

Лекція №1

Загальні відомості про проектування систем автоматизації та електрифікації, автоматизації і енергопостачання

Мета:

План:

1. Вихідні дані для проектування та їх аналізу.
2. Основні нормативні документи з проектування.
3. Стадійність проектування.
4. Автоматизація проектних робіт.

1.1. Вихідні дані для проектування та їх аналізу

Проектуванням називається складання та розробка технічної та техніко-економічної документації, яка необхідна для створення новітніх або удосконалення існуючих об'єктів і систем, зокрема систем електрифікації та автоматизації процесів сільськогосподарського виробництва і побуту сільського населення.

Метою проектування систем електрифікації та автоматизації є підготовка документації для замовлення електрообладнання, засобів автоматизації, щитів і пультів керування, матеріалів для з'єднувальних ліній та ін.; забезпечення робіт з монтажу електрообладнання, пристроїв контролю і керування; визначення вартості устаткування, його монтажу і налагодження та оцінка економічної ефективності внаслідок впровадження проекту.

Вихідний документ для проектних робіт – це завдання з проектування систем електрифікації та автоматизації, яке є складовою частиною загального завдання на проектування відповідного технологічного об'єкта і затверджується у встановленому порядку.

Завдання з проектування складається замовником або генеральним проектувальником разом із замовником. Завдання погоджується з

виконавцями проекту (будівельно-монтажними та налагоджувальними організаціями).

Завдання з проектування повинно мати такі дані:

- найменування об'єкта, його призначення, мета проекту та підстави для проектування;
- перелік технологічного обладнання, агрегатів, потокових ліній тощо;
- характеристика приміщень, в яких розташоване обладнання;
- перелік потрібного електрообладнання (електроприводи, електронагрівні та електротехнологічні установки, електроосвітлення);
- перелік процесів, за якими розроблятимуться системи автоматичного керування, регулювання, контролю, сигналізації, захисту та блокування;
- техніко-економічне обґрунтування (ТЕО), яке містить обґрунтування технічної можливості та економічної доцільності реалізації проекту і будівництва об'єкта в даному місці й у певні терміни;
- стадійність проектування;
- орієнтований рівень капітальних витрат на електрифікацію та автоматизацію виробництва; • розробники проекту;
- виконавці проекту.

До технічного завдання додаються схеми водо-, тепло-, повітро-, електропостачання із зазначенням витрат, тиску, температури, вологості, запиленості, напруги; вимоги до надійності систем електрифікації та автоматизації та ін.

Завдання на проектування доповнюють:

- технологічними кресленнями;
- технічною документацією (паспортними даними та основними характеристиками об'єкта);
- іншими матеріалами, що додатково характеризують об'єкт електрифікації та автоматизації.

Додаткові матеріали мають давати загальне уявлення про об'єкти, що проектуються. На кресленнях необхідно показати місця розташування технологічного та електротехнічного обладнання; кріплення електричних щитів, а також пультів автоматики. Ці креслення мають давати можливість визначити відстань від щитів і пультів до електрообладнання та засобів автоматизації.

До складу додаткових матеріалів мають входити також схеми електропостачання змінним і постійним струмом різної напруги, схеми тепло- і водопостачання тощо.

Завдання на проектування і додатки до нього повинні чітко відображати особливості об'єктів сільськогосподарського виробництва, що характеризуються наявністю біологічних систем (рослин, тварин, птиці тощо), які вимагають певних умов утримання, суворого дотримання режимів роботи технологічного та електротехнічного обладнання.

За комплексної електрифікації та автоматизації сільськогосподарського виробництва має бути досягнуто гармонійне сполучення прогресивних технологій, систем електрифікованих машин, автоматизації технологічних процесів і раціональної організації праці та виробництва, внаслідок чого здійснюватиметься високоефективне виробництво сільськогосподарської продукції. При цьому електрифікація та автоматизація сприятиме поліпшенню умов праці сільських робітників.

Якщо операції з виробництва продукції здійснюються системою пов'язаних між собою машин, то така організація виробництва називається потоковою; а система машин – потоковою лінією, яка найбільше пристосована для автоматизації.

На ефективність застосування автоматизації мають значний вплив *специфічні умови сільськогосподарського виробництва*, які потрібно брати до уваги під час розробки проектів електрифікації та автоматизації. Головні з них такі:

- наявність біологічних об'єктів (тварин, птиці, рослин тощо), для яких велике значення має безперебійність постачання електроенергії, а також обов'язковість точного дотримання параметрів навколишнього середовища;

- машини та електрообладнання працюють у дуже різноманітних умовах навколишнього середовища (різке коливання температури і вологості в різні пори року, підвищений вміст у повітрі аміаку, вуглекислоти, сірководню, пилу тощо);

- розосередженість електронавантаження по господарству, що спричиняє будівництво протяжних електромереж, збільшення кількості трансформаторних підстанцій;

- сезонність технологічних процесів призводить до малої кількості годин використання електрообладнання.

Проектування систем електрифікації та автоматизації в сільському господарстві без урахування вищезгаданих особливостей призводить до істотного зниження ефективності сільськогосподарського виробництва. Після вивчення та аналізу конкретної ситуації треба прийняти такі проектні рішення, які б сприяли використанню переваг електроенергії.

1.2. Основні нормативні документи з проектування

Під час розробки проектної документації слід користуватися нормативними матеріалами, які складаються з державних будівельних норм і правил (ДБН, СНіП), відомчих норм технологічного проектування об'єктів сільського господарства (ВНТП), інструкцій і вказівок з будівельного проектування (СН), а також державних і міждержавних стандартів (ДСТУ, ГОСТ), відомчих (галузевих) будівельних норм (ВБН) та ін.

ДБН установлюють основні вимоги з питань проектування та будівництва міст, населених пунктів, підприємств, будинків, споруд, конструкцій, інженерного обладнання, а також визначають їхню кошторисну вартість.

ВНТП – це нормативні документи, що складені відповідно до специфіки проектування об'єктів сільського господарства (ферм і комплексів великої рогатої худоби, свиноферм і свинокомплексів, птахоферм і птахофабрик, тепличних господарств, овочесховищ тощо).

ВБН визначають правила і норми з проектування та улаштування конкретних інженерних засобів, установок і споруд (силове електрообладнання, автоматизація та ін.).

Міждержавні і державні стандарти України (ГОСТ, ДСТУ) містять вимоги, яким має відповідати продукція промисловості та сільського господарства. Об'єктами державної стандартизації є також одиниці виміру, терміни та визначення, технологічні процеси, методи випробувань і вимірювання, характеристики виробів, що визначають якість готової продукції або напівфабрикату, вимоги до техніки безпеки та ін.

Галузеві стандарти (ГСТУ, ГКД, ОСТ) – це нормативні документи обмеженого застосування для окремих галузей промисловості й відомств. ОСТи не повинні суперечити відповідним державним і міждержавним стандартам.

СТП – стандарти підприємств, що відображають специфіку конкретних виробництв, мають обмежене застосування і не суперечать відповідним державним і міждержавним стандартам та іншим нормативним документам вищого рівня.

ЄСКД – Єдина система конструкторської документації. Діючі нині стандарти ЄСКД переведені в ранг міждержавних стандартів. Всі документи, що входять у проект, повинні бути виконані відповідно до вимог систем документації:

- конструкторські – за ЄСКД (клас стандартів 2);
- програмні – за ЄСКД (клас стандартів 19).

Вся технічна документація проекту повинна відповідати вимогам ДСТУ Б А 2.4-4-99 (ГОСТ 21.101-97) “Основні вимоги до проектної і робочої документації”, ДСТУ Б А 2.4-6-95 (ГОСТ 21.50893) “Правила виконання робочої документації генеральних планів підприємств, споруд та житлових будівельних об’єктів” та ДСТУ 300895 “Документація. Звіти в галузі науки і техніки. Структура і правила оформлення”. Позначення повинні бути вказані на кожному аркуші документа, який виконано на кількох аркушах.

Для основних конструкторських документів (ГОСТ 2.102-68) структура позначень за ГОСТ 2.201-80.

Код класифікаційної характеристики надають виробу або конструкторському документу за класифікатором виробів та конструкторських документів машинобудування і приладобудування (класифікатор ЄСКД). Структура коду класифікаційної характеристики наведена в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Коди класифікаційної характеристики

XXX	X	XXX	XXX
Код організації розробника вибирають за модифікатором (прізвище, ім’я, по батькові)	Клас (1 – системи; 2 – прилади і групи; 3 – прилади, блоки; 4 – блоки, вузли; 5, 6 – вузли; 7, 8 – деталі)	Код класифікаційної характеристики вибирають з класифікатора ЄСКД	Порядковий номер розробки від 001 до 999

Позначення конструкторського документа (ПЗ, складальне, габаритне, монтажне чи електромонтажне креслення, креслення загального вигляду, схеми, експлуатаційні документи та ін.) повинні

складатися з позначення основного документа (специфікація або креслення деталей) і коду документа, встановленого стандартами ЄСКД – ГОСТ 2.102-68, ГОСТ 2.701-84 (СТ РЕВ 651-77, СТ РЕВ 527-77). Державні стандарти, що використовуються під час проектування, наведені в таблиці 1.2.

Позначення технологічних документів, що входять до проекту, виконуються згідно з ГОСТ 3.1201-74.

Позначення програм і програмних документів повинні відповідати ГОСТ 19.103-77.

Зміст, розміщення і розмір граф основних надписів, а також розміри рамок на кресленнях і схемах повинні відповідати формі 1, в текстових документах – формам 2 і 2а за ГОСТ 2.104-69.

Таблиця 1.2 – Державні стандарти, що використовуються при проектуванні

Документ	Стандарт
1	2
ПЗ	ГОСТ 2.105-95 ЄСКД. Общие требования к текстовым документам. ГОСТ 2.106-68 ЄСКД. Текстовые документы. ГОСТ 19.106-78 ЄСКД. Требования к программным документам, выполненным печатным способом. ГОСТ 19.404-79 ЄСКД. Пояснительная записка. Требования к содержанию и оформлению

Продовження таблиці 1.2

1	2
Специфікація	ГОСТ 2.108-69. Спецификация. ГОСТ 19.202-78 ЄСКД. Спецификация. Требования к содержанию и оформлению. ДСТУ Б А 2.4-10-95 СПДБ. Правила виконання специфікацій обладнання, виробів і матеріалів
Креслення	ГОСТ 2.109-73 ЄСКД. Основные требования к чертежам. ГОСТ 2.119-73 ЄСКД. Эскизный проект. ГОСТ 2.120-73 ЄСКД. Технический проект. ГОСТ 2.417-78 ЄСКД. Правила выполнения чертежей печатных плат

Схеми	ГОСТ 2.701-84 ЕСКД. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению. ГОСТ 2.702-75 ЕСКД. Правила выполнения электрических схем. ГОСТ 2.708-81 ЕСКД. Правила выполнения электрических схем цифровой вычислительной техники. ГОСТ 2.710-81 ЕСКД. Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах. ГОСТ 2.711-82 ЕСКД. Схемы деления изделия на основные части. ГОСТ 19.701-90 ЕСКД. Схема алгоритмов и программ. Обозначения условно-графические
Програми і програмні документи	ГОСТ 19.101-77 ЕСКД. Виды программ и программных документов. ГОСТ 19.105-78 ЕСКД. Общие требования к программным документам. ГОСТ 19.401-78 ЕСКД. Текст программы. ГОСТ 19.402-78 ЕСКД. Описание программы

Під час проектування використовують також допоміжну літературу: довідники, рекомендації та вказівки щодо проектування різних об'єктів, методики, порадики, преїскуранти на будівництво об'єктів, цінники на обладнання та його монтаж. Ці матеріали містять нормативи витрат матеріалів, сировини, енергії, а також потреб площі, теплоти, освітлення, повітря, води та ін.

1.3. Стадійність проектування

Системи електрифікації та автоматизації процесів сільськогосподарського виробництва проектують в одну або дві стадії згідно з ГОСТ 2.103-68 “Стадии разработки” та ДБН А 2.2-3-2004 “Склад, порядок розроблення, погодження та затвердження проектної документації для будівництва”. За двостадійного проектування в першій стадії виконується технічний проект (ТП), а в другій – робочі креслення (РК). За одностадійного проектування виконується техноробочий проект (ТРП), який об'єднує технічний проект з робочими кресленнями.

У дві стадії проектують, як правило, складні об'єкти. Проекти нескладних об'єктів виконують в одну стадію. Проектування в одну стадію

здійснюється також для об'єктів, що будуються за типовими і повторно застосовуваними проектами.

Двостадійне проектування передбачає виконання робочих креслень після затвердження технічного проекту. На стадії технічного проекту проектні матеріали розробляють у скороченому обсязі, потрібному для визначення видів і кількості обладнання, необхідних робочих площ приміщень, матеріалів, а також для розрахунку капітальних вкладень у здійснення проекту.

До складу технічного проекту входять пояснювальна записка з обґрунтуванням прийнятих рішень щодо електрифікації та автоматизації; технологічні схеми виробництва продукції; плани розміщення технологічного й електричного обладнання, щитів, пультів та прокладання проводок; схеми електро-, водо-, тепло- і газопостачання; структурні схеми контролю і керування виробництвом (для складних систем керування), функціональні схеми автоматизації технологічних процесів; принципові електричні, пневматичні та гідравлічні схеми, схеми з'єднання і підключення; перелік нестандартного обладнання; відомості обладнання, приладів і матеріалів.

Технічний проект є підставою для замовлення основного і допоміжного обладнання, електротехнічних засобів, приладів контролю і автоматичного регулювання та визначення обсягу витрат на реалізацію проекту.

Після розгляду спеціалістами і затвердження в установленому порядку технічного проекту виконують робочі креслення, складають специфікацію на будівельні матеріали, труби, арматуру, кабелі, монтажне обладнання, інструменти та допоміжні матеріали.

На другій стадії проектування уточнюють і деталізують передбачені технічним проектом рішення таким чином, щоб були забезпечені монтажні-налагоджувальні роботи під час реалізації проекту.

Комплект робочих креслень містить такі частини:

- креслення енергетичних, водорозподільних і каналізаційних комунікацій;

- функціональні схеми автоматизації, принципові електричні, пневматичні та гідравлічні схеми керування (контролю, регулювання, сигналізації, захисту, блокування, живлення);

- креслення основного обладнання у збірці з комутаційними трубопроводами, з елементами кріплення відбірних пристроїв та інших засобів автоматики, що розташовані за місцем (безпосередньо на обладнанні);

- загальний вигляд щитів і пультів;

- креслення монтажно-комутаційних систем щитів і пультів керування (або таблиці для монтажу електричних і трубних проводок);

- креслення нестандартного обладнання і нетипових конструкцій;

- пояснювальна записка;

- таблиця вихідних даних і результати розрахунків регулювальних органів;

- специфікації для замовлення електрообладнання, приладів і засобів автоматизації, щитів, пультів, трубопровідної арматури, кабелів і проводів, монтажних матеріалів і виробів, нестандартного обладнання; перелік нормативно-технічної документації на монтаж апаратури, щитів, пультів, допоміжних пристроїв та ін.

За одностадійного проектування до складу проекту входять усі перелічені вище матеріали, а також кошториси на обладнання і монтаж, техніко-економічне обґрунтування доцільності електрифікації та автоматизації об'єкта. Розробляючи проекти, необхідно максимально використовувати типові рішення для подібних об'єктів.

1.4. Автоматизація проектних робіт

Останнім часом у проектній практиці все частіше використовують сучасну обчислювальну техніку. Існує багато задач, пов'язаних з обробкою і зберіганням великих об'ємів інформації, а також задач, коли з великої кількості можливих варіантів треба вибрати один оптимальний або необхідно виконати багатокрокові числові розрахунки. У таких випадках розв'язання задач за допомогою ЕОМ істотно полегшується, прискорюється і здешевлюється.

З використанням ЕОМ є можливість створювати комплексні системи автоматизації проектних робіт (САПР). Підраховано, що САПР дає можливість скоротити термін проектування в два–чотири рази, підвищити ефективність праці на 20–50% і знизити загальну вартість проектних робіт на 20–30%.

САПР, як правило, складається з підсистем, функціонування яких підпорядковане загальній меті. Окремі підсистеми взаємодіють одна з одною. Тому кожна з підсистем не може розроблятися незалежно одна від одної.

У САПР реалізують принцип одноразового введення вхідних даних для подальшого їх використання в наступних роботах. Розробка САПР для проектування лише одного об'єкта (одноразового використання) вважається недоцільною.

Для роботи САПР потрібно мати відповідне технічне забезпечення – комплекс технічних засобів. Головним інструментом САПР є обчислювальна машина, яка повинна мати необхідне математичне забезпечення – сукупність алгоритмів, процедур і правил разом з усією пов'язаною з цими компонентами документацією.

САПР повинна мати відповідне програмне забезпечення – комплекс програм, які мають забезпечити нормальний процес функціонування САПР.

Програмне забезпечення – це пакет прикладних програм простої або складної структури. Розрізняють дві групи пакетів прикладних програм: пакети програм загального призначення і пакети програм з технологічною специфікою. Пакети загального призначення використовують для вирішення загальних математичних і технічних задач, а технологічні програми призначені для розв’язання задач, пов’язаних безпосередньо з виробництвом.

Для нормального функціонування САПР також має бути підготовлено необхідне інформаційне, лінгвістичне та організаційне забезпечення.

Інформаційне забезпечення – це сукупність єдиної системи класифікації та кодування технологічної і техніко-економічної інформації, уніфікованих систем документації та масивів інформації. Зберігання таких даних (опис нормативних таблиць, технологічних обмежень, комплектуючих елементів і вузлів) здійснюється в пам’яті машини.

Лінгвістичне забезпечення – це сукупність науково-технічних термінів та інших мовних чинників, що використовуються в САПР, а також правил формалізації природної мови, включаючи методи стиснення та розгортання текстів, для підвищення ефективності машинної обробки інформації та полегшення спілкування людини з машиною.

Організаційне забезпечення – це сукупність описів функціональної, технічної та організаційної структур, правил, інструкцій і регламентів проектування, що забезпечує задане функціонування САПР.

Об’єкти проектування у САПР подають у вигляді моделей – абстрактно поданих (математичних) або матеріально реалізованих (фізичних) систем, що відображають або відтворюють об’єкт. Модель заміщує об’єкт і дає про нього потрібну інформацію.

Математичні моделі базуються на однаковості математичного опису процесів у моделі та об’єктів. При цьому допускаються значні спрощення явищ (не беруться до уваги другорядні деталі).

Фізичні моделі, як правило, мають ту саму фізичну основу, що й об'єкт, проте в іншому масштабі.

Оскільки в процесі проектування більше половини всіх матеріалів подається в графічній формі, в САПР створюється окрема підсистема відображення графічних даних. Засоби і методи кодування та декодування графічної інформації називають *машинною графікою*.

Засобами зв'язку людини з ЕОМ є пристрій виведення інформації на електронно-променевоу трубку, який називається дисплеєм. У дисплеях відбувається декодування інформації, що надходить до ЕОМ, і перетворення її на зорову. На дисплей виводиться як алфавітно-цифрова, так і графічна інформація. Інколи дисплеї дають змогу не тільки спостерігати виведену інформацію, але й вводити вручну на ЕОМ додаткову інформацію за допомогою світлового пера, зокрема, графічної інформації. Дисплеї дають змогу здобувати на екрані малюнок, стирати окремі лінії, вносити поправки. Дисплеї бувають чорно-білими або кольоровими.

З питань автоматизації проектних робіт є багато літератури, проте досвід практичного використання САПР у проектних організаціях сільського спрямування поки що незначний. Застосування обчислювальної техніки у проектній справі дає можливість знаходити оптимальні рішення, отримувати потрібні характеристики системи, що проектується, за найменших витрат ресурсів та енергії. САПР забезпечує вибір засобів автоматизації та пристроїв відображення інформації, розрахунки, пов'язані з проектуванням силових і контрольних проводок, із визначенням показників надійності систем, що проектуються.

Машинні методи застосовуються під час складання кошторисів, специфікацій на прилади, засоби автоматизації і допоміжні матеріали. Нарешті за допомогою ЕОМ можна визначити оптимальні значення

настройок систем автоматичного керування і засобів захисту електрообладнання від аномальних режимів роботи.

Запитання для самоперевірки

1. Що таке проектування?
2. Яка мета проектування?
3. Які існують вихідні документи для проектних робіт?
4. Які данні повинно мати завдання з проектування?
5. Які основні нормативні документи з проектування ви знаєте?
6. Що таке стадійність проектування?
7. Які частини містить комплект робочих креслень?
8. Що таке автоматизація проектних робіт?

Список літератури

1. Бурбело, М. Й. Б91 Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990.-576 с.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию /Под ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987.– Т.1 – 580 с., Т.2 – 591 с.

Лекція №2

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Мета: Навчитися розраховувати навантаження мережі цеху.

План:

1. Розрахунок навантажень цехової мережі.
2. Розрахунок освітлювальних навантажень.
3. Приклади розрахунку електричних навантажень.

Під час розрахунку електричних навантажень в системі електропостачання, виділяють шість характерних рівнів (рис. 1.1), які відрізняються за характером електроспоживання і, відповідно, способом розрахунку.

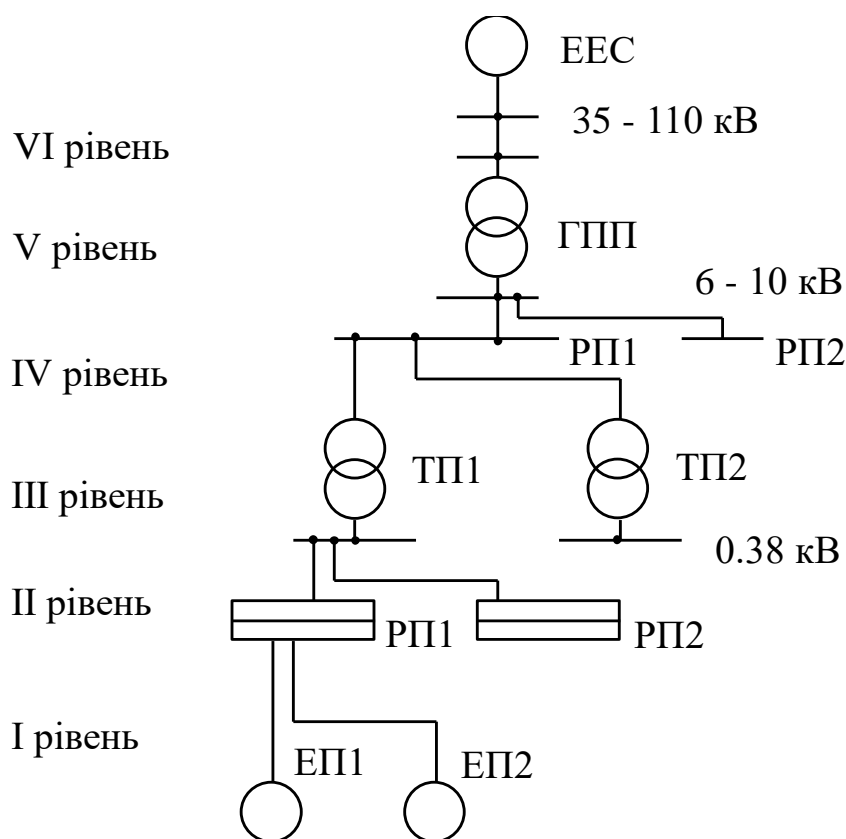


Рисунок 1.1 – Рівні електропостачання:

VI – лінії 110 (35) кВ;

V – шини ГПП 10 (6) кВ;

IV – шини РП 10 (6) кВ;

Ш – шини 0.38 кВ ТП;

П – розподільні щити, пункти, шинопроводи;

І – окремі електроприймачі.

Розрахунок електричних навантажень виконується знизу вгору в два етапи [1]: спочатку визначають навантаження цехів і підприємства в цілому, потім вибирають схеми електропостачання і визначають розрахункові навантаження для кожної конкретної лінії електропередач. Допускається спочатку скласти схему цехової мережі і на її основі виконати розрахунок електричних навантажень цехової мережі.

2.1 Розрахунок навантажень цехової мережі

Розрахункові навантаження окремих електроприймачів (ЕП) або ліній, від яких живляться два чи три ЕП (І рівень), приймаються рівними номінальним

$$P_M = P_N, \quad Q_M = P_M \operatorname{tg}\varphi_N,$$

де P_N – номінальна активна потужність ЕП;

$\operatorname{tg}\varphi_N$ – номінальний коефіцієнт реактивної потужності.

Номінальні величини визначають за паспортними даними ЕП. В разі відсутності паспортних даних, приймають $\operatorname{tg}\varphi_N = 0,75$ – для ЕП тривалого режиму роботи і $\operatorname{tg}\varphi_N = 0,87$ – для ЕП повторно-короткочасного.

Для ЕП повторно-короткочасного режиму номінальна потужність приводиться до тривалого режиму роботи

$$P_N = P_{\text{пасп.}} \cdot \sqrt{T_{\text{ПВ.пасп.}}},$$

де $P_{\text{пасп.}}$, $T_{\text{ПВ.пасп.}}$ – паспортні номінальна потужність і відносна тривалість повторного ввімкнення.

На II і III рівнях електропостачання використовують метод упорядкованих діаграм, розроблений Г.М. Каяловим [1,2].

ЕП кожного розподільного пункту або шинопровода поділяють на дві групи: ЕП зі змінним графіком навантаження (група А) і ЕП з практично постійним графіком навантаження (група Б).

Розрахункові навантаження визначають за формулами:

для групи А:

$$P_M = K_M \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi}, \quad Q_M = \begin{cases} 1,1 \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Ci} & \text{при } n_e \leq 10, \\ \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Ci} & \text{при } n_e > 10; \end{cases}$$

для групи Б:

$$P_M = K_M \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi}; \quad Q_M = K_M \cdot \sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Ci},$$

де K_M – коефіцієнт розрахункового максимуму активної потужності;
 n_e – ефективне число ЕП.

В табл. 1.1 та 1.2 [3] наведені значення коефіцієнта розрахункового максимуму відповідно для цехових мереж, що відповідають постійній часу нагрівання провідників $T_0 = 10$ хв. (II рівень електропостачання), та для цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів, що відповідають постійній часу нагрівання провідників $T_0 = 2,5$ год (III рівень електропостачання). Для кабельних ліній розподільних мереж напругою 10 (6) кВ, постійна часу нагрівання яких дорівнює 30 хв., (IV рівень електропостачання) коефіцієнт розрахункового максимуму приймається рівним одиниці.

Груповий коефіцієнт використання та ефективне число ЕП визначаються за формулами

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^n k_{Bi} \cdot P_{Hi}}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}}; \quad n_e = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{Hi} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}^2}.$$

Розраховане значення n_e округляється до найближчого меншого цілого числа.

Таблиця 1.1 – Значення коефіцієнтів розрахункового максимуму навантаження K_M для мереж живлення напругою до 1000 В ($T_0 = 10$ хв.)

n_e	Коефіцієнт використання								
	0.1	0.15	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8
1	8.00	5.33	4.00	2.67	2.00	1.60	1.33	1.14	1
2	6.22	4.33	3.39	2.45	1.98	1.60	1.33	1.14	1
3	4.06	2.89	2.31	1.74	1.45	1.34	1.22	1.14	1
4	3.24	2.35	1.91	1.47	1.25	1.21	1.12	1.06	1
5	2.84	2.09	1.72	1.35	1.16	1.16	1.08	1.03	1
6	2.64	1.96	1.62	1.28	1.14	1.13	1.06	1.01	1
7	2.49	1.86	1.54	1.23	1.2	1.10	1.04	1	
8	2.37	1.78	1.48	1.19	1.10	1.08	1.02	1	
9	2.27	1.71	1.43	1.16	1.09	1.07	1.01	1	
10	2.18	1.65	1.39	1.13	1.07	1.05	1		
12	2.04	1.56	1.32	1.08	1.05	1.03	1		
14	1.94	1.49	1.27	1.05	1.02	1			
16	1.85	1.43	1.23	1.02	1				
18	1.78	1.39	1.19	1					
20	1.72	1.35	1.16	1					
25	1.6	1.27	1.1	1					
30	1.51	1.21	1.05	1					
35	1.44	1.16	1						
40	1.4	1.13	1						
50	1.3	1.07	1						
60	1.25	1.03	1						
80	1.16	1							
100	1								

Таблиця 1.2 – Значення коефіцієнтів розрахункового максимуму навантаження K_M на шинах НН цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів напругою до 1000 В ($T_0 = 2,5$ год.)

n_e	Коефіцієнт використання							
	0.1	0.15	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	≥ 0.7
1	8.00	5.33	4.00	2.67	2.00	1.60	1.33	1.14
2	5.01	3.44	2.69	1.9	1.52	1.24	1.11	1
3	2.4	2.17	1.8	1.42	1.23	1.14	1.08	1
4	2.28	1.73	1.46	1.19	1.06	1.04	1	0.97
5	1.31	1.12	1.02	1.0	0.98	0.96	0.94	0.93
6-8	1.2	1.0	0.96	0.95	0.94	0.93	0.92	0.91
9-10	1.1	0.97	0.91	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
10-25	0.8	0.8	0.8	0.85	0.85	0.85	0.9	0.9
25-50	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.8	0.85	0.85
>50	0.65	0.65	0.65	0.7	0.7	0.75	0.8	0.8

Ефективне число ЕП можна визначити за наближеними формулами:

$$n_e \approx \begin{cases} n & \text{при } m \leq 3, \text{ або при } n_e > n; \\ \frac{2P_H}{P_{H.\text{найб}}} & \text{при } m > 3 \text{ і } K_B \geq 0,2, \end{cases}$$

де P_H – номінальна потужність всіх ЕП; m – відношення номінальних потужностей найбільшого і найменшого за потужністю ЕП.

Піковий (пусковий) струм:

$$I_{\Pi} = I_M - k_B I_{H.\text{найб}} + I_{п.\text{найб}},$$

де $I_{H.\text{найб}}$, $I_{п.\text{найб}}$ – номінальний і піковий струми ЕП, з найбільшим піковим струмом. У разі відсутності заводських даних пусковий струм асинхронного електродвигуна з короткозамкнутим ротором або син-

хронного двигуна може бути прийнятий рівним п'ятикратному номінальному; пусковий струм двигуна постійного струму або асинхронного з фазним ротором повинен прийматися не нижчим від 2,5-кратного номінального струму; піковий струм пічних і електрозварювальних трансформаторів – не меншим від 3-кратного номінального (без приведення до $T_{ПВ} = 100\%$).

Розрахунок навантажень виконується в таблиці форми Ф636-92 (табл. 1.3).

2.2 Розрахунок освітлювальних навантажень

Визначення освітлювальних навантажень виконується після повного світлотехнічного розрахунку, вибору типу та числа світильників. Це предмет спеціального розгляду.

Разом з тим, з метою спрощення на всіх етапах проектування дозволяється замість повного розрахунку користуватися таблицями питомої потужності. При цьому враховується площа приміщення, його висота, точність виконуваної роботи, характер відбивання поверхонь.

Послідовність визначення розрахункового навантаження освітлення за питомою потужністю така:

а) визначають розряд роботи за точністю; вибирають систему освітлення; вибирають тип джерела світла; вибирають освітлювальну арматуру; визначають необхідну освітленість [4];

б) визначають питому потужність освітлення [5];

в) визначають розрахункову потужність за методом коефіцієнта попиту з урахуванням втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі.

