

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ імені В. Н. КАРАЗІНА

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Конспект лекцій
для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня
денної і заочної форм здобуття освіти за напрямом G3 «Електрична інженерія»,
освітня програма «Електричні станції, мережі та системи»

Електронний ресурс

Рецензенти:

К. Ю. Бровко – кандидат технічних наук, доцент кафедри електротехніки та електроенергетики навчально-наукового інституту «Українська інженерно-педагогічна академія»;

О. Б. Сгоров – кандидат технічних наук, доцент кафедри альтернативної електроенергетики та електротехніки ХНУМГ імені О. Бекетова.

*Затверджено до розміщення в мережі Інтернет рішенням Науково-методичної ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(протокол № 9 від 24 квітня 2026 року)*

Електропостачання : конспект лекцій для здобувачів вищої освіти першого
Е 88 (бакалаврського) рівня денної і заочної форм здобуття освіти за напрямом
ГЗ «Електрична інженерія», освітня програма «Електричні станції, мережі та системи»
[Електронний ресурс] / уклад. Ю. С. Олійник, Д. Р. Подопрігора. – Харків : ХНУ
імені В. Н. Каразіна, 2026. – (PDF 91 с.)

Конспект лекцій з курсу «Електропостачання» охоплює основні теоретичні положення з проектування, аналізу та експлуатації систем електропостачання. У матеріалах розглянуто структуру та елементи систем електропостачання, режими їхньої роботи, питання надійності, якості та енергоефективності електричної енергії, а також методи розрахунку електричних навантажень і втрат.

УДК 621(075.5)

© Харківський національний університет
імені В. Н. Каразіна, 2026

© Олійник Ю. С., Подопрігора Д. Р., уклад., 2026

ЗМІСТ

ЗАГАЛЬНОПРИЙНЯТІ УМОВНІ ПОЗНАЧКИ	5
ВСТУП	6
<u>ТЕМА 1</u> Системи електропостачання промислових підприємств. Проблеми сучасних СЕП ПП. Приймачі та споживачі електроенергії. Структура електроприймачів. Особливості споживання активної та реактивної енергії.	7
<u>ТЕМА 2</u> Електричні навантаження. Графіки навантажень, їх характеристики. Показники графіків електричних навантажень.	25
<u>ТЕМА 3</u> Основні методи розрахунків електричних навантажень групи споживачів. Рекомендації по вибору метода розрахунку електричних потужностей. Визначення пікових навантажень. Визначення потужностей однофазних електроприймачів	33
<u>ТЕМА 4</u> Режим реактивної потужності в мережах промислових підприємств. Споживачі та генератори реактивної потужності. Витрати на генерацію та передачу реактивної потужності. Баланс реактивної потужності у вузлах навантаження	38
<u>ТЕМА 5</u> Принципи розміщення трансформаторів на всіх ступенях СЕП. Визначення числа та потужності цехових трансформаторів водночас з розрахунками компенсуючи пристроїв	59
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	70
ДОДАТКИ	73

ЗАГАЛЬНОПРИЙНЯТІ УМОВНІ ПОЗНАЧКИ

ЕП – електроприймач;

СЕП ПП – система електропостачання промислового підприємства;

КП – компенсуючі пристрої;

ДСП – дугосталеплавильні печі;

СД – синхронний двигун;

Х.Х – холостий хід;

ГЗП – головна знижувальна підстанція;

ПГВ – підстанція глибокого вводу;

РП – розподільний пункт;

КТП – комплектна трансформаторна підстанція;

ДЖ – джерело живлення;

ВВ – високовольтне (навантаження);

НВ – низьковольтне (навантаження)

ТП – трансформаторні підстанції;

СВЧ – струмоведучі частини;

КРП – компенсація реактивної потужності;

РП – реактивна потужність;

ДРП – джерело реактивної потужності;

ЦЕН – центр електричних навантажень;

КЗ – коротке замикання;

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Конспект лекцій з навчальної дисципліни «Електропостачання» розроблено відповідно до вимог освітньо-професійної програми підготовки здобувачів вищої освіти за електротехнічними та електроенергетичними спеціальностями. Дисципліна належить до циклу професійної підготовки та є базовою для формування інженерного мислення фахівців у галузі проєктування, експлуатації та розвитку систем електропостачання.

Метою вивчення дисципліни є набуття студентами ґрунтовних теоретичних знань і практичних навичок з питань побудови систем електропостачання промислових, комунально-побутових та сільськогосподарських споживачів, аналізу режимів роботи електричних мереж, забезпечення надійності, безпеки та належної якості електричної енергії.

У конспекті лекцій викладено основні терміни, визначення та поняття, що застосовуються в електропостачанні, розглянуто структуру та елементи систем електропостачання, принципи вибору схем живлення та резервування. Значну увагу приділено класифікації електричних навантажень, методам їх визначення та прогнозування, аналізу нормальних і аварійних режимів роботи електричних мереж, а також питанням зниження втрат електричної енергії та підвищення енергоефективності.

Окремі розділи конспекту присвячено питанням забезпечення надійності електропостачання споживачів, оцінюванню показників якості електричної енергії відповідно до чинних нормативних документів, а також вибору та перевірці основних елементів систем електропостачання (ліній електропередачі, трансформаторів, розподільчих пристроїв, засобів компенсації реактивної потужності).

Матеріал конспекту орієнтований на поєднання теоретичних основ із практичними аспектами розв'язання інженерних задач. Він може бути використаний під час проведення лекційних і практичних занять, самостійної роботи студентів, виконання розрахунково-графічних і курсових робіт, а також підготовки до заліків та іспитів.

ОПИС НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Навчальна дисципліна «Електропостачання» спрямована на формування у здобувачів вищої освіти теоретичних знань і практичних навичок з проєктування, аналізу та експлуатації систем електропостачання споживачів різного призначення. Дисципліна розглядає принципи побудови систем електропостачання, вибір схем живлення, елементів електричних мереж і електрообладнання з урахуванням надійності, якості та економічної доцільності.

В межах курсу вивчаються питання визначення та розрахунку електричних навантажень, аналізу режимів роботи електричних мереж у нормальних, післяаварійних і аварійних режимах, забезпечення нормативних показників якості електричної енергії, а також методи зниження втрат і підвищення енергоефективності систем електропостачання. Значну увагу приділено вибору та перевірці ліній електропередачі, трансформаторів, розподільчих пристроїв, апаратів захисту й автоматики, а також засобів компенсації реактивної потужності.

Дисципліна формує у студентів здатність застосовувати нормативно-технічну документацію, виконувати техніко-економічні обґрунтування, оцінювати надійність електропостачання та приймати інженерні рішення з урахуванням вимог безпеки, сталого розвитку та інтеграції відновлюваних джерел енергії.

Навчальна дисципліна «Електропостачання» є базовою для подальшого вивчення спеціальних дисциплін електроенергетичного профілю та підготовки фахівців до професійної діяльності у сфері електроенергетики.

Перелік компетентностей, що формує дана дисципліна

ФК11. Здатність вирішувати практичні задачі із застосуванням систем автоматизованого проєктування і розрахунків (САПР).

ФК13. Здатність вирішувати комплексні спеціалізовані задачі і практичні проблеми, пов'язані з роботою електричних систем та мереж, електричної частини станцій і підстанцій та техніки високих напруг.

ФК16. Здатність вирішувати комплексні спеціалізовані задачі і практичні проблеми, пов'язані з проблемами виробництва, передачі та розподілення електричної енергії.

ФК17. Здатність електроенергетичного, розробляти електротехнічного проєкти та електромеханічного устаткування із дотриманням вимог законодавства, стандартів і технічного завдання.

ФК19. Усвідомлення необхідності підвищення ефективності електроенергетичного, електротехнічного та електромеханічного устаткування.

В результаті опанування дисципліни здобувачі вищої освіти отримують комплексні знання та практичні вміння, необхідні для подальшої професійної діяльності у сфері електропостачання.

Перелік результатів навчання, що формує дана дисципліна:

ПРН07. Здійснювати аналіз процесів в електроенергетичному, електротехнічному та електромеханічному обладнанні, відповідних комплексах і системах.

ПРН08. Обирати і застосовувати придатні методи для аналізу і синтезу електромеханічних та електроенергетичних систем із заданими показниками.

ПРН12. Розуміти основні принципи і завдання технічної та екологічної безпеки об'єктів електротехніки та електромеханіки, враховувати їх при прийнятті рішень.

ПРН13. Розуміти значення традиційної та відновлюваної енергетики для успішного економічного розвитку країни.

ПРН16. Знати вимоги нормативних актів, що стосуються інженерної діяльності, захисту інтелектуальної власності, охорони праці, техніки безпеки та виробничої санітарії, враховувати їх при прийнятті рішень.

ПРН17. Розв'язувати складні спеціалізовані задачі з проектування і технічного обслуговування електромеханічних систем, електроустаткування електричних станцій, підстанцій, систем та мереж.

ПРН19. Застосовувати придатні емпіричні і теоретичні методи для зменшення втрат електричної енергії при її виробництві, транспортуванні, розподіленні та використанні.

СТРУКТУРА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Назви розділів і тем	Кількість годин											
	денна форма						заочна форма					
	усього	у тому числі					усього	у тому числі				
		л	п	лаб.	інд.	с. р.		л	п	лаб.	інд.	с. р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Розділ 1. Характеристика систем електропостачання												
Тема 1. Визначення, склад та побудова СЕП ПП. Режими ПП. Баланс активної та реактивної потужностей в СЕП ПП	20	6	4			10	19	2				17
Тема 2. Класифікація електроприймачів, їх основні характеристики	20	6	4			10	16					16
Тема 3. Електричні навантаження. Компенсація реактивної потужності	30	8	12			10	18	2				16
Тема 4. Принципи розміщення трансформаторів на всіх ступенях СЕП. Визначення числа та потужностей цехових трансформаторів одночасно з розрахунками КП	36	6	12	8		10	23		2	4		17
Тема 5. Розподіл електричної енергії на підприємстві. Вибір напруги внутрішньозаводської розподільчої мережі. Розрахунок втрат в елементах СЕП ПП	38	8	12	8		10	21	2	2			17
Тема 6. Вибір перетинів струмоведучих частин при проектуванні СЕП ПП. Проектування системи зовнішнього електропостачання	30	8	12			10	21	2	2			17
Разом за розділом 1	174	42	56	16		60	118	8	6	4		100
Розділ 2. Проектування системи зовнішнього електропостачання												

Тема 7. Вибір перетинів повітряних ЛЕП. Вибір та перевірка обладнання та струмоведучих частин	22	6	6			10	48	2	2			44
Тема 8. Якість електричної енергії: її показники, врахування ЯЕЕ при наявності специфічного навантаження	14	4				10	44					44
Разом за розділом 2	36	10	6			20	92	2	2			88
Усього годин	210	52	62	16		80	210	10	8	4		188

ТЕМАТИЧНИЙ ПЛАН НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ

Розділ 1. Характеристика систем електропостачання

Тема 1. Визначення, склад та побудова СЕП ПП. Режими ПП. Баланс активної та реактивної потужностей в СЕП ПП

Вступ до систем електропостачання промислових підприємств (СЕП ПП); Склад та структура СЕП ПП; Проектування та побудова СЕП ПП; Режими роботи систем електропостачання промислових підприємств; Баланс активної потужності в СЕП ПП; Баланс реактивної потужності в СЕП ПП; Взаємозв'язок активної та реактивної потужностей; Розрахунок режимів СЕП ПП; Автоматизація управління режимами роботи СЕП ПП; Економічні аспекти побудови та експлуатації СЕП ПП; Експлуатація та технічне обслуговування СЕП ПП

Тема 2. Класифікація електроприймачів, їх основні характеристики

Вступ до електроприймачів; Класифікація електроприймачів; За видом споживаної енергії; За функціональним призначенням; За класом захисту від електричних та механічних впливів; За ступенем важливості для споживача; Основні характеристики електроприймачів; Потужність; Напруга; Коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$); Частота струму; Коефіцієнт корисної дії (ККД); Температурний режим роботи; Ізоляція та клас захисту; Вимоги до умов експлуатації; Електромагнітна сумісність (ЕМС) електроприймачів; Режими роботи електроприймачів; Енергоефективність електроприймачів; Сертифікація та стандартизація електроприймачів; Експлуатація та обслуговування електроприймачів; Вибір електроприймачів для конкретних умов;

Тема 3. Електричні навантаження. Компенсація реактивної потужності

Вступ до електричних навантажень; Типи електричних навантажень; Активні навантаження; Реактивні навантаження; Комбіновані навантаження; Характер навантажень у системах електропостачання; Постійні та змінні навантаження; Симетричні та несиметричні навантаження; Лінійні та нелінійні навантаження; Розрахунок електричних навантажень; Вплив електричних навантажень на електропостачання; Компенсація реактивної потужності; Визначення та значення реактивної потужності; Причини виникнення необхідності компенсації; Методи компенсації реактивної потужності; Приклади застосування компенсації реактивної потужності; Вибір методів компенсації; Коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$); Економічні аспекти компенсації реактивної потужності; Технічне обслуговування та

експлуатація систем компенсації; Новітні технології та перспективи у сфері компенсації реактивної потужності

Тема 4. Принципи розміщення трансформаторів на всіх ступенях СЕП. Визначення числа та потужностей цехових трансформаторів одночасно з розрахунками КП

Вступ до систем електропостачання (СЕП) та ролі трансформаторів; Принципи розміщення трансформаторів на всіх ступенях СЕП; Високовольтні трансформаторні підстанції; Розподільчі трансформаторні підстанції середньої напруги; Цехові трансформатори; Вибір кількості та потужностей трансформаторів на різних ступенях СЕП; Аналіз навантажень; Вибір кількості трансформаторів; Вибір потужності трансформаторів; Розрахунок коефіцієнта попиту (КП); Поняття коефіцієнта попиту (КП); Розрахунок КП для цехових трансформаторів; Вплив КП на вибір кількості та потужностей трансформаторів; Технічні та економічні аспекти розміщення трансформаторів; Вибір розташування трансформаторних підстанцій; Вплив розміщення на надійність та безпеку СЕП; Автоматизація та управління роботою трансформаторів; Системи автоматичного управління трансформаторами; Моніторинг та діагностика роботи трансформаторів; Приклади розрахунків та проектування трансформаторних підстанцій.

Тема 5. Розподіл електричної енергії на підприємстві. Вибір напруги внутрішньозаводської розподільчої мережі. Розрахунок втрат в елементах СЕП ПП

Вступ до розподілу електричної енергії на підприємстві; Структура внутрішньозаводської розподільчої мережі; Основні компоненти розподільчої мережі; Види розподільчих мереж; Вибір напруги внутрішньозаводської розподільчої мережі; Основні рівні напруги; Фактори, що впливають на вибір напруги; Схеми вибору напруги; Розрахунок втрат в елементах СЕП ПП (системи електропостачання підприємства); Типи втрат; Методи розрахунку втрат; Приклади розрахунків; Енергетичний моніторинг та управління; Системи моніторингу втрат; Управління втратами енергії; Норми та стандарти для розподільчих мереж; Міжнародні та національні стандарти; Регуляторні вимоги; Приклади проектування та оптимізації розподільчої мережі; Проектування розподільчої мережі для промислового підприємства; Оптимізація мережі для зменшення втрат; Перспективи розвитку та новітні технології.

Тема 6. Вибір перетинів струмоведучих частин при проектуванні СЕП ПП. Проектування системи зовнішнього електропостачання

Вступ до вибору перетинів струмоведучих частин; Значення вибору перетинів; Фактори, що впливають на вибір перетинів струмоведучих частин; Величина навантаження; Довжина ліній; Температура та умови навколишнього середовища; Матеріал проводів; Методи розрахунку перетинів струмоведучих частин; Розрахунок втрат потужності; Розрахунок падіння напруги; Норми та стандарти; Проектування системи зовнішнього електропостачання; Структура системи зовнішнього електропостачання; Вибір напруги зовнішнього електропостачання; Проектування ліній передачі та розподілу; Вибір трансформаторів та обладнання; Забезпечення надійності та безперебійності постачання; Оцінка економічної ефективності проекту; Аналіз витрат на проектування та монтаж; Розрахунок економії енергії та зниження витрат; Норми та стандарти для проектування зовнішнього електропостачання; Міжнародні та національні стандарти; Регуляторні вимоги; Перспективи розвитку та новітні технології.

Розділ 2. Проектування системи зовнішнього електропостачання

Тема 7. Вибір перетинів повітряних ЛЕП. Вибір та перевірка обладнання та струмоведучих частин

Вступ до вибору перетинів повітряних ЛЕП; Значення правильного вибору перетинів; Фактори, що впливають на вибір перетинів повітряних ЛЕП; Величина навантаження; Довжина лінії; Температура та кліматичні умови; Матеріал провідників; Методи розрахунку перетинів повітряних ЛЕП; Розрахунок втрат потужності; Розрахунок падіння напруги; Норми та стандарти; Вибір та перевірка обладнання для ЛЕП; Вибір обладнання; Перевірка обладнання; Вибір струмоведучих частин; Проектування та монтаж повітряних ЛЕП; Проектування ЛЕП; Монтаж ЛЕП; Оцінка економічної ефективності проекту; Аналіз витрат на проектування та монтаж; Розрахунок економії енергії та зниження витрат; Норми та стандарти для повітряних ЛЕП; Міжнародні та національні стандарти; Регуляторні вимоги; Перспективи розвитку та новітні технології

Тема 8. Якість електричної енергії: її показники, врахування ЯЕЕ при наявності специфічного навантаження

Вступ до якості електричної енергії; Значення якості електричної енергії; Основні показники якості електричної енергії; Напруга; Частота; Похибки напруги; Гармонічні спотворення; Періоди зниження напруги та перепади напруги;

Перешкоди та електромагнітні завади; Методи вимірювання та оцінки якості електричної енергії; Інструменти для вимірювання якості; Методики оцінки якості; Стандарти та норми; Врахування якості електричної енергії при наявності специфічного навантаження; Типи специфічного навантаження; Вплив специфічного навантаження на якість електричної енергії; Методи покращення якості електричної енергії для специфічного навантаження; Аналіз випадків та приклади.

ТЕМА 1

Системи електропостачання промислових підприємств

Проблеми сучасних СЕП ПП. Приймачі та споживачі електроенергії.

Структура електроприймачів. Особливості споживання активної та реактивної енергії.

Структура системи електропостачання промислового підприємства залежить від багатьох факторів, головними з яких є: віддаленість підприємства відносно джерела живлення (електростанція або районна підстанція), категорії електроприймачів, номінальні напруги основних силових електроприймачів і їх встановлені потужності, територіальне розміщення структурних підрозділів та ін [2].

Незважаючи на велику різноманітність промислових підприємств, а відповідно, і схемних та конструктивних рішень, електропостачальна система має відповідати таким основним вимогам:

- економічності, яка полягає в тому, щоб капітальні та експлуатаційні витрати були мінімальними;
- надійності електропостачання, яка б відповідала категорії електроприймачів, що розташовані на підприємстві;
- раціональному вибору значень номінальних напруг на всіх ділянках від джерела до електроприймачів з мінімальною кількістю ступенів трансформації;
- забезпеченню необхідної якості електроенергії на електроприймачах;
- безпеки та зручності обслуговування й експлуатації;
- можливості перспективного розвитку без корінної реконструкції.

В електропостачальній системі промислового підприємства розрізняють електричні мережі *зовнішнього* та *внутрішнього* електропостачання [2].

До електричних мереж *зовнішнього електропостачання* належать мережі живлення напругою 6-330 кВ, які забезпечують передачу електроенергії від джерела живлення (електростанція, енергосистема) до приймального пункту промислового підприємства (вузлова розподільна підстанція, головна понижувальна підстанція, підстанція глибокого вводу, центральний розподільний пункт) [2].

До електричних мереж *внутрішнього електропостачання* належать розподільні мережі 6-10 кВ, що забезпечують розподіл електроенергії між приймальними пунктами окремих підрозділів підприємства (корпуси, цехи, ділянки) [2].

Системою електропостачання (СЕП) називають сукупність пристроїв для виробництва, передачі і розподілу електричної енергії.

Відповідно до термінів та визначення понять ПУЕ «Електропостачання – це забезпечення споживачів електричною енергією» [1, с.11].

СЕП промислових підприємств призначені для забезпечення роботи електроприймачів (ЕП) цих підприємств: електродвигунів (ЕД),

електротехнологічних пристроїв, освітлення та інших технологічних установок промислового призначення [3].

СЕП як складна та високовідповідальна система суворо регламентується правилами техніки експлуатації (ПТЕ) і техніки безпеки (ТБ) з додержанням усіх норм [3].

З погляду зручності *експлуатації* на всіх ступенях СЕП слід забезпечити можливість здійснення ремонтних та експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без вимкнення сусідніх приєднань з мінімальною кількістю операцій комутаційної апаратури [3].

Надійність СЕП повинна відповідати характеру ЕП, які від неї живляться. За надійністю електропостачання всі ЕП поділяються на три категорії - першу, другу та третю. Із першої категорії виділяють особливу групу ЕП [3].

Надійність є одним з основних показників роботи електропостачальної системи. Вимоги до цього показника значною мірою залежать від того, які можливі наслідки від перерви в електропостачанні того чи іншого електроприймача можуть бути [1, 2].

Згідно з ПУЕ розрізняють *три категорії* електроприймачів з погляду забезпечення надійності електропостачання [1, 2].

До *I категорії* належать електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може викликати такі наслідки [1, 2]:

- ✓ небезпеку для життя людей;
- ✓ значні втрати народного господарства
- ✓ пошкодження дорогого обладнання
- ✓ масовий брак продукції або розлад в складному технологічному процесі;
- ✓ порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства.

Крім того, у *I категорії* виділяють *особливу групу* електроприймачів, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва з метою запобігання загрози для життя людей, вибухів, пожеж і пошкодження дорогого обладнання [1, 2].

В *промисловості* прикладом електроприймачів *I категорії* можуть бути робочі машини хімічних, газо- та нафтопереробних підприємств: етилозмішувальні установки, компресори для подачі повітря для пневмотранспорту та циркуляції газових сумішей, сировинні насоси, система санітарно-технічної вентиляції, насоси головного водозабору, зворотного водопостачання та каналізації тощо [2].

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних та побутових будинків прикладом електроприймачів *I категорії* можуть бути [2]:

- ❖ у будинках понад 16 поверхів - протипожежні пристрої (пожежні насоси, системи підпору повітря, димовидалення, пожежної сигналізації й оповіщення про пожежу), ліфти, евакуаційне та аварійне освітлення, вогні світлового огородження:

- ❖ у будинках лікувально-профілактичних установ: електроприймачі операційних і родильних блоків, відділення анестезіології, реанімації і інтенсивної терапії, кабінетів лапароскопії, бронхоскопії й ангіографії, протипожежних пристроїв і охоронної сигналізації, евакуаційного освітлення й лікарняних ліфтів;

- ❖ у будинках та приміщеннях підприємств громадського харчування - столові, кафе і ресторани з кількістю посадкових місць понад 500;

- ❖ у музеях і виставкових залах - комплекс електроприймачів музеїв і виставкових залів державного значення.

Електроприймачі I категорії повинні забезпечуватись електроенергією від двох незалежних джерел живлення, що мають взаємне резервування, і перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від одного джерела живлення може бути допустимою лише на час автоматичного відновлення живлення від іншого джерела живлення [2].

Згідно з ПУЕ більш жорсткі вимоги передбачені до електропостачання *особливої групи* електроприймачів I категорії - обов'язкова наявність третього незалежного джерела живлення, що має взаємне резервування. Функцію третього незалежного джерела живлення для особливої групи електроприймачів та другого для інших електроприймачів I категорії можуть виконувати місцеві електростанції, електростанції енергосистем, спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї та ін [2].

До II категорії відносять електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити такі наслідки:

- ✓ масовий недовипуск продукції;
- ✓ масові простой робітників, механізмів і промислового транспорту;
- ✓ порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів.

У промисловості прикладом електроприймачів II категорії можуть бути робочі машини целюлозних підприємства, підприємств з виготовлення продуктів лісохімії, аміачної селітри, розбавленої азотної кислоти та ін [2].

В електропостачальних системах житлових, громадських, адміністративних та побутових будинків прикладом електроприймачів II категорії можуть бути [2]:

- ❖ електроприймачі в житлових будинках понад 5 і до 10 поверхів з плитами на газоподібному або твердому паливі;
- ❖ електроприймачі лікувально-профілактичних закладів, крім тих, що були перераховані вище для I категорії;
- ❖ електроприймачі закладів освіти, виховання та підготовки кадрів.

Згідно з ПУЕ електропостачання електроприймачів II категорії рекомендується забезпечувати від двох незалежних джерел живлення, що мають взаємне резервування, і перерва в їх електропостачанні при порушенні електропостачання від

одного джерела живлення може бути допустимою на час, що необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної бригади [2].

До III категорії належать усі інші електроприймачі, що не підходять під визначення I і II категорій.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може виконуватись від одного джерела живлення за умови, що перерви електропостачання, які необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента електропостачальної системи, не перевищують однієї доби [2].

Економічність електропостачання досягається шляхом розробки досконалих систем розподілу електроенергії, використання раціональних конструкцій комплектних розподільних пристроїв (КРП) та підстанцій (ПС), а також вирішення основних проблем оптимізації СЕП [3].

На кожному промисловому підприємстві є ряд споживачів електроенергії (ЕП): електродвигуни, лампи освітлення, електропечі тощо - всі вони вимагають надійного і безперебійного електропостачання.

В сучасних умовах структура споживання електроенергії за галузями зазнала суттєвих змін порівняно з попередніми періодами. Частка промислового електроспоживання поступово зменшується, тоді як роль житлово-комунального сектору та сфери послуг зростає.

За узагальненими сучасними оцінками, найбільшими споживачами електроенергії є промисловість та житлово-комунальний сектор, на які припадає понад дві третини загального обсягу споживання. При цьому структура електроспоживання є динамічною та залежить від рівня економічного розвитку, впровадження енергоефективних технологій, цифровізації та інтеграції відновлюваних джерел енергії.

За узагальненими сучасними оцінками, характерними для більшості енергосистем (у т.ч. європейських та перехідних економік), електроспоживання розподіляється таким чином:

- ✓ Промисловість - 40–45 %
- ✓ Житлово-комунальний сектор (житлові будівлі, бюджетні установи, сфера послуг) - 30–35 %
- ✓ Транспорт (у т.ч. електрифікований транспорт, залізниці) - 5–8 %
- ✓ Сільське господарство - 3–5 %
- ✓ Власні потреби електростанцій та мереж - 7–10 %
- ✓ Інше (будівництво, інфраструктура, технологічні втрати, експорт/імпорт) - 3–5 %.

Основним джерелом електроенергії промислових підприємства є енергетична система, яка визначається як сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, що з'єднані між собою та пов'язані загальним режимом у безперервному

процесі виробництва, перетворення та розподілу електроенергії та теплоти при загальному керуванні цим режимом [3].

При проектуванні та експлуатації СЕП слід враховувати перспективу розвитку (можливість зростання споживання електроенергії без корінної реконструкції), передбачати можливість поетапного розвитку [3].

Реалізація цих вимог забезпечує зниження електричних втрат та витрат грошових при спорудженні та експлуатації усіх елементів СЕП, високу якість електропостачання [3].

У наш час електропостачання здебільшого централізоване, коли споживачі електроенергії приєднані до електроенергетичної системи та є її абонентами. Значно рідше буває децентралізоване електропостачання, коли електроенергія постачається споживачам від власних джерел, які не мають зв'язку з системою. Можливе електропостачання від електроенергетичної системи та власної електростанції, яка може мати зв'язок з системою і працювати з нею паралельно [3].

Електроенергетична система - це електрична частина енергосистеми разом з приймачами електроенергії, що живляться від неї. Однак фахівці з електропостачання використовують термін «енергосистема», розуміючи під ним електроенергетичну систему [3].

