


ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»

**ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА МЕРЕЖ:  
методичні вказівки до виконання  
практичних робіт**

Запоріжжя 2026

**mip** metinvest  
polytechnic



УДК 621.316+622+669 (072)  
О16

*Рекомендовано Науково-методичною радою  
ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»  
(протокол № 6 від «27» березня 2026 р.)*

*Укладач*

Шрамко Ю.Ю. канд. техн. наук, викладач циклової комісії з гірництва та електроінженерії

Мірошніченко С.О., викладач циклової комісії з гірництва та електроінженерії

О16 ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА МЕРЕЖ : методичні вказівки до виконання практичних робіт / уклад. Ю. Ю. Шрамко, С.О. Мірошніченко. Запоріжжя : ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2026. 63 с.

Методичні вказівки до виконання практичних робіт з дисципліни «Обладнання електричних станцій та мереж» призначені для здобувачів освіти спеціальності «Монтаж, експлуатація та ремонт електромеханічного обладнання та обладнання систем електропостачання у ГМК».

У виданні подано стислий теоретичний матеріал, приклади розрахунково-аналітичних процедур, індивідуальні завдання, порядок виконання та оформлення практичних робіт, а також питання для самоконтролю і критерії оцінювання результатів.

Матеріали спрямовані на формування практичних навичок аналізу схем, вибору основного обладнання електроенергетичних об'єктів і обґрунтування технічних рішень з урахуванням вимог надійності та безпеки.

УДК 621.316+622+669 (072)

© ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МЕТИНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2026

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
ПРАКТИЧНА РОБОТА 1. СТРУКТУРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ. ТИПИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ. ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	5
ПРАКТИЧНА РОБОТА 2. ГЕНЕРАТОРИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ: ПАРАМЕТРИ, РЕЖИМИ РОБОТИ, СИСТЕМИ ЗБУДЖЕННЯ .....	23
ПРАКТИЧНА РОБОТА 3. ТРАНСФОРМАТОРИ Й АВТОТРАНСФОРМАТОРИ ГПП. СХЕМИ ПІДСТАНЦІЙ І ВНУТРІШНЬОГО РОЗПОДІЛУ ПОНАД 1 КВ .....	36
ПРАКТИЧНА РОБОТА 4. РОЗПОДІЛЬЧІ ПРИСТРОЇ, ЛІНІЇ, КТП, АПАРАТИ КОМУТАЦІЇ ТА ЗАХИСТУ. МОНТАЖ, ЕКСПЛУАТАЦІЯ І ДІАГНОСТИКА .....	45

## ВСТУП

Надійна робота електроенергетичних об'єктів — електричних станцій, підстанцій і мереж — визначає стабільність електропостачання споживачів та безпечне функціонування виробничих процесів. У межах дисципліни «Обладнання електричних станцій та мереж» здобувачі освіти мають сформулювати цілісне уявлення про структуру електроенергетичної системи, функції її основних елементів і взаємозв'язок рішень щодо складу та параметрів обладнання з режимами роботи ЕЕС.

Метою цих методичних вказівок є методичне забезпечення практичних занять і самостійної роботи шляхом надання структурованих завдань розрахунково-аналітичного характеру, орієнтованих на прикладні інженерні компетентності. У процесі виконання практичних робіт здобувачі закріплюють теоретичні положення, опановують базові підходи до побудови та читання структурних/однолінійних схем, виконують інженерні оцінки режимних параметрів, а також вчать аргументовано обирати технічні рішення щодо обладнання і схемних рішень.

Структура практичних робіт передбачає послідовний перехід від загальних питань (склад і функції ЕЕС, класифікація електростанцій, роль ключового обладнання у виробленні та передачі електроенергії) до прикладних задач, пов'язаних з обґрунтуванням рівнів напруг, вибором елементів обладнання та оцінюванням надійності електропостачання. Окремий акцент зроблено на формуванні вміння аналізувати «вразливі місця» схем (одиначні вводи, відсутність резервування, радіальні ділянки) та пропонувати технічно доцільні заходи підвищення надійності (секціонування, резервування, АВР тощо) відповідно до умов завдання.