Таблиця 1.3 – Розрахунок електричних навантажень (Форма Ф 636 - 92)

Вихідні дані				Розрахункові величини			Ефективне число ЕП n_e	Коефіцієнт розрахункового навантаження, K_M	Розрахункова потужність			Розрахунковий струм, А I_M		
за завданням технологів		за довідниковими даними		$K_B \cdot P_H$	$K_B \cdot P_H \cdot \text{tg}\varphi$	$n \cdot p_H^2$			активна, кВт P_M	реактивна, квар Q_M	повна, кВА S_M			
Найменування ЕП	Кількість ЕП, шт	Номінальна потужність, кВт	Коефіцієнт використання, K_B										Коефіцієнт потужності $\cos\varphi/\text{tg}\varphi$	
1	2	Одного ЕП p_H	Загальна $P_H = n \cdot p_H$	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Примітки:

1. Розряд роботи за точністю залежить від мінімального розміру об'єкта, який необхідно розрізняти. Роботи найвищої точності (коли необхідно розрізняти об'єкти розміром до 0,15 мм) відносять до I розряду;

2. При проектуванні електричного освітлення приміщень використовують: систему загального освітлення з рівномірним або локалізованим розміщенням світильників; систему комбінованого освітлення, яка складається з загального і місцевого освітлення. Вибір системи освітлення залежить від характеру виробництва;

3. При виборі джерела світла перевагу краще віддавати люмінесцентним лампам або газорозрядним лампам високого тиску ДРЛ, НЛВД, ДРИ, які мають високу світлову віддачу, більш правильну кольоропередачу, великий термін служіння. Недоліки люмінесцентних ламп: працюють при плюсовій температурі; пульсації світлового потоку, стробоскопічний ефект, підвищена зона зорового комфорту (150-200 лк – для ЛБ і 300 – 500 лк – для ЛД), тоді як для ламп розжарювання – 30–50 лк. Лампи високого тиску доцільно застосовувати у виробничих приміщеннях VI, VIII і IX розрядів, в приміщеннях з високою стелею для зовнішнього освітлення;

4. При виборі освітлювальної арматури треба враховувати характер середовища (вологість, запиленість і т. п.);

5. Необхідну освітленість визначають за розрядом роботи, в залежності від вибраної системи освітлення і типу світильників з таблиць і з врахуванням коефіцієнта запасу для випадку запилених, задимлених та ін приміщень. Аварійне освітлення нормується 0,5 лк;

6. Після цього, за таблицями знаходять питому потужність освітлення, P_0 ;

7. Розрахункову потужність освітлення визначають за формулою

$$P_{M.O} = K_{П.О} \cdot K_{ГПРА} \cdot P_0 \cdot F,$$

де $K_{П.О}$ – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження;
 $K_{ПРА}$ – коефіцієнт втрат потужності в пускорегулювальній апаратурі;

F – площа приміщення.

Коефіцієнти:

$$K_{ПРА} = \begin{cases} 1,1 - \text{ДРЛ}; \\ 1,2 - \text{люмінісцентні- стартерні}; \\ 1,3 - 1,35 - \text{люмінісцентні- безстартерні}; \end{cases}$$
$$K_{П} = \begin{cases} 0,95 - \text{великі виробничі приміщення}; \\ 0,8 - \text{порівняно невеликі виробничі приміщення}; \\ 0,6 - \text{склади, підстанції}; \\ 1,0 - \text{аварійне освітлення}. \end{cases}$$

1.3 Розрахунок навантаження підприємства

На III, IV і вищих рівнях електропостачання розрахункові активна та реактивна потужності силового обладнання цеху можуть бути визначені за методом коефіцієнта попиту

$$P_{M.C} = K_{П} P_{H}, \quad Q_{M.C} = P_{M} \operatorname{tg} \varphi_{C},$$

Можуть також використовуватися методи питомого електроспоживання, питомої електроємності продукції та інші.

Розрахункові потужності k -го цеху дорівнюють сумі розрахункових потужностей силового та освітлювального навантажень

$$P_{M.k} = P_{M.C} + P_{M.O}, \quad Q_{M.k} = Q_{M.C} + Q_{M.O}.$$

Розрахункові максимальні навантаження підприємства визначають з виразів

$$P_M = K_O \left(\sum_{k=1}^N P_{M.k} + P_{M.ц.к} + P_{M.з} \right); \quad Q_M = K_O \left(\sum_{k=1}^N Q_{M.k} + Q_{M.ц.к} + Q_{M.з} \right),$$

де $P_{M.k}, Q_{M.k}$ – розрахункові максимальні навантаження ТП або цехів;

N – число ТП або цехів;

$P_{M.ц}, Q_{M.ц}$ – розрахункове максимальне навантаження загальноцехових ЕП високої напруги 10(6) кВ, які приєднані безпосередньо до РП 10(6) кВ.

K_O – коефіцієнт одночасності максимумів навантаження;

$P_{M.з}, Q_{M.з}$ – розрахункові максимальні навантаження загальнозаводських ЕП і цехових трансформаторних підстанцій, приєднаних безпосередньо до ГПП, ПГВ.

В табл. 1.4 наведені дані коефіцієнта одночасності електричних навантажень.

Таблиця 1.4 – Значення коефіцієнта одночасності K_O для визначення розрахункового навантаження на шинах 6(10) кВ РП і ГПП

Середньозважений коефіцієнт використання	Кількість приєднань 6 (10) кВ на збірних шинах 6 (10) кВ РП і ГПП			
	2 – 4	5 – 8	9 – 25	> 25
$K_B < 0.3$	0.9	0.8	0.75	0.7
$0.3 \leq K_B < 0.5$	0.95	0.9	0.85	0.8
$0.5 \leq K_B \leq 0.8$	1.0	0.95	0.9	0.85
$K_B > 0.8$	1.0	1.0	0.95	0.9

Для загальноцехових ЕП, з практично незмінним графіком навантаження (компресори, насоси і т.д.), максимальні навантаження $P_{M.ц}, Q_{M.ц}$ приймаються рівними середнім навантаженням, а для ЕП зі змінним графіком навантаження розрахунок $P_{M.ц}, Q_{M.ц}$ виконується з використанням графіків роботи технологічного обладнання.

Реактивна потужність, яка може бути спожита з енергосистеми в години великих навантажень (на шинах 6, 10 кВ ГПП, ПГВ), визначається таким чином:

$$Q_{1e} = a \cdot P_M,$$

де $a = \{0,15; 0,25; 0,30; 0,40\}$ – для підстанцій з напругою відповідно 10, 35, 110 і 220(330) кВ.

Необхідна потужність компенсувальних пристроїв визначається з нерівності

$$Q_{ку} \geq Q_M - Q_{1e}$$

Втрати реактивної потужності для двох трансформаторів ГПП оцінюються наближено

$$\Delta Q_T \approx 0,14 \sqrt{P_M^2 + Q_{1e}^2}.$$

2.3 Приклади розрахунку електричних навантажень

В табл. 1.5 наведений приклад заповнення розрахункової таблиці за формою Ф636-92 для визначення навантажень цехової мережі.

Розрахункові струми на 1 рівні електропостачання, наприклад ЕП1, визначаються за формулою:

$$I_M = \frac{P_H}{\sqrt{3} U_H \cos \varphi_H \cdot \eta_H} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,92} = 36,7 \text{ А};$$

де η_H – номінальне значення коефіцієнта корисної дії ЕП.

Значення розрахункових струмів кожного конкретного ЕП визначаються в п. 5.1 і в табл.1.5 не заносяться.

Розрахункові навантаження РП або ШР визначаються в такій послідовності: Для ЕП групи А, наприклад, ШР1

$$K_B = \frac{\sum k_B P_H}{\sum n P_H} = \frac{82,2}{436} = 0,19;$$

$$n_e = \frac{(\sum k_B P_H)^2}{\sum n P_H^2} = \frac{436^2}{14332} = 13.$$

В табл. 1.1 знаходять $K_M = 1.27$ і обчислюють

$$P_M = K_M K_B P_H = 1,27 \cdot 82,2 = 104,4 \text{ кВт};$$

$$Q_M = 1,0 K_B P_H \text{tg}\varphi = 1 \cdot 97,4 = 97,4 \text{ квар};$$

Знаходять розрахункові навантаження P_M , Q_M ЕП групи Б, підсумовують отримані значення і визначають S_M та I_M в цілому для РП або ШР.

Такої ж послідовності дотримуються і при визначенні розрахункових навантажень P_M , Q_M , S_M , I_M і в цілому по цеху.

Розрахункові навантаження цеху, що відповідають постійній часу $T_0 = 2,5$ год. і використовуються для вибору цехових трансформаторів та магістральних шинопроводів, визначаються в такій послідовності:

а) розраховують навантаження цеху в цілому

$$K_B = \frac{\sum k_{Bi} P_{Hi}}{\sum P_{Hi}} = \frac{526,4}{2330} = 0,23;$$

$$n_e = \frac{(\sum P_{Hi})^2}{\sum P_{Hi}^2} = \frac{2330^2}{96388} = 56;$$

б) з таблиці 1.2 знаходять значення $K_M = 0,85$. Розрахункові навантаження на шинах 0,38 кВ ТП

$$P_M = K_M K_B P_H = 0,7 \cdot 752 = 526,4 \text{ кВт};$$

$$Q_M = K_M K_B P_H \text{tg}\varphi = 0,7 \cdot 637 = 446 \text{ квар};$$

$$S_M = \sqrt{(P_M^2 + Q_M^2)} = \sqrt{526,4^2 + 446^2} = 690 \text{ кВА}.$$

В табл. 1.6 наведений приклад розрахунку навантажень підприємства.

Таблиця 1.5 – Розрахунок силового навантаження цехової мережі

Найменування ЕП	n , шт	P_H , кВт	nP_H , кВт	K_B	$\text{tg}\varphi$	$nP_H K_B$, кВт	$nP_H K_B \text{tg}\varphi$ квар	nP_H^2	n_e	K_M	P_M , кВт	Q_M , квар	S_M , кВА	I_M , А
ШР1														
Шліфувальний верстат (1-4)	4	20	80	0,15	1,33	12	16	1600						
Свердлильний верстат (5-6)	2	14	28	0,12	1	3,4	3,4	392						
Фугувальний верстат (9-12)	4	42	168	0,15	1,33	25,2	33,5	7056						
Циркулярна пила (13)	1	36	36	0,3	1,52	10,8	16	1896						
Прес (16)	1	20	20	0,5	0,75	10	7,5	400						
Полірувальний верстат (24)	1	40	40	0,2	1	8	8	1600						
Фрезерний верстат (26-27)	2	32	64	0,2	1	12,8	13	2048						
Всього групи А	15		436	0,19		82,2	97,4	14332	14	1,27	104,4	97,4	142,8	217
Вентилятор (36)	1	20	20	0,65	0,75	13	10				13	10		
Всього ШР1	16		456			92,5	107,4				117,4	107,4	159,1	242
ШР2 (аналогічно)														
ШР3 (аналогічно)														
Крупні ЕП, що живляться від ТП														
Зварюв. тр-р 40% (30-31)	2	100	200	0,2	3	40	120							
Сушильна шафа (7-8)	2	120	240	0,8	–	192	–							
Всього групи А	31		1030	0,28		292	422	46588	17	1,03	301	422		
Всього групи Б	6		300			234	24				234	24		
Всього навантаження цеху	37		2330	0,32		752	657	96388	56	0,7	526,4	446	690	

Таблиця 1.6 – Розрахунок навантажень підприємства

Споживачі	Силове навантаження						Освітлювальне навантаження					Всього		
	P_H , кВт	$K_{П}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	P_{MC} , кВт	Q_{MC} , квар	$F, \text{м}^2$	$P_{\text{Пит.о}}$	$P_{\text{НО}}$, кВт	$K_{\text{ПО}}$	$P_{\text{МО}}$, кВт	P_M , кВт	Q_M , квар	S_M , кВА
1.Прядильний	1460	0,4	0,83	0,67	584	392	22194	0,016	355	0,85	301	885	392	968
2.Ткацький	6000	0,2	0,78	0,8	1200	962	13420	0,016	214	0,85	182	1382	962	1684
3.Фарбувальний	1360	0,4	0,76	0,86	544	465	15209	0,016	243	0,85	206	750	465	883
4.Швейна фабрика	1460	0,4	0,8	0,75	584	438	23975	0,016	383	0,85	326	910	438	1009
5.Ливарний	1300	0,6	0,9	0,48	780	377	2655	0,012	31	0,85	27	807	377	891
6.Котельня	600	0,6	0,85	0,62	360	223	116	0,015	1,74	0,85	1,5	361,5	223	424
7.Механічний	960	0,4	0,6	1,33	384	512	5925	0,012	71,1	0,95	67	451	512	682
8.Інструментальний	180	0,6	0,68	1,08	108	116	4004	0,012	48	0,95	45	153	116	192
9.Столярний	1330		0,72	0,96	526,4	446	6300	0,012	75,6	0,95	71	606	446	753
10.Заводоуправління	186	0,6	0,85	0,62	111	69	8496	0,016	135	0,9	122	233	69	243
11.Гараж	220	0,45	0,85	0,62	99	61	8784	0,015	131	1	131	230	61	238
12.Склад готових виробів	90	0,6	0,85	0,62	54	33	10920	0,011	120	0,6	72	126	33	130
13.Компресорна 0,38 кВ							116	0,015	1,74	0,85	1,5	1,5		
Всього по підприємству 0,38кВ	15236				5395	4098	121998		1812		1557	6900	4098	8105
13. Компресорна 10 кВ	800	0,6	0,9	0,48	480	230						480	230	532
Всього по підприємству	16036				5875	4328	121998		1812		1557	7380	4328	8556

Контрольні запитання

1. Як виконується розрахунок навантажень?
2. Записати формулу ефективного числа ЕП.
3. Яка послідовність визначення розрахункового навантаження освітлення за питомою потужністю
4. Що потрібно враховувати при виборі освітлюваної арматури.
5. Які методи можуть використовуватися для питомого електроспоживання?

Список літератури

1. Бурбело, М. Й. Б91 Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Указания по расчету электрических нагрузок (РТМ 36.18.32.4-92)- М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992.
4. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию /Под ред. А.А. Федорова. – М.: Энергоатомиздат, 1987.– Т.1 – 580 с., Т.2 – 591 с.

Лекція №3

ВИБІР І РОЗМІЩЕННЯ ПІДСТАНЦІЙ

Мета: Навчитися розраховувати потужності трансформаторів ГПП та вибір розміщення підстанцій.

План:

1. Розрахунок потужності трансформаторів ГПП.
2. Вибір цехових ТП.
3. Вибір місць для розміщення підстанцій.

3.1 Розрахунок потужності трансформаторів ГПП

На ГПП звичайно встановлюють два однакових трансформатори такої потужності, щоб у разі виходу з ладу одного з них, другий трансформатор забезпечив роботу основних споживачів на період відновлення пошкодженого. При цьому враховується як перевантажувальна здатність трансформаторів, так і можливість обмеження споживачів без збитків для основної діяльності підприємства. Встановлення на підстанції одного трансформатора дозволяється у випадку, якщо буде забезпечена необхідна надійність електропостачання.

Споживачі I категорії повинні житися від двох незалежних джерел з автоматичним увімкненням резервного живлення. Тому для таких підприємств обов'язково передбачається встановлення двох трансформаторів.

Для споживачів II і III категорій установка одного трансформатора допустима, якщо можливим є забезпечення живлення основних споживачів від резервного джерела, наприклад, на напрузі 6, 10 кВ.

Потужність трансформаторів ГПП визначається на основі очікуваного навантаження на розрахунковий період тривалістю 5 років. Вибір трансформаторів виконується з урахуванням допустимого навантаження в нормальному режимі та при аварійних перевантаженнях.

Необхідну номінальну потужність трансформаторів визначають для однострансформаторних підстанцій за формулою [6]:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq S_{\text{СМ}} \approx (0,75 \div 0,8)S_{\text{М}},$$

де 0,75–0,8 – значення коефіцієнта заповнення графіка навантаження найбільш завантаженої зміни підприємств, отримані на основі статистичного обстеження підстанцій різних підприємств. Вибраний трансформатор перевіряється на допустимість систематичних перевантажень в години максимальних навантажень.

Номинальну потужність трансформаторів двотрансформаторних підстанцій вибирають з умови

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq (0,5 \div 0,7)S_{\text{М}}.$$

Вибрані трансформатори перевіряють на можливість роботи в умовах аварійних перевантажень при відключенні одного з них.

Навантажувальна здатність трансформаторів регламентується ГОСТ 14209–85, згідно з яким:

а) допускаються такі систематичні перевантаження трансформаторів, за яких температура масла не перевищить $\Theta_{\text{М.МАХ}} = 95^{\circ}\text{C}$, а температура найбільш нагрітої точки обмотки не перевищує $\Theta_{\text{ННТ.МАХ}} = 140^{\circ}\text{C}$;

б) допускаються такі аварійні перевантаження трансформаторів, за яких температура масла перевищить $\Theta_{\text{М.МАХ}} = 115^{\circ}\text{C}$, а температура найбільш нагрітої точки обмотки не перевищує $\Theta_{\text{ННТ.МАХ}} = 160^{\circ}\text{C}$;

в) допускаються такі навантаження, за яких знос виткової ізоляції не перевищить нормального зносу, який відповідає базовим температурам $\Theta_{\text{М.НОМ}} = 75^{\circ}\text{C}$; $\Theta_{\text{ННТ.НОМ}} = 98^{\circ}\text{C}$ (для виткової ізоляції класу А за нагрівостійкістю) і при якому термін служби трансформатора становить 25 років.

Температуру масла в верхніх шарах, де вона найбільша, для усталеного навантаження можна розрахувати за формулою:

$$\Theta_M = \Theta_{\text{ОХЛ}} + \Theta_{\text{М.НОМ}} \left(\frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^x$$

де $\Theta_{\text{ОХЛ}}$ – температура навколишнього середовища;

$\Theta_{\text{М.НОМ}}$ – номінальне перегрівання масла ($\Theta_{\text{М.НОМ}} = 55^\circ\text{C}$);

K – коефіцієнт завантаження;

d, x – емпіричні коефіцієнти ($d = 5$; $x = 0,9$ – для трансформаторів з системами охолодження М та Д; та $x = 1$ – для трансформаторів з системами охолодження ДЦ та Ц).

Максимальне значення температури масла під час перевантаження трансформатора тривалістю h

$$\Theta_{\text{М.}h} = \Theta_{\text{М.}K1} e^{-\frac{h}{\tau}} + \Theta_{\text{М.}K2} \left(1 - e^{-\frac{h}{\tau}} \right),$$

де τ – постійна часу нагрівання масла ($\tau = 3$ год. – для трансформаторів з системами охолодження М та Д; $\tau = 2$ год. – для трансформаторів з системами охолодження ДЦ та Ц).

Температура найбільш нагрітої точки обмотки визначається за формулою:

$$\Theta_{\text{ННТ}} = \Theta_M + \Theta_{\text{ННТ.НОМ}} \cdot K^y,$$

де $\Theta_{\text{ННТ.НОМ}}$ – номінальне перегрівання обмотки ($\Theta_{\text{ННТ.НОМ}} = 23^\circ\text{C}$);

y – емпіричний коефіцієнт ($y = 1,6$ – для трансформаторів з системами охолодження М та Д; $y = 1,4$ – для трансформаторів з системами охолодження ДЦ та Ц).

В ГОСТі 14209-85 встановлені допустимі систематичні та аварійні перевантаження, значення і тривалість яких залежать від температури повітря, системи охолодження трансформатора і його попереднього навантаження (табл. 2.1 – 2.3).

Середні орієнтовні значення температури для різних міст наведені в ГОСТі

14209-85. Для Вінниці середня річна температура становить плюс 10,7 °С, зимова – мінус 4,9 °С, літня – плюс 17,8 °С.

Таблиця 2.1 – Максимально допустимі систематичні перевантаження при температурі повітря плюс 10 °С

h, ГОД	Трансформатори типу М та Д								Трансформатори типу ДЦ							
	при значеннях $K_1=0,25\div 1,0$								при значеннях $K_1=0,25\div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,84</u>	<u>1,74</u>	<u>1,69</u>	<u>1,67</u>	<u>1,64</u>	<u>1,61</u>	<u>1,57</u>	<u>1,52</u>	1,44
1,0	+	+	+	<u>2,00</u>	<u>1,94</u>	<u>1,86</u>	<u>1,76</u>	<u>1,60</u>	<u>1,57</u>	<u>1,55</u>	<u>1,54</u>	<u>1,52</u>	1,49	1,46	1,42	1,35
2,0	<u>1,76</u>	<u>1,73</u>	<u>1,70</u>	<u>1,67</u>	<u>1,63</u>	<u>1,58</u>	<u>1,51</u>	1,40	1,41	1,40	1,39	1,38	1,36	1,34	1,31	1,26
4,0	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39	1,36	1,32	1,25	1,28	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24	1,22	1,19
6,0	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,20	1,21	1,21	1,21	1,20	1,20	1,19	1,18	1,15
8,0	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,20	1,17	1,18	1,18	1,17	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13
12,0	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16	1,15	1,13	1,14	1,14	1,14	1,13	1,13	1,13	1,12	1,11
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

Примітка: підкреслені навантаження і навантаження позначені +(2,0) допустимі при погодженні з підприємствами – виготовлювачами трансформаторів.

Таблиця 2.2 – Допустимі аварійні перевантаження трансформаторів незалежно від K_1

h, год	Трансформатори типу М та Д, °С							Трансформатори типу ДЦ, °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4
1,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,4	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3
2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3
4,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
6,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
12,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2

Таблиця 2.3 – Допустимі аварійні перевантаження трансформаторів при $K_1=0,8$

h , год	Трансформатори типу М та Д, °С							Трансформатори типу ДЦ, °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4
2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3
4,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3
6,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
12,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2

Під час визначення допустимого аварійного перевантаження для трансформаторів з номінальною напругою 220 кВ і вище вводиться поправка на температуру охолоджувального середовища - додається 20 °С.

Якщо відсутній графік навантаження трансформатора, то час його аварійного перевантаження, незалежно від температури охолоджувального середовища, визначається за двоступеневим графіком з коефіцієнтом попереднього навантаження не вищим ніж 0,95 і коефіцієнтом перевантаження 1,4. В такому режимі трансформатор може працювати не більше п'яти діб з тривалістю перевантаження, що не перевищує 6 годин. За наявності графіка навантаження, його перетворення в еквівалентний двоступінчастий графік та визначення коефіцієнтів попереднього навантаження K_1 і перевантаження K_2 виконується в такій послідовності:

а) на графіку очікуваного навантаження проводять лінію номінальної потужності трансформатора $S_{ном.т}$;

б) за перетином лінії номінальної потужності з графіком навантаження виділяють інтервал часу перевантаження тривалістю h ;

в) розраховують коефіцієнти початкового навантаження і перевантаження за формулами

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.Т}}} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}}, \quad K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.Т}}} \sqrt{\frac{\sum S_j^2 \cdot \Delta h_j}{\sum \Delta h_j}},$$

де S_i – потужність навантаження на і-й сходинці графіка ($S_i \leq S_{\text{НОМ.Т}}$);
 S_j – потужність навантаження на j-й сходинці графіка ($S_j > S_{\text{НОМ.Т}}$);
 $\sum \Delta h_j = h^{\wedge}$ – тривалість перевантаження;

г) отримане значення K'_2 порівнюють з K_{max} графіка навантаження $K_{\text{max}} = S_M(S_{\text{НОМ.Т}})$; якщо $K'_2 \geq 0,9K_{\text{max}}$, то приймають $K_2 = K'_2$ і $h = h^{\wedge}$; якщо $K'_2 < 0,9K_{\text{max}}$, то приймають $K_2 = 0,9K_{\text{max}}$, а тривалість перевантаження в цьому випадку корегують за формулою:

$$h = \frac{(K'_2)^2 h^{\wedge}}{(0,9K_{\text{max}})^2}.$$

2.2 Вибір цехових ТП

При визначенні числа і потужності трансформаторів цехових ТП враховують:

- а) надійність електропостачання, зокрема для споживачів I категорії доцільно використовувати двотрансформаторні ТП;
- б) економічність цехових і заводської мереж;
- в) доцільність уніфікації підстанцій (однотипність підстанцій забезпечує можливість використання меншого числа резервних трансформаторів).

Потужність трансформаторів однострансформаторних ТП визначають з умов допустимості систематичних перевантажень

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{S_{\text{М}}}{N},$$

де $S_{\text{М}}$ – розрахункова потужність на шинах 0,4 кВ ТП (рівень III);

N – число підстанцій.

Потужність трансформаторів двотрансформаторних ТП вибирають з умови допустимості післяаварійних перевантажень

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{S_{\text{М}}}{N \cdot 2 \cdot k_3},$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів приймають рівним 0,7÷0,75 – при переважанні споживачів I категорії і 0,8 ÷ 0,85 – при переважанні споживачів II, III категорій.

Потужність і число цехових ТП істотно впливають на техніко-економічні показники як заводської, так і цехових мереж. Встановлено, що при виборі вирішальним є вплив цехових мереж.

На основі експериментальних досліджень обґрунтовано, що номінальну потужність цехових ТП доцільно вибирати за питомою густиною навантаження на 1 м² площі цеху ($S_{\text{ПИТ}}$). При $S_{\text{ПИТ}} < 0,4$ кВ·А/м² більш раціональним є використання однострансформаторних ТП. Інтервали економічних потужностей трансформаторів

$$S_{\text{НОМ.Т}} = \begin{cases} 630, 1000 & \text{кВ} \cdot \text{А} & \text{якщо} & S_{\text{ПИТ}} < 0,2 & \text{кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2; \\ 1600 & \text{кВ} \cdot \text{А} & \text{якщо} & S_{\text{ПИТ}} = 0,2 \div 0,3 & \text{кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2; \\ 2500 & \text{кВ} \cdot \text{А} & \text{якщо} & S_{\text{ПИТ}} = 0,3 \div 0,4 & \text{кВ} \cdot \text{А}/\text{м}^2. \end{cases}$$

При $S_{\text{ПИТ}} > 0,4$ кВ·А/м² доцільно застосовувати двотрансформаторні підстанції незалежно від категорії надійності електропостачання.

Виходячи з цього, рекомендується така послідовність визначення числа і потужності ТП:

а) визначають економічний ступінь потужності трансформаторів $S_{\text{НОМ.Т}}$ в залежності від густини навантаження ($S_{\text{ПИТ}} = S_{\Sigma}/F_{\Sigma}$, де S_{Σ} – сумарне навантаження цехів при напрузі 0,38 кВ ($S_{\Sigma} = \sum S_{\text{М.к}}$));

б) визначають економічне число підстанцій за формулами

$$N_{\text{ек}} \geq \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{НОМ.Т}}} \text{ або } N_{\text{ек}} \geq \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \cdot k_3};$$

в) розподіляють ТП між цехами і визначають їх фактичні коефіцієнти завантаження.

2.3 Вибір місць для розміщення підстанцій

Для вибору місць розташування підстанцій будується картограма і визначається центр електричних навантажень підприємства. Картограму навантажень будують на кресленні генерального плану підприємства. Навантаження кожного з цехів зображається кругом, площа якого пропорціональна розрахунковій активності потужності

$$P_{\text{Мк}} = \pi \cdot r_k^2 m_p,$$

де

r_k – радіус круга;

m_p – масштаб побудови.

При графічній побудові центр круга суміщують з геометричним центром зображеного на генплані контуру цеха. Масштаб вибирають таким, щоб побудована картограма наглядно відображала співвідношення потужностей цехів.

Координати центра електричних навантажень (ЦЕН) знаходять за

формулами

$$x_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_{Mk} x_k}{\sum_{k=1}^N P_{Mk}}, \quad y_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_{Mk} y_k}{\sum_{k=1}^N P_{Mk}},$$

де x_k, y_k – координати геометричних центрів об'єктів на генплані підприємства;

N – число об'єктів (цехів).

У випадку рівномірного розподілу навантажень при розміщенні головної понижувальної підстанції в ЦЕН, витрати на спорудження заводської мережі будуть мінімальними.

При розміщенні ГПП необхідно мати на увазі, що для повітряної лінії 110 кВ потрібний коридор шириною 30 м, а також вільна площа для спорудження самої підстанції. Ширина коридору може бути зменшена, якщо для передавання електроенергії по території підприємства застосовувати маслонаповнені кабельні лінії високої напруги [7]. Для прокладання кабельних ліній 110 кВ потрібен коридор шириною 5 м.

В деяких випадках економічно доцільним є використання принципу розбиття (подрібнення), згідно з яким споруджуються не одна, а дві ГПП або використовують підстанції глибоких вводів ПГВ, які розміщують в ЦЕН окремих виробництв підприємства.

Підприємства невеликої потужності живляться напругою 10(6) кВ. Оскільки напруга зовнішньої і внутрішньої заводських мереж однакова, то для приймання і розподілення електроенергії споруджують центральну розподільну підстанцію (ЦРП) напругою 10(6) кВ. ЦРП розміщують таким чином, щоб не було зворотних перетоків енергії.

2.4 Приклади вибору та розміщення підстанцій

Приклад 2.1 Для трансформатора ТМН – 6300/110 розрахувати температуру масла і найбільш нагрітої точки обмотки під час навантаження $K_2 = 1,42$, якщо коефіцієнт попереднього навантаження $K_1 = 0,8$, тривалість навантаження $h = 6$ год., температура навколишнього середовища $\Theta_{\text{ОХЛ}} = 20^\circ\text{C}$.

Розв’язування. Температура масла в усталених режимах навантаження:

$$\Theta_{\text{М.К1}} = \Theta_{\text{ОХЛ}} + \Theta_{\text{М.НОМ}} \left(\frac{1 + dK_1^2}{1 + d} \right)^x = 20 + 55 \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,8^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 59,9^\circ\text{C};$$

$$\Theta_{\text{М.К2}} = \Theta_{\text{ОХЛ}} + \Theta_{\text{М.НОМ}} \left(\frac{1 + dK_2^2}{1 + d} \right)^x = 20 + 55 \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,8^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 115,5^\circ\text{C}.$$

Максимальне значення температури масла за тривалістю перевантаження $h = 6$ год. становить:

$$\Theta_{\text{М.}h} = \Theta_{\text{М.К1}} e^{-\frac{h}{\tau}} + \Theta_{\text{М.К2}} \left(1 - e^{-\frac{h}{\tau}} \right) = 59,9 e^{-\frac{6}{3}} + 115,5 \left(1 - e^{-\frac{6}{3}} \right) = 108,0^\circ\text{C}.$$

Температура найбільш нагрітої точки обмотки:

$$\Theta_{\text{ННТ.}h} = \Theta_{\text{М.}h} + \Theta_{\text{ННТ.НОМ}} \cdot K_2^y = 108,0 + 23 \cdot 1,42^{1,6} = 148,3^\circ\text{C}.$$

Згідно з ГОСТ 14209–85 для післяаварійних режимів такі температури допустимі.

Приклад 2.2 Вибрати трансформатори ГПП 35/6 кВ підприємства. Розрахункове максимальне навантаження $S_M = 5,26$ МВ·А.

Розв’язування. Номінальна потужність трансформаторів двотрансформаторної ГПП:

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq (0,5 \div 0,7) S_M = (0,5 \div 0,7) 5,26 = 2,63 \div 3,68 \text{ МВ·А.}$$

Вибираємо трансформатори ТМН-4000/35 - 2 шт [1].

Перевіримо допустимість аварійного перевантаження під час виходу з ладу одного трансформатора. Для цього використаємо типовий графік навантаження, який зображено на рис. 2.1.

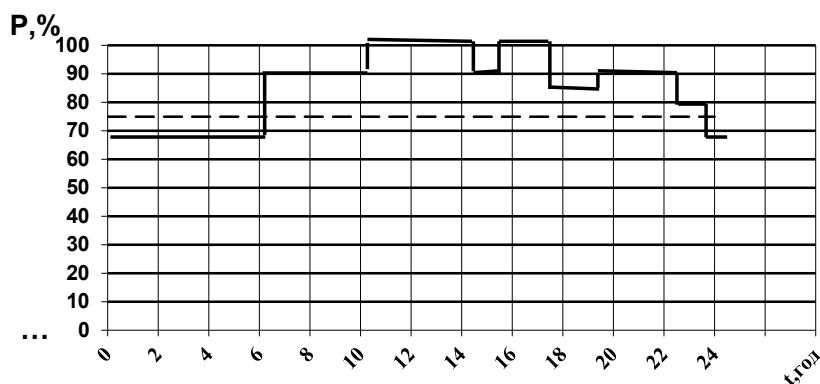


Рисунок 2.1 – Добовий графік навантаження для робочого дня

Проведемо лінію номінального навантаження

$$S_{\text{НОМ.Т \%}} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{S_{\text{М}}} \cdot 100 = \frac{4}{5,26} \cdot 100 = 76\% .$$

З графіка випливає, що тривалість перевантаження $h' = 17$ год. Визначимо коефіцієнт початкового навантаження

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ.Т}}} \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum \Delta t_i}} = \frac{1}{76} \sqrt{\frac{70^2 \cdot 7}{7}} = 0,92.$$

Коефіцієнт перевантаження (середньоквадратичне значення)

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{НОМ.Т}}} \sqrt{\frac{\sum S_j^2 \cdot \Delta h_j}{\sum \Delta h_j}} = \frac{1}{76} \sqrt{\frac{100^2 \cdot 6 + 90^2 \cdot 8 + 85^2 \cdot 2 + 80^2 \cdot 1}{17}} = 1,22.$$

Максимальне навантаження

$$K_{\text{МАХ}} = \frac{S_{\text{М}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{5,26}{4,0} = 1,315.$$

Оскільки $K_2 > 0,9$ $K_{\text{МАХ}} = 0,9 \cdot 1,315 = 1,18$, то приймаємо $K_2 = K_2' = 1,22$ і $h = h' = 17$ год.

