МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

СТАНЦІЇ ТА ПІДСТАНЦІЇ

Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи
для здобувачів спеціальності G3 Електрична інженерія
денної і заочної форм навчання
другого (магістерського) рівня вищої освіти

СУМИ – 2026

УДК 621.311(075.8)
К 59

Укладачі:
Козін В. М., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Сіренко Ю. В., PhD, доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем
Савойський О. Ю., к. т. н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем

К 59 Станції та підстанції :
Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи для здобувачів спеціальності G3 Електрична інженерія денної і заочної форм навчання другого (магістерського) рівня вищої освіти [Електронне видання] / укл.: В. М. Козін, Ю. В. Сіренко, О. Ю. Савойський. – Суми, 2026 – 129 с.

У методичних вказівках зібраний допоміжний теоретичний матеріал, що не увійшов до конспекту лекцій, щодо електричних станцій та підстанцій, що застосовуються для електропостачання електроприймачів різних категорій, у тому числі об'єктів сільськогосподарського призначення.
Методичні вказівки будуть корисними під час вивчення дисципліни «Станції та підстанції», підготовки до проходження практики, написання кваліфікаційної роботи, а також при вирішенні практичних завдань електроенергетики.

Рецензенти:
Кравченко В. О., к. ф.-м. н., доцент кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ;
Івченко О. В., к. т. н., доцент, завідувач кафедри проектування технічних систем СНАУ.

Відповідальний за випуск:
Юрченко О. Ю., PhD, доцент, в. о. завідувача кафедри енергетики електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету.
Протокол № 5 від «12» березня 2026 року

© Сумський національний аграрний університет, 2026

ЗМІСТ

С.

ВСТУП.....5
Тема 1. СУЧАСНИЙ СТАН І ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ.....7
1.1 Структура передачі електроенергії до її споживачів.....7
1.2 Особливості виробництва електроенергії.....11
Контрольні запитання до теми 1.....16
Тема 2. ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ.....18
2.1 Взаємозв'язок між електростанціями і підстанціями.....18
Контрольні запитання до теми 2.....23
Тема 3. НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ.....25
3.1 Втрати потужності в елементах електроустановок.....25
3.2 Витрати потужності на власні потреби.....29
3.3 Добові графіки сільськогосподарських споживачів, електростанцій і підстанцій.....31
3.4 Режимні коефіцієнти, встановлена потужність і коефіцієнт резерву.....33
Контрольні запитання до теми 3.....37
Тема 4. СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.....39
4.1 Схеми електростанцій при електропостачанні споживачів на напругу 6–10 кВ і 35 кВ.....39
Контрольні запитання до теми 4.....45
Тема 5. ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.....47
5.1 Робоче, аварійне і додаткове освітлення.....47
Контрольні запитання до теми 5.....54
Тема 6. РОБОТА ГЕНЕРАТОРІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ.....56
6.1 Метод самосинхронізації.....56
Контрольні запитання до теми 6.....62
Тема 7. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ…….....64
7.1 Типові схеми підстанцій.....64
Контрольні запитання до теми 7.....73

Тема 8. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ.....75
8.1 Автотрансформатори.....75
Контрольні запитання до теми 8.....83
Тема 9. ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ.....85
9.1 Розподільчі установки.....85
Контрольні запитання до теми 9.....95
Тема 10. ПРИНЦИПОВІ СХЕМ ПЕРВИННИХ
ЛАНЦЮГІВ КОМУТАЦІЇ ПІДСТАНЦІЙ.....97
10.1 Вибір схем первинних ланцюгів комутації підстанцій.....97
10.2 Захисти трансформаторних підстанцій.....101
Контрольні запитання до теми 10.....106
Тема 11.СХЕМИ УПРАВЛІННЯ, ОБЛІКУ І СИГНАЛІЗАЦІЇ.....108
11.1 Диспетчерський пульт.....108
11.2 Управління, сигналізація і контроль в електроустановках.....112
Контрольні запитання до теми 11.....117
ВИСНОВКИ.....119
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....120
ДОДАТКИ.....125

ВСТУП

Електроенергетика є базовою інфраструктурною галуззю, від якої безпосередньо залежать промисловість, транспорт, зв’язок і житлово-комунальні послуги. Сучасна електроенергетична система повинна в реальному часі забезпечувати баланс виробництва і споживання, підтримувати допустимі відхилення напруги та частоти, гарантувати надійність електропостачання і керованість режимів за змінного навантаження, ремонтних обмежень та аварійних збурень. Додаткові інженерні виклики створюють інтеграція відновлюваних джерел, поширення силової електроніки, зростання вимог до гнучкості та цифровізація керування, що підвищує роль вузлових об’єктів і вимагає системного підходу до їх проєктування та експлуатації.

Електричні станції та підстанції є вузловими об’єктами, у яких зосереджені процеси перетворення, трансформації, комутації та контролю потоків потужності. Електростанція, окрім первинного енергетичного процесу, має електричну частину, що забезпечує приєднання генераторів до мережі, узгодження рівнів напруги, видачу активної і реактивної потужності, синхронізацію, живлення власних потреб, а також реалізацію захистів і автоматики. Підстанція, як правило, не виробляє електричну енергію, але виконує трансформацію напруги, секціонування і розподіл приєднань, підключення ліній, компенсацію реактивної потужності, вимірювання параметрів та телемеханізацію. У складі цих об’єктів працюють силові трансформатори й автотрансформатори, вимикачі, роз’єднувачі, вимірювальні трансформатори, шинні системи, обмежувачі перенапруг, а також вторинні системи керування, сигналізації, обліку і зв’язку.

Вивчення дисципліни «Станції і підстанції» формує у здобувача здатність поєднувати режимні розрахунки зі схемними рішеннями та експлуатаційними вимогами. Це знання підвищує професійну готовність електроенергетика до проєктування і вибору обладнання, оцінювання рівнів короткого замикання та допустимих завантажень, аналізу втрат і техніко-економічної ефективності, організації оперативних перемикань і ремонтних режимів, а також до

застосування релейного захисту та автоматики з урахуванням селективності, швидкодії і вимог до безпеки персоналу та обладнання. Практична цінність дисципліни проявляється у здатності аргументовано приймати інженерні рішення в реальних проєктах і під час експлуатації.

Методичні вказівки до самостійної роботи систематизують питання структури передачі електроенергії до споживача та особливостей її виробництва, взаємозв'язку електростанцій і підстанцій, характеристик навантажень і добових графіків, втрат потужності в елементах електроустановок і витрат на власні потреби. Розглядаються принципи побудови схем електричних з'єднань станцій, типові схеми підстанцій і розподільчих пристроїв, особливості силових трансформаторів і автотрансформаторів, підходи до вибору первинних схем комутації та базові принципи організації захистів, керування, обліку і сигналізації. Засвоєння цього матеріалу створює основу для подальшого поглиблення спеціальних дисциплін і розвитку компетентностей сучасного інженера-електроенергетика.

Тема 1. СУЧАСНИЙ СТАН І ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Електроенергетика є базовою інфраструктурною галуззю, що визначає технологічний рівень промисловості, стійкість критичних сервісів, темпи електрифікації транспорту та теплопостачання, а також конкурентоспроможність економіки загалом. На сучасному етапі розвиток електроенергетичних систем відбувається під впливом взаємопов'язаних чинників: зростання частки відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), цифровізація керування, ускладнення вимог до якості електричної енергії, необхідність підвищення гнучкості та надійності мереж, а також трансформація структури споживання у бік активних споживачів і розподіленої генерації. Для України додатковим системоутворювальним фактором стало підвищення ролі міждержавної синхронізації та інтеграції до європейського енергопростору, що принципово змінює вимоги до режимів, резервів та операційної дисципліни.

У межах цієї теми послідовно розглядаються структура передачі електричної енергії від джерел генерації до кінцевого споживача, а також технологічні особливості виробництва електроенергії на електростанціях різних типів. Такий виклад формує цілісне уявлення про електроенергетичну систему як єдиний керований технологічний комплекс із жорсткими фізичними обмеженнями та високими вимогами до безперервності постачання.

1.1 Структура передачі електроенергії до її споживачів

Електроенергетична система є сукупністю електростанцій, електричних мереж, підстанцій, пристроїв керування та споживачів, об'єднаних спільністю режиму у процесі виробництва, передачі, перетворення, розподілу та споживання електричної енергії при централізованому або координованому управлінні. Відмінною рисою електроенергетики є те, що електрична енергія у значних обсягах історично не акумулювалася безпосередньо в системі, а тому баланс потужності підтримується практично миттєво, у реальному часі, узгодженням генерації та навантаження. Саме ця обставина зумовлює жорсткі

вимоги до структури мереж, наявності резервів і швидкодіючого керування частотою та напругою.

Передача електроенергії від генератора до споживача реалізується через ієрархію рівнів напруги та електричних вузлів. Узагальнено цей ланцюг подано на рис. 1.1. У типовій конфігурації електрична енергія генерується на електростанції синхронним генератором (або перетворювальною установкою в інверторних джерелах), після чого через блочний підвищувальний трансформатор подається до магістральних мереж високої та надвисокої напруги, далі понижується на підстанціях системного та районного рівнів і розподіляється мережею середньої та низької напруги до кінцевих споживачів.

Рисунок 1.1 – Ланцюг передачі електроенергії від генератора до споживача

Раціональна структура передачі визначається критеріями техніко-економічної ефективності. Основною причиною застосування високих напруг у магістральних мережах є зменшення струмів при передачі заданої активної потужності та, як наслідок, зменшення втрат у провідниках. Для трифазної системи змінного струму активна потужність визначається як

$$P = \sqrt{3} U_{л} I \cos\varphi , \tag{1.1}$$

де $U_{л}$ – лінійна напруга;

I – лінійний струм;

cosφ – коефіцієнт потужності.

Реактивна потужність відповідно дорівнює

$$Q = \sqrt{3} U_{л} I \sin\varphi , \tag{1.2}$$

а повна потужність

$$S = \sqrt{3} U_{л} I . \tag{1.3}$$

Втрати активної потужності в лінії при симетричному режимі наближено описуються співвідношенням

$$\Delta P = 3I^2 R, \tag{1.4}$$

де R – активний опір фази лінії.

Підставляючи $I = P / \left(\sqrt{3} U_л I \cos\varphi\right)$, отримують принципову залежність

$$\Delta P \sim \left(P^2 R\right) / \left(U_л^2 \cos^2 \varphi\right). \tag{1.5}$$

що демонструє квадратичне зменшення втрат зі зростанням напруги передачі. Така закономірність пояснює домінування високовольтних мереж у передачі енергії на значні відстані та важливість компенсації реактивної потужності для підтримання прийнятних значень cosφ.

На рівні низьких напруг ключовим стає стандартизований вибір номінальних значень. Для систем електропостачання змінного струму в Європі типовими є номінальні рівні 230/400 В для низьковольтних мереж та відповідні класи напруг для мереж вище 1 кВ, що визначаються стандартом ДСТУ IEC 60038.

Структурно електричні мережі поділяють на магістральні (системоутворюючі) та розподільчі. Магістральні мережі виконують функцію передачі великих потоків потужності між вузлами генерації та великими центрами споживання, забезпечують міжсистемні перетоки та формують «каркас» енергосистеми. Розподільчі мережі забезпечують доведення електричної енергії до кінцевих споживачів, мають значно більшу розгалуженість та кількість приєднань, а також характеризуються підвищеною неоднорідністю навантаження та більшою чутливістю до параметрів якості напруги.

Підстанції є вузловими елементами, що поєднують мережі різних рівнів напруги та забезпечують перетворення параметрів електроенергії, комутацію та захист. Технологічно підстанція включає силові трансформатори або автотрансформатори, розподільчі пристрої, вимикачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, засоби релейного захисту та автоматики, а

також системи керування і телемеханіки. Розвиток цифрових підстанцій із використанням мережевих протоколів та інтегрованих систем моніторингу спрямований на зниження експлуатаційних ризиків, підвищення спостережуваності та швидкодії керування, що особливо важливо за умови зростання частки інверторних джерел.

Для коректної експлуатації електроенергетичної системи визначальною є підтримка нормативних параметрів режиму, насамперед частоти та напруги. Частота у синхронних енергосистемах є інтегральним індикатором балансу активної потужності: дефіцит генерації відносно навантаження призводить до зниження частоти, а надлишок – до її зростання. В європейській практиці номінальна частота становить 50 Гц, а контроль і відновлення частоти забезпечуються багаторівневими резервами та автоматичними регуляторами, які діють у масштабі синхронної зони.

Підтримання напруги у вузлах мережі пов’язане переважно з балансом реактивної потужності та характеристиками елементів мережі (індуктивністю, ємністю, трансформаторними зв’язками). Недостатність реактивної потужності у зоні навантаження спричиняє зниження напруги, зростання струмів і додаткові втрати, а в критичних випадках – колапс напруги. Тому в енергосистемах застосовують сукупність засобів регулювання: регулювання збудження синхронних генераторів, РПН трансформаторів, батареї статичних конденсаторів, шунтувальні реактори, синхронні компенсатори та силову електроніку FACTS-класу.

З погляду системної надійності важливою є топологія мережі та її резервування. Для магістральних мереж широко застосовується принцип допустимості відмови одного елемента без порушення електропостачання критичних споживачів (критерій N-1), що реалізується кільцюванням мереж, дублюванням ліній та секціонуванням підстанцій. У розподільчих мережах поширені радіальні схеми з резервуванням на рівні живильних ліній і трансформаторних підстанцій, оскільки повне кільцювання на низьковольтному рівні часто є економічно недоцільним.

Сучасні тенденції розвитку структури передачі пов’язані з переходом до «активних мереж», у яких значна частина генерації зосереджується безпосередньо на розподільчому рівні (сонячні електростанції малої та середньої потужності, вітроустановки, когенераційні модулі, накопичувачі енергії). Це змінює напрямки перетоків, підвищує вимоги до захисту та автоматики, а також створює потребу у розширенні функцій диспетчерського керування на нижчих рівнях напруги. У результаті електроенергетична система дедалі більше набуває рис кіберфізичного об’єкта, де режимні рішення залежать як від електричних параметрів, так і від якості даних, телеметрії та алгоритмів прогнозування.

Окремої уваги заслуговує міждержавна інтеграція енергосистем. У Європі синхронна робота у межах ENTSO-E забезпечує можливість взаємних перетоків та підвищує стійкість систем за рахунок укрупнення «інерційної» бази та резервів. Важливим практичним прикладом є синхронізація енергосистем України та Молдови з континентальною Європою, виконана 16.03.2022 року, що стало ключовою подією у зміні архітектури режимного керування та вимог до операційної безпеки.

Отже, структура передачі електроенергії є багаторівневою ієрархією мереж і підстанцій, яка формується балансом між економічністю (втрати, капітальні витрати), технологічною керованістю (регулювання частоти і напруги), якістю електроенергії та надійністю електропостачання. Її еволюція у сучасних умовах визначається інтеграцією розподілених джерел, накопичувачів, цифрових систем керування та міждержавних перетоків.

1.2 Особливості виробництва електроенергії

Виробництво електроенергії є процесом перетворення первинної енергії різного походження на електричну енергію зі стандартизованими параметрами напруги та частоти. Узагальнена схема такого перетворення наведена на рис. 1.2, де наведено основні стадії: первинне джерело енергії, перетворення у механічну потужність (теплова машина, гідротурбіна, вітроколесо), електромеханічне перетворення у генераторі та передача у мережу. Для традиційних електростанцій домінує синхронний генератор, який безпосередньо формує

напругу змінного струму, тоді як для сонячної генерації та більшості сучасних вітрових установок типовим є інверторний інтерфейс з перетворенням енергії силовою електронікою.

Рисунок 1.2 – Узагальнена схема виробництва електроенергії

Ключовою технологічною особливістю генерації змінного струму є необхідність підтримання синхронної частоти обертання ротора генератора, що визначається співвідношенням

$$n_s = 60\,f\,/\,p\,, \tag{1.6}$$

де n_s – синхронна швидкість, об/хв;

f – частота мережі, Гц;

p – число пар полюсів.

За умови f = 50 Гц швидкість обертання турбогенераторів як правило становить 3000 об/хв для двополюсних машин або 1500 об/хв для чотириполюсних. Це жорстко пов’язує механічну динаміку турбіни з електричними процесами у мережі та зумовлює потребу у швидкодіючих регуляторах турбіни та збудження.

Традиційні електростанції умовно поділяються на теплові (вугільні, газові, мазутні), атомні та гідроелектростанції. На теплових станціях первинна енергія палива перетворюється у теплоту, далі через термодинамічний цикл (переважно Ренкіна для теплоелектростанцій, теплоелектроцентралей і атомних електростанцій або Брайтона для газотурбінних установок) формується механічна робота на валу турбіни, яка приводить у дію синхронний генератор. Ефективність теплової генерації визначається величиною теплового ККД $\eta_{тепл}$ як відношення електричної потужності $P_{ел}$ на затискачах генератора до теплового потоку Q_1, підведеного з паливом, тобто

$$\eta_{тепл} = P_{ел} / Q_1 . \quad (1.7)$$

Для вугільних теплоелектростанцій середня світова ефективність часто знаходиться на рівні близько 33–35 % (за нижчою теплотою згоряння і з урахуванням нетто-відпуску), хоча сучасні установки підвищених параметрів можуть досягати більших значень.

Газотурбінні та парогазові установки мають підвищену ефективність завдяки утилізації теплоти відпрацьованих газів у котлі-утилізаторі та виробленню додаткової потужності в паровому циклі (комбінований цикл). Практичні дані промислових виробників і оглядів енергоефективності вказують, що комбінований цикл здатний забезпечувати ефективність близько 60 % і більше за оптимальних умов експлуатації.

Атомні електростанції також належать до теплових за фізикою процесу, оскільки електроенергія отримується через паротурбінний цикл. Їх термодинамічна ефективність як правило становить близько 33–36 % (як для теплоелектростанцій), що обумовлено відносно низькими температурами пари та специфікою тепловідведення.

Гідроелектростанції є принципово іншими з точки зору енергетичного перетворення, оскільки використовують потенціальну енергію води, перетворюючи її на механічну потужність гідротурбіни. У таких установках втрати на проміжних теплових стадіях відсутні, тому ККД гідротурбінно-генераторного агрегату може наближатися до 90 % і більше для сучасних установок, а також характеризується високою маневреністю, що робить ГЕС ключовими учасниками регулювання навантаження і покриття піків.

Окрему роль відіграють теплоелектроцентралі (ТЕЦ) та когенераційні установки, які одночасно виробляють електричну і теплову енергію. У таких системах загальна паливна ефективність може бути значно вищою, оскільки відпрацьоване тепло використовується для теплопостачання або технологічних потреб. З позицій енергосистеми когенерація має суттєву цінність у зимовий період, оскільки підвищує надійність теплопостачання і знижує потребу у

піковій електричній генерації, але при цьому створює сезонні обмеження за тепловим графіком.

Відновлювані джерела енергії, насамперед сонячна та вітрова генерація, мають істотні відмінності від традиційних технологій. Їх первинний ресурс (сонячна радіація, швидкість вітру) є статистично змінним і частково непередбачуваним у короткостроковій перспективі, що ускладнює забезпечення добового балансу потужності. За оцінками IEA, частка ВДЕ у світовій генерації електроенергії продовжує зростати, а змінна генерація (VRE) істотно посилює вимоги до гнучкості системи, розвитку мереж та засобів балансування.

Інверторні джерела (сонячні електростанції, значна частина вітрових турбін, накопичувачі) змінюють фізику системних процесів, оскільки вони не додають класичної електромеханічної інерції та як правило формують струм у мережу через напівпровідникові перетворювачі. У такій системі підвищується ризик швидких змін частоти (RoCoF), посилюються вимоги до синхронізації, керування реактивною потужністю, стійкості до аварійних збурень та здатності до підтримки напруги у слабких мережах. Тому сучасні тренди включають розвиток мережоутворювальних режимів роботи інверторів, збільшення ролі накопичувачів енергії та синхронних компенсаторів, а також підвищення стандартів електромережі.

З огляду на режимне керування, виробництво електроенергії характеризується наявністю істотних технологічних обмежень. До таких належать мінімально допустиме навантаження блока, швидкість зміни потужності, час пуску та зупинки, обмеження за температурними напруженнями, ресурсні обмеження обладнання, а також екологічні нормативи. У результаті реальна можливість генерації брати участь у балансуванні не зводиться лише до встановленої потужності, а визначається її маневреністю та доступністю в конкретний момент часу.

Системний оператор забезпечує баланс активної потужності та підтримання частоти, використовуючи резерви різних часових горизонтів. У європейській практиці застосовують частотне утримання (FCR), автоматичне (aFRR) і ручне (mFRR) відновлення частоти, що дозволяє системі компенсувати відхилення

навантаження, аварійні відмови генераторів і ліній електропередачі та міжсистемні коливання. Така багаторівнева організація резервів є критичною у системах з високою часткою ВДЕ, оскільки частота збурень зростає, а власні демпфувальні властивості синхронної генерації зменшуються.

Виробництво електроенергії також має безпосередній вплив на параметри якості електроенергії. Традиційні синхронні генератори формують синусоїдальну ЕРС і, як правило, сприятливо впливають на короткозамикальну потужність у вузлах, підвищуючи жорсткість мережі. Інверторні джерела можуть створювати гармонічні спотворення та мають інші обмеження по струму короткого замикання, що змінює принципи налаштування релейного захисту та вимоги до фільтрації. Тому виробництво електроенергії в сучасних енергосистемах повинно розглядатися не лише як постачання активної потужності, але і як надання системних послуг: підтримка напруги, регулювання частоти, резервування, забезпечення стійкості та якості електроенергії.

Загалом сучасний стан електроенергетики характеризується паралельним розвитком великих централізованих джерел (атомна і теплова генерація як основа базового покриття) та швидким нарощуванням гнучких і розподілених джерел (ВДЕ, накопичувачі, когенерація), що разом формують нову архітектуру енергосистеми. Ця архітектура потребує одночасного підсилення мереж, удосконалення регулювання режимів і впровадження сучасних цифрових технологій керування для забезпечення безпечної та економічної роботи.

Отже підсумовуючи, структура передачі електроенергії до споживачів є багаторівневою системою, в якій підвищення напруги на етапі генерації та подальші пониження на підстанціях забезпечують технічно та економічно доцільну передачу потужності з мінімізацією втрат і дотриманням вимог до якості електроенергії. Виробництво електроенергії, у свою чергу, є складним комплексом енергетичних перетворень із жорсткими режимними обмеженнями, а у сучасних умовах – також джерелом системних послуг, необхідних для керування частотою, напругою та стійкістю. Загальні тенденції розвитку електроенергетики визначаються інтеграцією ВДЕ та інверторних технологій, розширенням використання накопичувачів, цифровізацією підстанцій і

диспетчерського керування, а також посиленням міждержавних зв’язків, що вимагає підвищення гнучкості та адаптивності електроенергетичних систем.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 1

1 Охарактеризуйте електроенергетичну систему як технологічний комплекс і поясніть, чому вимога безперервного балансу активної потужності між генерацією та навантаженням є визначальною для її структури та режимів роботи.

2 Поясніть логіку ієрархії рівнів напруги під час передачі та розподілу електроенергії та обґрунтуйте, як підвищення напруги на магістральному рівні впливає на струми і втрати потужності у лініях електропередачі.

3 Розкрийте функціональне призначення магістральних мереж і розподільчих мереж у структурі електропостачання та порівняйте їх типові топології, режимні особливості та вимоги до надійності.

4 Охарактеризуйте роль підстанцій у системі передачі електроенергії та поясніть, які основні функції виконують силові трансформатори, розподільчі пристрої, комутаційна апаратура і засоби релейного захисту та автоматики.

5 Поясніть фізичний зміст регулювання частоти в синхронній енергосистемі та обґрунтуйте, чому відхилення частоти є індикатором дефіциту або надлишку активної потужності.

6 Розкрийте взаємозв’язок між напругою у вузлах мережі та балансом реактивної потужності, а також поясніть призначення основних засобів компенсації реактивної потужності та регулювання напруги.

7 Охарактеризуйте типову технологічну схему перетворення первинної енергії на електричну енергію на електростанціях і поясніть роль турбіни (або первинного двигуна) та генератора у цьому процесі.

8 Порівняйте принципові особливості виробництва електроенергії на теплових, атомних і гідроелектростанціях з точки зору енергетичних перетворень, діапазонів ефективності, маневреності та участі у регулюванні навантаження.

9 Поясніть, у чому полягають режимні та системні відмінності інверторної генерації від синхронної генерації та які наслідки це має для частотної стійкості, підтримання напруги і налаштування захистів.

10 Охарактеризуйте ключові сучасні тенденції розвитку електроенергетики та поясніть, які технічні вимоги ці тенденції формують до структури мереж, систем керування та резервів.

Тема 2. ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

Електрична станція як джерело активної та реактивної потужності та підстанція як вузловий елемент електричної мережі утворюють єдину техніко-організаційну систему перетворення, передавання, розподілу та керування електроенергією. Актуальність розгляду їх взаємозв’язку зумовлена одночасним ускладненням режимів роботи енергосистем (зростанням частки ВДЕ, підвищенням вимог до стійкості та якості електроенергії, розвитком цифрових систем керування) і посиленням ролі нормативних кодексів, що визначають технічні умови приєднання та експлуатаційної взаємодії учасників ринку. Зокрема, Кодекс системи передачі та Кодекс систем розподілу встановлюють рамкові вимоги до взаємодії оператора з користувачами мереж, включно з вимогами до інформаційно-технологічних систем і каналів обміну технологічною інформацією, що безпосередньо впливають на інтерфейс «електростанція – підстанція».

2.1 Взаємозв’язок між електростанціями і підстанціями

Взаємозв’язок між електростанціями і підстанціями доцільно трактувати як сукупність фізичних, електромагнітних, режимних, релейно-захисних, вимірювально-облікових і інформаційно-керувальних взаємодій, що реалізуються на межі приєднання об’єкта генерації до мережі та підтримуються протягом усього життєвого циклу об’єкта – від проєктування і випробувань до диспетчерської експлуатації, модернізації та виведення з роботи. У фізичному сенсі електростанція формує електричну енергію на виводах генераторів (як правило, на середніх напругах 6–24 кВ), тоді як підстанції електричних мереж забезпечують трансформацію напруги, комутацію, секціонування та розподіл потоків потужності, а також виконання функцій релейного захисту, автоматики й телемеханіки на рівні вузла мережі. Такий розділ функцій є інженерно доцільним, оскільки дозволяє відокремити технологію генерації від топології мережі та забезпечити масштабованість, резервування та керованість об’єднаної енергосистеми.

Ключовим елементом електричного інтерфейсу між електростанцією та підстанціями є головна схема видачі потужності, яка визначає структуру електричних з’єднань «генератор – підвищувальний трансформатор – розподільчий пристрій – лінія – вузлова підстанція». На практиці домінує блочний принцип приєднання для великих агрегатів: кожен енергоблок має власний підвищувальний (блочний) трансформатор і приєднується до розподільчого пристрою високої напруги електростанції або безпосередньо до вузлової підстанції мережі через комутаційне обладнання і лінійні приєднання. Вибір конкретної реалізації залежить від потужності агрегатів, класів напруги, вимог надійності (зокрема критерію N-1), допустимих струмів короткого замикання, умов експлуатації та економічних обмежень.

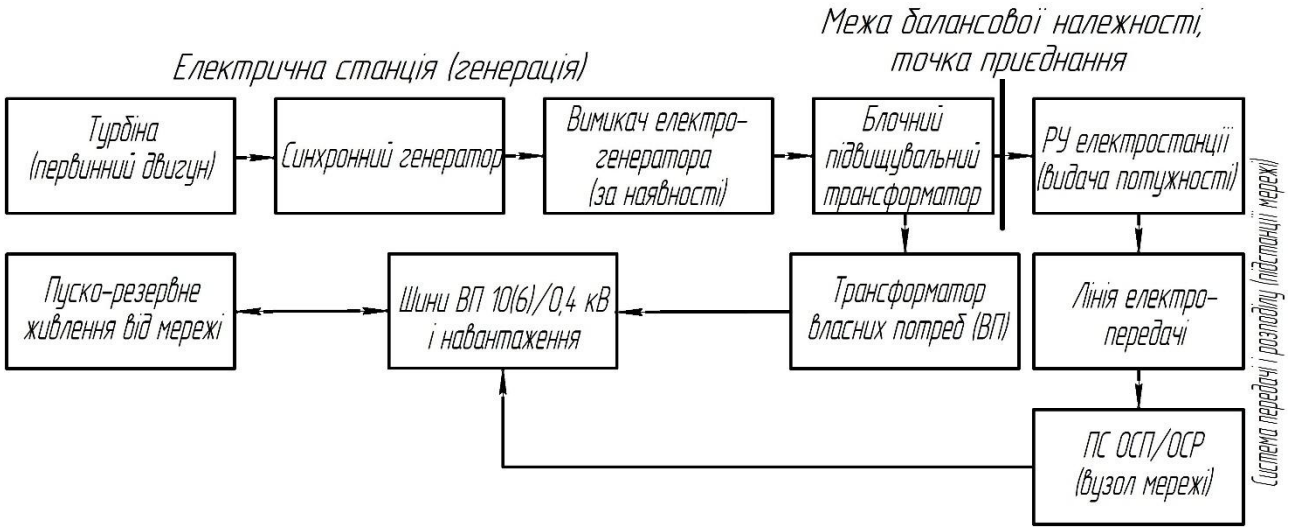


Рисунок 2.1 – Структура електричного зв’язку
«електростанція – підстанція» та живлення власних потреб

У межах розгляду взаємозв’язку принциповим є поняття точки приєднання та межі балансової належності, які фіксують розподіл відповідальності за утримання, експлуатацію та розвиток елементів мережі між власником об’єкта генерації оператором системи передачі або розподілу. На рівні нормативного регулювання взаємодія учасників системи передачі передбачає, зокрема, вимоги до побудови інформаційно-технологічних систем диспетчерського управління і каналів зв’язку для обміну технологічною інформацією між оператором і

користувачами системи передачі і розподілу, що безпосередньо охоплює генеруючі електростанції та їх підстанційні вузли. Актуальність цієї складової посилюється через регулярне внесення змін до Кодексу системи передачі, зокрема постановою НКРЕКП від 28.05.2024 № 1036, що відображає розвиток вимог до експлуатації та взаємодії об’єктів енергосистеми.

Електрична взаємодія електростанції і підстанції проявляється насамперед через баланс активної потужності, регулювання напруги та реактивної потужності, а також забезпечення системних послуг. Генератор як синхронна машина, працюючи паралельно з мережею, не лише віддає активну потужність, а й бере участь у підтриманні профілю напруги через систему збудження (AVR) та регулювання реактивної потужності. У свою чергу, підстанція, змінюючи топологію мережі, ступені трансформації (РПН), комутацію шунтувальних реакторів/конденсаторів або керованих компенсаторів, формує режимні умови, в яких електростанція повинна залишатися стійкою і керованою. Нормативна логіка таких вимог узагальнюється поняттям «сітки кодів»: це набір правил, дотримання яких є умовою приєднання електростанції до мережі та передумовою стабільної, безпечної і економічної роботи енергосистеми.

Окремий клас взаємодій формують перехідні процеси, у тому числі під час коротких замикань, оскільки вони визначають вимоги до комутаційної апаратури, струмопровідних частин, заземлювальних пристроїв і, насамперед, до координації релейного захисту та автоматики. Приєднання потужної генерації до вузла мережі збільшує рівні струмів короткого замикання та змінює характер підживлення аварії, що впливає на селективність і чутливість мережевих захистів (дистанційного, диференційного, струмового), а також на узгодження з власними захистами генератора та блочного трансформатора. Координація уставок має виконуватися з урахуванням місця встановлення вимірювальних трансформаторів, конфігурації схем шин, можливих режимів секціонування, наявності генераторного вимикача або відсутності такого, а також можливих «острівних» режимів живлення власних потреб при відокремленні від мережі.

