,6 8,7	2,9 7,6 10,5	3,7 7,6 11,3
2. Оптимальний коефіцієнт реактивної потужності на шинах 6- 20кВ	0,23	0,16	0,14	0,13	0,1	0,09
3. Питоме зниження втрат потужності, кВт/Мвар: у мережах 35кВ і вище у мережах 6-20кВ усього	10 28 38	26 25 51	31 24 55	9 52 61	49 74	9 48 77
4. Питоме зниження втрат електроенергії, кВт·год/квар: у мережах 35кВ і вище у мережах 6-20кВ усього	61 170 231	160 153 313	190 147 337	55 320 375	153 300 453	177 295 472

Неодноразово проведені оптимізаційні розрахунки для ряду суб'єктів енергетики показали високу техніко-економічну ефективність даного заходу.

За відсутності конкретних розрахунків ефективність заходу зі зниження втрат електроенергії може бути приблизно оцінено за укрупненими середніми питомими нормами, наведеними в таблиці 3.5

Крім зниження втрат електроенергії, під час встановлення КРП відбувається зниження втрати напруги в електричній мережі. Так, якщо до проведення заходів щодо компенсації реактивної потужності втрати напруги дорівнювали

$$\Delta U = \frac{P_r + Q_x}{U}, \quad (3.9)$$

то після проведення таких заходів (без обліку регулювального ефекту напруги, який в цьому випадку незначний) вони стали

$$\Delta U' = \frac{P_r + (Q - Q_{кп})x}{U} \quad (3.10)$$

При цьому зниження втрати напруги буде таким:

$$\delta U = \Delta U - \Delta U' = \frac{Q_{кп}X}{U} \quad (3.11)$$

Для встановлення компенсаторів необхідно визначити склад вузлів для яких доцільним є встановлення компенсуювальних пристроїв з огляду на економічні та технічні фактори. Спочатку визначимо точку поточкорозподілу, в яку встановимо пристрій. Для цього покажемо напрямки потужностей в лініях (рисунок 3.2).

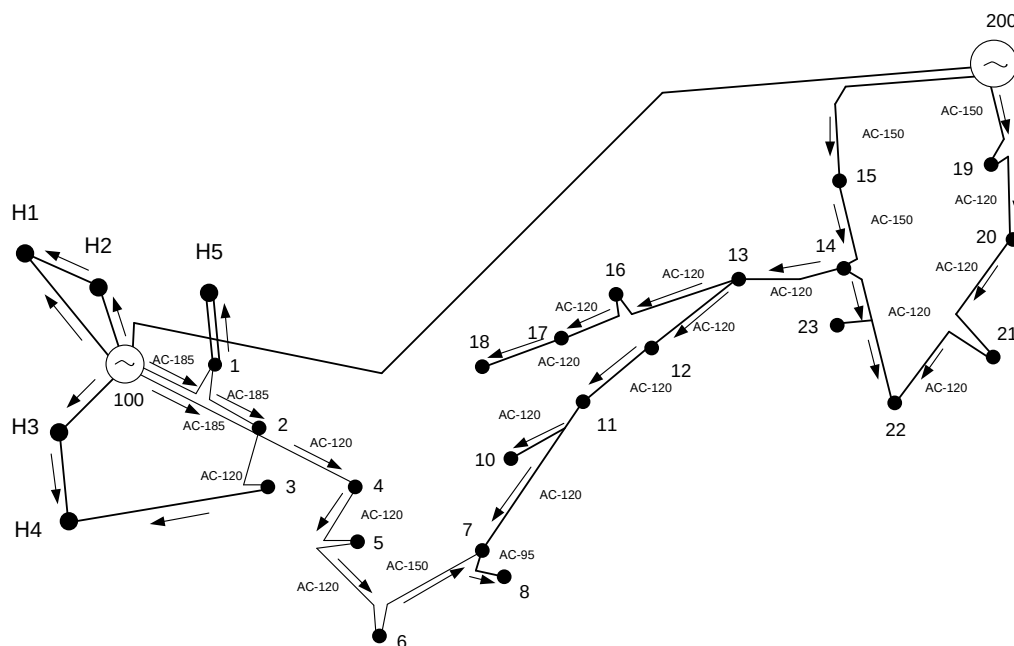


Рисунок 3.2 – Напрямок потужностей в лініях мережі

В даній схемі точкою потокорозподілу є вузли Н1, Н4, 7, 22.

Для вибраного вузла з загальними втратами потужності по схемі $\Delta P = 3,033$ МВт, за наступними виразами визначимо оптимальну потужність компенсувального пристрою за критерієм терміну окупності.

Визначимо капітальні витрати на встановлення компенсувального пристрою 5 МВАр з довідника:

$$K = 159 \text{ тис. грн}$$

Експлуатаційні витрати, тис. грн.:

$$E = \frac{K \cdot a_{\text{обл}} \%}{100\%} \quad (3.12)$$

$$E = \frac{159 \cdot 10,4}{100} = 16,536 \text{ тис. грн}$$

де K – вартість встановлення компенсувального пристрою, тис.грн.,

$a_{\text{обл}}$ – щорічні відчислення на амортизацію ремонт і обслуговування обладнання ($a_{\text{обл}}=10,4\%$ – для обладнання до 10 кВ; $a_{\text{обл}}=9,4\%$ - для обладнання

35-110 кВ;).

Зміна втрат потужності, МВт:

$$d\Delta P = \Delta P' - \Delta P'' \quad (3.13)$$

$$d\Delta P = 3,033 - 2,949 = 0,084$$

де $\Delta P', \Delta P''$ - значення втрат потужності до та після коригування розрахункової моделі відповідно (рисунок 3.3).

Результати розрахунків всієї мережі
ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ
Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год
Отримано потужн./ел.енерг.: 125.752 МВт / 1104.332 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.800 МВт / 1075.728 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 1.913 МВт / 18.929 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 1.913 МВт / 18.929 млн.кВт*г
Втрати х.х. в трансформаторах: 0.530 МВт / 4.645 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.508 МВт / 5.030 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.039 МВт / 9.675 млн.кВт*г
СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 2.952 МВт / 28.604 млн.кВт*г (2.6%)

Рисунок 3.3 – Значення втрат потужності після встановлення
компенсувального пристрою 5 МВАр

Таблиця 3.6 – Результати розрахунків терміну окупності після встановлення компенсаторів реактивної потужності