Порівнюючи значення K_2 з допустимими перевантаженнями, наведеними в табл. 2.2, можна зробити висновок про допустимість аварійних перевантажень

вибраних трансформаторів.

Номинальна потужність трансформатора однострансформаторної ГПП вибирається з умови

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq (0,75 \div 0,8)S_{\text{М}} = (0,75 \div 0,88)5,26 = 3,95 \div 4,2 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Перевіримо можливість застосування одного трансформатора ТМН-4000/35. Максимальний коефіцієнт навантаження $K_{\text{МАХ}} = 1,315$ менший ніж $K_{2,\text{доп}} = 1,5$. Коефіцієнти K'_2 і K_1 розраховуються так само, як і у випадку двох трансформаторів. Тому $K_2 = 1,22$ і $h = 17$ год. З табл. 2.1 видно, що такі систематичні навантаження недопустимі. Тому в цьому випадку необхідно вибрати трансформатор ТМН-6300/35.

Приклад 2.3 Вибрати число і потужність цехових ТП підприємства. Підприємство належить до III категорії за надійністю електропостачання. Вихідні дані наведені в табл. 2.4.

Розв'язування. Визначимо загальне значення максимальної потужності цехів і їх загальну площу

$$S_{\Sigma} = \sum_{i=1}^3 S_{\text{М}i} = 557 + 1708 + 1745 = 4010 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

$$F_{\Sigma} = \sum_{i=1}^3 F_i = 3780 + 15120 + 15120 = 34020 \text{ м}^2.$$

Середнє питоме навантаження на 1 м^2 площі

$$S_{\text{ПІТ}} = \frac{S_{\Sigma}}{F_{\Sigma}} = \frac{4010}{34020} \approx 0,12 \text{ кВ}\cdot\text{А}/\text{м}^2.$$

Розглянемо два варіанти спорудження однострансформаторних підстанцій з $S_{\text{НОМ.Т}} = 630 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ та $S_{\text{НОМ.Т}} = 1000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$.

1. При $S_{\text{ЕК}} = S_{\text{НОМ.Т}} = 630 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ число ТП

$$N_{\text{ЕК}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{ЕК}} \cdot k_3} = \frac{4010}{630(0,9 \div 0,95)} = 6,7 \div 7,1 \text{ шт.}$$

Отже, необхідно встановити сім ТП-630 кВ·А. Коефіцієнти завантаження

трансформаторів наведені в табл. 2.4.

2. При $S_{ек} = S_{НОМ.Т} = 1000$ кВ·А число ТП

$$N_{ек} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{ек} \cdot k_3} = \frac{4010}{1000(0,9 \div 0,95)} = 4,2 \div 4,5 \text{ шт.}$$

В цьому випадку треба встановити п'ять ТП. Коефіцієнти завантаження трансформаторів наведені в табл. 2.4.

Оскільки ТП в цеху №1 завантажена лише на 55 відсотків, то в ньому можна встановити ТП 630 кВ·А, залишивши решту підстанцій потужністю 1000 кВ·А.

Таблиця 2.4 – Вибір цехових ТП

Цех	S_M , кВ·А	F , м ²	$S_{НОМ.Т} = 630$ кВ·А		$S_{НОМ.Т} = 1000$ кВ·А	
			N , шт	k_3	N , шт	k_3
Цех №1	557	3780	1	0,88	1	0,56
Цех №2	1708	15120	3	0,90	2	0,85
Цех №3	1745	15120	3	0,92	2	0,87
Всього	4010	34020	7		5	

Для остаточного вибору потрібно провести техніко-економічні розрахунки як цехових, так і заводських мереж.

Приклад 2.4 Вибрати місця для розміщення підстанцій. Генеральний план підприємства зображено на рис. 2.2. На підприємстві передбачається спорудження ГПП і п'яти цехових ТП.

Вихідні дані наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок картограми навантажень

Цех	Координати цехів		$P_{M,k}$ кВт	$P_{M.O,k}$ кВт	r_k м
	X_k , м	Y_k , м			
Цех №1	350	100	453	45	54
Цех №2	600	200	1156	180	86
Цех №3	550	500	1452	180	96
Компресорна станція (№4)	150	100	2960	-	137
Всього			6021		

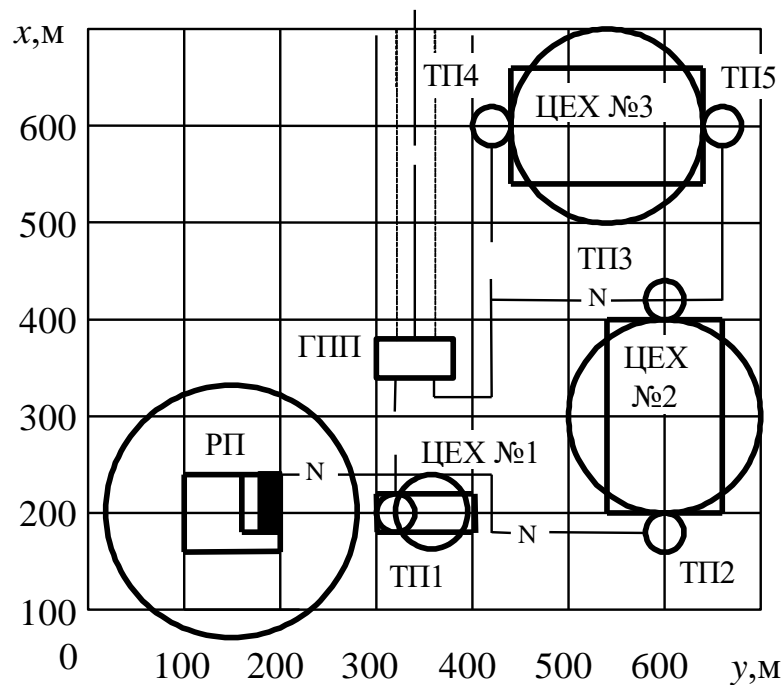


Рисунок 2.2 – План розміщення цехів підприємства

Розв’язування. Вибираємо масштаб побудови картограми навантажень. Прийmemo радіус круга навантажень цеху №2 $r_2 \approx 100$ м. Тоді

$$m_p = \frac{P_{M2}}{\pi r_2^2} = \frac{1156}{3,14 \cdot 100^2} = 0,037 \text{ кВт/м}^2.$$

Вибираємо $m_p = 0,05$ кВт/м² (m_p звичайно вибирають кратним 1, 2, 5).

Визначаємо радіуси кругів при даному масштабі

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{M1}}{\pi m_p}} = \sqrt{\frac{453}{3,14 \cdot 0,05}} = 54 \text{ м.}$$

Аналогічно розраховані радіуси для інших об'єктів (табл. 2.6).

Будуємо картограму навантажень.

Координати центра електричних навантажень

$$x_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_{Mk} x_k}{\sum_{k=1}^N P_{Mk}} = \frac{453 \cdot 350 + 1156 \cdot 600 + 1452 \cdot 550 + 2960 \cdot 150}{453 + 1156 + 1452 + 2960} = 348 \text{ м,}$$

$$y_0 = \frac{\sum_{k=1}^N P_{Mk} y_k}{\sum_{k=1}^N P_{Mk}} = \frac{453 \cdot 100 + 1156 \cdot 200 + 1452 \cdot 500 + 2960 \cdot 100}{453 + 1156 + 1452 + 2960} = 216 \text{ м.}$$

Вирішення питання про розміщення ГПП в центрі електричних навантажень повинно бути погоджено з технологами і будівельниками. На рис. 2.2 показані місце для розміщення ГПП і необхідний коридор для повітряної лінії.

У випадку, якщо питання про розміщення ГПП в ЦЕН не вдається погодити, можливі компромісні рішення щодо зміщення ГПП відносно ЦЕН. При цьому проводиться техніко-економічне обґрунтування найбільш економічно доцільного варіанта.

Для ТП №1 передбачаємо відкриту установку. Цехові ТП № 2-5 виконуємо прибудованими, оскільки приміщення технологічних цехів друкарських фабрик відносять до категорії В за пожежною безпекою. Місця для розміщення ТП вибираємо таким чином, щоб вони з корпусами цехів утворювали єдиний архітектурний ансамбль.

На рис. 2.2 показані також траси кабельних ліній від ГПП до ТП і РП, прокладання яких передбачається в траншеях.

Контрольні питання

1. Від яких джерел повинні жититися споживачі I категорії?
2. Із якої умови вибирають номінальну потужність трансформаторів двотрансформаторних підстанцій?
3. Що враховують при визначенні числа і потужності трансформаторних цехових ТП?
4. На що впливають потужність і число цехових мереж?
5. Для чого споруджують центральну розподільну підстанцію (ЦРП)?

Список літератури

1. Бурбело, М. Й. Б91 Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
4. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. – 600 с.
5. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1973. – 584с.

Лекція №4

РОЗРАХУНОК ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Мета: Навчитися проводити техніко-економічний аналіз зовнішнього електропостачання.

План:

1. Вибір варіантів схем зовнішнього електропостачання.
2. Аналіз надійності зовнішнього електропостачання.
3. Техніко-економічний аналіз зовнішнього електропостачання.

3.1 Вибір варіантів схем зовнішнього електропостачання

Техніко-економічні розрахунки, виконані в 80-х роках в економічних умовах СРСР, показали, що застосування номінальної напруги 110 кВ економічно вигідне в таких інтервалах потужності [7]

$$P_M = \begin{cases} 25 - 175 \text{ МВт при } l = 5 \text{ км;} \\ 9 - 95 \text{ МВт при } l = 25 \text{ км;} \\ 5 - 60 \text{ МВт при } l = 50 \text{ км.} \end{cases}$$

При менших потужностях або відстанях економічною є напруга 35кВ, а при більших – 220кВ.

Підприємства невеликої потужності $P_M \leq 5$ МВт можуть отримувати електроенергію на напрузі 10 кВ.

В будь-якому випадку обов'язковою умовою вибору тієї чи іншої напруги є наявність вільних потужностей на районних підстанціях енергосистеми на вказаній напрузі.

Для наближених розрахунків на стадії ескізного проектування застосовується така методика:

а) визначається орієнтовне економічно доцільне значення напруги з використанням економічних інтервалів або емпіричних формул, наприклад, формули Стілла (США)

$$U_{ек} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16P_M}$$

де l [км], P_M [МВт], $U_{ек}$ [кВ] – відстань, розрахункова потужність та економічне значення напруги;

б) проводяться техніко-економічні розрахунки декількох варіантів з вищою і нижчою номінальними напругами. Варіанти повинні бути порівнюваними за енергетичним ефектом.

За способом приєднання до мережі живлення понижувальні підстанції поділяють на: а) тупикові; б) відгалужувальні; в) прохідні (транзитні).

На тупикових підстанціях використовуються схеми “два блоки лінія-трансформатор” (рис. 3.1). Схема “два блоки лінія-трансформатор” з роз'єднувачем (рис. 3.1, а) використовується при живленні від тупикових, переважно коротких (до 3 км) повітряних ліній напругою 35...220 кВ при потужності трансформаторів $S_{НОМ.Т} < 6,3$ МВА. В цій схемі встановлюється тільки роз'єднувач на вводі, який в деяких випадках взагалі може бути відсутній. Відсутність комутуючої апаратури на високій стороні особливо зручна при розміщенні підстанцій на території із забрудненим навколишнім середовищем.

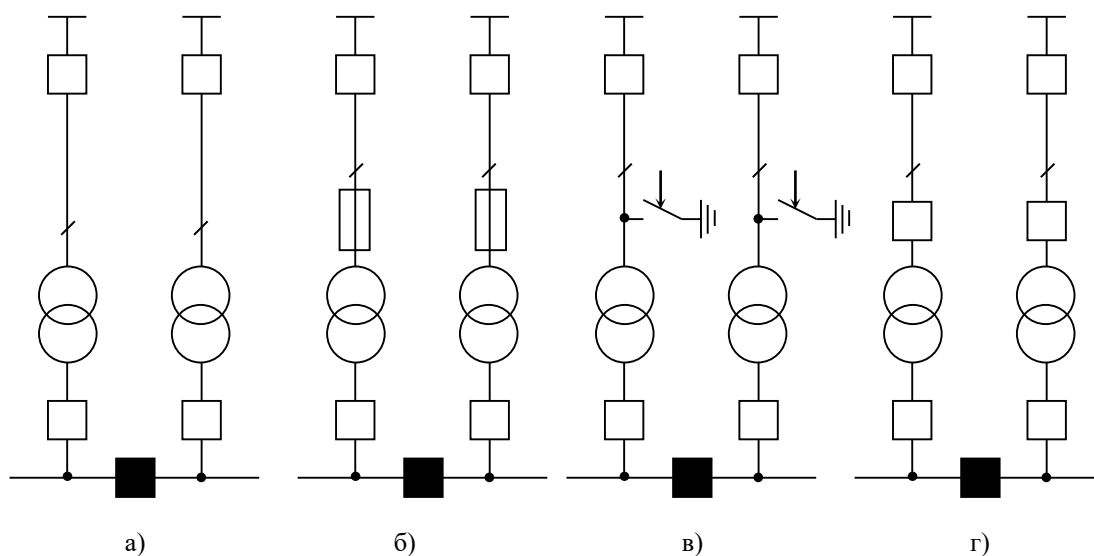


Рисунок 3.1 – Схеми тупикових підстанцій

Захист та відключення трансформаторів в даній схемі забезпечується лінійним захистом та вимикачами районної підстанції енергосистеми. Лінійний захист повинен бути чутливим до внутрішніх пошкоджень в трансформаторі. При недостатній чутливості лінійного захисту потрібно використовувати:

- а) передавання телевимикального імпульсу на районну підстанцію;
- б) встановлювати запобіжники, короткозамикачі або вимикачі.

Запобіжники (схема, що зображена на рис.3.1,б) використовуються тільки на напрузі 35кВ (ПСН-35). Застосування короткозамикачів (рис. 3.1,в) обмежується кілометричним ефектом (їх не можна використовувати на відстані до 4км для ліній 110кВ і до 8 км для ліній 220 кВ). Передавання телевимикального імпульсу зв'язане із значними капітальними затратами на організацію каналу для його передавання. Організація каналу значно дорожча від установлення короткозамикачів і навіть вимикачів (рис. 3.3,г).

На відгалужувальних підстанціях 35-220кВ застосовують блочні схеми з віддільниками (рис.3.2). Вони використовуються при потужності трансформаторів до $S_{НОМ.Т} \leq 25\text{МВА}$.

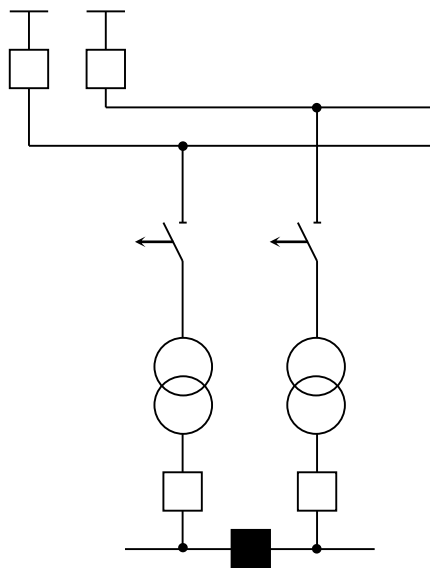


Рисунок 3.2 – Схема відгалужувальної підстанції

Віддільники призначені для від'єднання пошкоджених трансформаторів від магістральної лінії і забезпечення безперервного електропостачання решти споживачів. Вимкнення віддільником відбувається під час безструмової паузи АПВ. Лінійний вимикач повинен вимкнути лінію при пошкодженні трансформатора і після його відокремлення знову увімкнути лінію під напругу. При недостатній чутливості захисту використовується:

- а) передавання телевимикального імпульсу;
- б) встановлення вимикачів, короткозамикачів або запобіжників.

На прохідних (транзитних) підстанціях 35-220кВ використовується схема містка з вимикачем в перемичці і віддільниками в колах трансформаторів (рис. 3.3,а). Така схема застосовується при необхідності автоматичного секціонування магістральних одноколових ліній з двостороннім живленням.

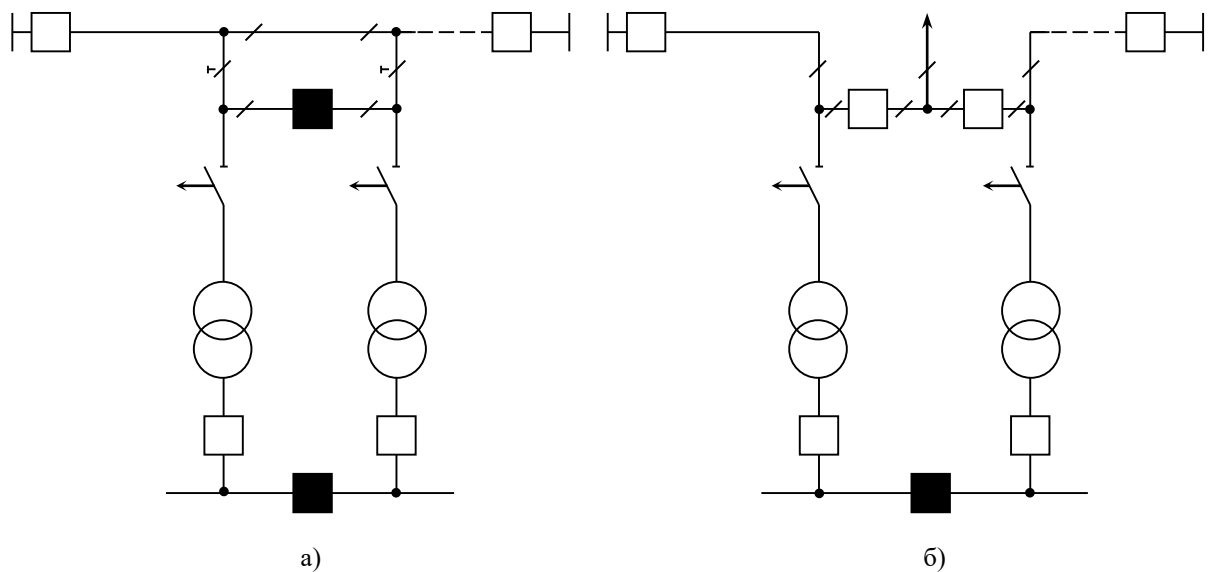


Рисунок 3.3 – Схема містка а) та подвійного містка б), що використовуються на транзитних підстанціях

При низькій чутливості лінійного захисту використовують короткозамикачі або вимикачі в колах трансформаторів. Використовується також схема містка з вимикачами в колах ліній.

Схема подвійного містка (рис. 3.3,б) використовується на напрузі 110кВ при необхідності приєднання додаткової тупикової або відгалужувальної підстанції з однією радіальною лінією.

3.2 Аналіз надійності зовнішнього електропостачання

Техніко-економічне порівняння варіантів передбачає однаковість технічних показників, таких, наприклад, як надійність електропостачання. У разі відмінності технічних показників необхідним є зведення варіантів до однакового технічного ефекту (правило тотожності ефекту).

Порівняння варіантів з різною надійністю за правилом тотожності ефекту здійснюється двома методами:

а) прямий метод – передбачає визначення додаткових витрат для досягнення значення технічного показника іншого варіанта і включення їх до капітальних або щорічних витрат базового варіанта ;

б) непрямий метод – визначення ймовірних збитків за рахунок недостатнього значення технічного показника.

При аналізі економічності систем електропостачання з різними показниками надійності використовують переважно другий підхід.

Математичне сподівання збитків від переривання електропостачання може бути визначене за формулою

$$Z_{\text{ПЕР}} = \omega \cdot Z_{\text{ПР}}(0) + \omega \cdot t_{\text{В}} \cdot Z(t),$$

де $Z_{\text{ПР}}(0)$ – прямі збитки від самого факту переривання електропостачання;

$Z(t)$ – прямі і додаткові збитки, які залежать від тривалості перерви електропостачання ;

ω – частота відмов ;

$t_{\text{В}}$ – тривалість відновлення після відмови.

Збитки від переривання електропостачання можна оцінити за спрощеною формулою [1]

$$Z_{\text{ПЕР}} = Z_{\text{ПЕР.А}} W_{\text{А}} + Z_{\text{ПЕР.П}} W_{\text{П}},$$

де $Z_{\text{ПЕР.А}}$, $Z_{\text{ПЕР.П}}$ – питомі складові збитків від відповідно аварійного і планового недовідпусків електроенергії ;

$W_{\text{А}}$, $W_{\text{П}}$ – середньорічні значення аварійного і планового недовідпусків електроенергії.

Питомі показники збитків від переривання електропостачання промислових підприємств наведені в [1].

Аварійний і плановий недовідпуск електроенергії знаходять з формул:

$$W_A = k_A P_M T_M; \quad W_{\Pi} = k_{\Pi} P_M T_M,$$

де k_A, k_{Π} – коефіцієнти аварійного і планового простоїв.

Для одноколової системи (без резервування) коефіцієнт аварійного простою

$$K_A = \omega_C \cdot t_{B.C.},$$

де ω_C – частота відмов одноколової системи, рік⁻¹;

$t_{B.C.}$ – середня тривалість її відновлення в роках (якщо тривалість відновлення задана в годинах, то її необхідно поділити на 8760 год.).

При послідовному з'єднанні декількох елементів частота відмов одноколової системи:

$$\omega_C = \sum_{i=1}^n \omega_i$$

середня тривалість відновлення:

$$t_{B.C.} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{Bi} \cdot \omega_i}{\omega_C}$$

де ω_i, t_{Bi} – частота відмов і тривалість відновлення елементів (статистичні дані наведені в [1]).

Коефіцієнт планового простою одноколової системи [1]

$$T_{\Pi} = 1,2 \cdot k_{\Pi i. \text{MAX}},$$

$$K_{\Pi i} = \mu_i t_{\Pi i},$$

де $k_{\Pi i}$ – значення коефіцієнта планового ремонту i – го елементу;

μ_i – частота планових ремонтів елементів;

$t_{\Pi i}$ – тривалість планового ремонту елементів в роках.

Для двоколової системи (з резервуванням) планове недовідпускання електроенергії відсутнє, а середньорічне аварійне недовідпускання електроенергії практично дорівнює нулю.

3.3 Техніко-економічний аналіз зовнішнього електропостачання

Оцінювання ефективності довготермінових інвестицій здійснюється за такими показниками:

- а) чистий зведений дохід;
- б) внутрішня норма прибутковості;
- в) рентабельність інвестиційного проекту;
- г) термін окупності.

Для їх визначення використовується метод дисконтування (приведення) різночасових платежів до базової дати. За базову дату приймають початок капіталовкладень або початок виробництва.

Дисконтована величина платежу на базову дату визначається за формулою:

$$P = \frac{P_t}{(1 + d)^t},$$

де d – ставка дисконту або норма прибутковості, що визначається за ставкою позикового капіталу, за середньою нормою прибутковості інвестицій чи інакше;

$t = \dots, -2, -1, 0, 1, 2, \dots$ – рік поточних платежів відносно базової дати;

$P_t = -K_t$ – капіталовкладення;

$P_t = \Pi_t$ – доходи.

Чистий зведений дохід є різницею дисконтованих на один і той же момент часу показників доходу та капіталовкладень

$$ЧЗД = \sum_{t=1}^{T_E} \frac{\Pi_t}{(1+d)^t} - \sum_{t=1}^{T_B} \frac{K_t - L_t}{(1+d)^t},$$

де T_E – період експлуатації обладнання системи електропостачання, який рекомендується приймати рівним 25 рокам;

T_B – період будівництва об'єкта;

Π_t – чистий прибуток – це та сума реальних грошових фондів, на які може розраховувати підприємство, і які дозволяють здійснювати поточну діяльність;

K_t – капітальні вкладення;

L_t – ліквідаційна (залишкова) вартість демонтованого в розрахунковому періоді t обладнання, термін служби якого не вийшов при заміні основних фондів.

Термін окупності інвестицій визначається періодом часу, протягом якого інвестиції будуть повернені за рахунок доходів. Рівняння для визначення терміну окупності:

$$K = \sum_{t=t_0}^{T_{OK}} \frac{\Pi_t}{(1+d)^t}.$$

Проект вигідний, якщо $T_{OK} < 1/d$.

При $T_B = 1$ і $\Pi_t = \Pi = \text{const}$ для оцінювання ефективності можна використовувати показники рентабельності та терміну окупності інвестицій у вигляді:

$$R = \frac{\Pi}{K - L} \geq d; \quad T_{OK} = \frac{1}{R} = \frac{K - L}{\Pi} \leq \frac{1}{d}.$$

При порівнянні варіантів, результат яких визначається як економія на витратах, наприклад, внаслідок скорочення втрат електроенергії, підвищення надійності електропостачання, зменшенням експлуатаційних витрат, може використовуватись тільки витратна частина ЧЗД. В цьому випадку при $T_B = 1$ і $\Pi_t = \Pi = \text{const}$ критерій формується як мінімум сумарних зведених витрат:

$$CЗВ = \frac{C}{d}(K - L) \rightarrow \min ,$$

де C – щорічні поточні витрати (собівартість продукції).

Крім того, можна використовувати зведені річні витрати

$$ЗВ = d(K - L) + C.$$

Капітальні вкладення K є одноразовими витратами на придбання основних і оборотних фондів. Капітальні вкладення порівнюваних варіантів, крім ціни обладнання в загальному випадку, повинні включати і інші витрати, наприклад, витрати на транспортування обладнання, будівельні роботи, монтажні і пусконаладжувальні роботи (див. додаток А).

Капітальні вкладення у випадку реконструкції визначаються за вартістю комірків РП і трансформаторних вузлів, наведених у додатку А із застосуванням коефіцієнта 1,1 [8].

Щорічні поточні витрати (собівартість продукції) в електроенергетиці, як правило, містять такі складові:

$$C = C_{\text{ТОР}} + C_{\Delta W},$$

де $C_{\text{ТОР}}$ – витрати на технічне обслуговування і поточні ремонти електрообладнання;

$C_{\Delta W}$ – вартість річних втрат електричної енергії.

Витрати на технічне обслуговування і ремонт обладнання можна визначити різними методами. Найбільш точно ці витрати визначаються на

основі системи ТОР ЕО. Згідно з цією системою $C_{ТОР}$ включають в себе витрати на заробітну плату ремонтного і обслуговуючого персоналу, витрати на комплектуючі вироби, запасні частини і матеріали, які використовуються при обслуговуванні та ремонтах.

Витрати на заробітну плату визначаються виходячи з трудомісткості ремонтних робіт і тарифних ставок обслуговуючого та ремонтного персоналу.

Витрати на матеріали визначаються пропорційно витратам на заробітну плату персоналу. В системі ТОР ЕО регламентується періодичність, трудомісткість проведення ремонтів основних видів електрообладнання.

На етапі техніко-економічного обґрунтування варіантів можна визначати витрати на поточний ремонт і обслуговування пропорційно капітальним вкладенням, тобто

$$C_{ТОР} = E_{ТОР} \cdot K,$$

де $E_{ТОР}$ – норма витрат на поточний ремонт і обслуговування (табл.3.1).

Таблиця 3.1 – Щорічні витрати на технічне обслуговування та ремонт електричних мереж [8]

Напруга, кВ	Норма витрат в процентах від вартості основних фондів	
	ПЛ	ПС
10	3,8	4,3
35 – 110	1,2	2,4

Примітка. Норму витрат на технічне обслуговування та ремонт кабельних ліній напругою до 10 кВ приймають рівною 2,3 відсотка.

Вартість втрат електричної енергії розраховують за формулою

$$C_{\Delta W} = m_0 \cdot \Delta W,$$

де m_0 – вартість 1кВт · год. електроенергії;

ΔW – кількість втраченої електроенергії.

Об'єм втраченої електроенергії визначається за формулою:

$$\Delta W = \Delta P_M \cdot \tau = \Delta P_C T_p K_{\Phi.p}^2,$$

де $\Delta P_M, \Delta P_C$ – відповідно максимальні і середні втрати потужності ;

τ – час максимальних втрат.

Час максимальних втрат і річний коефіцієнт форми можуть бути розраховані за формулами

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760; \quad K_{\Phi.p} = \frac{0,124}{T_M} T_p + 0,876,$$

де T_M – час використання максимального навантаження ($T_M = W/P_M$, тут W – кількість спожитої енергії).

Наближено τ і $K_{\Phi.p}^2$ визначаються в залежності від числа годин використання максимальної потужності T_M і $\text{tg}\varphi$ з табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Значення розрахункових коефіцієнтів τ і $K_{\Phi.p}^2$

Режим роботи	T_M	τ при $\text{tg } \varphi = 0,75$	τ при $\text{tg } \varphi = 0$	$K_{\Phi.p}^2$
1 зміна	1500 – 2000	650 – 920	500 – 700	1,6
2 зміни	2500 – 4000	1250 – 2400	950 – 2050	1,4
3 зміни	4500 – 6000	2900 – 4550	2500 – 4000	1,1
Неперервний	6500 – 8000	5200 – 7500	4500 – 7000	1,05

Валова виручка (балансовий прибуток) від транспортування електроенергії:

$$П = W (m_{\text{вих}} - m_{\text{вх}}),$$

де $m_{\text{вих}}, m_{\text{вх}}$ – розрахункова ціна електроенергії на вході і виході системи електропостачання.

На даний час тарифи на електроенергію для всіх споживачів (крім населення) встановлені [8] в доларах США (табл. 3.3 – 3.5). Перерахування у національну валюту проводиться згідно з офіційним курсом Національного банку України на момент купівлі (продажу) електроенергії.

Таблиця 3.3 – Рекомендовані значення середнього тарифу та його складових [8]:

	ц/(кВт·год)	Питома вага %
Середній відпускний тариф для споживачів	5,0	100,0
В т.ч. відпускання в мережу з шин електростанцій	3,75	75,0
Складова мережі 220 – 750 кВ	0,3	6,0
Складова мережі 110 (150) кВ	0,25	5,0
Складова мережі 0,4 – 35 кВ	0,7	14,0

Таблиця 3.4 – Значення середнього тарифу на вході і виході в електричні мережі різних напруг, ц/(кВт.год)

	Вхід	Вихід
Мережі 220 – 750 кВ	3,75	4,05
Мережі 110 (150) кВ і нижче	4,05	5,00
в т.ч. мережі 110 (150) кВ	4,05	4,3

Таблиця 3.5 – Диференціювання тарифу за зонами доби:

	Ніч	День	Пік
Коефіцієнт диференціації	0,2	1,0	2,0
Середньозважена добова тривалість тарифної зони, годин	11	9	4

Коефіцієнт до середнього тарифу для визначення вартості втрат холостого ходу – 0,75 – 0,8 [8].

3.4 Приклади розрахунку схем зовнішнього електропостачання

Приклад 3.1 Порівняти техніко-економічну ефективність спорудження одностанційної ГПП з трансформатором ТМН – 6300/35 ($\Delta P_{XX} = 8,0$ кВт; $\Delta P_{K3} = 46,5$ кВт; $u_K = 7,5\%$; $i_X = 0,8\%$) і двостанційної ГПП з трансформаторами ТМН – 4000/35

($\Delta P_{XX} = 5,6$ кВт; $\Delta P_{K3} = 33,5$ кВт; $u_K = 7,5\%$; $i_X = 0,9\%$). Оплата за електроенергію здійснюється за одноставковим тарифом $m_0 = 0,27$ грн. за кВт·год. Розрахункове навантаження підприємства $P_M = 5,12$ МВт, $S_M = 5,26$ МВ·А, $\tau = 5444$ год. Збитки від переривання електропостачання $Z_{ПЕР.А} = 2,36$ грн./кВт·год., $Z_{ПЕР.П} = 1,76$ грн./кВт·год.