Структура електроспоживання в промисловості

Електроенергію споживають *силові ЕП*, це – електропривод (двигуни постійного та змінного струму), що перетворюють електричну енергію в механічну) та електротехнологічне обладнання (дугосталеплавильні печі, ДСП, зварювальні агрегати, печі опору), які перетворюють електричну енергію в теплову, а також установки, призначені для перетворення електричної енергії в хімічну – електроліз (технологія виробництва алюмінію), електротермія (оксидування, гальванопластика), зарядка акумуляторів.

Другим потужним споживачем електроенергії є *освітлювальні ЕП* (лампи розжарювання, люмінесцентні лампи, газорозрядні тощо), в яких електрична енергія перетворюється в світлову.

Система електропостачання промислового підприємства є складним багаторівневим комплексом технічних засобів, призначених для приймання, перетворення, розподілу та передачі електричної енергії від енергосистеми до окремих електроприймачів з необхідними показниками надійності, якості та економічності.

Залежно від рівня напруги та функціонального призначення, система електропостачання підприємства умовно поділяється на три взаємопов'язані підсистеми.

1. Система зовнішнього електропостачання (35, 110, 220 кВ)

Система зовнішнього електропостачання забезпечує приєднання підприємства до об'єднаної енергосистеми та передачу електричної енергії на територію

підприємства. До її складу входять повітряні та кабельні лінії електропередачі високої напруги, головні понижувальні підстанції, комутаційні та захисні пристрої.

Основними функціями цієї підсистеми є:

- ✓ приймання електроенергії від енергосистеми;
- ✓ забезпечення необхідної надійності електропостачання (зокрема за рахунок резервування);
- ✓ первинне пониження напруги до рівнів, прийнятних для внутрішнього розподілу;
- ✓ забезпечення допустимих режимів роботи мережі підприємства.

Рівень напруги вибирається залежно від встановленої потужності підприємства, віддаленості від джерел живлення та вимог до надійності електропостачання.

2. Система внутрішньозаводського електропостачання (6, 10 кВ)

Система внутрішньозаводського електропостачання призначена для розподілу електроенергії серед основних виробничих підрозділів підприємства. Вона включає розподільчі підстанції, трансформаторні пункти, кабельні та повітряні лінії середньої напруги, апаратуру керування, захисту та автоматики.

До основних завдань цієї підсистеми належать:

- ✓ передача електроенергії від головної підстанції до цехових підстанцій;
- ✓ забезпечення гнучкості схем електропостачання;
- ✓ зниження втрат електроенергії за рахунок оптимального вибору напруги;
- ✓ можливість локального резервування та секціонування мережі.

Рівні напруги 6 та 10 кВ є найбільш поширеними для живлення потужних електроприймачів і цехових трансформаторів.

3. Система внутрішньоцехового електропостачання (до 1 кВ)

Система внутрішньоцехового електропостачання забезпечує безпосереднє живлення електроприймачів у виробничих приміщеннях. Вона включає мережі низької напруги, щити керування, розподільчі пристрої, кабелі, електрообладнання та засоби обліку електроенергії.

Основні функції цієї підсистеми:

- ✓ живлення технологічного обладнання, освітлення та допоміжних систем;
- ✓ забезпечення необхідної якості електроенергії;
- ✓ захист електроприймачів та персоналу;
- ✓ реалізація заходів енергозбереження та автоматизації.

Мережі напругою до 1 кВ є найбільш розгалуженими та потребують особливої уваги з точки зору електробезпеки та надійності.

Кінцевою ланкою в СЕП ПП є *електроприймач*.

Електроприймач (ЕП) – кінцеве, одиничне ланка (установка) в СЕП ПП, призначена для перетворення електричної енергії в будь-який інший вид енергії:

- ✓ Механічне – привід (двигуни);

- ✓ Теплове – ДСП, зварювання, печі опору;
- ✓ Хімічна – електроліз, зарядка акумулятора;
- ✓ Світлова – освітлювальні установки.

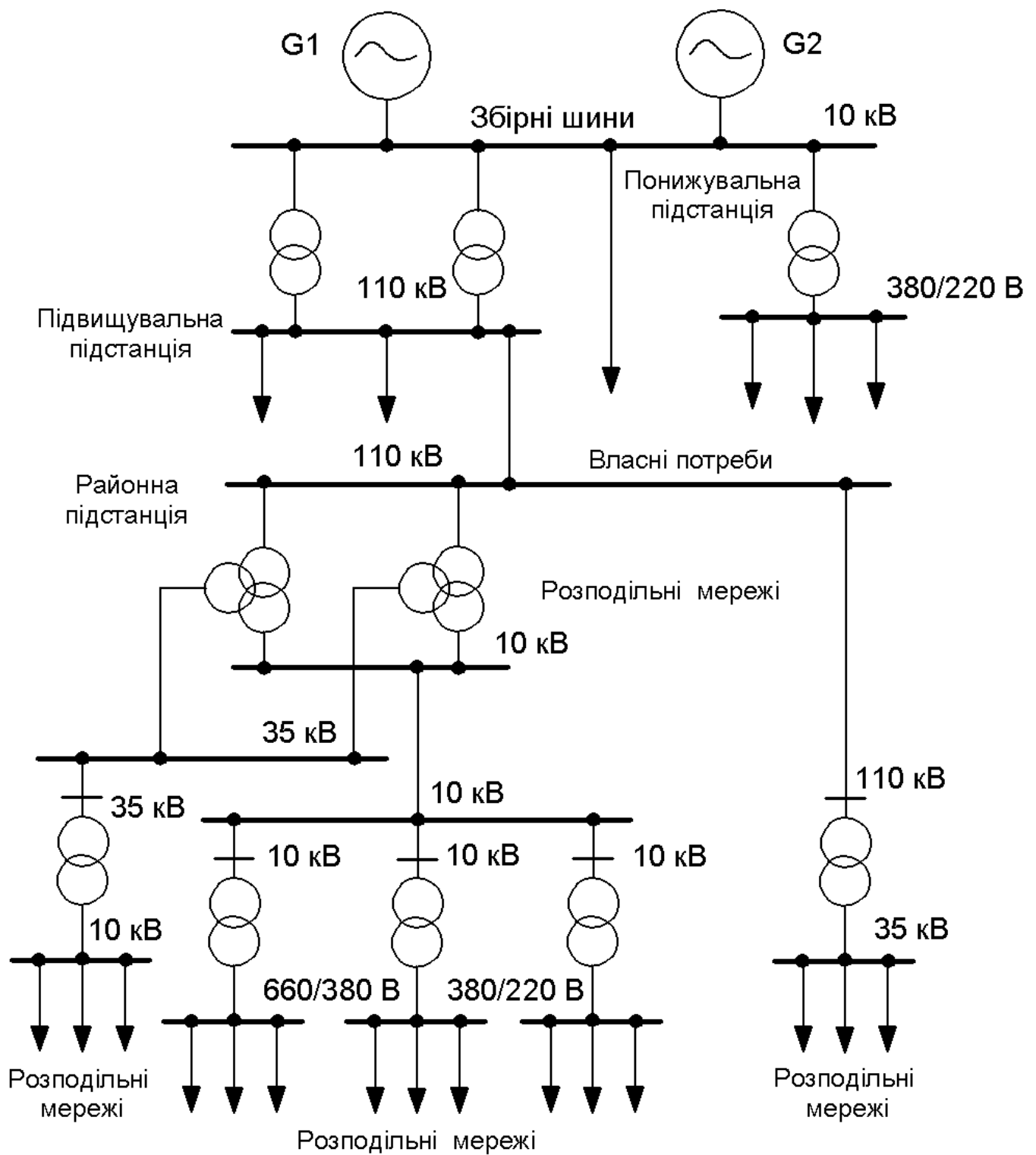


Рисунок 1 – Принципова електрична схема виробництва та розподілу електричної енергії [2]

Режими СЕП ПП

Режимом СЕП називається деяке її стан, обумовлений параметрами режиму, а саме: напругою, потужністю, величиною струмового навантаження, частоти і іншими фізичними змінними.

Режими роботи СЕП визначаються великою кількістю показників, головними з яких є [2]:

- ✓ значення напруги на виходах джерел та на виході електроприймачів;
- ✓ рівень напруги мережі живлення відносно землі;
- ✓ величина навантаження по струму джерел, приймачів, пристроїв перетворення та провідників;
- ✓ режим роботи нейтралі; симетричність фазних та лінійних напруг;
- ✓ синусоїдність напруги;
- ✓ величина відхилення частоти;
- ✓ опір ізоляції між провідниками та відносно землі та ін.

Залежно від величини відхилення зазначених вище показників від розрахункових (проектних) значень розрізняють такі *основні види режимів роботи*:

1. *Нормальні режими роботи* - режими роботи, за яких відхилення основних показників знаходиться в допустимих межах, що передбачені чинними нормами та правилами або вимогами заводу-виробника відповідного обладнання. У цьому режимі роботи всі складові частини електропостачальної системи можуть працювати тривалий час і забезпечувати надійне електропостачання.

2. *Короткочасно допустимі режими роботи* - режими роботи, які супроводжуються значними відхиленнями показників від номінальних значень, але ці відхилення або передбачені в проектних розрахунках (наприклад, перевантаження по струму протягом добового максимуму), або допускаються на певний обмежений час і не завдають значного збитку для джерел, мереж і електроприймачів (наприклад, спад напруги на час запуску потужних електроприймачів, пускові струми яких значно більші від номінальних струмів). Частота повторення та тривалість таких режимів обмежені.

3. *Аварійні режими роботи* - режими роботи, які супроводжуються значними відхиленнями показників і можуть зумовити вихід із ладу як окремих складових частин, так і всієї електропостачальної системи.

Факторами, що можуть спричинити появу аварійних режимів роботи, є міжфазні короткі замикання, обрив провідників і замикання їх на землю, погіршення ізоляційних властивостей та ін. Як правило, аварійні режими роботи супроводжуються значним зростанням навантаження по струму, що призводить, навіть при короткочасному протіканні таких струмів, до значного нагрівання провідників, яке може викликати їх перегорання; появою значних механічних навантажень на струмопровідні частини, що зумовлені збільшенням електродинамічних сил; стрибками напруги, порушенням її синусоїдності,

симетричності та ін. Такі режими роботи є небажаними, а тому в СЕП мають бути передбачені засоби та заходи, спрямовані на унеможливлення виникнення таких режимів, а в разі виникнення – вживання заходів зі скорочення тривалості таких режимів роботи [2].

Режим СЕП ПП визначається як *режимом енергетичної системи*, так і режимом виробництва - *технологічної системи*.

Технологічна система впливає на режим СЕП ПП:

- ✓ складом навантажень, співвідношенням потужностей електроприводу, електротехнологічного обладнання, освітлювальних ЕП;
- ✓ характеристикою технологічного процесу (безперервного, циклічного, позмінного, сезонного та ін.),
- ✓ наявністю ЕП зі специфічним режимом (прокатне виробництво, ДСП, зварювальне виробництво - ударні навантаження; вентильні навантаження, що генерують ВГ).

Енергетична система впливає на параметри режиму СЕП ПП:

- ✓ зміною потужності ДЖ, пов'язаних з балансом активної потужності і відхиленням частоти струму в мережі.

Рівняння балансу активної потужності (кількість активної потужності, що генерується генераторами станцій, має дорівнювати її споживання):

$$P_{\Gamma} = P_{\text{спож}} + P_{\text{в.п.}} + \sum \Delta P, \text{ кВт},$$

де P_{Γ} – потужність генераторів електричних станцій;

$P_{\text{спож}}$ і $P_{\text{в.п.}}$ – потужність, що споживається споживачами, та на власні потреби електростанцій;

$\sum \Delta P$ – сумарні втрати потужності в елементах енергосистеми.

Небаланс активної потужності в енергосистемі (перевищення споживання над генерацією) призводить до зниження частоти струму в мережі. Це викликано тим, що при перевищенні навантаження на турбіну оберти турбіни, а отже і частота обертання валу ротора СГ падає, тому що

$$n = \frac{60 \cdot f}{p}$$

де n – частота обертання валу ротора СГ;

f – частота струму в мережі, Гц;

p – число пар полюсів.

Якщо завантаження споживачів перевищує допустиме навантаження СГ, то може статися порушення рівності навантажень. Частота обертання турбіни і отже, частота струму в системі почнуть знижуватися. Це може порушити нормальну роботу механізмів власних потреб станції, привести до неприпустимою перевантаження СГ і порушити стійкість їх паралельної роботи. Для надійного електропостачання споживачів в енергетичній системі передбачається 10% резерву активної потужності.

При зниженні частоти активна завантаження знижується, а збільшується споживана реактивна потужність.

Певна частина споживачів не допускає відключень, тому в енергетичній системі передбачені автоматичні пристрої (АЧР), які при зниженні частоти в системі до 47-48 Гц автоматично відключають частину менш відповідальних споживачів, відновлюючи тим самим баланс активної потужності в системі. Потужність споживачів, що відключаються АЧР, встановлюється енергосистемою.

В енергетичній системі споживання активної потужності супроводжується споживанням реактивної потужності, необхідної для роботи ЕМ, трансформаторів (для створення магнітних полів).

Реактивна потужність в енергетичній системі генерується СГ при їх збудженні, ПЛЕП значною протяжністю.

Небаланс РП в вузлах навантаження (перевищення споживання над генерацією) не припустимо, тому що при цьому відбувається зниження напруги. Зниження напруги викликає збільшення струму навантаження в мережі, а це в свою чергу призводить до подальшого падіння напруги.

Енергетична система впливає на параметри режиму СЕП ПП зміною напруги, пов'язаних з балансом реактивної потужності:

$$Q_{\Gamma} + Q_{\text{Л}} = Q_{\text{спож}} + Q_{\text{В.П.}} + \sum \Delta Q, \text{ квар,}$$

де Q_{Γ} і $Q_{\text{Л}}$ - реактивні потужності, що генеруються відповідно СГ і ПЛЕП;

$Q_{\text{спож}}$ і $Q_{\text{В.П.}}$ - реактивні потужності, що споживаються електроприймачами споживачів та власні потреби;

$\sum \Delta Q$ – втрати реактивної потужності в елементах мережі.

При небалансі реактивних потужностей (перевищення споживання над генерацією) в вузлах навантаження відбувається зниження напруги, при якому значно збільшується струм, що призводить до подальшого зниження напруги (через збільшення втрат) тощо.

Для запобігання «лавини» напруги все генератори енергосистеми оснащуються АРН (автоматичним регулюванням напруги) і швидкодіючої АФВ (автоматичної форсування збудження).

Особливістю СЕП є те, що електроенергія входить в собівартість продукції, що випускається, поряд з сировиною, матеріалами, трудовими ресурсами. Частка енерговитрат в собівартості продукції залежить від галузі промисловості. Наприклад, в машинобудуванні частка енерговитрат становить 2-3% собівартості продукції, а в енергоємних виробництвах (електроліз, електрометалургія) - 20-30%.

Вартість електричної частини в загальній сумі капіталовкладень в промисловості в середньому становить приблизно 7%, а по галузях промисловості мають місце різкі відмінності. Так в нафтохімічній промисловості - 4%, машинобудуванні - 5%, а в прокатному виробництві - 40-45,0%.

Особливістю СЕП є те, що перерва в електропостачанні виробництв може привести до значного збитку, а в деяких випадках - до аварій, пов'язаних з людськими жертвами, виходом з ладу дорогого обладнання, порушенням складного технологічного процесу. Перераховані особливості слід враховувати як при проектуванні СЕП, так і при їх експлуатації.

Основні характеристики електроприймачів

Головним характерним показником ЕП є їх номінальна (встановлена) потужність.

Номінальна потужність асинхронних двигунів і двигунів постійного струму виражається в кВт, $P_{\text{ном}}$. Це потужність, що розвивається на валу двигуна при номінальній напрузі на затискачах зазначених ЕП. Це паспортні дані двигунів:

$$P_{\text{пасп}} = P_{\text{ном}}, \text{ кВт}$$

Номінальна потужність СД в кВт визначається за виразом:

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}}, \text{ кВт}$$

де $S_{\text{ном}}$ - повна потужність, що споживається двигуном з мережі, кВА, паспортні дані СД;

$\cos\varphi_{\text{н}}$ - номінальний коефіцієнт активної потужності, паспортні дані СД.

$\eta_{\text{н}}$ - ККД двигуна, технічна характеристика СД.

Номінальна потужність в кВт, плавильних печей (ДСП), зварювальних установок – це потужність трансформаторів, що їх живлять, та визначається за виразом.

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} \cdot \cos\varphi_{\text{н}}, \text{ кВт},$$

де $S_{\text{ном}}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА;

$\cos\varphi_{\text{н}}$ - номінальний коефіцієнт активної потужності, паспортні дані трансформатора.

Встановлена потужність електролізних ванн, ламп розжарювання - це потужність, споживана цими установками з мережі, кВт:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{потр}}, \text{ кВт}$$

Номінальна (встановлена) потужність ЕП, що працюють в повторно-короткочасному режимі (ПКР) - це паспортна потужність цих ЕП, наведена до тривалого режиму роботи за формулою:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{TB_{\text{пасп}}}, \text{ кВт},$$

де $TB_{\text{пасп}}$ - паспортна відносна тривалість включення, яка виражена або у відсотках, або у відносних одиницях:

$$TB = \frac{t_{\text{вкл}}}{t_{\text{цикл}}} \cdot 100\% = \frac{t_{\text{вкл}}}{t_{\text{вкл}} + t_{\text{пауза}}} \cdot 100\%$$

де $t_{\text{вкл}}$ - час включення;

$t_{\text{цикл}}$ - час циклу

$t_{\text{пауза}}$ - час паузи

Класифікація електроприймачів

ЕП класифікують за наступними основними ознаками:

1. **По роду струму:**

- ✓ ЕП змінного трифазного струму (симетричне навантаження);
- ✓ ЕП змінного однофазного струму (несиметрична навантаження);
- ✓ ЕП постійного струму (до електроустановок постійного струму відносяться електроліз, привід прокатних верстатів, підйомно-транспортне обладнання тощо).

2. **По напрузі, що застосовується в цехових мережах класифікують на ЕП до 1 кВ і вище 1 кВ.**

Номінальні напруги ЕП до 1 кВ:

- ЕП змінного однофазного струму - **6, 12, 27, 40, 60, 110, 220 В.**

Напругу 6, 12, 27 В використовують в освітлювальних установках в приміщеннях вибухо- та пожежонебезпечних.

- ЕП змінного трифазного струму **40, 60, 220, 380, 660 В.**

- ЕП постійного струму **6, 12, 27, 48, 60, 110, 220, 440 В**

- ЕП напругою вище 1 кВ: **6, 10 кВ** – високовольтні двигуни; **35, 110, 220 кВ** – електротехнологічне обладнання, ДСП, РТП (рудно-термічні печі).

Слід зазначити, що найбільш широкого поширення набули ЕП напругою 380 В для живлення трифазних електродвигунів, а також для живлення сильних трансформаторів в системі з заземленою нейтраллю в системі за фазний 4-х провідної мережі.

Однофазні ЕП змінного струму напругою 6, 12, 27 В застосовують для електроінструменту в приміщеннях особливо небезпечних - корпуси суден, барабанні котли, бензобаки, нафтоналивні баки.

Напруга 110 В застосовують для живлення електродвигунів малої потужності (допоміжне обладнання), а також в освітлювальних мережах спеціальних приміщень.

Напруга 220 В змінного струму застосовують як фазну напругу в мережах 380/220 В для живлення освітлювальних установок, а також однофазних електродвигунів і нагрівальних приладів.

3. **За частотою ЕП** розподіляються на ЕП стандартної (промислової 50 Гц) частоти, на ЕП знижених частот:

- ✓ 0,5 – 1,5 Гц – установки електромагнітного перемішування металу;
- ✓ 2,0 – 5,0 Гц – установки контактного зварювання;
- ✓ 10 – 40 Гц – на цих частотах здійснюється частотне регулювання частоти обертання асинхронних двигунів з короткозамкнутим ротором.

ЕП, що працюють на підвищених (вище 50 Гц) частотах:

- ✓ 175 – 200 Гц – ручний електроінструмент;

✓ 100 – 200 Гц – електропривод центрифуг для виробництва штучного волокна.

4. По режиму роботи

✓ ЕП **тривалого режиму роботи**, при якому температура окремих частин електроустановки зростає по експоненті $\tau_t = \tau_{уст} (1 - \ell)$ і встановлюється постійне залежно від навантаження через час, що дорівнює приблизно трьом постійним часу нагріву $3T_0$.

Встановленою температурою $\tau_{уст}$ називається температура, зміна якої протягом однієї години не перевищує одного градуса Цельсія (1°C) за умови, що навантаження мережі і температура навколишнього середовища (охолоджуючої середовища) залишаються практично незмінними.

Постійна часу нагріву T_0 - час, протягом якого температура окремих частин електроустановки досягла б сталого значення, якби була відсутня віддача тепла в навколишнє середовище.

В цьому режимі працюють з незмінним навантаженням або мало змінюється в часі навантаженням приводу вентиляторів, насосів, компресорів.

Протікання струму по струмоведучим частинам викликає їх нагрівання. Процес нагріву СВЧ відбувається одночасно з охолодженням провідника. В результаті чого через певний час настає теплова рівновага, при якому температура окремих частин електроустановки досягає сталих температур.

В паспорті ЕП вказується значення номінальної (встановленої) потужності, яка гарантує збереження їх ізоляції при перегріванні. Для струмоведучих частин в ПУЕ наводяться значення тривало допустимого струму $I_{трив.доп.}$, при якому гарантується збереження ізоляції провідника.

✓ ЕП можуть працювати **в короткочасному режимі**, при якому робочий цикл цих ЕП складається з часу включення $t_{вк}$ часу паузи $t_{пауза}$, $t_{цикл} = t_{вк} + t_{пауза}$. Робочий режим (період) нетривалий $t_{вк} \ll t_{пауза}$, і окремі частини електроустановки не встигають нагріватися до встановлених температур, а період пауз тривалий. При цьому окремі частини двигунів, трансформаторів охолоджуються до температури оточуючого середовища.

В цьому режимі працюють приводи допоміжних механізмів металоріжучих верстатів, привода гідравлічних затворів.

✓ ЕП, що працюють **в режимі ПКР** (повторно-короткочасний режим), з тривалістю циклу **не більше 10 хвилин**, яке складається з часу включення і часу паузи, що характеризуються стандартною тривалістю включення

$$ТВ = \frac{t_{вк}}{t_{цикл}} \cdot 100\% = \frac{t_{вк}}{t_{вк} + t_{пауза}} \cdot 100\%$$
$$ТВ = 15\%; 25\%; 40\%; 60\%$$

За час включення окремі частини електроустановки не досягають сталих температур, а за час паузи не досягають температур навколишнього середовища.

ТЕМА 2

Електричні навантаження. Графіки навантажень, їх характеристики.

Показники графіків електричних навантажень

При проектуванні та експлуатації систем електропостачання промислових підприємств вибір та умови роботи всіх її складових частин значною мірою залежать від величини й характеру зміни електричних навантажень [2].

Величину електричних навантажень промислового підприємства в цілому або окремого його структурного підрозділу визначають, як правило, потужністю, що споживається всіма електроприймачами в певний момент часу [2].

Для електроприймачів змінного струму розрізняють повне, активне та реактивне навантаження [2]. Деякі види електричних навантажень характеризуються силою струму [2].

Отже, для раціонального вирішення комплексу питань при проектуванні СЕС ПП необхідне правильне визначення величини очікуваних електричних навантажень на всіх ступенях СЕП ПП.

Під електричним навантаженням розуміють визначена закономірність, що змінюється в часі - струм $I(t)$, потужності $P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$.

За розрахунковим навантаженням вибирають параметри основних елементів СЕП: число і потужність трансформаторів на всіх ступенях системи електропостачання, типи потужності компенсуючих пристроїв, параметри апаратів різних призначень, перетину струмоведучих частин, а також величини втрат потужності і напруги в елементах мережі.

Помилки в розрахунках очікуваних електричних навантажень знижують техніко-економічні показники проекрованої СЕП.

Завищення електричних навантажень призводить до перевитрати коштів, зайвим капіталовкладенням, невиправданого омертвіння капіталовкладень, завищеними параметрами обладнання, роботи обладнання з явним недовантаженням і, як наслідок, погіршення режиму реактивної потужності.

Зниження електричних навантажень призводить до збільшення навантажувальних втрат в мережах (елементах СЕП), їх перегріву, інтенсивному тепловому зносу ізоляції, що в кінцевому рахунку призводить до скорочення терміну служби обладнання і зниження надійності СЕП.

В обох випадках розрахункові витрати, які є критерієм економічності прийнятих рішень, а також собівартість переданої електроенергії, зростають, що призводить до істотного зниження техніко-економічних показників проекрованої СЕП.

Чим більше електрично віддалений ЕП від ДЖ тим точніше повинні бути визначені значення навантажень. Електрична віддаленість ЕП від ДЖ визначається числом ступенів трансформації.

Ступінь точності визначення очікуваних електричних навантажень мають практичний межа, внаслідок того, що самі елементи СЕП (трансформатори, КП,

апарати, струмоведучі частини) вибирають з певним інтервалом між стандартними величинами.

Такими інтервалами для струмоведучих частин є шкала тривало допустимих струмових навантажень $I_{\text{дл.доп.}}$ стандартних перетинів. Для кабелів з алюмінієвими жилами в алюмінієвій оболонці, прокладених в землі (в траншеї) ступінь наростання тривало допустимого струму знаходиться в межах 16-25%, в середньому 20%

$S, \text{мм}^2$	$I_{\text{дл.доп.}}, \text{А}$
50	155
70	190
95	225

при цьому середина інтервалу приблизно 10%.

У силових трансформаторів ступінь наростання номінальних потужностей $S_{\text{ном}}$ згідно зі шкалою потужностей приблизно 60%.

$S_{\text{ном}} - 100; 160; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2500; 4000; 6300; \text{кВА}$

середина інтервалу стандартних потужностей 30%.

Очевидно, що ступінь точності розрахунку навантажень, що дорівнює середині інтервалу, є цілком достатньою для правильного вибору параметрів елементів мережі. Велика точність практично не змінює результатів вибору стандартних перетинів струмоведучих частин, потужності трансформаторів і тому є невиправданою.

З метою уніфікації в даний час прийнята стандартна ступінь точності розрахунку електричних навантажень, що дорівнює $\pm 10\%$.

Якщо величина розрахункового навантаження знаходиться всередині інтервалу то вибирають, як правило, елементи СЕП з параметрами відповідними верхньої межі стандартної величини.

Графіки навантажень

Найбільш повну інформацію про змінюються електричних навантаженнях дають їх графіки. Графіки електричних навантажень висловлюють зміна в певній закономірності в часі потужність: $P(t), Q(t), S(t)$ або струм $I(t)$. Графіки електричних навантажень ПП дають можливість правильно раціонально вибрати їм трансформатори, побудувати оптимальну схему електропостачання. Площа графіка електричних навантажень дорівнює витраті електроенергії вузла, а характер графіка дає можливість вибору способу регулювання параметрів режиму.

Існують різні способи вимірювань і побудов графіків навантаження: самописами (ватметр, амперметрами), лічильниками активної енергії.

Побудова графіків навантаження за показниками лічильників активної електроенергії відлік ведеться через певні проміжки часу.

Електричні навантаження промислових підприємств мають, як правило, змінний характер у часі. Для наочного відображення та аналізу змін електроспоживання використовують графіки електричних навантажень.

Графіки навантаження, що характеризують режим роботи окремих ЕП, називаються *індивідуальними*. Вони знімаються для потужних ЕП, потужності яких обчислюються десятками і сотнями кВт. Характер і форма індивідуального графіка навантаження визначається технологічним процесом. Що стосується окремих ЕП найбільш поширеними є *змінні* або *добові* графіки навантаження.

Графіки навантажень, які виражають зміну навантажень групи ЕП, пов'язаних однією живильною лінією, називаються *груповими*.