Зв’язок електростанції з підстанцією є двонаправленим не лише за потоками потужності, а й за живленням власних потреб. Будь-яка електростанція має

сукупність електроприймачів власних потреб (насосні агрегати, вентилятори, системи охолодження, мастилопостачання, збудження, автоматика тощо), без яких неможлива стійка робота енергоблока. У нормальному режимі частина власних потреб може живитися від відпайки генератора через трансформатор власних потреб або від шин розподільчого пристрою станції. Однак для пуску енергоблока, післяаварійного відновлення або у випадку зупину генераторів критично важливим є пуско-резервне живлення з мережі через підстанційний вузол. Тому при проєктуванні інтерфейсу «електростанція – підстанція» одночасно оптимізують схеми видачі потужності та схеми резервування живлення власних потреб, з урахуванням вимог надійності і умов «black-start» (за наявності відповідної технічної можливості).

Суттєвою складовою взаємозв'язку є вимірювання, комерційний облік і контроль якості електроенергії. Розмежування відповідальності на межі приєднання завжди супроводжується вимірювальним контуром: трансформаторами струму і напруги, вузлами вимірювання потужності та енергії, реєстраторами аварійних подій, засобами контролю показників якості. У сучасних умовах ці функції реалізуються в складі автоматизованих систем комерційного обліку (АСКОЕ) та систем моніторингу якості електроенергії, які повинні забезпечувати достовірність даних для розрахунків на ринку та одночасно надавати оперативну інформацію для диспетчерського керування та аналізу режимів.

На рівні інформаційної та керувальної взаємодії підстанції перетворюються з «пасивних» комутаційних вузлів на кіберфізичні системи, що інтегрують цифрові пристрої релейного захисту і автоматики (IED), системи телемеханіки, синхронізацію часу, мережеві комунікації та взаємодію з SCADA/EMS оператора системи. Нормативна рамка системи передачі прямо передбачає необхідність технічних вимог до інформаційно-технологічних систем і каналів зв'язку для обміну технологічною інформацією між оператором та користувачами, що охоплює електростанції та підстанції як об'єкти обміну командами, уставками, телеметрією і сигналізацією. У технологічному сенсі це означає, що взаємодія «електростанція – підстанція» включає не лише

електричну схему, а й регламентований контур керування, в якому диспетчерські команди трансформуються у задані режими роботи генераторів (активна потужність, напруга/реактивна потужність, обмеження за швидкодією), а з підстанції та станції до диспетчерського центру надходить телеметрія стану комутаційних апаратів, параметрів режиму і спрацювань захистів.

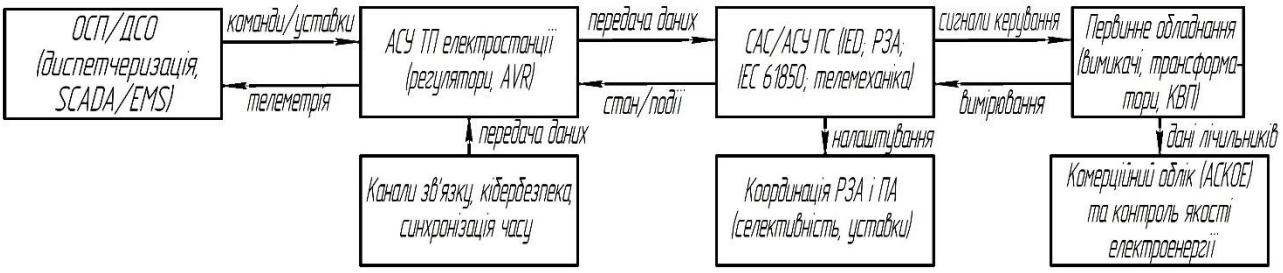


Рисунок 2.2 – Функціональна взаємодія електростанції та підстанцій у контурі диспетчерського керування і автоматики

Цифровізація підстанційної частини інтерфейсу посилює роль стандартизованих підходів до випробувань, введення в експлуатацію та технічного обслуговування. Зокрема, впровадження IEC 61850 як концепції інтегрованих систем захисту і керування у підстанціях породжує нові задачі перевірки логіки взаємоблокувань, коректності обміну повідомленнями та підтвердження режимів роботи пристроїв у складі єдиного комплексу; тому методики й практичні настанови з випробувань IEC 61850-орієнтованих рішень стають важливою частиною взаємодії електростанції і підстанції, особливо коли підстанційний вузол є одночасно точкою приєднання генерації та «шлюзом» до диспетчерського керування.

Окремо треба підкреслити, що взаємозв’язок електростанції та підстанцій має не лише локальний, а й системний вимір. Підстанція як елемент мережі «передає» на електростанцію обмеження системи – допустимі перетоки, вимоги до напруги у вузлі, потребу у резерві, вимоги до керованості та стійкості при збуреннях. У відповідь електростанція впливає на мережу через зміну генерації, реактивної потужності, інерційних характеристик (для синхронних машин) або характеристик перетворювачів (для інверторних джерел). Саме тому сучасна практика формалізує

вимоги через кодекси та правила приєднання: вони мають підтримувати стабільність системи, забезпечувати безпечну роботу мережі та визначати параметри, яким має відповідати станційне обладнання і його системи керування.

Електростанція і підстанція у сучасній електроенергетиці формують спільний технічний контур, у якому фізичне приєднання (головні схеми з'єднань і видача потужності) нерозривно пов'язане з режимним керуванням, координацією релейного захисту, забезпеченням резервного живлення власних потреб, організацією обліку та цифровим обміном технологічною інформацією. Нормативні кодекси системи передачі й розподілу фіксують вимоги до такої взаємодії та задають основу для проєктування і експлуатації інтерфейсу «електростанція – підстанція» як критичного елемента надійності і стійкості енергосистеми.

Узагальнюючи, взаємозв'язок електростанцій і підстанцій є багатокомпонентним інженерним об'єктом, у якому конструктивна реалізація головних схем з'єднань, режимна координація (активна/реактивна потужність, напруга, стійкість), узгодження релейного захисту і автоматики, організація комерційного обліку та розгортання інформаційно-технологічних систем утворюють єдину систему вимог до проєктування та експлуатації. Із практичної точки зору ефективність цього інтерфейсу визначає не лише величину технічних втрат чи доступну пропускну здатність мережі, а й здатність енергосистеми зберігати керованість і відновлюваність у нормальних та аварійних режимах відповідно до чинних кодексів системи передачі та розподілу.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 2

1 Поясніть, у чому полягає системотехнічний зміст взаємозв'язку «електростанція – підстанція» та чому його доцільно розглядати як сукупність електричних, режимних, релейно-захисних, вимірювальних і інформаційно-керувальних взаємодій, а не лише як фізичне приєднання до мережі.

2 Охарактеризуйте поняття точки приєднання і межі балансової належності об'єкта генерації та поясніть, які наслідки ці поняття мають для розподілу експлуатаційної відповідальності, організації обліку та узгодження режимів.

3 Поясніть принципи побудови головних схем видачі потужності електростанції у взаємодії з підстанціями мережі та обґрунтуйте переваги і обмеження блочного приєднання «генератор – підвищувальний трансформатор» порівняно з альтернативними схемами.

4 Розкрийте роль підвищувального (блочного) трансформатора, розподільчого пристрою електростанції та ліній електропередачі як елементів інтерфейсу між генерацією і мережевою підстанцією, з урахуванням їх впливу на втрати, пропускну здатність і надійність.

5 Охарактеризуйте двонаправлений характер взаємодії електростанції та підстанції з позицій потоків активної і реактивної потужності та поясніть, як регулювання збудження генератора і засоби регулювання напруги на підстанціях взаємно впливають на режим у вузлі приєднання.

6 Поясніть, чому приєднання потужної генерації змінює рівні струмів короткого замикання у вузлі мережі, та обґрунтуйте, які вимоги це формує до вибору комутаційної апаратури, термічної і динамічної стійкості обладнання та до координації релейного захисту.

7 Розкрийте принципи координації релейного захисту і протиаварійної автоматики між електростанцією та підстанцією, пояснивши, як забезпечуються селективність, чутливість і швидкодія захистів у різних конфігураціях мережі та схемах секціонування.

8 Охарактеризуйте значення живлення власних потреб електростанції у контексті взаємодії з підстанцією та поясніть, які режими пуско-резервного електропостачання необхідно забезпечити для запуску, післяаварійного відновлення та безпечної зупинки енергоблоків.

9 Поясніть роль вимірювальних трансформаторів, систем комерційного обліку та моніторингу якості електроенергії на межі приєднання, а також обґрунтуйте, чому коректність вимірювань є критичною як для ринкових розрахунків, так і для оперативного керування режимами.

10 Охарактеризуйте вимоги до інформаційно-технологічної взаємодії між електростанцією та підстанціями та поясніть, як цифровізація підстанцій змінює підходи до експлуатації і випробувань у контурі диспетчерського керування.

Тема 3. НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

Сучасні електроенергетичні системи функціонують у режимі постійної зміни структури генерації та характеру споживання, що зумовлено електрифікацією технологічних процесів, поширенням перетворювальних навантажень, інтеграцією ВДЕ та зростанням ролі керованого попиту. За таких умов ключовими інженерними задачами стають:

– коректне описання та прогнозування графіків навантаження електростанцій і підстанцій;

– кількісна оцінка втрат потужності в елементах електроустановок;

– розрахунок витрат потужності на власні потреби станцій і підстанцій;

– визначення режимних коефіцієнтів як інтегральних показників використання встановленої потужності та достатності резерву для надійного покриття попиту.

Сукупне розв’язання цих задач прямо впливає на техніко-економічні рішення щодо вибору перерізів провідників, потужності трансформаторів, схем електропостачання власних потреб, алгоритмів диспетчерського керування та критеріїв ресурсної адекватності.

3.1 Втрати потужності в елементах електроустановок

Втрати потужності в електроустановках є неминучим наслідком фізичних процесів перетворення та передавання електроенергії і в загальному випадку залежать від режимних параметрів (струмів, напруг, температури, гармонічного складу, стану ізоляції, умов довкілля тощо). У практиці розрахунків і аналізу режимів доцільним є поділ втрат на навантажувальні (ті, що залежать від струму та, як правило, пропорційні його квадрату) і ненавантажувальні (умовно сталі або слабкозалежні від навантаження). Такий поділ застосовують як у методиках оцінювання втрат у мережах, так і в нормуванні параметрів трансформаторів і підстанційних пристроїв. Узагальнену схему класифікації подано на рис. 3.1.

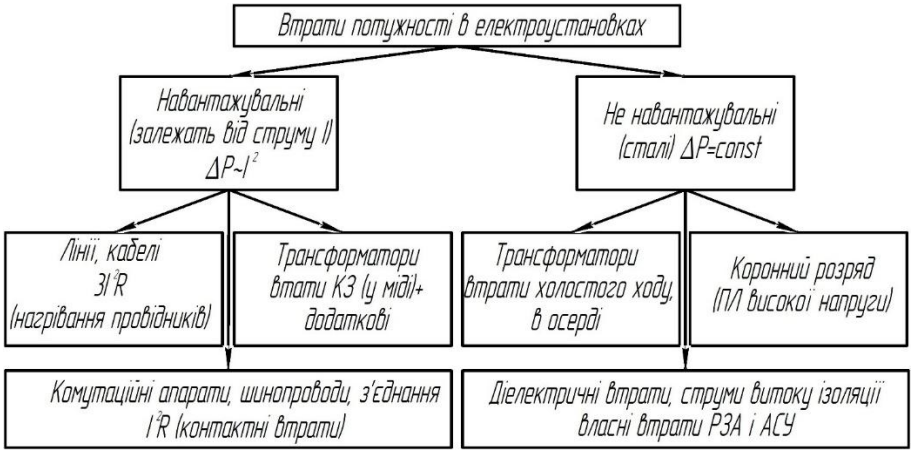


Рисунок 3.1 – Класифікація втрат потужності

Найбільш поширеним видом навантажувальних втрат в елементах мережі змінного струму є активні втрати на нагрівання провідників (ліній, кабелів, шин, контактів), що зумовлені омічним опором. Для трифазної ділянки мережі (лінії або шини) активні втрати потужності визначаються співвідношенням

$$\Delta P_a = 3I^2 R, \tag{3.1}$$

де ΔP_a – активні втрати потужності, Вт;

I – діюче значення фазного струму, А;

R – активний опір однієї фази ділянки (з урахуванням довжини), Ом.

Через активну P та реактивну Q потужності, що передаються по лінії при лінійній напрузі U, вираз (3.1) зручно подати як

$$\Delta P_a = \frac{\left(P^2 + Q^2\right)R}{U_л^2}, \tag{3.2}$$

де P – активна потужність у кінці/на початку розрахункової ділянки (за прийнятою моделлю), Вт;

Q – реактивна потужність, ВАр;

$U_л$ – лінійна діюча напруга, В.

Співвідношення (3.1)–(3.2) відображають фундаментальний факт: при фіксованій активній потужності збільшення перетоків реактивної потужності

підвищує струм і, відповідно, активні втрати (через доданок Q^2), що є однією з причин необхідності компенсації реактивної потужності та оптимізації режимів напруги.

Опір провідників є температурозалежним, тому при розрахунках втрат у тривалих режимах враховують нагрівання. У першому наближенні для металевих провідників застосовують лінійну апроксимацію

$$R(t) = R_{20}\left(1 + \alpha\left(t - 20\right)\right), \tag{3.3}$$

де R_{20} – опір провідника при температурі 20 °С, Ом;

α – температурний коефіцієнт опору матеріалу провідника, $^\circ C^{-1}$;

t – робоча температура провідника, °С.

На практиці це означає, що сезонність та погодні умови (охолодження повітрям, сонячна радіація, обмерзання тощо) впливають не лише на допустимі струмові навантаження, але й на величину технічних втрат.

Перехід від втрат потужності до втрат електроенергії здійснюється інтегруванням у часі:

$$\Delta W = \int_0^{\tau} \Delta P(\tau) d\tau, \tag{3.4}$$

де ΔW – втрати електроенергії за інтервал τ, Вт·год (або кВт·год);

$\Delta P(\tau)$ – миттєві (або середні за малий інтервал) втрати потужності.

У дискретній формі для розрахунку за графіком навантаження

$$\Delta W \approx \sum_{i=1}^{n}\left(\Delta P_i \Delta \tau_i\right), \tag{3.5}$$

де ΔP_i – середні втрати потужності на інтервалі $\Delta \tau_i$.

Ці співвідношення лежать в основі «методу характерної доби», «методу середніх навантажень» та інших інженерних методів оцінювання втрат за обмеженою інформацією про графіки.

Окреме місце посідають втрати у силових трансформаторах, які концептуально поділяють на втрати неробочого ходу (в осерді) та навантажувальні втрати (в обмотках і конструктивних елементах). У термінах стандартів серії IEC 60076 застосовують величини P_0 (втрати, що не залежать від навантаження) та P_k (втрати, що залежать від навантаження при номінальному струмі з приведенням до заданої температури) і вводять коефіцієнт завантаження *k*. Для інженерного аналізу режимів втрати потужності трансформатора часто подають як

$$\Delta P_{tr}(k) = P_0 + k^2 P_k^2 + P_{cool}(k), \tag{3.6}$$

де $P_{cool}(k)$ – споживання/втрати на охолодження (вентилятори, насоси тощо), що можуть залежати від завантаження та температурного стану.

З виразу (3.6) випливає важливий режимний висновок: за малих завантажень домінують P_0, а за великих – квадратично зростають $k^2 P_k$, тому оптимізація режимів і вибір трансформаторів за енергетичною ефективністю потребують урахування фактичного графіка навантаження, а не лише номінальних параметрів.

До ненавантажувальних (умовно сталих) втрат у мережах також відносять втрати на корону у ПЛ високої та надвисокої напруги, діелектричні втрати в ізоляції та витоки по ізоляторах, а також постійні споживання допоміжних систем підстанцій (оперативне живлення, обігрів, вентиляція, охоронні та телемеханічні комплекси). Хоча деякі з цих складових суттєво залежать від атмосферних умов і напруги, у багатьох методиках їх обліковують через питомі нормативи або як складові умовно-постійної частини втрат на характерному інтервалі. У системах із значною часткою перетворювальних навантажень додатково зростає роль гармонічних складових струму, які збільшують діючі значення струмів та втрати I^2R у провідниках і трансформаторах, тому аналіз

втрат у сучасних мережах доцільно узгоджувати з показниками якості електроенергії та спектральними характеристиками навантажень.

3.2 Витрати потужності на власні потреби

Під витратами потужності на власні потреби електростанцій і підстанцій розуміють потужність, що споживається допоміжними механізмами та системами, необхідними для технологічного процесу перетворення енергії та забезпечення працездатності електрообладнання. Для електростанції баланс активної потужності на рівні блока доцільно описувати через поняття брутто- та нетто-генерації. Узагальнений енергетичний баланс (для активної потужності) подано на рис. 3.2 і формалізовано виразом

$$P_{net} = P_{gross} - P_{в.п} - \Delta P_{ст}, \tag{3.7}$$

де $P_{нетто}$ – потужність, відпущена в мережу (нетто), Вт;

$P_{брутто}$ – потужність на затискачах генератора (брутто), Вт;

$P_{в.п}$ – сумарна потужність власних потреб, Вт;

$\Delta P_{ст}$ – втрати в станційних трансформаторах, збірних шинах, РП та приєднаннях, Вт.

Рисунок 3.2 – Узагальнений енергетичний баланс (для активної потужності)

Для кількісної характеристики прийнято вводити коефіцієнт власних потреб

$$k_{в.п} = P_{в.п} / P_{брутто}, \tag{3.8}$$

або, залежно від методики обліку, аналогічне відношення для енергій за деякий період.

Технологічна структура власних потреб суттєво залежить від типу електростанції. Для теплових електростанцій значні складові формуються приводами живильних насосів, дуттьових вентиляторів, димососів, систем

паливоподачі та пилоприготування, системами водопідготовки, циркуляційного охолодження, а в сучасних установках – також обладнанням очищення димових газів. Для атомних станцій помітною складовою є споживання насосів, вентиляторів та допоміжних систем реакторної установки, що відображається і в підходах до визначення «нетто-літньої потужності», де прямо зазначається, що допоміжне споживання як правило становить близько 5 % брутто-генерації . Для гідроелектростанцій та ВДЕ власні потреби, як правило, нижчі, але вони мають іншу структуру (гідромеханічні системи, системи керування і збудження, підігрів/осушення гондол для ВЕС, інверторно-трансформаторні власні потреби для СЕС тощо).

Практичні інтервали $k_{в.п}$ залежать від потужності блоків, рівня екологічних вимог, схеми охолодження та режиму роботи. У прикладному огляді ABB для електростанцій наведено, що питомі власні потреби у типових випадках перебувають у межах приблизно 3–8 % номінальної потужності станції, при цьому їх величина зростає при ускладненні технологічного процесу та збільшенні частки допоміжних механізмів. Це створює інженерну мотивацію до оптимізації систем власних потреб: застосування частотно-регульованих приводів для насосно-вентиляторних агрегатів, оптимізації гідравлічних режимів, раціонального вибору рівнів напруги власних потреб, мінімізації втрат у станційних трансформаторах та шинних з’єднаннях, а також підвищення енергоефективності систем охолодження та компресорного господарства.

Для підстанцій власні потреби мають іншу природу: вони пов’язані з оперативним струмом, зарядними пристроями, підігрівом і вентиляцією приміщень, компресорними установками (для пневмоприводів), системами зв’язку, телемеханіки, релейного захисту та автоматики. У сумарному балансі енергії підстанції ці витрати як правило істотно менші, ніж втрати потужності в силових трансформаторах і лінійних приєднаннях, однак їх якісний облік критичний для проєктування систем оперативного живлення та забезпечення надійності РЗА/АСУ.

3.3 Добові графіки сільськогосподарських споживачів, електростанцій і підстанцій

Графік електричного навантаження $P(\tau)$ (або комплексний графік $S(\tau)$) відображає зміну споживаної або відпущеної потужності у часі і є базовим інформаційним об'єктом для розрахунків режимів, втрат, вибору пропускної спроможності мережевих елементів та оцінювання надійності. Для практичних інженерних задач широко застосовують добові, тижневі та сезонні графіки, а також похідні від них криві тривалості навантаження, які впорядковують значення $P(\tau)$ за спаданням і дають змогу безпосередньо оцінювати коефіцієнти використання і кількість годин роботи на певних рівнях потужності. Приклад кривої тривалості навантаження та параметрів $P_{\max}$ і P_{ser} подано на рис. 3.3.

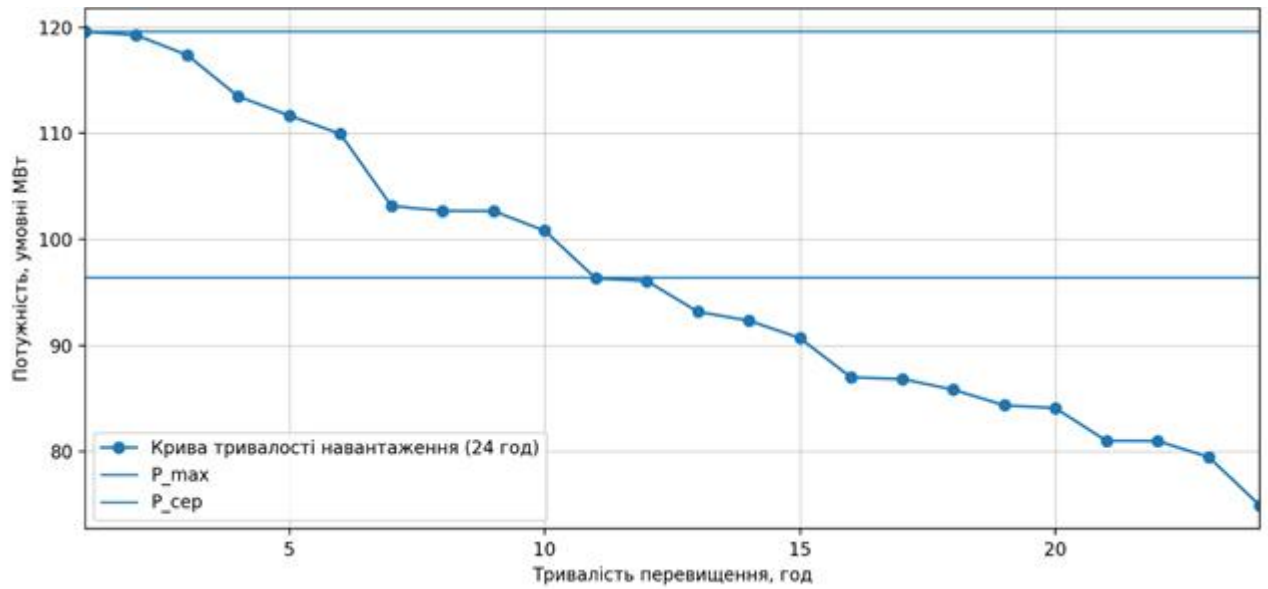


Рисунок 3.3 – Приклад кривої тривалості навантаження

Для сільськогосподарських споживачів добовий графік визначається технологічною специфікою: іригаційним водопостачанням і насосними станціями, зерносушінням, роботою холодильного та вентиляційного обладнання тваринницьких комплексів, доїльними залами, переробкою та пакуванням продукції. Значна частка таких навантажень є квазідискретною (насос «увімкнено/вимкнено») і допускає перенесення у часі без істотного впливу на кінцевий технологічний результат за умови дотримання водного

балансу і агротехнічних обмежень. Ця властивість підтверджується практикою програм керування аграрними навантаженнями: у звіті California Energy Commission показано, що за наявності автоматизації та цінових сигналів учасники здатні переносити значну частку насосного навантаження з «критичних» вечірніх годин, а потенціал зсуву пікового насосного навантаження оцінюється як дуже суттєвий. Хоча числові значення є регіонально залежними, сам принцип корисний для інженерної інтерпретації добових графіків агроспоживачів: їх піки можуть бути як «природними» (визначеними режимом робіт), так і «керованими» (зумовленими тарифними зонами, диспетчерськими обмеженнями або автоматизованим керуванням попитом).

Добовий графік підстанції, на відміну від графіка окремого споживача, є агрегованим результатом накладання багатьох графіків приєднаних навантажень, причому ефект неповної одночасності часто згладжує пікові значення та зменшує відносні коливання. Разом з тим підстанційний графік відображає тип структури споживання у зоні живлення:

– для переважно побутових районів характерні ранкові та вечірні максимуми;

– для промислових – денні плато;

– для змішаних – двогорба форма з різним співвідношенням піків.

У проєктуванні і експлуатації підстанцій добові графіки використовують для вибору потужності трансформаторів (з урахуванням перевантажувальної здатності), перевірки допустимих струмів шин і апаратів, розрахунку втрат за методами (3.4)–(3.5), а також для визначення необхідності і ефективності компенсації реактивної потужності в характерні години максимуму.

Добовий графік електростанції визначається її роллю в енергосистемі та принципами диспетчеризації. Базові станції (з обмеженою маневровістю або низькою питомою вартістю палива) прагнуть працювати з відносно сталим навантаженням, тоді як пікові та маневрові потужності забезпечують покриття коливань попиту і балансування ВДЕ. Для ВЕС і СЕС характерні графіки, що формуються переважно природною ресурсною складовою, а для ГЕС – можливістю швидкого регулювання (за водогосподарських обмежень). Тому

зіставлення добових графіків «споживач – підстанція – електростанція» є методично корисним для розуміння фізики балансу потужності та природи втрат і резервів у системі.

На рис. 3.4 наведено умовні нормовані добові графіки для сільськогосподарського споживача, підстанції та електростанції. Ілюстрація призначена для пояснення якісних відмінностей; у розрахункових задачах конкретні графіки мають формуватися за даними комерційного обліку та/або технологічних регламентів, а також коригуватися з урахуванням сезонності та режимів роботи обладнання.

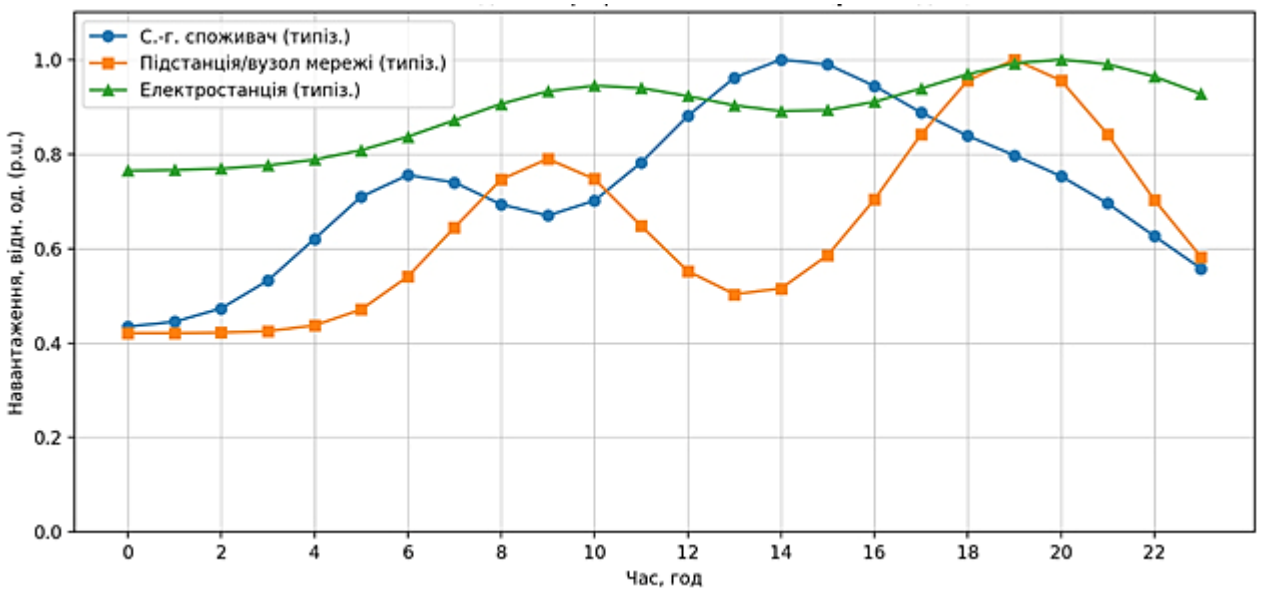


Рисунок 3.4 – Типові добові графіки
для сільськогосподарського споживача

3.4 Режимні коефіцієнти, встановлена потужність і коефіцієнт резерву

Встановлена потужність є номінальною (паспортною) сумарною потужністю генеруючого або мережевого обладнання. Для електростанції встановлена активна потужність

$$P_{inst} = \sum_{j=1}^{m} P_{n,j} \tag{3.9}$$

де $P_{n,j}$ – номінальна активна потужність j-го генератора (або енергоблока), Вт.

Для підстанції часто оперують встановленою трансформаторною потужністю

$$S_{inst} = \sum_{k=1}^{r} S_{n,k} , \tag{3.10}$$

де $S_{n,k}$ – номінальна повна потужність *k*-го силового трансформатора, ВА.

Однак встановлена потужність сама по собі не описує реального використання обладнання, оскільки режим визначається графіком навантаження. Для цього застосовують режимні коефіцієнти, що пов’язують P_{inst}, $P_{\max}$, P_{ser} та енергію за період.

Коефіцієнт використання встановленої потужності (у загальному інженерному розумінні) можна визначити як відношення максимальної (або характерної) потужності до встановленої:

$$k_{вик} = P_{\max} / P_{inst} , \tag{3.11}$$

де $P_{\max}$ – максимум добового/сезонного графіка, Вт.

Для трансформаторів підстанції аналогічно використовують відношення максимального завантаження до сумарної встановленої трансформаторної потужності з урахуванням коефіцієнтів одночасності приєднаних навантажень.

Коефіцієнт навантаження характеризує «заповнення» графіка та визначається як

$$k_{зап} = P_{ser} / P_{\max} , \tag{3.12}$$

де P_{ser} – середня потужність за період τ, Вт.

З урахуванням спожитої/відпущеної енергії *W* маємо

$$P_{ser} = W / \tau , \tag{3.13}$$

де τ – тривалість періоду, год.

Високі значення $k_{зап}$ означають відносно рівномірне навантаження, що, як правило, сприятливо впливає на питомі втрати та ефективність використання

мережевої інфраструктури. Низькі значення $k_{зап}$ вказують на значні піки та потребу у резервуванні пропускної спроможності для короткочасних максимумів.

Коефіцієнт потужності, що широко застосовується для електростанцій, пов'язує енергію за період з встановленою потужністю:

$$k_{c.f} = \frac{W_{gen}}{P_{inst}T}, \tag{3.14}$$

де W_{gen} – вироблена енергія за період τ.

Цей показник особливо інформативний для ВДЕ та маневрових станцій, оскільки відображає ступінь фактичного використання встановленої потужності у часі, а також опосередковано вказує на економіку інвестицій у генерацію і мережеві приєднання.

Коли аналізують групові навантаження, важливими стають коефіцієнти одночасності, різноманітності та попиту. Для сукупності n приєднань з індивідуальними максимумами $P_{\max,i}$ і сумарним максимумом групи $P_{\max\Sigma}$ коефіцієнт різноманітності часто подають як

$$k_{div} = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{\max,i}}{P_{\max\Sigma}}, \tag{3.15}$$

що формалізує ефект неповної одночасності максимумів. Застосування таких коефіцієнтів є принциповим при виборі потужності трансформаторів підстанцій та перерізів ліній, оскільки проєктування «за сумою максимумів» як правило призводить до надлишкових капіталовкладень, тоді як ігнорування одночасності може спричинити перевантаження у пікові години.

Питання резерву тісно пов'язане з режимними коефіцієнтами, однак має окремий зміст: резерв забезпечує здатність системи покривати попит з урахуванням похибок прогнозування, аварійних відмов, ремонтних виводів, обмежень палива та варіабельності ВДЕ. У практиці планування ресурсної адекватності застосовують показники резервної достатності, зокрема «встановлений резервний запас» (*англ.* IRM) або «плановий резервний запас»,

що інтерпретуються як частка (відсоток) потужності понад прогнозований піковий попит. У звіті NERC прямо зазначено, що вимога IRM представляє відсоток потужності понад прогноз пікового навантаження, а закупівля потужності може формулюватися як піковий попит плюс IRM. У параметричній формі для періоду планування це зручно подати як

$$IRM = \frac{P_{cap} - P_{peak}}{P_{peak}} \cdot 100\,\%, \tag{3.16}$$

де P_{cap} – доступна або законтрактована потужність (з урахуванням прийнятих правил дерейтінгу та доступності), Вт;

P_{peak} – прогноз пікового навантаження, Вт.