Розв’язування: Вартість річних втрат 1кВт потужності при $m_0 = 0,27$ грн (кВт·год)

$$m = 0,27 \cdot 5444 = 1469,9 \text{ грн./кВт·рік.}$$

Втрати потужності в трансформаторах складають:

– для одного трансформатора 6300 кВ·А:

$$\Delta P_1 = \Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} k_3^2 = 8,0 + 46,5 \left(\frac{5,26}{6,3} \right)^2 = 40,4 \text{ кВт,}$$

– для двох трансформаторів 4000 кВ·А

$$\Delta P_{\Pi} = 2\Delta P_{XX} + 2\Delta P_{K3}k_3^2 = 2 \cdot 5.6 + 2 \cdot 33.5 \left(\frac{5.26}{2 \cdot 4.0} \right)^2 = 40.2 \text{ кВт.}$$

Вартість втрат потужності практично однакова

$$m\Delta P_I = 1469.9 \cdot 40.4 = 59400 \text{ грн.},$$

$$m\Delta P_{\Pi} = 1469.9 \cdot 40.2 = 59100 \text{ грн.}$$

Аварійне недовідпускання електроенергії становить

$$\Delta W_A = k_A P_M T_M = 0.45 \cdot 10^{-3} \cdot 5.12 \cdot 10^3 \cdot 6451 = 14900 \text{ кВт·год},$$

де $\omega = 0.01 \text{ рік}^{-1}$; $t_B = 45 \cdot 10^{-3} \text{ року}$ – частота відмов і середній час відновлення трансформатора напругою 35 кВ [1]

$$k_A = \omega t_B = 0.01 \cdot 45 \cdot 10^{-3} = 0.45 \cdot 10^{-3}.$$

Планове недовідпускання електроенергії

$$\Delta W_{\Pi} = k_{\Pi} P_M T_M = 4 \cdot 10^{-3} \cdot 5.12 \cdot 10^3 \cdot 6451 = 132400 \text{ кВт·год},$$

де $k_{\Pi} = 4 \cdot 10^{-3}$ – середній час планового простою трансформатора напругою 35кВ [1].

Збитки від переривання електропостачання

$$З_{\text{ПЕР}} = З_{\text{ПЕР.А}} \Delta W_A + З_{\text{ПЕР.П}} \Delta W_{\Pi} = 2.36 \cdot 14900 + 1.76 \cdot 132400 = 268200$$

грн.

Вартість спорудження однострансформаторної ГПП 6300 кВ·А ~ 487800 грн., вартість спорудження двотрансформаторної ГПП 2×4000 кВ·А ~ 871400 грн. [2]. Примітка. Перехід від цін до 1990 року до цін в гривнях виконано з коефіцієнтом 5,5.

Зведені річні витрати при спорудженні однострансформаторної підстанції

$$ЗB_I = (E_H + E_O)K_I + m\Delta P_I + З_{\text{ПЕР}} = (0.1 + 0.024)487800 + 59400 + 268200 = 388100 \text{ грн.}$$

при спорудженні двотрансформаторної підстанції

$$ЗB_{\Pi} = (E_H + E_O)K_{\Pi} + m\Delta P_{\Pi} = (0.1 + 0.024)871400 + 59100 = 167200$$

грн.

Таким чином, варіант II в даному випадку більш економічний.

Приклад 3.2 Оцінити ефективність схем зовнішнього електропостачання, порівнявши два варіанти:

а) напругою 35 кВ, шляхом спорудження нової ПС 35/10кВ;

б) напругою 10 кВ від існуючої ПС 35/10кВ.

Максимальне навантаження споживачів дорівнює 5,12 МВт, тривалість максимального навантаження $T_M = 6641$ год.

Середній тариф на вході в мережу 35 кВ $m_{ВХ} = 23$ коп./кВт·год.

Результати розрахунку капітальних вкладень для двох варіантів електропостачання приведені в табл. 3.6, а щорічних витрат – в табл. 3.7.

Сумарні зведені витрати складають:

$$CЗB_1 = \frac{C_1}{d} + K_1 = \frac{181}{0,1} + 3080 = 4890 \text{ грн,}$$

$$CЗB_2 = \frac{C_2}{d} + K_2 = \frac{441}{0,1} + 1770 = 6180 \text{ грн.}$$

Отже в даному випадку вигідним є варіант 35 кВ. Термін окупності додаткових капіталовкладень складає:

$$T_{OK} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} = \frac{3080 - 1770}{441 - 181} = 6,7 \text{ року.}$$

Таблиця 3.6 – Розрахунок капітальних вкладень, тис.грн.

Перелік елементів схем	Вартість одиниці вимірювання	Варіант 1		Варіант 2	
		Кількість	Вартість	Кількість	Вартість
Лінії електропередачі, км					
35 кВ, два кола	198	5	990	-	-
10 кВ, кабельна	275	-	-	5	1375
ВСЬОГО по лініях	-	-	990	-	1375
Підстанції					
ПС 35 кВ 2х6,3 МВ·А	2090	1	2090	-	-
Розширення РП 10 кВ	22	-	-	4	88
Спорудження РП 10кВ	22	-	-	14	308
ВСЬОГО по ПС	-	-	2090	-	396
ВСЬОГО	-	-	3080	-	1770

Таблиця 3.7 – Розрахунок щорічних витрат, тис.грн.

Перелік поточних витрат	Варіанти	
	1	2
Щорічні витрати на технічне обслуговування і ремонт, в тому числі:		
ПЛ – 35 кВ, 1,2% від K	12	-
КЛ 10 кВ 3,8% від K	-	52
ПС 35 кВ, 2,4% від K	50	-
ПС 10 кВ, 4,3% від K	-	17
Всього щорічні витрати на обслуговування, C_{TOP}	62	69
Втрати максимальної потужності, кВт	119	372
Вартість втрат електроенергії, $C_{\Delta W}$	81	253
ВСЬОГО щорічні витрати (C)	181	441

Контрольні запитання

1. Яка є умова вибору напруги?
2. Яка методика використовується для наближених розрахунків на стадії ескізного проектування?
3. На які типи поділяють понижувальні підстанції за способом приєднання до мережі живлення?
4. Чим обмежується застосування короткозамикачів?
5. Яка схема використовується на напрузі 110 кВ при необхідності приєднання додаткової тупикової або відгалужувальної підстанції з однією радіальною лінією.?
6. Записати формулу математичного сподівання збитків від переривання електропостачання?

Список літератури

1. Бурбело, М. Й. Б91 Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами. – Київ: Міненерго України. – 1997.
4. Внешнее и внутривзаводское электроснабжение . Методические указания к выполнению курсового проекта и расчетных работ по курсу “Электроснабжение промышленных предприятий“ / Сост. Б.С. Рогальский, А.Д. Демов, Л.Б. Терешкевич. – Винница : ВПИ. – 1988. – 44 с.

Лекція №5

РОЗРАХУНОК ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Мета: Провести розрахунок струмів КЗ. Розрахувати мережі напругою 10 (6) кВ.

План:

1. Вибір схеми та основних елементів заводської мережі.
2. Розрахунок струмів КЗ.
3. Перевірка вибраних вимикачів.

5.1 Вибір схеми та основних елементів заводської мережі

Заводські розподільні мережі виконуються радіальними або магістральними (рис.4.1). Радіальна схема (а) використовується при розміщенні ТП в різних напрямках від ГПП. Магістральна схема (б) використовується при розміщенні ТП в одному напрямку від ГПП. До магістралі не рекомендується приєднувати більше трьох-чотирьох ТП.

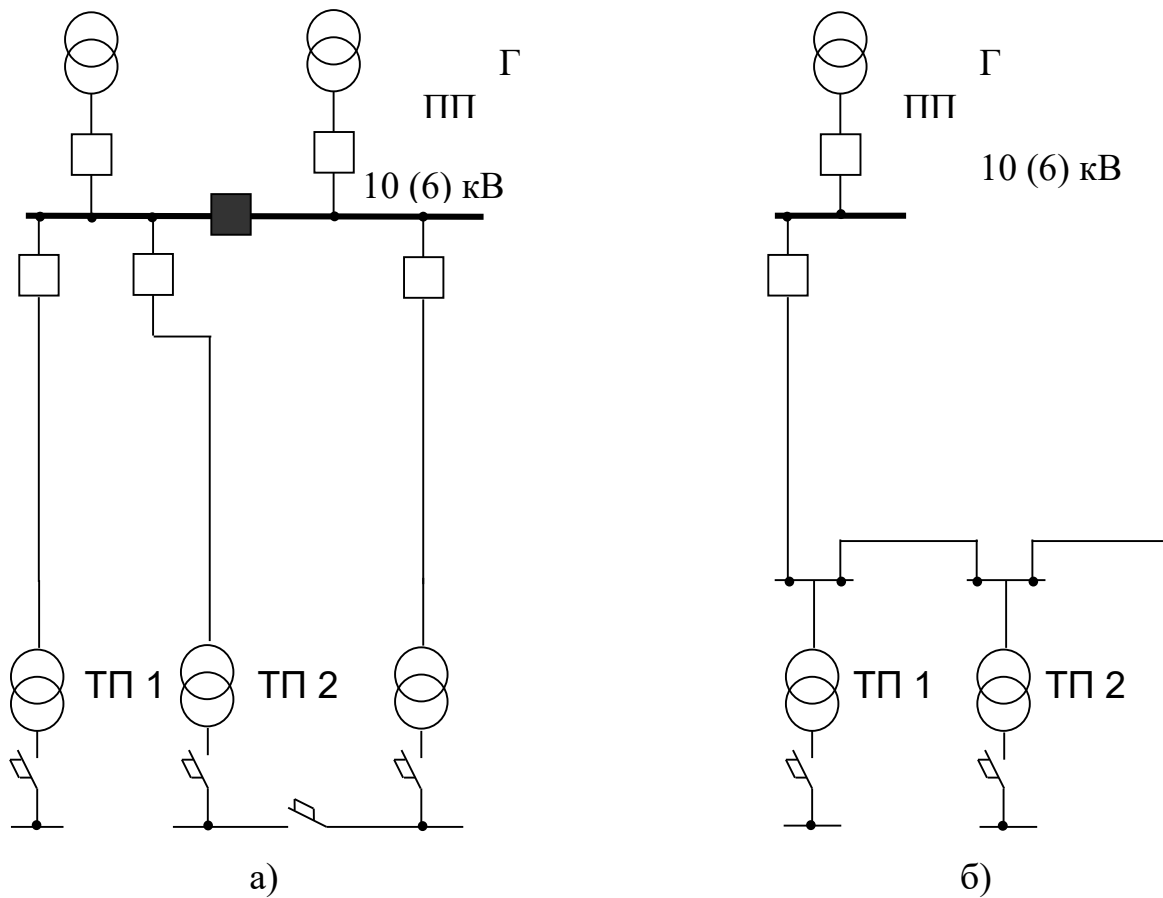


Рисунок 4.1 – Схеми одноступеневих заводських мереж

На великих підприємствах використовуються двоступеневі мережі, в яких передбачаються проміжні розподільні підстанції РП – 10 (6) кВ. Від РП – 10 (6) кВ живляться ТП і високовольтні електродвигуни номінальною напругою 10 кВ (рис. 4.2, а). Схема РП для живлення споживачів особливої групи I категорії за надійністю зображена на рис. 4.2, б [9,10].

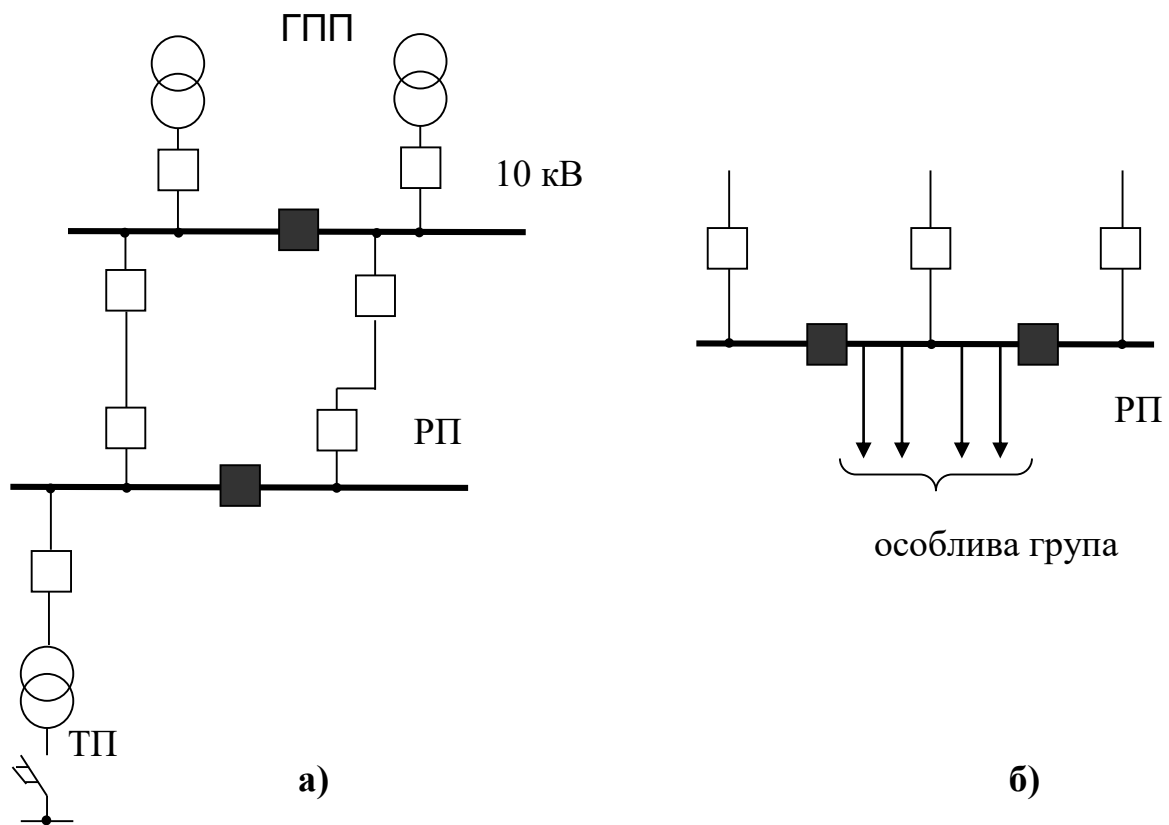


Рисунок 4.2 – Схема двоступеневої мережі

При виборі напруги розподільних мереж промислових підприємств перевагу віддають напрузі 10 кВ. [9,10]. Допускається застосування напруги 6 кВ, але вибір в кожному конкретному випадку повинен бути обґрунтований техніко-економічними розрахунками. Застосування напруги 6 кВ може бути доцільним у двох випадках:

- а) при живленні підприємства від ТЕЦ генераторною напругою 6 кВ;
- б) при значній кількості електродвигунів 6 кВ в загальному навантаженні підприємства.

При наявності електродвигунів з номінальною напругою 6 кВ можуть бути прийняті різні схеми заводських мереж (рис. 4.3) [7]:

- а) схема з використанням індивідуальних трансформаторів (схема “блок трансформатор-електродвигун”) – при невеликій кількості ЕД - 6 кВ;

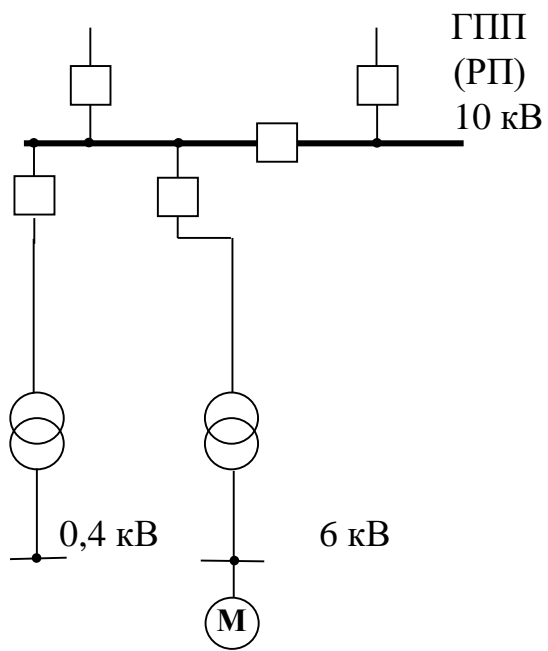
б) схема з використанням групових трансформаторів 10/6 кВ, що встановлюються на РП – при територіально-концентрованій групі ЕД;

в) схема з використанням розподільної мережі напругою 6 кВ – при переважанні ЕД – 6 кВ в загальному навантаженні;

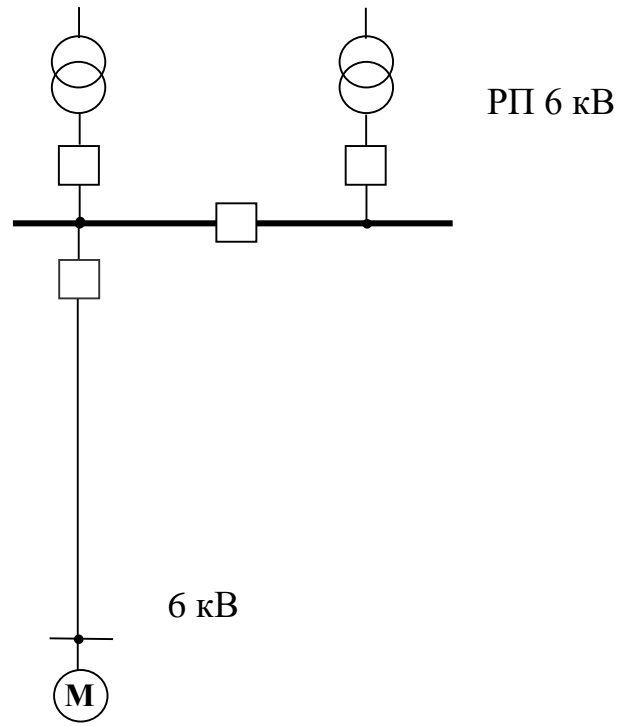
г) схема з двома секціонованими системами збірних шин напругою 10 і 6 кВ – при приблизно однаковому навантаженні на обох напругах.

Конструктивно заводські мережі середніх за потужністю підприємств виконують кабелями, прокладеними в траншеях або кабельних каналах. При невеликій кількості кабелів (до шести) в одному напрямку прокладають в траншеях. Кабельні канали дозволяють прокласти в них 15 – 20 кабелів. Перспективним є виконання кабельних каналів напівзаглибленими, коли канал накривається плитами та землею і не засипається. При ущільненості траси, а також в місцях переходу, під дорогами кабелі прокладають в блоках.

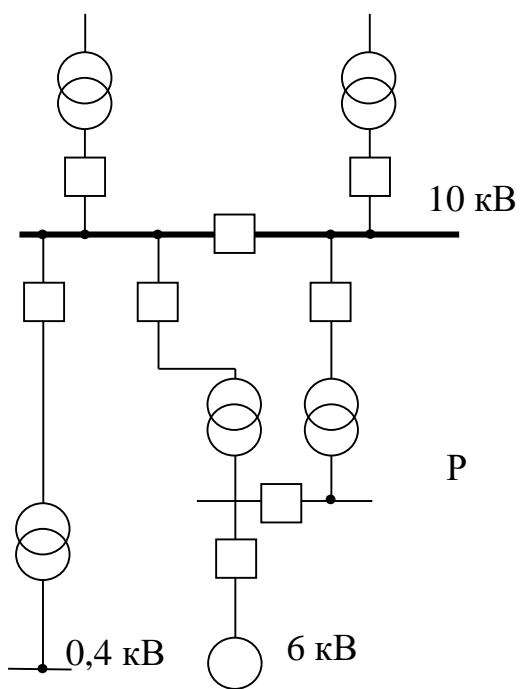
Для підвищення надійності однострансформаторних ТП використовують резервування на низькій стороні. Резервування виконують за допомогою резервних кабельних або шинних перемичок. Кабельні перемички слід виконувати, виходячи з резервування 15 – 30 відсотків потужності трансформаторів, шинні – до 40 відсотків.



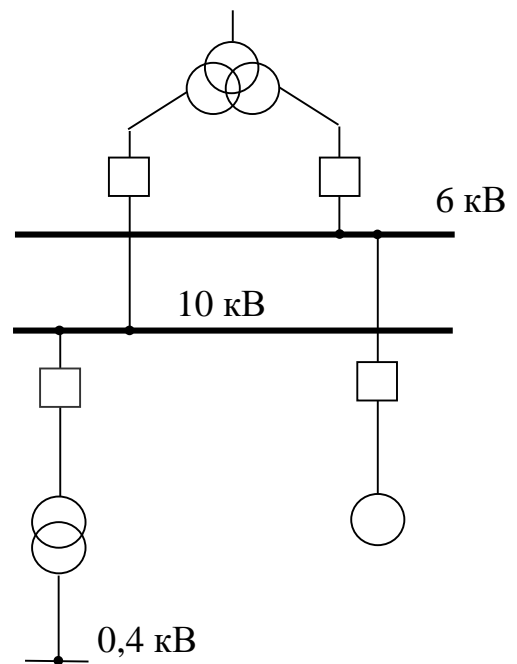
а)



б)



в)



г)

Рисунок 4.3 – Схеми заводських мереж при наявності електродвигунів напругою 6 кВ

Високовольтні вимикачі вибирають за номінальною напругою і розрахунковим струмом з врахуванням післяаварійних режимів та можливих нерівномірностей розподілу струмів між лініями і секціями шин

$$U_{\text{НОМ.В}} \geq U_{\text{НОМ.МЕРЕЖІ}},$$

$$I_{\text{НОМ.В}} \geq I_{\text{М.АВ}}.$$

де $I_{\text{М.АВ}}$ – розрахунковий максимальний струм для післяаварійного режиму.

Переріз провідників вибирають за економічною густиною струму для нормального режиму роботи

$$s_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{М}}}{j_{\text{ек}}},$$

де $j_{\text{ек}}$ – економічна густина струму [11].

Перевірку вибраного перерізу здійснюють за нагріванням та термічною стійкістю. Перевірка допустимого нагрівання виконується за умовою:

$$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{М.АВ}},$$

де $I_{\text{ДОП}}$ – допустиме значення струму для провідника даного типу, перерізу при певних умовах прокладання.

Перевірка на термічну стійкість до дії струмів КЗ виконується за умовою:

$$s \geq s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \cdot 10^3,$$

де C_T – термічний коефіцієнт, значення якого приводять звичайно в $A \cdot c^{0,5} / \text{мм}^2$ [12].

5.2 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних вимикачів і провідників. Тому необхідно визначити такі величини: періодичну складову струму трифазного КЗ в початковий момент часу $I_{п0}$, періодичну та аперіодичну складові в момент початку розходження контактів $I_{пт}$ та $i_{ат}$, ударний струм КЗ $i_{уд}$, тепловий імпульс V_K .

Для підприємств, які живляться від енергосистеми з віддаленими від точки КЗ генераторами, при розрахунку струмів КЗ розрізняють два характерних випадки:

- а) високовольтні електродвигуни відсутні;
- б) високовольтні електродвигуни присутні.

В першому випадку визначають струми КЗ лише від енергосистеми. В другому випадку необхідно визначити складові струму КЗ від енергосистеми і від високовольтних електродвигунів.

Розрахунок струмів КЗ бажано виконувати у відносних одиницях. Базисну потужність рекомендується приймати рівною 1000 МВ·А [1]. За базисну напругу $U_б$ приймають середню напругу $U_{сер}$ ступеня, на якому виникає КЗ (6,3; 10,5; 37; 115; 230 кВ). Базисний струм на кожному ступені розраховують за формулою

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3}U_б}.$$

Послідовність розрахунку струмів КЗ така: складають розрахункову схему та схему заміщення; вказують точки, в яких необхідно визначити струм КЗ; визначають опори елементів системи електропостачання і приводять їх до базисних умов; визначають розрахункові величини: $I_{п0}$; $I_{пт}$; $i_{ат}$ та $i_{уд}$ від енергосистеми і від високовольтних електродвигунів, а також V_K .

Заданою величиною для розрахунку струмів КЗ є початкове значення періодичної складової струму КЗ $I_{п0}$ на високій стороні ГПП або потужність трифазного КЗ $S_K = \sqrt{3}U_6 I_{п0}$.

З метою перевірки вибраних вимикачів і кабелів необхідно розрахувати вказані вище величини на шинах низької напруги ГПП (точка K_1).

Розрахункова схема і схема заміщення зображені на рис. 4.4.

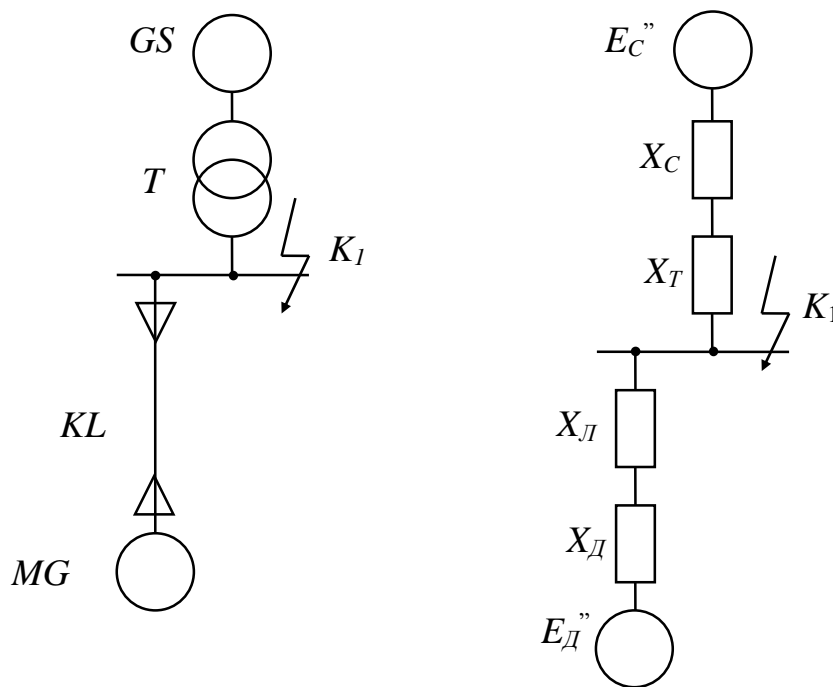


Рисунок 4.4 – Розрахункова схема і схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

5.3 Перевірка вибраних вимикачів

Високовольтні вимикачі повинні бути перевірені на комутаційну здатність, на динамічну стійкість, а також на термічну стійкість до дії струмів КЗ. Перевірка комутаційної здатності здійснюється за умовами

$$I_{н.в\text{ДК}} \geq I_{пт}; \quad \sqrt{2}I_{н.в\text{ДК}} \left(1 + \frac{\beta_H}{100} \right) \geq \sqrt{2}I_{пт} + i_{ат},$$

де $I_{Н.ВІДК}$ – номінальний струм відключення вимикача;
 β_H – нормований процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ;
 $I_{пт}, i_{ат}$ – відповідно періодична та аперіодична складові струму КЗ на момент початку розходження контактів вимикача, тобто на момент початку розмикання.

Перша умова характеризує здатність до розмикання симетричної складової струму КЗ, а друга – здатність до розмикання повного струму з урахуванням аперіодичної складової струму КЗ.

Нормований процентний вміст аперіодичної складової струму КЗ β_H визначають з [1].

Розрахунковий час початку розмикання $\tau = t_{рз.мін} + t_{В.В.}$.

Якщо $\tau > 90$ мс, то приймають $\beta_H = 0$ і перевірка вимикача за другою умовою має вигляд

$$\sqrt{2}I_{Н.ВІДК} \geq \sqrt{2}I_{пт} + i_{ат}.$$

Перевірка вимикачів на динамічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовами

$$I_{дин} \geq i_{уд}; \quad I_{дин} \geq I_{п0},$$

де $i_{дин}, I_{дин}$ – максимальне миттєве та діюче значення повного струму електродинамічної стійкості, який проходить через вимикач і не пошкоджує його;

$i_{уд}$ – ударний струм КЗ.

Перевірка вимикачів на термічну стійкість до дії струмів КЗ здійснюється за умовою

$$I_T^2 t_T \geq B_K ,$$

де I_T – струм термічної стійкості вимикача протягом часу t_T ;
 B_K – розрахункове значення теплового імпульсу.

4.4 Приклади розрахунку мереж напругою 10 (6) кВ

Приклад 4.1 Вибрати схему внутрішнього електропостачання підприємства. На ГПП передбачається встановлення двох трансформаторів ТМН-4000/35. Від ГПП живляться п'ять цехових ТП і вісім синхронних електродвигунів напругою 6 кВ. Потужність ТП1 – 630 кВ·А, ТП2 – ТП5 – 1000 кВ·А кожна. Потужність синхронних електродвигунів 400 кВт кожний (СДН-2-17-21-16). Відстань до районної підстанції 2 км. Вибрати високовольтні вимикачі і переріз провідників системи заводського електропостачання. Час використання максимального навантаження $T_M = 6451$ год.

Розв'язування. Вибираємо радіальну схему електропостачання напругою 6 кВ (рис. 4.5). Вибір напруги 6 кВ зумовлений значною часткою високовольтного навантаження на цій напрузі.

Для живлення високовольтних електродвигунів споруджується розподільний пункт (РП) напругою 6 кВ. Передбачається резервування на низькій стороні між ТП2 і ТП3, а також ТП4 і ТП5, які забезпечують живлення основних цехів.

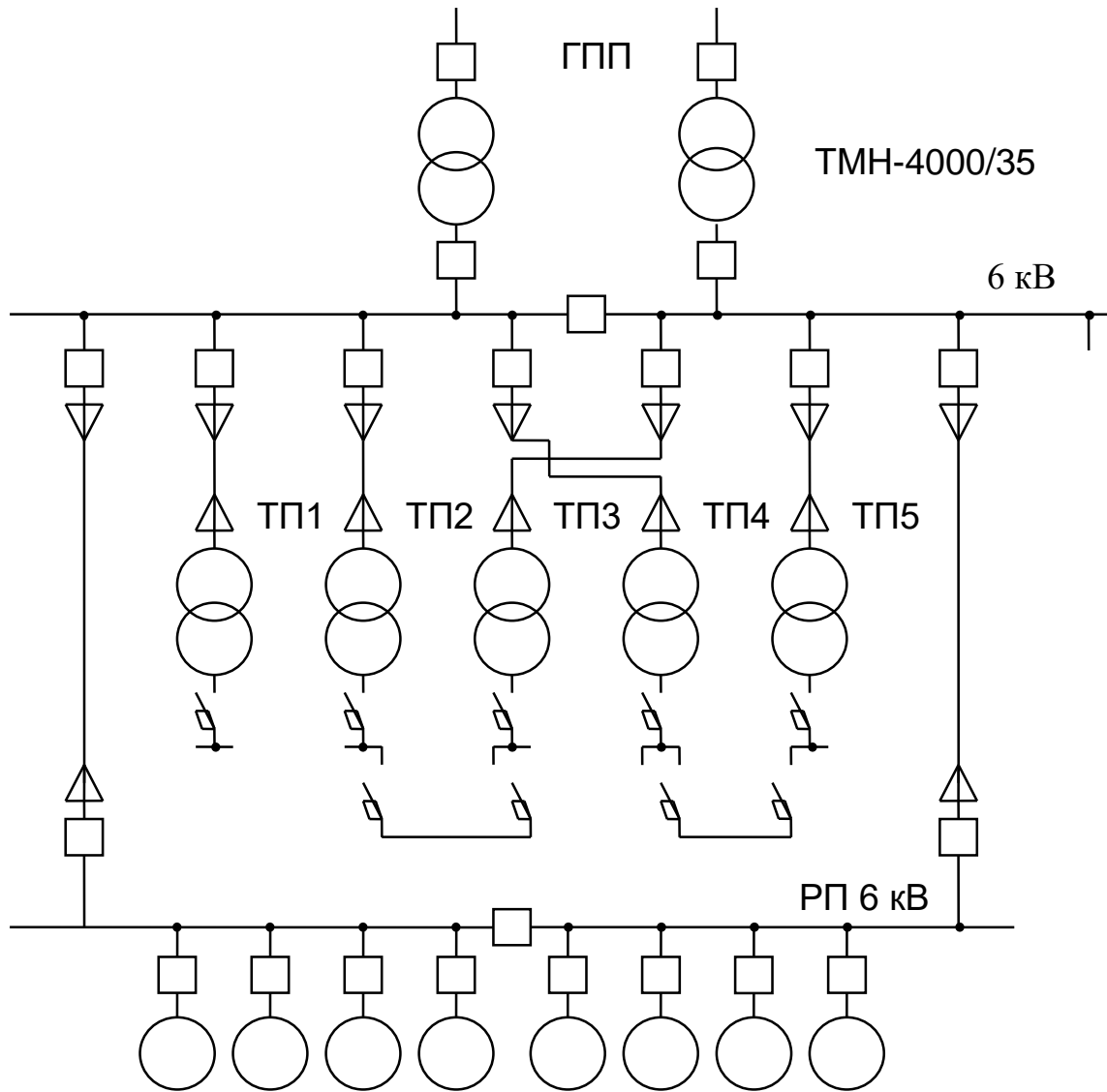


Рисунок 4.5 – Схема заводської мережі

Розрахунковий струм для нормального і післяаварійного режимів

а) ТП1

$$I_M = \frac{S_M}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{557}{\sqrt{3} \cdot 6} = 53,6 \text{ А};$$

$$I_{M.AB} = \frac{S_{НОМ.Т}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6} = 60,6 \text{ А};$$

б) ТП2

$$I_M = \frac{S_M}{2\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{1708}{2\sqrt{3} \cdot 6} = 82,2;$$

$$I_{M.AB} = \frac{1,4S_{НОМ.Г}}{2\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 134,7 \text{ А};$$

в) РП

$$I_M = \frac{4 \cdot S_{НОМ.Д}}{2\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{4 \cdot 485}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 93,34 \text{ А};$$

$$I_{M.AB} = 2I_M = 2 \cdot 93,34 = 186,7 \text{ А},$$

де $4S_{НОМ.Д}$ – повна номінальна потужність синхронних електродвигунів СДН-2-17-21-16 однієї секції шин РП. Передбачається можливість живлення всіх електродвигунів по одній лінії.