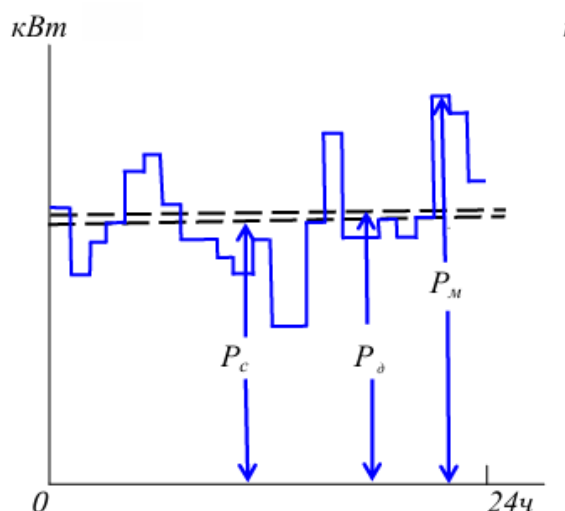


Рисунок 2.1. – Добовий графік активного навантаження [13]

Режим роботи групи ЕП найкраще досліджувати по змінним або добовим графіками навантаження. У графіку навантажень найцікавішим є максимум навантаження $P_{\text{макс}}$, який визначає нагрів проєктованого елемента системи електропостачання (провідників, трансформаторів).

Експериментально доведено, що нагрівання провідника до 95% сталого значення температури відбувається за певний час, що дорівнює трьом сталим часу нагрівання ($3T_0$). Тому розрахункове навантаження визначають як максимальне із середніх значень навантажень на інтервалі $3T_0$. З метою уніфікації розрахунків струмопровідних частин електроустановок до 1 кВ перерізом до 50 мм^2 за постійну часу нагрівання приймають $T_0 = 10 \text{ хв}$, а тому розрахунковим є інтервал часу в 30 хв. Для струмопровідних частин електроустановок, що мають значно більші за 10 хв частин електроустановок, що мають значно більші за 10 хв значення постійної часу (як правило, з перерізом понад 50 мм^2), приймають більші за півгодинний значення розрахункового інтервалу [2].

На значення максимуму навантаження впливає ряд випадкових факторів:

- ✓ кількість працюючих ЕП,
- ✓ співвідношення їх потужностей,
- ✓ режим роботи ЕП, час роботи (включення) в цикл,

✓ ступінь завантаження ЕП, одночасність роботи ЕП.

Оцінити вплив випадкових факторів на формування (утворення) максимуму навантаження групового графіка можна шляхом застосування методів математичної статистики і теорії ймовірності.

У великих мережах і на підприємствах добові графіки активної потужності набувають стійкий характер для певної пори року. Це дозволяє скласти характерні (типові) графіки для різних галузей промисловості. Будуються вони у відносних одиницях і визначають навантаження в рівні години доби у відсотках від максимального навантаження, що приймається за 100%. Для перерахунку ординат таких графіків в іменовані одиниці, кВт визначають абсолютну величину максимуму графіка.

Характерні графіки навантажень для аналогічних діючих підприємств без урахування КП використовуються в процесі проектування СЕП ПП і приводиться в довідниках.

Основні фізичні величини, що характеризують графіки навантажень

Основними характерними величинами індивідуального і групового графіків навантаження є:

- ✓ середнє $P_{\text{сер}}$,
- ✓ середньквдратичне $P_{\text{сер.кв.}}$.
- ✓ максимальне навантаження $P_{\text{макс}}$.

Середнє активне навантаження групового графіку за часом T визначається за виразом

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

де $P(t)$ – поточне значення ординат групового графіка.

Середньквдратичне або ефективне навантаження відповідає середньквдратичного значення потужності за розглянутий період часу:

$$P_{\text{сер.кв.}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T [P(t)]^2 dt}$$

При нерівномірному графіку навантаження - $P_{\text{сер}} < P_{\text{сер.кв.}}$.

Середньквдратичне навантаження характеризує ефект нагрівання провідника струмом. Тому її називають **ефективним навантаженням**.

Під *максимальним навантаженням* розуміють абсолютний максимум групового графіка. За максимум групового графіка приймають найбільше з відповідних ефективного і середнього значень навантаження за певний проміжок часу T .

Оптимальна тривалість інтервалу усереднення для максимуму групового графіка прийнята рівною трьом постійним часу нагрівання провідника, тобто $3T_0$, де T_0 – постійна часу нагріву елемента СЕП.

Величини та коефіцієнти, що використовуються для визначення електричних навантажень

До основних електричних величин, що використовуються при визначенні електричних навантажень належать [2]:

✓ номінальна (встановлена) активна потужність одного електроприймача (p_n) - потужність, що вказується в його паспорті заводом-виробником. Для робочих машин з багатодвигуновим електроприводом з а номінальну потужність приймають найбільшу суму номінальних потужностей тих двигунів, які згідно з технологічним процесу можуть одночасно працювати [2];

✓ групова номінальна (встановлена) активна потужність - сума номінальних активних потужностей групи електроприймачів [2];

$$P_n = \sum_{1}^n p_n$$

де n - кількість електроприймачів у групі;

✓ номінальна реактивна потужність одного електроприймача (q_n) - реактивна потужність, що споживається з мережі або віддається в мережу при номінальній активній потужності і номінальній напрузі. Для синхронних двигунів - також і при номінальному струмі збудження [2];

✓ групова номінальна реактивна потужність - алгебраїчна сума реактивних потужностей електроприймачів, що входять у групу [2]:

$$Q_n = \sum_{1}^n q_n = \sum_{1}^n p_n \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

де $\operatorname{tg} \varphi$, - номінальний коефіцієнт реактивної потужності індивідуального електроприймача, що визначається за паспортом або з довідника;

✓ групові середня активна та реактивна потужності за певний період часу - визначаються як відношення активної W_a , або реактивної W_p , енергій електроприймачів, що входять у групу, до тривалості періоду [2]:

$$P_c = \frac{W_a}{T}, Q_c = \frac{W_p}{T}$$

де T – тривалість періоду визначення навантаження.

При визначенні розрахункових навантажень під терміном «середня активна (реактивна) потужності» розуміють найбільш імовірне значення середньо активної (реактивної) потужності за найбільш завантажену робочу зміну, а тому приймають $T = T_{зм}$ ($T_{зм}$ - тривалість робочої зміни). Також середні активна та реактивна

потужності групи електроприймачів можуть бути визначені як сума середніх потужностей індивідуальних електроприймачів (крім резервних) [2]:

$$P_c = \sum_1^n p_c; Q_c = \sum_1^n q_c;$$

✓ коефіцієнт використання індивідуального електроприймача (k_b) визначається як відношення середньої активної потужності електроприймача до її номінального значення [2]:

$$k_b = \frac{p_c}{p_n}$$

✓ коефіцієнт використання групи електроприймачів (K_b), що належать до однієї категорії, визначається як відношення середньої активної потужності групи електроприймачів до її номінального значення [2]:

$$K_b = \frac{P_c}{P_n}$$

При визначенні коефіцієнта використання групи електроприймачів, що належать до різних категорій, використовують формулу [2]:

$$K_b = \frac{\sum_1^n k_b \cdot p_n}{\sum_1^n p_n},$$

де n – кількість характерних категорій електроприймачів в даній групі [2].

✓ ефективна кількість електроприймачів (n_e) – це така кількість однорідних за режимом роботи електроприймачів однакової потужності, яка зумовлює таке саме значення розрахункового навантаження, що і група різних за потужністю електроприймачів. Величина n_e визначається [2]:

$$n_e = \frac{(\sum p_n)^2}{\sum p_n^2}$$

При значній кількості електроприймачів ефективна кількість електроприймачів може бути визначеною за спрощеною формулою [2]:

$$n_e = \frac{2 \cdot \sum P_n}{P_{n, \max}}$$

Якщо ж отримане за цією формулою значення ефективної кількості електроприймачів n_e виявиться більшим від дійсної кількості електроприймачів n , то приймають $n_e = n$ [2];

✓ коефіцієнт розрахункового навантаження (K_p). Величина цього коефіцієнта залежить від ефективної кількості електроспоживачів n_e , групового коефіцієнта використання K_b , а також від постійної часу нагрівання T_0 [2].

Рекомендується приймати такі значення постійної часу нагрівання [2]:

$T_0 = 10$ хв - для мереж напругою до 1 кВ, що живлять розподільні шинопроводи, пункти, збірки, щити. Значення K_p для цих мереж визначаються за відповідними довідниковими даними [2].

$T_0 = 2,5$ год- для магістральних шинопроводів і цехових трансформаторів. Значення K_p для цих об'єктів приймаються за відповідними довідниковими даними [2].

- ✓ коефіцієнт попиту K_{Π} , визначається за формулою [2]:

$$K_{\Pi} = \frac{P_p}{P_{\text{ном}}}$$

- ✓ коефіцієнт одночасності K_0 - це відношення розрахункової потужності на шинах 6-10 кВ до суми розрахункових потужностей електроприймачів, що підключені до шин 6-10 кВ розподільних пунктів і головних понижувальних підстанцій [2]:

$$K_0 = \frac{P_{p\Sigma}}{\Sigma P_p}$$

- ✓ річний очікуваний обсяг активної W_{AP} і реактивної W_{PP} електроенергії визначається за формулами [2]:

$$W_{AP} = P_p \cdot T_{\text{Ма}} \cdot K_0;$$

$$W_{PP} = Q_p \cdot T_{\text{Мр}} \cdot K_0,$$

де $T_{\text{Ма}}$, $T_{\text{Мр}}$ – кількість годин за рік використання максимуму активної і реактивної енергії відповідно [2].

ТЕМА 3

Основні методи розрахунків електричних навантажень групи споживачів.

Розрахунок електричних навантажень

Електричним навантаженням називають потужність, що споживається ЕУ в певний момент часу. При змінному струмі розрізняють активне, реактивне та повне навантаження. Поняття навантаження поширюється також на електричний струм [3].

Розрахункове навантаження обумовлює допустиме нагрівання електричних машин, апаратів і струмопровідних частин у нормальному режимі роботи. За розрахункове навантаження приймають таке умовно незмінне за часом значення навантаження, що викликає найбільш тяжке нагрівання провідника струму за максимальною температурою (піком температури) чи за тепловим зносом ізоляції, як і фактичне змінне за часом повне навантаження $S = f(t)$, яке безперервно змінюється за часом залежно від режиму роботи ЕП у групі [3].

Нагрівання є результатом впливу навантаження за визначений час. Вважається, що сталий тепловий стан тіла, яке нагрівається (наприклад, провідника струму), настає через проміжок часу, що дорівнює трьом сталим часу нагрівання ($3T_0$). Таким чином, розрахункове навантаження можна розглядати як максимальне із середніх значень навантаження на інтервалі часу $3T_0$. При цьому визначають активне (P_p), реактивне (Q_p) та повне (S_p) розрахункові навантаження [3].

Відомо, що проводи та кабелі поширених малих і середніх значень поперечного перерізу звичайної конструкції в електричних мережах до 1 кВ мають сталу часу нагрівання порядку $T_0 = 10$ хв. Тому за розрахунковий інтервал при визначенні розрахункового навантаження приймають інтервал часу 30 хв [3].

Для однаковості розрахункової методики півгодинний максимум розглядається як розрахункове навантаження для вибору всіх елементів електропостачання. Якщо стала часу провідника значно перевищує 10 хв, то півгодинний максимум можна привести до більшої тривалості [3].

Величину розрахункового навантаження використовують для вибору потужності та перевірки навантажувальної спроможності силових трансформаторів, вибору потужності компенсуючих та перетворювальних установок, перерізу струмопровідних частин ЕУ за нагріванням та економічною густиною струму, для визначення втрат та відхилень напруги і витрат потужності й електроенергії в електричних мережах, розрахунку захисту [3].

При визначенні розрахункових навантажень в СЕП промислових підприємств є шість рівнів (рисунок 1), які розрізняються за місцем знаходження в схемі електропостачання [3]:

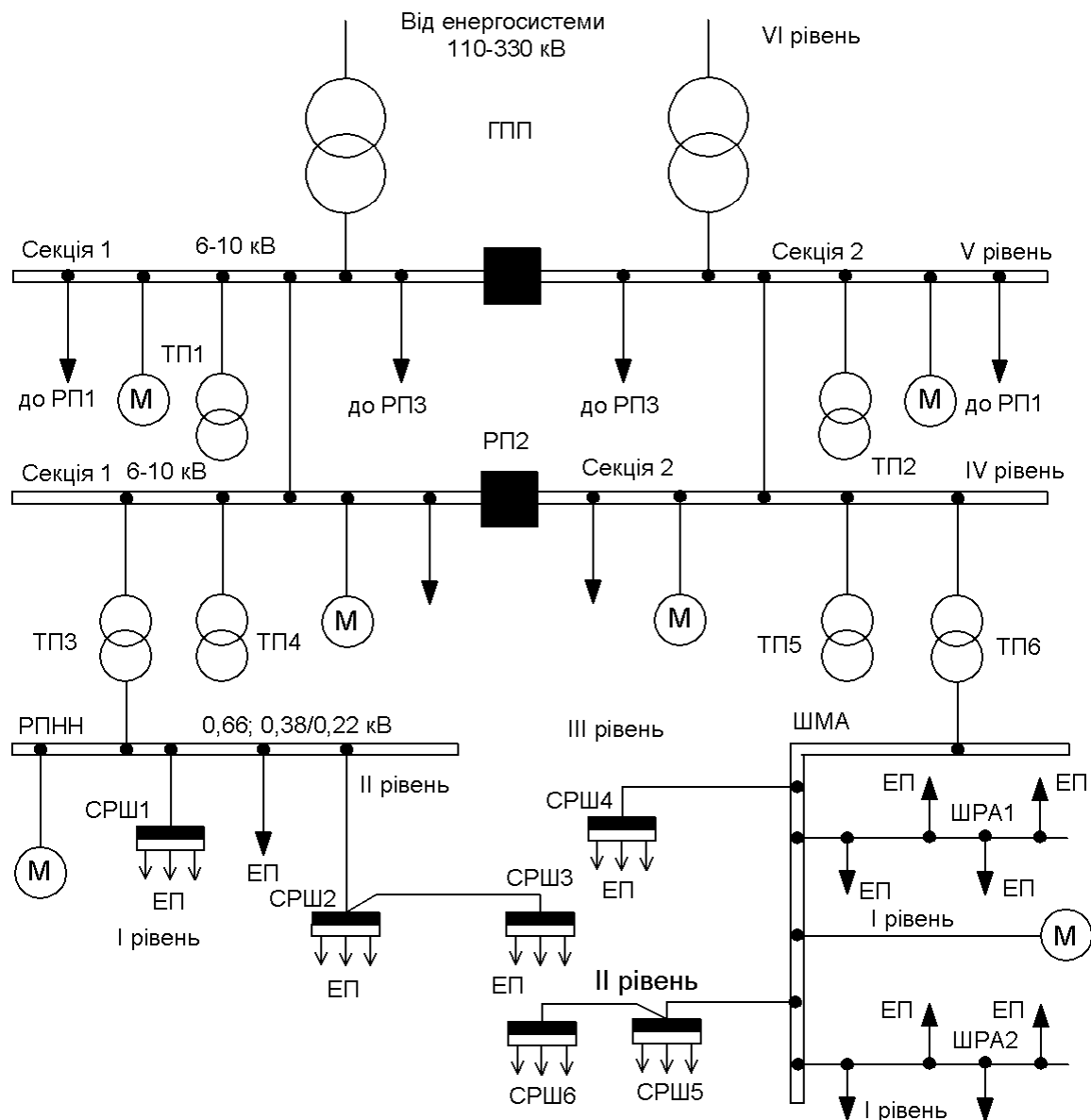


Рисунок 1. – Схема характерних місць визначення розрахункових навантажень у системі електропостачання промислового підприємства [3].

I рівень - електричні мережі напругою до 1 кВ, які приєднують окремі ЕП до силових розподільних шаф (СРШ) або до шинопроводу розподільного алюмінієвого (ШРА);

II рівень - електричні мережі напругою до 1 кВ, які приєднують СРШ чи ШРА до збірних шин низької напруги (НН) цехових ТП або до магістральних шинопроводів алюмінієвих (ШМА);

III рівень - збірні шини НН цехових ТП та ШМА;

IV рівень - збірні шини напругою 6-10 кВ РП;

V рівень - збірні шини напругою 6-10 кВ ГПП, ПВ або ЦРП (якщо РП відсутні, то IV та V рівні збігаються);

VI рівень - межа розподілу балансової належності електричних мереж енергосистеми та споживача [3].

Визначення розрахункових навантажень цехів та підприємства здійснюється *методом коефіцієнта попиту* [3]. Цей метод дозволяє визначити розрахункове максимальне навантаження вузла електропостачання (ділянка цеху, цех, підприємство) на стадії проектного завдання при невідомій потужності окремих ЕП. Величину розрахункового активного навантаження P_p та розрахункового реактивного навантаження Q_p визначають за допомогою коефіцієнта попиту K_{Π} і коефіцієнта потужності $\cos\varphi$, для даної групи ЕП або галузі промисловості [3].

Коефіцієнт попиту не залежить від кількості ЕП, що входять у розглянутий вузол навантаження. Однак таке припущення суперечить фізичним змістом і основним законам формування максимуму групового графіка навантаження і теоретично прийнято лише при числі ЕП у вузлі $\Pi \rightarrow \infty$.

Тому метод визначення електричних навантажень за допомогою K_{Π} (коефіцієнта попиту) є чисто електричним, що дає грубо орієнтовні уявлення про очікувані електричних навантажень (при числі ЕП у вузлі $\Pi > 100$).

Цим методом користуються на стадії проектного завдання, коли немає даних про кількість ЕП і їх встановлених потужностях або при досить високих значеннях $K_{\Pi} \geq 0,6$, що характерно для вентиляторів, насосів і компресорів.

Коефіцієнтом попиту називають відношення розрахункового активного навантаження групи ЕП P_p до їх установленної потужності при тривалому режимі (за винятком потужності резервних ЕП) [3].

$$K_{\Pi} = \frac{P_p}{\sum_{i=1}^n P_{уст.i}} \quad (1)$$

де $P_{уст.i}$ - установлена активна потужність i -го ЕП, яка при коефіцієнті тривалості вмикання $T_B = 100\%$ дорівнює його номінальній потужності $p_{ном.i}$;
 n - кількість діючих ЕП.

Розрахунок електричних навантажень від силових ЕП

Очевидно, що з попередньої формули (1) можна одержати розрахункове силове активне навантаження для окремого цеху при напрузі 0,38/0,22 кВ [3]:

$$P_{p.c.i} = K_{\Pi i} \cdot P_{уст.i}, \text{ кВт} \quad (2)$$

де $K_{\Pi i}$ - коефіцієнт попиту i -го цеху;

$P_{уст.i}$ - установлена активна потужність i -го цеху.

Розрахункове силове реактивне навантаження i -го цеху визначається за формулою [3]:

$$Q_{p.c.i} = P_{p.c.i} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \text{ квар} \quad (3)$$

де $\operatorname{tg}\varphi_i$ - відповідає значенню коефіцієнта потужності $\cos\varphi_i$, i -го цеху.

Розрахункове силове повне навантаження i -го цеху визначається як [3]:

$$S_{p.c.i} = \sqrt{P_{p.c.i}^2 + Q_{p.c.i}^2}, \text{ кВА} \quad (4)$$

За формулами (2), (3) і (4) визначаються розрахункове силове активне, реактивне та повне навантаження кожного цеху підприємства [3].

Метою визначення величини очікуваних електричних навантажень на ступенях СЕП є вибір параметрів всіх елементів СЕП - числа і потужності силових трансформаторів, параметрів апаратів, перетинів струмоведучих частин, потужності КУ.

Правильне визначення електричних навантажень є основою раціональної побудови й експлуатації СЕП ПП.

Завищення розрахункових електричних навантажень приводить до перевитрати капітальних витрат у проектувану СЕП і їхньому омертвіянню, до збільшення трансформаторних потужностей, перевитрат провідникового матеріалу, до недовикористання обладнання, до погіршення режиму реактивної потужності в системі, значним втратам х.х.

Заниження величини очікуваних електричних навантажень приводить до інтенсивного зносу ізоляції, до зниження надійності СЕП ПП, значним навантажувальним втратам через перевантаження устаткування.

Розрахунок електричних навантажень по цехах здійснюється методом коефіцієнта попиту, тому що встановлені потужності задані по цеху в цілому.

Визначення розрахункового навантаження компресорів, СД і АД

Компресором називається машина, що призначена для стиснення та переміщення (подачі) повітря повітропроводами [3].

Стиснуте повітря широко застосовується як на будівництві, так і в експлуатації промислових підприємств [3].

Компресорні машини за принципом роботи поділяються на поршневі, ротаційні та відцентрові (турбокомпресори). Для компресорів використовуються синхронні двигуни (СД) або асинхронні двигуни (АД) [3].

Для електропривода поршневих компресорів застосовують тихохідні ЕД. У разі використання СД слід враховувати, що при роботі поршневого компресора виникають коливання ротора СД, це приводить до збільшення споживаної потужності.

Крім того, необхідно підтримувати в електричній мережі мінімальну напругу для усунення можливості випадання ЕД з синхронізму. Для пуску СД застосовується пускова обмотка. Вона забезпечує розворот СД до підсинхронної швидкості в асинхронному режимі. Опір пускової обмотки має бути достатньої величини для забезпечення необхідного пускового моменту при зниженому пусковому струмі [3].

Особливістю розрахунку електричних навантажень напругою вище 1 кВ є те, що:

✓ ДСП задаються ємністю печі у тонах, що визначає номінальну (встановлену) потужність пічного трансформатора:

$$1,5 \text{ т} - S_{\text{печ.тр.}} = 1000 \text{ кВА}$$

$$3 \text{ т} - S_{\text{печ.тр.}} = 1800 \text{ кВА}$$

$$6 \text{ т} - S_{\text{печ.тр.}} = 2800 \text{ кВА}$$

Встановлена потужність пічного трансформатора в кВт визначається:

$$P_{\text{печ.тр.}} = S_{\text{печ.тр.}} \cdot \cos\varphi, \text{ кВт},$$

де $\cos\varphi$ - коефіцієнт активної потужності, довідкові данні.

✓ Розрахункова реактивна потужність СД, що працює в режимі перезбудження приймається зі знаком мінус і визначається по виразу:

$$Q_{\text{розр.СД}} = - \frac{\alpha_M \cdot P_{\text{ном}} \cdot \tan\varphi}{\eta_{\text{ном}}}, \text{ квар}$$

де α_M - коефіцієнт перевантажувальної здатності по реактивній потужності СД, що залежить від завантаження двигуна активною потужністю, відносної напруги на затискачах двигуна і від типу двигуна, довідкові дані.

СД, що працюють у режимі перезбудження, мають $\cos\varphi = 0,9$

Результати розрахунку навантажень, що формуються силовими ЕП, заносять у відповідні графі таблиці (додаток).

Оскільки СД генерує реактивну потужність, то вона береться зі знаком «мінус» [3].

Розрахункову реактивну потужність АД можна також визначити за формулою [3]

$$Q_{\text{розр.АД}} = P_{\text{розр.АД}} \cdot \tan\varphi_{\text{номАД}}, \text{ квар}$$

$\cos\varphi_{\text{номАД}}$ приймається для кожного конкретного двигуна з довідкових даних [3]. Ця потужність береться зі знаком «плюс», бо АД є споживачем реактивної потужності.

Розрахунок електричних навантажень від освітлювальних ЕП

Установлена потужність освітлювальних ЕП $P_{\text{уст.осв.і}}$ визначається по кожному цеху в залежності від технологічного процесу методом питомої щільності навантаження $P_{\text{пит.осв.і}}$ (Вт/м²) за виразом:

$$P_{\text{уст.осв.і}} = P_{\text{пит.осв.і}} \cdot F_i \cdot 10^{-3}, \text{ кВт},$$

де $P_{\text{пит.осв.і}}$ – питома щільність електричного освітлення Вт/м², що залежить від характеру технологічного процесу в цеху, і визначається по табл. П 2.1.;

F_i – площа цеху, що визначається по генплану і масштабові (див. вихідні дані).

Розрахункові навантаження освітлювальних ЕП визначаються методом коефіцієнта попиту для освітлювальних установок, $K_{\text{поп.осв.і}}$, значення яких приведені в довіднику.

$$P_{\text{розр.осв.і}} = P_{\text{уст.осв.і}} \cdot K_{\text{поп.осв.і}} \cdot K_{\text{ПРА}}, \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{розр.осв.і}} = P_{\text{розр.осв.і}} \cdot \tan\varphi_i, \text{ квар}$$

де $K_{\text{ПРА}}$ – коефіцієнт, що враховує збільшення розрахункових навантажень за рахунок втрат потужності в пускорегулюючій апаратурі (ПРА) газорозрядних ламп. $K_{\text{ПРА}} = 1,1$ – для ламп типу ДРЛ (ртутнокварцеві лампи зі спрямованою світністю) і ДРН (металогалогенні);

$tg\varphi_i$ – відповідає середньозваженому $\cos\varphi_i = 0,95$.

Результати розрахунків по цехах зводять у таблицю.

Висновок: За результатами розрахунків необхідно установити відсоткове відношення освітлювального навантаження до сумарного навантаження до 1 кВт, а також що до двигунів 6 кВт навантаження до навантаження підприємства в цілому.

Визначення розрахункового навантаження підприємства

Розрахункове навантаження підприємства необхідне [3]:

- ✓ для вибору номінальної потужності трансформаторів ГПП;
- ✓ визначення економічного значення реактивної потужності, яка споживається від енергосистеми;
- ✓ розрахунку потужності пристроїв компенсації реактивної потужності споживача.

Для визначення розрахункового навантаження підприємства необхідно обчислити загальне розрахункове навантаження цехів. При розрахунку загального розрахункового навантаження цеху з урахуванням розрахункового навантаження загального електричного освітлення приймається коефіцієнт одночасності збігання максимумів навантаження $K = 1,0$ [3].

Необхідні розрахункові дані (розрахункове силове навантаження цеху і розрахункове навантаження загального електричного освітлення цеху) беруться відповідно з таблиці «Розрахунок електричних навантажень» [3].

Загальне розрахункове активне навантаження i -го цеху визначається за формулою [3]:

$$P_{\text{розр.}i} = P_{\text{розр.сил.}i} + P_{\text{розр.осв.}i}, \text{ кВт}$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження i -го цеху [3]:

$$Q_{\text{розр.}i} = Q_{\text{розр.сил.}i} + Q_{\text{розр.осв.}i}$$

Таким чином, загальне розрахункове повне навантаження i – го цеху [3]:

$$S_{\text{розр.}i} = \sqrt{P_{\text{розр.}i}^2 + Q_{\text{розр.}i}^2}, \text{ кВА}$$

Побудова картограми електричних навантажень

Розташування ДЖ проектованої СЕП повинно сприяти досягненню мінімуму витрат на всю СЕП. Для цього необхідно звести до мінімуму довжину мереж, унаслідок чого вартість втрат енергії та напруги в живильних і розподільних мережах СЕП промислового підприємства також буде мінімальною. З цією метою визначається умовна точка на плані підприємства, що відповідає центру ваги площини підприємства, на якій електричні навантаження умовно замінені на еквівалентні ваги [3]. Ця умовна точка називається центром електричних навантажень (ЦЕН) [3].

Для наочності визначення ЦЕН на генеральний план підприємства наноситься картограма навантажень (рисунок 1) [3].

Метою побудови картограми електричних навантажень є визначення раціональних місць розміщення ГПП, РП і цехових КТП, проектування оптимальної внутрішньозаводської системи електропостачання.

Картограма електричних навантажень являє собою графічне зображення електричних навантажень на генеральному плані підприємства.