Тип конденсаторів компенсуючого пристрою	Встановлена потужність	Капітальні витрати	Експлуатаційні витрати	Втрати потужності	Зміна втрат потужності	Зміна вартості втрат електроенергії	Термін окупності	Вузол
	Q _в Мвар	К тис.грн.	Е тис.грн.	ΔР МВт	dΔР МВт	ΔЕ _{Δw} тис.грн.	Т рік	
Без КП	0	0	0	3,033	0	0	0	18 U min
КС2-1,05-60	5	159	16,536	2,949	0,084	355,532	0,46903	
КС2-1,05-60	10,5	212	22,048	2,999	0,034	143,906	1,73973	
КС2-1,05-125	52	1537	144,478	5,883	-2,85	-12062,7	-	
КС2-1,05-125	108	2067	194,298	15,258	-12,225	-51742,6	-	
Без КП	0	0	0	3,033	0	0	0	Н4 Q _{нав} max
КС2-1,05-60	5	159	16,536	2,978	0,055	232,789	0,73525	
КС2-1,05-60	10,5	212	22,048	2,969	0,064	270,881	0,85198	
КС2-1,05-125	52	1537	144,478	4,062	-1,029	-4355,27	-	
КС2-1,05-125	108	2067	194,298	8,46	-5,427	-22969,9	-	

Зміна вартості втрат електроенергії, тис. грн.:

$$\Delta E_{\Delta w} = p_H \cdot d\Delta P \cdot \tau \quad (3.14)$$

$$\Delta E_{\Delta w} = 0,98 \cdot 0,084 \cdot 4318,9 = 355,53$$

де τ – час втрат, $\tau = 4318,9$ год/рік; p_H – вартість однієї МВт·год.
Відпущеної електроенергії, $p_H = 0,98$ тис.грн/МВт·год.

$$T = \frac{K}{\Delta E_{\Delta w} - E} \quad (3.15)$$

$$T = \frac{159}{355,53 - 16,536} = 0,469$$

В додатку В показаний розрахунок після встановлені КП 5 МВт.

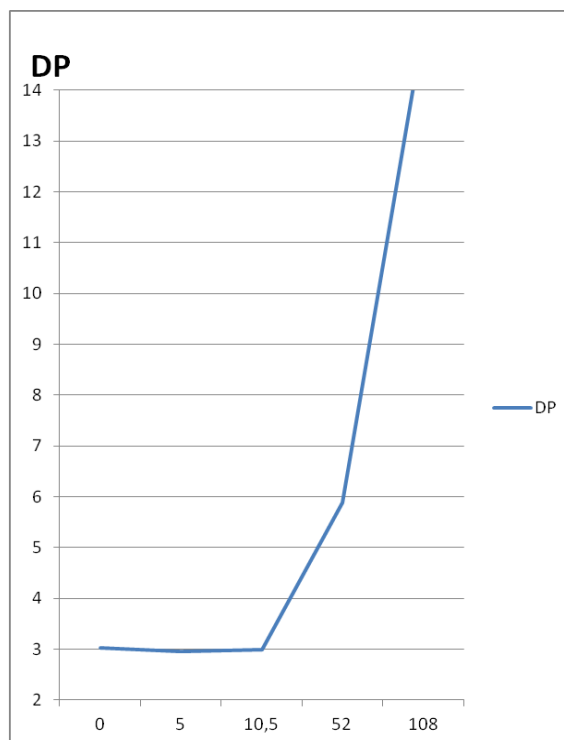


Рисунок 3.4 - Графік залежності втрат потужності від КП

Значення терміну окупності не перевищує 8 років, це вказує на доцільність встановлення компенсуючого пристрою. Результати розрахунків при встановленні інших компенсаторів подано у вигляді таблиці 3.3.

Найбільш доцільно встановлювати КП 5МВт у вузол 18, оскільки це призводить до найбільшого зниження втрат, і термін окупності цього заходу найменший. Встановлювати КП на більшу потужність не ефективно, оскільки це навпаки призведе до збільшення втрат в мережі.

3.3 Дослідження використання регулювальних пристроїв силових трансформаторів для підвищення ефективності експлуатації електричних мереж

Регулювання напруги здійснюється на шинах генераторів електростанцій, шинах вищої й середньої напруги великих вузлових підстанцій у системних мережах, шинах центрів живлення (ЦЖ) розподільних електричних мереж.

Регулювання напруги здійснюється за допомогою спеціальних технічних

засобів, що називаються регулюючими пристроями. Всі ці регулюючі пристрої умовно можна розділити на два типи: вузлові й лінійні. Вузлові пристрої змінюють режимні параметри мережі - напругу й реактивну потужність у точці підключення до мережі. Це генератори електростанцій, синхронні компенсатори, батареї конденсаторів, нерегульовані й регульовані реактори і статичні регульовані джерела реактивної потужності.

Лінійні пристрої змінюють схемні параметри мережі - коефіцієнти трансформації, реактивний опір. Це трансформатори, автотрансформатори із пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН), спеціальні регульовальні трансформатори, конденсаторні установки для поздовжньої компенсації індуктивного опору мережі.

Основною метою регулювання напруги в розподільних мережах напругою 6-20 кВ, що перебувають у безпосередній електричній близькості від споживачів, є підтримка відхилень напруги в межах, установлених ДСТУ 13109-97 .

Основною метою регулювання напруги в розподільних мережах напругою 110-220 кВ є забезпечення економічного режиму їхньої роботи за рахунок зменшення втрат потужності й енергії.

Основною метою регулювання напруги в системних мережах напругою 330 кВ і вище є обмеження внутрішніх перенапруг для забезпечення надійної роботи ізоляції устаткування таких мереж, гранична робоча напруга яких становить $1,05 U_{\text{ном}}$.

Визначення вузла регулювання РПН

Нам дано електричну мережу напругою 110 кВ з деякими приєднаннями на 35 кВ. Регулювання рівня напруги пристроями РПН у трансформаторах дає свій ефект на низькій стороні, тобто на стороні 10 кВ. Враховуючи те, що нам не дано параметрів розподільчих мереж від даної високовольтної мережі, тому дослідження впливу РПН ми проводити не будемо. Можливо, якщо б потужності

мережі були б великі і кількість вузлів менша, то був би можливий варіант впливу регулювання РПН.

Для того щоб перевірити вплив РПН на підвищення якості експлуатації електричної мережі ми введемо один трансформатор у ЛЕП. Потрібно вибрати лінію, введення в яку додаткового трансформатора дозволить оптимально поміняти перетоки потужності в даній електричній мережі.

Наприклад, у лінію, яка з'єднує вузли №5 та №6 вводимо трансформатор. Обираємо тип трансформатора такий, який буде відповідати потужності, що протікає лінією. Вибраний трансформатор – ТДТН-63000/110/35/10.