Відповідно коефіцієнт резерву можна визначити як

$$k_{res} = \frac{P_{cap}}{P_{peak}} = 1 + \frac{IRM}{100}. \tag{3.17}$$

У прикладному проєктуванні та експлуатації мереж і станцій важливо підкреслити, що «резерв» є багатокомпонентним: оперативний резерв (регулювальний, обертовий, швидкодіючий) забезпечує секундо-хвилинний баланс, тоді як плановий резерв спрямований на покриття піків з урахуванням відмов і ремонтів на горизонтах місяців-років. Зміна структури генерації та зростання пікових навантажень (зокрема через нові великі споживачі і електрифікацію) зменшують запас резервів та підвищують вимоги до точності прогнозів, до керованості попиту, що розглядається як один із інструментів зниження ризику дефіциту потужності.

Отже, навантаження електростанцій і підстанцій, втрати потужності в елементах електроустановок та витрати на власні потреби утворюють взаємопов’язану систему режимних характеристик, що визначає як технічну здійсненність режимів, так і економічність передавання та перетворення електроенергії. Навантажувальні втрати в мережах і трансформаторах мають квадратичну залежність від струму, тому графік навантаження та перетоки

реактивної потужності є визначальними факторами втрат. Власні потреби електростанцій формують відмінність між брутто- та нетто-генерацією і залежать від технологічного типу станції та енергоефективності допоміжних систем. Добові графіки сільськогосподарських споживачів можуть мати суттєвий потенціал керованості (особливо для насосних навантажень), що підсилює можливості балансування системи в умовах зростання варіабельної генерації. Режимні коефіцієнти та показники резерву (зокрема IRM) забезпечують узагальнене, формалізоване оцінювання використання встановленої потужності та достатності ресурсів для покриття пікового попиту з прийнятним рівнем надійності.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 3

1 Поясніть фізичну природу втрат потужності в елементах електроустановок та обґрунтуйте доцільність поділу втрат на навантажувальні і ненавантажувальні під час аналізу режимів електричних мереж і трансформаторів.

2 Виведіть і прокоментуйте співвідношення для активних втрат у трифазній лінії за відомих струму та опору, а також покажіть, як ці втрати можуть бути подані через передавані активну і реактивну потужності та напругу, пояснивши роль реактивної складової в зростанні втрат.

3 Поясніть, як температурний режим провідника впливає на величину омічних втрат, і обґрунтуйте, коли у розрахунках доцільно враховувати температурну залежність опору та вплив умов довкілля.

4 Охарактеризуйте методичний перехід від втрат потужності до втрат електроенергії за графіком навантаження, пояснивши зміст інтегральної та дискретної форм запису та області їх застосування в інженерних розрахунках.

5 Поясніть складові втрат потужності у силових трансформаторах, розкривши відмінності між втратами неробочого ходу та навантажувальними втратами, і обґрунтуйте, як коефіцієнт завантаження впливає на сумарні втрати трансформатора.

6 Поясніть поняття власних потреб електростанції та підстанції і проаналізуйте баланс активної потужності між брутто-генерацією, власними

потребами, станційними втратами та нетто-видачею у мережу, зазначивши інженерні наслідки для режимів і економічності.

7 Охарактеризуйте чинники, що визначають структуру і величину витрат потужності на власні потреби для різних типів електростанцій, та поясніть, чому питомі власні потреби можуть змінюватися з ускладненням технологічного процесу та вимог до допоміжних систем.

8 Поясніть принципи формування добових графіків навантаження для сільськогосподарських споживачів, підстанцій і електростанцій та обґрунтуйте, які технологічні процеси і режими керування попитом можуть визначати піки та западини таких графіків.

9 Охарактеризуйте призначення кривої тривалості навантаження та поясніть, як за її допомогою визначаються параметри, необхідні для розрахунку режимних коефіцієнтів, а також які висновки щодо рівномірності навантаження можна зробити на її основі.

10 Поясніть зміст та інженерне застосування режимних коефіцієнтів (коефіцієнта навантаження, використання встановленої потужності, коефіцієнта потужності/використання за енергією) і проаналізуйте поняття резервної достатності, зокрема логіку коефіцієнта резерву та резервної надбавки відносно прогнозованого пікового попиту.

Тема 4. СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Сучасна електроенергетика характеризується одночасним зростанням вимог до надійності електропостачання, підвищенням частки розподіленої генерації та ускладненням режимів роботи мереж середньої напруги. За цих умов вирішального значення набуває коректний вибір та обґрунтування головних (структурних і однолінійних) схем електростанцій, які безпосередньо визначають: можливість безперервного живлення відповідальних споживачів, рівень струмів короткого замикання у розподільчих установках, гнучкість оперативних перемикань, умови подальшого розвитку станції, а також капітальні та експлуатаційні витрати. Далі розглядаються принципові рішення схем електростанцій при електропостачанні споживачів на напругу 6–10 кВ і 35 кВ, а також техніко-режимні фактори, що обумовлюють вибір тієї чи іншої конфігурації.

4.1 Схеми електростанцій при електропостачанні споживачів на напругу 6–10 кВ і 35 кВ

Електрична частина електростанції як правило проєктується як сукупність джерел (генераторів), трансформаторів (підвищувальних і власних потреб), розподільчих пристроїв (РП) різних класів напруги та приєднань (лінійних, трансформаторних, секційних, шиноз’єднувальних тощо). У проєктній практиці розрізняють структурну схему (взаємозв’язок основних вузлів) і головну однолінійну схему (компоновка приєднань, систем шин і комутаційних апаратів), які разом повинні забезпечувати задані показники надійності та допустимі параметри режиму у нормальних і післяаварійних станах.

Електропостачання споживачів на 6–10 кВ від генераторної напруги

Підключення споживачів безпосередньо на рівні 6–10 кВ є характерним для електростанцій невеликої та середньої потужності, а також для теплоелектроцентралей і промислових енергоцентрів, де істотна частка навантаження має місцевий характер і розташована на відносно малих відстанях.

У таких випадках раціональним є формування **генераторного РП 6–10 кВ** зі збірними шинами, від яких живляться: місцеві споживачі 6–10 кВ, трансформатори власних потреб (на 0,4 кВ або 6 кВ залежно від прийнятої системи власних потреб), а також (за потреби) підвищувальні трансформатори на 35 кВ або вищі класи напруги для віддалених навантажень або зв’язку з енергосистемою. Саме таке поєднання «місцевого навантаження на 10 кВ» і «віддалених споживачів через 35 кВ» демонструється в навчальних прикладах для станцій типу ТЕЦ.

Типовим рішенням для РП 6–10 кВ на станціях, орієнтованих на живлення місцевих споживачів, є **одна система збірних шин із секціонуванням** (дві секції) та **секційним вимикачем**. Секціонування знижує масштаб відключень при пошкодженнях на шинах, дозволяє виконувати ремонтні та налагоджувальні роботи з частковим збереженням живлення, а також створює умови для реалізації автоматичного ввімкнення резерву (АВР) між секціями при втраті живлення однієї з них. У сучасній практиці експлуатації та науково-навчальній літературі прямо зазначається доцільність застосування секціонованої системи шин у РП 6–10 кВ ТЕЦ та для власних потреб станції.

Функціонально-режимна логіка такої схеми полягає в тому, що генератори (або групи генераторів) можуть бути розподілені по секціях для обмеження струмів короткого замикання на шинах, а у нормальному режимі секційний вимикач часто тримають розімкненим (за наявності достатніх резервів по напрузі і потужності) з метою зменшення ударних струмів КЗ та підвищення селективності захистів. При цьому у післяаварійному режимі допускається оперативне з’єднання секцій для відновлення живлення частини споживачів, якщо це узгоджується з допустимими струмами КЗ і термічною стійкістю обладнання.

На рис. 4.1 наведено спрощену однолінійну схему електропостачання з секціонованими збірними шинами 10 кВ, від яких живляться місцеві навантаження 6–10 кВ, трансформатори власних потреб і підвищувальний трансформатор 10/35 кВ для електропостачання віддалених споживачів через РП 35 кВ.

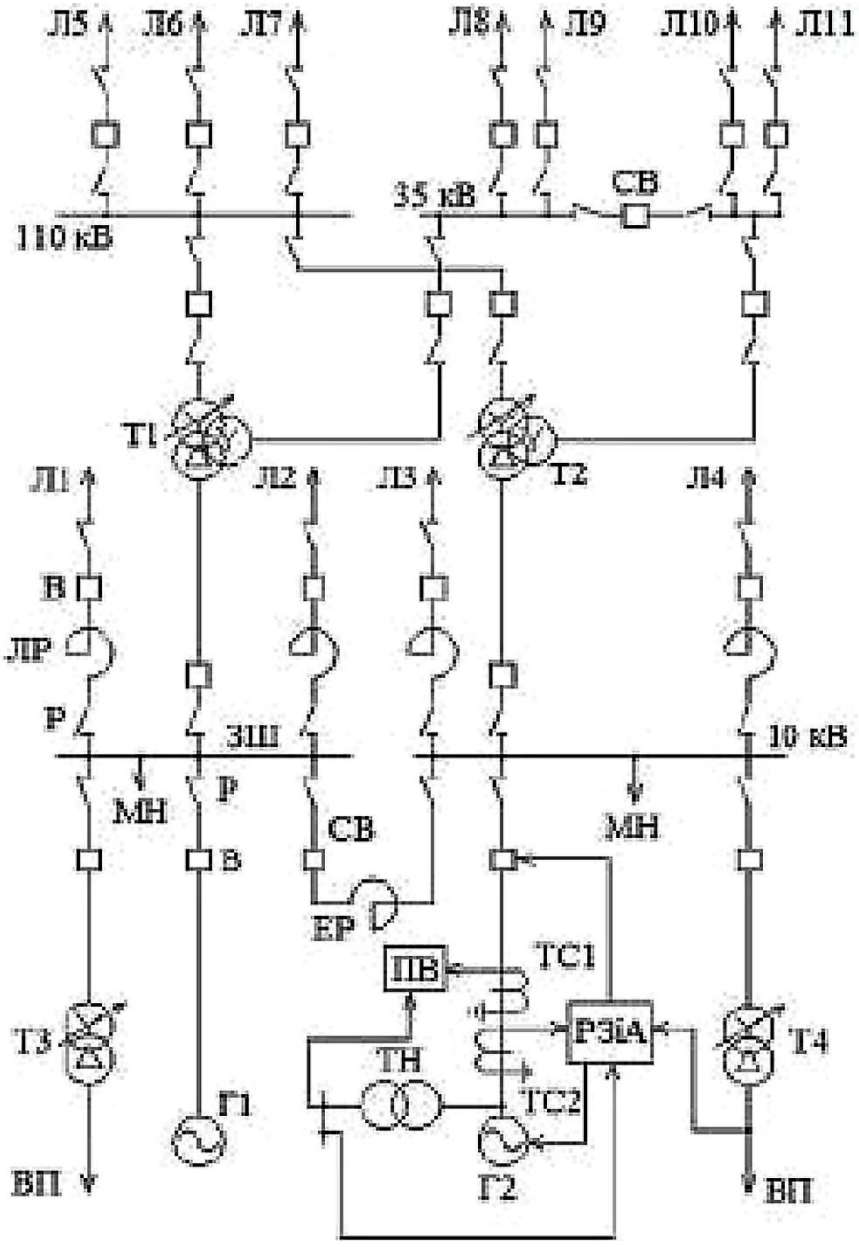


Рисунок 4.1 – Типова однолінійна принципова електрична схема електропостачання зі збірними шинами 10 кВ та живленням віддалених споживачів через РП 35 кВ

Практичний вибір номінальних параметрів комірок РП 6–10 кВ (струмів, апаратів, шин) базується на розрахунку робочих струмів приєднань. Для трифазного кола робочий струм, що відповідає активній потужності P, визначають співвідношенням

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U_{л}\cos\varphi} \tag{4.1}$$

де I – лінійний струм, А;

P – активна потужність навантаження або відпуску, Вт;

$U_л$ – лінійна напруга мережі (6 або 10 кВ), В;

cosφ – коефіцієнт потужності.

З (4.1) випливає, що для однакової потужності підвищення напруги з 10 до 35 кВ зменшує струм приблизно у 3,5 рази, що безпосередньо впливає на втрати та падіння напруги в лініях.

Електропостачання споживачів на 35 кВ

Рівень 35 кВ традиційно відносять до підмережевого класу, який застосовується для живлення віддалених і територіально розосереджених споживачів, а також для зв'язку між вузлами розподілу, коли 6–10 кВ є недостатнім за умовами втрат, падіння напруги або пропускної здатності ліній. У схемах електростанцій напруга 35 кВ найчастіше формується через **підвищувальні трансформатори 6–10/35 кВ**, а відпуск у мережу здійснюється через **РП 35 кВ** (відкрите або комплектне/закрите виконання залежно від компоновки, кліматичних та майданчикових умов).

З точки зору апаратного виконання, для класів напруг **6–35 кВ** у сучасних електроустановках переважає застосування **вакуумних вимикачів** у КРП, а для **відкритих РП 35 кВ і вище** типовими є **елегазові вимикачі**. При цьому відзначається тенденція до уніфікації комірок і зменшення площі РП за рахунок комплектних рішень на 35 кВ (КРП-35). Нормативна база серії IEC 62271, зокрема IEC 62271-200:2021, охоплює металевозамкнені РП для напруг **1–52 кВ включно** (внутрішнього та зовнішнього встановлення), що концептуально відповідає діапазону 6–35 кВ як для станційних, так і для підстанційних РП. В Україні діє гармонізований стандарт ДСТУ EN IEC 62271-200:2022, що закріплює сучасні вимоги до такого класу обладнання.

Структурно схема електростанції з видачею на 35 кВ має забезпечувати: приєднання підвищувального трансформатора (або двох трансформаторів при підвищених вимогах до надійності), відхідні лінії 35 кВ до центрів живлення або РП

споживачів, а також (у багатьох випадках) **зв'язок із енергосистемою** для резервування та режимної підтримки напруги. Типовий підхід до вибору схеми шин РП 35 кВ полягає у застосуванні **однієї системи шин** для відносно невеликої кількості приєднань (із секціонуванням за потреби) як компромісу між простотою, вартістю та достатньою надійністю для даного класу напруги.

На рис. 4.2 наведено узагальнену структуру: генераторну РП 10 кВ із місцевим відбором, підвищувальний трансформатор 10/35 кВ, РП 35 кВ з відхідними лініями до споживачів і можливістю резервного живлення РП 35 кВ від енергосистеми.

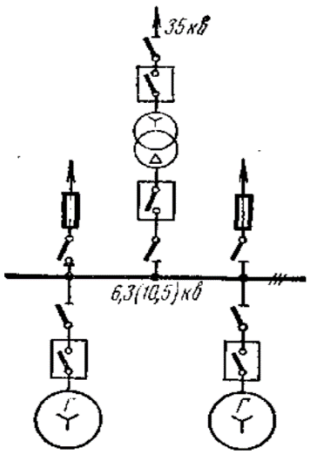


Рисунок 4.2 – Типова однолінійна принципова електрична схема електропостачання з видачею потужності на 35 кВ та можливістю резервного живлення РП 35 кВ від енергосистеми

Режимно-технічні чинники вибору між 6–10 кВ і 35 кВ у схемі відпуску

Ключовим фізичним аргументом на користь підвищення напруги при відпуску на значні відстані є зменшення струму, а отже, – зменшення втрат у провідниках і покращення рівня напруги у віддалених вузлах. Активні втрати потужності у трифазній лінії можуть бути оцінені як

$$\Delta P = 3I^2 R_{\Sigma}, \tag{4.2}$$

де ΔP – активні втрати, Вт;

I – лінійний струм, А;

R_{Σ} – активний опір однієї фази лінії (або еквівалентної ділянки мережі), Ом.

Підставляючи (4.1) у (4.2), отримують квадратичну залежність втрат від напруги: при збільшенні $U_л$ у k разів втрати для тієї самої переданої потужності зменшуються приблизно у k^2 разів за незмінного опору. Це пояснює практику, коли місцеві промислові споживачі живляться на 6–10 кВ, а віддалені – на 35 кВ через підвищувальні трансформатори та РП 35 кВ.

Окрім втрат, істотним є критерій допустимого відхилення напруги. Для попередніх оцінок у трифазних мережах використовують наближену залежність падіння напруги на ділянці мережі

$$\Delta U \approx \frac{PR_{\Sigma} + QX_{\Sigma}}{U_л}, \tag{4.3}$$

де ΔU – падіння лінійної напруги, В;

P, Q – активна та реактивна потужності, що передаються, Вт та ВАр;

R_{Σ}, X_{Σ} – активний і реактивний опори фази, Ом;

$U_л$ – лінійна напруга, В.

Із (4.3) випливає, що при вищій напрузі передавання (35 кВ) за інших рівних умов легше забезпечити нормативну якість напруги у вузлах навантаження, особливо для споживачів із суттєвим реактивним компонентом.

Поряд із режимними перевагами 35 кВ, проєктувальник повинен враховувати ускладнення РЗА, зростання вартості ізоляції та апаратури, а також можливе зростання вимог до комутаційної та дугостійкої здатності комірок. При цьому значну роль відіграють **струми короткого замикання**, які нерідко стають обмежувальним фактором при об’єднанні секцій шин або при виборі схеми з’єднання генераторів і трансформаторів.

Узгодження РП 6–10 кВ і РП 35 кВ у складі однієї станції

У станціях, що одночасно мають відпуск на 6–10 кВ (місцевим споживачам) і на 35 кВ (віддаленим), принципово важливим є режимне узгодження двох рівнів РП. Генераторне РП 6–10 кВ у цьому випадку виконує роль вузла розподілу: з

одного боку, воно забезпечує приєднання генераторів, з іншого – формує відбори на місцеві лінії та на трансформатор(и) 6–10/35 кВ. При аваріях у мережі 35 кВ станційне РП 6–10 кВ повинно зберігати працездатність у частині місцевого живлення та власних потреб, що впливає на вибір уставок захистів, секціонування шин і доцільність резервування трансформаторів. У навчальних прикладах ТЕЦ така структура показується як типова: місцеве навантаження під'єднане до шин 10 кВ, а віддалені споживачі – через РП 35 кВ, причому зв'язок із системою може реалізовуватися і на вищих напругах (наприклад, 110 кВ).

З огляду на сучасну елементну базу, для РП 6–35 кВ поширюється застосування комплектних розподільчих пристроїв (КРП), які підвищують заводську готовність, скорочують строки монтажу та дозволяють більш стандартизовано реалізувати вимірювання, РЗА і оперативне керування. Для напруги 35 кВ підкреслюється можливість зменшення площі під РП-35 при використанні КРП-35 та сучасних комутаційних апаратів.

Отже, схеми електростанцій, що здійснюють електропостачання споживачів на 6–10 кВ і 35 кВ, формуються як компроміс між надійністю, режимною керованістю та економічністю. Живлення місцевих споживачів доцільно організовувати на генераторній напрузі 6–10 кВ через РП з однією секціонованою системою шин, що забезпечує достатню гнучкість перемикань і зменшує масштаб відключень при пошкодженнях. Відпуск на 35 кВ є обґрунтованим для віддалених і розосереджених навантажень завдяки зниженню струмів, втрат та падіння напруги, однак потребує врахування підвищених вимог до апаратури, РЗА та параметрів КЗ. Узгодження РП 6–10 кВ і РП 35 кВ у складі однієї станції повинно забезпечувати збереження живлення власних потреб і відповідальних споживачів у післяаварійних режимах та можливість перспективного розвитку станції відповідно до сучасних стандартів і типових технічних рішень.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 4

1 Поясніть призначення головної однолінійної схеми електростанції та обґрунтуйте, які техніко-економічні і режимні критерії визначають вибір конфігурації РП при електропостачанні споживачів напругою 6–10 кВ і 35 кВ.

2 Охарактеризуйте типові структурні рішення електростанції, коли місцеві споживачі живляться від генераторної напруги 6–10 кВ, а віддалені – через підвищувальний трансформатор та РП 35 кВ, пояснивши логіку такого розподілу рівнів напруги.

3 Поясніть роль секціонування збірних шин у РП 6–10 кВ та обґрунтуйте, як секційний вимикач впливає на надійність електропостачання, допустимі струми короткого замикання і можливості оперативних перемикань.

4 На основі співвідношення для робочого струму трифазного кола поясніть, як зміна напруги від 10 кВ до 35 кВ впливає на величину струму при передаванні заданої активної потужності, і які практичні наслідки це має для вибору апаратури та перерізів провідників.

5 Поясніть, як за допомогою співвідношення для активних втрат у лінії обґрунтовується доцільність підвищення напруги до 35 кВ для віддалених споживачів, та розкрийте зв’язок між втратами, струмом і напругою.

6 Охарактеризуйте чинники, що визначають допустимі відхилення напруги у вузлах навантаження, та поясніть, як падіння напруги на ділянці мережі залежить від активної і реактивної потужностей та параметрів лінії, особливо при живленні на 6–10 кВ порівняно з 35 кВ.

7 Поясніть вплив прийнятої схеми з’єднання генераторів, трансформаторів і секцій шин на рівні струмів короткого замикання у РП 6–10 кВ та 35 кВ і обґрунтуйте, як ці рівні враховуються при виборі комутаційних апаратів і налаштуванні РЗА.

8 Охарактеризуйте типові рішення щодо схеми шин РП 35 кВ та обґрунтуйте, за яких умов доцільно ускладнювати схему для підвищення експлуатаційної гнучкості і надійності.

9 Поясніть призначення зв’язку РП 35 кВ електростанції з енергосистемою як джерела резервного живлення та режимної підтримки, і проаналізуйте, які вимоги до керованості та захисту виникають при такому резервуванні.

10 Охарактеризуйте сучасні тенденції виконання РП для класів напруг 6–35 кВ та поясніть, як гармонізовані стандарти на комутаційні апарати і розподільчі пристрої впливають на проєктування схем електростанцій.

Тема 5. ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Система власних потреб електричної станції є критичною підсистемою електричної частини, що забезпечує енергоживлення допоміжного обладнання технологічного процесу, керування, зв'язку, релейного захисту й автоматики, а також інженерних систем будівель і споруд, до яких належить освітлення. У сучасних умовах підвищення вимог до безпеки персоналу, надійності експлуатації та енергоефективності, освітлювальні установки на електростанціях розглядаються не лише як побутове навантаження, а як елемент інфраструктури безпеки, що впливає на готовність об'єкта до аварійних режимів і забезпечення керованості процесів при відмові нормального електропостачання. Це зумовлює необхідність системного підходу до класифікації освітлення, вибору джерел живлення, нормування параметрів світлового середовища, а також до розрахунку й технічної реалізації мереж освітлення у складі власних потреб. Розглянуті нижче положення формують основу для обґрунтованого проєктування робочого, аварійного та додаткового освітлення на електростанціях з урахуванням чинних нормативних вимог і сучасної практики.

5.1 Робоче, аварійне і додаткове освітлення

У складі власних потреб електростанції освітлення відноситься до загальностанційних споживачів і проєктується як сукупність освітлювальних електроприймачів та мереж їх живлення і керування, що забезпечують задані світлотехнічні показники у нормальному та аварійному режимах, а також під час ремонтів і оглядів. Відповідно до будівельних норм штучне освітлення класифікують, зокрема, на робоче та аварійне; аварійне поділяється на евакуаційне й резервне, а евакуаційне додатково включає освітлення шляхів евакуації, антипанічне освітлення та освітлення зон підвищеної небезпеки. Принциповою є вимога незалежності джерела живлення аварійного освітлення від джерела живлення робочого освітлення.

Функціональну логіку інтеграції цих видів освітлення у систему власних потреб доцільно інтерпретувати через режимно-структурний поділ джерел живлення: нормальне живлення 0,4 кВ від шин власних потреб (для робочого освітлення), джерела безпеки (UPS/акумуляторні батареї, централізовані батарейні системи, DC/AC перетворення) для евакуаційного та освітлення зон підвищеної небезпеки, а також резервні джерела (дизель-генераторні установки, автоматичне введення резерву) для резервного освітлення та частини технологічно доцільних навантажень. Узагальнена схема взаємозв'язків між категоріями освітлення та джерелами живлення наведена на рис. 5.1.

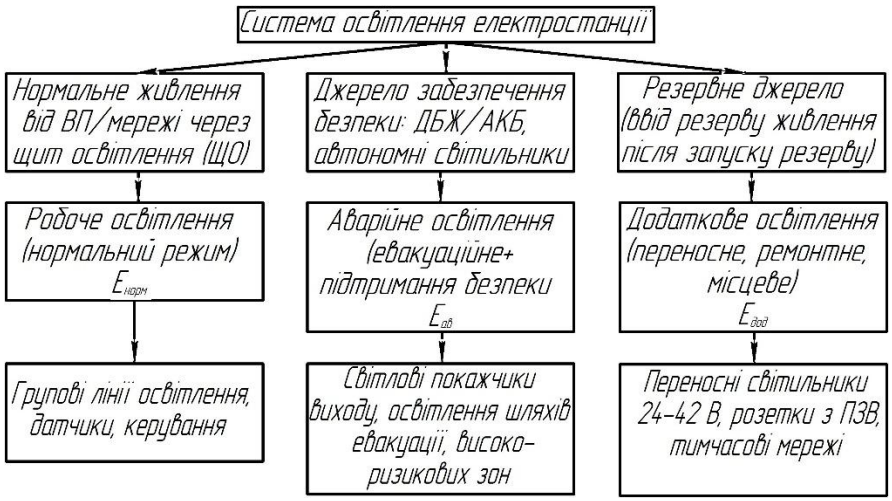


Рисунок 5.1 – Система освітлення електростанції

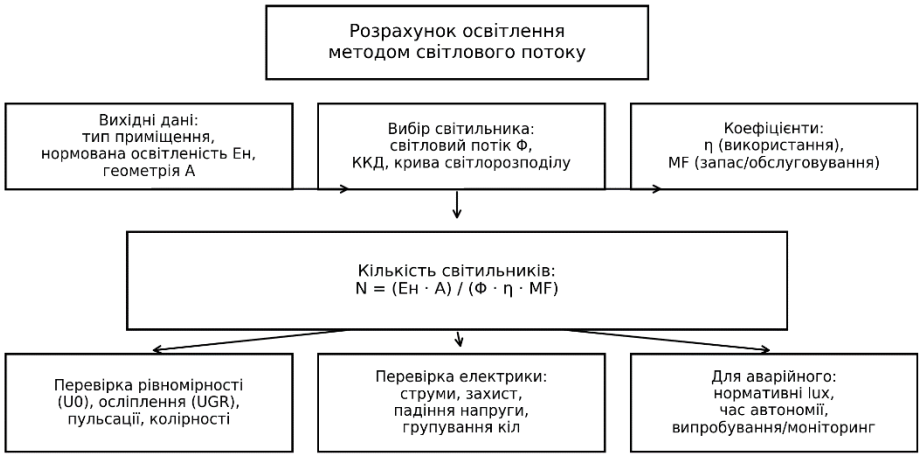
Робоче освітлення: нормування, критерії якості та енергоефективність

Робоче освітлення призначене для забезпечення нормативних умов зорової роботи персоналу під час штатної експлуатації станції, проведення оперативних перемикань, обходів, диспетчеризації, контролю обладнання та технологічних операцій у приміщеннях і на відкритих майданчиках. Його проєктування спирається на нормовані показники освітленості, рівномірності, обмеження осліплення, передачі кольору та (для сучасних LED-систем) контроль пульсації/мерехтіння. Загальноєвропейський підхід до нормування робочих місць у приміщеннях реалізовано в EN 12464-1 (національно гармонізованому як ДСТУ EN 12464-1), де параметри світлового середовища задаються як «підтримувані» значення з урахуванням деградації світлового потоку і

забруднення світильників, що прямо пов’язує світлотехнічні розрахунки з експлуатаційною надійністю.

У контексті власних потреб важливою є енергоефективність робочого освітлення. Норми прямо вказують на доцільність застосування розрядних та світлодіодних джерел світла через вищу світлову віддачу і більший термін експлуатації порівняно з тепловими джерелами. Це має системний ефект для станції: зменшення споживання електроенергії на власні потреби, зниження тепловиділень у приміщеннях, зменшення навантаження на вентиляцію і кондиціювання та підвищення ресурсу обладнання.

Для інженерного проєктування робочого освітлення широко застосовують метод світлового потоку (метод коефіцієнта використання), який забезпечує розрахунок кількості та типорозміру світильників за умовою досягнення нормованої підтримуваної освітленості на робочій поверхні. Узагальнений алгоритм наведено на рис. 5.2.



Метод застосовують для робочого та аварійного освітлення; для аварійного додатково враховують автономію, зниження світлового потоку АКБ/LED та вимоги безпеки.

Рисунок 5.2 – Узагальнений порядок світлотехнічного розрахунку методом світлового потоку для робочого та аварійного освітлення

Кількість світильників (або світлових модулів) за методом світлового потоку може бути визначена за формулою:

$$N = \frac{E_н A}{\Phi \eta MF}, \tag{5.1}$$

де $E_н$ – нормована (підтримувана) освітленість, лк;

A – площа освітлюваної поверхні, м²;

Φ – світловий потік одного світильника (або одного світлового модуля), лм;

η – коефіцієнт використання світлового потоку, який залежить від кривої світлорозподілу світильника, індексу приміщення та коефіцієнтів відбиття;

MF – коефіцієнт експлуатації (запасу), що враховує зниження світлового потоку джерел, забруднення оптики та старіння матеріалів.

Встановлена потужність робочого освітлення для оцінки частки у власних потребах визначається як:

$$P_{вст} = \sum_{i=1}^{N} P_i \approx N P_{св}, \tag{5.2}$$

де P_i – потужність *i*-го світильника, Вт;

$P_{св}$ – типова потужність одного світильника, Вт.

Для енергетичних розрахунків власних потреб додатково вводять коефіцієнт використання за часом (режим керування: групове вмикання, датчики руху/освітленості, добові графіки чергових зон), що узгоджується з підходами світлотехнічних посібників з електричного освітлення.

Аварійне освітлення: склад, нормовані параметри, часи вмикання та автономність

Аварійне освітлення на електростанції виконує функцію безпеки персоналу та підтримання керованості технологічних процесів при відмові робочого освітлення або порушенні нормального електропостачання. Норми визначають аварійне освітлення як освітлення, призначене для використання при порушенні живлення робочого освітлення, і встановлюють його поділ на евакуаційне та резервне. Евакуаційне освітлення включає освітлення шляхів евакуації,

антипанічне освітлення та освітлення зон підвищеної небезпеки, що є особливо актуальним для машинних залів, насосних, вентиляційних камер, галерей транспортерів палива, кабельних поверхів, РП та інших зон з потенційно небезпечними технологічними операціями.

Ключовою нормативною вимогою є електрична незалежність аварійного освітлення від робочого: аварійне освітлення підключається до джерела живлення, що не залежить від джерела живлення робочого освітлення. Додатково нормуються часові параметри досягнення освітленості та мінімальна тривалість роботи. Зокрема, для освітлення шляхів евакуації встановлено вимогу забезпечення не менше 1 години роботи, при цьому має бути досягнуто 50 % нормованої освітленості через 5 с після порушення живлення робочого освітлення та 100 % – через 60 с. Аналогічні часові вимоги наведено для антипанічного освітлення.

Нормовані рівні евакуаційного освітлення (мінімальна освітленість і нерівномірність) такі:

– для шляхів евакуації шириною до 2 м мінімальна освітленість по осі проходу становить 1,0 лк, а на проході – 0,5 лк при обмеженні нерівномірності;

– для антипанічного освітлення – 0,5 лк.

Для зон підвищеної небезпеки рівень освітлення визначається як частка від норми робочого освітлення (не менше 10 %), а допустима перерва освітлення – не більше 0,5 с, якщо це пов’язано з ризиком для людей і потребою безпечного завершення процедур зупинки обладнання. Також встановлюється мінімально допустимий індекс кольоропередачі джерел світла аварійного освітлення ($Ra \geq 40$), що важливо для розпізнавання знаків безпеки, маркування та органів керування у аварійному режимі.

Окремо регламентується робота світлових покажчиків: у нормальному режимі вони мають живитися від джерела, незалежного від джерела живлення робочого освітлення, а тривалість їх роботи має бути не менше 1 години. Це зумовлює практику включення покажчиків виходу та частини евакуаційних світильників до переліку «споживачів безпеки» з живленням від UPS/АКБ або централізованих батарейних систем.