Для установлення на стороні 6 кВ вибираємо вакуумні вимикачі ВВЭ-10-20/630 УЗ. Номінальний струм вимикачів $I_{НОМ.В} = 630 \text{ А} > I_{M.AB}$ для всіх приєднань. Власний час відключення вимикача 0,055 с.

Для внутрізаводської мережі вибираємо броньовані кабелі з паперовою ізоляцією в алюмінієвій оболонці типу ААБ.

Вибір перерізу жил кабелів виконуємо за економічною густиною струму. Для кабелів з паперовою ізоляцією $j_{ек} = 1,2$ [11] при $T_M > 5000$.

Визначаємо економічний переріз провідників, наприклад, для лінії живлення ТП1

$$s_{ек} = \frac{I_M}{j_{ек}} = \frac{53,6}{1,2} = 44,7 \text{ мм}^2.$$

Результати розрахунків наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Вибір високовольтних вимикачів і перерізу провідників

Лінія	I_M , А	$I_{M.AB}$, А	Вимикач	$I_{НОМ.В}$ А	$s_{ек}$, мм ²	Провідник	$I_{Доп}$, А
ГПП – ТП1	53,6	60,6	ВВЭ-10-20/630	630	44,7	ААБ 3×50	155
ГПП – ТП2	82,2	134,7	Те ж	Те ж	68,5	ААБ 3×70	190
ГПП – РП	93,34	186,7	”	”	157	1 ААБ 3×240	390

Приклад 4.2 Визначити струми КЗ для перевірки вибраних вимикачів і кабелів заводської мережі (рис. 4.2). Потужність КЗ на стороні 35кВ ГПП 200 МВ·А.

Розв'язування. На рис. 4.6 зображені розрахункова схема (а) і схема заміщення (б).

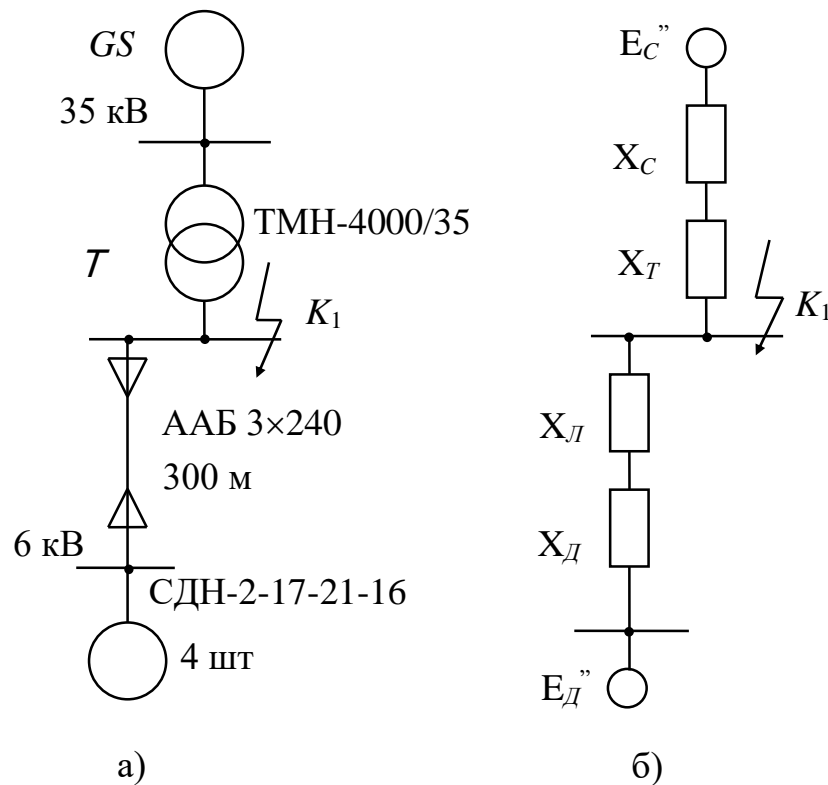


Рисунок 4.6 – Розрахункова схема і схема заміщення системи електропостачання

Базисний струм на напрузі 6 кВ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА.}$$

Опори елементів, зведені до базисних умов:

$$X_C = \frac{S_{\delta}}{S_K} = \frac{1000}{200} = 5;$$

$$X_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18,8;$$

$$X_{Л} = X_{\text{ПНТ}} l \frac{S_6}{U_{\text{СЕР}}} = 0,08 \cdot 0,3 \frac{1000}{6,3^2} = 0,6;$$

$$X_{Д} = \frac{X_{Д\%}''}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ.Д}}} = \frac{23,8}{100} \cdot \frac{1000}{4 \cdot 0,485} = 122,7.$$

Виконаємо розрахунок струмів КЗ для точки К1.

Результуючі опори:

$$X_{\Sigma C} = X_C + X_T = 5 + 18,8 = 23,8;$$

$$X_{\Sigma Д} = X_{Д} + X_{Л} = 122,7 + 0,6 = 123,3.$$

Початкові діючі значення струму трифазного КЗ:

$$I_{\text{п0.С}} = \frac{E_C''}{X_{\Sigma C}} I_6 = \frac{1}{23,8} \cdot 91,75 = 3,9 \text{ кА};$$

$$I_{\text{п0.Д}} = \frac{E_{Д}''}{X_{\Sigma Д}} I_6 = \frac{1,07}{123,3} \cdot 91,75 = 0,7 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму від енергосистеми не змінюється, тому

$$I_{\text{пт.С}} = I_{\text{п0.С}} = 3,9 \text{ кА};$$

$$I_{\text{пт.Д}} = I_{\text{п0.Д}} \gamma(\tau) = 0,7 \cdot 0,71 = 0,5 \text{ кА},$$

де $\gamma(\tau)$ визначено з графіків [1] для синхронних електродвигунів СДН при

$$\tau = t_{\text{РЗ.min}} + t_{\text{В.В}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}.$$

Постійні часу аперіодичної складової $T_{a.C} = 0,03 \text{ с}$, $T_{a.Д} = 0,037 \text{ с}$ [1].

Аперіодична складова струму КЗ при $t = \tau = 0,065 \text{ с}$

$$i_{\text{ат.С}} = \sqrt{2} I_{\text{п0.С}} e^{-\frac{t}{T_{a.C}}} = \sqrt{2} \cdot 3,9 e^{-\frac{0,065}{0,03}} = 0,6 \text{ кА};$$

$$i_{\text{ат.Д}} = \sqrt{2} I_{\text{п0.Д}} e^{-\frac{t}{T_{a.Д}}} = \sqrt{2} \cdot 0,7 e^{-\frac{0,065}{0,037}} = 0,2 \text{ кА}.$$

Ударний струм КЗ

$$i_{уд.С} = \sqrt{2}I_{п0.С} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.С}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 3,9 \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \right) = 9,4 \text{ А};$$

$$i_{уд.Д} = \sqrt{2}I_{п0.Д} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.Д}}} \right) = \sqrt{2} \cdot 0,7 \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,037}} \right) = 1,7 \text{ А}.$$

Тепловий імпульс визначаємо в такій послідовності.

Постійна часу аперіодичної складової схеми

$$T_{a.СХ} = \frac{T_{a.С}I_{п0.С} + T_{a.Д}I_{п0.Д}}{T_{п0.С} + I_{п0.Д}} = \frac{0,03 \cdot 3,9 + 0,037 \cdot 0,7}{3,9 + 0,7} = 0,03 \text{ с}.$$

Постійна часу періодичної складової електродвигунів

$$T_{п.Д} \approx -\frac{\tau}{\ln(\tau)} = \frac{-0,065}{\ln 0,71} = 0,19 \text{ с}.$$

Час відключення КЗ

$$t_{ВІДК} = t_{РЗ} + t_{П.В} = 0,5 + 0,1 = 0,6 \text{ с}.$$

Тепловий імпульс

$$\begin{aligned} B_K &= I_{п0.С}^2 (t_{ВІДК} + T_{a.СХ}) + I_{п0.Д}^2 (0,5T_{п.Д} + T_{a.СХ}) + \\ &+ 2I_{п0.С}I_{п0.Д} (T_{п.Д} + T_{a.СХ}) = \\ &= 3,9^2 (0,6 + 0,03) + 0,7^2 (0,5 \cdot 0,19 + 0,03) + 2 \cdot 3,9 \cdot 0,7 (0,19 + 0,03) = \\ &= 10,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Приклад 4.3 Перевірити вибрані вимикачі для ГПП ВВЭ-Ю-20/630 на комутаційну здатність і стійкість до дії струмів КЗ. Перевірити кабельні лінії від ГПП до ТП на термічну стійкість до дії струмів КЗ.

Розв'язування. Умови вибору вимикачів і порівняльні дані приведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Вибір вимикачів ГПП

Умови вибору	Дані для вимикачів	Дані розрахунків
$I_{Н.ВДК} \geq I_{П\tau}$	$I_{Н.ВДК} = 20 \text{ кА}$	$I_{П\tau} = I_{П\tau.C} + I_{П\tau.Д} = 3,9 + 0,5 = 4,4 \text{ кА}$
$\sqrt{2}I_{Н.ВДК} \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{П\tau} + i_{a\tau}$	$\sqrt{2}I_{Н.ВДК} \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 20 \left(1 + \frac{21}{100}\right) = 34,2 \text{ кА}$	$\sqrt{2}I_{П\tau} + i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 4,4 + (0,6 + 0,2) \approx 7,0 \text{ кА}$
$I_{Дин} \geq i_{уд}$	$I_{Дин} = 52 \text{ кА}$	$I_{уд} = i_{уд.C} + i_{уд.Д} = 9,4 + 1,7 = 11,1 \text{ кА}$
$I_{Дин} \geq I_{п0}$	$I_{Дин} = 20 \text{ кА}$	$I_{п0} = I_{п0.C} + I_{п0.Д} = 3,9 + 0,7 = 4,6 \text{ кА}$
$I_T^2 t_T \geq B_K$	$I_T^2 t_T = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 10,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, даний тип вимикачів може бути використаний для установлення на ГПП.

Перевіримо вибрані кабелі від ГПП до ТП на термічну стійкість до дії струмів КЗ за умовою

$$s \geq s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{10,8 \cdot 10^3}}{92} = 36 \text{ мм}^2,$$

де $C_T = 92 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$ – для кабелів з алюмінієвими суцільними жилами і паперовою ізоляцією при номінальній напрузі 6 кВ [12].

Отже, всі перерізи кабелів відповідають умові термічної стійкості.

Приклад 4.4 Визначити струми КЗ для підстанції Хмельницьких північних електричних мереж (ХПнЕМ), яка може мати три режими роботи:

- нормальний режим – коли два автотрансформатори ХАЕС (АТ-1 та АТ-2 750/330 кВ) введені в роботу;
- мінімальний режим – коли один з автотрансформаторів ХАЕС виведений з роботи;
- аварійний режим – коли живлення підстанції відбувається з іншої сторони мережі. Цей режим мають підстанції, які живлять споживачів I категорії або особливо важливих споживачів.

В свою чергу ці режими зумовлюють різні струми КЗ, оскільки при кожному з них опір системи різний. Ці опори можна розрахувати, перетворивши всі елементи системи (генератори, автотрансформатори, трансформатори, повітряні та кабельні лінії електропередач і т.д.) в еквівалентні опори, та нарисувавши схему заміщення цієї системи. Всі опори розраховуються відносно генератора ХАЕС. Спочатку розраховуються приведені опори, тобто опори відносно якогось елементу мережі (генератора, шин підстанцій і т.д.), а потім за допомогою коефіцієнта приведення розраховуються дійсні значення опорів цих елементів, які і використовуються при розрахунках струмів КЗ.

Розрахунки опорів (резистансів та реактансів) мереж з напругою 110 кВ і вище проводяться ПЗЕС (Південно-західною електроенергетичною системою), до якої і входять ХПнЕМ. ПЗЕС електронною поштою надсилає їх значення на шинах 110 кВ підстанцій 110/35/10 або 110/10 на підприємства, до яких ці підстанції відносяться, після чого ці підприємства розраховують опори ліній 35, 10 та 6 кВ.

На основі листа №18-48а/134 від 24.01.2001р. опори на шинах 110 кВ підстанції становлять: нормальний режим: $R_{C.H}=0,65$ Ом; $X_{C.H} = 24,02$ Ом; мінімальний режим: $R_{C.MIN} = 34,88$ Ом; $X_{C.MIN} = 65,68$ Ом.

Аварійний режим на цій підстанції не передбачений, оскільки вона, в основному, живить споживачів III категорії (колгоспи, села).

Розв'язування. Розрахунок струмів короткого замикання на шинах 10 кВ підстанції. Розрахуємо опори на шинах 10 кВ. Для цього використаємо схему заміщення, що зображена на рис 4.7.

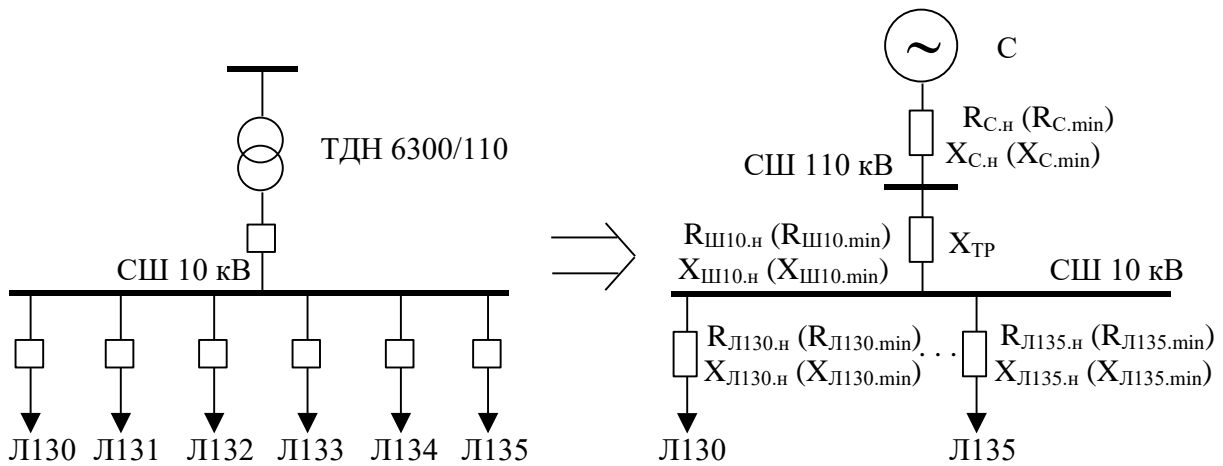


Рисунок 4.7 - Схема заміщення підстанції 110/10 кВ

Розрахуємо реактивний опір (реактанс) силового трансформатора ТДН 6300/110; 6300 кВА; $115 \pm 9 \times 1,78\%$ / 11 кВ; $U_{K.max} = 11,1\%$ (оскільки активний опір трансформатора порівняно з реактивним дуже малий і майже не впливає на значення загального опору, то ним можна знехтувати):

$$X_T = \frac{U_{K.max} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{Т.Н}} = \frac{11,1 \cdot 115^2}{100 \cdot 6,3} = 233 \text{ Ом.}$$

Розрахуємо опори на шинах 10 кВ в нормальному та мінімальному режимах, що приведені до напруги 110 кВ:

$$R_{Ш10} = R_{C.H} = 10,65 \text{ Ом;}$$

$$X_{Ш10} = X_{C.H} + X_T = 233 + 24,02 = 257,02 \text{ Ом;}$$

$$Z_{Ш10} = \sqrt{(R_{Ш10})^2 + (X_{Ш10})^2} = \sqrt{10,65^2 + 257,02^2} = 257,24 \text{ Ом;}$$

$$R_{Ш10.min} = R_{C.min} = 34,88 \text{ Ом;}$$

$$X_{Ш10.min} = X_{C.min} + X_T = 233 + 65,68 = 298,68 \text{ Ом;}$$

$$Z_{\text{Ш}10.\text{min}} = \sqrt{(R_{\text{Ш}10.\text{min}})^2 + (X_{\text{Ш}10.\text{min}})^2} = \sqrt{34,88^2 + 298,68^2} = 300,7 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо струми трифазного та двофазного КЗ на шинах 10 кВ в нормальному та мінімальному режимах, приведені до напруги 110 кВ:

$$I_{\text{Ш}10}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{Ш}10}} = \frac{115 \cdot 1000}{1,73 \cdot 257,02} = 257 \text{ А;}$$

$$I_{\text{Ш}10}^{(2)} = I_{\text{Ш}10}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 257 \cdot \frac{1,73}{2} = 223 \text{ А;}$$

$$I_{\text{Ш}10.\text{min}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{Ш}10.\text{min}}} = \frac{115 \cdot 1000}{1,73 \cdot 300,7} = 221 \text{ А;}$$

$$I_{\text{Ш}10.\text{min}}^{(2)} = I_{\text{Ш}10.\text{min}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 221 \cdot \frac{1,73}{2} = 191 \text{ А.}$$

Розраховуємо коефіцієнт приведення для визначення дійсних опорів на шинах 10 кВ:

$$\kappa_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{НН}}^2}{U_{\text{ВН}}^2} = \frac{11^2}{115^2} = 0,009 .$$

Розраховуємо опори на шинах 10 кВ та заносимо їх в карту уставок:

$$R_{\text{Ш}10.\text{Н}} = R_{\text{Ш}10} \cdot \kappa_{\text{пр}} = 10,65 \cdot 0,009 = 0,1 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{Ш}10.\text{Н}} = X_{\text{Ш}10} \cdot \kappa_{\text{пр}} = 257,02 \cdot 0,009 = 2,31 \text{ Ом;}$$

$$Z_{\text{Ш}10.\text{Н}} = \sqrt{(R_{\text{Ш}10.\text{Н}})^2 + (X_{\text{Ш}10.\text{Н}})^2} = \sqrt{0,1^2 + 2,31^2} = 2,31 \text{ Ом;}$$

$$R_{\text{Ш}10.\text{Т}} = R_{\text{Ш}10.\text{min}} \cdot \kappa_{\text{пр}} = 34,88 \cdot 0,009 = 0,31 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{Ш}10.\text{Т}} = X_{\text{Ш}10.\text{min}} \cdot \kappa_{\text{пр}} = 298,68 \cdot 0,009 = 2,69 \text{ Ом;}$$

$$Z_{\text{Ш10.Т}} = \sqrt{(R_{\text{Ш10.Т}})^2 + (X_{\text{Ш10.Т}})^2} = \sqrt{0,31^2 + 2,69^2} = 2,7 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо дійсні струми трифазного та двофазного КЗ на шинах 10 кВ в нормальному та мінімальному режимах:

$$I_{\text{Ш10.Н}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{Ш10.Н}}} = \frac{11 \cdot 1000}{1,73 \cdot 2,31} = 2752 \text{ А;}$$

$$I_{\text{Ш10.Н}}^{(2)} = I_{\text{Ш10.Н}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2752 \cdot \frac{1,73}{2} = 2384 \text{ А;}$$

$$I_{\text{Ш10.Т}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НН}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{Ш10.Т}}} = \frac{11 \cdot 1000}{1,73 \cdot 2,7} = 2352 \text{ А;}$$

$$I_{\text{Ш10.Т}}^{(2)} = I_{\text{Ш10.Т}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2352 \cdot \frac{1,73}{2} = 2037 \text{ А.}$$

Розрахунок струмів короткого замикання відхідних ліній 10 кВ.

Відхідні ліній 10 кВ складаються з ділянок з різним поперечним перерізом які мають різні питомі опори. Розрахуємо ці опори, скориставшись табл. Д.4 та даними для лінії №130 (табл. 4.3 і рис 4.8).

Таблиця 4.3 – Дані відхідної лінії 10 кВ №130

Код ділянки мережі (початок-кінець)	Довжина ділянки мережі, км	Марка провoda	Потужність трансформаторів, МВт
0	-	A-50	0,16
0-1	0,2	A-50	
1-2	0,2	AC-35	0,1
1-3	0,35	A-50	-
3-4	0,2	AC-35	0.1
3-5	0,2	A-50	0,25
5-6	0,6	A-50	0,4
6-7	2,0	A-50	0,1
7-8	2,55	A-50	-
8-9	3,37	A-50	0,16
9-10	3,1	A-50	0,4

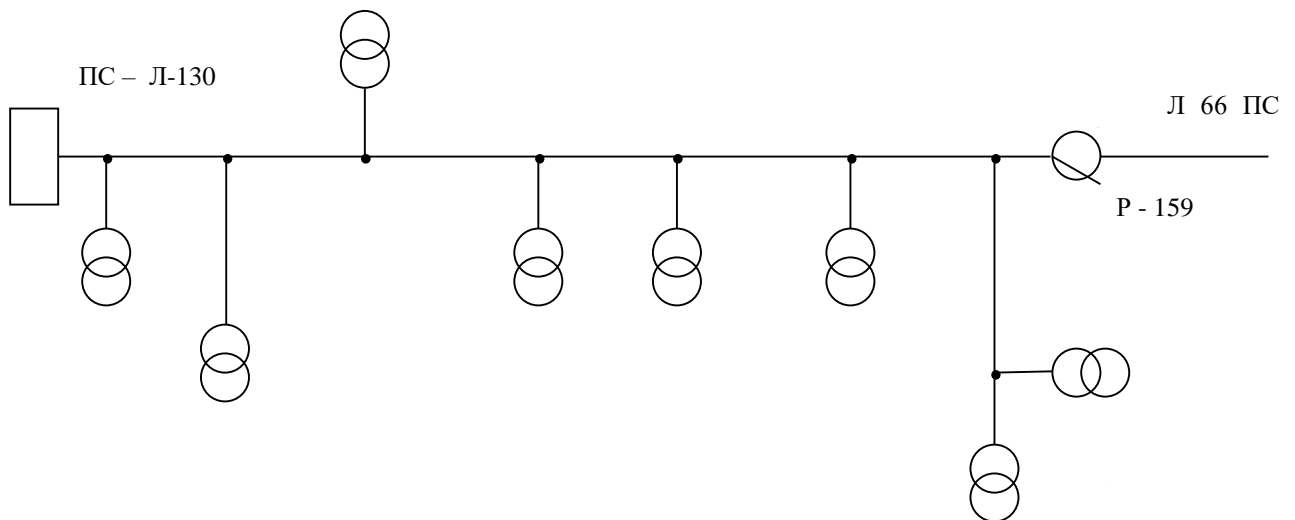


Рисунок 8.3 - Схема відхідної лінії № 130

Як видно з рис. 8.3 і табл. 8.2, найбільший опір буде мати відрізок 1–10. Лінії електропередач усіх його ділянок виконані проводом А-50.

Знайдемо резистанси та реактанси цього відрізка, попередньо знайшовши його довжину:

$$l_{Л130} = 0,2 + 0,35 + 0,2 + 0,6 + 2 + 2,55 + 3,37 + 3,1 = 12,37 \text{ км};$$

$$R_{Л130} = l_{Л130} \cdot R_0 = 12,37 \cdot 0,64 = 7,91 \text{ Ом};$$

$$X_{Л130} = l_{Л130} \cdot X_0 = 12,37 \cdot 0,363 = 4,49 \text{ Ом}.$$

Розрахуємо опори в точці 10 в нормальному та мінімальному режимах:

$$R_{130.H} = R_{Л130} + R_{Ш10.H} = 7,91 + 0,1 = 8,01 \text{ Ом};$$

$$X_{130.H} = X_{Л130} + X_{Ш10.H} = 4,49 + 2,31 = 6,8 \text{ Ом};$$

$$Z_{130.H} = \sqrt{(R_{130.H})^2 + (X_{130.H})^2} = \sqrt{8,01^2 + 6,8^2} = 10,51 \text{ Ом};$$

$$R_{130.min} = R_{Л130} + R_{Ш10.min} = 7,91 + 0,31 = 8,22 \text{ Ом};$$

$$X_{130.min} = X_{Л130} + X_{Ш10.min} = 4,49 + 2,69 = 7,18 \text{ Ом};$$

$$Z_{130.min} = \sqrt{(R_{130.min})^2 + (X_{130.min})^2} = \sqrt{8,22^2 + 7,18^2} = 10,91$$

Ом.

Розрахуємо струми трифазного і двофазного КЗ в точці 10 в нормальному та мінімальному режимах:

$$I^{(3)}_{Л130.H} = \frac{U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_{130.H}} = \frac{11 \cdot 1000}{1,73 \cdot 10,51} = 605 \text{ А};$$

$$I^{(2)}_{Л130.H} = I^{(3)}_{Л130.H} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 605 \cdot \frac{1,73}{2} = 524 \text{ А};$$

$$I^{(3)}_{Л130.min} = \frac{U_{HH} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot Z_{130.min}} = \frac{11 \cdot 1000}{1,73 \cdot 10,91} = 582 \text{ А};$$

$$I^{(2)}_{Л130.min} = I^{(3)}_{Л130.min} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 582 \cdot \frac{1,73}{2} = 504 \text{ А}.$$

Контрольні запитання

1. Для чого використовується радіальна схема?
2. У яких випадках може бути доцільне застосування напруги 6 кВ?
3. Що використовують для підвищення надійності одно трансформаторних ТП?
4. За якою умовою виконується перевірка на термічну стійкість кабеля до дії струмів КЗ?
5. З якою метою виконується розрахунок струмів КЗ?
6. Яка послідовність розрахунку струмів КЗ?
7. На що повинні бути перевірені високовольтні вимикачі?
8. Умови перевірки комутаційної здатності.

Список літератури

1. Бурбело, М. Й. Б91 Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Внешнее и внутривзаводское электроснабжение . Методические указания к выполнению курсового проекта и расчетных работ по курсу “Электроснабжение промышленных предприятий“ / Сост. Б.С. Рогальский, А.Д. Демов, Л.Б. Терешкевич. – Винница : ВПИ. – 1988. – 44 с.

Лекція №6

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЦЕХУ

Мета: Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1000 В.
Перевірка чутливості та селективності захисту цехових мереж.

План:

1. Вибір схеми цехової мережі.
2. Вибір комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової мережі.
3. Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1000 В.
4. Перевірка чутливості та селективності захисту цехових мереж.

5.1 Вибір схеми цехової мережі

В залежності від схеми цехової мережі поділяють на радіальні, магістральні і змішані.

Радіальними називають мережі, в яких для передачі електричної енергії до споживача використовується окрема лінія. В радіальних мережах (рис. 5.1) від розподільного щита ТП відходять лінії живлення щитів станцій управління (ЩСУ), первинних розподільних пунктів (РП) і ЕП великої потужності (більше 55 кВт). В свою чергу, від ЩСУ або первинних РП живляться вторинні РП і ЕП середньої потужності (10.....55 кВт). Від вторинних РП живляться ЕП малої потужності.

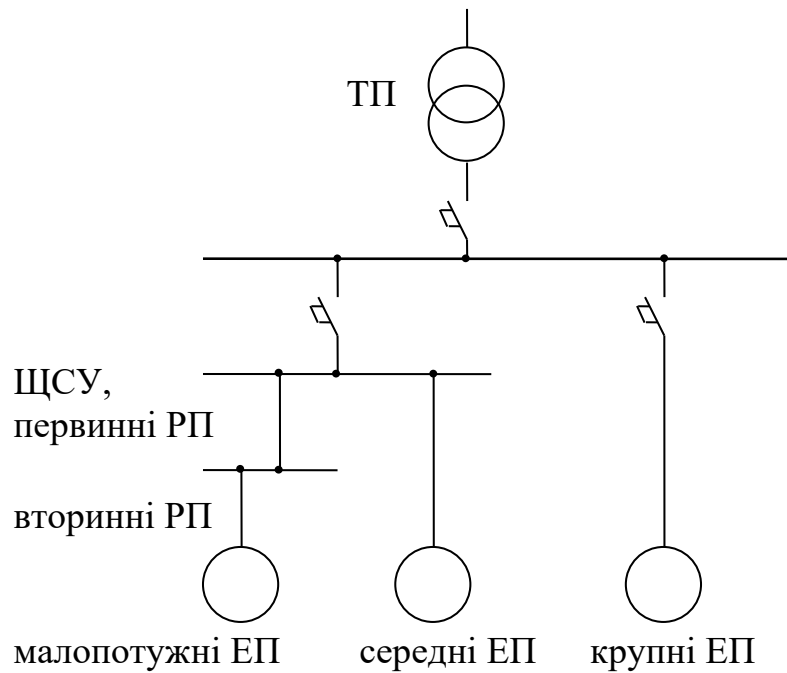


Рисунок 5.1 – Радіальна схема цехової мережі

В радіальних цехових мережах лінії електропередач виконують кабелями. Відгалуження до окремих ЕП можуть виконуватися кабелями або проводами. При відсутності небезпеки механічних пошкоджень рекомендується відкрите прокладання ізолюваних проводів і неброньованих кабелів. При наявності небезпеки механічних пошкоджень повинні застосовуватися броньовані кабелі або ж повинен передбачатися інший захист (прокладання проводів в трубах). При прокладанні всередині приміщень броньовані кабелі не повинні мати поверх броні, а неброньовані – поверх металевих оболонок захисних покриттів з горючих матеріалів [13].

Вибір способу прокладання провідників виконується у відповідності з ПУЕ [11].

Радіальні схеми забезпечують високу надійність електропостачання. Однак вони вимагають великих витрат на електрообладнання і монтаж.

Магістральними називають мережі, в яких для передавання електроенергії до декількох споживачів використовується одна лінія електропередачі (рис. 5.2).