Виконання оптимізаційного розрахунку електричної мережі

Проводимо розрахунки у ПК «Втрати-110» та зберігаємо отриману інформацію. Отримані дані були занесені до робочого листа MS Excel. На даному листі було побудовану залежність впливу зміни сумарних втрат потужності в електричній мережі залежно від положення РПН додатково встановленого трансформатора. Дана залежність зображена на рисунку 3.5

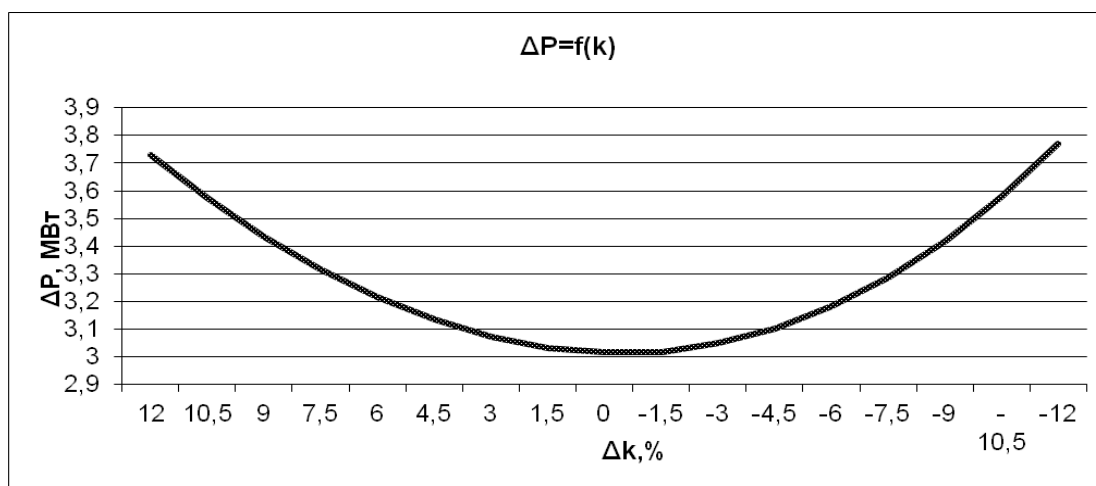


Рисунок 3.5 - Залежність впливу зміни сумарних втрат потужності в електричній мережі від положення РПН трансформатора

Аналіз результатів розрахунку ЕМ за допомогою РПН

Роблячи висновки, можна сказати, що встановлений трансформатор у лінію 5-6 суттєво вплинув на перетоки потужності в даній електричній мережі. Втрати потужності та електроенергії збільшилися. Відбулося регулювання

трансформатора по всіх відпайках по значенню напруги від $0,88 \cdot U_{\text{ном_ТР}}$ до $1,12 \cdot U_{\text{ном_ТР}}$. У вищепоказаній залежності можна побачити числові значення зміни потужності сумарних втрат даної електричної мережі (див. рис. 3.5). Оптимальне значення втрати потужності та електроенергії електричної мережі було зафіксоване при значенні РПН на відпайці зі значенням 0% від $U_{\text{ном_ТР}}$ і дорівнює $\Delta P = 3,016 \text{ МВт}$.

Дані розрахунки потрібні щоб провести розрахунок впливу РПН на підвищення якості експлуатації електричної мережі. Встановлення даного трансформатора потребує капіталовкладення, яке не є доцільним для даної мережі.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

У цьому розділі бакалаврської роботи розробляються заходи з охорони праці під час обслуговування пристроїв для регулювання напруги в електричних мережах. На електротехнічний персонал, що виконує ці роботи з обслуговування пристроїв для регулювання напруги, впливає комплекс шкідливих виробничих факторів. Тому важливо розглянути питання з охорони праці, що передбачають заходи щодо їхнього виявлення, розроблення заходів зі зниження їхнього впливу, з промислової безпеки, а також зі створення безпечних та нешкідливих умов праці робітників. Відтак, на оперативно-ремонтний електротехнічний персонал впливають такі шкідливі виробничі фактори [1, 2].

Фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо); іонізація повітря.

Хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (нетоксичний пил).

Фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

4.1.1 Вимоги до організації робочих місць оперативно-ремонтного персоналу, який здійснює обслуговування електрообладнання [3, 4].

Перед допуском до роботи на комутаційних апаратах з дистанційним

керуванням слід виконати такі технічні заходи:

- вимкнути допоміжні кола (керування, сигналізації, підігрівання та ін.) і силові кола приводу;
- зачинити засувки на трубопроводі подавання повітря в баки вимикачів або на пневматичні приводи та випустити в атмосферу повітря, яке в них містилось; у цьому разі спускні пробки (клапани) залишаються у відкритому положенні;
- привести в неробоче положення вмикальний вантаж або вмикальні пружини;
- вивісити плакати "Не вмикати! Працюють люди" - на ключах дистанційного керування і "Не відкривати! Працюють люди" - на закритих засувках.

Для пробних вмикань і вимикань комутаційного апарата без подавання робочої напруги під час його налагоджування та регулювання допускається тимчасове вмикання допоміжних і силових кіл приводу, а також подавання повітря в привод та на вимикач. У цьому разі слід зняти плакати "Не вмикати! Працюють люди" та "Не відкривати! Працюють люди". Дистанційно вмикати та вимикати комутаційний апарат під час його випробовування дозволяється оперативним та оперативно-виробничим працівникам, якщо це обумовлено нарядом в "Окремих вказівках." Після випробування, у разі необхідності продовження роботи на комутаційному апараті, черговий або з його дозволу керівник робіт повинен виконувати вимоги цих Правил.

Підніматись на повітряний вимикач, що перебуває під робочим тиском, дозволяється тільки під час випробування та виконання налагоджувальних робіт (регулювання демпферів, знімання віброграм, під'єднання провідників до вимірювальних приладів або їх від'єднання, визначення місць витікання повітря тощо). Забороняється підніматись на вимкнений повітряний вимикач з повітронаповненим віддільником, якщо віддільник перебуває під робочим тиском.

Перед підніманням на повітряний вимикач для проведення випробувань та налагодження необхідно:

- вимкнути кола керування;

- заблокувати кнопку місцевого керування та пускові клапани (наприклад, від'єднати повітровідні трубки, замкнути шафи тощо) або поставити біля вимикача проінструктованого члена бригади, який допускав би до оперування вимикачем (після вмикання кіл керування) за вказівкою керівника робіт тільки одного працівника. У разі перебування працівників на повітряному вимикачі, що знаходиться під тиском, слід припинити усі роботи в шафах керування і розподільчих.

Забороняється перебування працівників біля повітряних вимикачів під час їх вмикання і вимикання, налагодження та випробування. Команду на виконання операцій повітряним вимикачем у разі проведення випробних і налагоджувальних робіт керівник робіт (або уповноважений ним член бригади) повинен подавати тільки після того, як всі члени бригади будуть відведені від вимикача на безпечну відстань або в укриття.