Інженерна реалізація аварійного освітлення на електростанціях ґрунтується на узгодженні будівельних вимог з вимогами електромонтажних стандартів щодо пристроїв захисту персоналу. IEC 60364-5-56 встановлює загальні вимоги до систем електроживлення служб безпеки, включаючи вимоги до вибору та виконання електричних джерел для таких служб і підкреслює необхідність їх відокремлення від інших джерел та мінімізації впливів пожежі, затоплення, вандалізму та інших чинників на доступність живлення. Для світильників аварійного освітлення застосовуються спеціальні вимоги стандартів на конструкцію та маркування, зокрема ДСТУ EN 60598-2-22.

З точки зору енергетичного балансу аварійне освітлення – навантаження відносно невеликої потужності, однак з найвищими вимогами до надійності. Тому розрахунок автономності та резервування виконується з урахуванням кінцевого стану батарей, ККД перетворювачів, допустимої глибини розряду, температурного режиму та вимог до часу роботи. Узагальнено необхідну електричну енергію для автономного джерела можна оцінити як:

$$W_{АКБ} \geq \frac{P_{ав}\tau_{авт}}{\tau_{пер}\eta_{АКБ}}, \tag{5.3}$$

де $P_{ав}$ – сумарна активна потужність аварійного освітлення (з урахуванням пускових/перехідних процесів у драйверах), Вт;

$\tau_{авт}$ – потрібний час автономної роботи, год;

$\tau_{пер}$ – ККД тракту перетворення (інвертор/випрямляч/зарядний пристрій);

$\eta_{АКБ}$ – коефіцієнт, що враховує реальну віддачу батареї при заданому струмі розряду та температурі.

Для систем безпеки у складі дизель-генераторних установок і їх застосування як аварійних джерел живлення доцільно враховувати положення ДСТУ ISO 8528-12, що орієнтує проєктування на забезпечення живлення саме пристроїв безпеки у надзвичайних режимах.

У практичній площині вибір архітектури аварійного освітлення (самостійні світильники з вбудованими АКБ, централізована батарейна система, UPS з

розподілом аварійних групових ліній) визначається планувальними рішеннями, протипожежними вимогами, доступністю технічного обслуговування та вимогами моніторингу. Національний стандарт ДСТУ EN 1838) задає прикладні вимоги до евакуаційного освітлення та знаків безпеки, а ДСТУ EN 50172 – до систем евакуаційного освітлення з позиції введення в експлуатацію та експлуатаційної перевірки, що для електростанцій важливо як елемент управління технічним станом і функціональної готовності.

Додаткове освітлення: призначення та вимоги безпечної експлуатації

Додаткове освітлення у системі власних потреб електростанції доцільно трактувати як сукупність засобів, що підсилюють робоче освітлення або забезпечують локальне освітлення при ремонтах, оглядах і налагодженні, коли штатна схема освітлення не гарантує потрібної освітленості у зоні робіт або коли необхідно виконувати роботи у вимкнених та/або затемнених технологічних відсіках. Воно включає переносні світильники, тимчасові мережі, локальні світильники на обладнанні, освітлення для оглядових робіт у кабельних спорудах, колодязях, під естакадами, у нішах РП, у відсіках щитів тощо. На відміну від аварійного освітлення, додаткове освітлення не є «службою безпеки» у вузькому нормативному сенсі, однак часто використовується в умовах підвищеного електротравмонебезпечного ризику, тому вимоги електробезпеки набувають визначального значення.

Електротехнічні рішення для додаткового освітлення повинні узгоджуватися із загальними вимогами до низьковольтних установок, захисту від ураження електричним струмом, вибору кабельних ліній та апаратів захисту. Практично це означає застосування розеткових груп із захисним вимкненням, механічний захист проводки у зонах можливих пошкоджень, обмеження напруги у переносних світильниках залежно від умов середовища, а також використання світильників зі ступенем захисту IP, достатнім для пилу/вологи/бризок у виробничих приміщеннях. Для вибухонебезпечних зон (наприклад, де можуть утворюватися вибухонебезпечні суміші) застосовуються спеціальні вимоги IEC 60079-14, на що прямо вказує IEC 60364-5-56, виключаючи такі установки з

області загальних вимог пристроїв безпеки і переводячи їх у спеціалізований режим проєктування.

З позицій організації власних потреб додаткове освітлення варто ув’язувати з режимами експлуатації станції: під час планових ремонтів та аварійно-відновлювальних робіт, коли конфігурація обладнання змінюється, а штатні групи освітлення можуть бути знеструмлені або недостатні. У таких режимах забезпечення «ремонтної освітленості» напряму впливає на тривалість відновлення і ризики помилок персоналу. Тому у сучасних підходах до експлуатації енергетичних об’єктів додаткове освітлення розглядають як частину інфраструктури технічного обслуговування, що має бути стандартизованою, інвентаризованою та узгодженою з політикою промислової безпеки і доступності електроживлення власних потреб.

Отже, робоче, аварійне та додаткове освітлення в системі власних потреб електростанції утворюють функціонально взаємодоповнюваний комплекс, у якому робоче освітлення визначає нормативні умови зорової роботи у штатних режимах, аварійне – гарантує безпечну евакуацію та підтримання безпечного завершення небезпечних операцій при відмові нормального живлення, а додаткове – забезпечує виконання ремонтно-експлуатаційних робіт з належним рівнем електробезпеки. Нормативна база встановлює як структуру аварійного освітлення, так і вимоги до його незалежного живлення, рівнів освітленості, часових параметрів досягнення нормованих значень та мінімальної тривалості роботи, що зумовлює застосування спеціалізованих джерел безпеки (UPS/АКБ) та відповідних світильників. Комплексна реалізація цих вимог у складі власних потреб підвищує надійність і безпеку електростанції та одночасно створює передумови для енергоефективності через використання сучасних світлодіодних технологій і раціональних схем керування.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 5

1 Поясніть місце систем освітлення у структурі власних потреб електростанції та обґрунтуйте, чому освітлення розглядається як елемент

інфраструктури безпеки поряд із технологічними допоміжними механізмами та системами керування.

2 Охарактеризуйте відмінності між робочим, аварійним і додатковим освітленням на електростанції, пояснивши їх функціональне призначення в нормальному, післяаварійному та ремонтному режимах експлуатації.

3 Поясніть класифікацію аварійного освітлення, розкривши зміст понять евакуаційного освітлення, антипанічного освітлення та освітлення зон підвищеної небезпеки.

4 Обґрунтуйте нормативну вимогу незалежності джерела живлення аварійного освітлення від джерела живлення робочого освітлення та поясніть, як ця вимога реалізується схемно у системі власних потреб.

5 Поясніть нормативні вимоги до часових параметрів аварійного освітлення і проаналізуйте, як ці вимоги впливають на вибір типу джерела живлення та архітектури системи (централізована або автономна).

6 Поясніть вимоги до мінімальної освітленості та нерівномірності для шляхів евакуації та антипанічного освітлення.

7 Розкрийте зміст методу світлового потоку (коефіцієнта використання) для проєктування робочого освітлення та поясніть фізичний і розрахунковий зміст параметрів формули визначення кількості світильників, зокрема коефіцієнта використання та коефіцієнта експлуатації (запасу).

8 Поясніть порядок оцінювання встановленої потужності системи освітлення та її вплив на баланс власних потреб електростанції, враховуючи режими керування освітленням і можливості енергоощадних технологій.

9 Поясніть принципи розрахунку автономності аварійного освітлення при живленні від АКБ/UPS, зокрема роль ККД перетворювачів, старіння батарей, температурних факторів і вимог до заданої тривалості роботи.

10 Охарактеризуйте призначення додаткового освітлення (переносного, ремонтного, місцевого) та обґрунтуйте основні вимоги електробезпеки при його застосуванні на електростанції, зокрема щодо вибору напруги, захисного вимкнення, ступеня захисту оболонок і умов використання у потенційно небезпечних середовищах.

Тема 6. РОБОТА ГЕНЕРАТОРІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Сучасні електричні станції функціонують у складі енергосистем, де режими напруги, частоти та перетоків потужності змінюються під впливом добових коливань навантаження, аварійних збурень, маневровості ВДЕ та вимог системного оператора до первинного й вторинного регулювання. У таких умовах критично важливою є надійна і відтворювана процедура підключення синхронних генераторів до мережі, оскільки помилки синхронізації призводять до значних електричних струмів та імпульсних електромагнітних моментів, які можуть спричиняти прискорене старіння ізоляції, деформацію лобових частин обмоток, вібраційні пошкодження валопроводу та генераторного підвищувального трансформатора. За даними галузевих оглядів відзначається зростання кількості зареєстрованих випадків позафазного вмикання із реальними пошкодженнями обладнання, що додатково підсилює актуальність теми як з позицій експлуатаційної безпеки, так і з позицій ресурсоощадної стратегії технічного обслуговування.

Подальший виклад зосереджено на одному з практично важливих способів уведення синхронного генератора в паралельну роботу – методі самосинхронізації. Розглядаються фізичні передумови «втягування» ротора в синхронізм, послідовність операцій, оцінювання зрівнювальних струмів і провалів напруги, а також обмеження застосовності методу та вимоги до автоматики і захистів.

6.1 Метод самосинхронізації

У загальному випадку під синхронізацією розуміють процес приєднання синхронної машини до шин, що перебувають під напругою, із забезпеченням допустимих відхилень за трьома базовими змінними: різницею діючих значень напруг, різницею частот та різницею фазових кутів. У сучасних практиках проєктування та налагодження систем синхронізації підкреслюється, що найбільш «чутливою» до механічних і електричних напружень є саме похибка за фазовим кутом. Для зменшення крутильних та електродинамічних

перенавантажень вимагають вузького вікна фазового кута під час замикання вимикача (як правило до 10°), а допустима різниця напруг у момент синхронізації часто розглядається в межах одиниць відсотків.

Класично розрізняють точну синхронізацію та грубу синхронізацію (самосинхронізацію), причому самосинхронізація описується як вмикання в мережу незбудженого генератора, розігнаного до швидкості, близької до синхронної, із наступною (майже негайною) подачею збудження та «втягуванням» у синхронізм.

Фізична сутність процесу та роль демпферної системи

У режимі до подачі збудження синхронний генератор не формує повної внутрішньої ЕРС по осі q, а електромагнітний момент синхронної взаємодії відсутній. Після замикання вимикача генераторний статор опиняється під дією напруги мережі, а в роторі (демпферних стержнях або короткозамкнених контурах) наводяться струми ковзання, що створюють асинхронний (індукційний) момент. Цей момент спрямований на зменшення відносної різниці швидкостей і є основою для самовстановлення частоти обертання ротора поблизу синхронної. Далі, після подачі збудження, з’являється синхронізуючий момент, що завершує «втягування» ротора в синхронізм і забезпечує стійке паралельне включення.

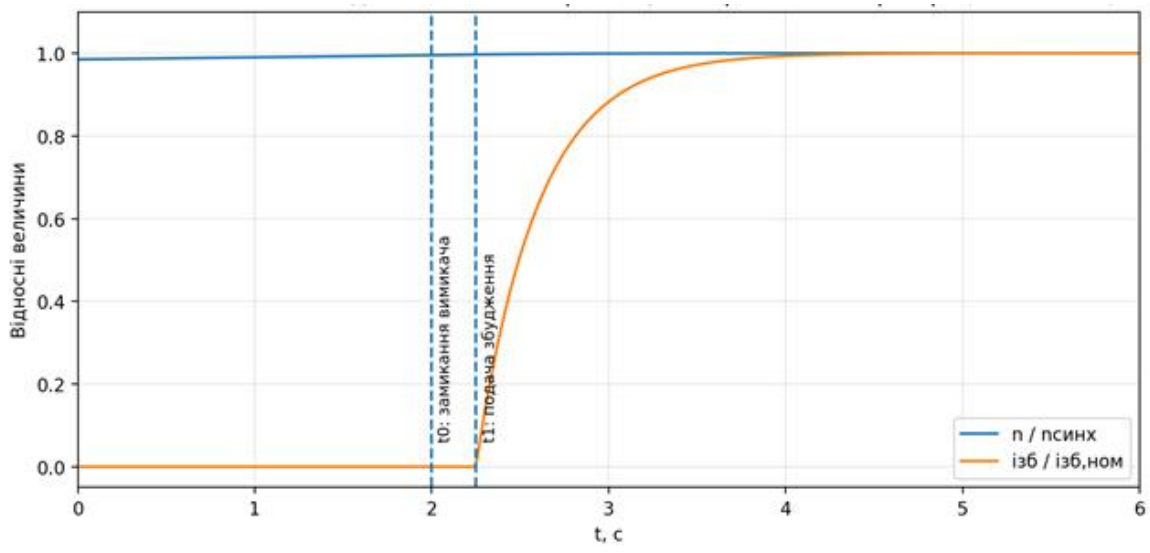


Рисунок 6.1 – Типова послідовність самосинхронізації синхронного генератора

Послідовність операцій у типовому вигляді ілюструє рис. 6.1, де момент замикання вимикача позначено як τ_0, а момент подачі збудження – як τ_1. Збудження подають одразу після вмикання, а частотна розбіжність перед замиканням обмежується невеликою величиною (на практиці часто до 2 %). При цьому перехід у синхронний режим відбувається плавно за короткий час (до 1–2 с).

Кінематичні співвідношення та поняття ковзання

Для кількісного опису близькості до синхронізму використовують синхронну швидкість обертання n_c, що визначають за виразом (1.6).

Ковзання (відносна різниця швидкостей) у спрощеному записі:

$$s = \frac{n - n_c}{n_c}, \tag{6.1}$$

де n – фактична механічна швидкість ротора.

За методом самосинхронізації замикання вимикача допускається при малому $|s|$ і сприятливому знаку прискорення або уповільнення, щоб асинхронний момент та подальший синхронізуючий момент не створили неприйнятних ударних навантажень на валопровід.

Оцінювання зрівнювального струму та провалу напруги у момент вмикання

Електрично вмикання незбудженого генератора еквівалентне для системи різкому підключенню індуктивного опору машини до шин. У ряді курсів автоматизації енергосистем показано, що у першому наближенні періодичну складову зрівнювального струму одразу після замикання можна оцінити за спрощеною схемою заміщення (див. рис. 6.2) через суму перехідних реактивностей генератора та еквівалента системи:

$$I''_{зр} \approx \frac{E_{qc}}{x''_d + x_c}, \tag{6.2}$$

де $I''_{зр}$ – діюче значення перехідного зрівнювального струму;

E_{qc} – еквівалентна перехідна ЕРС системи у точці приєднання (у практичних розрахунках часто ототожнюється з напругою шин до вмикання U_c);

x''_d – надперехідний опір генератора;

x_c – найменший результуючий опір енергосистеми, зведений до напруги на виводах генератора.

Для «нескінченно потужних шин» ($x''_c \to 0$) струм наближається до надперехідного струму трифазного КЗ на виводах генератора, що пояснює підвищені електродинамічні зусилля та моментні удари навіть за відносно малого ковзання.

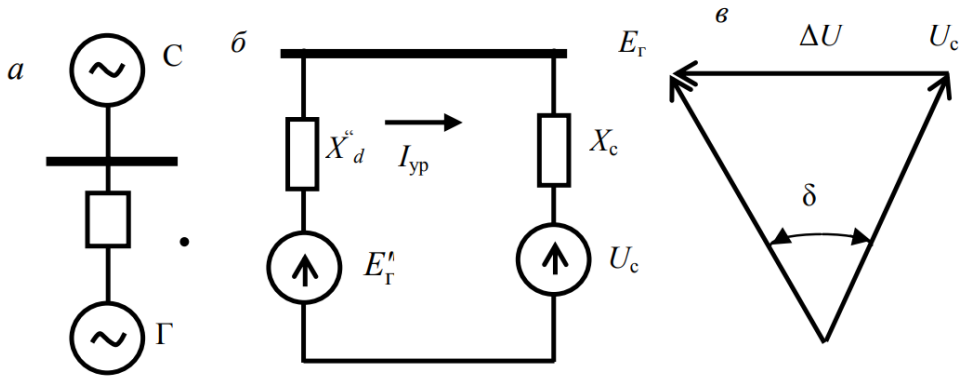


Рисунок 6.2 – Схема, що пояснює розрахунок процесу синхронізації генераторів: а – схема електричного з'єднання; б – розрахункова схема заміщення; в – діаграма напруг; С – енергосистема; Г – генератор

Короткочасний провал напруги на шинах у момент самосинхронізації також може бути оцінений у цьому наближенні через поділ напруги на реактивностях:

$$U_\Gamma \approx \frac{I_{зр} x'_d}{x'_d + x_c}, \qquad (6.3)$$

де U_Γ – залишкова напруга на затискачах генератора у перший момент після вмикання;

x'_d – перехідний опір генератора.

Підкреслюється, що зі збільшенням електричної «віддаленості» від точки приєднання глибина провалу напруги для споживачів зменшується, а короткочасні провали часто є допустимими з точки зору технологічних процесів.

Окремою практичною нормувальною ідеєю є обмеження зрівнювального струму через оцінку допустимого механічного удару. У літературі з автоматики енергосистем наводиться критерій, за яким струм у першому стрибку при самосинхронізації обмежують величиною порядку кількох номінальних струмів (як правило згадується рівень близько $3,5I_{ном}$), що фактично зв'язує допустимість методу з параметрами конкретного агрегата, його моментом інерції, міцністю валопроводу та характеристиками мережевого еквівалента.

Операційна послідовність та вимоги до режимів керування

Практична реалізація самосинхронізації включає узгоджену роботу системи регулювання швидкості (регулятора турбіни, привода), системи збудження та комутаційного апарата. У матеріалах з пускових режимів турбо- та гідрогенераторів підкреслюється, що під час вмикання генератор залишається незбудженим. Обмотка збудження може бути закорочена на розрядний опір через апаратуру гасіння поля, а після замикання вимикача збудження струм подається негайно, що забезпечує швидке «втягування» генератора у синхронізм. Там же як типова межа частотної розбіжності перед вмиканням згадується рівень до 2 %, а тривалість перехідного процесу – близько 1–2 с.

Водночас у сучасних схемах синхронізації (особливо для великих блоків) широкого застосування набули мікропроцесорні пристрої синхронізму-контролю та автосинхронізатори, які безпосередньо вимірюють ковзання, оцінюють час замикання вимикача та формують «вікно» за фазовим кутом, центроване біля 0°, з урахуванням випередження на час механіки вимикача. У галузевому звіті IEEE PSRC наголошується, що мікропроцесорні рішення дозволяють точніше враховувати ковзання та, як наслідок, застосовувати більш жорсткі налаштування за кутом синхронізації, підвищуючи якість включень.

З інженерної точки зору це важливо і для самосинхронізації: хоча сам метод допускає більшу «грубість» попереднього узгодження, вимоги до надійності вимірювальних кіл, правильності фазування трансформаторів напруги та контролю фактичного моменту замикання вимикача не зменшуються. Відомі реальні випадки, коли позафазне вмикання було спричинене помилками у колах трансформаторів напруги або під час вимірювання, або відхиленням фактичного часу замикання вимикача від розрахункового, що призводило до високих струмів і ударних моментів та вимагало швидкісного відключення спеціалізованими схемами.

Межі застосовності та порівняння з точною автоматичною синхронізацією

Перевагою самосинхронізації є мінімізація часу введення агрегата у паралельну роботу та спрощення алгоритму в аварійних або пускових сценаріях, коли «ідеальні» умови точного співпадіння напруги, частоти і кута досягти складно або потрібно діяти швидко. Водночас недолік методу – наявність значних стрибків зрівнювального струму і моменту, що обмежує його застосування для окремих типів машин або режимів (зокрема, для потужних турбогенераторів із жорсткими вимогами до механічних напружень).

Інженерні публікації, присвячені сучасним пристроям точної автоматичної синхронізації, прямо фіксують, що для генераторів великої потужності основним є метод точної автоматичної синхронізації із заданим часом випередження, який спрямований на уникнення надструмів у момент увімкнення. При цьому автосинхронізатор діє через систему збудження (узгодження напруги) та регулятор швидкості (узгодження частоти) і забезпечує мінімальний зрівнювальний струм у перехідному процесі.

Отже, у сучасній практиці самосинхронізацію доцільно розглядати як спеціальний (переважно швидкодіючий) інструмент введення агрегата у роботу, який потребує обов’язкового підтвердження допустимості за електромеханічними критеріями конкретної машини та мережевого еквівалента,

а також наявності лінії захисту у вигляді контролю синхронізму та захистів від позафазного увімкнення.

Метод самосинхронізації ґрунтується на включенні незбудженого синхронного генератора до шин при малому ковзанні з подальшою оперативною подачею збудження та втягуванням у синхронізм завдяки сумарній дії асинхронного (через демпферну систему) та синхронізуючого моментів. Його ключовою перевагою є швидкодія та відносна алгоритмічна простота, однак плата за це – підвищені зрівнювальні струми, короткочасні провали напруги і ударні електромагнітні моменти, що вимагає обов’язкового обмеження параметрів вмикання та перевірки допустимості за критеріями конкретного агрегата. На тлі зростання уваги до наслідків позафазової синхронізації сучасні мікропроцесорні пристрої синхронізму-контролю та спеціалізовані швидкісні схеми виявлення розсинхронізації розглядаються як необхідне доповнення до будь-якого способу увімкнення генераторів у паралельну роботу.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 6

1 Поясніть роль операції синхронізації у загальному циклі включення синхронного генератора у паралельну роботу та обґрунтуйте, чому якість синхронізації визначає електромеханічні навантаження на генератор, вимикач, трансформатор і валопровід.

2 Охарактеризуйте відмінності між точною синхронізацією та самосинхронізацією, пояснивши, які допуски за різницею напруг, частот і фазового кута є критичними для кожного методу та як вони впливають на зрівнювальні струми та ударні моменти.

3 Поясніть фізичний зміст самосинхронізації як вмикання незбудженого генератора до шин, що перебувають під напругою, та розкрийте роль демпферної системи (асинхронного моменту) у процесі зменшення ковзання до подачі збудження.

4 На основі визначення синхронної швидкості та ковзання поясніть, як знак і величина ковзання перед замиканням вимикача впливають на характер

перехідного процесу самосинхронізації та на ймовірність успішного втягування у синхронізм.

5 Поясніть причини виникнення зрівнювального струму у момент замикання вимикача при самосинхронізації та обґрунтуйте, чому для його оцінювання використовують надперехідні параметри генератора та еквівалентний опір (реактивність) енергосистеми.

6 Розкрийте зміст спрощеної формули для оцінювання надперехідного зрівнювального струму через суму надперехідних реактивностей генератора і системи та поясніть, як «жорсткість» мережі (малий еквівалентний опір) впливає на величину струму та небезпеку електродинамічних перенавантажень.

7 Поясніть механізм і причини короткочасного провалу напруги на шинах при самосинхронізації та проаналізуйте, які чинники (реактивності, віддаленість точки приєднання, конфігурація мережі) визначають глибину і тривалість цього провалу.

8 Охарактеризуйте типову операційну послідовність самосинхронізації та обґрунтуйте, чому момент подачі збудження має вирішальне значення для завершення процесу втягування.

9 Поясніть, які функції виконують сучасні мікропроцесорні системи синхронізму-контролю та автосинхронізатори під час приєднання генератора до мережі, і проаналізуйте, як вони знижують ризик позафазного вмикання за рахунок урахування часу замикання вимикача та ковзання.

10 Обґрунтуйте межі застосування самосинхронізації та поясніть, у яких випадках доцільніше застосовувати точну автоматичну синхронізацію, враховуючи потужність агрегата, допустимі механічні напруження, вимоги до безперервності технологічного процесу та наявність спеціалізованих захистів від позафазного увімкнення.

Тема 7. ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ

Електрична підстанція є вузловим елементом електроенергетичної системи, призначеним для приймання, перетворення (передусім за рівнем напруги), розподілу та комутації електричної енергії, а також для забезпечення керованості, надійності і безпеки режимів роботи мережі. Актуальність системного розгляду підстанцій зумовлюється одночасним впливом трьох сучасних чинників:

1) зростанням вимог до безперервності електропостачання та виконання критерію N–1 на магістральних рівнях;

2) ускладненням режимів через розосереджену генерацію, силову електроніку та швидкозмінні навантаження;

3) прискоренням цифровізації вторинних систем (РЗА, АСДУ/SCADA, реєстрація аварійних подій) і переходом до цифрових підстанцій із мережами станційної та процесної шин за IEC 61850.

У цьому розділі розглядається структурно-функціональна роль підстанцій у мережі та обґрунтовуються типові схеми їх первинних з’єднань як компроміс між надійністю, експлуатаційною гнучкістю, ремонтопридатністю та капітальними витратами.

7.1 Типові схеми підстанцій

Первинна схема підстанції (схема електричних з’єднань первинних кіл) визначає топологію приєднань ліній, трансформаторів, шинних систем і комутаційних апаратів (вимикачів, роз’єднувачів, заземлювальних ножів), тобто задає можливі стани комутації та варіанти резервування. З погляду нормативної бази, вимоги до проєктування і спорудження високовольтних електроустановок (у тому числі підстанцій) формуються на основі IEC 61936-1, що регламентує принципи безпечної конструкції, розміщення обладнання, доступності для обслуговування та надійності функціонування за призначенням. Вимоги до високовольтних комутаційних апаратів і КРП/КРПЕ структуровано у серії IEC 62271, де загальні положення подано в IEC 62271-1, а для РП 1–52 кВ (металеві оболонки, у тому числі КРП) ключовим є IEC 62271-200. Для РП

високих напруг у газоізольованому виконанні застосовують IEC 62271-203. Електробезпека та допустимі напруги дотику або кроку на території підстанції критично залежать від системи заземлення, яка нормується EN 50522:2022.

Підстанції класифікують за призначенням і рівнем напруги. ***Підвищувальні підстанції*** на електростанціях забезпечують видачу потужності генераторів у мережі передачі. ***Понижувальні підстанції*** виконують трансформацію до рівня розподілу (наприклад, 110/35/10 кВ або 35/10 кВ) та живлять розподільчі мережі і крупних споживачів. ***Вузлові підстанції*** здійснюють комутацію потоків потужності між лініями одного класу напруги. ***Перетворювальні підстанції*** містять силову електроніку (HVDC, FACTS) і змінюють структуру режимів, зокрема за рахунок керування реактивною потужністю та потоками активної. У практиці проєктування топологія первинних кіл підстанції визначається насамперед схемою шин та кількістю вимикачів на приєднання, оскільки саме ці параметри задають масштаб аварійних відключень при пошкодженні шин, можливості ремонту без перерви живлення та ступінь експлуатаційної гнучкості.

Критерії вибору схеми первинних з’єднань

Вибір типової схеми виконується з урахуванням надійності, ремонтопридатності і технологічності перемикань. ***Надійність*** у контексті первинних з’єднань означає обмеження наслідків одиничної відмови, зокрема відмови вимикача або пошкодження шинної системи. У багатьох мережах передачі це формалізується вимогою збереження електропостачання при виведенні з роботи одного елемента (критерій N–1). ***Ремонтопридатність*** визначається можливістю виводу у ремонт вимикача, роз’єднувача або секції шин без знеструмлення значної кількості приєднань і без порушення допустимих режимів (перевантаження трансформаторів, перевищення струмів КЗ, обмеження перетоків). ***Технологічність*** пов’язана зі складністю оперативних перемикань та вимогами до релейного захисту і автоматики: зі зростанням кількості комутаційних станів схема стає більш гнучкою, однак підвищуються вимоги до РЗА (селективність у різних конфігураціях) та до дисципліни оперативного персоналу.

Економічний критерій проявляється через капітальні витрати на вимикачі (найдорожчі елементи первинної схеми), вимірювальні трансформатори, портали і шинні конструкції, а також через вартість площі і будівельної частини. Для міських або промислових майданчиків із жорсткими обмеженнями по території дедалі частіше застосовують КРПЕ (GIS) або гібридні рішення. Відповідність таким рішенням забезпечується стандартом IEC 62271-203. Додатково враховується розвиток цифрових вторинних систем: впровадження процесної шини та GOOSE-повідомлень змінює архітектуру вторинних кіл і висуває вимоги до резервування зв'язку, часової синхронізації та допустимих часів відновлення мережі зв'язку. Ці аспекти пов'язані з IEC 61850 і практиками цифрових підстанцій.

Важливим інженерним обмеженням при виборі схеми є **рівні струмів короткого замикання**, які впливають на вибір вимикачів за відключальною здатністю, термічною та електродинамічною стійкістю шин і апаратів. Розрахунок струмів КЗ у трифазних системах у міжнародній практиці виконується за IEC 60909-0. Для узагальненого представлення у вузлі мережі часто використовують еквівалент Tevenin, тоді початковий (симетричний) струм трифазного КЗ $I_k^{//}$ можна подати у вигляді

$$I_k^{//} = \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{th}}, \tag{7.1}$$

де U_n – номінальна лінійна напруга у вузлі,

Z_{th} – еквівалентний комплексний опір мережі, приведений до місця КЗ.

Пов'язана характеристика – потужність короткого замикання

$$S_k = \sqrt{3} U_n I_k^{//}. \tag{7.2}$$

На практиці величини $I_k^{//}$ та S_k визначають, чи є доцільним секціонування шин (щоб обмежити струми КЗ і знизити вимоги до апаратів), або застосування схем із більшою кількістю вимикачів, що дозволяють локалізувати пошкодження та перерозподіляти потоки потужності без перевищення термічних меж.

Типові схеми шин та приєднань

Схема з однією системою збірних шин із секціонуванням. На підстанціях розподільчих і частково підживлювальних рівнів поширеним є рішення з однією системою збірних шин (СЗШ), розділеною на секції секційним вимикачем або секційним роз'єднувачем з відповідними блокуваннями. Секціонування зменшує масштаб відключень при пошкодженні шин, спрощує локалізацію ремонту та дає інструмент обмеження струму КЗ за рахунок розділення джерел живлення по секціях, зберігаючи помірну вартість первинної схеми.

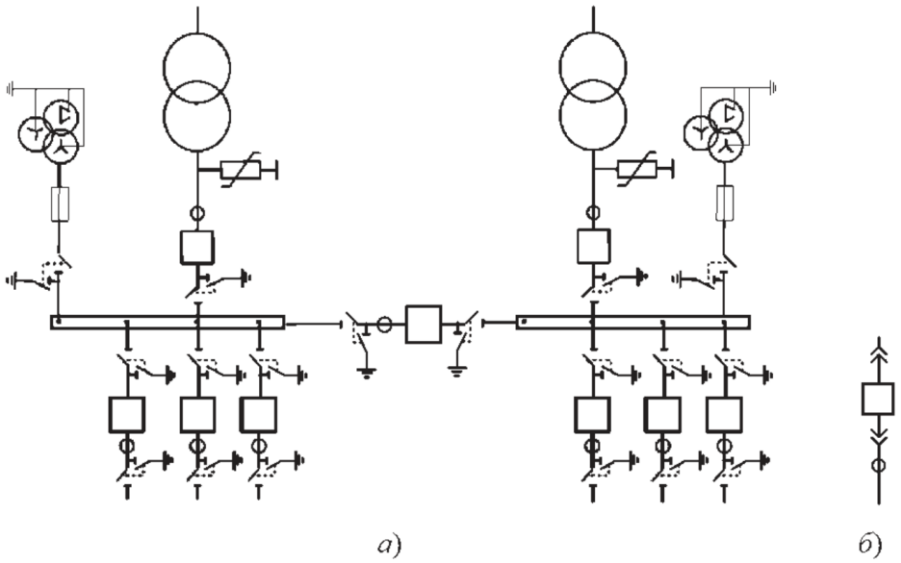


Рисунок 7.1 – Схема з однією системою збірних шин із секціонуванням

Типова структура подана на рис. 7.1, де секційний вимикач забезпечує керований зв'язок між секціями при нормальній роботі або при післяаварійному відновленні. Такі схеми особливо характерні для підстанцій 35/10 кВ та 110/10 кВ із двома силовими трансформаторами та секціонованими шинами 6–10 кВ, коли резервування навантаження реалізується через секційний зв'язок і допустиме короткочасне перевантаження трансформаторів у межах їх теплових характеристик.