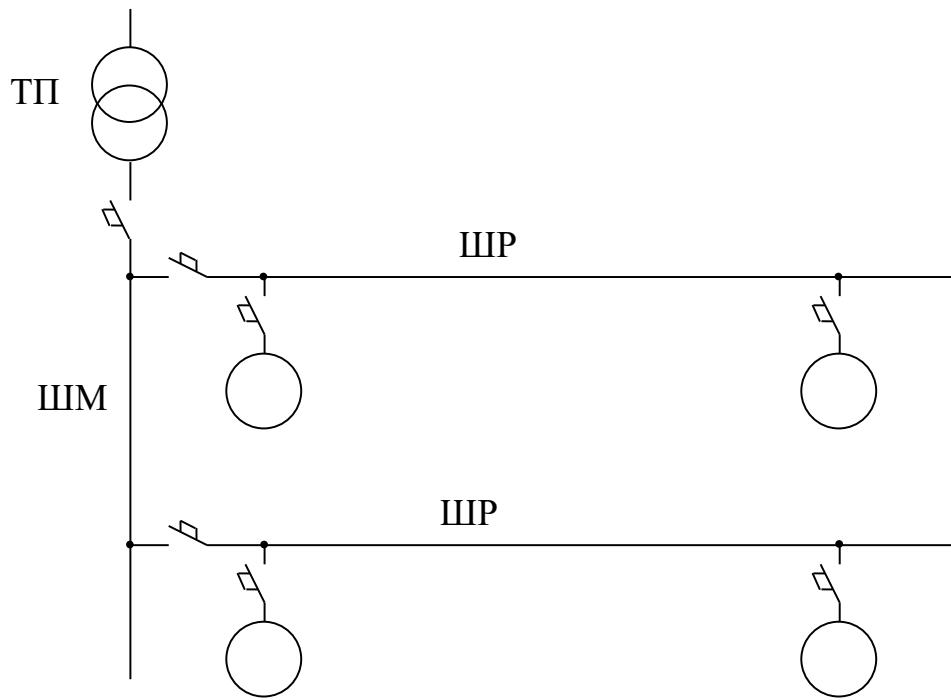


Рисунок 5.2 – Схема магістральної цехової мережі

Широкого поширення набули магістральні цехові мережі, виконані комплектними шинопроводами. Їх застосування дозволяє відмовитися від великої кількості кабельних ліній. Комплектні магістральні шинопроводи (ШМ) призначені для передавання електроенергії від ТП до розподільних шинопроводів (ШР) або щитів станцій управління (ЩСУ).

Розподільні шинопроводи (ШР) призначені для приєднання великого числа окремих ЕП. В комплект розподільних шинопроводів входять коробки з захисною і комутаційною апаратурою (рубильники з запобіжниками або автоматичні вимикачі).

Вирішальний вплив на вибір схеми конструктивного виконання має стан навколишнього середовища. Рекомендований ступінь захисту електрообладнання в виробничих приміщеннях: нормальних, жарких і вологих – IP 20; запилених – IP 40; вологих – IP 44; особливо вологих і з хімічно-активним середовищем – IP 54. Виконання основних типів комплектних магістральних шинопроводів IP 20. Виконання магістрального

шинопроводу типу ШЗМ–16, а також розподільних шинопроводів IP 31. Отже, шинопроводні мережі не можуть застосовуватися в запилених, вологих, особливо вологих приміщеннях, а також в приміщеннях з хімічно-активним середовищем. Для застосування в пожежонебезпечних приміщеннях випускаються спеціальні шинопроводи [1].

Розподільні пункти, наприклад, ПР 8501-1000 мають два виконання: IP 21 та IP 54. Розподільні пункти зі ступенем захисту IP 54 можуть бути встановлені в усіх вищеперерахованих випадках.

Найбільш складною є задача проектування цехових мереж у вибухонебезпечних приміщеннях, для яких використовується спеціальне вибухозахищене обладнання.

5.2 Вибір комутаційно-захисної апаратури та провідників цехової мережі

Найпростішими захисними апаратами є запобіжники. Вибір запобіжників і їх вставок здійснюється за умовами:

$$I_{\text{н.вст}} \geq k_{\text{відс}} I_{\text{М}},$$

$$I_{\text{н.вст}} \geq \frac{I_{\text{п}}}{k_{\text{пер}}},$$

$$I_{\text{н.відк}} \geq I_{\text{К.мах}}^{(3)},$$

де $I_{\text{н.вст}}$ – номінальний струм вставки запобіжника;

$I_{\text{н.відк}}$ – номінальний струм відключення КЗ запобіжника;

$k_{\text{відс}}$ – коефіцієнт відстроювання ($k_{\text{відс}} = 1,1 \dots 1,25$);

$I_{\text{К.мах}}^{(3)}$ – струм трифазного металевого КЗ;

$k_{\text{пер}}$ – коефіцієнт перевантаження ($k_{\text{пер}}$ приймають рівним 2,5 – при

легких пусках; 1,6...2,0 – при важких і частих пусках; 1,6 – для відповідальних механізмів; 0,8...1,0 – для електродвигунів з фазним ротором [14]).

Більш досконалыми комутаційно-захисними апаратами є автоматичні вимикачі. Вибір автоматичних вимикачів зводиться до виконання таких умов

$$I_{н.розч} \geq k_{відс} I_M,$$

$$I_{н.відк} \geq I_{К.мах}^{(3)},$$

де $I_{н.розч}$ – номінальний струм розчіплювача.

Значення $k_{відс}$ автоматичних вимикачів визначається з умов надійності відстроювання захисту від перевантажень і його неспрацювання (повернення) при (після) пуску або самозапуску.

Струмова відсічка автоматичного вимикача повинна бути відстроєна від пікового (пускового) струму:

$$I_{с.в} \geq k_H I_{п},$$

де $I_{с.в}$ – струм спрацювання відсічки;

k_H – коефіцієнт надійності відстроювання струмової відсічки.

Значення $k_{відс}$ і k_H для різних типів вимикачів наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Розрахункові коефіцієнти автоматичних вимикачів

Тип автомата	Розчіплювач	$k_{відс}$	k_H
ВА, А3700, АП50	комбінований	1	2,1
ВА, А3700, А3790	напівпровідниковий	1,1	1,5

"Електрон"	напівпро-	РМТ	1,27	1,6
	відниковий	МТЗ-1	1	2,2

При виборі вимикачів перевагу слід віддавати вимикачам серії ВА (додаток Б). В додатку В наведена комплектність розподільних пристроїв низької напруги КТП Хмельницького заводу комплектних трансформаторних підстанцій, розподільних пунктів ПР 8501, ПР 8504 та ПР 8505.

Розподільні пункти з вимикачами на вводі слід застосовувати лише при відсутності на початку лінії живлення вимикача з захистом, наприклад, при глухій відпайці від магістрального шинопровода. В інших випадках рекомендується використовувати розподільні пункти з рубильниками на вводі.

Переріз провідників в мережах напругою до 1кВ вибирають за допустимим нагріванням

$$I_{\text{доп}} \geq \begin{cases} I_M & \text{— для нормальних приміщень;} \\ 1,25 \cdot I_M & \text{— для вибухонебезпечних приміщень.} \end{cases}$$

Тривало допустимий струм для даного типу провідника, перерізу і способу прокладання приведений в [11]. В додатку Г наведені допустимі струми найбільш використовуваних провідників.

При $T_M > 4000 \div 5000$ год. переріз магістральних кабельних ліній рекомендується вибирати за економічною густиною струму [11].

Комплектні шинопроводи вибирають за умовою

$$I_{\text{ном.ш}} \geq I_M,$$

де $I_{\text{ном.ш}}$ — номінальний струм шинопроводу.

Вибрані провідники перевіряють на допустиму втрату напруги. Перевірка може виконуватися вибірково. В нормальному режимі переріз і

довжина провідників повинні забезпечувати відхилення напруги на за- тискачах ЕП, що не перевищує 5–7,5 відсотка.

Розрахунок втрат напруги виконують за формулою

$$\Delta U = \sqrt{3} I_M (R_{\text{пит}} \cos \varphi + X_{\text{пит}} \sin \varphi) l = \frac{P_M R_{\text{пит}} + Q_M X_{\text{пит}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot l,$$

де $R_{\text{пит}}$, $X_{\text{пит}}$ – погонні опори ліній.

При виборі провідників мереж, які потребують захисту від перевантажень, повинні бути виконані умови забезпечення захищеності ліній (табл. 5.2).

Захисту від перевантажень потребують [11]:

а) мережі всередині приміщень, що виконані прокладеними відкрито провідниками з горючою зовнішньою оболонкою або ізоляцією;

б) освітлювальні мережі незалежно від конструкції і способу прокладання в житлових, громадських, торгових, службово-побутових приміщеннях, а також в пожежонебезпечних приміщеннях;

в) силові мережі, якщо можливим є тривале перевантаження провідників;

4) силові і освітлювальні мережі у вибухонебезпечних приміщеннях (крім В-1,б; В-1,г).

Таблиця 5.2 – Умови забезпечення захищеності провідників від перевантажень

Захисний апарат	Мережі, що потребують захисту від перевантажень		Мережі, що не потребують захисту від перевантажень (з умови чутливості захисту від КЗ)
	з горючою ізоляцією полівінілхлоридна, поліетиленова, гумова)	з негорючою ізоляцією (паперова, вулканізований поліетилен)	
Запобіжник	$I_{\text{доп}} \geq 1,25I_{\text{н.вст}}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.вст}}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.вст}}/3$
Вимикачі з комбінованим розчіплювачем	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.розч}}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.розч}}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{н.розч}}$
Вимикачі з напівпровідниковим розчіплювачем	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{с.п}}$	$I_{\text{доп}} \geq 0,8I_{\text{с.п}}$	$I_{\text{доп}} \geq 0,8I_{\text{с.п}}$
Для вимикачів тільки з електромагнітним розчіплювачем	$I_{\text{доп}} \geq 1,25I_{\text{с.ем}}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{с.ем}}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{с.ем}}/4,5$

5.3 Розрахунок струмів КЗ в мережах напругою до 1000 В

Розрахунок струмів КЗ виконується з метою перевірки вибраних захисних апаратів за умовою комутаційної здатності

$$I_{\text{н.відк}} \geq I_{\text{К.мах}}^{(3)}$$

де $I_{\text{К.мах}}^{(3)}$ – струм трифазного металічного КЗ в максимальному режимі. У випадку, якщо не вдається вибрати захисні апарати за цією умовою, то допускається їх вибір за середнім струмом трифазного КЗ

$$I_{\text{н.відк}} \geq I_{K.\text{сеп}}^{(3)} = \frac{I_{K.\text{max}}^{(3)} + I_{KR}^{(3)}}{2},$$

де $I_{KR}^{(3)}$ – струм трифазного КЗ з врахуванням струмообмежувальної дії дуги.

Практика експлуатації показує, що доцільно виконувати перевірку термічної стійкості кабелів напругою до 1000 В [14], хоч згідно з ПУЕ [11] така перевірка не вимагається. Умова термічної стійкості провідників

$$s \geq s_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \cdot 1000 \approx \frac{I_{K.\text{max}}^{(3)} \sqrt{t_{\text{відк}}}}{C_T} \cdot 1000,$$

де $I_{K.\text{max}}^{(3)}$ – струм трифазного КЗ в кА;

$t_{\text{відк}}$ – час відключення КЗ ($t_{\text{відк}} = t_{\text{с.в}} + t_{\text{д}} + T_{\text{а}}$, тут $t_{\text{с.в}}$ – витримка часу спрацювання відсічки; $t_{\text{д}}$ – час загасання дуги; $T_{\text{а}}$ – постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ). Час гасіння дуги для автоматів ВА, АЗ700 $t_{\text{д}} = 0,01$ с. Усереднене значення постійної часу $T_{\text{а}} = 0,03$ с. Значення C_T низьковольтних кабелів може бути вибрано рівним C_T для аналогічних високовольтних кабелів [14].

Згідно з [15] значення струму при металічному трифазному КЗ в мережах до 1000 В визначають за формулою

$$I_{K.\text{max}}^{(3)} = \frac{1,05U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma}},$$

де Z_{Σ} – загальний повний опір елементів цехової мережі до точки КЗ. При визначенні повного опору враховуються активні і індуктивні опори елементів. В додатку Д приведені значення активних та індуктивних опорів

трансформаторів, кабельних ліній і шинопроводів.

При визначенні струму КЗ з врахуванням струмообмежувальної дії дуги в місці пошкодження в схему заміщення вводять перехідний активний опір

$$I_{KR}^{(3)} = \frac{1,05U_{НОМ}}{\sqrt{3}\sqrt{(R_{\Sigma} + R_{пер})^2 + X_{\Sigma}^2}}.$$

У зв'язку з невизначеністю в СН 355-77 рекомендовано в розрахунок струмів КЗ вводити такі значення активних перехідних опорів $R_{пер}$: 0,015 Ом – для розподільних щитів підстанцій (К1); 0,020 Ом – для головних (первинних) цехових розподільних щитів, для електроприймачів, які живляться безпосередньо від ТП (К2); 0,025 Ом – для вторинних цехових розподільних пунктів і на затискачах електроприймачів, які живляться від первинних розподільних щитів або пунктів (К3); 0,030 Ом – для електроприймачів, які живляться від вторинних розподільних пунктів (К4). Обов'язковим при виборі обладнання ТП є врахування підживлення місця КЗ електродвигунами, яке здійснюється підсумовуванням струму КЗ від заводської мережі і струму, зумовленого гальмуванням електродвигунів. Початкове значення струму КЗ від електродвигунів визначається з виразу

$$I_{К.Д}^{(3)} = 0,9I_{пуск},$$

де $I_{пуск}$ – пусковий струм всіх електродвигунів, що гальмуються. Однак пусковий струм електродвигунів, як правило, невідомий. Тому навантаження трансформатора розглядається як узагальнене з $E'' = 0,8$ і $X_* = 0,35$.

Підживлення від електродвигунів потрібно враховувати тільки при виборі апаратури на основному щиті ТП і не варто враховувати при виборі

апаратури на РП [11].

Для перевірки чутливості захисту повинні бути визначені струми однофазного КЗ $I_K^{(1)}, I_{KR}^{(1)}$.

Розрахунок струмів однофазного КЗ може бути виконаний за спрощеною формулою

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\Phi.\text{НОМ}}}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\Phi-\text{Н}} \cdot l},$$

де $U_{\Phi.\text{НОМ}}$ – номінальна фазна напруга;

$Z_T^{(1)}$ – повний опір силового трансформатора струмам однофазного КЗ;

$Z_{\Phi-\text{Н}}$ – погонний опір петлі "фаза-нуль";

l – відстань до місця КЗ.

При врахуванні перехідного опору струм однофазного КЗ

$$I_{KR}^{(1)} = \frac{U_{\Phi.\text{НОМ}}}{\frac{Z_{\Sigma}^{(1)}}{3} + Z_{\Phi-\text{Н}} \cdot l},$$

де $Z_{\Sigma}^{(1)} = \sqrt{(2R_T + R_{0T} + 3R_{\text{пер}})^2 + (2X_T + X_{0T})^2}$ – повний опір силового трансформатора струмам однофазного КЗ з урахуванням перехідного опору до точки КЗ;

R_{0T}, X_{0T} – активний і реактивний опори нульової послідовності трансформатора (додаток А).

5.4 Перевірка чутливості та селективності захисту цехових мереж

Перевірка чутливості запобіжників виконується за умовою

$$I_{н.вст} \leq I_{K.min}^{(1)} / k_{ч},$$

де $k_{ч}$ – коефіцієнт чутливості;

$I_{K.min}^{(1)}$ – струм однофазного КЗ в кінці лінії, що захищається.

В табл. 5.3 наведені умови перевірки чутливості автоматичних вимикачів.

Таблиця 5.3 – Умови перевірки чутливості захисних апаратів до дії струмів КЗ

Захисний апарат	Нормальні приміщення	Вибухонебезпечні приміщення
Запобіжник	$I_{н.вст} \leq \frac{I_{K.min}^{(1)}}{3}$	$I_{н.вст} \leq \frac{I_{K.min}^{(2)}}{4}$
Автоматичні вими-качі з тепловим або напівпровідниковим розчіплювачами	$I_{н.розч} \leq \frac{I_{K.min}^{(1)}}{3}$	$I_{н.розч} \leq \frac{I_{K.min}^{(1)}}{6}$

Для мереж, які повинні бути захищеними тільки від КЗ допускається спрощення умов перевірки чутливості (табл. 5.2).

Забезпечення селективності дії захисту досягається правильним вибором уставок струмової відсічки автоматичних вимикачів суміжних ступенів

$$I_{с.в1} > (1,3 \div 1,5) I_{с.в2},$$

$$t_{с.в1} = t_{с.в2} + \Delta t,$$

де $I_{c.B1}, I_{c.B2}$ – значення струмів спрацювання відсічки відповідно вищого і нижчого ступенів;

$t_{c.B1}, t_{c.B2}$ – час спрацювання відсічки вищого і нижчого ступенів;

Δt – ступінь селективності ($\Delta t = 0,1$ с - ВА 55, ВА 75; $\Delta t = 0,15$ с - А3790С; $\Delta t = 0,25$ с - "Електрон").

Якщо автоматичний вимикач вищого ступеня оснащений також миттєвим (електромагнітним) розчіплювачем, то

$$I_{c.ем1} > I_{K.зовн.мах}^{(3)} = I_{K2}^{(3)},$$

де $I_{c.ем}$ – струм спрацювання електромагнітного розчіплювача;

$I_{K.зовн.мах}^{(3)}$ – максимальний струм трифазного КЗ, який виникає в зоні дії вимикача нижчого ступеня.

Для аналізу селективності дії захисту в мережах напругою до 1000 В застосовується карта селективності захисту (рис. 5.3).

5.5 Приклади розрахунку цехових мереж

Приклад 5.1 Вибрати провідники і комутаційно-захисні апарати для цехової мережі, план якої зображено на рис. 5.4.

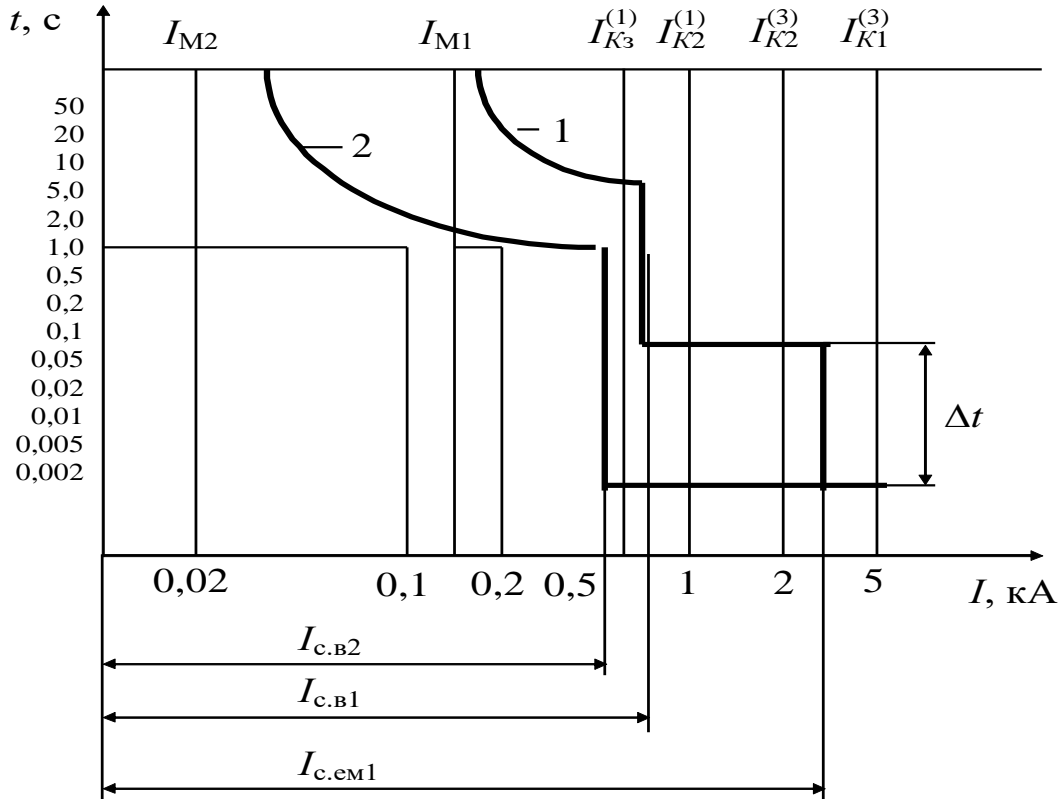


Рисунок 5.3 – Карта селективності захисту

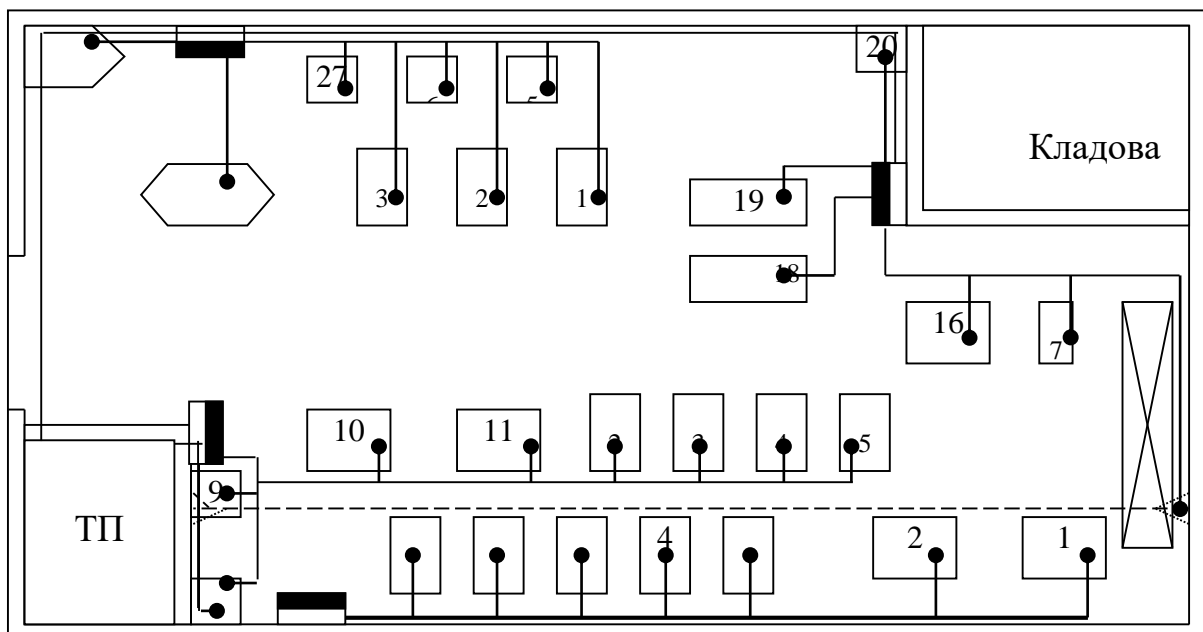


Рисунок 5.4 – План цехової мережі

Розв’язування. В табл. 5.4 і табл. 5.5 приведені результати розрахунків.

Таблиця 5.4 – Вибір автоматичних вимикачів

Лінія	I_M , А	I_{Σ} , А	Тип захисного апарата	$I_{НОМ.В.}$, А	$I_{Н.розч.}$, А	$I_{с.в.}$, А
ТП-РП1	45,4	192	ВА55-37	160	100	500
ТП-РП2	42,3	199	ВА55-37	160	100	700
ТП-РП3	54,7	207	ВА55-37	160	100	700
ТП-РП4	52,2	219	ВА55-37	160	100	700
РП1-ЕП21,23	6,03	30,15	ВА51Г-25	25	6,3	88
РП1-ЕП25-27	20,8	104,2	ВА51Г-31	100	25	350
РП1-ЕП24	31,4	157,5	ВА51Г-31	100	31,5	441
РП2-ЕП20	16,6	93	ВА51Г-25	25	20	280
РП2-ЕП18,19	5,15	25,65	ВА51Г-25	25	6,3	88
РП2-ЕП16,17	8,35	41,75	ВА51Г-25	25	10	140
РП2-ЕП29	33,4	167	ВА51Г-31	100	40	560
РП3-ЕП1,2	25,7	128,5	ВА51Г-31	100	31,5	441
РП3-РП3-7	33	165	ВА51Г-31	100	40	560
РП4-ЕП8,9	11,7	58,5	ВА51Г-25	25	12	168
РП4-ЕП10,11	35,5	177,7	ВА51Г-31	100	40	560
РП4-ЕП12-15	22,5	112,7	ВА51Г-31	100	25	350

Таблиця 5.5 – Вибір провідників

Лінія	I_M , А	$I_{н.розч.}$, А	Тип провід- ника	Спосіб прокла- дання	s , мм ²	$I_{доп.}$, А	l , м	ΔU , В
ТП-РП1	45,4	100	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	40	1,4
ТП-РП2	42,3	100	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	100	3,3
ТП-РП3	54,7	100	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	15	0,6
ТП-РП4	52,2	100	АВВГ	відкрито	3×70+1×35	129	15	0,6
РП1- ЕП21,23	6,03	6,3	АПВ	в трубах	3×2,5+1×2,5	19	30	3,9
РП1- ЕП25-27	20,8	25	АПВ	в трубах	3×6+1×4	30	15	2,8
РП1- ЕП24	31,4	31,5	АПВ	в трубах	3×10+1×6	39	10	1,7
РП2- ЕП20	16,6	20	АПВ	в трубах	3×4+1×2,5	23	10	2,3
РП2- ЕП18,19	5,15	6,3	АПВ	в трубах	3×2,5+1×2,5	19	15	1,7
РП2- ЕП16,17	8,35	10	АПВ	в трубах	3×2,5+1×2,5	19	23	4,2
РП2- ЕП29	33,4	40	АПВ	в трубах	3×16+1×10	55	45	5,1
РП3- ЕП1,2	25,7	31,5	АПВ	в трубах	3×10+1×6	39	60	8,4
РП3- РП3-7	33	40	АПВ	в трубах	3×16+1×10	55	27	3,0
РП4- ЕП8,9	11,7	12	АПВ	в трубах	3×2,5+1×2,5	19	12	3,1
РП4- ЕП10,11	35,5	40	АПВ	в трубах	3×16+1×10	55	24	2,9
РП4- ЕП12-15	22,5	25	АПВ	в трубах	3×6+1×4	30	42	8,6

Приклад 5.2

Прийнято рішення про те, що електрична мережа механічного цеху (рис. 5.5) виконується з використанням розподільного шинопроводу типу ШРА – 73 ($I_{НОМ.Ш} = 250$ А). Кабелі від ТП до шинопроводу будуть прокладені відкрито на конструкціях. Тип кабелів АВВГ. Під'єднання

електроприймачів (ЕП) до шинопроводу здійснюється проводом АПВ в трубах.

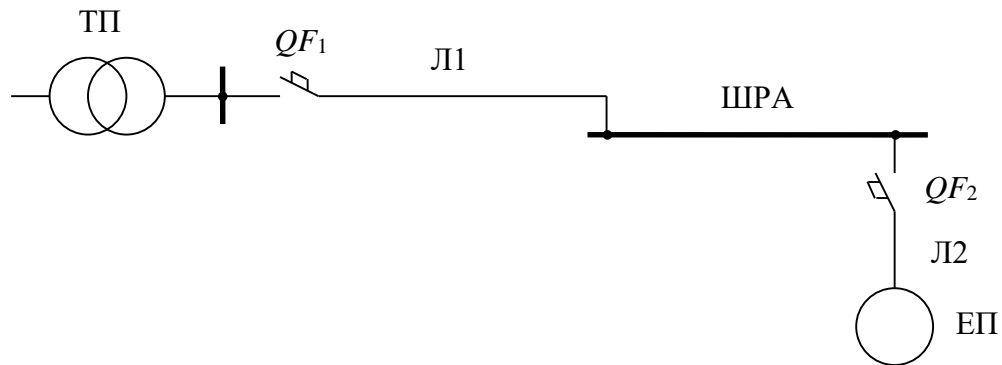


Рисунок 5.5 – Схема цехової мережі

Необхідно:

1. Вибрати автоматичний вимикач QF_1 , визначити номінальний струм розчіплювача $I_{н.розч}$, струм спрацювання відсічки $I_{с.в}$. Вибрати переріз жил кабелю типу АВВГ лінії Л1. Розрахунковий струм I_M , пусковий струм $I_{п}$ наведені в табл. 5.6.

Таблиця 5.6 – Необхідні відомості для виконання практичного завдання

Параметр	Позначення	Одиниця вимірювання	Значення		
			Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3
Розрахунковий струм	I_M	А	170	230	360
Коефіцієнт потужності	$\cos\varphi_M$	-	0,8	0,6	0,7
Пусковий струм	$I_{п}$	А	270	460	510
Номінальна потужність ЕП	P_H	кВт	30	55	40
Коефіцієнт потужності ЕП	$\cos\varphi_H$	-	1	0,9	0,92
Кратність пускового струму	$k_{п}$	-	1	5	6
Номінальна потужність трансформатора	$S_{ном.Т}$	кВ·А	630	1000	1000

2. Вибрати автоматичний вимикач QF_2 , для захисту ЕП з номінальною потужністю P_H , коефіцієнтом потужності $\cos\varphi_H$, кратністю пускового струму k_H , які наведені в табл. 5.6. Визначити переріз проводу лінії Л2.

3. Перевірити вибрані перерізи ліній за допустимими втратами напруги, якщо довжини ліній Л1 і Л2 відповідно $l_1 = 40$ м, $l_2 = 35$ м. Довжина шинопроводу $l_{Ш} = 100$ м.

4. Розрахувати струми однофазного КЗ, перевірити чутливість автоматичних вимикачів. Перехідними опорами знехтувати.

Розв'язування

1. Вибираємо селективний автоматичний вимикач ВА–55–39 з номінальним струмом $I_{НОМ.В} = I_{НОМ.Ш} = 250$ А (варіант 1)

Номінальний струм розчіплювача і струм спрацювання відсічки автоматичного вимикача вибираємо з умови

$$I_{н.розч} \geq k_{відс.} \cdot I_M = 1.1 \cdot 170 = 187 \text{ А};$$

$$I_{с.в} \geq k_H \cdot I_{II} = 1.5 \cdot 270 = 405 \text{ А}.$$

Отже необхідно вибрати

$$I_{н.розч} = 0.8 \cdot I_{НОМ.В} = 250 \cdot 0.8 = 200 \text{ А};$$

$$I_{с.в} = 3 \cdot I_{н.розч} = 3 \cdot 200 = 600 \text{ А}.$$

Переріз жил кабелю АВВГ вибираємо з умови

$$I_{ДОП} \geq I_M = 170 \text{ А}.$$

З ПУЕ вибираємо переріз АВВГ – 3×185+1×70, для якого

$$I_{ДОП} = 0,92 \cdot 270 = 248 \text{ А}.$$

Умова захищеності лінії виконується наближено

$$I_{н.розч} \leq \frac{I_{ДОП}}{1,25} = \frac{248}{1,25} = 198,4 \text{ А}.$$

В цьому випадку може бути прийнято рішення про вибір більшого перерізу .

2. Номінальний струм ЕП

$$I_H = \frac{P_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{30 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 43,3 \text{ А.}$$

Пусковий струм

$$I_{\Pi} = k_{\Pi} \cdot I_H = 1 \cdot 43,3 = 43,3 \text{ А.}$$

Вибираємо автоматичний вимикач типу ВА – 51 – 31 з комбінованим розчіплювачем

Номінальний струм розчіплювача

$$I_{\text{н.розч}} \geq k_{\text{відс}} \cdot I_H = 1,0 \cdot 43,3 = 43,3 \text{ А.}$$

Вибираємо $I_{\text{н.розч}} = 50 \text{ А.}$

Струм спрацювання електромагнітного розчіплювача

$$I_{\text{с.ем}} \geq k_H \cdot I_{\Pi} = 2,1 \cdot 43,3 = 91 \text{ А.}$$

Вибираємо $I_{\text{с.ем}} = 3 \cdot I_{\text{н.розч}} = 3 \cdot 50 = 150 \text{ А.}$

Переріз проводу вибираємо з умов

$$I_{\text{ДОП}} \geq I_H = 43,3 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ДОП}} \geq I_{\text{н.розч}} = 50 \text{ А.}$$

Вибираємо провід АПВ перерізом 16 мм^2 . Переріз нульового проводу 10 мм^2 . При прокладанні в трубах $I_{\text{ДОП}} = 55 \text{ А}$ [11].