У разі допуску до роботи, пов'язаної з перебуванням працівників всередині повітрозбірників, необхідно:

- закрити засувки повітропроводів, по яких може бути подано повітря, зачинити їх на замок, вивісити на засувках плакати "Не відкривати! Працюють люди";

- випустити в атмосферу повітря, що перебуває під тиском в повітрозбірнику, залишивши відкритим спускний клапан;

- від'єднати від повітрозбірника повітропровід подавання повітря і встановити на ньому заглушки.

Нульовий показ манометрів на баках вимикачів та повітрозбірниках не може бути вірогідною ознакою відсутності в них стисненого повітря. Для того, щоб зняти кришки лазів, безпосередньо перед відгвинчуванням болтів та гайок необхідно відкрити спускні клапани або засувки і переконатись у відсутності стисненого повітря. Спускні клапани або засувки дозволяється закривати тільки після загвинчування всіх болтів та гайок, що кріплять кришку лазу.

У разі виконання роботи у відсіку комірки КРУ необхідно:

- викотити візок з обладнанням;
- зачинити на замок шторку відсіку, в якому струмовідні частини залишилися під напругою та вивісити плакат "Стій! Напруга";
- вивісити плакат "Працювати тут" у відсіку, де треба буде працювати.

У разі виконання роботи поза КРУ на підімкненому до нього обладнанні або на ПЛ і КЛ, що відходять, візок з вимикачем необхідно викотити з комірки; шторку або дверці зачинити на замок та вивісити на них плакат "Не вмикати! Працюють люди" або "Не вмикати! Робота на лінії". У цьому разі допускається:

- за наявності блокування (блоківки) між заземлювальними ножами та візком з вимикачем - встановлювати візок в контрольне положення після вмикання цих ножів;
- за відсутності такої блокування або заземлювальних ножів в комірках КРУ - встановлювати візок в проміжне положення між контрольним та викоченим за умови зачинення комірки КРУ на замок. Візок може встановлюватись у проміжне положення незалежно від наявності заземлення на приєднанні. Встановлювати заземлення в комірці КРУ у разі виконання роботи на ПЛ, що відходять, необхідно з урахуванням вимог цих Правил.

Встановлювати в контрольне положення візок з вимикачем для випробування та роботи в колах керування і захисту дозволяється в тих випадках, коли роботи поза КРУ на ПЛ і КЛ, що відходять, або на підімкненому до них обладнанні, враховуючи механізми, з'єднані з електродвигунами, не проводяться або встановлено заземлення в комірці КРУ.

Приміщення РУ з електричним обладнанням слід обладнати примусовою вентиляцією. Забороняється виконувати будь-яку роботу доти, доки не буде забезпечено п'ятикратний обмін повітря в цьому приміщенні протягом однієї години. Наявність електрики можна перевірити за допомогою викритого вогню (сірник, свічка тощо) на рівні підлоги.

Розкривання полюсів електричного вимикача необхідно проводити на відкритому повітрі. Якщо розкривання полюсів виконується в приміщенні, слід

застосовувати спеціальну установку з вакуумним пристроєм, що забезпечує відсмоктування елегазу з робочого місця.

Якщо в процесі розкривання полюсів елегазового вимикача будуть виявлені продукти розпаду елегазу (білий порошок), їх необхідно зібрати пиłosосом, застосовуючи змінні фільтри.

4.1.2 Електробезпека

Основні технічні рішення щодо запобігання електротравмам:

1) виконання технічних заходів під час підготовки робочого місця,
2) застосування під час обслуговування електроустановок електрозахисних засобів.

1) Під час підготовки робочого місця для роботи, яка вимагає знімання напруги, слід виконати у зазначеній послідовності такі технічні заходи:

- провести необхідні вимкнення і вжити заходів щодо запобігання помилковому або самочинному вмиканню комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційної апаратури. За необхідності струмопровідні частини слід огорожувати;

- приєднати до "землі" переносні заземлення;

- перевірити відсутність напруги на струмопровідних частинах, на які слід встановити заземлення. Якщо переносні заземлення планується ставити поблизу струмопровідних частин, що не входять в зону робочого місця, то їх огороження слід встановити до перевірки відсутності напруги та заземлення;

- встановити заземлення (увімкнути заземлювальні ножі, приєднати до вимкнених струмопровідних частин переносні заземлення) безпосередньо після перевірки відсутності напруги та вивісити плакати "Заземлено" на приводах вимикальних комутаційних апаратів;

- огородити, у разі необхідності, робочі місця або струмопровідні частини, що залишились під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки.

Залежно від місцевих умов струмопровідні частини огорожують до або після їх заземлення.

2) Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватись засоби захисту від ураження електричним струмом, від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального та колективного захисту. Ізолювальні електрозахисні засоби поділяються на основні і додаткові. До основних ізолювальних електрозахисних засобів, які повинні застосовуватись в електроустановках напругою понад 1000 В, відносяться: ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, показчики напруги, пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.); до додаткових – діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, ізолювальні накладки, ізолювальні ковпаки, штанги для перенесення та вирівнювання потенціалу, сигналізатори напруги, захисні огороження (щити, ширми), переносні заземлення, плакати та знаки безпеки та інші засоби захисту.

Крім наведених вище засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ: захисні каски – для захисту голови; захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя; протигази і респіратори – для захисту органів дихання; рукавиці – для захисту рук; запобіжні пояси та страхувальні канати.

Вибір необхідних електрозахисних засобів, засобів захисту від дії ЕП, а також ЗІЗ регламентується [3], а також іншими відповідними нормативними документами (НД) з урахуванням місцевих умов. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб, крім випадків, що обумовлені в цих Правилах. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

За безпечність конструкції, правильність вибору матеріалів, якість виготовлення, а також за відповідність засобів захисту чинним в Україні

нормативним документам повинні нести відповідальність керівники підприємств, установ, організацій (незалежно від форми власності), що виготовляють ці засоби захисту, орган, який видав сертифікат на виробництво та на реалізацію захисних засобів, в тому числі і засобів захисту зарубіжного виробництва.