Картограма електричних навантажень являє собою розміщені у визначеній закономірності на генплані підприємства окружності, площі яких в обраному масштабі рівні розрахунковим активним навантаженням цехів:

$$P_{\text{розр.сил.}i} + P_{\text{розр.осв.}i} = \pi \cdot r_i^2 \cdot m,$$

де r_i – радіус окружності, що визначається:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{\text{розр.сил.}i} + P_{\text{розр.осв.}i}}{\pi \cdot m}}, \text{ мм}$$

де m – масштаб; $m = 1 \text{ кВт/мм}^2$.

На площі кожного цеху наноситься своя окружність, центр якої збігається з центром навантажень цеху. Практикою проектування прийнято, що ЕП до 1 кВ рівномірно розподілені по площі цеху. Це дає підставу вважати центром електричних навантажень центр ваги фігури.

Картограма електричних навантажень будується окремо для ЕП напругою до і вище 1 кВ у тому ж масштабі. Тому що у вихідних даних розміщення ЕП вище 1 кВ не визначене, то в процесі проектування рекомендується розташовувати ці ЕП у ділянках цеху, орієнтованих убік ДЖ.

У виділеній під ВВ навантаження ділянці цеху ВВ навантаження розподілене рівномірно. Тому центром ВВ навантаження можна вважати центр ваги цієї ділянки цеху. Таким чином, у цехах із НВ і ВВ навантаженнями – два центри електричних навантажень.

ГПП і цехові ТП рекомендується розташовувати в можливій близькості до центрів електричних навантажень, тому що це дозволить наблизити ВН до центрів споживання електроенергії і скоротити довжину мереж низької напруги, зменшити витрати проведеного матеріалу і скоротити втрати у струмоведучих частинах.

РП без перетворення параметрів електроенергії рекомендується розташовувати на границі ділянок мережі, що живляться ними, таким чином, щоб не було зворотних потоків енергії, що зв'язано з додатковими втратами електроенергії.

Приклад побудови картограми електричних навантажень представлений на рисунку 1.

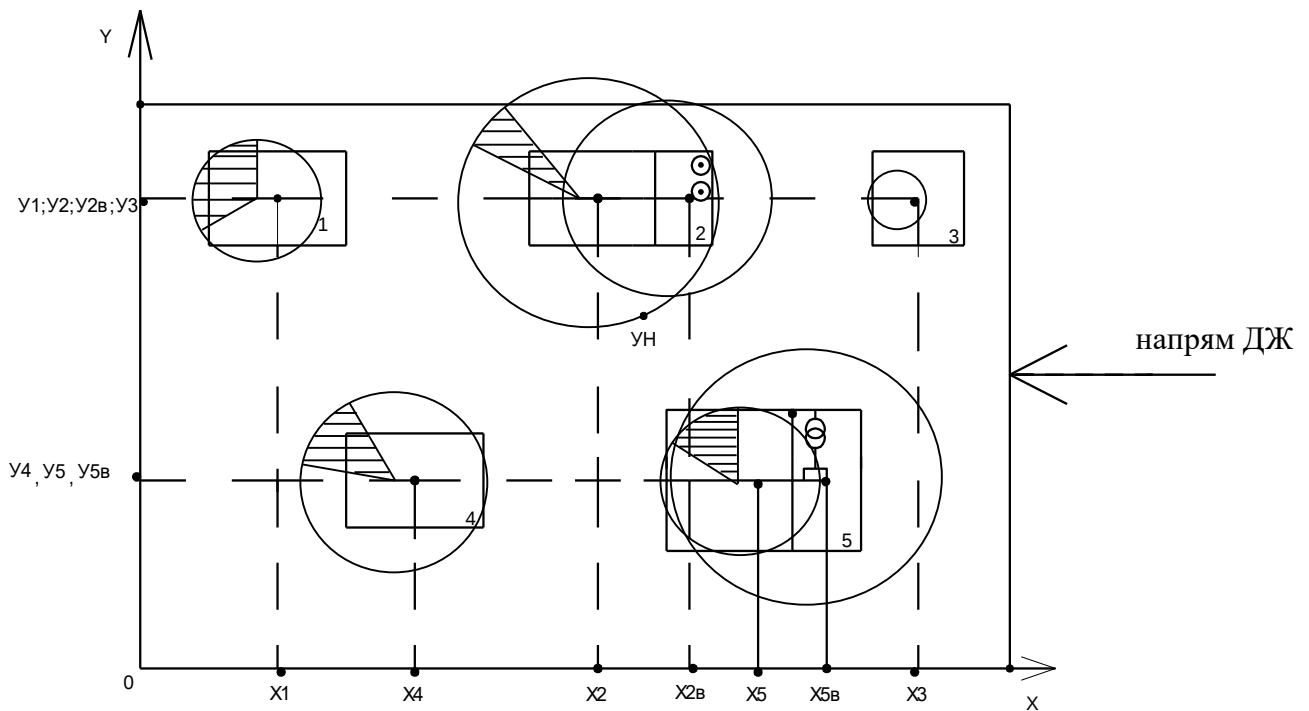


Рисунок 1 - Побудова картограми електричних навантажень

Визначення розрахункового центра електричних навантажень підприємства:

$$X_{\Sigma} = \frac{X_1 \cdot (P_{\text{розр.сил.1}} + P_{\text{розр.освт.1}}) + X_2 \cdot (P_{\text{розр.сил.2}} + P_{\text{розр.освт.2}}) + X_{2\text{ВВ}} \cdot P_{\text{розр.сил.ВВ2}} + \dots + X_i \cdot (P_{\text{розр.сил.i}} + P_{\text{розр.освт.i}})}{(P_{\text{розр.сил.i}} + P_{\text{розр.освт.i}}) + (P_{\text{розр.сил.2}} + P_{\text{розр.освт.2}}) + P_{\text{розр.сил.ВВ2}} + \dots + (P_{\text{розр.сил.i}} + P_{\text{розр.освт.i}})}$$

$$Y_{\Sigma} = \frac{Y_1 \cdot (P_{\text{розр.сил.1}} + P_{\text{розр.освт.1}}) + Y_2 \cdot (P_{\text{розр.сил.2}} + P_{\text{розр.освт.2}}) + Y_{2\text{ВВ}} \cdot P_{\text{розр.сил.ВВ2}} + \dots + Y_i \cdot (P_{\text{розр.сил.i}} + P_{\text{розр.освт.i}})}{(P_{\text{розр.сил.i}} + P_{\text{розр.освт.i}}) + (P_{\text{розр.сил.2}} + P_{\text{розр.освт.2}}) + P_{\text{розр.сил.ВВ2}} + \dots + (P_{\text{розр.сил.i}} + P_{\text{розр.освт.i}})}$$

Для представлення про склад навантажень і співвідношень силового й освітлювального навантаження напругою до 1 кВ на картограмі виділяють сектор освітлювального навантаження, кут якого визначається по формулі:

$$\alpha_i^0 = \frac{P_{\text{розр.освт.i}}}{P_{\text{розр.сил.i}} + P_{\text{розр.освт.i}}} \cdot 360^\circ,$$

Результати розрахунків радіусів окружностей і кутів секторів по цехах зводяться в таблицю.

При проектуванні розрахунковий центр електричних навантажень використовується для орієнтування місця розміщення ГЗП (ПГВ).

ГПП слід розміщувати якнайближче до ЦЕН у межах розмірів, що допускаються ПУЕ [1] настільки, наскільки це можливо за умовами планування підприємств [3].

У разі необхідності зміщення ГПП (ПГВ) від ЦЕН (за причинами технологічними, архітектурними, попадання на територію цеху чи будівель) це треба робити вбік живильних мереж зовнішнього ДЖ підприємства (інакше збільшуються зустрічні потоки потужностей і, як наслідок, зростають втрати енергії) [3].

Звичайно їх розміщують біля огорожі підприємства на його території [3].

ЦРП, РП та інші вузли СЕП без перетворення параметрів електроенергії слід, як правило, розміщувати на початковій межі ділянки мережі, від якої вони живляться, так, щоб не було зворотних потоків енергії до приєднаних підстанцій та споживачів (рисунок 2) [3].

Цехові трансформаторні та перетворювальні ПС усіх потужностей і напруг необхідно розміщувати ближче до ЦЕН відповідного цеху. У цьому випадку довжина електричних мереж до 1 кВ зменшується, що призводить до зниження капітальних витрат у цих мережах і втрат енергії та напруги в них, але зростає довжина мереж високої напруги, які живлять цехові ТП [3].

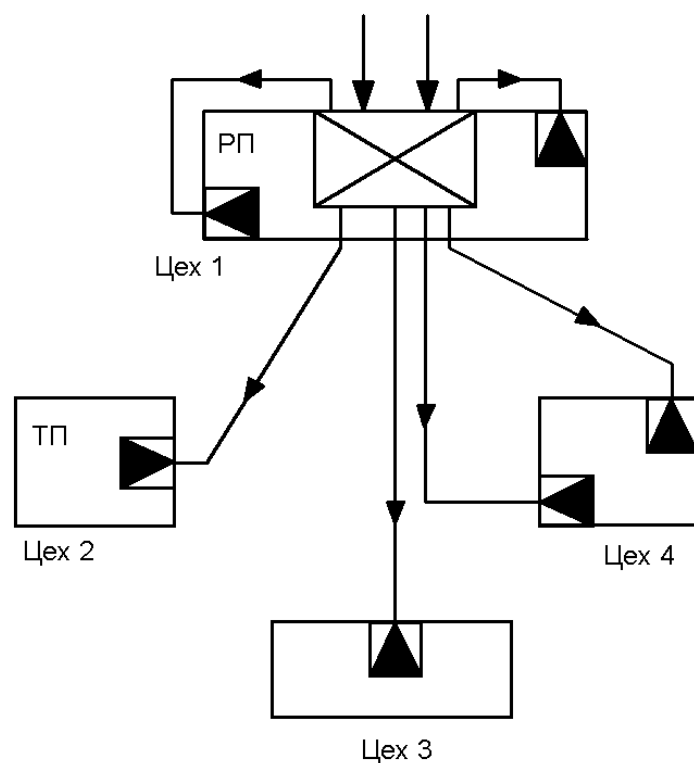


Рисунок 2. – Розміщення РП на підприємстві [3].

Визначення раціональних місць розміщення цехових трансформаторів

При розміщенні цехових трансформаторів необхідно прагнути виконувати наступні основні принципи:

- ✓ максимальне наближення цехових трансформаторів до центрів електричних навантажень, що дозволить наблизити високу напругу до центрів споживання і знизити довжину мережі нижчої напруги;
- ✓ дроблення встановлених потужностей цехових трансформаторів, обґрунтоване ТЕР;
- ✓ розміщення цехових трансформаторів повинне забезпечувати найкоротший шлях їхнього живлення, що забезпечить економію кольорового металу, зниження втрат електроенергії в живильній мережі.

Місце розташування цехових трансформаторів визначається щільністю електричних навантажень цеху, розташуванням технологічного устаткування в цеху (з врахуванням можливого внутрішньоцехового розміщення КП), а також умовами мікроклімату в цеху, обумовленого особливістю технологічного процесу.

Досвід проектування, монтажу й експлуатації цехових ТП, а також дані теоретичних досліджень дають досить конкретні вказівки по вибору місця розташування ТП. Насамперед рекомендується застосування КТП, що забезпечують незалежний від будівельної частини індустріальний монтаж.

Система дроблення підстанцій з їх максимально можливим наближенням до центрів навантажень дає можливість вже на стадії проектування вирішити питання енергозбереження, однак це рішення повинне бути обґрунтоване техніко-економічними розрахунками.

Місце розташування КТП, потужність і число трансформаторів повинні покривати розрахункові навантаження, враховувати умови навколишнього середовища, необхідний ступінь безперебійності електропостачання.

Розташування цехових ТП істотно впливає на побудову раціональної і економічної схеми розподільної мережі напругою вище 1 кВ. По розташуванню розрізняють наступні цехові підстанції (рис. 3) **внутрішньоцехові, вбудовані, прибудовані й окремо розташовані.**

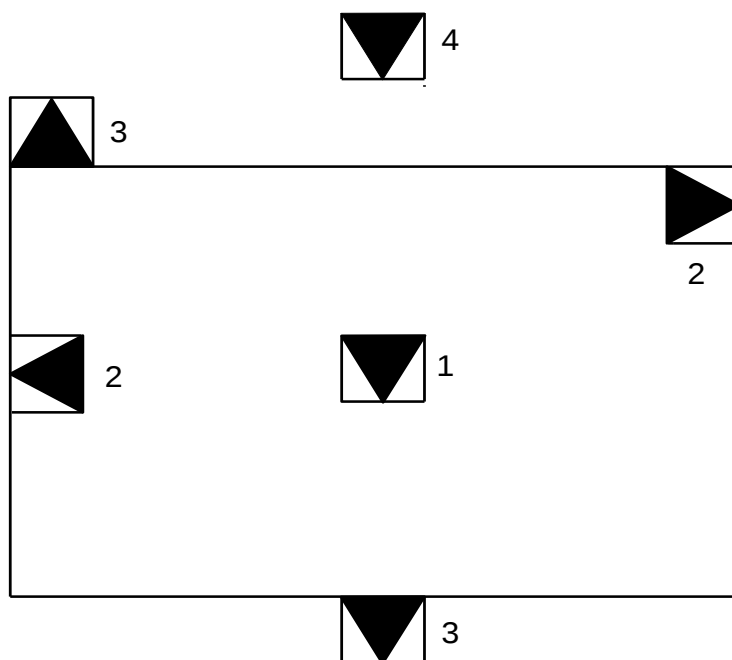


Рисунок 3 - Розташування цехових підстанцій:
1 – внутрішньоцехова; 2 – вбудована; 3 – прибудована;
4 – окремо розташована

Внутрішньоцехові ТП, наближені до ЦЕН, забезпечують максимальну економію кольорового металу і зниження втрат електроенергії. Їх застосовують

головним чином у багатопрогонових цехах великої ширини, розташовуючи при цьому ТП у колон цеху в мертвій зоні роботи мостових кранів так, щоб не займати виробничих площ.

Вбудовані в цех ТП застосовують у цехах зі значною щільністю навантаження і цехах невеликої ширини (одне-двопрогінних), коли важко вибрати місце для спорудження внутрішньоцехових ТП.

Прибудовані ТП рекомендується застосовувати при несприятливому внутрішньоцеховому кліматі або технологічних процесах, зв'язаних з можливістю розливу рідкого металу. У цьому випадку знаходять застосування комплектні трансформаторні підстанції зовнішньої установки (КТПН), виготовлені, як правило, одностансформаторними. При спорудженні прибудованих й вбудованих ТП перевагу варто віддавати зовнішній установці трансформаторів, при якій дешевшає будівельна частина і поліпшуються умови охолодження трансформаторів.

Окремо розташовані ТП застосовуються як змушене рішення для живлення цехів, небезпечних по пожежі і вибухові, а також дрібних підприємств із невеликими розкиданими на території цехами.

При виборі місця і типу ТП приходиться враховувати і погоджувати різні вимоги, найчастіше суперечливого характеру.

При виборі конструкції КТП перевага віддається одностансформаторним підстанціям з їхнім розташуванням з боку ДЖ.

Двотрансформаторні КТП звичайно застосовують при великих щільностях навантаження ($\gamma > 0,2 \text{ кВА/м}^2$), а також при наявності ЕП I категорії. Потужність трансформаторів двотрансформаторної КТП вибирається з урахуванням припустимого перевантаження трансформаторів, відповідно до ДСТУ.

У цехових (ТП) застосовуються трансформатори з первинною напругою 6 або 10 кВ із природним охолодженням, заповнені маслом або непальною рідиною - совтолом, а також із природним повітряним охолодженням і сухою ізоляцією.

Для комплектних підстанцій (КТП) застосовуються трансформатори закритого типу (ТМЗ, ТНЗ), в яких ізолятори закриті кожухом, з азотною подушкою для масла під невеликим надлишковим тиском, що допускає установку КТП всередині приміщень.

Схема з'єднань обмоток трансформатора Δ/Y_{-11} рекомендується в якості основній замість широко використовуваної схеми Y/Y_{-0} , оскільки схема Δ/Y_{-11} дає менше опору нульової послідовності і поліпшує захист від однофазних коротких замикань.

ТЕМА 4

Режими реактивної потужності в мережах промислових підприємств.

Споживачі та генератори реактивної потужності. Витрати на генерацію та передачу реактивної потужності. Баланс реактивної потужності у вузлах навантаження

Режим реактивної потужності в мережах промислових підприємств

Аналіз режиму споживання РП

Споживання РП електроприймачами визначається конструктивними особливостями електроустановок і режимом їх роботи. Для характерних споживачів реактивної потужності питоме споживання в квар/100 кВт при їх номінальному завантаженні складає:

- ✓ Індукційні печі 100-2000 квар/100 кВт
- ✓ Зварювальні трансформатори 130-200 квар/100 кВт
- ✓ Газорозрядні лампи 140-170 квар/100 кВт
- ✓ Асинхронні двигуни 40-120 квар/100 кВт
- ✓ ДСП 45-100 квар/100 кВт
- ✓ силові трансформатори 15-30 квар/100 кВт.

З приведених даних виходить, що споживання РП наближається за величиною до споживання активної або значно перевищує. А якщо врахувати режим недовантаження і роботу на холостому ході силових трансформаторів, зварювальних трансформаторів, асинхронних двигунів, при яких зростає споживання РП, то стає очевидним значне споживання реактивної потужності в СЕП із загальнопромисловим навантаженням.

Аналіз режиму споживання реактивної потужності свідчить про те, що темпи зростання споживання РП перевищують темпи зростання споживання активною.

З точки зору генерації і споживання між активною і реактивною потужностями є істотні відмінності: якщо велика частина активної потужності споживається, про що свідчить фізичний сенс споживання активної потужності, що полягає в характеристиці швидкості перетворення електричної енергії у будь-який інший вид енергії, і лише незначна частина втрачається в елемент мережа і електроустаткування ($\Delta P_{\text{тр}} = 0,02 \cdot S_{\text{ном}}$ - величина втрат активної потужності в силових трансформаторах) те втрата реактивної потужності в елементах мережі може є вимірними із споживанням РП електроприймачами (втрати РП в силових трансформаторах приблизно можуть бути визначені за виразом $\Delta Q_{\text{тр}} = 0,1 \cdot S_{\text{ном}}$). Крім того передача реактивної потужності по мережах супроводжується втратами активної потужності:

$$\Delta P = \frac{P_{\text{розр}}^2 + Q_{\text{розр}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{еек}}, \text{ кВт} \quad (1)$$

І втратами напруги:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{розр}} \cdot R + Q_{\text{розр}} \cdot X}{U_{\text{ном}}}, \text{ кВ} \quad (2)$$

де $P_{\text{розр}}$, $Q_{\text{розр}}$ – відповідно розрахункові реактивні та активні навантаження, що передаються по мережі.

Ці втрати можуть досягати 60% величини навантажень, що передаються по мережам.

Заходи по зниженню споживання реактивної потужності електроприймачами

При проектуванні і експлуатації СЕП в першу чергу розглядають заходи, що не вимагають спеціальних компенсуючих пристроїв.

До таких заходів відносяться:

1. Правильний вибір потужності електродвигунів і трансформаторів з оптимальним їх завантаженням;
2. Переважне застосування СД в усіх випадках, коли це можливо за умовами мережі і виробництва;
3. Використання автоматичних пристроїв, що обмежують роботу електроприймачів на х.х. при тривалості міжопераційних пауз тривалістю більше, ніж 10 годин.
4. Передбачити секціонування в мережах до 1 кВ цехових трансформаторних ПС, що дозволить здійснювати оперативні перемикання трансформаторів при спаді навантажень в нічний час і святкові дні;
5. Застосування перемикачів обмоток статорів електродвигунів з Δ в Y у систематично недовантажених двигунах (із завантаженням не більше 40%), цей метод може бути реалізований:
 - для двигунів 660/38 кВ, що працюють в мережі 380 В при схемі з'єднання обмотки статора в Δ ;
 - перемикання обмотки статора в Y забезпечить зниження фазної напруги в $\sqrt{3}$ раз, а момент двигуна знизиться в 3 рази - це рівнозначно зниженню потужності, що мається в розпорядженні двигун, в 3 рази при незмінному навантаженні на валу, що створює штучне навантаження - двигуна і підвищує його $\cos \varphi$.
6. Заміна малонавантажених асинхронних двигунів двигунами меншої потужності, якщо вилучення надмірної потужності дає зниження втрат активної потужності.

Якщо розглянуті вище заходи не забезпечать повною мірою зниження перетікань РП, тоді розглядають можливі варіанти використання додаткових джерел реактивної потужності.

Джерела реактивної потужності

Основними джерелом реактивної потужності в мережах енергосистем являються генератори електричних станцій. Генерована або РП компенсує втрати РП

в мережах енергосистем, а також передається промисловим підприємствам, в міській і сільській мережі, розташовані поблизу електростанції.

Втрати у великих синхронних генераторах (СГ) і синхронних компенсаторах (СК) на генерацію РП невеликі, проте втрати електроенергії на її передачу по мережі на великі відстані дуже значні.

З технічних і економічних міркувань передача РП в розподільні мережі далеко не завжди виправдана. Навіть за наявності в мережах енергосистем вільної РП, її недоцільно передавати від джерела до споживача із-за значних втрат.

Внаслідок збільшеного споживання РП особливо в режимі максимальних навантажень, коли споживання РП приблизно в два рази перевищує сумарну встановлену активну потужність генераторів електростанцій, значних втрат РП в елементах мережі і обмежень з боку енергосистем в передачі в розподільні мережі промислових підприємств РП виникає реакція РП, що призводить до порушення балансу РП у вузол навантаження і погіршення режим напруга на затиск ЕП.

Звідси можна зробити єдино правильний вибір про необхідність застосування ДРП для покриття дефіциту РП, тобто для КРП в мережах промислових підприємств.

Засоби компенсації реактивної потужності

Одним з основних питань вирішуваних при проектуванні і експлуатації СЕП промислових підприємств являється питання компенсації реактивної потужності (КРП), що включає:

- ✓ правильний вибір типу і потужності КП,
- ✓ раціональне розміщення КП в СЕП,
- ✓ вибір оптимального способу регулювання режиму роботи КП.

Рішення перерахованих завдань забезпечить зниження перетікань реактивної потужності по мережах, що підвищить пропускну спроможність ЛЕП, понизить трансформаторні потужності, забезпечить стійкість вузлів навантаження.

Введення додаткових джерел реактивної потужності призводить до зниження втрат в період максимальних навантажень в середньому на 0,081 кВт на 1 квар потужності КП, що вводиться. При КРП втрати напруги в зовнішній мережі зменшуються, а це дає можливість за певних умов використати регульовані джерел реактивної потужності в якості регуляторів напруги в мережі.

Для компенсації реактивної потужності застосовують додаткові джерела реактивної потужності. До них відносяться СГ, СД і комплектні конденсаторні установки.

До сучасних додаткових джерел реактивної потужності пред'являється ряд вимог:

- плавність регулювання РП;
- плавний перехід з одного режиму в інший;
- велика глибина регулювання потужності в обох режимах;
- малий рівень вищих гармонік в кривій мережевого струму;

- малі питомі втрати активної потужності в КП;
- незалежність потужності КП, що розташовується, від відхилень напруги в мережі.

Синхронні двигуни

СД широко поширені в різних галузях промисловості для приводу механізмів з тривалим режимом роботи (вентилятора, насоси, компресори). Їх номінальний випереджаючий $\cos\varphi = 0,9$. Вони широко використовуються як регульованих ДРП.

СД серії СДН СДТ випускаються промисловістю на номінальну напругу 6-10 кВ; серії СД і СДН - на напругу 0,38 кВ.

Їх дані в покритті РП загалом, балансі ДРП складає 10-12%. Технічна можливість використання СД в якості ДРП обмежуються найбільшою величиною РП, яку він може генерувати, не порушуючи умов допустимого нагріву обмоток ротора і статора - це так звана РП двигуна, що розташовується, визначається за виразом:

$$Q_M = \frac{\alpha_M \cdot P_{\text{ном}} \cdot \tan\varphi}{\eta}, \text{ квар} \quad (3)$$

де α_M - перевантажувальний коефіцієнт по РП, залежний від завантаження двигуна активної потужності, відносної напруги на затисках двигуна і типу двигуна. Значення α_M наводяться у довідковій літературі.

Одним з основних показників, що характеризують СД як джерело РП, є величина втрат активної потужності, викликана генерацією або РП. Ці втрати залежать від режиму роботи двигунів і з достатньою для практичних розрахунків точністю, можуть бути визначені за виразом:

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2} \cdot Q^2, \text{ кВт} \quad (4)$$

де D_1, D_2 – постійні для конкретного типу двигунів, які залежать від його потужності та ККД, довідкові дані.

Також рекомендують використати для регулювання напруги і РП компенсуючу здатність потужних і швидкохідних СД. Тихохідні СД з частотою обертання менше 600 об/хв економічно не вигідно використати для генерації РП. Їх рекомендують застосовувати в післяаварійних режимах для усунення дефіциту РП у вузлах навантаження для впорядкування режиму напруги.

Робота СД із споживанням РП (режим недозбудження) з мережі, як правило, не рекомендується, оскільки знижується стійкість його роботи, і збільшуються втрати активної потужності.

Порівняльна характеристика СД з іншими додатковими джерелами реактивної потужності, наприклад, з батареями конденсаторів (БК) свідчить про меншу залежність СД від розмаху змін напруги. СД використовують, як правило, в змінній піковій частині графіку електричних навантажень, у базовій частині графіку реактивних навантажень використовують БК, дуже чутлива до відхилень напруги. Подібно до БК СД чутливі до ВГ в мережі, за наявності в живлячій мережі ВГ навантаження СД знижують на 10-15% із-за нагріву обмоток СД струмами ВГ.

Основними перевагами СД в якості джерела реактивної потужності є:

- ✓ можливість плавного регулювання генерованої (споживаною) РП за допомогою струму обурення;
- ✓ можливість роботи СД в обох режимах (режим генерації і споживання РП);
- ✓ позитивний регулюючий ефект по напрузі при різких зниженнях напруги;
- ✓ можливість штучного форсування струму збудження;
- ✓ не сприяють виникненню резонансних струмів при ВГ в живлячій мережі.

При установці у вузлах навантаження СД, потужністю, складовій 20-30% потужності асинхронних двигунів, забезпечується задовільна стійкість навантаження, збільшується термін служби АД за рахунок стабільності напруги.

При техніко-економічному порівнянні СД з іншими додатковими джерелами реактивної потужності необхідно враховувати тільки питомі (власні) втрати активної потужності, обумовлені генерацією ними РП. Вартість СД при визначенні розрахункових витрат не враховується, оскільки генерація РП синхронними двигунами не є їх основним призначенням.

Синхронний компенсатор

Синхронний компенсатор (СК) встановлюють як в мережах енергосистем, так і в розподільних мережах енергоємних споживачів. Режим роботи СК аналогічний роботі СГ і СД в режимі х.х, що відповідає споживанню відносно невеликої активної потужності, що визнаачється втратами на нагрів в обмотках статора і ротора, а також нагріваючи, викликаний тертям в підшипниках. СК може плавно і в широких межах регулювати величину реактивної потужності у вузлах навантаження, що особливо важливо при добовій зміні РП від найбільших до найменших значень.

Питомі втрати і питомі капітальні витрати на установку СК знижуються із зростанням одиничної потужності. Тому установка потужних СК (потужністю вище 10 Мвар) доцільніше. На промислових підприємствах СК отримали найбільше поширення в прокатному виробництві і дугосталеплавлінні. У цих видах виробництв застосовують спеціальні СК зі швидкодіючим автоматичним регулюванням (плавним) тиристора збудження, так звані СК поштовхового навантаження з 3-4 кратною перевантажувальною здатністю по РП і великою кратністю форсування збудження (що перевищує 10-кратне).