Експлуатаційна властивість схеми з однією СЗШ полягає у тому, що відмова або ремонт секції шин призводить до втрати всіх приєднань цієї секції, тоді як відмова вимикача окремого приєднання як правило відключає лише це

приєднання. Для зменшення ризику шинних відмов застосовують шинний захист та підвищені вимоги до надійності шинних з'єднань, контактів, ізоляції та стану ошиновки. Питання надійності шинних компонентів і статистичних закономірностей відмов розглядаються у матеріалах CIGRE, присвячених надійності шинних систем і компонентів підстанцій.

Схема з двома системами шин і одним вимикачем на приєднання. Для підстанцій 110–220 кВ (а інколи і 35 кВ у особливих випадках) типовим рішенням є дві системи шин (СЗШ А та СЗШ В) з можливістю приєднання кожного фідера до будь-якої з них через шинні роз'єднувачі та один вимикач у колі приєднання. Між шинами встановлюється шиноз'єднувальний (або секційний для кожної системи) вимикач, що забезпечує резервування, перерозподіл навантаження та ремонтні перемикання (рис. 7.2). Така схема значно підвищує гнучкість, оскільки ремонт однієї системи шин може виконуватися при переведенні всіх приєднань на іншу систему, а аварія на одній системі шин не обов'язково призводить до втрати всіх приєднань за умови коректної роботи РЗА та можливості оперативної реконфігурації. Водночас вартість зростає через подвоєння ошиновки та шинних роз'єднувачів, а також ускладнюються вторинні кола й міжзамикання (блокування), оскільки необхідно гарантувати безпечні стани при перемиканнях.

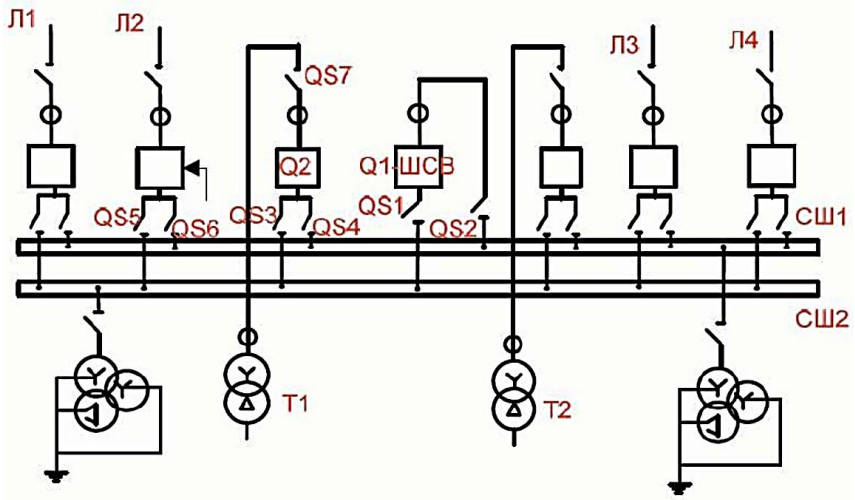


Рисунок 7.2 – Схема з двома системами шин і одним вимикачем на приєднання

Суттєвою інженерною деталлю двошинних схем є вплив конфігурації на селективність і чутливість захистів. Зміна підключення приєднання до різних систем шин модифікує потоки КЗ і, відповідно, налаштування дистанційних, струмових та шинних захистів. Тому для таких схем у проєкті закладають режими налаштувань РЗА для характерних конфігурацій, а також вимоги до оперативних перемикань з урахуванням допустимих «вікон» по навантаженню та напрузі. Практика підкреслює, що зростання гнучкості первинної схеми завжди має супроводжуватися посиленням формалізованих процедур перемикань та надійною інфраструктурою керування й контролю стану апаратів відповідно до загальних вимог до високовольтних комутаційних пристроїв, визначених IEC 62271-1.

Кільцева схема шин. Для важливих вузлів із помірною кількістю приєднань (як правило до п’яти-шести приєднань) застосовують кільцеву схему, у якій вимикачі утворюють замкнений контур, а кожне приєднання вмикається між двома сусідніми вимикачами. Принципова ідея полягає в тому, що відмова одного вимикача або ремонт одного вимикача зазвичай не призводить до повної втрати приєднання; мережа зберігає живлення з іншого боку кільця, якщо це дозволяє режим. Схема подана на рис. 7.3. Її практична привабливість пов’язана з відносно високою надійністю при помірній кількості вимикачів, але зі зростанням числа приєднань ускладнюються РЗА та оперативні перемикання, а також зростає ризик каскадних ефектів при некоректній роботі захистів. У навчально-практичних матеріалах з планування підстанцій кільцева схема розглядається як економічно збалансоване рішення для важливих, але не надвеликих вузлів, а також як стартова конфігурація, яку інколи реконструюють у схему «вимикач на півтора» при подальшому розвитку вузла.

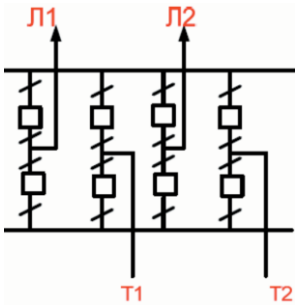


Рисунок 7.3 – Кільцева схема шин

Схема «вимикач на півтора». Для магістральних підстанцій високих напруг (220–750 кВ) і для вузлів із високою вартістю недовідпуску електроенергії типовою є схема, у якій дві системи шин з’єднуються «ланцюжком» з трьох вимикачів, а два приєднання підключаються між цими трьома вимикачами так, що на два приєднання припадає три вимикачі, тобто у середньому 1,5 вимикача на приєднання. Схематично принцип показано на рис. 7.4. Перевага полягає в тому, що пошкодження однієї системи шин або вивід у ремонт одного вимикача не призводить до втрати обох приєднань, а більшість ремонтних операцій може виконуватися без знеструмлення ліній, зберігаючи виконання N–1 у широкому діапазоні режимів. Недоліком є висока капіталомісткість, складність вторинних кіл, підвищені вимоги до шинного захисту та міжприєднувальної взаємодії захистів, а також більша «операторська ціна» помилки в перемиканнях. Саме тому такі схеми рекомендують для вузлів, де системний ефект від підвищення надійності переважає додаткові витрати, що підкреслюється у матеріалах з планування підстанцій та оглядах практик CIGRE.

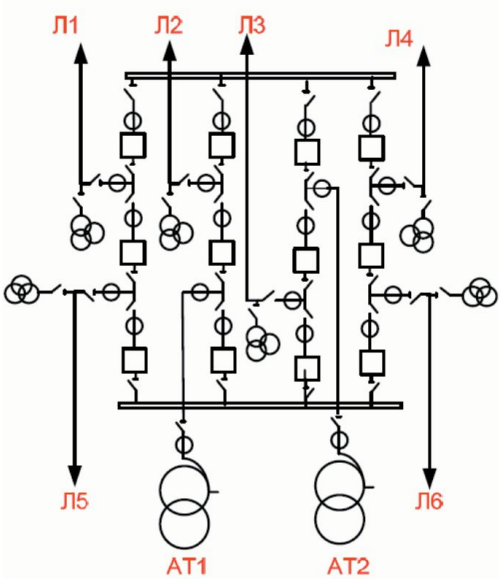


Рисунок 7.4 – Схема «вимикач на півтора»

Типова структура понижувальної ПС 35/10 кВ. Для електропостачання промислових, аграрних і міських споживачів характерні понижувальні підстанції

35/10 кВ або 110/10 кВ із двома трансформаторами та секціонованими шинами 10 кВ, від яких відходять фідери розподільної мережі. Узагальнений варіант такої структури наведено на рис. 7.5. Її інженерна логіка полягає у тому, що первинна сторона (35 кВ або 110 кВ) забезпечує приймання потужності по одній або двох лініях, а вторинна сторона (10 кВ) реалізує гнучке резервування навантаження через секційний зв’язок. За рахунок секціонування 10 кВ зменшуються струми КЗ на секціях і підвищується керованість режимів, що критично для вибору КРП за IEC 62271-200 і для забезпечення вимог до заземлення та безпечних напруг дотику і кроку на території РП, особливо в умовах щільної забудови або складних ґрунтів.

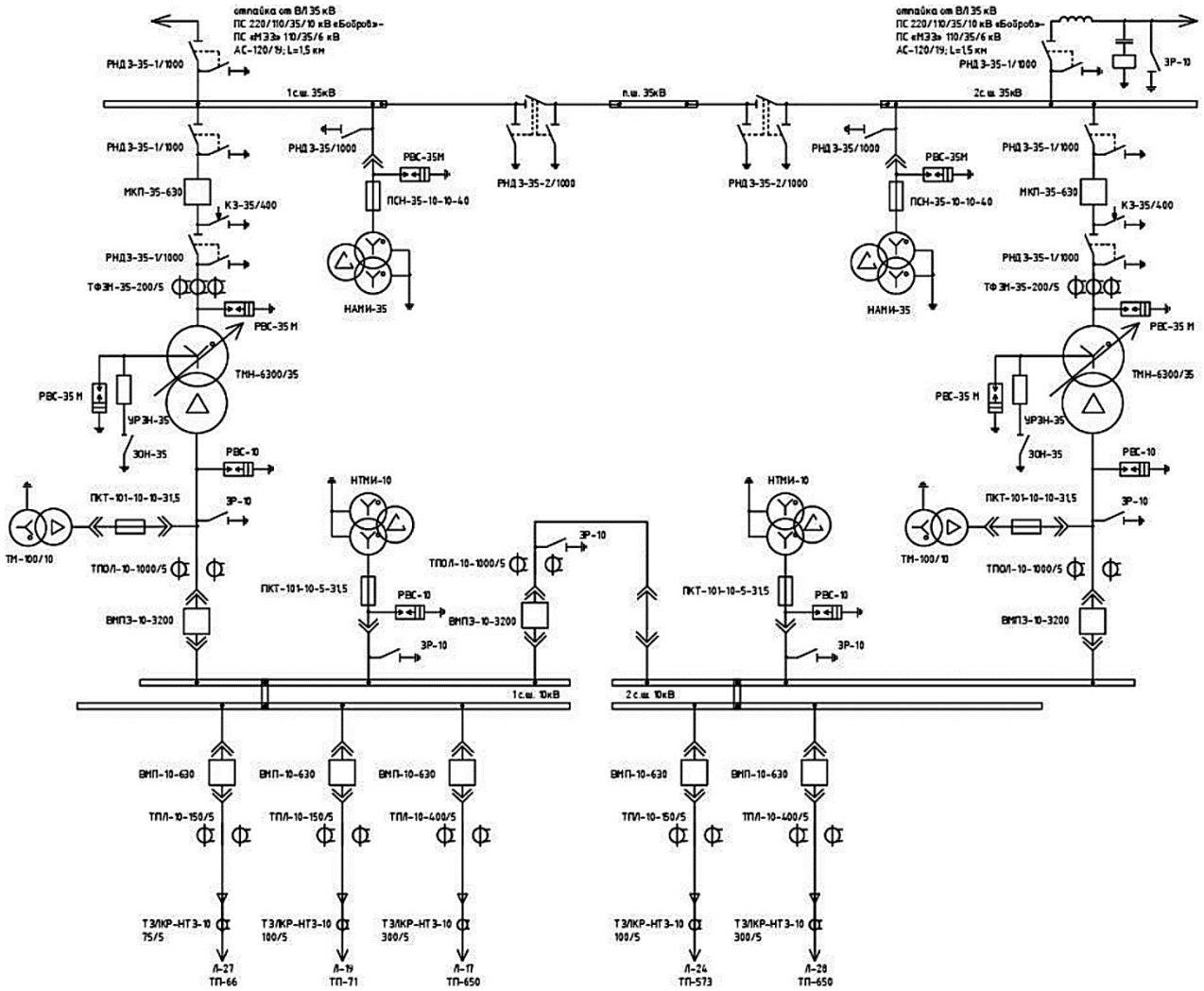


Рисунок 7.5 – Понижувальна підстанція 35/10 кВ
із двома трансформаторами та секціонованими шинами 10 кВ

Виконання РП та вплив на «типовість» схем

Топологічно одна і та сама схема шин може бути реалізована у різних виконаннях РП. Для розподільних напруг 6–35 кВ типовими є КРП з вакуумними вимикачами, де апаратура розміщена у металевих відсіках із внутрішньою дугостійкістю, що відображено у підходах IEC 62271-200 (зокрема у частині класифікації за внутрішньою дугою та вимог до безпеки персоналу). Для 110–750 кВ широко застосовуються відкриті РП (AIS) або КРПЕ (GIS), вибір між якими визначається наявною територією, кліматичними та екологічними умовами, допустимими рівнями шуму, вимогами до надійності та ремонтної стратегії. У GIS-рішеннях підвищується компактність і зменшується вплив забруднення ізоляції, однак зростає складність ремонту та вимоги до контролю стану газового середовища. Рамкові вимоги до такого обладнання подано у IEC 62271-203.

Водночас сучасні тенденції приводять до зміщення акцентів із «типовості як фіксованої схеми» до «типовості як платформи». У цифрових підстанціях, де вторинні кола реалізуються через станційну та процесну шини, значну частину функцій контролю й керування переносять у мережеву інфраструктуру зв’язку, а вимірювальні сигнали передаються у вигляді дискретизованих значень. Це змінює підходи до компонування панелей РЗА, кабельного господарства та процедур випробувань і введення в експлуатацію, що документується виробниками і профільними організаціями та узгоджується з вимогами IEC 61850-орієнтованих рішень. У результаті «типові схеми» первинних з’єднань усе частіше доповнюються типовими архітектурами вторинних систем (резервування мережі зв’язку, синхронізація часу, кіберзахист), а оптимізація схеми відбувається одночасно в первинній та вторинній площинах.

Отже, типові схеми підстанцій є формалізованими інженерними компромісами, в яких кількість і взаємне розташування шин, секцій та вимикачів визначають масштаби аварійних відключень, можливості ремонту без перерви

електропостачання та гнучкість керування режимами. Для розподільних рівнів переважають схеми з однією системою шин і секціонуванням, тоді як для вузлів передачі характерні двошинні, кільцеві та схеми «вимикач на півтора», що забезпечують підвищену надійність і виконання N–1 ціною більшої капіталомісткості та складності РЗА. Сучасна еволюція підстанцій доповнює класичні критерії вибору схеми вимогами цифровізації (IEC 61850, процесна шина), що перетворює «типовість» на модульну платформу, де первинна топологія узгоджується з архітектурою вторинних систем та експлуатаційною стратегією.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 7

1 Поясніть функціональне призначення електричної підстанції в енергосистемі та обґрунтуйте, як підстанція забезпечує перетворення рівнів напруги, комутацію потоків потужності і підвищення керованості режимів мережі.

2 Охарактеризуйте поняття первинної схеми підстанції та поясніть, які технологічні і експлуатаційні можливості визначаються вибором схеми шин і кількості вимикачів на приєднання.

3 Обґрунтуйте критерії вибору типової схеми підстанції, зокрема з позицій надійності, ремонтопридатності, експлуатаційної гнучкості та капітальних витрат, і поясніть, як ці критерії пов’язані з вимогою обмеження наслідків одиничної відмови (критерій N–1).

4 Поясніть роль секціонування збірних шин у схемі з однією системою шин та проаналізуйте, як секційний вимикач впливає на масштаб відключень при шинних пошкодженнях, можливості ремонту і рівні струмів короткого замикання.

5 Охарактеризуйте двошинну схему з одним вимикачем на приєднання та поясніть, які переваги вона надає з точки зору оперативних перемикань і ремонтів, а також які додаткові вимоги вона створює до релейного захисту, блокувань і дисципліни оперативного персоналу.

6 Поясніть принцип кільцевої схеми шин і проаналізуйте, за яких умов вона є раціональною з точки зору співвідношення «надійність/вартість», зважаючи на кількість приєднань, можливість локалізації відмов вимикачів та складність РЗА.

7 Розкрийте структурну ідею схеми «вимикач на півтора» і обґрунтуйте, чому вона застосовується на вузлових підстанціях високих напруг, які вимоги N–1 вона дозволяє виконувати та якою є її внесок у частині кількості апаратів і складності вторинних систем.

8 Поясніть, як рівні струмів короткого замикання впливають на вибір типової схеми підстанції та параметрів комутаційної апаратури, і проаналізуйте роль еквівалентного опору мережі у визначенні початкового струму КЗ.

9 Охарактеризуйте типову структуру понижувальної підстанції 35/10 кВ з двома трансформаторами та секціонованими шинами 10 кВ і поясніть, як у такій структурі реалізується резервування навантаження та обмеження наслідків відмови одного трансформатора або секції шин.

10 Поясніть, як вибір виконання РУ (AIS, КРП, КРПЕ/GIS) та тенденції цифровізації підстанцій впливають на поняття «типової схеми», і обґрунтуйте, які додаткові вимоги до надійності, випробувань і експлуатації виникають при переході до цифрових підстанцій.

Тема 8. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

Силові трансформатори є базовими елементами електричних станцій і підстанцій, оскільки саме через трансформацію напруги забезпечується економічно доцільна передача потужності на великі відстані, а також узгодження рівнів напруги між мережами різних класів. На сучасному етапі розвитку електроенергетики проєктні та експлуатаційні вимоги до силових трансформаторів істотно посилюються через зростання потоків потужності у магістральних перетинах, підвищення варіативності режимів (у тому числі внаслідок розосередженої генерації та швидкозмінних навантажень), а також через зростання вимог до ресурсу ізоляції та керованості температурних режимів за різних профілів навантаження. Стандартизовані підходи до термінології, параметрів, випробувань і умов експлуатації силових трансформаторів у міжнародній практиці формуються серією IEC 60076, зокрема загальними положеннями IEC 60076-1 та настановами щодо навантажувальної здатності для маслонаповнених трансформаторів IEC 60076-7. У межах теми розглядаються конструктивно-режимні принципи роботи силових трансформаторів, а у підрозділі 8.1 – автотрансформатори як спеціалізований різновид силових трансформаторів, що широко застосовується на вузлових підстанціях передачі для зв’язку мереж близьких класів напруги. Актуальність вивчення автотрансформаторів визначається їх високою енергоефективністю та економічністю за умови малих коефіцієнтів трансформації, водночас – підвищеними вимогами до систем заземлення, релейного захисту та обмежень щодо електричної ізоляції між сторонами.

8.1 Автотрансформатори

Автотрансформатором називають силовий трансформатор, у якому частина витків є спільною для первинного та вторинного кіл, тобто електрична енергія передається до навантаження одночасно індуктивним шляхом (через магнітний зв’язок) і провідниковим шляхом (через електричне з’єднання спільної частини обмотки). Такі трансформатори прямо охоплені загальною сферою застосування

IEC 60076-1, де зазначено, що стандарт поширюється і на силові автотрансформатори. Принципову ідею зручно розглядати на однофазній схемі пониження напруги, де на повну обмотку прикладається висока напруга U_1, а низька напруга U_2 знімається з відпайки спільної частини обмотки (рис. 8.1).

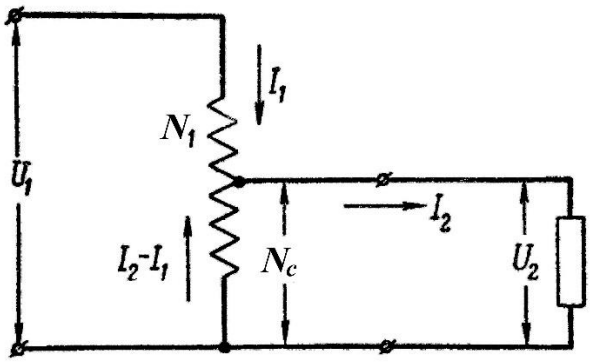


Рисунок 8.1 – Принципова схема однофазного понижувального автотрансформатора

Електромагнітні співвідношення та коефіцієнти автотрансформатора

Нехай автотрансформатор працює в ідеалізованому режимі (втрати та розсіювання малі), а напруга U_1 прикладена до повної кількості витків N_1, тоді напруга U_2 знімається зі спільної частини N_c. Співвідношення напруг визначається відношенням кількості витків:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_c}. \tag{8.1}$$

На практиці зручно вводити безрозмірний коефіцієнт

$$k = \frac{U_2}{U_1}; \qquad 0 < k < 1 \text{ (для понижувального трансформатора)} \tag{8.2}$$

тоді $N_c = kN_1$, а кількість витків послідовної (доданої) частини дорівнює

$$N_s = N_1 - N_c = (1-k)N_1.$$

За умовою балансу потужності в ідеальному наближенні виконується

$$S_1 = U_1 I_1 \approx S_2 = U_2 I_2, \tag{8.3}$$

де S_1, S_2 – повна потужність на вході та виході;

I_1 – струм зі сторони вищої напруги;

I_2 – струм навантаження.

З (8.3) випливає характерна для понижувального автотрансформатора залежність струмів:

$$I_2 = \frac{U_1}{U_2} I_1 = \frac{I_1}{k}. \tag{8.4}$$

Важливою є різниця між лінійними струмами кіл і струмами у частинах обмотки. Для понижувальної схеми струм у послідовній частині дорівнює струму вищої сторони $I_s = I_1$, тоді як у спільній частині протікає струм різниці

$$I_c = I_2 - I_1 = \left(\frac{1}{k} - 1 \right) I_1 = \frac{1-k}{k} I_1. \tag{8.5}$$

Ці співвідношення мають безпосередній конструктивний сенс: спільна обмотка має нижчу напругу ізоляції (тому що до неї прикладено U_2), але може мати значний струм, тоді як послідовна частина має напругу $U_2 - U_1$ та струм I_1. Відповідно, теплова і електродинамічна стійкість елементів обмоток, а також розрахунок на термічну витривалість при зовнішніх КЗ повинні виконуватися з урахуванням реальних розподілів струмів і механічних зусиль. Загальні вимоги до здатності трансформаторів витримувати наслідки зовнішніх КЗ встановлені IEC 60076-5.

Розподіл переданої потужності: індуктивна та провідникова складові

Ключова техніко-економічна перевага автотрансформатора полягає у тому, що лише частина повної потужності передається через магнітний потік. Для понижувальної схеми напруга на послідовній частині дорівнює $U_s = U_1 - U_2 = U_1(1-k)$, а струм послідовної частини дорівнює I_1. Тоді індуктивна (перетворена) складова повної потужності може бути подана як

$$S_{ind} = U_s I_1 = (U_1 - U_2) I_1 = (1-k) U_1 I_1 = (1-k) S_1. \tag{8.6}$$

Провідникова складова, яка передається електричним з’єднанням через спільну частину, у тому ж наближенні становить

$$S_{kond} = S_1 - S_{ind} = kS_1. \tag{8.7}$$

Схематично цей поділ наведено на рис. 8.2. Інтерпретація (8.6)–(8.7) є принциповою: якщо напруги близькі ($k \to 1$), то частка індуктивної потужності мала, а отже зменшуються маса активних матеріалів, втрати в обмотках і габарити відносно двообмоткового трансформатора такої самої системної потужності. Саме тому автотрансформатори домінують у вузлах зв’язку мереж 220/110 кВ, 330/110 кВ, 500/220 кВ тощо, де коефіцієнт трансформації невеликий, а економічний ефект від зниження металоємності є максимальним (практичні співвідношення потужності та перерахунку параметрів наводяться в інженерній літературі з аналізом автотрансформаторних схем і базуванням на потужностях обмоток).

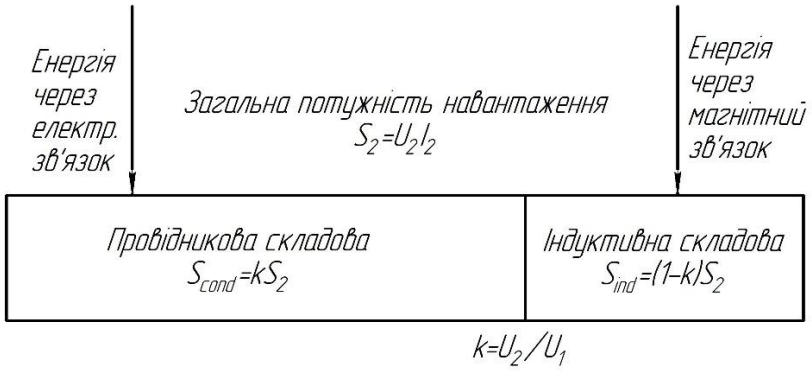


Рисунок 8.2 – Розподіл передаваної потужності у автотрансформаторі

Економія міді та «коефіцієнт виграшу» автотрансформатора

Оцінний показник економії активних матеріалів у трансформаторі пов’язують із тим, що маса провідника в обмотках приблизно пропорційна добутку «кількість витків × струм» (за близької густини струму та конструктивних припущень). Для двообмоткового трансформатора при однаковій системній потужності S маса провідника пропорційна $N_1 I_1 + N_2 I_2$. Для автотрансформатора – $N_s I_1 + N_c \left(I_2 - I_1 \right)$. Підставляючи $N_c = kN_1$, $N_s = \left(1-k\right) N_1$ та з урахуванням виразів (8.4)–(8.5), отримують, що відносна

потреба у провіднику (а отже, наближена металоємність обмоток) для автотрансформатора становить

$$\frac{W_{auto}}{W_{two}} \approx 1 - k = \frac{U_1 - U_2}{U_1}. \tag{8.8}$$

Звідси випливає, що частка економії міді приблизно дорівнює $k = U_2 / U_1$. З фізичної точки зору це означає, що ближчі рівні напруги, то більша частка потужності передається провідниково і тим меншою є індуктивна «трансформаторна» частина конструкції, яка визначає габарити магнітопроводу та енергетичні втрати. Ця закономірність є однією з причин широкого застосування автотрансформаторів у мережах передачі, де ефект масштабу особливо суттєвий.

Ізоляційні та системні особливості: відсутність гальванічної розв'язки

Фундаментальним обмеженням автотрансформатора є відсутність гальванічної розв'язки між сторонами: спільна частина обмотки формує прямий електричний зв'язок між колами різних класів напруги. Це має три наслідки. По-перше, будь-яке зміщення потенціалу нейтралі, перенапруга від однофазних КЗ на землю або комутаційні перенапруги можуть передаватися між сторонами за умовами схеми заземлення мережі та з'єднання обмоток. По-друге, в аварійних режимах можливі підвищені струми КЗ та складніші картини протікання нульової послідовності, що впливає на вибір параметрів РЗА та на узгодження з короткозамикальною міцністю обладнання, вимоги до якої встановлює IEC 60076-5. По-третє, зростає значущість системи заземлення підстанції як частини електромагнітної сумісності та електробезпеки. Вимоги до проєктування заземлювальних пристроїв для установок понад 1 кВ встановлюються EN 50522:2022.

Трифазні автотрансформатори та роль третинної (стабілізуючої) обмотки Δ

У магістральних мережах автотрансформатори здебільшого виконуються трифазними з приєднанням нейтралі (Y_n) на сторонах ВН і СН/НН, а також із

третинною обмоткою, зазвичай з’єднаною трикутником (Δ). Конструктивно така третинна обмотка може мати меншу номінальну потужність ніж основна. Саме це поняття «третинна обмотка» відображене у загальних визначеннях IEC 60076-1. Типове структурне рішення подане на рис. 8.3.

Третинна Δ-обмотка виконує щонайменше дві системні функції. Перша – забезпечення шляху для струмів нульової послідовності та гармонік, що стабілізує фазні напруги при несиметріях та деяких видах КЗ на землю. У літературі з моделювання автотрансформаторів під час КЗ підкреслюється, що Δ-третинна діє як «шунт» у мережі нульової послідовності та знижує опір нульової послідовності, змінюючи відповідні струми і напруги при КЗ на землю. Друга – можливість підключення допоміжних навантажень або компенсаційних пристроїв (реакторів/конденсаторів) на третинну напругу, що розширює функціональність вузла та може підвищувати стійкість режиму.

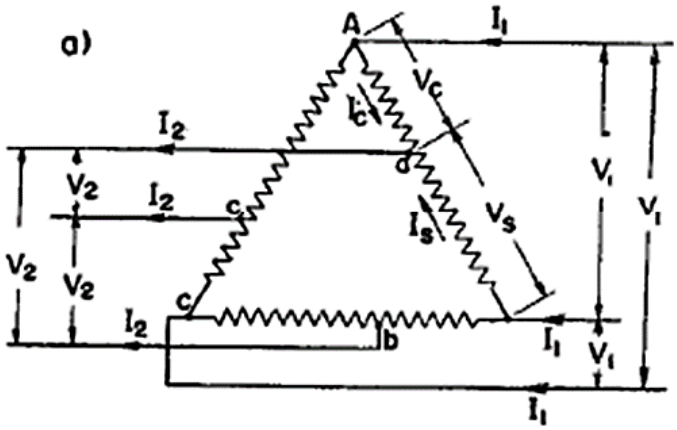


Рисунок 8.3 – Типова схема трифазного автотрансформатора з третинною (стабілізуючою) Δ-обмоткою

У сучасній практиці питання обов’язковості третинної обмотки інженерно залежить від типу магнітопроводу, схем заземлення та вимог до режимів. Виробники у своїх аналітичних матеріалах для енергопереходу зазначають, що «стабілізуюча» Δ-обмотка не завжди є необхідною для окремих трифазних конструкцій із трьохстержневим осердям, однак її доцільність і параметри мають визначатися системним розрахунком режимів та вимогами до нульової

послідовності і перенапруг. Отже, третинна Δ-обмотка у магістральних автотрансформаторах має розглядатися не як формальна «типовість», а як елемент, параметри якого узгоджуються з моделлю мережі та вимогами до РЗА.

Регулювання напруги автотрансформаторів і пристрої РПН

Підстанційні автотрансформатори, що працюють у вузлах перетоку потужності, як правило, оснащуються регулюванням напруги під навантаженням (РПН, OLTC), оскільки підтримання допустимих рівнів напруги та керування реактивними потоками у мережі передачі є критичним для статичної і динамічної стійкості. Конструктивно РПН найчастіше розміщують у послідовній частині обмотки, де напруга на секції регулювання є меншою, ніж на повній обмотці, що дозволяє оптимізувати ізоляцію та комутаційні перенапруги в апараті РПН. Загальні вимоги до випробувань і характеристик перемикачів відпайок, зокрема під навантаженням, встановлює IEC 60214-1:2014.

Регулювання напруги автотрансформатора технологічно пов’язане не лише з підтриманням напруги *U*, але і з перерозподілом потоків реактивної потужності, зміною рівнів струмів та, опосередковано, із тепловими режимами. Саме тому вибір діапазону і кроку РПН узгоджується з настановами щодо навантаження та теплового старіння ізоляції маслонаповнених трансформаторів, поданими у IEC 60076-7. На практиці це означає, що допустимість тривалих перевантажень повинна оцінюватися з урахуванням фактичної температури довкілля, температур холодоносіїв системи охолодження, теплових постійних часу та критеріїв старіння ізоляції, а не лише за паспортним струмом.

Перерахунок імпедансу та потужності обмоток

Для вузлових автотрансформаторів принципово важливо коректно інтерпретувати відсотковий опір КЗ (u_k %) залежно від базової потужності S_{base}. Омічний (зведений) опір розсіювання автотрансформатора визначає реальні струми КЗ і падіння напруги, однак у відсотковому вираженні величина u_k %

залежить від обраної S_{base}. Якщо Z – еквівалентний опір між сторонами, виражений в Ом, тоді

$$u_k\% = 100\frac{Z}{Z_{base}} = 100\frac{ZS_{base}}{U_{base}^2}. \tag{8.9}$$

Для автотрансформатора системна (передавана) потужність S_{sys} може бути істотно більшою, ніж «обмоткова» потужність частини, через яку передається індуктивна складова. Для понижувального автотрансформатора, використовуючи вираз (8.6), індуктивна частка дорівнює $(1-k)S_{sys}$, що і задає порядок «обмоткової» потужності. Звідси випливає характерне правило перерахунку: якщо задано системну вимогу до $u_k\%$ на базі S_{sys}, то відсотковий опір, зведений до бази потужності обмоток $S_w = (1-k)S_{sys}$, буде більшим:

$$u_{k,w}\% \approx \frac{u_{k,sys}\%}{1-k}. \tag{8.10}$$

Таке зростання «відсоткового» імпедансу на базі обмоток є очікуваним, оскільки при меншій базовій потужності одна і та сама омічна реактивність відповідає більшій відносній величині. Інженерні приклади перерахунків потужності автотрансформатора та відповідних параметрів моделі наведені у спеціалізованих джерелах з аналізу автотрансформаторних з’єднань та базування імпедансів, а також у керівництвах операторів систем щодо моделювання трьохобмоткових автотрансформаторів у розрахунках режимів і КЗ.