Керівники підприємств, установ, організацій та інші посадові особи несуть персональну відповідальність за виконання вимог цих Правил у межах покладених на них завдань та функціональних обов'язків згідно з чинним законодавством. Працівників, які обслуговують електроустановки, необхідно забезпечити усіма необхідними засобами захисту, навчити правилам користування цими засобами і зобов'язати застосовувати їх для створення безпечних умов праці.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяжкість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт) [6]. Параметри мікроклімату під час виконання персоналом електромонтажних робіт наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °C	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочих місцях оперативно-ремонтного персоналу передбачається [7]: в холодну пору року – використання калорифера; в літню пору – застосування кондиціонерів

та вентиляторів обдуву.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м^3 [6]. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони оперативного персоналу

Назва речовини	ГДК, мг/м^3		Клас
	Максим ально разова	Сер ельно	
Вуглецю оксид	3	1	4
Пил	0,5	0,15	4

Для підтримки допустимих значень мікроклімату та концентрації шкідливих речовин необхідно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціювання повітря [7].

4.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018 [8], роботи з монтажу електрообладнання СЕС, потребують освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «в». Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Вимоги до освітлення приміщень виробничих підприємств

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	II	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	1,2

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

4.2.4 Виробничий шум

Устаткування, що є джерелом шуму: вентилятори, електроінструмент, технологічне обладнання. Шум у приміщенні широкосмуговий. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях мають відповідати вимогам [9] і наведені в табл. 4.4.

Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях слід застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками.

Таблиця 4.4 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньгеометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

Акустична обробка приміщень – це облицювання частини внутрішніх поверхонь огорожень звукопоглинаючими матеріалами, а також розміщення в приміщенні штучних звукопоглиначів, які представляють собою вільно підвішені об’ємні поглинаючі тіла довільної форми.

Найбільший ефект при акустичній обробці можливо отримати в точках, які розташовані в зоні відбитого звуку; в зоні прямого звуку акустичний ефект від застосування облицювання набагато менший.

Звукопоглинаючі облицювання розміщують на стелі і в верхніх частинах стін при висоті приміщення не більше 6-8 м таким чином, щоб акустично оброблена поверхня складала не менше 60 % від загальної площі обмежуючих приміщення поверхонь. У вузьких і дуже високих приміщеннях доцільно облицювання розміщувати на стінах, залишаючи нижні частини стін (до 2 м висотою) не облицьованими, або проектувати конструкцію звукопоглинаючої підвісної стелі.

4.3. Пожежна безпека

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують Правила пожежної безпеки в Україні [11, 12]. Пожежо- вибухонебезпечність речовин і матеріалів визначається за ДСТУ 8829: 2019 [13], за якою визначається категорія приміщень за вибуховою та пожежною безпекою [14].

Приміщення підстанцій за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відносяться до категорії Д – речовини і/або матеріали, що зазначені вище для категорій приміщень В (крім горючих газів, горючих пилу і/або волокон), а також негорючі речовини і/або матеріали в холодному стані (за температури навколишнього середовища), за умов, що приміщення, в яких знаходяться (зберігаються, переробляються, транспортуються) зазначені вище речовини і/або матеріали, не відносяться до категорій А, Б або В з зонами П-Іа в приміщеннях, де є тверді горючі речовини чи матеріали (корпуси та оболонки електрообладнання, меблі тощо).

Будівлі, в якій розташовані ці приміщення, характеризується III ступенем вогнестійкості.

До III ступеня вогнестійкості відносяться будинки з несучими та огорожувальними конструкціями з природних або штучних кам'яних матеріалів, бетону, залізобетону. Для перекриттів дозволяється застосовувати дерев'яні конструкції, захищені штукатуркою або негорючими листовими, плитними матеріалами, або матеріалами груп горючості Г1 (низької горючості), Г2 (помірної горючості). До елементів покриттів не висуваються вимоги щодо межі вогнестійкості, поширення вогню, при цьому елементи горищного покриття з деревини повинні мати вогнезахисну обробку.

Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

		Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
		стіни					сходові площад- ки, костури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере- криття між по- верхові (у т.ч. горищні та над підва- лами	елементи суміщених покриттів	
		несучі та сходо- вих кліток	само- несучі	зов- ніш- ні не- несу- чі	внут- рішні не- несучі (пере- город- ки				коло- ни	пли- и, насти -ли, прого -ни
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M1	R 120 M0	R 60 M0	EI 45 M1	Не нормуються		

Межі вогнестійкості самонесучих стін, які враховуються в розрахунках жорсткості та стійкості будинку, приймають, як для несучих стін. Будівельні конструкції класифікують за вогнестійкістю та здатністю поширювати во-гонь. Показником вогнестійкості є межа вогнестійкості конструкції, що визначається часом (у хвиликах) від початку вогневого випробування за стандартним температурним режимом до настання одного з граничних станів конструкції:

- втрати несучої спроможності (R);
- втрати цілісності (E);
- втрати тепло та ізолювальної спроможності (I).

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [15] наведено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилиналих)	Тип заповнення прорізів, не нижче	Тип протипожежного тамбур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських, сільськогосподарських будинків і споруд слід приймати за таблицею 4.7 (знаменник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних норм, наведеними у таблиці 4.7. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських будинків, сільськогосподарських будівель і споруд потрібно приймати за таблицею 4.7 (знаменник) [15].

Таблиця 4.7 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
III	6/9	8/9	10/12

На території підстанції встановлено 15 вогнегасників ВВП-5 (ВП-5) та 12 ВВП-9 [16].

У випадку виникнення пожежі робітники повинні: прийняти всі заходи по ліквідації вогню; місце, яке загорілось слід гасити вогнегасниками; при загоранні електропроводів слід відключити лінію, а ізоляцію електропроводів необхідно гасити тільки порошковими вогнегасниками ВП-5 або піском; зупинити обладнання.

ВИСНОВКИ

У результаті виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи проведено комплексне дослідження теоретичних основ, технічних рішень і практичних аспектів регулювання напруги в електроенергетичних мережах. Основні результати роботи можна сформулювати у таких положеннях:

1. Проаналізовано сучасні методи та засоби регулювання напруги, які застосовуються в електричних мережах різного рівня напруги. Визначено переваги та обмеження таких пристроїв, як регулювальні трансформатори з РПН і ПБЗ, лінійні регулятори, синхронні компенсатори, батареї конденсаторів, реактори та інші.

2. Уточнено критерії вибору типу регулювального пристрою залежно від особливостей мережі, характеру навантаження, вимог до якості електроенергії та економічної доцільності.

3. Проведено моделювання електричної мережі із використанням сучасних програмних засобів аналізу ustalених режимів. Виконано розрахунки втрат потужності, струмів у лініях та відхилень напруги в контрольних вузлах мережі.

4. Досліджено вплив встановлення компенсувальних пристроїв та трансформаторів з регулюванням під навантаженням на енергоефективність та експлуатаційні характеристики мережі. Встановлено, що використання пристроїв компенсації реактивної потужності сприяє зниженню втрат енергії, покращенню режиму напруги та підвищенню пропускної здатності мережі.