Спеціальні СК зі швидкодіючим збудженням являються багатфункціональні пристрої, що знижують несиметрію і несинусоїдальність напруги. СК може працювати в циклічному режимі при цьому навантаження до 15 Мвар тривалістю від 1 до 15 С може повторюватися 600-700 раз на годину.

СК може короткочасно працювати з двократним перевантаженням. Недоліком СК є їх висока вартість наявності частин, що обертаються, відносно високі питомі втрати активною потужністю на генерацію РМ, складні умови пуску.

Комплектні конденсаторні установки (ККУ)

Основним засобом компенсації реактивної потужності (КРП) в мережах напругою до і вище 1 кВ являються батареї конденсаторів (БК) поперечного включення.

Перевагою БК є:

- простота конструкції;
- відносно невисока вартість;
- малі питомі втрати активної потужності на Мвар генерованою батареями конденсаторів РП - 2,0-2,5 кВт/Мвар для БК напругою 6-10 кВ и 3,5-4,5 кВт/Мвар для БК напругою до 1 кВ;
- капітальні витрати на комплектні конденсаторні установки зі збільшенням їх потужності практично не збільшується, оскільки вартість і монтаж комутаційної, захисної, вимірювальної, регулюючої апаратури, а також ввідних осередків майже не залежить від потужності установки, велика свобода при виборі потужності і місця установки БК, їх можна підключати практично у будь-якій точці мережі, що дозволяє максимально наблизити вони до місце споживання РП;
- БК допускають поступове нарощування встановленої потужності у міру збільшення споживаної РП в розрахунковому вузлі навантаження.

Істотним недоліком БК є:

- ступінчастість регулювання генерованої в мережу РП;
- пожежостійкість, наявність залишкового заряду, що представляє небезпеку поразки персоналу залишковим зарядом;
- складність комутаційних операцій, що супроводжуються перехідними процесами, під час яких виникають значні кидки струму і напруги, що створює певні труднощі при експлуатації БК;
- БК дуже чутливі до ВГ із-за їх високої провідності вищих гармонік, тому при проектуванні ККУ необхідно ретельно перевіряти можливість настання резонансу на одній з ВГ, що викликає неприпустиме збільшення струму в ККУ і вірогідність їх ушкодження.

Комплектна конденсаторна установка складається з конденсаторів і допоміжного устаткування: комутаційно-захисних апаратів, розрядних пристроїв, приладів контролю, обліку і вимірів. Конденсаторна установка може складатися з однієї або декількох конденсаторних батарей (секцій).

Конденсаторна установка для групової компенсації РП приєднується до мережі через окремий апарат управління (ВВ вимикач або автомат залежно від напруги мережі), а при індивідуальній компенсації конденсаторна установки підключається до мережі через загальний комутаційний (захисний апарат).

З метою економії електроенергії розрядні опори в ККУ- 0,38 кВ можуть оснащуватися автоматичним їх підключенням у момент відключення конденсаторів. Враховуючи підвищену чутливість БК до змін напруги, їх перевантажувальна

здатність по напрузі не перевищує 110%, а по струму вони допускають перевантаження на 130%.

ККУ забезпечені захистом: від струмів к.з., що діють на відключення без витримки часу; передбачається груповий захист від струмів КЗ плавкими запобіжниками при номінальному струмі групи не більше 100А; при перевантаженні БК вищими гармоніками (при роботі ККУ в мережах з різного роду випрямлячами) передбачається захист, відключаючи ККУ з витримкою часу при діючому значенні струму, 130%, що перевищує, номінального; передбачається захист, що діє на відключення з витримкою часу 3-5 хвилин при перевищенні напруги в місці приєднання ККУ на 110 % номінального.

Контроль рівності місткості трьох фаз ККУ здійснюється трьома амперметрами, ККУ потужністю до 400 кВар можуть забезпечуватися одним амперметром. ККУ із загальним об'ємом олії більше 600 кг, розміщують в окремих приміщеннях.

Під установкою передбачають маслосбірники, розраховані на 20% масла.

При об'ємі масла до 600 кг можуть розміщуватися в приміщенні щитів управління і РП напругою до і вище за 1 кВ. Приміщення, де розташовуються ККУ, повинні провітрюватися природною або штучною вентиляцією. Конструкції, на яких встановлюються ККУ, повинні виконуватися з негорючого матеріалу.

Компенсація реактивної потужності в електричних мережах загального призначення напругою до і вище 1 кВ

Електроприймачі напругою до 1 кВ є значними споживачами реактивної потужності, при цьому ЕП до 1 кВ електрично віддалені від джерел живлення (на декілька східців трансформації). Тому передача РП в мережу напругою до 1 кВ призводить до додаткових витрат на збільшення перерізів струмоведучих частин, збільшення трансформаторних потужностей, компенсацію втрат, що збільшуються, потужності в елементах СЕП. Ці витрати можна понизити або навіть усунути установкою додаткових джерел РП безпосередньо в мережі напругою до 1 кВ. Як ДДРП використовуються ККУ поперечного включення.

Некомпенсована РП покривається перетіканням РП з шин напругою вище 1 кВ. На підставі техніко-економічних розрахунків визначають оптимальне співвідношення величини РП, генерованою ДДРП напругою до 1 кВ і РП, що передається з мережі до 1 кВ.

Визначення потужності ККУ в мережі напругою до 1 кВ

Сумарна розрахункова потужність ККУ напругою до 1 кВ визначається по мінімуму приведених витрат двома послідовними розрахунками:

1. вибором економічно оптимального числа трансформаторів цехових ТП;
2. - визначенням додаткової потужності ККУ- 0,38 кВ в цілях оптимального зниження втрат в трансформаторах цехових ТП і мережах, що живлять їх, напругою 6 (10) кВ.

Сумарна потужність ККУ – 0,38 кВ дорівнює:

$$Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} + Q_{\text{нк2}},$$

де $Q_{\text{нк1}}$ і $Q_{\text{нк2}}$ - потужність ККУ – 0,38 кВ, що визначається двома послідовними етапами розрахунку.

Сумарна потужність ККУ – 0,38 кВ розподіляється між окремими трансформаторами пропорційно їх реактивним потужностям.

Визначення потужності ККУ – 0,38 кВ за умовами вибору оптимального числа цехових трансформаторів

Для кожної технологічно концентрованої групи цехових трансформаторів однакової потужності їх мінімальне число, необхідне для живлення максимального розрахункового активного навантаження, визначається за формулою:

$$N_{\min} = \frac{P_{\text{розр.сил.}} + P_{\text{розр.осв.}}}{\beta \cdot S_{\text{ном тр.}}} + \Delta N,$$

де $P_{\text{розр.сил.}} + P_{\text{розр.осв.}}$ - сумарна розрахункова активна потужність від силових і освітлювальних ЕПП даної групи трансформаторів;

β – коефіцієнт завантаження трансформаторів, що залежить від категорій електроприймачів, що живляться трансформаторами, та числа трансформаторів в КТП;

$S_{\text{ном тр.}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

ΔN – добавка до найближчого більшого цехового числа трансформаторів.

Економічне оптимальне число трансформаторів:

$$N_{\text{ек}} = N_{\min} + m$$

де m – додаткове число трансформаторів.

Для практичних розрахунків допускається $N_{\text{ек}}$ визначати в залежності від m ($N_{\min}$; ΔN), довідкові дані.

По вибраному числу трансформаторів визначають найбільшу реактивну потужність, квар, яку доцільно передати через трансформатори в мережу напругою до 1 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(N_{\text{ек}} \cdot \beta \cdot S_{\text{ном тр.}})^2 - (P_{\text{розр.сил.}} + P_{\text{розр.осв.}})^2}, \text{ квар}$$

Сумарна потужність низьковольтних батарей конденсаторів, квар для даної групи трансформаторів:

$$Q_{\text{нк1}} = Q_{\text{розр.}\Sigma} - Q_T, \text{ квар}$$

де Q_T – розрахункова реактивна потужність вузла навантаження.

Визначення потужності батарей конденсаторів з метою оптимального зниження втрат

Додаткова потужність НБК для даної групи трансформаторів $Q_{\text{нк2}}$ з метою оптимального зниження втрат:

$$Q_{\text{нк2}} = Q_{\text{розр.}\Sigma} - Q_{\text{нк1}} - \gamma \cdot N_{\text{ек}} \cdot S_{\text{ном тр.}}, \text{ квар}$$

де γ – розрахунковий коефіцієнт, що визначається в залежності від коефіцієнтів K_1 і K_2 і схема схеми живлення ТП:

- для радіальної схеми – довідкові дані.
- для магістральної схеми з двома трансформаторами в магістралі – довідкові дані.
- для магістральної схеми з трьома та більше трансформаторами $\gamma = \frac{K_1}{30}$;
- для двохступеневої схеми живлення трансформаторів від розподільчих пунктів (РП) 10(6) кВ, де відсутні джерел реактивної потужності $\gamma = \frac{K_1}{60}$.

При відсутності достовірних вартісних показників для практичних розрахунків K , приймається для підприємств із двохзмінним графіком роботи $K_1 = 12$, для трьохзмінного графіка роботи $K_1 = 11$.

Значення K_2 визначається за формулою:

$$K_2 = \frac{l \cdot S_{\text{ном тр.}}}{F}$$

де F – перетин лінії, що живить, мм^2 ;

l – довжина лінії, що живить (при магістральній схемі з двома та більше трансформаторами l – довжина ділянки до першого трансформатора), км.

При відсутності відповідних даних допускається приймати значення K_2 по таблиці, довідкові дані.

Якщо в результаті розрахунків значення $Q_{\text{нк2}} < 0$, то для даної групи трансформаторів реактивна потужність $Q_{\text{нк2}}$ приймається *рівною нулю*.

Компенсація реактивної потужності в мережі вище 1 кВ

При переході до проектування СЕП на ступені із напругою вище 1 кВ визначають найбільші сумарні розрахункові активні та реактивні навантаження у розрахунковому вузлі за виразом:

$$P_{\text{розр}\Sigma} = P_{\text{розр.сил.}} + P_{\text{розр.осв.}} + P_{\text{розр.}U>1\text{кВ}} + \Sigma \Delta P, \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{розр}\Sigma} = Q_{\text{неск.}} + Q_{\text{розр.осв.}} + Q_{\text{розр.}U>1\text{кВ}} + \Sigma \Delta Q, \text{ квар}$$

де $P_{\text{розр.сил.}}$, $P_{\text{розр.осв.}}$, $P_{\text{розр.}U>1\text{кВ}}$ – розрахункові активні навантаження відповідно силової мережі до 1 кВ, освітлювального навантаження та від силових електроприймачів наругою вище 1 кВ;

$\Sigma \Delta P$ – втрати активної потужності в елементах СЕП (трансформаторах цехових ТП, високовольтні ЕП);

$Q_{\text{неск.}}$, $Q_{\text{розр.}U>1\text{кВ}}$ – відповідно некомпенсована реактивна потужність в мережі

до 1 кВ. (с врахуванням реактивної потужності СД, що працюють в режимі перезбудження);

$\Sigma \Delta Q$ – сумарні втрати реактивної потужності (в трансформаторах всіх призначень).

Ці значення ($P_{\text{розр}\Sigma}$, $Q_{\text{розр}\Sigma}$) доповідаються в енергосистему для визначення значення економічно оптимальної реактивної (вхідної) потужності, яка може бути передана підприємству в режимах найбільших та найменших активних навантажень енергосистеми відповідно Q_{e1} і Q_{e2} .

По вхідній реактивній потужності Q_{e1} визначають потужність КУ розрахункового вузла навантаження:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{розр}\Sigma} - Q_{e1}, \text{ квар}$$

а у відповідності до значення Q_{e2} частину КУ, що регулюється – $Q_{\text{КУрег.}}$:

$$Q_{\text{КУрег.}} = Q_{\text{КУ}} - Q_{e2}, \text{ квар}$$

При розрахунку Q_{e1} додають граничний коефіцієнт потужності, що визначає зони нечуттєвості, $\cos \varphi_{\Gamma} = 0,97$ ($\text{tg} \varphi_{\Gamma} = 0,25$):

$$Q_{e1} = P_{\text{розр}\Sigma} \cdot \text{tg} \varphi_{\Gamma}, \text{ квар}$$

Допускається приймати більшу в порівнянні із $Q_{\text{КУ}}$ сумарну потужність КУ, якщо це знижує приведені витрати на СЕП промислового підприємства, що проектується.

Вибір раціонального місця установки компенсуючи пристроїв в СЕП ПП

Розподіл КУ на різних східцях СЕП робиться на підставі техніко-економічних розрахунків (ТЕР), виходячи з умов найбільшого зниження втрат активної потужності від реактивних навантажень.

Ця умова визначає установку більшої потужності комплектних конденсаторних установок в місцях найбільшого споживання РП і опорів живлячих ліній.

Для раціонального розміщення КУ мають бути відомі основні проектні рішення внутрішньоцехового електропостачання: типи і марки струмоведучих частин, місця розміщення цехових трансформаторів, їх встановлені потужності.

Слід мати на увазі, що надмірне розукрупнення потужності ККУ приводить до значного збільшення питомих витрат на комутаційно-захисну апаратуру, вимірювальні прилади на 1 кВар встановленої потужності КУ і до менш ефективного. Використанню їх встановленої потужності. Тому не рекомендується застосування ККУ - 6,3 (10,5) кВ одиничною потужністю менше 400 квар, якщо приєднання виконується за допомогою окремого вимикача. Якщо ж приєднання ККУ цієї напруги виконується через загальний вимикач з силовим трансформатором або іншими ЕП, то оптимальна одинична потужність ККУ може бути понижена до 100 квар. В мережах до 1 кВ з цієї причини не рекомендується застосовувати потужність ККУ потужністю, менше 70 квар.

Якщо при розподілі ККУ в мережах розрахункова потужність виходить менш вказаних величин, то на цих ділянках ККУ не встановлюються, а отримана за розрахунком потужність ККУ перерозподіляється між близько розташованими іншими потужнішими ККУ шляхом пропорційного збільшення їх потужності. При вирішенні питання про доцільне розміщення ККУ враховують два з основних, що суперечать один одному чинники: міра розукрупнення елементів мережі від РП, з одного боку, і міра використання ККУ з урахуванням їх вартості - з іншої сторони.

Наприклад, при розміщенні ККУ на ГПП або ЦРП виходить хороше використання ККУ, їх встановлена потужність менше, питома вартість одного квар - досить низька, проте при цьому від РП розвантажується тільки елементи СЕП. Що розташовані вище, і, отже, для самого підприємства установка ККУ майже ніякого ефекту не дає: втрати у внутрішньозаводській розподільній мережі і в трансформаторах не знижуються, переріз струмоведучих частин і потужність цеховий трансформатор не може бути зменшений.

Індивідуальна компенсація (ІК) у ЕП з низьким коефіцієнтом потужності ($\cos \varphi$) - зварювальний трансформатор, дає ідеальне рішення відносно розвантаження усіх елементів системи і відносно саморегулювання РП, але при цьому виходить дуже низьке використання ККУ, оскільки вони автоматично відключаються одночасно з ЕП.

При індивідуальній компенсації (ІК) реактивної потужності ДРП приєднуються до загального вимикача з потужними та добре завантаженими реактивною електроенергією споживачами при їх тривалій роботі [3].

Найпростіший різновид ІК полягає в приєднанні конденсаторів безпосередньо до затискачів ЕП (рисунок 1, КУ3). При ІК від реактивних струмів розвантажується вся мережа СЕП: мережі зовнішнього і внутрішнього електропостачання, що сприяє зменшенню втрат напруги та електроенергії, збільшенню пропускної спроможності всіх елементів СЕП та енергосистеми [3].

Недоліки при глухому приєднанні конденсаторів такі: вимикання конденсаторів разом з ЕП, що спричинює короткий річний час їх використання; зниження надійності роботи ЕП при випадкових пошкодженнях на затискачах, у проводці та в самих конденсаторах, що призводить до вимикання ЕП. Типовим прикладами ІК є світильники з розрядними лампами та індукційні електротермічні установки. В асинхронному електроприводі ІК зустрічається рідко [3].

При груповій компенсації (ГК) реактивної потужності ДРП приєднується у вузловій точці СЕП групи споживачів [3]:

- ✓ до СРП або ШРА в мережі до 1 кВ (рисунок 1, КУ2);
- ✓ до шин напругою 6-10 кВ РП при двоступеневій схемі з проміжними РП (рисунок 1, КУ3).

Індивідуальна компенсація допускається у великих ЕП - ДСП, потужні АД. Нерегульовані ККУ до 1 кВ встановлюють на цехових РП або приєднують до

магістральних шинопроводів за умови, що довкілля не перешкоджає їх установці. Така установка значно покращує використання ККУ, чим індивідуальна компенсація, і в той же час розвантажує живлячу мережу і цехові трансформатори від перетікань РП.

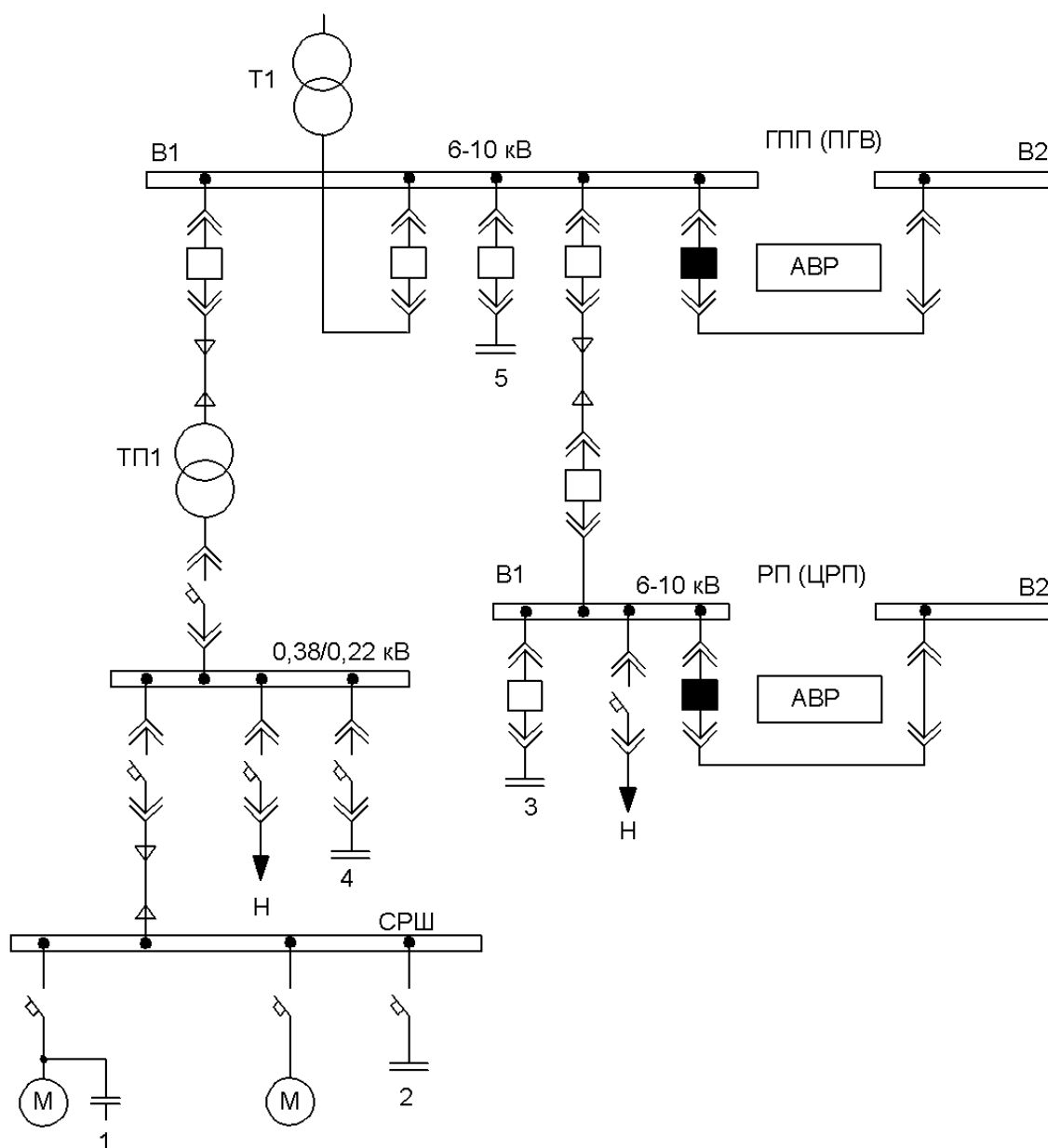


Рисунок 1 – Місця розташування конденсаторних установок в схемі електропостачання підприємства: 1 – установки індивідуальної компенсації; 2, 3 – установки групової компенсації НН і ВН відповідно; 4, 5 – установки централізованої компенсації НН і ВН відповідно [3]

У першому випадку від реактивних струмів розвантажуються живильні мережі до 1 кВ, трансформатори цехових ПС та електричні мережі понад 1 кВ, однак розподільні мережі до ЕП від них не розвантажуються [3].

У другому випадку від реактивних струмів розвантажуються тільки електричні мережі від РП до ГПП чи ПГВ, трансформатори ГПП (ПГВ), мережі енергосистеми,

але трансформатори цехових ПС та мережі до 1 кВ не розвантажуються [3].

При ГК збільшується час використання ДРП порівняно з ІК.

При централізованій компенсації (ЦК) реактивної потужності ДРП встановлюється в точці приєднання до СЕП джерела живлення її електроенергією [3]:

- до шин НН цехової ТП або ШМА (рисунок 1, КУ4);
- до шин напругою 6-10 кВ ГПП або ПГВ (рисунок 1, КУ5).

У першому випадку від реактивних струмів розвантажуються трансформатори цехових ПС та мережі понад 1 кВ, але живильна і розподільна мережі до 1 кВ не розвантажуються [3].

У другому випадку від реактивних струмів розвантажуються тільки трансформатори ГПП або ПГВ, мережі енергосистеми [3].

Коефіцієнт використання установок ЦК вищий, ніж у ГК, а питома вартість нижча завдяки укрупненню. Крім того, полегшується експлуатація та підвищується надійність [3].

Централізована установка ККУ до 1 кВ на трансформаторних ПС або на головній ділянці магістралі шинопроводу допускається лише в тих випадках, коли установка ККУ в цеху неможлива за умовами пожежної безпеки. Розміщення конденсаторних батарей залежить від схеми внутрішньоцехової розподільної мережі.

В електричних мережах до 1 кВ СЕП промислових підприємств застосовують усі три види компенсації реактивної потужності (місця розташування КУ - 1, 2, 4), а в електричних мережах понад 1 кВ - в основному групову (КУ3) та централізовану (КУ5). При цьому встановлена потужність додаткових ДРП у відповідній точці СЕП визначається економічними розрахунками з урахуванням того, що реактивна потужність, яка видається СД, може змінюватись плавно (зі зміною струму його збудження), а реактивна потужність КУ - тільки ступенево (залежно від кількості та потужності її секцій).

Залежно від номінальної напруги конденсаторів КУ має різний компенсуючий ефект. На практиці застосовують КУ, що комплектують окремими конденсаторами певної потужності та напруги. Розрахункове значення потужності конденсаторного компенсуючого пристрою заокруглюють до найближчого стандартного значення.

На рисунку 2 наведено схеми приєднання КУ в електричних мережах до 1 кВ.

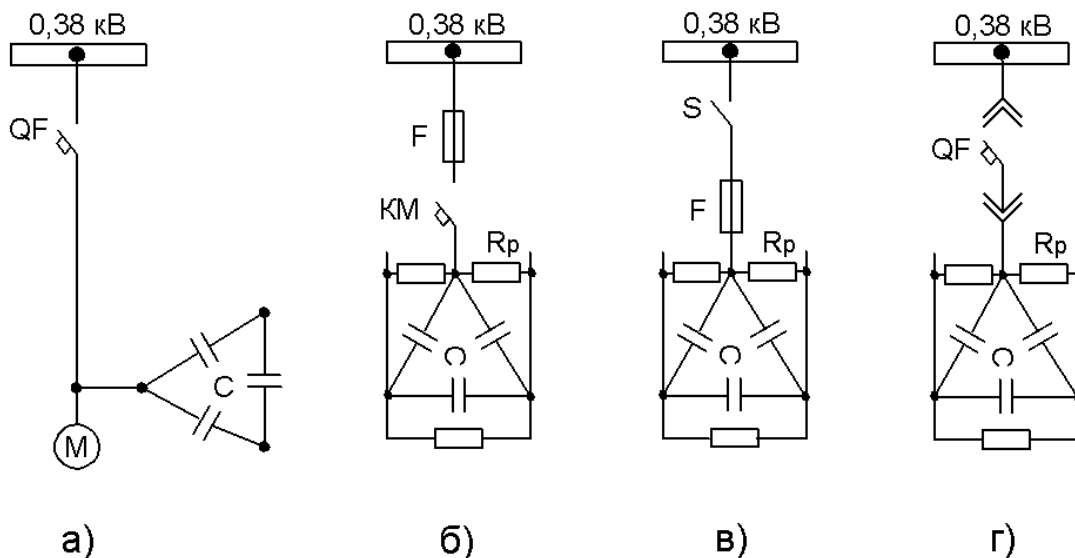


Рисунок 2 – Схеми приєднання КУ в електричних мережах до 1 кВ: а – із загальним автоматом; б – із запобіжником і контактором; в – із рубильником і запобіжником; г – з автоматом з втичними контактами.

На рисунку 3 наведено схеми приєднання КУ в електричних мережах напругою вище 1 кВ [3].

В схемах приєднання на рисунку 2 а, б використовуються камери стаціонарні однобічного обслуговування (КСО), на рисунку 3, в – комірки КРП [3].

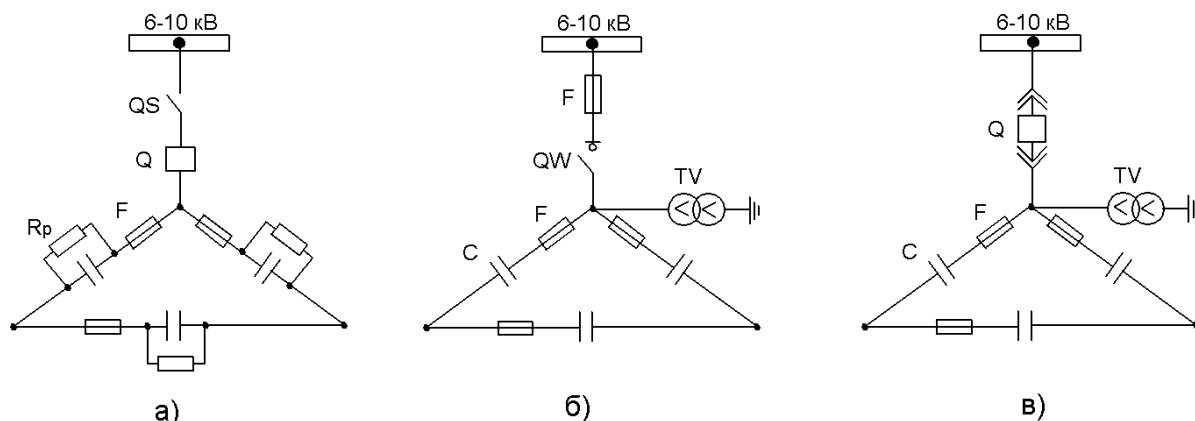


Рисунок 3 - Схеми приєднання КУ в електричних мережах вище 1 кВ: а – з роз'єднувачем, вимикачем і конденсаторами з вбудованими розрядними резисторами; б – із запобіжником, вимикачем навантаження і трансформаторами напруги для розряду; в – із висувним вимикачем і трансформаторами напруги для розряду [3]

Регулювання потужності компенсуючих пристроїв

При змінному графіку навантажень доцільно змінювати потужність КУ. Постійне включення КУ при змінному графіку навантаження веде до зниження економічності використання КУ, погіршення якості електроенергії (ЯЕЕ). Для підтримки економічного режиму роботи мережі передбачається автоматичне

регулювання потужності КУ, оскільки нерегульовані КУ призводять до підвищення напруги в режимі нічних провалів графіку електричних навантажень. Крім того, в режимі малих навантажень можливий режим генерації РП в мережу енергосистеми, що призводить до додаткових витрат на оплату генерованої підприємствам РП.