3. Питомі опори ліній і шинопроводу наведені в табл. 5.7

Таблиця 5.7 – Питомі опори ліній електропередачі

Лінія	Питомий опір, мОм/м
Л1, АВВГ 3×185+1×70	0,208+j0,063
Ш, ШРА-73, $I_{\text{НОМ.Ш}} = 250 \text{ А}$	0,21+j0,21
Л2, АПВ 3×16+1×10	2,4+j0,084

Втрати напруги розраховуємо за формулою

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_M \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi_M + x_0 \cdot \sin\varphi_M) \cdot l.$$

Значення втрат напруги

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 170 \cdot (0,21 \cdot 10^{-3} \cdot 0,8 + 0,21 \cdot 10^{-3} \cdot 0,6) \cdot \frac{100}{2} = 4,3 \text{ В};$$

Загальні втрати напруги

$$\Delta U = 2,4 + 4,3 + 6,3 = 13 \text{ В},$$

що складає

$$\delta U = \frac{\Delta U}{U_H} \cdot 100\% = \frac{13}{380} = 3,4\% .$$

Таке значення напруги є допустимим .

4. На рис. 5.6 показана розрахункова схема для визначення струмів КЗ

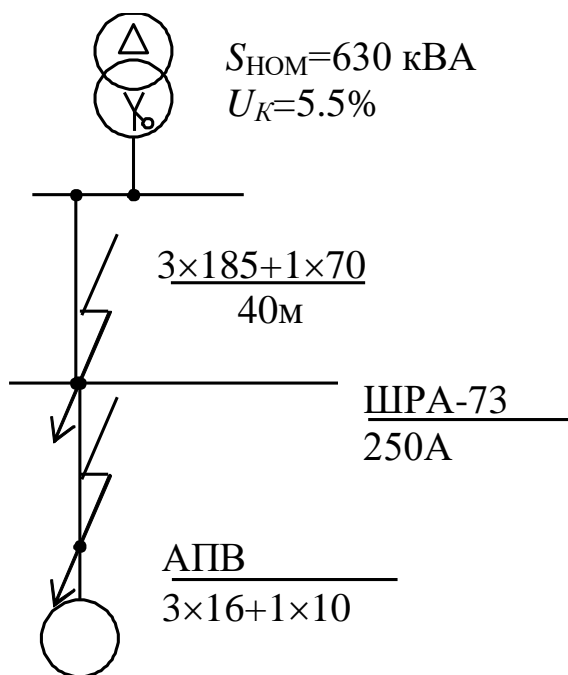


Рисунок 5.6 – Розрахункова схема мережі

Опір трансформатора струму однофазного КЗ

$$Z_T^{(1)} = 3 \cdot Z_T = 3 \cdot 14 = 42 \text{ мОм},$$

де
$$Z_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{НОМ.Т}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{400^2}{630 \cdot 10^3} = 13,97 \cdot 10^{-3} \approx 14 \text{ мОм}.$$

Струм однофазного КЗ розраховуємо за формулою

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\Phi}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\Phi-N} \cdot l}$$

Питомі значення опорів петлі фаза – нуль наведені в табл. 5.8.

Таблиця 5.8 – Питомі опори петлі фаза–нуль

Лінії Л1	$Z_{\Phi-N.1} = 0.73 \text{ мОм}$
Шинопроводу	$Z_{\Phi-N.Ш} = 0.59 \text{ мОм}$
Лінії Л2	$Z_{\Phi-N.2} = 5.92 \text{ мОм}$

Значення струмів однофазного КЗ

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{220}{\frac{42}{3} + 0,73 \cdot 40 + 0,59 \cdot 100} = 2,15 \text{ кА};$$

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{220}{\frac{42}{3} + 0,73 \cdot 40 + 0,59 \cdot 100 + 5,92 \cdot 35} = 0,71 \text{ кА}.$$

Для автоматичного вимикача QF_1 $I_{c.в} = 600 \text{ А}$.

Тому коефіцієнт чутливості

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K1}^{(1)}}{I_{c.в}} = \frac{2150}{600} = 3,58.$$

Для автоматичного вимикача QF_2 $I_{c.ем} = 150 \text{ А}$.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K2}^{(1)}}{I_{c.ем}} = \frac{710}{150} = 4,73.$$

Такі значення $k_{\text{ч}}$ є допустимими згідно з ПУЕ [11].

Контрольні питання

1. Як розрахувати струм однофазного КЗ?
2. Для чого виконується розрахунок струмів КЗ?
3. Для чого служить запобіжник?
4. Які мережі називають радіальними?
5. Застосування магістральних мереж.
6. Автоматичні вимикачі і їх застосування.

Список літератури

1. Бурбело, М. Й. Б91 Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет /А.С. Овчаренко и др. – Киев: Техніка, 1985. – 185 с.
4. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
5. Методические указания к выполнению курсового проекта и расчетных работ по курсу “Электроснабжение промышленных предприятий”. Расчет и выбор электрической сети цеха /Сост. М.С. Добжинский, Н.П. Свиридов, А.Д. Демов, В.А. Климчук, В.П. Степурина. – Винница : ВПИ, 1989. – 64 с.
6. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – М.: Энергоатомиздат, 2000 – 331 с.

Лекція №7

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПРИСТРОЇВ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Мета: Порядок оплати за реактивну електроенергію. Вибір компенсувальних пристроїв. Приклади розрахунку під час вибору компенсувальних пристроїв.

План:

1. Порядок оплати за реактивну електроенергію.
2. Вибір компенсувальних пристроїв.

6.1 Порядок оплати за реактивну електроенергію

Плата за споживання і генерацію реактивної електроенергії визначається трьома складовими [17]:

$$\Pi = \Pi_1 + \Pi_2 - \Pi_3,$$

де Π_1 – основна плата;

Π_2 – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності (КРП);

Π_3 – зниження плати у разі участі споживача в добовому регулюванні режимів споживання реактивної потужності з мережі енергопостачальної організації.

Основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається за формулою:

$$\Pi_1 = (WQ_{СП} + K \cdot WQ_{Г}) \cdot D \cdot m_0,$$

де $WQ_{СП}$ – споживання реактивної енергії в точці обліку за розрахунковий період;

WQ_{Γ} – генерування реактивної енергії в мережу енергопостачальної організації в точці обліку за розрахунковий період;

$K = 3$ – нормативний коефіцієнт врахування збитків енергопостачальної організації від генерації реактивної електроенергії з мережі споживача;

D – економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП), що характеризує вплив реактивного перетоку в точці обліку на втрати активної потужності в розрахунковому режимі, кВт/квар;

m_0 – середня вартість активної електроенергії за розрахунковий період.

При зонному обліку основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію визначається за формулою:

$$\Pi 1 = \left(\sum_{i=1}^n WQ_{СПi} \cdot k_i + K \cdot WQ_{\Gamma} \right) \cdot D \cdot m_0,$$

де n – число зон добового графіка електричного навантаження енергопостачальної організації;

i – номер зони добового графіка;

$WQ_{СПi}$ – споживання реактивної енергії в i -й зоні розрахункового періоду;

WQ_{Γ} – генерація реактивної енергії в нічних провалах добових графіків розрахункового періоду;

k_i – коефіцієнт диференційованого тарифу для i -ї зони добового графіка.

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами компенсації реактивної потужності визначається за формулою:

$$\Pi 2 = \Pi 1 \cdot C_{БАЗ} \cdot (K_{\phi} - 1)$$

де $C_{БАЗ} = 1,3$ – нормативне базове значення коефіцієнта стимулювання

капітальних вкладень в засоби КРП в електричних мережах споживача;

K_{φ} – коефіцієнт, що визначається в залежності від фактичного коефіцієнта реактивної потужності споживача $\text{tg}\varphi$ в середньому за розрахунковий період.

Зниження плати ПЗ за споживання та генерування реактивної електроенергії можливе за умов достатнього оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, наявності зонного обліку спожитої і генерованої електроенергії, виконання споживачем (обумовленого енергопостачальною організацією) добового графіка споживання і генерування електроенергії та наявності його оперативного контролю. Графіки споживання і генерації та розміри знижки вказуються в Договорі на постачання електроенергії (ДПЕ).

При обчисленні надбавки введені зони нечутливості, які обмежені такими значеннями коефіцієнта реактивної потужності:

– для промислових і прирівнюваних до них споживачів, залізничного і міського електротранспорту – $\text{tg}\varphi_{\Gamma} = 0,25$;

– для непромислових споживачів – $\text{tg}\varphi_{\Gamma} = 0,75$.

Тобто, додаткова плата за недостатню оснащеність нараховується, якщо $\text{tg}\varphi > 0,25$ – для промислових споживачів і $\text{tg}\varphi > 0,75$ – для непромислових споживачів. Значення коефіцієнта K_{φ} відповідно для промислових і непромислових споживачів визначаються за формулами:

$$K_{\varphi} = (\text{tg } \varphi - 0,25)^2 + 1;$$

$$K_{\varphi} = (\text{tg } \varphi - 0,75)^2 + 1.$$

Фактичний коефіцієнт реактивної потужності споживача в середньому за розрахунковий період визначається за формулою:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{WQ_{\text{СП}}}{WP},$$

де WP , $WQ_{\text{СП}}$ – споживання відповідно активної та реактивної електроенергії за розрахунковий період.

За відсутності у споживача приладів обліку реактивних перетоків споживана і генерована реактивна потужність визначається розрахунковим шляхом. Споживання реактивної електроенергії приймається за споживанням активної електроенергії з урахуванням нормативного коефіцієнта потужності ($\operatorname{tg}\varphi_{\text{н}}$), який дорівнює:

- а) для промислових і прирівняних до них споживачів – 0,8;
- б) для перепродавців електроенергії і непромислових споживачів – 0,6;
- в) для тягових підстанцій залізничного транспорту змінного струму – 1,0;
- г) для тягових підстанцій залізничного транспорту постійного струму, метрополітену і міського електротранспорту – 0,5.

Сумарна реактивна електроенергія, генерована в мережу енергопостачальної організації, визначається за формулою:

$$WQ_{\text{ГР}} = Q_{\text{КУ}} \cdot t_{\text{НР}},$$

де $Q_{\text{КУ}}$ – сумарна встановлена потужність конденсаторних установок в електричній мережі споживача, що зафіксована в Договорі на постачання електроенергії (ДПЕ);

$t_{\text{НР}}$ – число годин неробочого часу споживача за розрахунковий період.

Якщо споживач має цілодобовий безперервний режим виробництва, то для нього застосовуються формули:

$$Q_{KY}' = Q_{KY} + 0,3 \cdot P_{C.D.V/B};$$

$$WQ_{TP} = Q_{KY}' \cdot t_K - tg\varphi_H \cdot WP,$$

де $P_{C.D.V/B}$ – сумарна встановлена потужність високовольтних (6,10 кВ) синхронних електродвигунів в електричній мережі споживача, що зафіксована в ДПЕ.

В умовах, коли точка обліку електроенергії знаходиться на стороні нижчої напруги силового трансформатора, який є власністю споживача, до спожитої реактивної енергії додаються втрати реактивної електроенергії в силовому трансформаторі. Втрати реактивної електроенергії в силовому трансформаторі визначаються шляхом розрахунку за формулою:

$$\Delta WQ_T = \Delta Q_{X.X.} \cdot t_K + k_3^2 \cdot \Delta Q_{K.3.} \cdot t_P,$$

де $\Delta Q_{X.X.}$, $\Delta Q_{K.3.}$ – складові втрат реактивної потужності за даними холостого ходу і короткого замикання силового трансформатора;

t_K – календарне число годин розрахункового періоду;

k_3 – коефіцієнт завантаження силового трансформатора за розрахунковий період;

t_P – число годин роботи споживача за розрахунковий період.

Коефіцієнт завантаження силового трансформатора за розрахунковий період $k_3 = S_\Phi / S_{H.T.}$, визначається за фактичним споживанням електроенергії:

$$S_\Phi = \sqrt{P_\Phi^2 + Q_\Phi^2}, \quad P_\Phi = WP/t_P, \quad Q_\Phi = WQ_{СП}/t_P$$

6.2 Вибір компенсувальних пристроїв

Доцільність встановлення компенсувальних пристроїв в процесі експлуатації рекомендується оцінювати наближено з використанням

терміну окупності додаткових капітальних вкладень

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi' - \Pi''},$$

де Π' , Π'' – вартості споживаної реактивної електроенергії відповідно за відсутності і при встановленні компенсувальних пристроїв;

K – капіталовкладення в компенсувальні пристрої в разі їх встановлення.

При цьому термін окупності повинен складати не більше п'яти років.

Розрахунок може бути уточнений врахуванням вартості втрат електричної енергії, що виникають при передачі реактивної енергії, в трансформаторах і лініях електропередач заводської мережі

$$T_{OK} = \frac{K}{\Pi' + C_{\Delta WQ} - \Pi''},$$

де $C_{\Delta WQ}$ – вартість втрат електричної енергії, що виникають при передачі реактивної енергії.

Під час проектування системи електропостачання спочатку визначається сумарна розрахункова потужність БК напругою до 1000В (НБК) у відповідності з такими розрахунковими етапами [18]:

а) визначення основної потужності НБК, що забезпечить економію завдяки зменшенню числа цехових ТП;

б) визначення додаткової потужності НБК, що забезпечить економію завдяки зменшенню втрат електроенергії.

2 Отже, сумарна розрахункова потужність НБК

$$Q_{Н.К} = Q_{Н.К1} + Q_{Н.К2}.$$

Визначення потужності НБК за умовою вибору оптимального числа цехових трансформаторів $Q_{Н.К1}$ проводиться в такій послідовності.

У випадку трьох трансформаторів і менше їх потужність вибирається виходячи з максимального активного навантаження згідно з умовою

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{P_M}{k_3 \cdot N}.$$

За вибраною потужністю трансформаторів визначають максимальну реактивну потужність, яку доцільно передати через трансформатори

$$Q_T = \sqrt{(N_{ек} \cdot k_3 S_{НОМ.Т})^2 - P_M^2}.$$

Потужність НБК для даної групи трансформаторів визначається:

$$Q_{Н.К.1} = Q_M - Q_T.$$

Для більшого числа трансформаторів кожної технологічно концентрованої групи цехових трансформаторів однакової потужності визначається мінімальне їх число, що необхідне для живлення активного навантаження.

$$N_{min} = \frac{P_M}{k_3 \cdot S_{НОМ.Т}} + \Delta N,$$

де ΔN – добавка до найближчого цілого числа.

3 Економічно оптимальне число трансформаторів

$$N_{ек} = N_{min} + N_{\partial},$$

де N_{∂} – додаткове число трансформаторів, визначається на основі

техніко-економічних розрахунків. При цьому критерієм ефективності можуть виступати сумарні зведені втрати СЗВ або зведені щорічні затрати З.

Визначення додаткової потужності НБК $Q_{Н.К2}$ з метою зниження втрат електричної енергії для групи трансформаторів, здійснюється за критерієм терміну окупності додаткових капітальних вкладень.

Для кожної цехової ТП визначається некомпенсоване реактивне навантаження на стороні 10(6) кВ кожного трансформатора за формулою:

$$Q_{ТП} = Q_{М.ТП} - Q_{НК} + \Delta Q_T.$$

Для кожної РП – 10(6) кВ визначається сумарне некомпенсоване реактивне навантаження

$$Q_{РП} = \sum Q_{ТП}.$$

Загальна розрахункова реактивна потужність ВБК для всього підприємства визначається з умови балансу реактивної потужності

$$Q_{ВК} = \sum Q_{РП} - Q_{e1}.$$

де Q_{e1} – оптимальне значення вхідної реактивної потужності в години великих навантажень.

Реактивна потужність ВБК розподіляється між окремими РП пропорційно їх некомпенсованому реактивному навантаженню і округляється до найближчої стандартної потужності комплектних конденсаторних установок (ККУ). До кожної секції РП рекомендується приєднувати ККУ однакової потужності, але не менше 1000 квар. При меншій потужності КБ передбачають компенсацію на ГПП.

Доцільність використання синхронних двигунів (СД) як джерел

реактивної потужності визначається техніко-економічним розрахунком.

Кожен встановлений СД може генерувати реактивну потужність, номінальне значення якої

$$Q_{\text{СД}} = (P_{\text{СД.НОМ}} \cdot \beta_{\text{СД}}) \cdot \text{tg } \varphi_{\text{НОМ}},$$

де $\beta_{\text{СД}}$ – коефіцієнт завантаження СД.

Під час проектування електроприводів вказується використовувана розрахункова потужність кожного СД і максимальна потужність, при якій забезпечується стійка робота електропривода.

Оскільки синхронні двигуни, як правило оснащені регуляторами збудження, то витрати на компенсацію реактивної потужності СД визначаються тільки втратами потужності

$$\Delta P = D_1 \frac{Q}{Q_{\text{НОМ}}} + D_2 \left(\frac{Q}{Q_{\text{НОМ}}} \right)^2,$$

де D_1, D_2 – номінальні паспортні значення втрат потужностей.

6.3 Приклади розрахунку під час вибору компенсувальних пристроїв

Приклад 6.1 Промислове підприємство має облік тільки активної електроенергії, який проводиться на межі розділу балансової належності електромереж. Облік реактивної електроенергії відсутній. Немає також пристроїв компенсації реактивної потужності (КРП) [17].

– Споживання активної електроенергії протягом місяця за показами лічильника виявилось $WP = 430\,000$ кВт·год.

– Середньостатистичне значення ЕЕРП, зафіксоване в додатку до Договору і на постачання електроенергії (ДПЕ), $D = 0,058$ кВт/квар.

– Середньовідпускний тариф $m_0 = 0,27$ грн./кВт·год.

Розв'язування. Підприємство належить до промислових споживачів, для яких в умовах відсутності обліку реактивної електроенергії нормативний коефіцієнт потужності $\text{tg}\varphi_{\text{H}} = 0,80$, граничний коефіцієнт реактивної потужності, що визначає зону нечутливості, $\text{tg}\varphi_{\text{Г}} = 0,25$. Тоді величина реактивної електроенергії, за яку повинно заплатити підприємство

$$WQ_{\text{СП}} = WP \cdot \text{tg}\varphi_{\text{H}} = 430\,000 \cdot 0,8 = 344\,000 \text{ квар}\cdot\text{год.}$$

Основна плата

$$\text{П1} = WQ_{\text{СП}} \cdot D \cdot m_0 = 344\,000 \cdot 0,058 \cdot 0,27 = 5387,04 \text{ грн.}$$

Оскільки нормативне значення $\text{tg}\varphi_{\text{H}} = 0,80$, більше граничного $\text{tg}\varphi_{\text{Г}} = 0,25$, то підприємство працює за межею зони нечутливості і йому нараховується надбавка

$$\text{П2} = \text{П1} \cdot C_{\text{БАЗ}} \cdot (K_{\varphi} - 1).$$

Значення $K_{\varphi} = 1,3025$.

Тоді значення надбавки $\text{П2} = 5387,04 \cdot 1,0 \cdot (1,3025 - 1) = 1629,6$ грн.

Повна плата $\text{П} = \text{П1} + \text{П2} = 5387,04 + 1629,6 = 7016,6$ грн.

Приклад 6.2 Промислове підприємство має облік споживання активної та реактивної електроенергії, а також облік генерації реактивної електроенергії [17]. Споживання активної та реактивної електроенергії за місяць $WP = 430\,000$ кВт·год; $WQ_{\text{СП}} = 68\,000$ квар·год. Генерування реактивної електроенергії споживачем в мережу енергопостачальної організації $WQ_{\text{Г}} = 54\,000$ квар·год. ЕЕРП для даного підприємства $D = 0,058$ кВт/квар. Середньовідпускний тариф $m_0 = 0,27$ грн./кВт·год.

Розв'язування. Основна плата за споживання та генерацію реактивної електроенергії

$$\text{П1} = (WQ_{\text{СП}} + K \cdot WQ_{\text{Г}}) \cdot D \cdot m_0 =$$

$$= (68000 + 3 \cdot 54000) \cdot 0,058 \cdot 0,27 = 3601,80 \text{ грн.}$$

Коефіцієнт потужності

$$\text{tg}\varphi = WQ_{\text{СП}}/WP = 68000/430000 = 0,158.$$

Оскільки $\text{tg}\varphi = 0,158 < \text{tg}\varphi_{\Gamma} = 0,25$, то надбавка за недостатнє оснащення мережі споживача засобами КРП не нараховується.

Отже,

$$\Pi = \Pi_1 = 3601,80 \text{ грн.}$$

Результати розрахунків зведені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Результати розрахунків

Показники	Приклад 6.1 КРП і облік відсутні взагалі	Приклад 6.2 КРП і облік (в т. ч. генерації) наявні
$WQ_{\text{СП}}$	344000*	68000
WQ_{Γ}	_____	54000
$\text{tg}\varphi$	0,8*	0,158
Π_1	5387,04	3601,80
Π_2	1629,6	_____
Π	7016,6	3601,80

Примітка. * – результат отримано розрахунковим шляхом.

Приклад 6.3 Порівняти варіанти, що були розглянуті вище, враховуючи, що в другому варіанті необхідним є встановлення конденсаторних батарей $Q_{\text{НК}} = 1100$ квар, вартість яких складає $K = 1100 \cdot 22 = 24200$ грн.

Розв'язування. Прибуток внаслідок зменшення плати за реактивну енергію складає

$$\Pi_t = (\Pi' - \Pi'') \cdot 12 = (7016,6 - 3601,8) \cdot 12 = 40977,6 \text{ грн.}$$

Термін окупності

$$T_{\text{ОК}} = \frac{24200}{40977,6} = 0,59 \text{ року.}$$

Встановлення конденсаторних батарей вигідне підприємству.

Приклад 6.4 Проектується цех з розрахунковим навантаженням $P_M = 2500$ кВт, $Q_M = 1600$ квар. В цеху передбачається встановлення трьох однострансформаторних ТП потужністю 1000 кВ·А. Розрахувати $Q_{\text{НК.1}}$.

Розв'язування. Потужність трансформаторів ТП

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \frac{P_M}{k_3 \cdot N} = \frac{2500}{0,9 \cdot 3} = 926 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Через трансформатори можна передати реактивну потужність

$$Q_T = \sqrt{(N_{\text{ек}} \cdot k_3 \cdot S_{\text{НОМ.Т}})^2 - P_M^2} = \sqrt{(3 \cdot 0,9 \cdot 1000)^2 - 2500^2} = 1020 \text{ квар.}$$

Основна потужність НБК для даної групи трансформаторів

$$Q_{\text{НК.1}} = Q_M - Q_T = 1600 - 1020 = 580 \text{ квар.}$$

Приклад 6.5 Розрахувати втрати потужності для синхронного двигуна СДН з $U_H = 6$ кВ, $P_{\text{НОМ}} = 1000$ кВт, $Q_{\text{НОМ}} = 511$ квар, $D_1 = 6,6$ кВт, $D_2 = 5,9$ кВт при $Q_K = 500$ квар і $Q_K = 250$ квар. Порівняти доцільність використання СД для компенсації реактивної потужності.

Розв'язування. При максимальному перезбудженні $Q_K \approx 500$ квар

$$\Delta P = 6,6 + 5,9 = 12,5 \text{ кВт,}$$

або

$$\frac{\Delta P}{Q_K} = \frac{12,5}{0,5} = 25 \text{ кВт/Мвар.}$$

При

$$Q = \frac{Q_H}{2} \text{ отримаємо } \Delta P = 6,6 \cdot \frac{1}{2} + 5,9 \cdot \left(\frac{1}{2}\right)^2 = 4,8 \text{ кВт,}$$

або

$$\frac{\Delta P}{Q_K} = \frac{4,8}{0,25} = 19,1 \text{ кВт/Мвар.}$$

При встановленні високовольтних батарей потужністю $Q_{БК} = 1000$ квар капіталовкладення можуть бути оцінені на суму

$$K = \Delta K_{БК} \cdot Q_{БК} + K_{ВВ} = 16,5 \cdot 1000 + 22000 = 38500 \text{ грн.,}$$

де $K_{ВВ}$ – вартість високовольтного вимикача $K_{ВВ} = 22000$ грн. Втрати активної потужності в високовольтних конденсаторах $\Delta P_{БК} = 2,5$ кВа/Мвар [19,20].

Отже, річна економія на втратах електроенергії

$$\Pi = (50 - 2,5) \cdot 0,27 = 8 \cdot 22 \cdot 12 = 27086 \text{ грн.}$$

Термін окупності високовольтних батарей при їх встановленні

$$T_{ОК} = \frac{K}{\Pi} = \frac{38500}{27086} = 1,4 \text{ року.}$$

Таким чином, в даному випадку вигідним є використання високовольтних батарей.

Контрольні питання

1. За якою формулою визначається основна плата за спожиту і генеровану реактивну електроенергію?
2. Чому дорівнює коефіцієнт потужності ($\text{tg}\varphi_{\text{H}}$)?
3. Як доцільно встановлювати компенсувальні пристрої в процесі експлуатації?
4. Для чого визначається додаткова потужність НБК $Q_{\text{H.K2}}$?
5. Як визначаються витрати на компенсацію реактивної потужності?

Список літератури

1. Бурбело, М. Й. Б91 Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Рогальский Б.С. Компенсация реактивной мощности. Методы расчета и средства управления. – Киев : УМК ВО , 1990. – 60 с.
4. Методика розрахунків плати за перетоки реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами. – Київ: Міненерго України. – 1997.

Лекція №8

РОЗРАХУНКИ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Мета: Розрахунок відхилень напруги. Розрахунок знижень напруги. Розрахунок несиметрії напруг. Розрахунок несинусоїдності напруг.

План:

1. Розрахунок відхилень напруги.
2. Розрахунок знижень напруги.
3. Розрахунок несиметрії напруг.
4. Розрахунок несинусоїдності напруг.

8.1 Розрахунок відхилень напруги

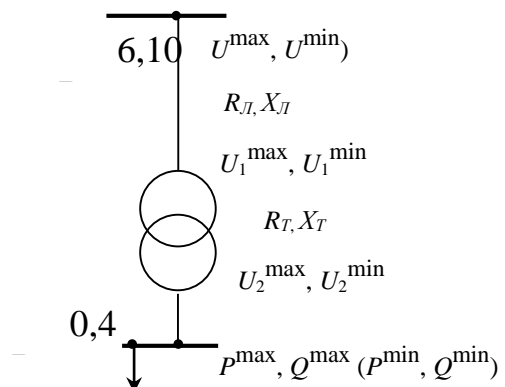
Розрахунок рівнів напруги виконують для режимів максимальних і мінімальних навантажень. Спочатку за відомими значеннями напруги на шинах 6,10 кВ підстанції (рис. 7.1), від якої здійснюється живлення ТП, визначають втрати напруги в лінії електропередачі 6,10 кВ та трансформаторі ТП і знаходять приведену до високої сторони напругу U'_2 на вторинній обмотці трансформатора. Потім розраховують дійсне значення напруги U_2 при заданому або різних коефіцієнтах трансформації (в залежності від відпайки трансформатора) для обох режимів.

Алгоритм розрахунку в обох режимах однаковий [21] :

$$U'_2 = U - \Delta U_L - \Delta U_T;$$

$$\Delta U_L \approx \frac{PR_L + QX_L}{U};$$

$$\Delta U_T \approx \frac{PR_T + QX_T}{U_1};$$



$$U_2 = \frac{U'_2}{K_T},$$

Рисунок 7.1 – Розрахункова
схема

де U – напруга на шинах підстанції живлення; ΔU_L , ΔU_T – втрати напруги відповідно в лінії електропередачі і трансформаторі; R_L , X_L – активний і реактивний опори лінії; R_T , X_T – активний і реактивний опори трансформатора, приведені до високої сторони; P , Q – активна та реактивна потужності навантаження; K_T – коефіцієнт трансформації трансформатора; $U_1 = U - \Delta U_L$ – напруга на високій стороні трансформатора.

Коефіцієнт трансформації трансформатора 6/0,4 кВ (табл.7.1) визначається для кожної відпайки так: $6 \pm 2 \times 2,5\% / 0,4$ кВ. Наприклад, для відпайки 1 (+5%)

$$K_T = \frac{6 + 0,05 \cdot 6}{0,4} = 15,75.$$

Таблиця 8.1 – Коефіцієнти трансформації трансформаторів

Регульовальне відгалуження		Значення K_T		$U_2, \text{В}$ При $U'_2 = U_{1\text{НОМ}}$
Номер відпайки	%	$U_{1\text{НОМ}} = 6$ кВ	$U_{1\text{НОМ}} = 1$ 0кВ	
1	+5	15,75	26,25	381
2	+2,5	15,37	25,63	390
3	0	15	25	400
4	-2,5	14,63	24,38	410
5	-5	14,25	23,75	421

Трансформатори ТП виконуються з перемиканням без збудження (ПБЗ). Для зміни коефіцієнта трансформації вони повинні вимикатися з мережі. В зв'язку з цим перемикання проводять вкрай рідко, наприклад, при сезонній зміні навантаження. Для них важливо правильно вибрати

коефіцієнт трансформації таким чином, щоб режим напруг при зміні навантаження був по можливості найкращим.

8.2 Розрахунок знижень напруги

Зниження напруги виникає внаслідок КЗ, пуску потужних асинхронних або синхронних електродвигунів.

Залишкову напругу на затискачах двигунів і шинах (у відсотках) під час асинхронного пуску або самозапуску (рис. 7.2) рекомендується визначити за формулами [1]

$$U_{Д} = \frac{105}{1 + K_i X_R + X_C \left[K_i + \frac{1}{X_H} (1 + K_i X_R) \right]};$$

$$U_{Ш} = \frac{105}{1 + X_C \left(\frac{K_i}{1 + K_i X_R} + \frac{1}{X_H} \right)},$$

де K_i – номінальна кратність пускового струму двигуна;

$$X_H = \frac{S_D}{S_H \sin \varphi_H}; \quad X_C = \frac{S_D}{S_K} \left(\frac{U_{НОМ}}{U_K} \right)^2 - \text{відносні опори навантаження і}$$

системи (S_D - прийнята за базову).

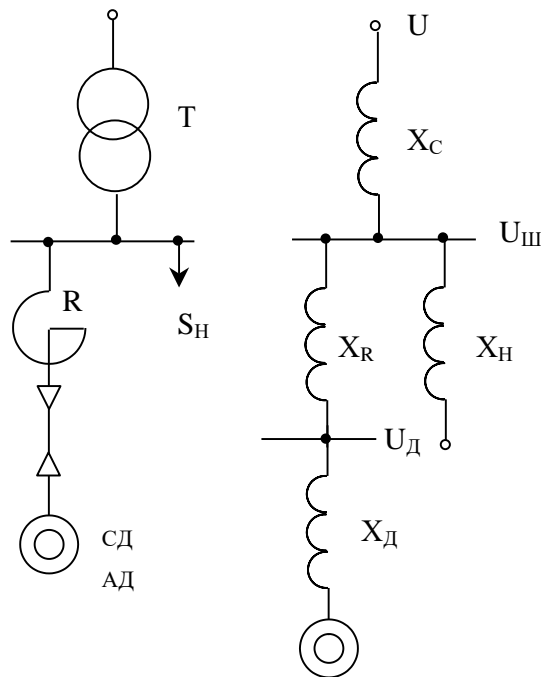


Рисунок 8.2 – Розрахункова схема і схема заміщення мережі

При живленні СД від достатньо потужної системи, коли потужність джерела перевищує більше ніж в 10 разів різке збільшення потужності при пуску найбільш потужного електродвигуна, зменшення напруги в точці приєднання СД можна орієнтовно визначити за формулою [1]

$$\delta U = \frac{\pm \Delta Q}{S_K} \cdot 100\%,$$

де ΔQ – зміна реактивної потужності, Мвар;

S_K – потужність КЗ в точці, де визначається δU МВ·А.

8.3 Розрахунок несиметрії напруг

Несиметрія напруги в мережах характеризується коефіцієнтом зворотної послідовності напруг

$$K_{U2, \text{ДОП}} = U_2 / U_{\text{НОМ}},$$

де U_2 – напруга зворотної послідовності.

При $K_{U2.доп} \geq 2\%$ рекомендується для вибору засобів КРП використовувати симетрувальні або фільтросиметрувальні пристрої.

Причиною виникнення несиметрії напруг є несиметрія навантажень, а також пошкодження в мережах.