Експлуатаційні аспекти та захист автотрансформаторів

Підвищена системна роль магістральних автотрансформаторів обумовлює підвищені вимоги до надійності вимірювання та захисту. У диференційному захисті автотрансформаторів виникає специфіка через наявність спільної обмотки і можливих третинних кіл, що впливає на вибір схеми підключення трансформаторів струму та на алгоритми стабілізації диференціального захисту. Документи з практичного керівництва щодо налаштування і застосування диференційних схем підкреслюють, що типові реалізації для автотрансформаторів можуть відрізнятися від двообмоткових

трансформаторів і потребують спеціального врахування третинної Δ-обмотки та режимів нульової послідовності.

Тепловий стан автотрансформатора, особливо в умовах сезонно змінних перетоків і аварійних перевантажень, доцільно оцінювати за нормованими тепловими моделями і критеріями старіння ізоляції, що подані в IEC 60076-7. У проєктних рішеннях це відображається в виборі системи охолодження, розміщенні датчиків температури, параметрах сигналізації і автоматики, а в експлуатації – у встановленні допустимих графіків навантаження з урахуванням температури довкілля та прогнозованого ресурсу.

Отже, автотрансформатори є високоефективним засобом зв'язку електричних мереж близьких класів напруги, оскільки передають значну частину потужності провідниковим шляхом через спільну частину обмотки, зменшуючи частку індуктивно перетвореної потужності до $(1-k)$ від системної. Це забезпечує істотне зниження металоємності та втрат порівняно з двообмотковими трансформаторами тієї самої передаваної потужності, що особливо вигідно для магістральних підстанцій. Водночас відсутність гальванічної розв'язки між сторонами висуває підвищені вимоги до схем заземлення, обмеження перенапруг і налаштування РЗА, а застосування третинної Δ-обмотки має системний характер і повинно обґрунтовуватися розрахунками режимів нульової послідовності та функціональними потребами вузла. Регулювання напруги автотрансформаторів за допомогою РПН, нормованого IEC 60214-1, є необхідною складовою керованості режимів, а допустимість перевантажень і ресурс ізоляції повинні оцінюватися відповідно до теплових настанов IEC 60076-7.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 8

1 Поясніть призначення силових трансформаторів у структурі електростанцій і підстанцій та обґрунтуйте, чому трансформація напруги є ключовою умовою економічно доцільної передачі потужності та узгодження рівнів напруги між мережами різних класів.

2 Надайте технічне визначення автотрансформатора та поясніть, у чому полягає принципова відмінність автотрансформатора від двообмоткового трансформатора.

3 Поясніть фізичний зміст одночасної передачі енергії індуктивним і провідниковим шляхами в автотрансформаторі.

4 На основі співвідношення витків і напруг поясніть виведення залежностей для коефіцієнта $k = U_2 / U_1$ та відповідних співвідношень струмів I_2 і I_1 в ідеалізованому режимі.

5 Виведіть або поясніть формули для струмів у послідовній і спільній частинах обмотки автотрансформатора та проаналізуйте, як зміна коефіцієнта k впливає на теплові та електродинамічні навантаження окремих частин обмотки.

6 Поясніть розподіл переданої потужності в автотрансформаторі на індуктивну та провідникову складові та обґрунтуйте, чому частка індуктивно переданої потужності зменшується при $k \to 1$, а разом із цим зростає економічний ефект застосування автотрансформатора.

7 Обґрунтуйте поняття «економії міді» в автотрансформаторі порівняно з двообмотковим трансформатором та поясніть, як коефіцієнт трансформації впливає на відносну металоємність обмоток у наближених інженерних оцінках.

8 Поясніть системні наслідки відсутності гальванічної розв’язки в автотрансформаторі, зокрема щодо передачі перенапруг, особливостей протікання струмів нульової послідовності, вимог до схем заземлення та впливу на вибір і налаштування релейного захисту.

9 Охарактеризуйте призначення третинної (стабілізуючої) Δ-обмотки трифазного автотрансформатора та поясніть, як вона впливає на режими несиметрії, нульової послідовності й гармонік, а також за яких умов третинна обмотка може виконувати допоміжні функції живлення або компенсації реактивної потужності.

10 Поясніть призначення регулювання напруги під навантаженням в автотрансформаторах магістральних мереж.

Тема 9. ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ

Сучасні електричні мережі функціонують в умовах зростання вимог до надійності електропостачання, безпеки персоналу, керованості режимів і гнучкості приєднання розподілених джерел генерації та нових споживачів. У цих умовах ключову роль відіграють розподільчі установки (РУ) підстанцій як вузлові технічні комплекси, що забезпечують комутацію, селективний захист, вимірювання, розподіл потоків потужності та оперативні перемикання у нормальних і аварійних режимах. Додатковою актуальністю для проєктування РУ є трансформація нормативних і ринкових вимог щодо елегазового обладнання (SF_6) та перехід до альтернативних ізоляційних і дугогасильних середовищ, що прямо впливає на вибір типу РУ, її компонування і життєвий цикл. У підрозділі розглянуто місце РУ у структурі підстанції, її типи та конструктивні виконання, основні апарати і параметри, критерії вибору за термічною та електродинамічною стійкістю, а також сучасні тенденції цифровізації і підвищення безпеки.

9.1 Розподільчі установки

Розподільча установка підстанції є сукупністю первинного електротехнічного обладнання (комутаційні апарати, струмопровідні частини, вимірювальні трансформатори, обмежувачі перенапруг, вводи), вторинних систем (релейний захист і автоматика, керування, облік, телемеханіка, власні потреби), конструкційних елементів (опорні та ізоляційні конструкції, огородження, оболонки, канали), а також заземлювального пристрою, що забезпечують приймання, перетворення, розподіл і відпуск електричної енергії при заданих показниках електричної міцності, нагрівостійкості, механічної міцності та електробезпеки. Для РУ високої та середньої напруги базовими є вимоги і терміни сімейства стандартів IEC 62271 (загальні положення та вимоги до апаратів і комплектних РУ), а також вимоги до проєктування і спорудження електроустановок понад 1 кВ за IEC 61936-1.

Класифікаційні ознаки та типи РУ. Найбільш інженерно значущою є класифікація за середовищем ізоляції та конструктивним виконанням, оскільки саме вона визначає габарити, вимоги до ізоляційних відстаней, чутливість до забруднення, ремонтопридатність, ризики внутрішньої дуги та вартісні показники життєвого циклу. У практиці проєктування розрізняють повітроізольовані РУ (AIS) та газоізольовані РУ (GIS), а також проміжні і гібридні рішення, зокрема металокомплектні комірки середньої напруги, у яких основне обладнання зібране у металевих оболонках і розділене на відсіки. Для напруг вище 52 кВ газоізольовані металозакриті РУ нормуються окремим стандартом IEC 62271-203, тоді як для РУ змінного струму 1–52 кВ з металевими оболонками ключовим є IEC 62271-200.

Нижче наведено узагальнену схему класифікації РУ підстанцій (рис. 9.1).

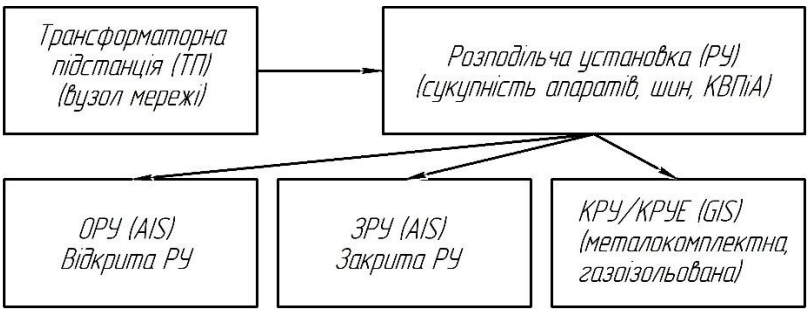


Рисунок 9.1 – Узагальнена схема класифікації РУ.

Для **відкритих РУ** (**ОРУ**) характерні повітряна ізоляція та розміщення більшості апаратів просто неба. Це забезпечує добру оглядовість і зручність візуального контролю, але потребує значних ізоляційних відстаней, великих площ, а також ретельного врахування кліматичних факторів і рівня забруднення ізоляції. **Закриті РУ** (**ЗРУ**) у будівлях зменшують вплив атмосфери та покращують експлуатаційні умови, однак висувають додаткові вимоги до вентиляції, пожежної безпеки, каналізації енергії внутрішньої дуги та організації доступу персоналу. **Газоізольовані РУ** (**GIS**) завдяки малим ізоляційним проміжкам і герметизації досягають значного зменшення площі та підвищення стійкості до зовнішніх впливів. Вимоги до таких РУ (включно з газовими відсіками, герметичністю та випробуваннями) встановлює IEC 62271-203, а

також тематичні матеріали IEC, що підкреслюють переваги GIS у щільній забудові та складних умовах розміщення.

Отже, класифікаційні ознаки РУ такі:

1) ОРУ мають повітряну ізоляцію, великі ізоляційні відстані, зручний огляд обладнання;

2) ЗРУ/КРУ мають металеві оболонки, секціонування відсіків; типовий діапазон використання 6–35 кВ (до 52 кВ);

3) КРУ/КРУЕ мають компактність і високу герметичність, застосовуються у щільній забудові та забруднених середовищах.

Конструктивна логіка та секціонування РУ. У КРУ середньої напруги ключовою конструктивною ідеєю є відокремлення зон з різними функціями в окремі відсіки: шинний, апаратний (з вимикачем/контактором/візком), кабельний (або ввідний), а також низьковольтний відсік керування і РЗА. Таке секціонування зменшує ймовірність поширення пошкодження між відсіками, полегшує обслуговування та підвищує безпеку під час доступу до окремих частин комірки. Стандарт IEC 62271-200 вводить орієнтовані класифікації доступності та наслідків доступу до відсіків, які безпосередньо пов’язані з поняттями ***категорії безперервності обслуговування (LSC) і класу перегородок (PM/PI)***, що визначають, які частини можуть залишатися під напругою під час обслуговування іншого відсіку та яким типом перегородок забезпечено розділення. Вказані категорії та класи орієнтовані на споживача.

Типову структуру комірки КРУ наведено на рис. 9.2.

Параметри LSC (наприклад, LSC2B) є інженерно значущими, оскільки вказують рівень збереження живлення суміжних відсіків/приєднань при відкритті певного відсіку для обслуговування, а наявність металевих заземлених перегородок (PM) є важливим чинником обмеження наслідків внутрішніх пошкоджень. З практичної точки зору це впливає на вимоги до блокувань, заземлення, допустимих операцій та сценаріїв технічного обслуговування, а також на архітектуру системи безпеки персоналу.

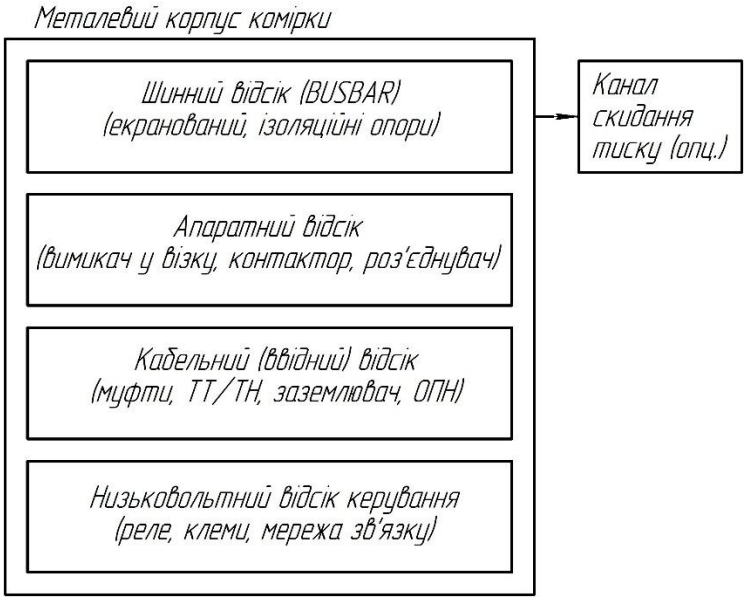


Рисунок 9.2 – Типова структура комірки КРУ

Функціональна структура приєднання. Будь-яка РУ складається з набору приєднань (лінійних, трансформаторних, секційних, шиноз'єднувальних тощо). Узагальнений склад апаратів приєднання для повітроізольованого РУ високої напруги показано на рис. 9.3. У верхній частині приєднання зображено високочастотний загороджувач (лінійна пастка, ВЧ-дросель), позначений у вигляді послідовної індуктивності. Його призначення – створити високий опір для сигналів високочастотного зв'язку і телемеханіки (PLC) і не допустити їх «витікання» у суміжні ділянки мережі, при цьому для промислової частоти 50 Гц він має малий реактивний опір і практично не впливає на робочий режим лінії.

Від вузла поблизу вводу виконано відгалуження на елемент із умовним позначенням ємнісного зв'язку (конденсатор зв'язку або ємнісний дільник напруги, конденсаторний трансформатор напруги типу CVT), після якого зображено блок апаратури. Така комбінація застосовується або для каналів ВЧ-зв'язку, або для вимірювання напруги (у складі CVT), або для обох функцій одночасно, залежно від конкретного виконання підстанції.

У середній частині схеми відображено комутаційно-ізоляційний вузол: це роз'єднувальна та заземлювальна апаратура (роз'єднувачі із заземлювачем або заземлювальними ножами), що забезпечує видимий розрив кола під час ремонту та можливість безпечного заземлення відключеної ділянки приєднання. На

однолінійних схемах роз'єднувачі як правило подають як апарати для комутації без струму навантаження, а заземлювачі – як апарати, що з'єднують відключену частину з контуром заземлення для зняття наведених потенціалів і забезпечення електробезпеки.

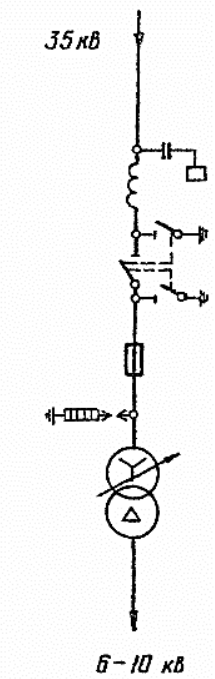


Рисунок 9.3 – Узагальнена однолінійна схема приєднання для повітроізольованого РУ високої напруги (Блок «лінія – трансформатор»)

Нижче по приєднанню зображено основний силовий комутаційний апарат – вимикач 35 кВ. Саме вимикач виконує комутацію робочих струмів і, головне, відключення струмів КЗ за командою РЗА. Наприклад, для класу 35 кВ у сучасних РУ найпоширеніші виконання – елегазові (SF_6) або вакуумні вимикачі (вибір залежить від конструкції РУ, кліматичних умов та політики експлуатації).

Біля трансформатора зі сторони 35 кВ, як правило, також передбачають апарати захисту від перенапруг – обмежувачі перенапруг (ОПН) на основі ZnO-варисторів, які підключаються паралельно фазі до землі. Їх функція – обмеження грозових і комутаційних перенапруг та захист ізоляції вводу, обмотки ВН трансформатора і прилеглого обладнання.

Нарешті, на стороні 35 кВ у складі приєднання (на фрагменті це не деталізовано окремим символом) практично завжди присутні вимірювальні

трансформатори: трансформатори струму (ТТ) для релейного захисту, автоматики та обліку та/або трансформатори напруги (ТН) (індуктивні або ємнісні – як CVT) для вимірювання напруги, контролю ізоляції, роботи напрямних або дистанційних функцій захисту тощо.

Комутаційні апарати та тенденції розвитку. Вимикач є центральним елементом РУ, що має забезпечити як комутацію робочих струмів, так і відключення струмів короткого замикання з нормованими показниками відновлюваної напруги, швидкодії та ресурсу. У середній напрузі домінує вакуумна комутація, тоді як у високій напрузі історично широко застосовувались елегазові вимикачі та GIS на SF_6. Однак сучасні екологічні регуляторні тенденції в ЄС посилюють обмеження щодо фторованих парникових газів і стимулюють перехід до рішень без використання елегазу (SF_6), що вже підтверджується як регуляторними актами, так і публікаціями виробників та професійних організацій. Зокрема, Регламент (EU) 2024/573 набрав чинності у 2024 році та задає рамкові вимоги до фторованих газів і обладнання, що на них базується, а технічні огляди CIGRE фіксують розвиток альтернативних технологій дугогасіння та ізоляції, включно з «природними» газовими сумішами та вакуумними рішеннями.

Вимірювання та вторинні системи: шлях до цифрової РУ. Зростання вимог до спостережуваності режимів і скорочення часу ліквідації аварій стимулює перехід від традиційного «мідного» вторинного монтажу до цифрових інтерфейсів. Концепція цифрової РУ/цифрової підстанції спирається на IEC 61850, зокрема на процесну шину (Sampled Values, GOOSE) та мережеву інтеграцію пристроїв РЗА та керування. У цій архітектурі ключову роль відіграють вимірювально-об’єднувальні модулі, що оцифровують сигнали аналогових вимірювальних пристроїв та передають їх у стандартизованому вигляді до інтелектуальних електронних пристроїв (ІЕП), зменшуючи обсяги мідних кіл і підвищуючи гнучкість реконфігурації. Виробники підкреслюють також можливості онлайн-моніторингу стану комутаційного обладнання

(температура, часткові розряди, механічний ресурс), що підтримує підхід технічного обслуговування за станом. Узагальнену логіку процесної та станційної шин наведено на рис. 9.4.

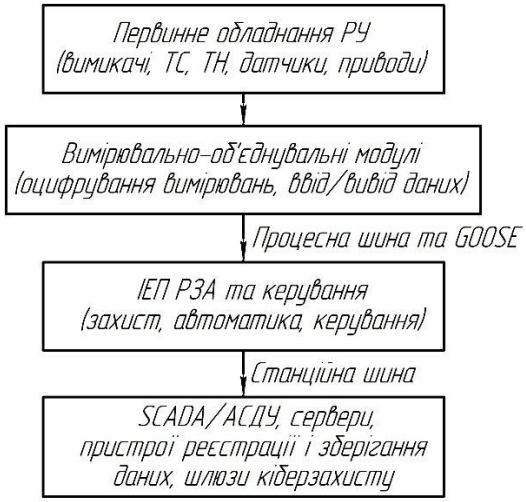


Рисунок 9.4 – Узагальнена логіка процесної та станційної шин

У прикладних матеріалах щодо цифрової комутаційної апаратури акцентується, що IEC 61850-9-2 визначає принципи процесної шини для обміну оцифрованими вимірюваннями між первинними сенсорами і вимірювально-об’єднувальними модулями та пристроями захисту, а також створює підґрунтя для скорочення площі, кабельних трас і часу модернізації РУ. З практичної сторони профілі процесної шини також розглядаються у виробничих керівництвах, орієнтованих на розміщення інтелектуальних інтерфейсів ближче до первинного обладнання та передачу даних як Sampled Values через оптоволоконний Ethernet.

Критерії безпеки РУ. Електробезпека РУ визначається не лише класичним ізолюючим захистом, а і здатністю оболонок і конструкції обмежувати доступ до небезпечних частин, запобігати потраплянню пилу, води та локалізовувати наслідки внутрішніх пошкоджень. Ступені захисту оболонок кодуються за IEC 60529 (IP-код), який формалізує захист від доступу до небезпечних частин і проникнення твердих тіл та води. У КРУ середньої напруги суттєвого значення

набуває Internal Arc Classification (IAC) за IEC 62271-200, що пов’язана з випробуваннями на внутрішню дугу у різних відсіках і з умовами розміщення персоналу (фронт, боки, тильна частина). Фактичний рівень безпеки при внутрішній дузі залежить від реалізації каналів скидання тиску та гарячих газів, конструкції перегородок, блокувань і виконання дверей, панелей, що деталізується у виробничих інструкціях та проєктних керівництвах.

Нормовані параметри та розрахункова перевірка вибору обладнання. Вибір апаратів РУ виконується з урахуванням нормованих параметрів: номінальна (найвища) напруга, номінальний тривалий струм, номінальна короткочасна термічна стійкість, електродинамічна стійкість (піковий струм), комутаційна здатність тощо, які у загальному випадку узгоджуються з IEC 62271-1. Розрахункова перевірка за струмами КЗ, як правило, базується на IEC 60909-0, де визначаються підходи до обчислення максимальних і мінімальних струмів КЗ у трифазних мережах. Для оцінки пікового значення струму першого напівперіоду, що визначає електродинамічне навантаження на струмопровідні частини, застосовується співвідношення

$$i_p = \kappa\sqrt{2}I_k'', \tag{9.1}$$

де i_p – піковий струм КЗ;

I_k'' – початковий симетричний (діюче значення) струм КЗ;

κ – коефіцієнт, що залежить від відношення R/X еквівалентного опору петлі КЗ у точці пошкодження та враховує аперіодичну складову.

У задачах специфікації обладнання також використовують зв’язок між розрахунковою потужністю КЗ S_k у вузлі та діючим значенням трифазного струму:

$$I_k = \frac{S_k}{\sqrt{3}U_л}, \tag{9.2}$$

де $U_л$ – номінальна лінійна напруга вузла.

Далі перевіряють, щоб нормована короткочасна термічна стійкість апарата (для заданої тривалості, наприклад 1 с або 3 с) не була меншою за очікувану в аварійному режимі. Для адіабатичного наближення зручною є форма перевірки за інтегралом Джоуля:

$$I_{sc}^2 \tau_{sc} = I_k^2 \tau_k , \tag{9.3}$$

де I_{sc} і τ_{sc} – розрахунковий струм КЗ та фактичний час його протікання до відключення;

I_{sc} і τ_{sc} – нормовані значення короткочасної стійкості апарата (за каталогом/паспортом).

При цьому для електродинамічної стійкості порівнюють піковий струм (9.1) з нормованим піковим струмом витримування обладнання. Для низки застосувань у специфікаціях додатково згадується практичне співвідношення між піковим і діючим струмами витримування (наприклад, коефіцієнти порядку 2,5 для 50 Гц у певних стандартних припущеннях), але коректне значення має визначатися прийнятою нормативною базою та параметрами мережі (зокрема *R/X*).

Компоновочні рішення та експлуатаційні наслідки. Схема шин РУ (одна система шин, дві системи шин, секціонування, кільцева схема, «вимикач-півтора» тощо) впливає на надійність електропостачання, ремонтопридатність і можливості оперативних перемикань. З позицій підрозділу 9.1 суттєвим є те, що склад апаратів приєднання, кількість вимикачів і роз’єднувачів, а також вимоги до міжапаратних блокувань напряму залежать від прийнятої компоновки. Для GIS ці питання тісно пов’язані з модульністю газових відсіків і логікою їх ізоляції і заземлення відповідно до IEC 62271-203, тоді як для AIS визначальними є ізоляційні відстані та конструктивні рішення відкритого струмопроводу.

Поточні тенденції розвитку РУ. Системно фіксуються три взаємопов’язані напрями: підвищення безпеки персоналу (внутрішня дуга, дугостійкі оболонки, кероване скидання тиску), підвищення екологічних стандартів (зменшення частки SF_6 та перехід на альтернативні середовища, використання вакуумних технологій),

цифровізація (IEC 61850, процесна шина, онлайн-моніторинг стану). Регуляторні зміни ЄС щодо F-gas формують додатковий зовнішній імпульс для прискореного впровадження безелегазових комутаційних рішень, що відображається і в інформаційних матеріалах виробників про вплив заборон і обмежень на нові поставки обладнання. Паралельно галузеві огляди CIGRE концентруються на технологічній готовності безелегазової апаратури для мереж передачі і розподілу, та на практичних аспектах її застосування. У цифровому контурі РУ все частіше розглядається як частина кіберфізичної системи, де обмін даними у реальному часі (GOOSE, SV) і розвиток діагностики стають такими ж важливими, як і традиційні електромеханічні показники.

РУ підстанцій є технічно складними комплексами, що поєднують первинні апарати комутації та струмопроводу з вимірювальними, захисними і керувальними системами та будівельно-конструктивними рішеннями. Їх проєктування і вибір виконання визначаються нормативними вимогами (IEC 61936-1, IEC 62271, IEC 60529), розрахунковими рівнями коротких замикань (IEC 60909) і критеріями безпеки, включно з класифікацією внутрішньої дуги та категоріями безперервності обслуговування. Сучасні тенденції розвитку РУ концентруються на підвищенні безпеки дугозахисту, екологізації комутаційних середовищ (зокрема у зв’язку з регулюванням вмісту елегазу) та цифровізації вторинних систем на базі IEC 61850, що у сукупності змінює як технічний вигляд РУ, так і вимоги до її життєвого циклу.

Розподільчі пристрої і розподільчі установки

У контексті підстанцій доцільно розрізняти поняття РУ як технічного комплексу верхнього рівня та РП як локалізованої частини цього комплексу, що реалізує функції розподілу і комутації у межах одного класу напруги або одного функціонального призначення. РУ охоплює сукупність первинного обладнання (комутаційні апарати, збірні шини, струмопровідні частини, вимірювальні трансформатори, обмежувачі перенапруг, вводи), вторинних систем (релейний захист і автоматика, керування, сигналізація, телемеханіка, облік), а також конструктивно-будівельних елементів (опорні та ізоляційні конструкції,

оболонки, огородження, кабельні канали) і заземлювального пристрою, що забезпечують нормовану роботу підстанції у всіх режимах. У цьому сенсі РУ є «інфраструктурою» комутації та керування, яка визначає технологічну завершеність вузла мережі.

РП доцільно трактувати як частину РУ, що є конструктивно і функціонально виділеним вузлом (або комплектом), призначеним для приєднання, секціонування та перемикання елементів мережі на певній напрузі. РП реалізує конкретну схему шин і приєднань (лінійних, трансформаторних, секційних тощо) та включає відповідний набір апаратів (вимикачі, роз'єднувачі, заземлювачі, трансформатори струму і напруги, ОПН, шинні з'єднання), тоді як загальносистемні підсистеми РУ (оперативне живлення, зв'язок, диспетчеризація, АСУ/SCADA, загальні блокування, загальнопідстанційне заземлення тощо) можуть обслуговувати кілька РП одночасно. Отже, РУ формується як інтеграція одного або кількох РП різних класів напруги з єдиною системою вторинних кіл і загальнопідстанційною інфраструктурою.

На практиці на підстанції можуть співіснувати кілька РП у складі однієї РУ, наприклад: РП 330 кВ (високовольтне приєднання ліній та автотрансформаторів), РП 110 кВ (розподіл потужності у мережі регіонального рівня) і РП 10(6) кВ (видача на місцеві споживачі або власні потреби). Кожен РП має власне первинне компонування і схему шин, однак усі вони функціонують як частини цілісної РУ, об'єднаної загальною системою керування, захисту, сигналізації та експлуатаційних вимог.

З огляду на зазначене, термін РУ треба використовувати для позначення підстанційного комплексу в цілому, тоді як РП – для конкретного сегмента РУ, локалізованого за напругою, функцією або конструктивним виконанням (наприклад, «РП 110 кВ GIS», «РП 10 кВ КРУ», «РП секціонування шин»).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 9

1 Поясніть призначення РУ підстанцій у структурі електроенергетичної системи та обґрунтуйте, які функції роблять РУ критичною для надійності електропостачання.

2 Дайте коректні визначення понять РУ і РП та поясніть, у яких випадках ці терміни вживаються як синонімічні, а в яких – як поняття різного рівня.

3 Поясніть класифікацію РУ за конструктивним виконанням і середовищем ізоляції та проаналізуйте, як вибір типу РУ впливає на площу розміщення, чутливість до зовнішніх впливів, ремонтопридатність і вартість життєвого циклу.

4 Охарактеризуйте типову структуру комірки КРУ середньої напруги та поясніть призначення шинного, апаратного, кабельного (ввідного) і низьковольтного відсіків, а також роль секціонування і перегородок у підвищенні експлуатаційної безпеки.

5 Поясніть зміст класифікацій LSC та класів перегородок (PM/PI) для металозакритих РУ середньої напруги та обґрунтуйте, як ці класифікації відображають безперервність електропостачання та умови доступу до відсіків під час технічного обслуговування.

6 Поясніть сутність поняття внутрішньої дуги в комплектних РУ та обґрунтуйте, які конструктивні засоби застосовуються для обмеження наслідків внутрішніх пошкоджень і зменшення ризику для персоналу.

7 Охарактеризуйте призначення комутаційних апаратів у РУ та поясніть, які нормовані параметри є визначальними при виборі вимикачів, роз’єднувачів і струмопровідних частин.

8 Поясніть методичні принципи визначення струмів КЗ у вузлах РУ та проаналізуйте фізичний зміст пікового струму, початкового симетричного струму та коефіцієнта, що враховує аперіодичну складову, у контексті перевірки електродинамічної стійкості обладнання.

9 Поясніть призначення ступенів захисту оболонок (IP) для обладнання РУ та обґрунтуйте, як вибір ступеня IP пов’язаний з умовами експлуатації і з вимогами до безпеки та надійності.

10 Проаналізуйте сучасні тенденції розвитку РУ, зокрема цифровізацію вторинних систем, екологізацію комутаційних середовищ (зменшення застосування SF_6) та їх вплив на проєктні рішення, експлуатацію і технічне обслуговування РУ.

Тема 10. ПРИНЦИПОВІ СХЕМ ПЕРВИННИХ ЛАНЦЮГІВ КОМУТАЦІЇ ПІДСТАНЦІЙ

Ефективність роботи підстанції визначається не лише параметрами обладнання, але й топологією первинних кіл, тобто тим, як у просторі схеми організовано приєднання ліній, трансформаторів і секцій шин через комутаційні апарати. Первинна схема прямо впливає на показники надійності і живучості вузла мережі, можливість виконання ремонтів без перерви електропостачання, рівні струмів короткого замикання та складність реалізації захистів і протиаварійної автоматики. У сучасних умовах додатковими чинниками стають зростання частки розосередженої генерації, підвищення вимог до селективності і швидкодії відключень, а також цифровізація вторинних кіл (IEC 61850), яка хоча і не змінює фізику первинних процесів, але підвищує вимоги до прозорості меж зон захисту та до керованості комутаційних станів. Відтак у підрозділах 10.1–10.2 розглянуто підходи до вибору схем первинних ланцюгів комутації підстанцій та обґрунтовано структуру і принципи побудови типових захистів трансформаторних підстанцій на основі сучасних стандартів і практик проєктування.

10.1 Вибір схем первинних ланцюгів комутації підстанцій

Під первинними ланцюгами комутації підстанції розуміють сукупність струмопровідних частин, комутаційних апаратів (вимикачів, роз’єднувачів, заземлювачів), вимірювальних трансформаторів струму і напруги та апаратів захисту від перенапруг, об’єднаних у структуровану систему шин і приєднань. У практиці проєктування така система подається одно-лінійними принциповими схемами, що відображають електричні зв’язки та можливі комутаційні стани, які мають бути досяжними в експлуатації. Мінімальні вимоги до проєктування і спорудження високовольтних електроустановок понад 1 кВ змінної напруги, включно з підстанціями, задаються міжнародними нормами для безпечної та функціонально коректної роботи електроустановок.

Критерії вибору первинної схеми доцільно формувати як багатофакторну задачу, у якій надійність і ремонтопридатність мають узгоджуватися з капітальними витратами, обмеженнями майданчика та прийнятним рівнем складності оперативних перемикань. У нормативно-інженерній логіці ключовим є забезпечення працездатності вузла за відмови одного елемента (принцип N–1) для підстанцій підвищеної відповідальності, а також мінімізація зони знеструмлення при аварії на шині або у комірці приєднання. На рівні вибору апаратів важливими стають номінальні параметри комутаційного обладнання та його здатність працювати у визначених умовах, що уніфікується стандартами серії IEC 62271, зокрема базовими вимогами до високовольтних комутаційних апаратів і РУ.