Для уніфікації підходів до виконання та перевірки робіт у вказівках наведено вимоги до структури звіту (мета, стислий теоретичний виклад, розрахунково-аналітична частина, таблиці/класифікації за потреби, висновки) і критерії оцінювання. Це забезпечує прозорість контролю, підвищує якість оформлення результатів та формує навички професійної комунікації інженера (обґрунтування прийнятих рішень, коректна термінологія, логічність викладу).

Виконання практичних робіт за цими методичними вказівками спрямоване на набуття здобувачами освіти прикладних умінь, необхідних для подальшої діяльності у сфері експлуатації, аналізу та технічного супроводу обладнання електричних станцій і мереж, з урахуванням вимог надійності, електробезпеки та якості електропостачання.

# *ПРАКТИЧНА РОБОТА 1. СТРУКТУРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ. ТИПИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ. ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ*

Мета роботи - полягає у формуванні в здобувачів освіти цілісного уявлення про структуру електроенергетичної системи та принципи взаємодії її основних елементів (електростанцій, підстанцій і електричних мереж), а також у набутті навичок класифікації електростанцій за типом первинного енергоресурсу й призначенням та визначення функціональної ролі ключового обладнання у процесах вироблення, перетворення, передачі й розподілу електричної енергії.

## 1.1. Основні теоретичні відомості

Електроенергетична система: поняття, склад і функції

Електроенергетична система (ЕЕС) — це сукупність електростанцій, підстанцій, електричних мереж і споживачів, об'єднаних спільністю процесів вироблення, перетворення, передачі, розподілу та споживання електричної енергії. Функціонування ЕЕС забезпечує безперервне електропостачання споживачів у заданих межах якості електроенергії та з необхідним рівнем надійності.

До основних складових ЕЕС належать:

- електростанції (джерела генерування електричної енергії);
- підстанції (вузли перетворення рівнів напруги, комутації та розподілу);
- лінії електропередавання та розподільчі мережі (канали транспортування електроенергії);
- споживачі електроенергії (промислові, комунально-побутові, транспортні тощо);
- системи керування, релейного захисту й автоматики (засоби підтримання режимів і безпеки роботи).

ЕЕС виконує комплекс взаємопов'язаних функцій:

1. балансування потужності (узгодження генерування і споживання в кожний момент часу);
2. забезпечення надійності (резервування елементів, локалізація аварійних режимів, відновлення живлення);
3. підтримання якості електроенергії (напруга, частота, допустимі відхилення режимних параметрів);
4. економічність роботи (мінімізація втрат у мережах, оптимальний розподіл навантажень між джерелами);
5. керованість і безпека (оперативне керування режимами, селективна робота захистів, автоматизація).

## Структура ЕЕС і логіка енергопотуку

Структура ЕЕС відображає послідовність перетворень і транспортування електроенергії від джерела до споживача. У типових схемах енергопотік організовано за принципом поетапного підвищення напруги для передачі на далекі відстані та подальшого пониження напруги для розподілу і використання. Узагальнений ланцюг має вигляд:

генератор електростанції → підвищувальний трансформатор → розподільчий пристрій (РУ) високої напруги → лінія електропередавання → понижувальні підстанції → розподільчі мережі середньої напруги → трансформаторні підстанції → мережі 0,4 кВ → споживачі.

Для аналізу та проектування структури ЕЕС широко застосовують однолінійні схеми та структурні блок-схеми. Блок-схема є спрощеним поданням, де відображаються:

- вузли генерування та їх підключення до мережі;
- вузли трансформації напруги (підвищення/пониження);
- основні мережеві ділянки (магістральні та розподільчі);
- точки підключення споживачів та їх рівні напруги;
- елементи резервування (два вводи, секціонування, резервне джерело).

Такий підхід дозволяє швидко оцінити логіку побудови електропостачання, визначити «вузькі місця» за надійністю, а також обґрунтувати вибір рівнів напруги та складу обладнання на ключових вузлах.