5. Запропоновано техніко-економічне обґрунтування доцільності модернізації системи регулювання напруги, зокрема впровадження трансформаторів з РПН та оптимального розміщення компенсаторів. Обґрунтовано вибір оптимальної потужності пристрою та визначено очікуваний термін окупності.

Таким чином, поставлені у роботі мета і завдання були повністю реалізовані, а отримані результати можуть бути використані для підвищення надійності, енергоефективності та якості електропостачання в існуючих та перспективних електроенергетичних системах України.

ЛІТЕРАТУРА

1. Яндульський О. С., Труніна Г. О., Нестерко А. Б., Настенко Д. В. Регулювання напруги в розподільних електричних мережах з відновлюваними джерелами енергії. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 184 с
2. Жаркін А., Новський В., Попов В., Ярмолюк О. Підвищення ефективності керування режимами розподільних мереж за умов застосування розосереджених джерел генерації та засобів акумулювання електроенергії // Технічна електродинаміка. – 2021. – № 3. – С. 37.
3. Балюта С. М., Куєвда Ю. В., Копилова Л. О., Йовбак В. Д., Зінкевич П. О., Кондрашевський М. С. Автоматизована система регулювання напруги в електричній мережі з відновлювальними джерелами енергії // Сучасні методи, інформаційне, програмне та технічне забезпечення систем керування організаційно-технічними та технологічними комплексами: IX Міжнародна науково-технічна Internet-конференція, 25 листопада 2022 р. – Київ: НУХТ, 2022. – С. 14.
4. Прокопенко В. В., Закладний О. О., Гребенюк Т. В. Вибір методів та засобів регулювання напруги в промислових електричних мережах // Енергозбереження та промислова безпека: виклики та перспективи: матеріали III Міжнародної науково-практичної конференції (2–3 червня 2020 року, м. Київ). – Київ: Основа, 2020. – С. 141–148.
5. Гаєвський О. Ю., Гаєвська Г. М. Регулювання напруги у вузлі підключення ФЕС з використанням функцій смарт-інвертора. Врахування параметрів розподільчої мережі // Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XXII міжнародної науково-практичної конференції (20–21 травня 2021 р.). – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2021. – С. 472–477.
6. Загика О. В. Регулювання напруги в цехових мережах промислових об'єктів для забезпечення енергоефективних режимів роботи: кваліфікаційна робота

магістра: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / наук. керівник С. М. Балюта. – Київ, 2023. – 116 с

7. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с

8. Балюта С. М., Йовбак В. Д., Копилова Л. О., Корольов Є. О. Система керування напругою з нечіткими регуляторами в системі електропостачання промислового підприємства // Цукор України. – 2017. – № 1. – С. 25–31

9. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 168 с

10. Зінзура В. В., Кубкін М. В., Сіріков О. І., Козловський О. А., Плешков П. Г. Спосіб автоматичного регулювання напруги в електричній мережі: пат. № 1234567 Україна. – 2020.

11. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

12. ДСТУ-Н Б А 3.2-1: 2007 Настанова щодо визначення небезпечних і шкідливих факторів та захисту від їх впливу при виробництві будівельних матеріалів і виробів та їх використання в процесі зведення та експлуатації об'єктів будівництва. URL: <https://profidom.com.ua/a-3/a-3-2/824-dstu-n-b-a-3-2-12007-nastanova-shhodo-viznachenna-nebezpechnih-i-shkidlivih-faktoriv->

13. ДНАОП 1.1.10-1.01-97 Правила безпечної експлуатації електроустановок. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=21826.

14. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

Додатки

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ)
РОБОТИ

Назва роботи: «Аналіз і вдосконалення пристроїв для регулювання напруги в електроенергетичних мережах»

Тип роботи: Бакалаврська кваліфікаційна робота
(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ: Кафедра електричних станцій та систем
(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник: к.т.н., доцент кафедри ЕСС Собчук Н. В.
(прізвище, ініціали, посада)

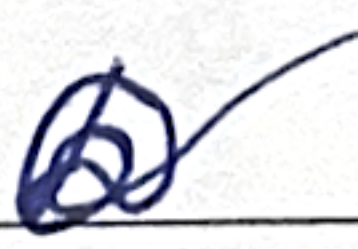
Показники звіту подібності

StrikePlagiarism	
Оригінальність	90
Загальна схожість	10

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

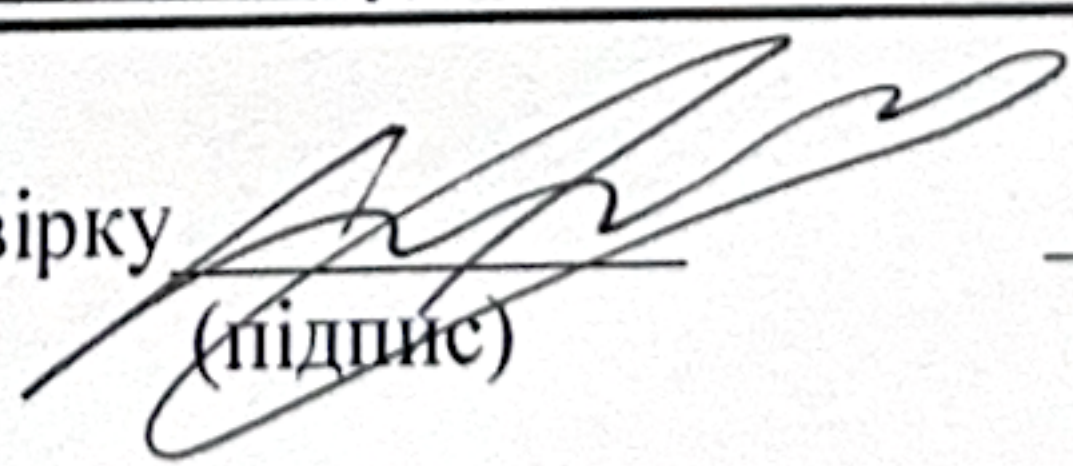
- ☐ Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- ☐ Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор  Добroneцький О. В.
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку  Вишнеvський С.Я
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт _____
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

Аналіз і вдосконалення пристроїв для регулювання напруги в електроенергетичних мережах

Виконав: студент 4 курсу групи ЕС-216

спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»

за ОП «Електроенергетика та електротехніка»,

Добронецький О. В.

Керівник: к.т.н., доц. Собчук Н. В.



Актуальність теми дослідження

Зростання кількості чутливих навантажень

Сучасні електричні мережі характеризуються збільшенням кількості навантажень, чутливих до якості електроенергії, таких як комп'ютери, медичне обладнання та промислові роботи. Ці пристрої вимагають стабільної напруги для коректної роботи.