З позиції електродинамічних і термічних впливів на первинні кола, схема комутації має бути узгоджена з очікуваними струмами КЗ у характерних вузлах. Розрахунок струмів КЗ у трифазних системах регламентується IEC 60909-0, яка задає узгоджену методику визначення початкового симетричного струму, пікового струму та еквівалентних термічних навантажень на обладнання. У практичних розрахунках для вузла шин із заданою початковою потужністю КЗ S_k'' зручно застосовувати співвідношення

$$I_k'' = \frac{S_k''}{\sqrt{3}U_л}, \tag{10.1}$$

де I_k'' – початковий симетричний струм КЗ, А;

S_k'' – початкова потужність КЗ, ВА;

$U_л$ – номінальна лінійна напруга вузла, В.

Для оцінювання електродинамічної стійкості струмопровідних частин і апаратів використовують піковий струм i_p, який розраховують за виразом (9.1).

Вказані величини безпосередньо впливають на вибір схеми шин: чим більша електрична «жорсткість» вузла та кількість підживлюючих джерел, тим вищі струми КЗ на шинах, а отже, тим важливіше обмежувати зони пошкодження і забезпечувати швидке селективне відключення.

Поширені топології шин і приєднань розглянуто у темі 7 «Електричні підстанції», де розглянуто чотири репрезентативні підходи до побудови первинної комутації: одну систему шин із секціонуванням, дві системи шин із перемиканням приєднань, кільцеву схему і схему «вимикач-півтора». Фізично ці схеми реалізуються через набір типових комірок з комутаційними апаратами та вимірювальними трансформаторами, при цьому межі зони приєднання і зони шин мають бути однозначними для релейного захисту та для оперативного персоналу.

Схема з однією системою шин і секціонуванням розглядається як базова для підстанцій розподільчого рівня, де необхідно досягти помірної вартості при прийнятній надійності. ***Секціонування шин секційним вимикачем*** дає змогу локалізувати пошкодження на одній секції, залишаючи у роботі іншу, а також оптимізувати ремонтні перемикання. Разом із тим пошкодження шинної системи у межах секції потенційно призводить до втрати всіх приєднань цієї секції, тому для вузлів з високими вимогами до живучості частіше застосовують ***двошинні*** або ***кільцеві структури***. У двошинових схемах приєднання через систему роз'єднувачів може бути підключене до однієї з двох шин, що підвищує гнучкість експлуатації, дозволяє виконувати ремонт на одній шині без повної втрати приєднань і дає інструмент для оптимізації потокорозподілу у мережі. Недоліком є збільшення кількості апаратів, ускладнення блокувань і підвищення вимог до дисципліни перемикань, оскільки некоректні операції з роз'єднувачами в умовах навантаження є неприпустимими та мають бути виключені конструктивно і схематично.

Кільцева схема використовується як компроміс між вартістю та надійністю для важливих вузлів із обмеженою кількістю приєднань. Її принцип полягає в замкненому кільці вимикачів, між якими підключаються приєднання. Відмова або ремонт одного вимикача як правило не призводить до втрати всіх приєднань, а лише змінює конфігурацію живлення з частковим обмеженням режимів. Кільцева схема часто вважається доцільною для важливих підстанцій приблизно до п'яти приєднань, а на практиці її часто закладають як початкову конфігурацію з можливістю подальшої трансформації у схему «вимикач-півтора» при розширенні

вузла. Вимога масштабованості кільцевої структури до «вимикач-півтора» також фіксується у низці технічних стандартів великих операторів мереж, які нормують типові рішення під час розширення підстанцій.

Схема «вимикач-півтора» належить до високонадійних конфігурацій, поширених у магістральних мережах і на опорних підстанціях. Два колектори шин поєднуються з групою з трьох вимикачів на два приєднання так, що кожне приєднання має два «шляхи» приєднання до шин і, зазвичай, зберігає працездатність при виведенні одного вимикача в ремонт. Схема суттєво зменшує наслідки шинних пошкоджень, але підвищує складність релейного захисту шин і логіку керування комутаційними станами. Паралельно зростають капітальні витрати через більшу кількість вимикачів і вимірювальних трансформаторів, а також збільшується складність вторинних кіл та вимоги до випробувань.

Вибір конкретної схеми первинної комутації на практиці доцільно виконувати як послідовність узгоджених перевірок. Спершу визначають функціональну роль підстанції у системі (вузлова, транзитна, розподільча), кількість і тип приєднань (лінійні, трансформаторні, шунтуючі реактори, секційні зв’язки) та можливості подальшого розвитку. Далі встановлюють вимоги до живучості (N–1 або N–2 для критичних вузлів), обмеження за майданчиком і екологічними чинниками (відкриті або закриті РУ, повітряна чи газова ізоляція). Наступним етапом є розрахунок струмів КЗ у вузлах шин та на затискачах приєднань за методиками IEC 60909-0, що дозволяє обґрунтувати комутаційну здатність вимикачів, термічну та електродинамічну стійкість шин і струмопровідних частин. Після цього оцінюють ремонтні режими: які елементи можуть бути виведені без переривання живлення, які перемикання потрібні і наскільки вони операційно безпечні. Завершальним блоком є узгодження первинної схеми з концепцією РЗА: межі зон захисту, можливість реалізації захисту шин, резервування відмови вимикача, узгодження з АПВ/АВР, а також, за потреби, інтеграція цифрових інтерфейсів вимірювання і керування (прямі безпосередні вимірювання або використання цифрових інтерфейсів, наприклад, GOOSE) у вторинній частині без компромісу щодо селективності.

Схеми первинного кола приєднання силового трансформатора є типовим «будівельним блоком» підстанції незалежно від обраної топології шин. Вони визначаються класом напруги, типом підстанції і виконанням (див. Додаток А). Як правило функціонально такі схеми містить шинний роз'єднувач (для видимого розриву), вимикач (для комутації робочих струмів і відключення КЗ), трансформатор струму (для вимірювання і РЗА), апарат захисту від перенапруг (ОПН), а також комутацію на стороні нижчої напруги з відхідними приєднаннями. Така структура забезпечує фізичну реалізацію меж зони трансформатора для диференційного захисту та організує технологічно коректні траси сигналів струму і напруги у вторинні кола. У темі 9 було більш докладно розглянуто одну з найпростіших схем – блок «лінія – трансформатор» із запобіжником 35 кВ у колі трансформатора, що застосовується у однотрансформаторних тупикових та відгалужених підстанціях.

10.2 Захисти трансформаторних підстанцій

Релейний захист і автоматика (РЗА) трансформаторних підстанцій формують функціонально завершену систему, призначену для виявлення пошкоджень і ненормальних режимів, селективного відключення ушкоджених елементів, резервування суміжних ступенів захисту та мінімізації наслідків аварій для споживачів і обладнання. Вимоги до випробувань і функціональної оцінки захистів, включно з диференційними функціями для трансформаторів, регламентуються сучасними стандартами серії IEC 60255, які задають мінімальні вимоги до характеристик, точності та відтворюваності результатів.

У загальному випадку під захистом трансформаторної підстанції розуміють сукупність захистів приєднань на стороні вищої напруги, захистів трансформатора як електромагнітного перетворювача енергії, захистів шин (за наявності), захистів на стороні нижчої напруги та сервісних (технологічних) захистів і сигналізацій (температура, тиск, газоутворення, стан охолодження). Структура логіки таких функцій узагальнена на рис. 10.3, де подано взаємодію «електричних» захистів (струмових, диференційних, заземлюючих) з

«неелектричними» (газовими (тисковими), температурними), а також необхідність координації у часі та зонування.

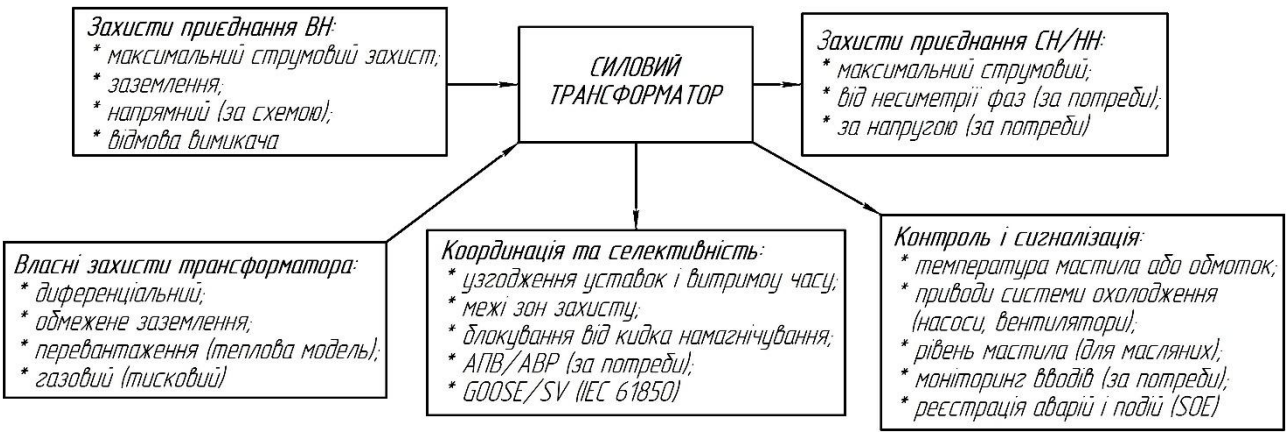


Рисунок 10.3 – Типовий склад функцій РЗА
та контролю стану трансформаторної підстанції

Для силових трансформаторів потужністю, як правило, від кількох МВА і вище базовим селективним захистом внутрішніх пошкоджень є поздовжній диференційний захист (ANSI 87T), практичні рекомендації щодо застосування якого детально узагальнюються в інженерних керівництвах IEEE для захисту силових трансформаторів. Принципово диференційна функція порівнює струми на обох сторонах трансформатора, зведені до однієї бази за коефіцієнтом трансформації та з урахуванням векторної групи. У спрощеному вигляді операційний (диференційний) струм визначають як

$$I_{op} = \left|\vec{I}_1 - \vec{I}_2\right|, \tag{10.2}$$

де $\vec{I}_1$, $\vec{I}_2$ – вектори струмів, зведені за коефіцієнтом трансформації (для трифазних трансформаторів – за фазовим зсувом), А.

Для підвищення стійкості до похибок ТТ та струмів перерозподілу при зовнішніх КЗ застосовують відсічку з гальмуванням, у якій вводиться струм гальмування

$$I_{res} = \frac{\left|\vec{I}_1\right| + \left|\vec{I}_2\right|}{2}, \tag{10.3}$$

а умова спрацювання задається характеристикою виду

$$I_{op} > I_{\min} + kI_{res}, \tag{10.4}$$

де $I_{\min}$ – мінімальна уставка (порогова чутливість), А;

k – безрозмірний коефіцієнт нахилу (ступінь гальмування).

Нормативні підходи до оцінювання характеристик і впливових факторів для диференційних захистів уніфіковано у IEC 60255-187-1.

Важливою особливістю трансформаторів є наявність стрибка струму намагнічування при вмиканні під напругу, який може за амплітудою бути співмірним із струмами КЗ і при цьому не відображає пошкодження. Для забезпечення неспрацювання у режимах намагнічування диференційні захисти широко використовують блокування або гальмування гармонік, коли оцінюється відношення другої гармоніки до основної складової струму. Така практика описується у прикладних матеріалах виробників щодо захисту трансформаторів.

Як доповнення до диференціального захисту застосовується обмежений захист заземленням для підвищення чутливості до КЗ на землю у зоні обмотки та виводів, особливо на стороні з заземленою нейтраллю. Принципово обмежений захист заземленням реалізує диференційне порівняння струмів у фазних ТТ з струмом нейтралі (або сумарним струмом нульової послідовності) так, щоб зовнішні КЗ на землю не викликали спрацювання внаслідок компенсації струмів. Важливість витримування трансформатором термічних і динамічних впливів від зовнішніх КЗ, які часто є саме на землю або міжфазними, відображено у стандартах IEC 60076-5 щодо стійкості до КЗ. Це має прямий наслідок для проєктування: швидкодіючі селективні захисти зменшують інтеграл $I^2\tau$ у обмотках і вводах, тим самим підвищують ресурс і знижують ризик термічних пошкоджень.

Окрім електричних захистів на трансформаторних підстанціях традиційно застосовуються ***неелектричні захисти***, серед яких класичним є газовий захист (реле Бухгольца) для масляних трансформаторів із розширювачем, а також реле тиску або раптового підвищення тиску для герметичних конструкцій. Ці пристрої

реагують на газоутворення або хвилю тиску, що характерні для внутрішніх пошкоджень і міжвиткових дефектів, які можуть ще не формувати значного диференційного струму. У захисній архітектурі їх як правило налаштовують на два рівні дії: сигналізацію (повільне газоутворення) та відключення (інтенсивний процес). Додатково застосовують температурні захисти, сигналізації за температурою мастила або обмоток, контроль роботи системи охолодження та інколи захист від перенамагнічування (ANSI 24), який актуальний при підвищених напругах і зниженій частоті (під час режимів системних порушень або специфічних режимів генерації електроенергії).

Захисти приєднань на стороні вищої та нижчої напруги виконують роль як основних (для лінійних пошкоджень), так і резервних (для трансформатора і суміжних елементів). Типовими є максимальні струмові захисти (ANSI 50/51) та струмові захисти заземлення (50N/51N), що реалізуються за струмами фазних ТТ і струмом нульової послідовності. Під час вибору уставок необхідно забезпечити чутливість до мінімальних струмів пошкодження у кінці захищеної зони і селективність відносно апаратів, що розміщені за ними. Для струмового захисту з витримкою часу практичною базою є співвідношення

$$I_y = k_{зап} I_{р.\max}, \tag{10.5}$$

де I_y – струм спрацювання уставки (струм пуску), А;

$I_{р.\max}$ – максимальний робочий струм (з урахуванням перевантажень), А;

$k_{зап}$ – коефіцієнт запасу, що враховує похибки вимірювання, пускові струми та можливі режимні відхилення.

Уточнення уставок виконується з урахуванням допустимих перевантажень трансформатора та експлуатаційних режимів, які описуються у стандартизованих підходах до трансформаторної техніки та захисту.

Для мереж середньої напруги з ізольованою або компенсованою нейтраллю підхід до КЗ на землю відрізняється від мереж із ефективно заземленою нейтраллю: струми однофазних КЗ на землю можуть бути відносно малими та переважно ємнісними, що обумовлює застосування спрямованих або напругозалежних

захистів заземленням, використання вимірювань напруги нульової послідовності $3U_0$ та логіки контролю напрямку потужності нульової послідовності. Для таких випадків схема первинної комутації (наявність трансформатора напруги на шинах, конфігурація нейтралі, можливість секціонування) стає важливою умовою реалізації необхідної чутливості та селективності.

Сучасний розвиток захистів трансформаторних підстанцій дедалі частіше пов'язаний із цифровими підстанціями та відмовою від масових мідних вторинних кіл на користь передачі виміряних величин і дискретних сигналів по мережі Ethernet відповідно до IEC 61850. Передавання дискретних команд (наприклад, блокування, логіка відмови вимикача тощо) реалізують через GOOSE, а аналогових вимірювань – використовуючи вимірювально-об'єднувальні модулі (SV) за IEC 61850-9-2. Практичні аспекти шини процесів, зокрема принципи доставки вибірок і наслідки для функцій захисту, детально обговорюються у технічній літературі виробників і профільних інженерних публікаціях. При цьому актуалізується нормативна база випробувань і функціональної оцінки захистів у цифровому середовищі, що відображено появою спеціалізованих документів IEC щодо захистів із цифровими входами і виходами та підпискою на SV/GOOSE.

У підсумку, захисти трансформаторних підстанцій необхідно розглядати як багаторівневу систему: швидкодіючий селективний захист трансформатора має поєднуватися з резервними струмовими захистами приєднань і заземленням, з неелектричними захистами стану трансформатора та з логікою відмови вимикача. Узгодженість зон, часових характеристик та інформаційних зв'язків між функціями є визначальною умовою як надійності, так і безпечності експлуатації підстанції.

Принципова схема первинних ланцюгів комутації підстанції є системоутворювальним рішенням, яке визначає межі аварійних зон, ремонтопридатність, складність оперативних перемикань і вимоги до релейного захисту. Вибір топології шин має виконуватися на основі ролі підстанції у мережі, прогнозу розвитку приєднань, аналізу N–1, а також розрахунків струмів

КЗ за стандартизованими методиками. Захисти трансформаторних підстанцій повинні забезпечувати селективне відключення внутрішніх пошкоджень трансформатора (передусім диференційними функціями), мати достатнє резервування з боку приєднань та доповнюватися неелектричними захистами і технологічною сигналізацією. Сучасна цифровізація вторинних кіл за IEC 61850 посилює вимоги до формалізації зон захисту, до узгодженості логіки та до верифікації характеристик пристроїв РЗА, однак не знімає базових інженерних вимог до фізично коректної і надійної схеми первинних кіл комутації.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 10

1 Які функціональні вимоги висуваються до первинних ланцюгів комутації підстанції з погляду надійності, ремонтопридатності, оперативної гнучкості та електробезпеки, і як ці вимоги відображаються у виборі топології шин?

2 У чому полягає інженерний зміст критерію N–1 для підстанційних схем, які типові відмови первинного обладнання він охоплює, та як змінюються наслідки аварії залежно від того, чи пошкоджено приєднання, вимикач або шини?

3 Які основні відмінності між схемами «одна система шин із секціонуванням», «дві системи шин із перемиканням приєднань», «кільцева схема» та «вимикач-півтора» з позицій зони знеструмлення, кількості комутаційних апаратів і складності оперативних перемикань?

4 Як розрахункові рівні струмів КЗ у вузлах шин і на затискачах приєднань впливають на вибір комутаційної здатності вимикачів, термічної та електродинамічної стійкості струмопровідних частин, а також на доцільність секціонування або застосування двошинових, кільцевих рішень?

5 Які елементи, як правило, формують типову комірку приєднання у РУ високої напруги, яку роль виконують вимикач, роз’єднувачі, заземлювачі, трансформатори струму і напруги та обмежувачі перенапруг у структурі первинного кола?

6 Чому роз’єднувачі у первинних схемах розглядаються як апарати ізоляції, а не як апарати комутації навантаження, і які технічні та організаційні засоби

застосовують для недопущення помилкових операцій із роз’єднувачами під струмом?

7 За якими принципами визначають межі зон релейного захисту для шин, приєднань і силового трансформатора, та як розташування трансформаторів струму/напруги у первинній схемі впливає на селективність і чутливість захисних функцій?

8 У чому полягає призначення диференційного захисту силового трансформатора та обмеженого захисного заземлення (REF), які фактори обмежують їх стійкість, і які типові методи застосовують для підвищення їх завадостійкості?

9 Яку роль у системі захисту трансформаторної підстанції відіграють резервні захисти приєднань, захист від відмови вимикача, а також неелектричні захисти трансформатора, і як забезпечується їх координація у часі та по зоні?

10 Які зміни в архітектурі вторинних кіл і взаємодії пристроїв РЗА вносить застосування IEC 61850 (зокрема GOOSE та вибіркових значень SV), яку функціональну роль виконує вимірювально-об’єднувальний модуль (MU), і які додаткові вимоги це накладає на верифікацію, синхронізацію часу та надійність обміну даними?

Тема 11. СХЕМИ УПРАВЛІННЯ, ОБЛІКУ І СИГНАЛІЗАЦІЇ

Сучасні електроенергетичні системи характеризуються зростанням складності режимів, збільшенням частки розподіленої генерації, підвищенням вимог до надійності електропостачання та якості електроенергії, а також суттєвим посиленням вимог до кіберстійкості технологічних мереж. За цих умов керування режимами, оперативні перемикання, контроль технічного стану та комерційний облік електричної енергії дедалі більше залежать від інтегрованих рішень SCADA/EMS/DMS, стандартизованих протоколів телемеханіки і цифрових підстанційних технологій (зокрема сімейства IEC 61850), а також від правильно організованої сигналізації і людино-машинного інтерфейсу (HMI) у диспетчерських центрах. Відповідно, у межах теми розглядаються питання побудови диспетчерського пульта як ядра оперативного управління, а також принципи формування каналів управління, сигналізації і контролю в електроустановках, включно з вимогами до точності обліку, керованості, реєстрації подій, синхронізації часу та інформаційної безпеки.

11.1 Диспетчерський пульт

Диспетчерський пульт у сучасному розумінні є не лише сукупністю апаратних засобів відображення та введення команд, а комплексним робочим середовищем оператора, яке інтегрує візуалізацію стану мережі, оперативне керування комутаційними апаратами, оброблення аварійної і попереджувальної сигналізації, ведення журналів подій, доступ до архівів вимірювань і підтримку прийняття рішень засобами прикладних функцій EMS (Energy Management System – система керування енергосистемою) та DMS (Distribution Management System – система керування мережею розподілу), інтегрованими зі SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition – система оперативно-диспетчерського керування та збору даних) та моделлю даних CIM (Common Information Model – загальна інформаційна модель). ***Функціональна роль диспетчерського пульта*** полягає у забезпеченні безперервного циклу «спостереження – оцінювання – дія – верифікація результату» з мінімальною затримкою та контрольованим ризиком

помилки оператора, що особливо критично у режимах дефіциту потужності, аварійних відключень, відновлення схеми живлення та виконання перемикань за нарядами. У класичних підходах системи SCADA і EMS забезпечують телеметрію, телеуправління і оброблення подій. Система EMS доповнює це аналізом режимів (оцінювання стану, обчислення потокорозподілу, контурна перевірка N–1 тощо), тоді як система DMS орієнтований на задачі мереж розподілу (керування топологією, локалізація пошкоджень, відновлення живлення, керування напругою і реактивною потужністю на рівні розподілу).

Вимоги до організації диспетчерського пульта мають ***подвійну природу***. З одного боку, це технічні вимоги до надійності, резервування, пропускної здатності та сумісності з протоколами обміну даними, з другого – ергономічні та когнітивні вимоги до робочого місця оператора, які зменшують імовірність неправильних дій, знижують втому та підвищують швидкість розпізнавання критичних станів. Ергономічні принципи проєктування центрів керування, включно з вимогами до планування операторських робочих місць, оглядовості візуальних засобів та компоновки елементів керування, унормовані серією ISO 11064, де окремо розглядаються принципи проєктування центрів керування та компонування, розміри робочих станцій. Відповідність таким принципам вважається одним з інженерних чинників забезпечення безпечної експлуатації складних систем, оскільки помилка людини-оператора часто є похідною від перевантаженості інтерфейсу, некоректної сигналізації або неправильного розміщення засобів відображення.

З позицій ***технічної архітектури*** диспетчерський пульт є операторським інтерфейсом систем SCADA/EMS, тоді як ключові функції надійності реалізуються на рівні серверної інфраструктури. Типовою є побудова двох незалежних або слабопов’язаних каналів оброблення даних (основний і резервний), реалізованих за схемою режиму гарячого резервування (коли працює один вузол, а другий готовий до миттєвого підхоплення) або режиму активного дублювання (коли наявна паралельна робота двох активних вузлів), із синхронізацією баз даних у реальному часі, архівів та журналів подій. Критерієм якості такої архітектури часто виступає ***показник готовності***, який для

ремонтопридатних систем доцільно оцінювати через середній час напрацювання на відмову *MTBF* і середній час відновлення *MTTR*:

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}. \tag{11.1}$$

У формулі (11.1) A – коефіцієнт готовності (частка часу працездатного стану), *MTBF* – середній час між відмовами, *MTTR* – середній час відновлення (включно з діагностикою та перемиканням на резерв).

Практичний зміст виразу (11.1) у диспетчерських системах полягає в тому, що підвищення A досягається не тільки «надійнішими серверами», а передусім скороченням *MTTR* завдяки резервуванню, автоматичному перемиканню на резерв та регламентованим процедурам відновлення.

Інформаційний обмін між підстанціями, об’єктами та диспетчерським центром реалізується через ***телемеханічні протоколи***, серед яких поширеним для оперативної телемеханіки є IEC 60870-5-104 (IEC 104), що забезпечує передавання процесної інформації та команд по TCP/IP. На національному рівні протокол має гармонізовані впровадження як стандарти, зокрема у вигляді ДСТУ IEC 60870-5-104.

Коли необхідний обмін даними між диспетчерськими центрами різних операторів або між центром керування та великим генеруючим об’єктом, застосовують ***стандарти міжцентрової взаємодії*** ICCP/TASE.2 (IEC 60870-6), орієнтовані на здатність до взаємодії систем і формалізовані моделі даних для передавання телеметрії, статусів, команд та узгоджених наборів точок обміну. У технічній літературі підкреслюється, що розвиток TASE.2 був зумовлений потребами інтеграції ринків і міжсистемних перетоків та від початку проєктувався як протокол обміну даними між центрами керування.

У межах диспетчерського пульта важливою підсистемою є ***управління сигналізацією***. Сигнали тривоги відрізняються від сигналів подій тим, що потребують реакції оператора у заданому часовому вікні та супроводжуються пріоритетом і логікою підтвердження, тоді як події є протоколюванням факту зміни стану. У сучасних підходах ефективність сигналізації розглядають як життєвий цикл: від розроблення логіки сигналізації і раціоналізації переліку

сигналів до супроводу, аналізу перевантажень, постійного удосконалення. Загальні принципи управління системами сигналізації формалізовані в IEC 62682 і прийняті в європейському та національному просторі також як ДСТУ EN 62682.

Окремим класом вимог до диспетчерського пульта є ***часові вимоги та коректність часових міток***. Для аналізу аварій, побудови послідовності подій (SOE) та коректної роботи систем автоматики важливо забезпечити узгоджений час по всій загальній системі – від польових пристроїв і IED (Intelligent Electronic Device – інтелектуальний електронний пристрій) до серверів та HMI. У цифрових підстанціях і системах автоматизації електроенергетики для досягнення мікросекундної синхронізації застосовують профіль PTP, визначений IEC/IEEE 61850-9-3, який описує застосування IEEE 1588 у профілі, придатному для енергетики та найвищих класів синхронізації.

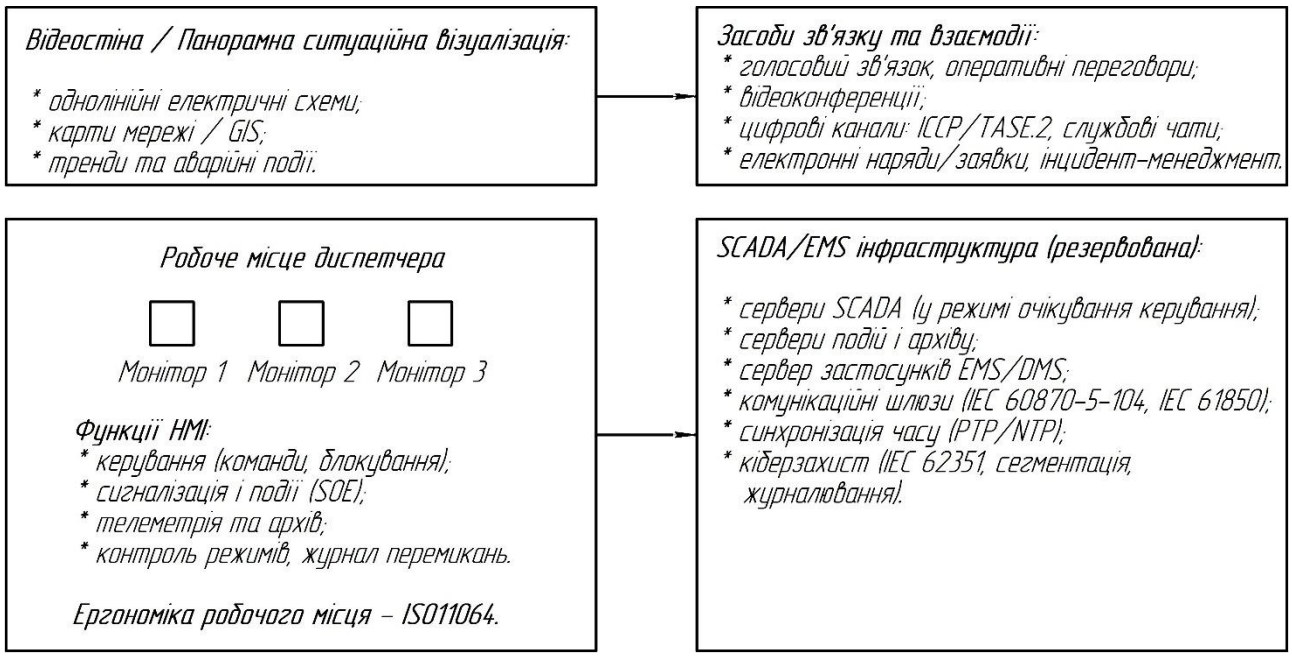


Рисунок 11.1 – Структура диспетчерського пульта та робочого місця оператора

Кібербезпека диспетчерського пульта та пов'язаних технологічних мереж на сучасному етапі розглядається як невід'ємна вимога, а не додатковий сервіс. Серія IEC 62351 задає принципи і механізми захисту протоколів та інформаційного обміну, визначених у межах Технічного комітету 57 МЕС (IEC TC 57) щодо керування енергосистемами та обмін інформацією, включно з IEC

60870-5, IEC 60870-6, IEC 61850, IEC 61968/61970. У частині IEC 62351-6 регламентуються механізми захисту протоколів, похідних від IEC 61850, з урахуванням їхньої специфіки реального часу.

Наведена узагальнена структура диспетчерського пульта та робочого місця оператора подана на рис. 11.1. Фактична реалізація структурної схеми, поданої на рис. 11.1, визначається класом напруги, масштабом мережі та вимогами оператора системи.

11.2 Управління, сигналізація і контроль в електроустановках

Під управлінням в електроустановках у контексті оперативної експлуатації розуміють цілеспрямований вплив на первинні та вторинні елементи об’єкта з метою зміни його стану або режиму роботи, що реалізується через комутацію, регулювання та запуск/зупинку допоміжних механізмів. У загальній структурі управління розрізняють місцеве (локальне) управління, яке здійснюється безпосередньо на об’єкті, та дистанційне (телеуправління), яке реалізується з диспетчерського пункту через телемеханічні канали. У цифрових підстанціях дистанційне управління набуває форми обміну сервісами IEC 61850 (MMS для критичних до часу повідомлень, GOOSE для високошвидкісних подій), тоді як у мережевих системах телемеханіки широко застосовують IEC 60870-5-104.

Команда телеуправління в інженерному сенсі не є простим імпульсом. Вона входить до логіки безпечного керування, яка включає перевірку умов, блокування, взаємне підтвердження та контроль результату. Типовий цикл дистанційної команди можна подати як суму затримок на етапах формування та перевірки умов, передавання по каналу, виконання на об’єкті та оновлення інтерфейсу:

$$\tau_{\Sigma} = \tau_{HMI} + \tau_{comm} + \tau_{exec} + \tau_{fb}, \tag{11.2}$$

де τ_{Σ} – сумарний час «команда – підтвердження»;

τ_{HMI} – час формування і підтвердження оператором у HMI (включно з міжекранними переходами),

τ_{comm} – затримка передавання (WAN/LAN, шлюзи);

τ_{exec} – час виконання команди приводом і логікою пристрою керування;

τ_{fb} – час отримання зворотного зв'язку (оновлення статусу вимикача або роз'єднувача, включно з фільтрацією дрібних коливань контактів).

Практична значущість виразу (11.2) полягає в тому, що навіть за швидких протоколів надмірні затримки можуть формуватися через некоректні налаштування HMI, перевантаженість каналів, неузгоджені шлюзи або недостатню якість зворотних сигналів.

Контроль в електроустановках охоплює вимірювання електричних величин, контроль положення комутаційних апаратів, контроль стану допоміжних систем і умов середовища, а також контроль справності вторинних кіл. У системах керування електроустановками особливе місце займає реєстрація подій із точними часовими мітками та класифікацією «подія/сигналізація», що забезпечує реконструкцію аварійних процесів. Для досягнення коректності часових міток у сучасних системах застосовують синхронізацію часу за профілями PTP, придатними для електроенергетики, що формалізовано IEC/IEEE 61850-9-3, а на рівні підстанційної автоматизації – загалом у рамках IEC 61850.