Аналіз добових графіків навантаження промислових підприємств свідчить про те, що характер зміни РП, який визначається технологічним процесом може викликати повільну зміну середнього рівня сумарних навантажень або короточасні накидання навантажень біля середнього рівня (ДСП, зварювальне виробництво, прокатне виробництво). В першому випадку, як правило, використовують автоматично регульовані КУ у функції часу (електронний годинник), у другому - використовуються КУ, що дозволяє безінерційно регулювати РП (ФКУ, ТКРм).

Отже, завдання регулювання додаткових джерел живлення реактивної потужності вирішується в комплексі з питаннями регулювання напруги.

Найбільш економічний режим роботи мережі може бути досягнутий при автоматичному регулюванні потужності КУ.

Залежно від характеру технологічного процесу автоматичне регулювання потужності КУ може виконуватися по:

- часу доби. Цей спосіб регулювання є доцільним для виробництв із встановленим графіком навантаження;
- по рівню напруги при необхідності підтримки рівнів напруги у вузлах навантаження;
- по струму навантаження при різких змінах навантаження протягом робочого періоду, що супроводжується змінами РП. У даному випадку, як правило, використовується швидкодіючі ДРП, що регулюються;
- за величиною коефіцієнта потужності ($\cos \varphi$);
- за напрямом РП, коли важливо обмежити віддачу РП промисловим підприємствам в мережу енергосистеми.

В системі автоматичного регулювання КУ використовуються як одноступеневе, так багатоступеневе регулювання КУ.

Розрахунок КУ в мережах до 1 кВ

Цехова трансформаторна підстанція - це підстанція первинною напругою 6-10 кВ, яка перетворює електроенергію на напругу до 1 кВ (наприклад 0,66 кВ чи 0,38/0,22 кВ) і безпосередньо живить споживачів одного чи кількох цехів або частину великого цеху [3].

При виборі кількості та потужності трансформаторів цехових ПС враховують такі фактори [3]:

- категорію надійності електропостачання ЕП;
- розрахункове навантаження на III рівні електропостачання;
- компенсацію реактивних навантажень при напрузі до 1 кВ;

- навантажувальну спроможність трансформаторів в нормальному та післяаварійному режимах;
- шкалу стандартних номінальних потужностей трансформаторів.

Кількість цехових ТП впливає на витрати на розподільні пристрої напругою 6-10 кВ, на внутрішньозаводські та цехові електричні мережі [3].

При зменшенні кількості ТП, що відповідає збільшенню одиничної номінальної потужності їх трансформаторів, зменшується кількість комірок розподільного пристрою, сумарна довжина ліній і втрати електроенергії та напруги в електричних мережах 6-10 кВ, але зростає довжина електричних мереж до 1 кВ, що призводить до збільшення вартості цих мереж і втрат електроенергії та напруги в них [3].

При збільшенні кількості ТП, навпаки, зменшуються витрати на цехові мережі, але збільшується кількість комірок розподільного пристрою 6-10 кВ і витрати на мережі напругою 6-10 кВ. Тому оптимальний варіант визначається шляхом техніко-економічних розрахунків (ТЕР) при забезпеченні заданої надійності електропостачання [3].

Однотрансформаторні цехові ПС застосовують при наявності ЕП 3-ї категорії надійності, що допускають перерву електропостачання на час доставки трансформаторів зі складського резерву [3].

У випадку, коли більшість ЕП 3-ї категорії, але є ЕП 2-ї категорії, здійснюється взаємне резервування на боці НН між сусідніми ТП, які одержують живлення від різних секцій ДЖ або різних ДЖ [3].

При резервуванні кабельною перемичкою передбачається резерв в обсязі 15 – 30 % номінальної потужності трансформатора $S_{\text{ном.т}}$ та $35 – 40 \% \cdot S_{\text{ном.т}}$ при резервуванні шинною перемичкою між кінцями двох магістралей НН у разі схеми блока трансформатор-магістраль (БТМ) [3].

Двотрансформаторні цехові ПС застосовують при більшості ЕП 1-ї категорії та наявності ЕП особливої групи, для цехів з великою питомою густиною навантажень (більше ніж 0,5 кВА/м), для зосереджених навантажень, для окремо розташованих об'єктів загальнозаводського призначення (компресорні та насосні станції), а також при нерівномірних добових графіках навантаження. Для цих ПС також необхідний складський резерв у випадку пошкодження одного трансформатора [3].

На час заміни пошкодженого трансформатора той, що залишився в роботі, має забезпечити електропостачання усіх ЕП 1-ї категорії надійності [3].

Цехові ПС з кількістю трансформаторів більше двох застосовують лише при належному обґрунтуванні, а також при установленні окремих трансформаторів для живлення силових та освітлювальних навантажень [3].

Вибір числа і потужності цехових трансформаторів робиться одночасно з вибором засобів КРП на підставі техніко-економічних розрахунків, виходячи з розрахункових активних навантажень, формованих ЕП до 1 кВ у цехах.

Орієнтований вибір номінальної потужності цехових трансформаторів робиться по питомій щільності навантаження і повному розрахунковому навантаженню цеху.

При питомій щільності навантаження в межах $0,2 \div 0,3$ кВА/м² і повному розрахунковому навантаженню більш 3000 – 4000 кВА доцільно приймати до установки цехові трансформатори потужністю 1600 кВА (рідше 2500 кВА). При питомих щільностях навантаження і повному розрахунковому навантаженню цехів нижче зазначених, рекомендуються до установки цехові трансформатори потужністю 160 – 1000 кВА в залежності від результатів розрахунку.

Число типорозмірів трансформаторів на підприємстві не повинне перевищувати трьох для зниження складського резерву.

Рекомендується приймати такі коефіцієнти завантаження трансформаторів [5]:

а) за перевагою ЕП 1-ї категорії надійності для двотрансформаторних ПС $\beta_I = 0,65 - 0,7$;

б) за перевагою ЕП 2-ї категорії надійності для однострансформаторних ПС із взаємним резервуванням трансформаторів на боці НН $\beta_{II} = 0,7 - 0,8$;

в) за перевагою ЕП 2-ї категорії надійності для однострансформаторних ПС у разі наявності складського резерву, а також для ЕП 3-ї категорії надійності $\beta_{III} = 0,9 - 0,95$.

Методика розрахунків оплати за перетоки реактивної потужності між енергопостачальною організацією та її споживачами

Для сучасної України зменшення втрат активної потужності, викликані перетіканнями реактивної потужності, є реальною експлуатаційною технологією енергопостачання в електричних мережах. Економічне регулювання реактивних перетікань потрібне для забезпечення нормальних рівнів напруги і зменшення аварійності устаткування у споживачів.

Економічні стимули енергозбереження і регулювання реактивних перетікань забезпечується Методикою за допомогою коефіцієнта стимулювання капіталовкладень в засоби КРГ в електричних мережах споживачів, а також за допомогою коефіцієнта обліку збитків енергосистеми, нічних провалів добових графіків електричних навантажень, що виникають в години, при генерації реактивної енергії з електричних мереж споживачів в мережу енергосистеми.

Методика розрахунків базується на окремому розрахунку електроенергії по зонам добового графіка.

Плата за споживання та генерацію реактивної енергії виражається трьома складовими величинами:

$$П = П_1 + П_2 - П_3,$$

де $П_1$ - основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії;

$П_2$ – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП;

Π_3 – зниження оплати за споживання і генерацію реактивної електричної енергії за участю споживача в оптимальному добовому регулюванні режимів мереж енергопостачальної організації у звітній період.

Основна плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії для споживача представлена виразом:

$$\Pi_1 = \sum_1^n (W \cdot Q_{\text{спож}} + K \cdot Q_{\text{ген}}) \cdot D \cdot T$$

$$\Pi_1 = \sum_1^n (W_{Q_{\text{нпм}}} + K W_{Q_{\text{зге}}}) D T, \text{ грн},$$

де $Q_{\text{спож}}$, $Q_{\text{ген}}$ - відповідно споживана та врахована в точці обліку за розрахунковий період, генерація в мережу енергопостачальної організації в точці обліку за розрахунковий період реактивної електроенергії, квар·годин;

K – нормативний коефіцієнт обліку збитків енергопостачальної організації від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача;

D – економічний еквівалент реактивної потужності, який характеризує долю впливу реактивного перетоку через границю розділу електричних мереж енергопостачальної організації і споживача в розрахунковому режимі на техніко-економічні показники мережі, кВт/квар.

Розрахунок економічного еквіваленту реактивної потужності (ЕЕРП) виконується організацією, що енергозабезпечує, один раз в два роки.

Значення ЕЕРП, базовий коефіцієнт стимулювання капітальних вкладень в засоби КРП і коефіцієнт збитків від генерації реактивної потужності з мереж споживача в мережу організації, що енергозабезпечує, вказується в договорі на забезпечення (постачання) електроенергії.

При зонному врахуванні основна плата за споживану та згенеровану реактивну енергію визначається за формулою:

$$\Pi_1 = \sum_1^n (\sum_1^v (W \cdot Q_{\text{спож}} + K \cdot Q_{\text{ген}})) \cdot D \cdot T, \text{ грн},$$

де n – число точок обліку;

v – число зон добового графіка електричних навантажень енергопостачальної організації;

i – номер зони добового графіка;

K_i – коефіцієнт диференційного тарифу для i – тої зони добового графіку.

Надбавка за недостатню оснащеність електричної мережі споживача засобами КРП визначається формулою:

$$\Pi_2 = \Pi_1 \cdot C_{\text{баз}} \cdot (K_{\varphi} - 1)$$

де $C_{\text{баз}}$ – нормативне базове значення коефіцієнту стимулювання капітальних вкладень засобами КРП в електричних мережах споживача.

K_{φ} – коефіцієнт, який вибирається за таблицею (1 або 2) в залежності від фактичного коефіцієнта потужності споживача ($\text{tg } \varphi$) в середньому за розрахунковий

період.

За допомогою коефіцієнта K_φ введено зону нечутливості надбавки Π_2 до споживання РП, обмежену значенням граничного коефіцієнта потужності $\cos \varphi_r = 0,97$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,25$). Надбавка починає діяти, якщо фактичний коефіцієнт потужності менший від наведеного значення $\cos \varphi$ [2].

Фактичне значення коефіцієнта потужності споживача в середньому за розрахунковий період:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{W \cdot Q_{\text{спож}}}{W \cdot P},$$

де P – активна електроенергія, що була споживана за розрахунковий період, кВт·годин.

Зниження плати за споживання реактивної енергії можливе за умови достатнього оснащення електричних мереж споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої електроенергії, виконання споживачем обумовленого організацією добового графіку споживання, що енергозабезпечує, електроенергією, наявності його оперативного контролю. Графіки споживання і генерації вказуються в Договорі на постачання електроенергії.

ТЕМА 5

Розробка схеми електропостачання промислових підприємств

Розрахунок КУ в мережах до 1 кВ

Характеристика джерел живлення систем промислового електропостачання

До основних ДЖ підприємств належать енергосистема та заводські електростанції. Крім того, на підприємствах застосовують агрегати гарантованого живлення (АГЖ), ДРП, ДЖ вторинних допоміжних ланцюгів [3].

Техніко-економічні показники енергосистем кращі, ніж у заводських електростанцій, які будують, якщо це технічно доцільно та економічно рентабельно, для сумісного виробництва теплової та електричної енергії у таких випадках: наявності відходів виробництва, придатних як паливо; при великому тепло-споживанні; особливих вимогах до електропостачання [3].

АГЖ використовують за наявності ЕП особливої групи надійності як третє незалежне ДЖ. При невеликій потужності ЕП особливої групи застосовують АГЖ потужністю від 16 до 250 кВА [3].

ДЖ вторинних допоміжних ланцюгів живлять апарати за-хисту, сигналізації й управління комутаційних апаратів (вимикачів та інших апаратів з дистанційним управлінням) [3].

У вихідних даних до курсової роботи ДЖ підприємства є енергосистема, а приймальним пунктом – ГПП, АГЖ не потрібні за відсутністю ЕП особливої групи надійності. ДЖ вторинних допоміжних ланцюгів не проектуються [3].

Основи побудови систем електропостачання промислових підприємств

➤ Перший принцип - максимальне наближення ДЖ високої напруги до ЕУ споживачів, що приводить до мінімуму кількості мережних ланок і кількості проміжних трансформацій та комутацій [3].

➤ Другий принцип - резервування живлення для різних категорій надійності має бути передбачене в схемі електропостачання (відмова від "холодного" резерву). Для цього всі елементи (лінії, трансформатори) повинні нести постійне навантаження в нормальному режимі, а в післяаварійному режимі при вимиканні пошкоджених елементів приймати на себе живлення залишених у роботі споживачів з урахуванням допустимих правилами для цих елементів перевантажень [3].

➤ Третій принцип - наскрізне секціонування усіх ланок СЕП (шини ГПП, ПГВ, РП, вторинної напруги цехових ТП) з установленням на секційних апаратах пристроїв АВР [3].

➤ Четвертий принцип - вибір режиму роботи елементів СЕП [3]. Основним є роздільна робота елементів (ліній, трансформаторів), що призводить до зниження

струмів короткого замикання (КЗ), застосування більш «легкої» та дешевої комутаційної апаратури, спрощеного РЗ [3].

Схеми внутрішньозаводського електропостачання напругою 6 та 10 кВ

Внутрішньозаводський розподіл електричної енергії при напрузі 6 або 10 кВ може бути виконаний за радіальною, магістральною або змішаною схемами. Кожна з цих схем відрізняється за ступенем надійності та техніко-економічними показниками залежно від конкретних вимог проектного об'єкта [3].

У сучасній практиці проектування та експлуатації проми. слових підприємств здійснюється ступеневий принцип побудови схем. Під ступенем електропостачання розуміють вузли схеми електропостачання, між якими електроенергія, одержувана від ДЖ, передається визначеній кількості споживачів [3].

Схеми бувають одноступеневі та багатоступеневі. У багатоступеневих схемах застосовуються РП однієї напруги, від яких живляться окремі потужні ЕП або група ЕП. Це дозволяє зменшити кількість вимикачів у розподільному пристрої 6-10 кВ ГПП від великої кількості відгалужувальних ліній малої потужності. При виборі схем слід прагнути до зниження кількості ступенів (більше двох ступенів, як правило, не рекомендується), бо це спрощує комутацію, захист та автоматику, знижує втрати електроенергії [3].

Радіальні схеми розподільних мереж напругою 6-10 кВ

Радіальні схеми - це такі схеми, в яких електроенергія від ДЖ (ГПП, ПГВ, ЦРП, РП) передається до цехових ТП або до окремих ЕП напругою понад 1 кВ окремою лінією без відгалуження для живлення інших споживачів [3].

Радіальні схеми слід застосовувати при навантаженнях, розташованих у різних напрямках від ДЖ. Найбільш поширеними є одно- та двоступеневі схеми [3].

Одноступеневі радіальні схеми (рисунок 6.2) краще застосовувати на невеликих підприємствах і на великих підприємствах для живлення потужних зосереджених навантажень (компресорні та насосні станції, підстанції електричних печей та ін.).

Перевагою радіальних схем є висока надійність електропостачання. Так, вихід із ладу однієї лінії (точка КЗ К1 на рисунку 6.2) не впливає на роботу споживачів, що живляться від інших ліній.

Основним недоліком радіального живлення одностансформаторних ПС є втрата живлення всіма ЕП у разі відсутності резервування, наприклад, при КЗ в живильній лінії ТП1 (точка К2) чи в самому трансформаторі ТП1 (точка К3). Тому радіальне живлення цехових одностансформаторних ПС залежно від конкретних вимог (категорії всіх ЕП, необхідного відсотка резервування, розташування ПС, схем та виконання цехових мереж та ін.) потребує резервування, яке здійснюється за такими схемами [3]:

- ✓ з резервною перемичкою на боці ВН між сусідніми ТП;

- ✓ з резервною магістраллю ВН;
- ✓ з резервним радіусом ВН;
- ✓ з резервною кабельною перемичкою на боці НН між сусідніми ТП;
- ✓ з резервною шинною перемичкою між кінцями двох магістралей НН

одного цеху в разі застосування схеми БТМ.

Живлення ТП, що взаємно резервуються, слід здійснювати від різних секцій ГПП, ПГВ, ЦРП, РП [3].

Радіальне живлення цехових двотрансформаторних ПС необхідно здійснювати від різних секцій РП, як правило, окремими лініями для кожного трансформатора (дивися ТП2 на рисунку 1). Кожна лінія і трансформатор мають бути розраховані на покриття усіх навантажень 1-ї та основних навантажень 2-ї категорій даної ПС у післяаварійному режимі (наприклад, при КЗ у точках К4 і К5) [3].

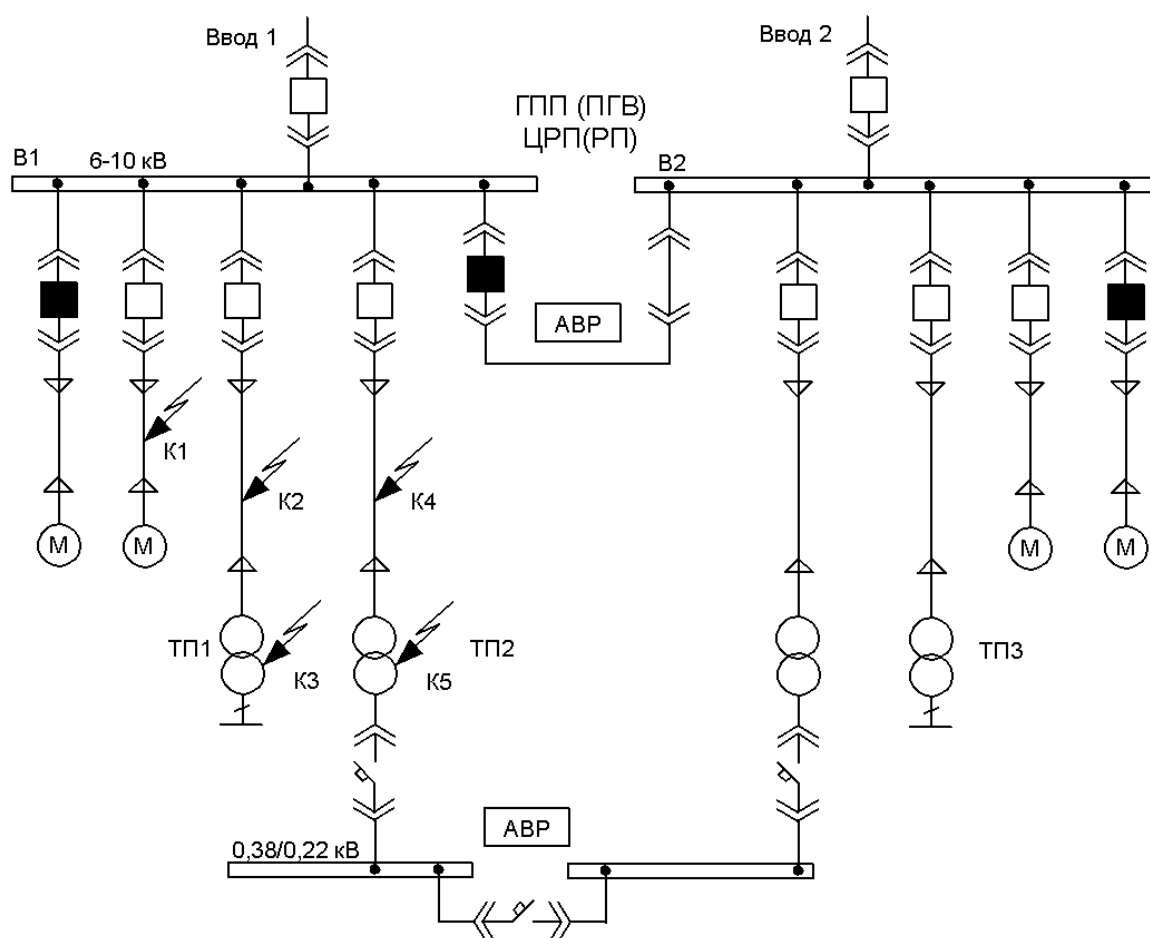


Рисунок 1 - Одноступенева радіальна схема [3]

Двоступеневі радіальні схеми застосовують на великих і середніх підприємствах з цехами (групами цехів), які розташовані на великій території. Живлення розташованих поруч одно- та двотрансформаторних ПС без шин ВН та ЕП з напругою понад 1 кВ здійснюється від проміжних РП (РП1 - РП3), що живляться від ГПП радіальними лініями першого ступеня (рисунок 2). При цьому всі комутаційні та захисні апарати розміщуються на РП (дивися рисунок 1). На цехових ТП передбачається глухе приєднання трансформаторів до радіальних ліній другого

ступеня. Це дуже спрощує конструкцію та зменшує габарити ТП, що має велике значення при застосуванні внутрішньоцехових ТП [3].

Питання про спорудження РП розглядають при кількості радіальних ліній, що перевищує вісім. Сумарна потужність секцій РП повинна забезпечувати повне використання пропускної здатності головних вимикачів і ліній, які живлять ці секції [3].

При використанні радіальних схем здійснюється глибоке секціонування всієї СЕП - від основних ДЖ (ГПП) і до шин напругою до 1кВ, а іноді навіть цеховими СРШ. За допомогою секційних апаратів може здійснюватися АВР для живлення в післяаварійному режимі роботи СЕП [3].

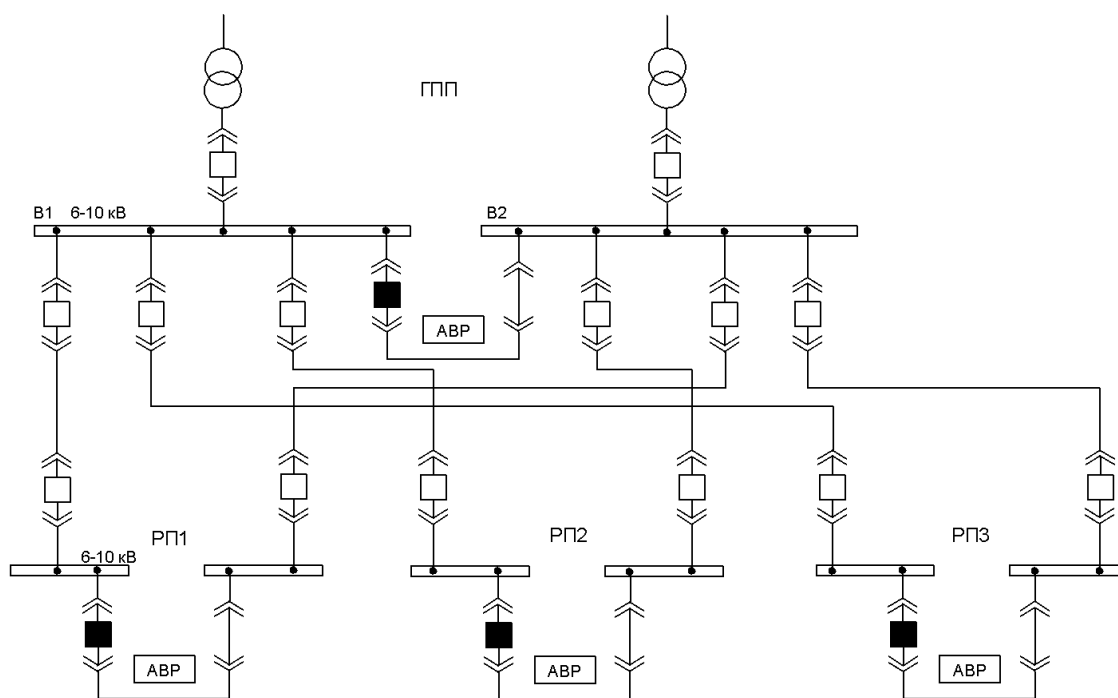


Рисунок 2 - Двоступенева радіальна схема [3]

Радіальне живлення цехових двотрансформаторних підстанцій від різних секцій РП окремими лініями для кожного трансформатора. Крім того, радіальне живлення цехових ТП є доцільним від шин ГПП при навантаженнях, розташованих у різних напрямках від неї.

Магістральні схеми розподільних мереж напругою 6-10 кВ

В магістральних схемах цехові ТП приєднують до магістралі, що забезпечує найкоротший шлях передачі електроенергії від ДЖ, завдяки чому зменшуються втрати електроенергії, а також зменшується кількість ланок розподілу та комутації електроенергії. Це є основною і суттєвою перевагою таких схем [3].

Конструктивно магістральні схеми виконуються кабелями, струмопроводами, повітряними ЛЕП [3].

Магістральні схеми при кабельній прокладці застосовують:

- ✓ у разі прямолінійного розміщення цехових ТП на території підприємства;

- ✓ у разі необхідності (з вимог надійності електропостачання) резервування живлення цехових ТП від іншого ДЖ при аварії основного;
- ✓ для групи технологічно пов'язаних агрегатів, якщо магістральні схеми мають техніко-економічні переваги порівняно з іншими схемами.

При струмах понад 1,5-2 кА застосовують магістральні струмопроводи.

Повітряні ЛЕП застосовуються рідко. Їх використовують для специфічних підприємств (кар'єри, торфозробки та ін.).

Магістральні схеми можна поділити на одиночні (одинарні) магістралі, з двома та більше паралельними магістралями, з одним чи з двома ДЖ [3].

Одиночні магістралі без резервування (рисунк 3) застосовуються для живлення ЕП 3-ї категорії лише в нормальному режимі. В разі аварії на кожній ділянці магістралі (точки КЗ К1, К2 чи К3) під дією РЗ вимикається вимикач Q1 і усі ТП припиняють електропостачання споживачів на час пошуку та поладження пошкодженої ланки магістралі [3].

Кількість трансформаторів, що приєднуються до однієї магістралі, може бути орієнтовно прийнята в межах двох при номінальній потужності 2500-1600 кВА, двох-трьох - при номінальній потужності 1000 кВА і чотирьох-п'яти - при номінальній потужності 630-250 кВА [3].

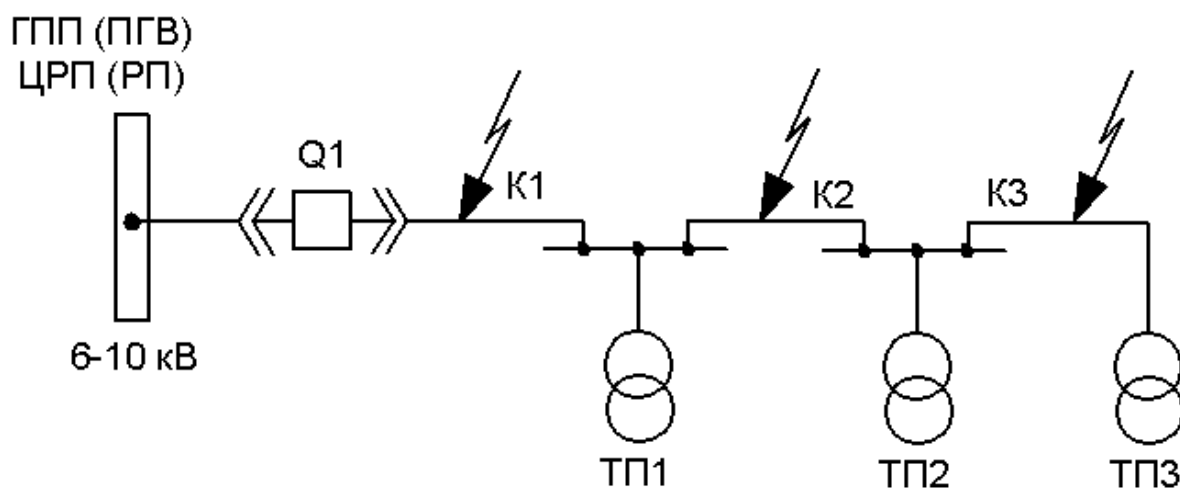


Рисунок 3 – Одиночні магістралі без резервування [3]

Основні схеми приєднання однострансформаторних ПС в магістральних схемах наведені на рисунку 4 [3].