Необхідність стабілізації напруги

Для забезпечення надійної роботи електрообладнання та запобігання аварійним ситуаціям необхідна стабілізація напруги в мережах різного призначення, від побутових до промислових. Це особливо важливо в умовах зростаючого споживання електроенергії.

Вплив на ефективність та надійність

Якість електроенергії, зокрема стабільність напруги, безпосередньо впливає на ефективність та надійність електроенергетичних систем. Відхилення напруги від номінального значення може призвести до зниження продуктивності обладнання та збільшення втрат електроенергії.



Мета та завдання дослідження

1

Мета дослідження

Основною метою дипломної роботи є аналіз існуючих пристроїв для регулювання напруги в електроенергетичних мережах та розробка вдосконалених рішень, що забезпечують підвищення якості електропостачання та зниження втрат електроенергії.

2

Завдання дослідження

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання: провести огляд існуючих методів регулювання напруги, проаналізувати сучасні пристрої регулювання напруги, розробити вдосконалені рішення для регулювання напруги, виконати моделювання та аналіз запропонованих рішень.

3

Вдосконалення рішень

Також в рамках дослідження буде виконано техніко-економічне обґрунтування запропонованих рішень для оцінки їхньої економічної ефективності та визначення можливостей впровадження в електроенергетичних системах. Необхідно виявити практичне значення отриманих результатів.



Get reage wilting
and selcation



Wltage vltage
regulation in the oafon

Methods, the voltage cattanges an wage of witach
wrtage of outlide in idew beared options in the
regurted an the ded and sution.

Огляд методів регулювання напруги

Стабілізація напруги

Метод стабілізації напруги полягає в підтримці напруги на заданому рівні шляхом використання спеціальних пристроїв, таких як стабілізатори напруги. Цей метод дозволяє забезпечити стабільну роботу електрообладнання.

Двоступеневе регулювання

Двоступеневе регулювання напруги передбачає використання двох ступенів регулювання для забезпечення більш точної підтримки напруги на заданому рівні. Цей метод дозволяє зменшити відхилення напруги від номінального значення.

Зустрічне регулювання

Метод зустрічного регулювання напруги полягає у використанні спеціальних трансформаторів, що дозволяють регулювати напругу в мережі шляхом додавання або віднімання напруги. Цей метод дозволяє компенсувати втрати напруги в мережі.

Порівняльний аналіз

Проведений порівняльний аналіз ефективності різних методів регулювання напруги дозволяє визначити найбільш оптимальний метод для конкретних умов експлуатації електроенергетичної мережі, враховуючи її особливості та вимоги до якості електроенергії.



Аналіз сучасних пристроїв регулювання напруги



Трансформатори з РПН

Трансформатори з регулюванням під навантаженням (РПН) дозволяють змінювати коефіцієнт трансформації без відключення навантаження, що забезпечує стабільну напругу в мережі при зміні навантаження.



Статичні тиристорні компенсатори

Статичні тиристорні компенсатори (СТК) використовують тиристори для швидкої компенсації реактивної потужності, що дозволяє підтримувати стабільну напругу в мережі при швидких змінах навантаження.



Динамічні компенсатори викривлень

Динамічні компенсатори викривлень напруги (D-STATCOM) забезпечують компенсацію гармонік та інших викривлень напруги, що покращує якість електроенергії та підвищує надійність роботи електрообладнання.

Вдосконалення пристроїв регулювання напруги

Модифікації існуючих пристроїв

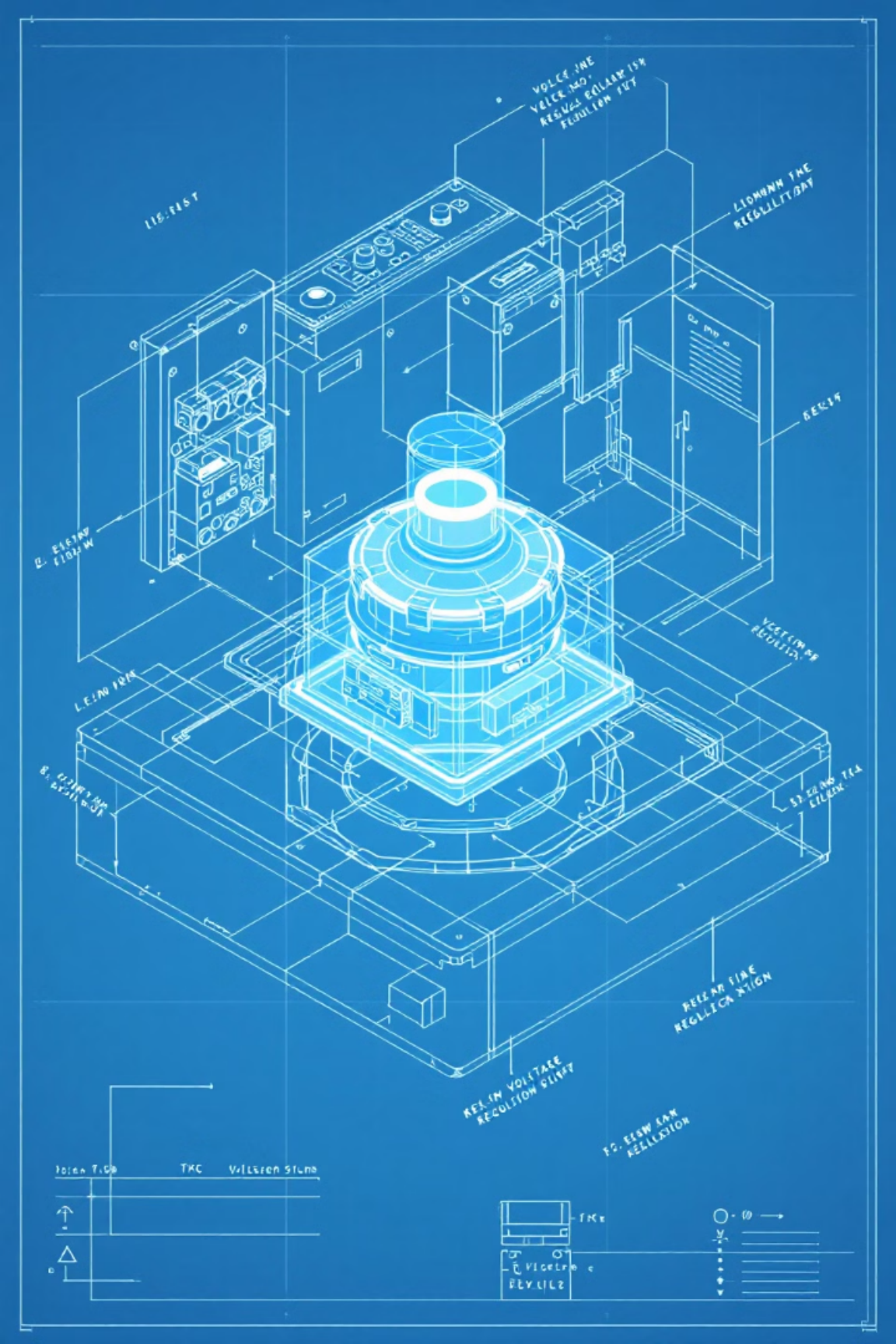
Запропоновано модифікації існуючих пристроїв регулювання напруги, що дозволяють підвищити їх ефективність та надійність. Ці модифікації включають використання нових матеріалів, покращення конструкції та оптимізацію параметрів.