Облік електричної енергії в електроустановках доцільно розглядати як спеціалізований підвид контролю, який має підвищені вимоги до точності, метрологічної простежуваності, захисту даних і регламентованих процедур верифікації. На практиці розрізняють комерційний (розрахунковий) облік та технічний (технологічний) облік. ***Комерційний облік*** призначений для фінансових розрахунків і підпорядковується вимогам до класів точності і типових випробувань лічильників, визначених міжнародними стандартами наприклад IEC 62053 (зокрема IEC 62053-21:2020 для активної енергії), тоді як ***технічний облік*** може бути інтегрованим у SCADA і оптимізованим під задачі оперативного контролю та балансових розрахунків, але не завжди відповідає вимогам розрахункового (комерційного) класу точності.

Для трьохфазних мереж у системах контролю та обліку базовими є співвідношення для активної потужності та енергії:

$$P = \sqrt{3} U_л I_л \cos\varphi; \tag{11.3}$$

$$W = \int_{\tau_1}^{\tau_2} P(\tau) d\tau, \tag{11.4}$$

де P – активна потужність;

$U_л$ і $I_л$ – лінійні значення напруги та струму;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності;

W – електрична енергія за інтервал $[\tau_1; \tau_2]$.

Формули (11.3)–(11.4) мають практичну інтерпретацію як основа для побудови балансів і виявлення небалансів (втрат), однак у реальних системах точність визначається не лише математичною моделлю, а похибками трансформаторів струму і напруги, класами точності лічильників, синхронізацією часу та коректністю прив'язки вимірювань до топології мережі (особливо під час перемикань).

У цифрових підстанціях, де вимірювання можуть передаватися як потоки вибіркових значень (Sampled Values, SV) від вимірювально-об'єднувальних модулів (MU) до інтелектуальних електронних пристроїв (IED), питання пропускної здатності мережі набуває інженерного значення. Для узагальненої оцінки потоку даних дискретизованих вимірювань у мережі можна використати співвідношення:

$$R \approx N_{ch} f_s b, \tag{11.5}$$

де R – середня швидкість потоку даних;

N_{ch} – кількість каналів (наприклад, фазні струми і напруги з урахуванням додаткових величин);

f_s – частота дискретизації,

b – ефективний обсяг даних на один відлік (з урахуванням службових полів кадру та протоколу).

Потреба у ***високоточній синхронізації часу*** для таких потоків і вимоги до профілю PTP для енергетики регламентуються IEC/IEEE 61850-9-3, що

забезпечує можливість виконання найжорсткіших класів синхронізації, необхідних для коректної роботи захистів та аналізу подій.

Управління сигналізацією в електроустановках повинно забезпечувати, з одного боку, повноту інформування про небезпечні та передаварійні стани, а з іншого – недопущення «шуму сигналізації», за якого оператор втрачає здатність відрізняти справді критичні сигнали від другорядних. Саме тому сучасні підходи спираються на формалізовані процеси життєвого циклу сигналізації, що охоплюють визначення пріоритетів, встановлення порогів і гістерезису для аналогових сигналів, застосування придушення у відомих технологічних режимах, логіку групування і кореляції сигналів, а також постійний аналіз статистики спрацювань. Принципи такого підходу закріплено в IEC 62682, що є базовим джерелом для інженерного проєктування та аудиту сигналізації у системах із комп'ютерним HMI.

Важливим аспектом систем управління і контролю є ***інтероперабельність*** та ***єдина модель даних***, особливо коли SCADA/EMS взаємодіє з системами керування активами, обліковими системами, системами прогнозування і планування ремонтів. У рамках TC57 ці задачі вирішують стандарти CIM, зокрема IEC 61970-301 (для мереж передачі і EMS) та серія IEC 61968 (для розподільчих мереж і інтеграції прикладних систем), які формують семантичну основу обміну моделями мережі та експлуатаційними даними. Практичний сенс CIM полягає у зниженні залежності від пропрієнтарних форматів, тобто таких, що залежать від виробника, і можливості узгодженого представлення топології, параметрів обладнання та станів у різних застосунках.

Розглядаючи управління і контроль у ширшому контексті експлуатаційної безпеки, необхідно враховувати, що будь-які дистанційні операції мають бути узгоджені з процедурами безпечної експлуатації електроустановок, зокрема щодо відключення, запобігання повторному включенню, перевірки відсутності напруги, заземлення і допуску до робіт. Такі принципи формалізуються в європейських нормативних документах щодо експлуатації електроустановок (EN 50110-1), які задають рамкові вимоги до організації робіт і ролей персоналу,

а на практиці накладають вимоги до схем блокувань, підтверджень і дисципліни оперативних переговорів.

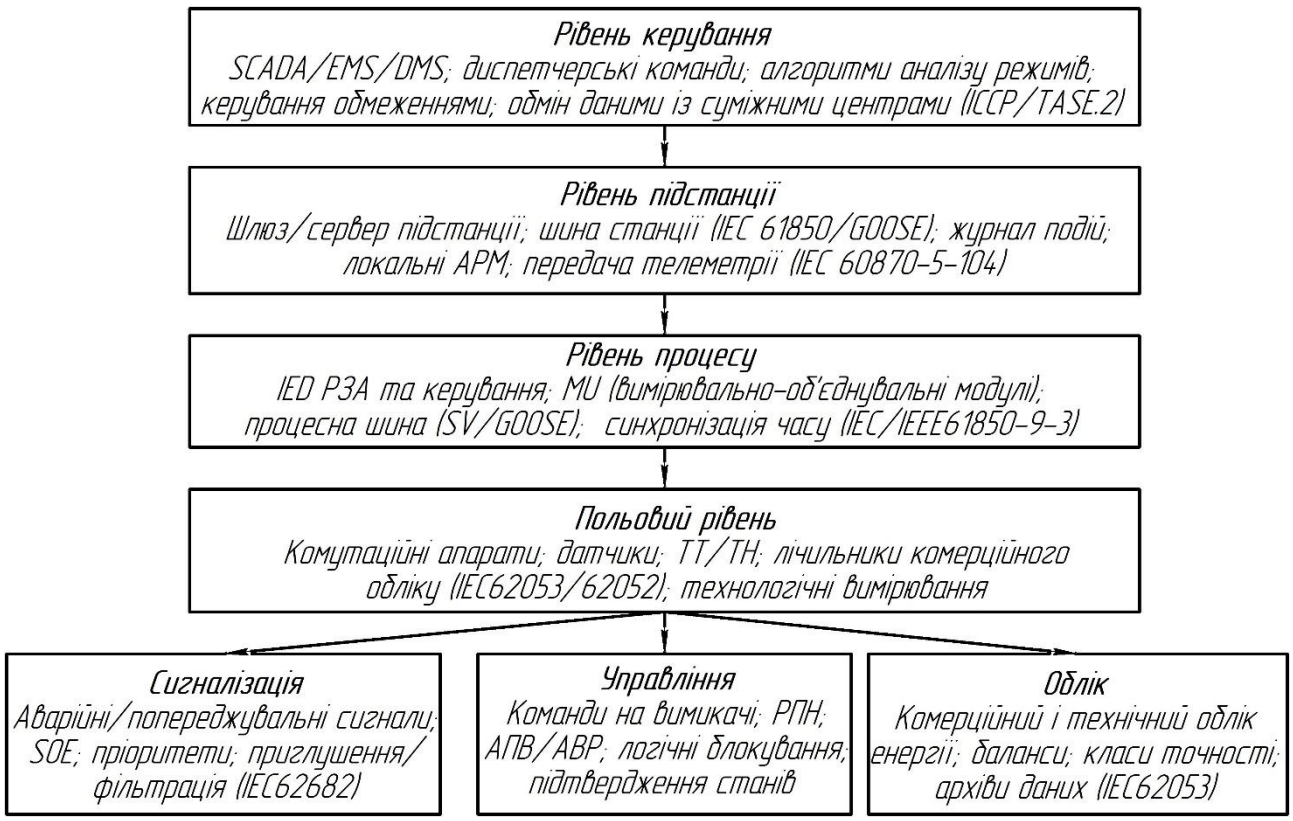


Рисунок 11.2 – Взаємодія управління, обліку і сигналізації у електроустановках

Узагальнене місце управління, сигналізації та обліку у багаторівневій архітектурі електроустановок наведено на рис. 11.2, де подано логічні рівні від первинного обладнання до диспетчерського центру та типові стандартизовані «шини» обміну даними.

Отже, диспетчерський пульт у сучасній електроенергетиці є інтегрованим інструментом оперативного управління, де технічна надійність серверної інфраструктури, стандартизований обмін даними (IEC 60870-5-104, ICCP/TASE.2, IEC 61850), коректна синхронізація часу (IEC/IEEE 61850-9-3) та кіберзахист (IEC 62351) утворюють єдину систему, ефективність якої визначається також ергономікою та якістю HMI згідно з принципами ISO 11064. Управління, сигналізація і контроль в електроустановках мають розглядатися як взаємопов'язані підсистеми: управління потребує формалізованих блокувань і підтверджень, сигналізація – керованого життєвого циклу та пріоритизації

(IEC 62682), контроль – достовірних вимірювань і коректних часових міток, а облік – метрологічної забезпеченості та відповідності стандартам точності (IEC 62053). Сукупно ці вимоги формують технічну основу безпечної, керованої та прозорої експлуатації електроустановок у цифрову епоху.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ДО ТЕМИ 11

1 Які функціональні задачі виконує диспетчерський пульт у системах SCADA/EMS/DMS, і як ці задачі відрізняються за часовою критичністю та вимогами до достовірності даних?

2 Які основні принципи ергономічного проєктування робочого місця диспетчера застосовуються у центрах керування, і як ергономіка впливає на імовірність помилкових оперативних дій під час аварійних ситуацій?

3 У чому полягає відмінність між подіями та сигналізацією у диспетчерських системах, і які технічні механізми застосовують для підтвердження, пріоритизації та фільтрації сигналів?

4 Які типові компоненти формують серверну та мережеву інфраструктуру SCADA, і як організовується резервування (наприклад, режим гарячого резервування або режим активного дублювання) для забезпечення високої готовності системи?

5 Як інтерпретувати коефіцієнт готовності системи керування, які чинники впливають на MTBF та MTTR, і чому зменшення MTTR часто є критичнішим за збільшення MTBF у практиці експлуатації?

6 Які протоколи та стандарти застосовують для телемеханіки та міжцентрового обміну даними, і які вимоги до моделі даних та підтвердження команд вони забезпечують?

7 Які технічні та організаційні вимоги висуваються до синхронізації часу у системах управління і контролю електроустановок, і як точність часових міток впливає на аналіз аварій, SOE та роботу автоматики?

8 Які відмінності між комерційним (розрахунковим) та технічним (технологічним) обліком електроенергії, і які фактори визначають метрологічну придатність даних обліку для фінансових розрахунків?

9 Які складові затримки «команда – підтвердження» визначають оперативність дистанційного керування, і які технічні рішення застосовують для зменшення затримок на етапах передавання, виконання та зворотного зв’язку?

10 Які базові підходи до кіберзахисту технологічних мереж використовують у системах SCADA та підстанційної автоматизації, і як стандарти серії IEC 62351 впливають на захист протоколів і керування доступом?

ВИСНОВКИ

Дисципліна «Станції і підстанції» забезпечує системне розуміння електроенергетичної інфраструктури як сукупності взаємопов’язаних об’єктів генерації, трансформації, комутації та керування режимами. У методичних вказівках узагальнено підходи до аналізу навантажень і добових графіків, оцінювання втрат потужності в елементах електроустановок і витрат на власні потреби, визначення встановленої потужності та обґрунтування резерву з позицій надійності й економічності. Розгляд схем електричних станцій і типових схем підстанцій показує, що топологія шин і приєднань визначає ремонтопридатність, наслідки відмов і можливості розвитку об’єкта.

Окремо висвітлено особливості силових трансформаторів та автотрансформаторів, включно з режимними обмеженнями, регулюванням напруги та вимогами до стійкості при коротких замиканнях, а також питання синхронізації генераторів і вибору первинних схем комутації. Узагальнення принципів захисту трансформаторних підстанцій орієнтує на селективність, швидкодію та координацію функцій РЗА з обраною схемою. Матеріал щодо керування, обліку і сигналізації підкреслює інтеграцію силової та інформаційної складових сучасних електроустановок, потребу в достовірних вимірюваннях, реєстрації подій, стандартизованих інтерфейсах і надійних каналах зв’язку. У підсумку здобувач набуває практичних компетентностей читання однолінійних схем, вибору апаратури за номінальними параметрами та умовами КЗ, аргументованого прийняття схемних рішень і оцінювання їх впливу на безпеку, надійність та експлуатаційні витрати, що є необхідною основою для проєктної, експлуатаційної і сервісної діяльності в електроенергетиці. Набуті компетентності підвищують здатність працювати з нормативною документацією, обґрунтовувати проєктні рішення, планувати діагностику й техобслуговування та ефективно взаємодіяти з цифровими системами керування підстанцій у сучасних умовах експлуатації.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1 Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.

2 Козін В. М., Савойський О. Ю., Рясна О. В. Електричні частини станцій і підстанцій : конспект лекцій для здобувачів спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» [Електронне видання]. Суми : СНАУ, 2025. – 279 с.

3 Орлович А. Ю., Плєшков П. Г., Козловський О. А. та ін. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання : навчальний посібник. Кропивницький : Видавець Лисенко В. Ф., 2019. – 272 с.

4 International Energy Agency. Renewables 2025: Renewable electricity – Analysis [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.iea.org/reports/renewables-2025/renewable-electricity. (дата звернення: 27.01.2026).

5 International Energy Agency. Maintaining a stable electricity grid in the energy transition [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://iea.blob.core.windows.net/assets/cd1eac26-6a3e-415a-94fd-3afda4d4ac42/IEA-maintaining-a-stable-electricity-grid-in-the-energy-transition-Jan2024.pdf. (дата звернення: 27.01.2026).

6 Відновлювані джерела енергії : монографія / за заг. ред. С. О. Кудрі. Київ : Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2024. – 492 с.

7 Остапчук О. В., Денисюк П. Л., Матеєнко Ю. П. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій: навч. посіб. [Електронний ресурс]. – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с. – Режим доступу: https://nvkarta.com/project/library/uploads/engineering/electricity/(uk)_elektrychna_chastyna_stantsiy_ta_pidstantsiy_ntu.pdf (дата звернення: 27.01.2026).

8 Євсюк М. М. Електричні станції і підстанції: конспект лекцій. – Луцьк: Технічний коледж Луцького НТУ, 2018. – 210 с.

9 IRENA. Grid codes for renewable powered systems. – Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2022. – 118 p. [Електронний ресурс]. Режим доступу:

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/ Publication/2022/Apr/IRENA_Grid_Codes_Renewable_Systems_2022.pdf (дата звернення: 27.01.2026).

10 ABB. Support for generator customers in complying with grid code requirements: Technical note [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://search.abb.com/library/Download.aspx?Action=Launch&DocumentID=9AKK107037 (дата звернення: 27.01.2026).

11 Hernández E., Whitesell T., Wyszczelski K. L. A Practical Guide to Substation Testing Using IEC 61850 Mode and Behavior. Presented at the Power and Energy Automation Conference. – Seattle, WA, 03–04.03.2020 [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://selinc.com/api/download/130035/ (дата звернення: 27.01.2026).

12 National Grid. GC0048 Industry Consultation: Requirements for Generators EU Network Code implementation – GB proposals for Voltage / Reactive Power Capability. – December 2016. – 139 p. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.entsoe.eu/Documents/al/United%20Kingdom/National%20guidelines/rfg-voltage-reactive-consultation.pdf (дата звернення: 27.01.2026).

13 Малогулко Ю. В., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Електричні системи і мережі. Частина 4 : навчальний посібник / за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2025. – 159 с.

14 Смолярьов О. О., Плєшков П. С., Черняк П. О. Електричні мережі та системи : конспект лекцій – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 80 с.

15 Коновалова О. В., Кужель В. М., Сологуб І. В., Сєрік О. С. Енергозбереження в АПК : практичний посібник – Миколаїв : МНАУ, 2025. – 163 с.

16 Добровольська Л. Н., Кулик В. В., Лежнюк П. Д. Електроощадні технології в електричних мережах енергосистем : навчальний посібник. – Луцьк : ІВВ Луцького НТУ, 2018. – 328 с.

17 Kuzle I., Bosnjak D., Pandzic H. Auxiliary System Load Schemes of Power Plants and Their Influence on Power System Load and Frequency Control, 2010. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.researchgate.net/publication/224214937 (дата звернення: 27.01.2026).

18 Schmager T., Mannistö P., Wikström P. Increasing Efficiency of the Conventional Auxiliary Systems of Power Plants. ABB, 2007. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://library.e.abb.com/public/4420792d2e5cfb47c12573200059f00e/06-07%20Increasing%20Efficiency.pdf (дата звернення: 27.01.2026).

19 National Renewable Energy Laboratory. Report on electric power system reliability / resource adequacy concepts (definition and planning context). 2021. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80247.pdf (дата звернення: 27.01.2026).

20 Шевченко Р. С., Мельник М. М., Таран С. П., Мінко О. І., Соколова А. І. Електричні мережі та системи : конспект лекцій. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 130 с.

21 Остапчук О. В., Нечаус А. О. Електрична частина станцій та підстанцій : конспект лекцій. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 128 с.

22 Козін В. М., Савойський О. Ю., Рясна О. В. Електричні частини станцій і підстанцій : методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи (спец. 141). Суми : Сумський національний аграрний університет, 2025. – 163 с.

23 Омельчук О. П., Голубенко О. Л. Електричні частини станцій та підстанцій : навчальний посібник [Електронний ресурс]. Запоріжжя : ЗНУ, 2022. Режим доступу: https://files.znu.edu.ua/files/Bibliobooks/Inshi72/0052656.pdf (дата звернення: 27.01.2026).

24 Попов О. С. Аналіз схем відкритих розподільчих пристроїв : бакалаврська дипломна робота. Вінниця : ВНТУ, 2024. – 91 с.

25 Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств : підручник. Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.

26 Соловей О. І., Чернявський А. В., Ситник О. О., Ткаченко В. Ф., Курбака Г. В. Споживачі електричної енергії. Електричне освітлення : навч. посіб. – Черкаси: ФОП Гордієнко Є. І., 2018. – 132 с.

27 Barner K., Klingerman N., Thompson M., Chowdhury R., Finney D., Samineni S. OOPS, Out-of-Phase Synchronization. Revised edition (March 2020). [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://cms-cdn.selinc.com/assets/

Literature/Publications/Technical%20Papers/6914_OOPS_MT_20200228_Web.pdf (дата звернення: 27.01.2026).

28 КПІ ім. Ігоря Сікорського. Пусковые режимы ТГ и ГГ (навчальні матеріали). [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://em.fea.kpi.ua/images/doc_stud/ distsiplini/tigg/1.pdf (дата звернення: 27.01.2026).

29 Електричні схеми станцій і підстанцій: навчальний матеріал/конспект. Вінниця: ВНТУ. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://iq.vntu.edu.ua/ (дата звернення: 27.01.2026).

30 Гаряжа В. М. Електрична частина станцій та підстанцій: конспект лекцій (частина 1). Харків: ХНУМГ/ХНУ. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://nvkarta.com/ (дата звернення: 27.01.2026).

31 Winders J. J., Jr. Power Transformers: Principles and Applications. New York: Marcel Dekker, 2002. Електронний ресурс. (дата звернення: 27.01.2026).

32 AESO. Transformer Modelling Guide. Alberta Electric System Operator, 2014. [Електронний ресурс]. (дата звернення: 27.01.2026).

33 Filipović-Grčić B. et al. Modeling of three-phase autotransformer for short-circuit studies. (Scientific paper, PDF), 2013/2014. [Електронний ресурс]. (дата звернення: 27.01.2026).

34 Hitachi Energy. Transformer for Sustainable Energy Transition. Technical note / brochure, 2024. [Електронний ресурс]. (дата звернення: 27.01.2026).

35 Application Note: Differential/Unit Protection Schemes for Auto-Transformers. [Електронний ресурс]. (дата звернення: 27.01.2026).

36 Schneider Electric. Medium Voltage Equipment – Design Guide. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.cablejoints.co.uk/upload/ Schneider-Medium-Voltage-Equipment-Design-Guide.pdf (дата звернення: 31.01.2026).

37 Schneider Electric. What is LSC2B defined in IEC 62271-200? [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.se.com/uk/en/faqs/FA35365/ (дата звернення: 31.01.2026).

38 Analysis of busbar arrangements in substations (2023). [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://scispace.com/pdf/analysis-of-busbar-arrangements-in-substations-a-59364orqn5.pdf (дата звернення: 31.01.2026).

39 Bonneville Power Administration. Substation Equipment Arrangement Application. Внутрішній стандарт/керівництво щодо допустимих конфігурацій (ring bus із масштабуванням до breaker-and-a-half). 2023. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://www.bpa.gov/-/media/Aep/transmission/interconnection/std-n-000003-00-02-cn-01.pdf (дата звернення: 31.01.2026).

40 Power System Operation & Control (EMS/SCADA) : lecture notes, 2020 [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://mrcet.com/downloads/digital_notes/EEE/31082020/Power%20System%20Operation%20%26%20Control.pdf (дата звернення: 31.01.2026).

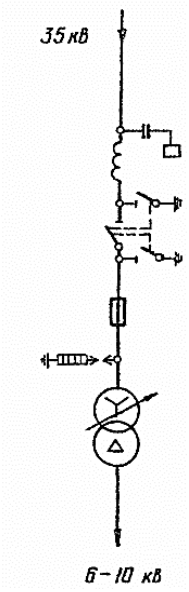
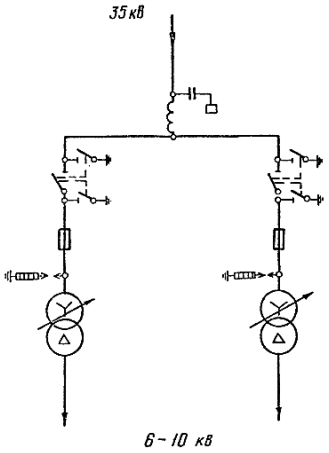
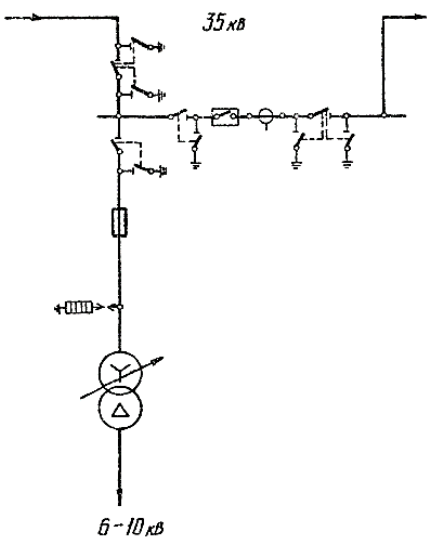
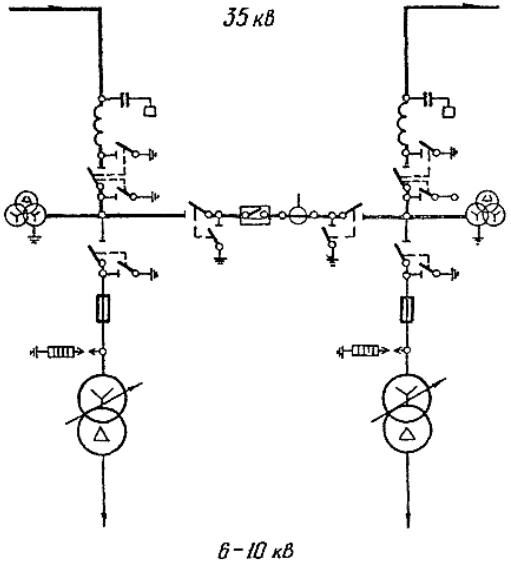
41 Neis P. A Model-Driven Approach to SCADA/EMS : dissertation, 2023 [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/32046/1/modeldrivenscadaems.pdf (дата звернення: 31.01.2026).

ДОДАТКИ

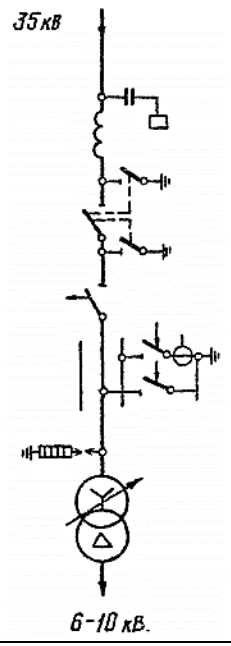
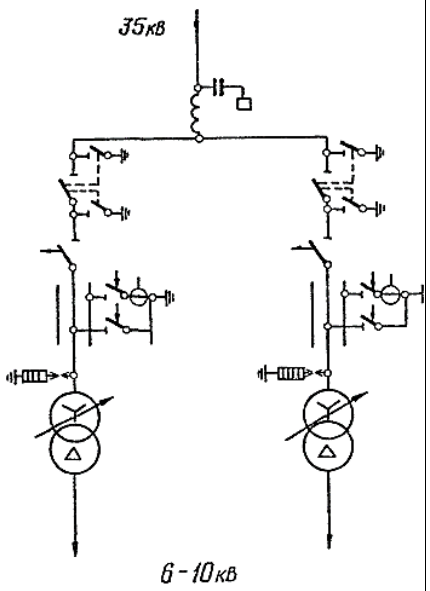
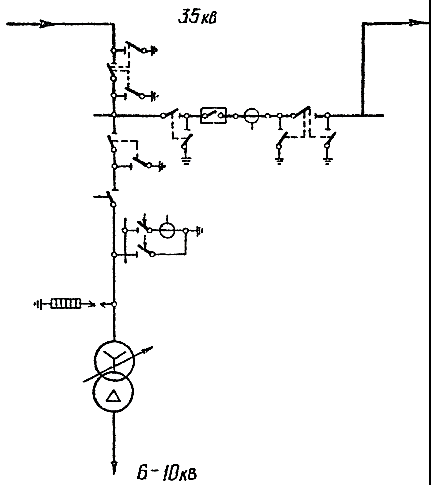
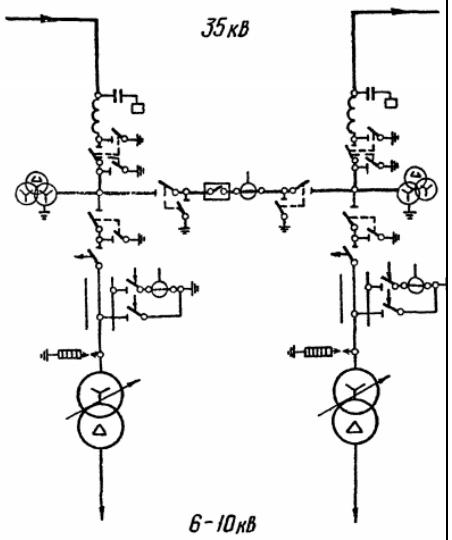
Додаток А

(обов'язковий)

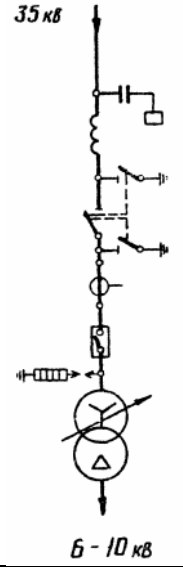
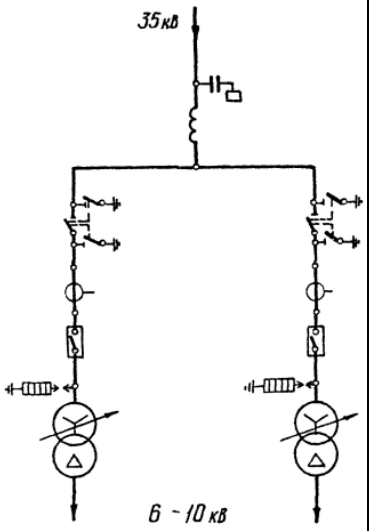
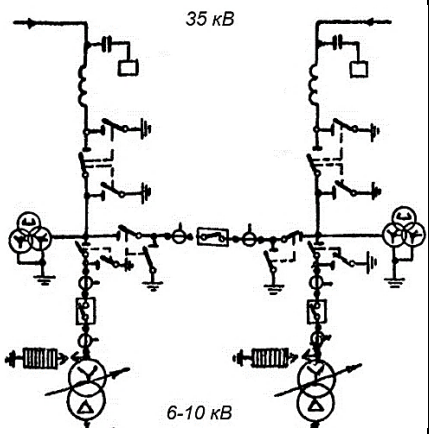
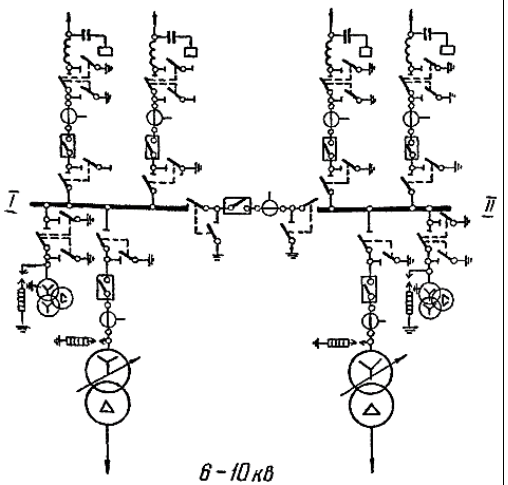
Таблиця А.1 – Первинні кола комутації підстанцій 35/10(6) кВ

<table>
<tr><td rowspan="5">Виконання</td><td colspan="5">Типи підстанцій</td></tr>
<tr><td colspan="2">Тупикові та відгалужені</td><td>Прохідні з одностороннім живленням</td><td>Прохідні з двостороннім живленням</td><td>Вузлові</td></tr>
<tr><td>Однотрансформаторні</td><td>Двотрансформаторні</td><td>Однотрансформаторні</td><td>Двотрансформаторні</td><td>Двотрансформаторні</td></tr>
<tr><td colspan="5">Схема зі сторони вищої напруги та номер схеми</td></tr>
<tr><td>Блок «лінія – трансформатор»</td><td>Укрупнений блок «лінія – два трансформатори»</td><td>«Місток» з вимикачем у перемичці</td><td>«Місток» з вимикачем у перемичці</td><td>Одна система шин, секціонована вимикачем</td></tr>
<tr><td>Із запобіжником 35 кВ у колі трансформатора</td><td>35-2
 
</td><td>35-7
 
</td><td>35-5
 
</td><td>35-10
 
</td><td>----------</td></tr>
</table>

Продовження табл. А.1

Виконання	Типи підстанцій				
	Тупикові та відгалужені		Прохідні з одностороннім живленням	Прохідні з двостороннім живленням	Вузлові
	Однотрансформаторні	Двотрансформаторні	Однотрансформаторні	Двотрансформаторні	Двотрансформаторні
	Схема зі сторони вищої напруги та номер схеми				
	Блок «лінія – трансформатор»	Укрупнений блок «лінія – два трансформатори»	«Місток» з вимикачем у перемичці	«Місток» з вимикачем у перемичці	Одна система шин, секціонована вимикачем
Із відокремлювачем та короткозамикачем у колі	**35-3** 	**35-8** 	**35-6** 	**35-11** 	----------

Продовження табл. А.1

Виконання	Типи підстанцій				
	Тупикові та відгалужені		Прохідні з одностороннім живленням	Прохідні з двостороннім живленням	Вузлові
	Однотрансформаторні	Двотрансформаторні	Однотрансформаторні	Двотрансформаторні	Двотрансформаторні
	Схема зі сторони вищої напруги та номер схеми				
	Блок «лінія – трансформатор»	Укрупнений блок «лінія – два трансформатори»	«Місток» з вимикачем у перемичці	«Місток» з вимикачем у перемичці	Одна система шин, секціонована вимикачем
Із вимикачем 35 *кВ* у колі трансформатора	**35-4** 	**35-9** 	----------	**35-11а** 	**35-12** 

Козін Віктор Миколайович,
Сіренко Юлія Володимирівна,
Савойський Олександр Юрійович

Станції та підстанції

**Методичні вказівки щодо виконання самостійної роботи
для здобувачів спеціальності G3 Електрична інженерія
денної і заочної форм навчання
другого (магістерського) рівня вищої освіти**

Суми, РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г. Кондратьєва, 160

Підписано до друку: березень 2026 р. Формат А4: Гарнітура Times New Roman
Тираж: 60 примірників. Замовлення_____ Ум. друк. арк. 5,4