Варіант "б" найбільш поширений, бо в ньому застосовують КТП, що сприяє максимальному спрощенню порівняно зі схемою "а" при збереженні високої надійності та зручностей експлуатації. На вводі до трансформатора встановлюють вимикач навантаження QW у комплекті з високовольтними запобіжниками F , що необхідно для селективного вимикання трансформатора при його пошкодженні [3].

При варіанті "в" дуже спрощується конструкція ТП, хоча відсутність апаратів ВН ускладнює умови експлуатації. Крім того, схема за варіантом "в" може

застосовуватися в тих випадках, коли установлення апаратів ВН ускладнюється специфічними умовами [3].

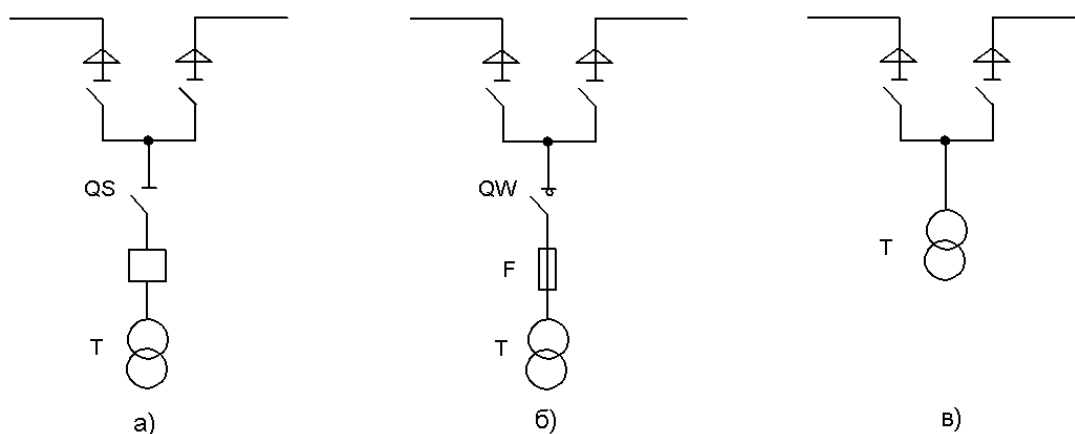


Рисунок 4 – Схеми приєднання одотрансформаторних підстанцій в магістральних схемах [3]

Для підвищення надійності електропостачання одиночних магістралей (можливості часткового живлення споживачів 2-ї категорії, які допускають перерву живлення на час пошуку і від'єднання пошкодженої ланки магістралі та приєднання споживачів до резервного ДЖ у післяаварійних режимах) застосовують такі схеми [3]:

- ✓ одиночні магістралі з загальною резервною магістраллю ВН;
- ✓ одиночні магістралі з частковим резервуванням з боку НН;
- ✓ одиночні наскрізні («зустрічні») магістралі з двостороннім живленням;
- ✓ кільцеві магістралі.

Одиночні магістралі із загальною резервною магістраллю

ВН застосовують для живлення ЕП 3-ї та частково 2-ї категорій, які допускають перерву живлення на час пошуку і від'єднання пошкодженої ланки магістралі та приєднання споживачів до резервної магістралі, у разі необхідності живлення від незалежного ДЖ в післяаварійних режимах [3].

Одиночні магістралі з частковим резервуванням з боку НН застосовують для близько розташованих ПС, що живляться від різних магістралей, які приєднані до різних секцій ДЖ [3].

Одиночні наскрізні ("зустрічні") магістралі з двостороннім живленням застосовують, якщо група ПС розташована між двома живильними пунктами [3].

Кільцеві магістралі допускається застосовувати для живлення ЕП 3-ї та частково 2-ї категорій при відповідному розміщенні груп ПС, які вони живлять [3]. Не рекомендується приєднувати більше 4-6 ПС до одного кільця при потужності одного трансформатора до 630 кВА. В нормальному режимі експлуатації кільцева магістраль розімкнута вимикачем на дві частини, кожна з яких є одиночною магістраллю і

приєднується до різних секцій збірних шин ГПП, ПГВ, ЦРП, РП. На промислових підприємствах кільцеві магістралі застосовують порівняно рідко [3].

Магістральні схеми з двома та більшою кількістю паралельних магістралей можуть бути застосовані для живлення споживачів будь-якої категорії надійності. Кількість паралельних магістралей більш двох зустрічається рідко [3].

Подвійні магістральні схеми слід застосовувати в разі наявності двотрансформаторних ПС без збірних шин первинної напруги 6-10 кВ (рисунок 5, а) та в разі наявності збірних шин первинної напруги 6-10 кВ (рисунок 5, б) [3].

Кожна магістраль у цій схемі розрахована на покриття навантаження ЕП 1 та 2-ї категорій надійності всіх ПС [3].

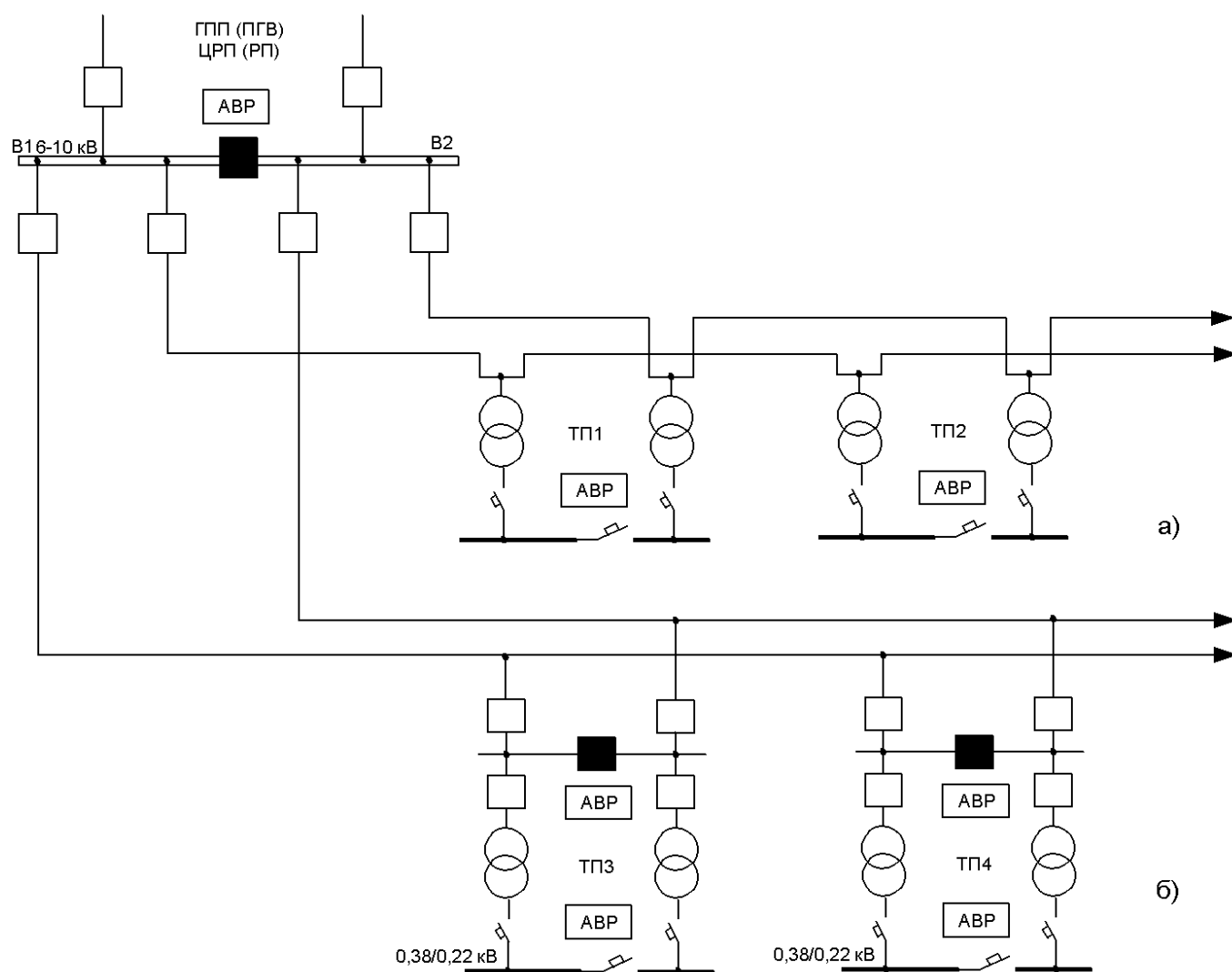


Рисунок 5 – Схеми подвійних магістралей з одностороннім живленням для двотрансформаторних підстанцій: а) – без збірних шин ВН; б – зі збірними шинами ВН [3]

Змішані схеми розподільних мереж напругою 6-10 кВ

На практиці проектування та експлуатації дуже рідко зустрічаються схеми внутрішньозаводського електропостачання, які виконані тільки за радіальним чи тільки за магістральним принципом [3].

Залежно від розташування цехових ТП і ЕП напругою понад 1 кВ та вимог надійності їх електропостачання розподільні мережі напругою 6-10 кВ виконують здебільшого за змішаною схемою, яка складається з радіальних і магістральних схем. Частина цехових ТП та високовольтних ЕП одержує живлення за радіальною схемою, а інша частина - за магістральною. Таке поєднання дозволяє більш повно використовувати переваги обох схем [3].

Кінцеве рішення за вибором загальної схеми внутрішньозаводського електропостачання приймається на основі ТЕП різних варіантів схем розподільних мереж напругою 6-10 кВ [3].

ТЕМА 6

РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ НА ШИНАХ НН ГПП

Призначення розрахунків та основні допущення

Розрахунок струмів КЗ є необхідним для вибору та перевірки струмопровідних частин і ЕА номінальною напругою понад 1 кВ на термічну й електродинамічну стійкість, вибору вимикачів розподільного пристрою 6(10) кВ за комутаційною здатністю, а також для розрахунків вставок та перевірки чутливості РЗ [3].

В першому випадку використовують значення струмів трифазного КЗ в максимальному режимі, у другому - струмів трифазного та несиметричних КЗ в максимальному і мінімальному режимах [3].

Розрахунок РЗ не виконується, тому визначається тільки діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ в початковий момент (початкового надперехідного струму) в одній розрахунковій точці (з боку НН трансформатора ГПП) з урахуванням підживлення від високовольтних двигунів (АД або СД залежно від варіанта) і узагальненого навантаження в максимальному режимі [3].

Оскільки ДЖ значно віддалені від зазначеної точки, то можна вважати, що періодична складова струму КЗ від них (системи) не залежить від часу. Таке допущення неприйнятне для періодичної складової струму підживлення точки КЗ від ЕД [3].

Однак ПУЕ допускає проводити розрахунки струмів КЗ для вибору і перевірки струмопровідних частин і ЕА приблизно для початкового моменту КЗ, що забезпечує додатковий запас [3].

Складання розрахункової схеми

Розрахунку струмів КЗ передуює аналіз схеми електричної мережі та визначення найбільш складних, але ймовірних розрахункових умов, у яких може бути той чи інший її елемент. Ці умови повинні відображатися в розрахунковій схемі, яка являє собою однолінійну схему електричної мережі з ЕА та провідниками, що підлягають вибору і перевірці за умовами КЗ [3].

В розрахункову схему вводять ті елементи, по яких протікає струм КЗ: система, генератори, СК, високовольтні АД та СД, узагальнене навантаження, що має мале електричне віддалення від точок КЗ, автотрансформатори, трансформатори, реактори, струмопроводи, повітряні та кабельні лінії. В розрахунковій схемі зазначають основні параметри (технічні характеристики) усіх елементів [3].

При зображенні на розрахунковій схемі однотипних однаково з'єднаних відносно точки КЗ генераторів, трансформаторів або високовольтних ЕД доцільно показувати їх у вигляді одного еквівалентного генератора, трансформатора, ЕД, номінальна потужність якого дорівнює кількості генераторів, трансформаторів, ЕД, помножених на номінальну потужність одиничного генератора, трансформатора, ЕД.

На розрахунковій схемі вказують ті точки КЗ, вибір яких залежить від мети розрахунків струмів КЗ [3].

При виборі та перевірці вимикачів на лініях 6-35 кВ без реакторів, що відходять від збірних шин розподільного пристрою, розрахунковим режимом є КЗ за вимикачем пасивного елемента - такого елемента, який не генерує струму КЗ [3].

Розрахункова схема для максимального режиму

Режим СЕП, при якому струм КЗ в елементі, що вибирається або перевіряється, буде найбільшим, досягається за умов, коли в мережі між джерелами і точкою КЗ ввімкнена найменша кількість послідовних елементів і найбільша кількість – паралельних [3].

В схемі електропостачання заводу в нормальному режимі передбачена роздільна робота трансформаторів ГПП на збірні шини 6 або 10 кВ (секційний вимикач вимкнений). У разі наявності РП його секційний вимикач також вимкнений [3].

В розрахунковій схемі максимального режиму один із трансформаторів вимкнений, а секційний вимикач ввімкнений [3].

Цей режим можливий у таких випадках: один із трансформаторів знаходиться в планово-попереджувальному ремонті або післяаварійному режимі. Крім того, усі робочі ЕД перебувають в роботі, а трансформатори ГПП працюють з максимальною добавкою напруги [3].

На рисунку 1 наведений приклад розрахункової схеми для максимального режиму при наявності РП і шести СД (два з них у резерві) [3]. Точка К – задана величина початкового надперехідного струму трифазного КЗ з боку ВН трансформатора ГПП, точка К1 – за вимикачем 6(10) кВ лінії, що відходить від шин ГПП [3].

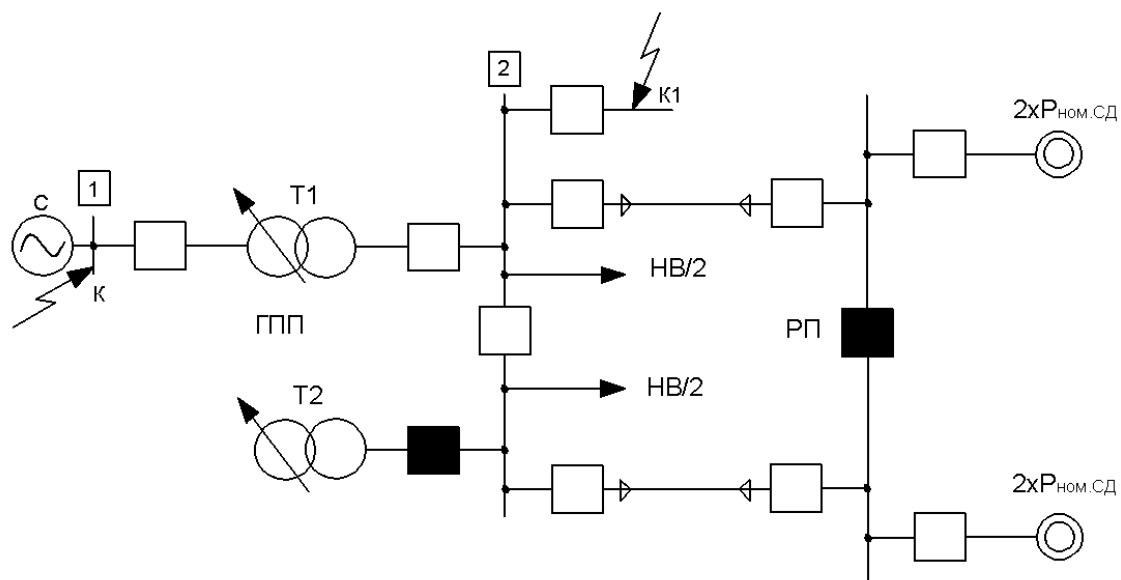


Рисунок 1 – Розрахункова схема для максимального режиму [3]

В розрахунковій схемі нумеруються ступені напруги: 1 – бік ВН трансформатора ГПП і 2 – бік НН ГПП. За основний ступінь приймається ступінь 2, де знаходиться точка короткого замикання – К1 [3].

На рисунку 2 наведена схема заміщення для максимального режиму [3].

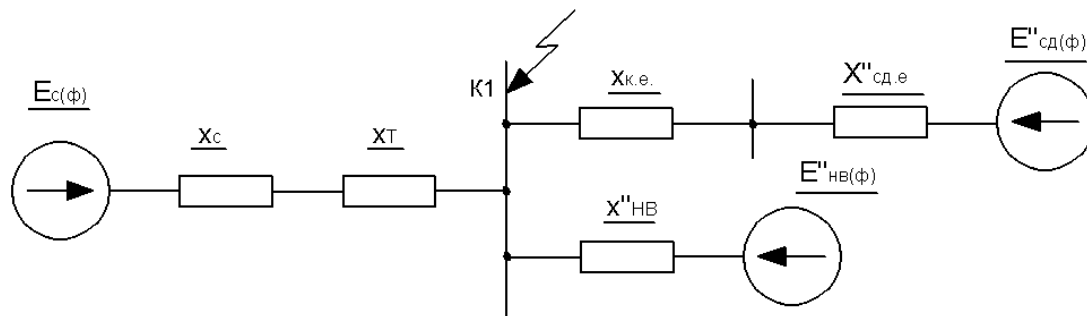


Рисунок 2 – Схема заміщення для максимального режиму [3]

Алгоритм розрахунку струмів трифазного короткого замикання на шинах низької напруги головної понижувальної підстанції для максимального режиму

Розрахунок виконується в іменованих одиницях при точному зведенні до основної ступені 2. В розрахункових формулах приймаються такі розмірності величин: повна потужність - МВА, активна потужність - МВт, напруга - кВ, струм - кА, опір – Ом [3].

Вихідні дані системи:

- напруга в максимальному режимі $U_{с.макс}$, кВ;
- задана величина початкового струму трифазного КЗ від системи з боку ВН трансформатора ГПП у максимальному режимі $I''_{к.с.макс}$, кА.

Вихідні дані трансформаторів ГПП [3]:

- ✓ обраний тип трансформатора;
- ✓ номінальна потужність обраних трансформаторів $S_{ном.т.}$, МВА;
- ✓ номінальна напруга регульованої обмотки ВН на середньому відгалуженні $U_{ном.ВН}$, кВ;
- ✓ номінальна напруга обмотки НН $U_{ном.НН}$, кВ;
- ✓ діапазон РПН $\Delta U_{РПН}$, %;
- ✓ напруга КЗ для крайнього відгалуження u_k^{-P0} , %.

Вихідні дані кабелів, що відходять від шин ГПП до РП при двоступеневій схемі або від шин ГПП до високовольтних двигунів при одноступеневій схемі [3]:

- ✓ середній індуктивний питомий опір x_0 , Ом/км (приймається для кабелів з напругою 6 або 10 кВ $x_0 = 0,08$ Ом/км);
- ✓ довжина кабелю (l , км (з генплану підприємства)).

Вихідні дані високовольтних АД [3]:

- ✓ тип;

✓ номінальна напруга $U_{\text{ном.АД}}$, кВ;

✓ кількість двигунів N , шт.;

Таблиця 1 - Діапазон, кількість ступенів регулювання під навантаженням і значення напруг короткого замикання силових двообмоткових трансформаторів для середнього та крайніх відгалужень регульованої обмотки

Номінальна потужність трансформатора, $S_{\text{ном.т}}$, МВА	Діапазон і кількість ступенів РПН обмотки ВН	$u_{\text{к}}^{-\text{PO}}$, %.	$u_{\text{к}}$, %.	$u_{\text{к}}^{+\text{PO}}$, %.
Номінальна напруга обмотки ВН 35 кВ				
1; 1,6; 2,5	+10 %; + 4 ступені	6,3	6,5	6,8
4; 6,3	+10 %; + 4 ступені	6,9	7,5	7,6
Номінальна напруга обмотки ВН 115 кВ				
6,3	+ 16 %; + 9 ступенів	10,58	10,5	11,72
10	+ 16 %; + 9 ступенів	10,49	10,5	11,73
16	+ 16 %; + 9 ступенів	10,09	10,5	11,05
25	+ 16 %; + 9 ступенів	10,44	10,5	11,34
40	+ 16 %; + 9 ступенів	10,35	10,5	11,02
63	+ 16 %; + 9 ступенів	10,05	10,5	10,66
80	+ 16 %; + 9 ступенів	10,44	10,5	10,91

✓ номінальна активна потужність $P_{\text{ном.АД}}$, кВт;

✓ номінальний ККД $\eta_{\text{ном.АД}}$, в.о.;

✓ номінальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{\text{ном.АД}}$;

✓ кратність пускового струму електродвигуна при номінальній напрузі $I_{*\text{п(ном)}} =$

$\frac{I_{\text{п}}}{I_{\text{ном}}}$, в.о.

Вихідні дані високовольтних СД [3]:

✓ тип;

✓ номінальна напруга $U_{\text{ном.сд}}$, кВ;

✓ кількість двигунів N , шт.;

✓ номінальна активна потужність $P_{\text{ном.сд}}$, кВт (таблиця додатка Н);

✓ номінальний ККД $\eta_{\text{ном.сд}}$ в.о.;

✓ подовжній надперехідний індуктивний опір при номінальних умовах роботи машини $X''_{*\text{дном}}$ в.о.;

номінальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi_{\text{ном.сд}} = 0,9$;

Вихідні дані навантаження [3]:

- повне узагальнене навантаження $S_{\text{нв}}$, МВА (береться навантаження високовольтних ЕД);

- надперехідна електрорушійна сила (ЕРС) навантаження у відносних одиницях $E''_{*\text{нв}} = 0,85$;

- наперехідний індуктивний опір навантаження у відносних одиницях $x''_{*HB} = 0,35$.

ЕРС та опір навантаження приведені до потужності навантаження і до середньої номінальної напруги ступеня, на якому воно приєднано [3].

Після запису всіх вихідних даних проводиться безпосередньо розрахунок струмів КЗ у чотири етапи [3].

1 етап. Розрахунок параметрів елементів схеми заміщення [3]

1) Визначається величина номінальної напруги обмотки ВН трансформатора в максимальному режимі при роботі на крайньому відгалуженні регульованої обмотки "-РО" [3]:

$$U_{НОМ.ВН}^{-РО} = (1 - \Delta U_{*РПН}) \cdot U_{НОМ.ВН}, \text{ кВ} \quad (1)$$

де $\Delta U_{*РПН}$ - відносна максимальна величина діапазону РПН в один із боків від середнього відгалуження регульованої обмотки.

2) З урахуванням того що за основний ступінь прийнятий ступінь 2, коефіцієнт трансформації трансформатора ГПП у максимальному режимі визначається як [3]:

$$K_T = \frac{U_{НОМ.НН}}{U_{НОМ.ВН}^{-РО}} \quad (2)$$

3) ЕРС та опір системи визначаються за формулами (2) і (3)

$$E_{с(ф)} = U_{с.макс} \cdot K_T \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}, \text{ кВ} \quad (3)$$

$$X_c = \frac{U_{с.макс.}}{\sqrt{3} \cdot I''_{к.с.макс(0)}} \cdot K_T^2 \quad (4)$$

4) Індуктивний опір трансформатора розраховується таким чином [3]:

$$X_c = \frac{u_k^{-РО} \cdot U_{НОМ.НН}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т.}}, \text{ Ом} \quad (5)$$

5) Параметри кабелю для схеми заміщення (рисунок 2) визначаються за формулами [3]:

$$X_k = x_0 \cdot l, \text{ Ом} \quad (6)$$

$$X_{к.е.} = \frac{X_k}{2}, \text{ Ом} \quad (7)$$

6) При розрахунках струмів КЗ для максимального режиму вважають, що в попередньому до КЗ режимі СД (АД) працюють з номінальною напругою, номінальним струмом і номінальним коефіцієнтом потужності [3]. Ці параметри подаються у відносних одиницях $U_{*0(НОМ)} = 1$, $I_{*0(НОМ)} = 1$, $\cos \varphi_0 = \cos \varphi_{НОМ}$ [3].

ЕРС СД для попереднього номінального режиму їх роботи та опір розраховуються як [3]:

$$E''_{*СД0(НОМ)} = \sqrt{(U_{*0(НОМ)} \cdot \cos \varphi_0)^2 + (U_{*0(НОМ)} \cdot \sin \varphi_0 + I_{*0(НОМ)} \cdot X''_{*d(НОМ)})^2} \quad (8)$$

$$E''_{*СД(ф)} = E''_{*СД0(НОМ)} \cdot U_{НОМ.СД} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}, \text{ кВ} \quad (9)$$

$$X''_{СД.е} = X''_{*d(НОМ)} \cdot \frac{U_{НОМ.СД}^2 \cdot \cos \varphi_{НОМ.СД} \cdot \eta_{НОМ.СД}}{N_p \cdot P_{НОМ.СД} \cdot 10^{-3}}, \text{ Ом} \quad (10)$$

7) ЕРС АД для попереднього номінального режиму їх роботи та опір розраховуються наступним чином [3]:

$$E''_{*AD0(ном)} = \sqrt{(U_{*0(ном)} \cdot \cos\varphi_0)^2 + (U_{*0(ном)} \cdot \sin\varphi_0 - I_{*0(ном)} \cdot X''_{*AD(ном)})^2} \quad (11)$$

$$\text{де } X''_{*AD(ном)} = \frac{1}{I_{*п(ном)}}, \text{ в.о.} \quad (12)$$

$$E''_{*AD(\phi)} = E''_{*AD0(ном)} \cdot U_{ном.АД} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}, \text{ кВ} \quad (13)$$

$$X''_{АД.е} = X''_{*AD(ном)} \cdot \frac{U_{ном.АД}^2 \cdot \cos\varphi_{ном.АД} \cdot \eta_{ном.АД}}{N_p \cdot P_{ном.АД} \cdot 10^{-3}}, \text{ Ом} \quad (14)$$

8) Параметри узагальненого навантаження розраховуються за формулами [3]:

$$E''_{*НВ(\phi)} = E''_{*НВ(ном)} \cdot U_{ном.сер.} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}}, \text{ кВ} \quad (15)$$

$$X''_{НВ} = X''_{*НВ} \cdot \frac{U_{ном.сер.}^2}{S_{НВ}}, \text{ Ом} \quad (16)$$

де $U_{ном.сер.}$ - середня номінальна напруга ступеня (6,3 або 10,5 кВ).

2 етап. Перетворення схеми заміщення до елементарного вигляду відносно точки короткого замикання К1 [3]

На рисунку 3 наведено перетворену схему заміщення відповідно до вихідної схеми заміщення (рисунок 2).