Розробка нової схеми

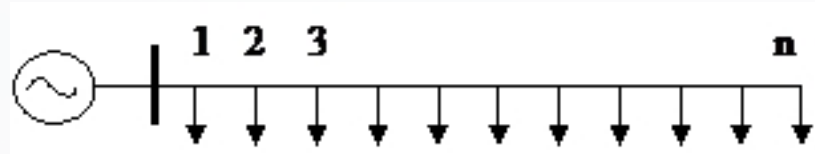
Розроблено нову схему регулювання напруги, що забезпечує більш точну та швидку підтримку напруги на заданому рівні. Ця схема використовує сучасні алгоритми керування та дозволяє компенсувати вплив різних факторів, що впливають на напругу в мережі.

Застосування технологій керування

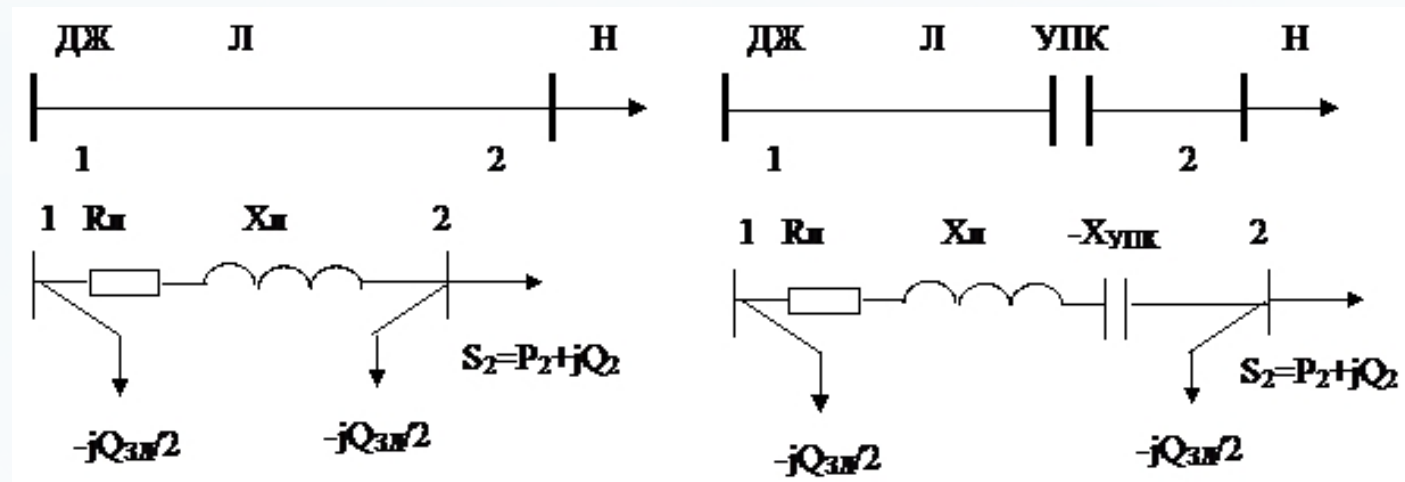
Застосування сучасних технологій керування, таких як мікроконтролери та цифрові сигнальні процесори, дозволяє реалізувати більш складні алгоритми регулювання напруги та забезпечити більш ефективну роботу пристроїв регулювання.



Регулювання струму збудження генераторів електростанцій



Регулювання напруги зміною опору мережі



Трансформатори з РПН

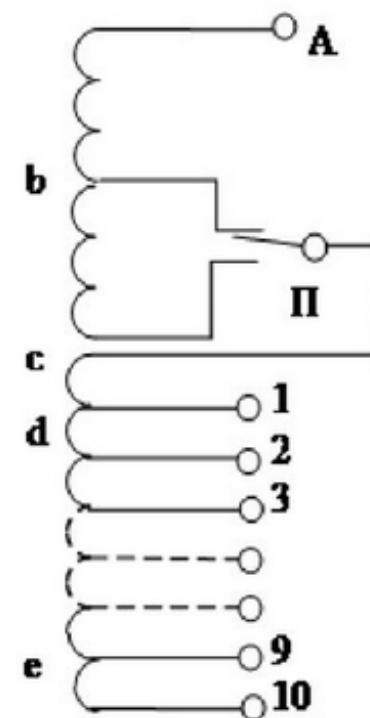


Схема РПН трансформатора



Висновки

1. Проаналізовано сучасні методи та засоби регулювання напруги, які застосовуються в електричних мережах різного рівня напруги. Визначено переваги та обмеження таких пристроїв, як регулювальні трансформатори з РПН і ПБЗ, лінійні регулятори, синхронні компенсатори, батареї конденсаторів, реактори та інші.
2. Уточнено критерії вибору типу регулювального пристрою залежно від особливостей мережі, характеру навантаження, вимог до якості електроенергії та економічної доцільності.
3. Проведено моделювання електричної мережі із використанням сучасних програмних засобів аналізу усталених режимів. Виконано розрахунки втрат потужності, струмів у лініях та відхилень напруги в контрольних вузлах мережі.
4. Досліджено вплив встановлення компенсувальних пристроїв та трансформаторів з регулюванням під навантаженням на енергоефективність та експлуатаційні характеристики мережі. Встановлено, що використання пристроїв компенсації реактивної потужності сприяє зниженню втрат енергії, покращенню режиму напруги та підвищенню пропускної здатності мережі.
5. Запропоновано техніко-економічне обґрунтування доцільності модернізації системи регулювання напруги, зокрема впровадження трансформаторів з РПН та оптимального розміщення компенсаторів. Обґрунтовано вибір оптимальної потужності пристрою та визначено очікуваний термін окупності.

Таким чином, поставлені у роботі мета і завдання були повністю реалізовані, а отримані результати можуть бути використані для підвищення надійності, енергоефективності та якості електропостачання в існуючих та перспективних електроенергетичних системах України.