В несиметричних режимах трифазні електричні навантаження характеризуються комплексними повною та пульсуючою потужностями [22-24]

$$\underline{S} = 3 \left(\dot{U}_1^* I_1 + \dot{U}_2^* I_2 + \dot{U}_0^* I_0 \right); \quad \underline{N} = 3(\dot{U}_2 I_1 + \dot{U}_1 I_2 + \dot{U}_0 I_0),$$

де $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0; I_1, I_2, I_0$ – комплексні напруги та струми відповідно прямої, зворотної та нульової послідовностей; I_1^*, I_2^*, I_0^* – комплексні спряжені струми відповідних послідовностей.

Комплексна повна потужність \underline{S} відображає споживання електричної енергії, а комплексна пульсуюча потужність \underline{N} інтегрально характеризує несиметрію та незрівноваженість, які існують в електричній мережі.

Коефіцієнт зворотної послідовності напруг в точці електричної мережі підприємства, що розглядається, можна розрахувати за формулою [22, 23]

$$\underline{K}_{U2} = (1 + \delta U)(-\underline{N}_2) / (S_K + S_2 + S_{AB} + S_{BC} + S_{CA}),$$

де $\delta U = (U_1 - U_{НОМ}) / U_{НОМ}$ – відхилення напруги прямої послідовності від

номінального фазного значення; $S_{AB}^*, S_{BC}^*, S_{CA}^*$ – спряжені комплекси сумарних потужностей однофазних навантажень;

$\underline{N}_2 = 3\dot{U}_1 I_2 = -(a^2 S_{AB}^* + S_{BC}^* + a S_{CA}^*)$ – пульсуюча потужність зворотної

послідовності; $a = e^{j120}, a^2 = e^{-j120}$ – фазні оператори; $S_2 = 3U_{НОМ}^2 Y_2 e^{j\varphi_2}$ – спряжений комплекс потужності зворотної послідовності несиметричного

*
навантаження; S_K – спряжений комплекс потужності короткого замикання;
 Y_2 і φ_2 – модуль і аргумент еквівалентної провідності зворотної
послідовності несиметричного навантаження.

Згідно з [23] для визначення коефіцієнта зворотної послідовності
напруги можна використовувати спрощену формулу

$$\underline{K}_{U2} = -\frac{(1 + \delta U)\underline{N}_2}{S_K},$$

а дійсну та уявну складові пульсуючої потужності можна визначити за
потужностями навантаження таким чином:

$$\operatorname{Re} \underline{N}_2 = \frac{1}{2}(P_{AB} + P_{CA}) + \frac{\sqrt{3}}{2}(Q_{AB} - Q_{CA}) + P_{BC};$$

$$\operatorname{Im} \underline{N}_2 = \frac{\sqrt{3}}{2}(P_{AB} - P_{CA}) - \frac{1}{2}(Q_{AB} + Q_{CA}) + Q_{BC},$$

де $P_{BC}, P_{CA}, P_{AB}, Q_{BC}, Q_{CA}, Q_{AB}$ – активні та реактивні потужності відповідних
однофазних навантажень.

Розглянемо методику визначення параметрів симетрувального
пристрою [23].

За наявності несиметричного навантаження реактивну потужність
симетрувальної установки $Q_{C.U}$ необхідно приймати рівною різниці
реактивної потужності навантаження Q_N та реактивної потужності, що
задається на вході Q_{VX} .

В залежності від заданої реактивної потужності симетрувальної
установки $Q_{C.U}$, допустимих відхилень напруги прямої послідовності і
коефіцієнта несиметрії напруги визначаються реактивні потужності її фаз

$$\left. \begin{aligned} Q_{BC} &= \frac{1}{3}[-2D + Q_{C.y}(1 + 2A)] \\ Q_{CA} &= \frac{1}{3}[\sqrt{3}C + D + Q_{C.y}(1 - A + \sqrt{3}B)] \\ Q_{AB} &= -\frac{1}{3}[\sqrt{3}C - D - Q_{C.y}(1 - A - \sqrt{3}B)] \end{aligned} \right\},$$

де $A = K_{U2, \text{доп}} \cos \psi_U / (1 + \delta U_{\text{доп}})$; $B = K_{U2, \text{доп}} \sin \psi_U / (1 + \delta U_{\text{доп}})$;

$$C = BS_K + S_{AB} \cos(60^\circ - \varphi_{AB}) - P_{BC} + S_{CA} \cos(60^\circ + \varphi_{CA});$$

$$D = -AS_K + S_{AB} \sin(60^\circ - \varphi_{AB}) + Q_{BC} - S_{CA} \sin(60^\circ + \varphi_{CA}) -$$

математичні величини; S_{AB} , S_{CA} , P_{BC} , Q_{BC} – модулі потужностей навантажень;

ψ_U – аргумент вектора напруги зворотної послідовності.

Для компенсації реактивної потужності і симетрування електричних навантажень можна рекомендувати використання спрощеної формули:

$$\begin{aligned} Q_{BC} &= \frac{1}{3}[Q + 2 \operatorname{Im} \underline{N}_2]; \\ Q_{CA} &= \frac{1}{3}[Q - \operatorname{Im} \underline{N}_2 - \sqrt{3} \operatorname{Re} \underline{N}_2]; \\ Q_{AB} &= \frac{1}{3}[Q - \operatorname{Im} \underline{N}_2 + \sqrt{3} \operatorname{Re} \underline{N}_2], \end{aligned}$$

де Q – реактивна потужність навантаження несиметричного споживача;

$\operatorname{Re} \underline{N}_2$, $\operatorname{Im} \underline{N}_2$ – дійсна та уявна частини комплексної пульсуючої потужності зворотної послідовності.

Замість пульсуючої потужності зворотної послідовності можна використати умовну потужність зворотної послідовності. В цьому випадку потужність фаз конденсаторної батареї вибирають за такими формулами:

$$\begin{aligned} Q_{BC} &= \frac{1}{3}[(Q - Q_{BX}) - 2 \operatorname{Im} \underline{S}_2]; \\ Q_{CA} &= \frac{1}{3}[(Q - Q_{BX}) + \operatorname{Im} \underline{S}_2 - \sqrt{3} \operatorname{Re} \underline{S}_2]; \\ Q_{AB} &= \frac{1}{3}[(Q - Q_{BX}) + \operatorname{Im} \underline{S}_2 + \sqrt{3} \operatorname{Re} \underline{S}_2], \end{aligned} \quad (7.1)$$

де $\text{Re } \underline{S}_2, \text{Im } \underline{S}_2$ – дійсна та уявна частини комплексної умовної потужності зворотної послідовності.

Комплексна умовна потужність зворотної послідовності може бути розрахована через потужності фаз несиметричного навантаження

$$\underline{S}_2 = 3\dot{U}_1 I_2^* = -a \underline{S}_{AB} - \underline{S}_{BC} - a^2 \underline{S}_{CA}.$$

Під час розрахунків симетрувальних установок можуть бути використані складові напруг та струмів трифазної мережі, поданих в системі координат $\alpha, \beta, 0$ (рис. 7.3).

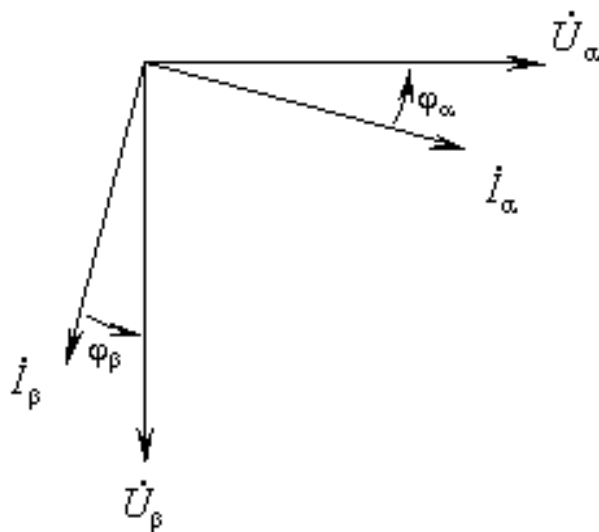


Рисунок 8.3 - Вектори напруг та струмів трифазного навантаження в системі координат $\alpha, \beta, 0$

Відомо, що напруги і струми прямої та зворотної послідовностей можуть бути виражені через складові напруги і струму в системі координат $\alpha, \beta, 0$ у вигляді [25]:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \end{bmatrix} = 0,5 \begin{bmatrix} 1 & j \\ 1 & -j \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_\alpha \\ \dot{U}_\beta \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} = 0,5 \begin{bmatrix} 1 & j \\ 1 & -j \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_\alpha \\ \dot{I}_\beta \end{bmatrix}.$$

В свою чергу, складові $\dot{U}_\alpha, \dot{U}_\beta$ та $\dot{I}_\alpha, \dot{I}_\beta$ можуть бути виражені через фазні напруги і струми

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_\alpha \\ \dot{U}_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_A \\ \dot{U}_B \\ \dot{U}_C \end{bmatrix}; \quad (7.2)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_\alpha \\ \dot{I}_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix}. \quad (7.3)$$

З (7.2) випливає, що

$$\dot{U}_\alpha = \dot{U}_A - \dot{U}_0; \quad \dot{U}_\beta = \frac{\dot{U}_{BC}}{\sqrt{3}},$$

а з (7.3) –

$$\dot{I}_\alpha = \dot{I}_A - \dot{I}_0; \quad \dot{I}_\beta = \frac{\dot{I}_B - \dot{I}_C}{\sqrt{3}}. \quad (7.4)$$

Формування складових в системі координат α , β , 0 є достатньо простим. Для цього можна використати напруги, що існують на вторинних обмотках вимірювального трансформатора напруги та фільтри струмів. В трипровідних мережах напруга та струм нульової послідовності відсутні.

Комплексні значення струмів прямої та зворотної послідовностей можуть бути виражені через косинусні та синусні складові струмів \dot{I}_α , \dot{I}_β за формулами:

$$\dot{I}_1 = 0,5[I_\alpha \cos \varphi_\alpha + I_\beta \cos \varphi_\beta - j(I_\alpha \sin \varphi_\alpha + I_\beta \sin \varphi_\beta)];$$

$$\dot{I}_2 = 0,5[I_\alpha \cos \varphi_\alpha - I_\beta \cos \varphi_\beta - j(I_\alpha \sin \varphi_\alpha - I_\beta \sin \varphi_\beta)];$$

де I_α , I_β – діючі значення струмів \dot{I}_α , \dot{I}_β ; φ_α , φ_β – кути зсуву фаз цих струмів відносно напруг \dot{U}_α , \dot{U}_β . В даному випадку припускається, що напруги \dot{U}_α та \dot{U}_β ортогональні. Якщо напруги \dot{U}_α , \dot{U}_β неортогональні, що свідчить про несиметрію напруг, то φ_α – кут зсуву струму \dot{I}_α відносно вектора, що перпендикулярний вектору \dot{U}_β .

8.4 Розрахунок несинусоїдності напруг

Несинусоїдність є важливим показником якості електричної енергії. Збільшення вмісту вищих гармонік зменшує надійність електропостачання внаслідок прискореного старіння ізоляції та підвищення ймовірності переходу однофазних замикань в міжфазні, приводить до неправильної дії деяких видів релейного захисту, збільшення похибок лічильників активної та реактивної електроенергії.

Вищі гармоніки негативно впливають на роботу конденсаторних установок. Навіть невеликі напруги вищих гармонік можуть викликати значні струми гармонік. За великої питомої частки нелінійних навантажень конденсаторні установки або вимикаються захистом від перевантаження, або за короткий час виходять з ладу. Можливим є виникнення режиму близького до режиму резонансу струмів на частоті однієї з вищих гармонік.

Показники несинусоїдності. Несинусоїдність напруги (струму) характеризується двома показниками: коефіцієнтом спотворення синусоїдності кривої напруги (струму) і коефіцієнтом n -ї гармонічної складової напруги (струму).

Коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги визначається за формулою:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2}}{U_{НОМ}} \cdot 100\% \approx \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} \cdot 100\%,$$

де $U_{(n)}$ - діюче значення n -ої гармоніки напруги. При визначенні цього показника допустимо не враховувати гармонічні складові порядку $n > 40$ або складові, значення яких менші 0,3 відсотка.

Коефіцієнт n -ої гармонічної складової напруги визначається за формулою

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\% \approx \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \cdot 100\%.$$

Аналогічно визначаються показники несинусоїдності струму.

Нормально допустимі і гранично допустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдності кривої напруги в точках загального приєднання до електричних мереж із різною номінальною напругою наведені в табл. 7.2.

Таблиця 8,3 – Допустимі значення коефіцієнта спотворення синусоїдності кривої напруги у відсотках

Нормально допустиме значення при $U_{\text{НОМ}}$, кВ				Гранично допустиме значення при $U_{\text{НОМ}}$, кВ			
0,38	6-20	3-5	110-330	0,38	6-20	3-5	110-330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Згідно з ГОСТ 13109-97 показники несинусоїдності напруги не повинні перевищувати нормально допустимих значень протягом не менше 95% часу кожної доби. І, крім цього, значення цих показників не повинні виходити за межі максимальних значень.

Джерела вищих гармонік [26]. Одним із основних джерел вищих гармонік є вентильні перетворювачі. Порядок вищих гармонік, що генеруються вентильними перетворювачами, визначається виразом

$$\nu = kp \pm 1 \quad (k = 1, 2, 3, \dots),$$

де p – пульсність (фазність) випрямлення. Наприклад, при 6-фазній схемі випрямлення (трифазній мостовій схемі Ларіонова або шестифазній нульовій схемі) в первинному струмі містяться, крім першої, також 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, ... гармоніки.

Значення генерованих струмів вищих гармонік при переважанні індуктивного навантаження можна розрахувати за формулою

$$I_v = \frac{I_{(1)}}{v}.$$

Для установок електродугового зварювання і дугових електропечей $v = 6k \pm 1$ ($k = 1, 2, 3, \dots$), а діюче значення вищих гармонік $I_{(v)} \approx \frac{I_{(1)}}{v^2}$.

На промислових підприємствах широко використовуються трифазні мостові випрямлячі. Якщо мостовий випрямляч увімкнений без трансформатора до шин, де приєднані батареї конденсаторів, то крива первинного струму має практично прямокутну форму. Тому $I_v = \frac{I_{(1)}}{v}$.

Останню формулу використовують на практиці і за наявності трансформатора. В цьому випадку значення будуть завищеними при $v = 5$; 7; – на 10-15 відсотків; а для $v = 11$; 13 - до 20 відсотків, а якщо $v > 13$ користуватися останньою формулою не рекомендується [26].

У разі роботи випрямляча не чисто активне навантаження (наприклад, печі опору) значення I_{v*} будуть дещо меншими: для $\alpha=0$ значення $I_{5*}=0,186$, $I_{7*}=0,113$, $I_{11*}=0,085$, $I_{13*}=0,065$ [26].

Джерелами вищих гармонік також є силові трансформатори. Внаслідок несиметрії магнітопроводу трифазних стержневих трансформаторів діючі значення намагнічувальних струмів крайніх фаз в 1,3-1,35 раз більші від намагнічувального струму середньої фази. З цієї ж причини в намагнічувальних струмах є всі непарні вищі гармоніки, в тому числі і кратні трьом. Ці вищі гармоніки утворюють системи прямої і зворотної послідовностей. Найбільшу питому вагу, крім основної, мають 3, 5 і 7 гармоніки. Слід відмітити, що амплітудний спектр намагнічувальних струмів практично однаковий для схем з'єднання зірка-зірка та зірка-трикутник.

Діючі значення вищих гармонік намагнічувальних струмів фаз $I_{v\phi}$ знаходяться за формулою

$$I_{v\phi} = I_{\mu} \cdot k_{v\phi},$$

де I_{μ} – номінальне значення намагнічувального струму; $k_{v\phi}$ – коефіцієнт вищих гармонік в стрижнях трансформатора, який приймається рівним 0,1; 0,29; 0,12 (для фази крайнього стрижня) і 0,2; 0,22; 0,1 (для фази середнього стрижня) відповідно на третій, п'ятій та сьомій гармоніках.

Зі збільшенням напруги від номінального значення на 3 – 5 відсотків рівень вищих гармонік намагнічувального струму збільшується в 1,5-2 рази.

Під час розрахунків несинусоїдних режимів рекомендується така послідовність [2]:

1. Розраховують спектральний склад первинних струмів вентильних перетворювачів.

2. Для кожної гармоніки струму, використовуючи принцип накладання і відомі методи розрахунку кіл, визначають діючі значення гармонік напруги в вузлах схеми заміщення.

3. За результатами розрахунків діючих значень гармонік напруги в вузлах визначають коефіцієнт спотворення синусоїдної форми кривої напруги K_U в вузлах.

Для обчислення K_U необхідно визначити рівень напруги окремих гармонік, що генеруються нелінійним навантаженням.

Фазна напруга гармоніки в розрахунковій точці мережі живлення [23]

$$U_v = I_v n U_{\text{НЛ}} U_{\text{НОМ}} / S_K,$$

де I_v – діюче значення фазного струму v -ї гармоніки; $U_{\text{НЛ}}$ – напруга нелінійного навантаження (якщо розрахункова точка є точкою приєднання нелінійного навантаження, то $U_{\text{НЛ}} = U_{\text{НОМ}}$); S_K – потужність короткого замикання.

Для розрахунку U_v необхідно попередньо визначити струм відповідної гармоніки, який залежить не тільки від електричних параметрів, але й від виду нелінійного навантаження [23].

Наприклад, для дугової сталеплавильної печі (ДСП) при визначенні струму гармонік в режимі розплавлення достатньо враховувати тільки 2–7-у гармоніки. Струм гармонік (окрім струму 2-ї гармоніки, який приймається рівним струму 3-ї) залежить від кількості і потужності ДСП. Для практичних розрахунків його рекомендується приймати:

$$I_v = I_{П.Т} / v^2,$$

де $I_{П.Т}$ – номінальний струм пічного трансформатора.

Для установки дугового або контактного електрозварювання струм гармонік (рекомендується враховувати тільки 3-ю і 5-у)

– для одиничної установки

$$I_v = S_T \beta \sqrt{ПВ} / (v^2 U_{НОМ}),$$

де S_T – номінальна потужність трансформатора; β – коефіцієнт завантаження; ПВ – тривалість повторного ввімкнення;

– для групи установок дугового електрозварювання

$$I_{v.ГР} = \sqrt{\sum_{i=1}^N I_{vi}^2},$$

де I_{vi} – струм v -ї гармоніки i -ї установки; N – загальна кількість працюючих установок.

Струм гармонік (рекомендується враховувати тільки 5, 7 і 11-у гармоніки) одиничної установки дугового електрозварювання постійного струму

$$I_v = I_{НОМ} / v,$$

де $I_{НОМ}$ – номінальний первинний струм установки.

Визначення струмів гармонік, що генеруються тиристорними перетворювачами виконується за формулою

$$I_v = \frac{m S_{ТП}}{\sqrt{3} \pi U_{НОМ} X^* v^2} \sin \varphi \sin \frac{3n X^*}{m \sin \varphi},$$

де m – кількість фаз випрямлення перетворювача; $S_{ТП}$ – потужність, що споживається тиристорним перетворювачем; X^* – сумарний індуктивний опір мережі, приведений до потужності трансформатора перетворювача; φ – кут, що характеризує коефіцієнт реактивної потужності перетворювача $\sin\varphi = Q_{ТП} / S_{ТП}$; $Q_{ТП}$ – реактивна потужність перетворювача.

В залежності від схеми випрямлення одиничного перетворювача рекомендується враховувати такі гармоніки струму: при 6-фазній схемі – 5, 7, 11 і 13, при 12-фазній – 11, 13, 23 і 28, при 24-фазній – 23, 47 і 49.

Допускається струм гармонік до 13-го порядку обчислювати за формулою

$$I_v = S_{ТП} / (U_{НОМ} v \sqrt{3}).$$

Струм гармонік групи різних перетворювачів залежить від режиму їхньої роботи і його розрахунок виконується на основі аналізу робочих режимів, що є складною технічною задачею.

Максимальний струм гармонік групи перетворювачів рекомендується визначати у відповідності з (1.7), де $S_{ТП}$ – сумарна потужність одночасно працюючих перетворювачів.

В мережах з перетворювачами рекомендується, не обчислюючи струм і напругу гармонік, визначати K_U безпосередньо за формулою

$$K_U = \frac{S_{ТП}}{S_K} \sqrt{\frac{0,955 \sin\varphi}{S_{ТП} / S_K + X_{ТП}^*} - 0,91},$$

де $X_{ТП}^* = U_K(1 + K_P/4)S_{ТП}/(100S_T)$ – індуктивний опір перетворювального агрегату; U_K – напруга КЗ трансформатора; K_P – коефіцієнт розщеплення трансформатора.

Використання тиристорних перетворювачів приводить до необхідності зменшення їх впливу на мережу живлення. Це можна забезпечити за допомогою конденсаторних та фільтрокомпенсувальних установок. При цьому дещо ускладнюється вибір компенсувальних

пристроїв, оскільки можливим є різке зростання струмів внаслідок виникнення резонансних режимів.

8.5 Приклади розрахунку показників якості електроенергії

Приклад 7.1 Двотрансформаторна цехова підстанція (ТП) живиться від ГПП. На ГПП встановлено два трансформатори ТДН–10000/110, а на ТП – два трансформатори ТМ–1000/10 (рис.7.4). Необхідні відомості для виконання практичного завдання наведені в табл. 7.3.

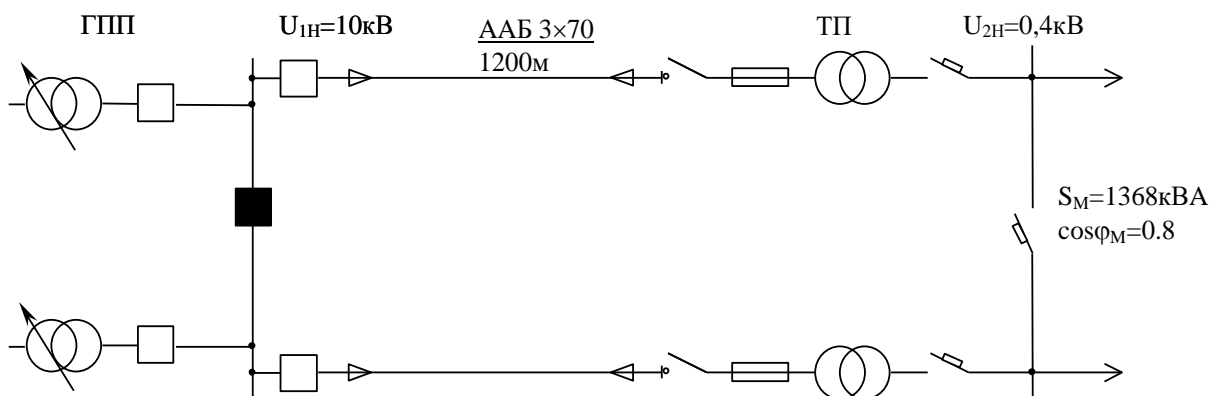


Рисунок 7.4 – Схема живлення ТП

Таблиця 7.3 – Необхідні відомості для виконання практичного завдання:

Назва параметра	Позначення	Одиниця вимірюв.	Значення по варіантах		
			1	2	3
Розрахункове навантаження ТП	S_M	КВА	1368	1260	1450
Коефіцієнт потужності	$\cos \varphi_M$	МВА	0.8	0.7	0.85
Потужність енергосистеми	S''	сек.	40	2	5
Час вимикання струму КЗ	t_B	год.	0	50	00
Час максимальних втрат	τ		0.6300	0.8400	1.0500

Визначити напругу на шинах 0.4 кВ ТП в максимальному режимі, якщо вибрана перша відпайка трансформаторів, а на ГПП передбачене зустрічне регулювання напруги $U_1=10.5$ кВ.

Розв'язування. Втрати напруги в лінії електропередач розраховуються за формулою:

$$\Delta U_L = \frac{P_M \cdot R_L + Q_M \cdot X_L}{U},$$

де R_L, X_L – активний та індуктивний опори лінії.

Значення величин:

$$R_L = \frac{L}{\gamma \cdot S} = \frac{1200}{32 \cdot 70} = 0,536 \text{ Ом},$$

$$X_L = X_{num} \cdot L = 0,06 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 = 0,072 \text{ Ом};$$

$$P_M = S_M \cos \varphi_M = \frac{1360 \cdot 0,8}{2} = 544 \text{ кВт};$$

$$Q_M = S_M \sin \varphi_M = \frac{1360 \cdot 0,6}{2} = 408 \text{ квар.}$$

Втрати напруги в лінії

$$\Delta U_{II} = \frac{0,536 \cdot 544 + 0,072 \cdot 408}{10500} = 0,031 \text{ кВ.}$$

Втрати напруги в трансформаторі ТП розраховують таким чином:

$$U_{Ka} = \frac{\Delta P_K}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot 100 = \frac{12,2}{1000} \cdot 100 = 1,22\% ,$$

$$U_{Kp} = \sqrt{U_K^2 - U_{Ka}^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,22^2} = 5,39\% ,$$

$$\begin{aligned} \Delta U_T &= \frac{U}{S_{\text{НОМ.Т}}} \cdot (U_{Ka} \cdot P_M + U_{Kp} \cdot Q_M) = \\ &= \frac{10,5}{1000} \cdot (0,012 \cdot 544 + 0,0539 \cdot 408) = 0,294 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напруга на шинах 0,4 кВ ТП при коефіцієнті трансформації

$$K_T = \frac{10(1+0,05)}{0,4} = 26,25.$$

визначається за формулою:

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_{II} - \Delta U_T = 10,5 - 0,031 - 0,294 = 10,175 \text{ кВ,}$$

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_T} = \frac{10,175}{26,25} = 387,6 \text{ В.}$$

Згідно з ГОСТ 13109-97 допустимим є відхилення напруги на затискачах електроприймача, що не перевищує $\pm 5\%$ від номінального значення. Отже, втрати напруги в мережі 0,38 кВ не повинні перевищувати $387,6 - 361 = 26,6 \text{ В}$.

Приклад 7.2 Розрахувати потужності фаз конденсаторної установки і результуючі струми після компенсації несиметрії, якщо в трифазній мережі напругою 10 кВ існує несиметрична система струмів $\dot{I}_A = 40e^{-j20^\circ} \text{ А}$; $\dot{I}_B = 30e^{-j145^\circ} \text{ А}$; $\dot{I}_C = 33,5e^{j112,86^\circ} \text{ А}$. Струм зворотної послідовності ($I_2 = 6,04 \text{ А}$) складає 17,6% від струму прямої послідовності ($I_2 = 34,25 \text{ А}$). Напруга фаз симетрична.

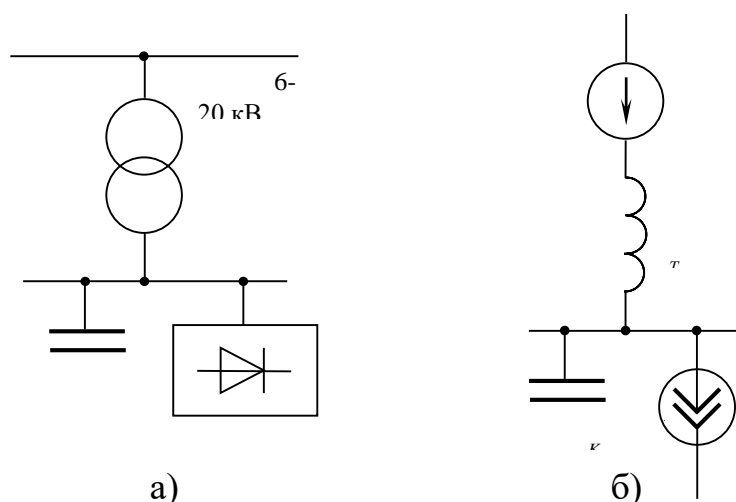
За допомогою фільтра струмів формуються струми, комплексні

значення яких визначаються з формул (7.4): $\dot{I}_\alpha = 37,59 - j13,68 \text{ A}$; $\sqrt{3}\dot{I}_\beta = -11,55 - j48,1 \text{ A}$. Значення складових потужностей прямої та зворотної послідовностей з (7.5) відповідно будуть: $P_\Sigma = 566 \text{ кВт}$; $Q_\Sigma = 176 \text{ квар}$; $\text{Re } \underline{S}_2 = 85 \text{ кВА}$; $\text{Im } \underline{S}_2 = 61 \text{ кВА}$. Оптимальні значення потужностей фаз конденсаторної установки за формулами (7.1) такі: $Q_{BC} = 18 \text{ квар}$; $Q_{CA} = 30 \text{ квар}$; $Q_{AB} = 128 \text{ квар}$.

За оптимальної компенсації в мережі встановиться симетрична система струмів $\dot{I}_A = 32,7 \text{ A}$; $\dot{I}_B = 32,7e^{-j120^\circ} \text{ A}$; $\dot{I}_C = 32,7e^{j120^\circ} \text{ A}$.

Приклад 7.3 Проаналізувати роботу конденсаторної батареї сумісно з вентильним перетворювачем (рис.7.5,а). Дані перетворювача – $U_B = 440 \text{ В}$; $I_B = 500 \text{ А}$; трансформатора $S_{НОМ.Т} = 250 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, $U_2 = 400 \text{ В}$, $u_K = 11,5\%$; конденсаторної батареї – $Q_K = 100 \text{ квар}$. Схема перетворювача – мостова, шестипульсаційна, тобто змінний струм перетворювача містить такі гармоніки: $\nu = 5, 7, 11, 13, \dots$

Схема заміщення зображена на рис.7.5.б, де вентильний



перетворювач представлений джерелом вищих гармонік струму.

Рисунок 7.5 – Розрахункова схема і схема заміщення

Опори трансформатора і КБ на основній частоті

$$X_T \approx \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_2^2}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{0,25 \cdot 10^6} = 0,074 \text{ Ом};$$

$$X_K = \frac{U_2^2}{Q_K} = \frac{(0,4 \cdot 10^3)^2}{0,1 \cdot 10^6} = 1,6 \text{ Ом}.$$

Діючі значення струмів вищих гармонік, генерованих перетворювачем

$$I_5 \approx \frac{100}{5} \approx 20 \text{ А}; \quad I_7 \approx \frac{100}{7} = 14,3 \text{ А}.$$

Фазні напруги 5-ї і 7-ї гармонік

$$U_5 = \frac{I_5}{-\frac{1}{5X_T} + \frac{5}{X_K}} = \frac{20}{\frac{1}{5 \cdot 0,074} - \frac{5}{1,6}} = 47 \text{ В};$$

$$U_7 = \frac{14,3}{-\frac{1}{7 \cdot 0,074} + \frac{7}{1,6}} = 5,7 \text{ В}.$$

Напруга 5-ї гармоніки становить приблизно 12 відсотків від напруги основної гармоніки.

Визначимо струми вищих гармонік через КБ

$$I_{K5} = \frac{U_5}{X_K/5} = \frac{47}{1,6/5} = 146 \text{ А}; \quad I_{K7} = \frac{5,7}{1,6/7} = 25 \text{ А}.$$

Діючий струм через КБ

$$I_K = \sqrt{I_{K1}^2 + I_{K5}^2 + I_{K7}^2 + \dots} = \sqrt{144^2 + 146^2 + 25^2} \approx 206 \text{ А}$$

значно перевищує $I_{K1} = 144 \text{ А}$. В режимах близьких до резонансних перевищення може досягати двох і більше разів.

Контрольні питання

1. Алгоритм розрахунку в режимах максимальних та мінімальних навантажень.
2. У зв'язку з чим перемикання трансформаторів ТП проводять вкрай рідко?
3. Внаслідок чого виникає зниження напруги?
4. Що є причиною виникнення несиметрії напруг?
5. Що є причиною виникнення несиметрії напруг?
6. Якими показниками характеризується несиметрія напруги?
7. Якими показниками характеризується несиметрія напруги?
8. Як тиристорні перетворювачі впливають на мережу живлення?

Список літератури

1. Бурбело, М. Й. Б91 Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
2. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
3. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях . – Киев : Наукова думка , 1985. – 268 с.
4. Кузнецов В.Г., Григорьев А.С., Данилюк В.Б. Снижение несимметрии и несинусоидальности напряжений в электрических сетях.– К.:Наукова думка, 1992.–240 с.
5. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – М.: Энергоатомиздат, 2000 – 331 с.