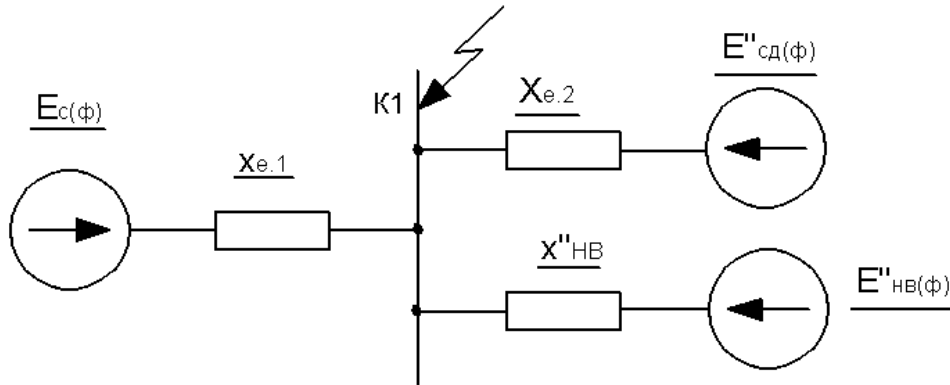


Рисунок 3 – Перетворена схема заміщення [3]

Параметри для перетвореної схеми заміщення (рисунок 3) визначаються як [3]:

$$X_{e.1} = X_c + X_T \text{ Ом}, \quad (17)$$

$$X_{e.2} = X''_{сд(АД).е} + X_{к.е}, \text{ Ом} \quad (18)$$

3 етап. Визначення діючого значення періодичної складової струму трифазного КЗ у початковий момент (початкового надперехідного струму) у точці К1 [3]

Для визначення цього струму на шинах ГПП 6(10) кВ необхідно знайти його складові від системи, високовольтних двигунів (СД або АД) і узагальненого навантаження за формулою [3]:

$$I_{п(0)} = I''_{к1(0)} = I''_{к.с.(0)} + I''_{сд(АД)(0)} + I''_{НВ(0)} = \frac{E_c(\phi)}{X_{e.1}} + \frac{E''_{сд(АД)(\phi)}}{X_{e.2}} + \frac{E''_{НВ(\phi)}}{X''_{НВ}}, \text{ кА} \quad (19)$$

4 етап. Визначення ударного струму в точці К1 [3]

Для визначення ударного струму необхідно також знайти його складові від системи, високовольтних ЕД (СД або АД) і узагальненого навантаження, для чого визначаються ударні коефіцієнти від системи, ЕД і узагальненого навантаження. У приблизних розрахунках можна прийняти ударний коефіцієнт: на шинах 6(10) кВ ГПП $K_{у.с.} = 1,8 - 1,85$ при потужності трансформаторів 16 МВА та менше; для СД потужністю 1,6 МВт ударний коефіцієнт $K_{у.с.} = 1,8$, потужністю 2 МВт та більше $K_{у.сд} = 1,9$; для АД ударний коефіцієнт $K_{у.ад} = 1,6$; для узагальненого навантаження ударний коефіцієнт $K_{у.нв} = 1,0$ [3].

Ударний струм у точці КІ визначається так [3]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot (K_{у.с.} \cdot I''_{к.с.(0)} + K_{у.сд(ад)} \cdot I''_{сд(ад)(0)} + K_{у.нв} \cdot I''_{нв(0)}), \text{ кА} \quad (20)$$

ТЕМА 7

МЕТОДИКА ВИБОРУ ПЕРЕРІЗУ ПРОВІДНИКІВ І ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ НАПРУГОЮ 6-10 кВ

Вибір перерізу провідників в електричній мережі

Вибір перерізу провідників (жорсткі та гнучкі шини, кабельні лінії, ізолювані та неізолювані проводи) передбачає [3]:

1. вибір перерізу за нормальним режимом навантаження;
2. перевірку вибраного перерізу за максимальним режимом навантаження (форсований режим);
3. перевірку вибраного перерізу на стійкість при аварійному режимі;
4. перевірку за умовами відсутності втрат енергії за умовами корони;
5. перевірку за умовами механічної стійкості проводів повітряних ЛЕП відповідно до кліматичних умов місцевості, якщо в СЕП промислового підприємства застосовують повітряні ЛЕП, що може мати місце при дуже великій території підприємства.

Таким чином, величини перерізу повинні бути обрані так, щоб забезпечити для електричної мережі:

а) у нормальному режимі - задану пропускну здатність, допустимі для цього режиму відхилення напруги, економічність;

б) у форсованому режимі - необхідну пропускну здатність, допустимі для цього режиму відхилення напруги; в) в аварійному режимі - електробезпечність, непошкоджуваність ("живучість") [3].

В практичних розрахунках для системи внутрішньозаводського електропостачання машинобудівного заводу рекомендується застосовувати кабелі. Вибір перерізу кабелів напругою 6 або 10 кВ, які з'єднують трансформатори цехових ТП з шинами ГПП, РП або між собою при магістральній схемі, здійснюється за трьома першими умовами [3].

За умовами корони, а також механічної міцності жил кабелі не перевіряються, бо мінімальний переріз алюмінієвої жили для кабелів становить 2,5 мм², мідної - 1,5 мм² [3].

Вибір перерізу провідників за нормальним режимом

Нормальний режим - це такий режим роботи, за якого роботи, а параметри їх режиму не виходять межі номінальних значень. Нормальний режим роботи кожної електроустановки (генератор, трансформатор, лінія електропередачі тощо) характеризується струмом нормального режиму $I_{\text{норм}}$. Граничним характерним випадком нормального режиму є номінальний режим ($I_{\text{ном}}$) [3].

Провідники будь-якого призначення мають задовольняти вимогам тривалого їх нагрівання струмами як нормального, так і максимального режимів роботи. Крім того, вартість провідника і втрат електроенергії в ньому повинні бути мінімальними. У

зв'язку з цим переріз провідників напругою понад 1 кВ вибирають за економічно вигідною густиною струму з $j_{ек}$ для навантаження нормального режиму [3].

Економічно вигідний переріз провідників визначають за формулою [3]

$$S_{ек} = \frac{I_{норм}}{j_{ек}} \quad (1)$$

де $I_{норм}$ - струм нормального режиму, А;

$j_{ек}$ - нормоване значення економічно вигідної густини струму, А/мм², яке вибирають з таблиці ПУЕ [1, 3].

Розрахунковий економічно вигідний переріз $S_{ек}$, який визначено за формулою (1), заокруглюється до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу $S_{ст.}$, мм² [3].

При виборі перерізу кабелю, що живить одотрансформаторну цехову ПС (наприклад, ТП1 або ТП3 на рисунку 1 теми 5) чи трансформатор двотрансформаторної цехової ПС (наприклад, ТП2 на рисунку 1) за радіальною схемою з трансформаторами напругою 6-10/0,4 кВ, за струм нормального режиму приймається номінальний первинний струм трансформатора, який визначається за паспортними даними трансформатора з відповідного каталогу [3].

Номінальний первинний струм трансформатора визначають як [3]

$$I_{ном.т.1} = \frac{S_{ном.т.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.т.1}}, \text{ А}, \quad (2)$$

де $S_{ном.т.}$ - номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{ном.т.1}$ - номінальна первинна напруга трансформатора, кВ.

При магістральній схемі живлення цехових ТП, залежно від їх кількості, по кабелях магістралі протікають різні струми: по першому кабелю головної ділянки протікає сума всіх номінальних струмів трансформаторів, приєднаних до магістралі; по другому - сума номінальних струмів трансформаторів без номінального струму першого трансформатора тощо [3].

При виборі перерізу кабелю, що живить високовольтний ВД (дивися рисунок 1 теми 5), визначається номінальний струм ЕД за формулою [3]

$$I_{ном.д.} = \frac{P_{ном.д.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.} \cdot \cos \varphi_{ном.д.} \cdot \eta_{ном.д.}}, \text{ А} \quad (3)$$

$P_{ном.д.}$ - номінальна активна потужність ЕД, кВт;

$U_{ном.}$ - номінальна напруга електричної мережі, кВ;

$\cos \varphi_{ном.д.}$ - номінальний коефіцієнт потужності ЕД, в.о;

$\eta_{ном.д.}$ - номінальний ККД ЕД, в.о.

При виборі перерізу кабелю, що живить високовольтні КУ, визначається номінальний струм КУ за формулою [3]:

$$I_{ном.ку} = \frac{Q_{ном.ку}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \text{ А} \quad (4)$$

де $Q_{ном.ку}$ - номінальна реактивна потужність КУ, квар.

Навантаження, що приєднують до шин РП (рисунок 1 теми 5), розподіляють по секціях РП рівномірно, але не завжди це вдається. Тоді визначають струм кожної секції як [3]:

$$I_{p.B1} = \frac{S_{p.B1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ A} \quad (5)$$

$$I_{p.B2} = \frac{S_{p.B2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ A} \quad (6)$$

де $S_{p.B1}$, $S_{p.B2}$ - розрахункове повне навантаження відповідно 1 та 2-ї секцій РП, кВА;

$U_{ном}$ - номінальна напруга на шинах РП, кВ.

Перевірка перерізу провідників за максимальним режимом

Режим максимального навантаження провідників може призвести не тільки до їх перегрівання з порушенням ізоляції, але й до розплавлення жил. Тому переріз провідника, вибраний за економічною густиною струму, перевіряють на нагрівання за величиною струму його максимального навантаження [3].

Для цього допустимий для даного провідника струм з урахуванням відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов $I_{доп}$ та коефіцієнтів допустимого перевантаження $K_{пер}$ (наводяться в ПУЕ) порівнюють зі струмом його форсованого режиму ($I_{ф}$) з урахуванням коефіцієнта резервування $K_{рез}$ [3]:

$$K_{пер} \cdot I'_{доп} \geq I_{ф} = K_{рез} \cdot I_{ном}, \text{ A} \quad (7)$$

В розрахунках приймається коефіцієнт допустимого перевантаження $K_{пер} = 1$, бо у вихідних даних не заданий коефіцієнт попереднього навантаження [3].

При визначенні допустимого тривалого струму для кабелів необхідно враховувати відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов (якщо вони мають довготривалий характер) за допомогою поправкових коефіцієнтів $K_{пр}$ та $K_{сер}$ [3]:

$$I'_{доп} = K_{пр} \cdot K_{сер} \cdot I_{доп}, \text{ A} \quad (8)$$

де $K_{пр}$ - поправковий коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поруч у землі (таблиця ПУЕ);

$K_{сер}$ - поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища, якщо вона відрізняється від стандартної (ПУЕ);

$I_{доп}$ - допустимий тривалий струм провідника стандартного перерізу для стандартних умов (для однієї лінії; стандартних температур для землі та води $+15^{\circ}\text{C}$ і $+25^{\circ}\text{C}$ для повітря) залежно від матеріалу жил, їхньої ізоляції та способу прокладання (ПУЕ таблиця додатка С), А.

Поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища можна також обчислити за формулою [3]:

$$K_{сер} = \sqrt{\frac{T_{ж.н.} - T_{сер.}}{T_{ж.н.} - T_{сер.н.}}} \quad (9)$$

де $T_{ж.н.}$ і $T_{сер.н.}$ — відповідно нормована тривало допустима температура жили та нормована температура середовища;

$T_{сер.}$ - фактична температура середовища.

Гранично допустима температура нагрівання провідників залежить від їх конструкції та режиму (таблиця 1) [3].

Якщо по провіднику, який перебуває в середовищі (повітря, земля, вода) при нормованій температурі, тривало протікає струм, що дорівнює допустимому для даного перерізу, то температура жил такого провідника дорівнює зазначеній у стовпчику 2 таблиці 1. При такій незмінній за величиною температурі строк служби ізоляції провідника становить близько 20-25 років, на який і розрахований провідник [3].

Таким чином, з таблиці 8.1 для кабелів з паперовою просоченою маслосіниціною та нестикаючою масами ізоляцією (ААБ, АСБ, ААШв та ін.) нормована тривало допустима температура жили $T_{ж.н.} = +65^{\circ}\text{C}$ (при напрузі 6 кВ) і $T_{ж.н.} = +60^{\circ}\text{C}$ (при напрузі 10 кВ) [3].

На території підприємства кабелі прокладають у кабельних спорудах або (при невеликій їх кількості) так [3]:

- на зовнішніх неспалених стінах цехів та споруд;
- безпосередньо в землі (у траншеях);
- на тротуарі чи шляхом застосування тросових кабелів;
- на естакадах та інших конструкціях.

Таблиця 1 - Допустимі температури провідників у нормальному, форсованому та аварійному режимах [3]

Вид провідника	Допустима температура жили $T_{ж.н.}$, С		
	тривала за нормами	короткотривала при перевантаженнях	гранична при коротких замиканнях
Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією: до 1 кВ	80	125	200
Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією 6 кВ	65	100	200
Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією 10 кВ	60	90	200
Кабелі і проводи з ізоляцією:			
гумовою звичайною	55	100	150
гумовою теплостійкою	65	110	150
полівінілхлоридною	70	90	150
поліетиленовою	70	80	120

Примітка. Зазначені в таблиці температури справедливі за таких нормованих температур навколишнього середовища: для землі або води $T_{\text{сер.н.}} = +15^{\circ}\text{C}$, для повітря $T_{\text{сер.н.}} = +25^{\circ}\text{C}$ [3].

В розрахунках рекомендовано прокладати кабелі в землі (у траншеях). Прокладку в траншеях (від одного до шести кабелів) застосовують на неасфальтованих територіях у випадку малої ймовірності пошкодження кабелів землерийними механізмами, зсувом ґрунту, корозією [3].

Перевагами траншейної прокладки вважають малу вартість ліній, хороші умови охолодження кабелю, малу ймовірність поширення аварії одного кабелю на сусідні паралельні кабелі [3].

Недоліками цього виду прокладки є менша надійність, незручність оглядів і значно більший обсяг робіт при ремонтах та заміні, унаслідок чого сумарні витрати за час експлуатації лінії можуть виявитися більшими, ніж у випадках інших видів прокладки [3].

Для кабелів, прокладених у землі, нормована температура середовища $T_{\text{сер.н.}} = +15^{\circ}\text{C}$, а на повітрі - $T_{\text{сер.н.}} = +25^{\circ}\text{C}$ [3].

Для двотрансформаторних ПС приймається $K_{\text{рез}} = 1,4$, а для однострансформаторних ПС з резервуванням кабелями при напрузі 0,4 кВ $K_{\text{рез}} = 1,3$, без резервування - коефіцієнт систематичного перевантаження (якщо є дані) або $K_{\text{рез}} = 1,0$ [3].

Для ЕД та КУ приймається $K_{\text{рез}} = 1,0$ ($I_{\phi} = I_{\text{норм}}$), а для РП $I_{\phi} = I_{\text{р.РПЗ}}$, якщо умова за формулою (8) не виконується, то необхідно прийняти нове значення найближчого більшого стандартного перерізу кабелю, щоб вона виконувалась [3].

Перевірка перерізу провідників на термічну стійкість

При напрузі вище 1 кВ перевірку на термічну стійкість при КЗ підлягають усі провідники, крім тих, що захищаються високовольтними запобіжниками [3].

Критерієм термічної стійкості провідників є кінцева температура їх нагрівання при проходженні по них струму КЗ, яка не повинна перевищувати короткотривалої допустимої нормованої температури [3].

Для спрощення розрахунків термічна здатність може бути оцінена найменшим перерізом провідника (мм²), термостійким до струмів КЗ [3]:

$$S_{\text{мін}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{I_{\text{к}}^2 \cdot t}}{C} = \frac{I_{\text{к}} \cdot \sqrt{t}}{C}, \text{ мм}^2 \quad (10)$$

де $B_{\text{к}}$ - тепловий імпульс струму КЗ, А²с;

$I_{\text{к}} = I_{\text{п0}}$ - початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ, А;

t - дійсний час вимикання КЗ, с;

C - температурний коефіцієнт, який враховує обмеження допустимої температури провідника (наводиться в довідкових таблицях), Ас^{1/2}/мм².

Величина дійсного часу вимикання КЗ визначається так:

$$t = t_{\text{зах}} + t_{\text{вимик.в.}} + T_{\text{а}}, \text{ с} \quad (11)$$

де $t_{\text{зах}}$ - час дії основного РЗ, с;

t - час вимикання вимикача (можна прийняти $t_{\text{вимик.в.}} = 0,05 \text{ с}$) ;

T_a - стала часу аперіодичної складової струму КЗ ($T_a = 0,05 \text{ с}$).

Величина початкового значення періодичної складової струму трифазного КЗ на шини НН ГПП 1«10) розрахована в темі 7.

Якщо ТП живиться від РП, то необхідно визначити величину початкового значення періодичної складової струму трифазного КЗ на шини РП [3].

На лініях, що відходять від шин ГПП чи РП, установлюється двоступеневий струмовий захист, який складається з максимального струмового захисту (МСЗ) та струмової відсічки (СВ) для радіальних схем живлення ТП без апаратів на ввіді до трансформатора (глухий ввід) при коротких лініях, що характерно для промислових підприємств, основним захистом є СВ [3].

Струм спрацювання СВ вибирається за умови відстроювання від струму КЗ на боці НН трансформатора, при цьому зона дії охоплює всю лінію та частину обмотки трансформатора. Час дії СВ можна прийняти $t_{\text{с.в.}} = 0,1 \text{ с}$. Тоді дійсний час вимикання КЗ дорівнює [3]:

$$t = 0,1 + 0,05 + 0,05 = 0,2 \text{ с.}$$

Для магістральних схем живлення ТП основним захистом є МСЗ.

Для двоступеневої радіальної схеми при магістральному живленні ТП від шин РП (другий ступінь) час дії МСЗ можна прийняти $t_{\text{м.с.з.2}} = 0,5 \text{ с}$. Тоді [3]

$$t = 0,5 + 0,05 + 0,05 = 0,6 \text{ с.}$$

Для одноступеневої схеми при магістральному живленні ТП від шин ГПП можна прийняти цей же дійсний час вимикання КЗ ($t = 0,6 \text{ с}$) [3].

Для двоступеневої радіальної схеми при магістральному живленні ТП від шин ГПП (перший ступінь) дійсний час вимикання КЗ з урахуванням часу дії МСЗ $t_{\text{м.с.з.2}} = 0,5 \text{ с}$ і ступеня часу $\Delta t = 0,3 \text{ с}$ можна прийняти [3]

$$t = 0,5 + 0,3 + 0,05 + 0,05 = 0,9 \text{ с.}$$

Після розрахунку за формулою (10) при виконанні умови $S_{\text{ст}} \geq S_{\text{мін}}$ залишається стандартний переріз кабелю. Якщо в результаті розрахунку $S_{\text{ст}} < S_{\text{мін}}$ то необхідно за умовою термічної стійкості в режимі КЗ прийняти нове найближче більше значення стандартного перерізу кабелю, щоб виконувалась умова $S_{\text{ст}} > S_{\text{мін}}$. Остаточного записується марка кабелю, напруга, кількість жил і переріз жили, наприклад ААБ-10 (3×50) [3].

Умови вибору та перевірки електричних апаратів

Вибір ЕА напругою понад 1 кВ здійснюють за такими умовами [3]:

1) міцності ізоляції для роботи в тривалому режимі та при короткочасних перенапругах [3]:

$$U_{\text{ном е.а.}} \geq U_{\text{ном.м.}} \quad (12)$$

де $U_{\text{ном е.а.}}$ і $U_{\text{ном.м.}}$ - номінальна напруга ЕА і номінальна напруга мережі (установки), в якій застосовується ЕА відповідно;

2) допустимого нагрівання струмами в тривалому режимі [3]:

$$U_{\text{ном е.а.}} \geq I_{\text{ф}} \quad (13)$$

де $U_{\text{ном е.а.}}$ і $I_{\text{ф}}$ - номінальний струм ЕА і струм форсованого режиму (максимальний робочий струм) відповідно;

3) відповідності навколишньому середовищу (нормальне, пожежонебезпечне, вибухонебезпечне та ін.), виду установки (зовнішня, внутрішня), її конструктивному виконанню (стаціонарна, висувна) та ін. [3];

4) параметрів основної функціональної характеристики: для комутаційних ЕА це струм вимикання (вмикання) при КЗ (комутаційна здатність), для ЕА захисту - номінальний струм плавкої вставки запобіжника чи вставка розчеплювача автомата, для 1 - це опір навантаження вторинного ланцюга [3].

Перевірку ЕА здійснюють за їх стійкістю та працездатність при наскрізних струмах КЗ. Повинні виконуватися умови, зазначені в пунктах 5) та 6) [3];

5) струм електродинамічної стійкості [3]:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}} \quad (14)$$

де $i_{\text{у}}$ - розрахунковий ударний струм;

6) допустимий струм термічної стійкості $I_{\text{Т}}^2$, за допустимий час термічної стійкості $t_{\text{Т}}$ [3]:

$$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq I_{\text{к}}^2 \cdot t \quad (15)$$

де $I_{\text{к}}$ і t - розрахункові параметри струму КЗ і дійсного часу вимикання КЗ.

Умови вибору за пунктами 1) - 3) однакові для всіх ЕА.

Особливості вибору за пунктом 4) і перевірки за пунктами 5) та 6) різних ЕА наводяться нижче.

Вимикач

Відповідно до п. ПУЕ апарати, які призначені для вимикання струмів КЗ і за умовами своєї роботи можуть вмикати короткозамкнений ланцюг, повинні мати здатність проводити ці операції при всіх можливих струмах КЗ [3].

Тому перевіряють комутаційну здатність вимикача як при ви-миканнях струмів КЗ, так і при вмиканні короткозамкненого ланцюга [3].

При перевірці здатності вимикання вимикачів ВН враховують зміну періодичної та періодичної складових струму КЗ [3].

Розрахунковим часом вимикання вважають власний час вимикання вимикача $t_{\text{вимик.в.}}$ (знаходиться в межах 0,05-0,24 с залежно від його швидкодії) [3].

При вимиканні повинні виконуватись умови

$$I_{\text{вимик.в.}} \geq I_{\text{n(t)}} \quad (16)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{вимик.в.}} \cdot \left(1 + \beta_{\text{ном}}/100\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{n(t)}} + i_{\text{a(t)}} \quad (17)$$

де $I_{\text{вимик.в.}}$ - номінальний струм вимикання при нормованих умовах роботи;

$I_{\text{n(t)}}$ і $i_{\text{a(t)}}$ - відповідно діюче значення періодичної і миттєве значення періодичної складових струму КЗ для часу t ;

$\beta_{\text{ном}}$ - номінальне значення відносного змісту аперіодичної складової в струмі вимикання, %.

Якщо ударний коефіцієнт менше ніж 1,0, то умову (17) можна не перевіряти. У курсовій роботі перевіряють здатність вимикання тільки за однією умовою (16).

При вмиканні повинна виконуватись умова [3]:

$$I_{\text{нб.вмик.}} \geq I_{\text{к}} \quad (18)$$

де $I_{\text{нб.вмик.}}$ - найбільший гарантований струм вмикання при найбільшій напрузі та нормованих умовах.

Для вимикачів з напругою понад 1 кВ $I_{\text{нб.вмик.}} \geq I_{\text{ном.вмик.}}$.

Трансформатор струму

Цей елемент силового ланцюга зазнає такі термічні та електродинамічні впливи, що й інші послідовно ввімкнені з ним ЕА. Тому вибір за пунктами 1) - 3 і перевірка за пунктами 5) та 6) такі самі [3].

Вибір за пунктом 4) функціональних параметрів полягає в дотриманні умов роботи в заданому класі точності

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{розр}} \quad (19)$$

де $Z_{2\text{ном}}$ і $Z_{2\text{розр}}$ - номінальне і розрахункове значення опорів навантаження вторинного ланцюга відповідно [3].

Вимикач навантаження. Застосовується самостійно як комутаційний апарат для вмикання і вимикання струму навантаження робочого режиму. У цьому випадку його вибирають за пунктами 1) - 3) і перевіряють на стійкість при наскрізних струмах КЗ за пунктами 5) та б), а вибір комутаційної здатності за пунктом 4) полягає у виконанні умов [3]:

$$I_{\text{ном.вмик.}} \geq I_{\text{вмик.розр.}} \quad (20)$$

$$I_{\text{ном.вмик.}} \geq I_{\text{вмик.розр.}} \quad (21)$$

де $I_{\text{ном.вмик.}}$ і $I_{\text{ном.вмик.}}$ - номінальні струми вимикання і вмикання відповідно [3].

Номінальний струм вимикання звичайно не перевищує номінального струму вимикача навантаження [3].

Запобіжник

У камерах КСО та шафах вводу ШВВ-2 використовується запобіжник типу ПКТ. Він має струмообмежувальну дію (величина струму КЗ не досягає максимальної очікуваної розрахункової величини), тому на стійкість до наскрізних струмів КЗ за пунктами 5) та 6) перевіряти його не потрібно, але згідно з пунктом 4) перевіряється умова (16) [3].

Як апарат захисту запобіжник повинен бути вибраний з рахуванням його захисної характеристики. Таким чином, номінальний струм плавкої вставки $I_{\text{ном.вст.}}$ при захисті трансформаторів вибирають не тільки з урахуванням форсованого режиму за умовою (13), але й перехідних процесів вмикання трансформатора [3].

$$I_{\text{ном.вст.}} \geq (1,5 - 2) \cdot I_{\text{ном.т}} \quad (22)$$

а номінальний струм патрона

$$I_{\text{ном.п.}} \geq I_{\text{ном.вст.}} \quad (23)$$

Якщо зазначені вище умови виконуються і запобіжник здатний вимкнути найменший можливий аварійний струм даного ланцюга, то ланцюг захищений. У цьому випадку при напрузі вище 1 кВ в режимі КЗ не перевіряють на електродинамічну стійкість апарати, захищені запобіжниками із вставками на номінальний струм до 60 А, і на термічну стійкість - апарати, захищені плавкими запобіжниками незалежно від їх номінального струму і типу [3].

Комплект вимикача навантаження із запобіжником (У ШВВ-2 та камерах КСО) поєднує функції вимикача при комутації навантаження в нормальному режимі та вимикання запобіжником струму КЗ [3].

Результати вибору ЕА подають у вигляді таблиці: у першому стовпчику записують умови вибору, у другому - розрахункові дані, у третьому - каталожні дані ЕА. Для правильно вибраного ЕА величини в третьому стовпчику не повинні бути меншими за відповідні величини в другому [3].

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ:

1. Правила улаштування електроустановок - Видання офіційне. – Київ, 2017 . – 617 с.
2. Василега П.О. Електропостачання: навчальний посібник/П.О. Василега. – Суми: Університетська книга, 2024. – 415 с.
3. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВДТ «Університетська книга», 2006 – 153 с.
4. Козирський В.В. Основи електропостачання: підруч. / Козирський В.В., Волошин С.М., – К.: Компрінт, 2021. – 497 с.
5. Оптимізація процесів електропостачання та енергозбереження: конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, І. І. Борзенков, І. І. Дяговченко, Т. М. Загородня. – Суми : Сумський державний університет, 2023 – 125 с.
6. Давиденко Л. В. Електропостачання промислових об'єктів. Практикум: навчальний посібник / Людмила Валеріївна Давиденко, Наталія Володимирівна Коменда, Володимир Анатолійович Давиденко, Микола Миколайович Євсюк – Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022.– 244 с.
7. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: Підручник для вищих навч. закладів/ В. Є. Шестеренко; Нац. ун-т харчових технологій. - Вінниця: Нова книга, 2004. - 656 с.
8. Закладний О.М. Енергозбереження засобами промислового електропривода: навч. посібник для вищих навч. закладів/ О.М. Закладний, А.В. Праховник, О.І. Соловей. - К.: Кондор, 2005. - 407 с.
9. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Вилучено з <https://de.com.ua/uploads/0/1703-EnergyStrategy2030.pdf>
10. Бакалін Ю.І. Енергозбереження та енергетичний менеджмент: навч. посібник для вищих навч. закладів/ Ю. І. Бакалін. - 3-є вид., доп. та перероб. - Х.: БУРУН і К, 2006. - 320 с.
11. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств: Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
12. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики у сучасному світі/ [упоряд. С.Г. Плачкова, І.В. Плачков та ін.] – К. 2013 [http://energetika.in.ua/ua/]
13. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф.П. Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
14. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики у сучасному світі/ [упоряд. С.Г. Плачкова, І.В. Плачков та ін.] – К. 2013 [http://energetika.in.ua/ua/]

Електронне навчальне видання комбінованого використання
Можна використовувати в локальному та мережному режимі

Олійник Юлія Сергіївна
Подопригора Данило Романович

ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Конспект лекцій
для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня
денної і заочної форм здобуття освіти за напрямом G3 «Електрична інженерія»,
освітня програма «Електричні станції, мережі та системи»

В авторській редакції

Підписано до розміщення 24.04.2026. Гарнітура Times New Roman.
Ум. друк. арк. 5,59. Обсяг 1,275 Мб. Зам. № 198/26.

Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна,
61022, м. Харків, майдан Свободи, 4.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3367 від 13.01.2009
Видавництво ХНУ імені В. Н. Каразіна