## Класи напруг та області їх застосування

Вибір рівня напруги в ЕЕС визначається техніко-економічними міркуваннями: зі зростанням напруги за однакової переданої потужності зменшується струм у провідниках, а отже знижуються втрати активної потужності та падіння напруги в мережі. Це пояснюється тим, що втрати в лінії пропорційні квадрату струму ( $P_{вт} \approx I^2R$ ), тому підвищення напруги є основним засобом підвищення ефективності передачі електроенергії на великі відстані.

У практиці електроенергетики застосовують систему класів (номінальних рівнів) напруг, кожен з яких має свою область використання:

- Надвисокі та високі напруги (прибл. 220–750 кВ і вище) — системоутворюючі та міжсистемні мережі для передачі великих потужностей на значні відстані, зв'язку електростанцій з енергосистемою та взаємного резервування між регіонами.
- Високі та середні напруги розподілу (прибл. 35–220 кВ) — регіональні та районні мережі, якими здійснюють розподіл електроенергії від магістральних вузлів до великих промислових споживачів і до вузлів живлення міських/районних мереж. На цих рівнях працюють вузлові, районні та промислові підстанції.
- Середня напруга споживачів (прибл. 6–10 кВ) — мережі підприємств, міські розподільчі мережі, живлення електроприймачів середньої потужності. Для цього рівня типові розподільчі пункти (РП),

комплектні розподільчі пристрої та мережі кабельного/повітряного виконання.

- Низька напруга (0,4 кВ) — кінцевий розподіл і безпосереднє живлення більшості побутових та значної частини комунально-побутових і допоміжних промислових навантажень. Перехід із 6–10 кВ на 0,4 кВ здійснюється на трансформаторних підстанціях (ТП 10/0,4 кВ або 6/0,4 кВ).

Таким чином, структура ЕЕС реалізує принцип «каскаду напруг»: підвищення на електростанції для ефективної передачі, а далі — поетапне пониження на підстанціях для розподілу та безпечного використання. У межах практичної роботи важливо вміти:

1. визначати, де саме доцільні вузли трансформації;
2. обґрунтовувати вибір класів напруг для передачі та розподілу;
3. відображати ці рівні напруг на структурній схемі електропостачання.

#### Електростанції: класифікація та роль у режимах ЕЕС

Електростанція — електроустановка, призначена для виробництва електричної енергії (а у випадку теплоелектроцентралей — також теплової енергії). У складі ЕЕС електростанції класифікують насамперед за типом первинного енергоресурсу та за функціональною роллю в покритті графіка навантаження.

Класифікація за первинним ресурсом (поширені типи):

- Теплові електростанції (ТЕС) — виробництво електроенергії за рахунок спалювання палива з перетворенням теплової енергії на механічну (турбіна) та електричну (генератор).

- Теплоелектроцентралі (ТЕЦ) — різновид теплових станцій, що одночасно виробляють електроенергію та відпускають тепло (пара/гаряча вода) споживачам.

- Гідроелектростанції (ГЕС) — використання потенціальної/кінетичної енергії води; як правило, характеризуються високою маневровістю та низькою собівартістю виробітку при наявності ресурсу.

- Гідроакумулювальні електростанції (ГАЕС) — станції, що забезпечують акумулювання енергії: у години мінімуму навантаження споживають електроенергію на перекачування води, а у години піку — генерують.

- Атомні електростанції (АЕС) — використання енергії ядерного поділу для отримання пари та подальшого перетворення енергії; зазвичай працюють у базовій частині графіка навантаження.

- Відновлювані джерела енергії (ВДЕ):

- сонячні електростанції (СЕС),
- вітрові електростанції (ВЕС),

- Дизельні/газопоршневі електростанції (ДЕС/ГПЕС) — застосовуються як локальні джерела, резерв або автономне живлення відповідальних споживачів.

Роль у режимах ЕЕС (узагальнено):

- базова генерація — покриття постійної (мінімальної) частини навантаження з тривалою роботою у сталому режимі;
- напівпікова генерація — робота зі зміною потужності протягом доби в межах допустимих швидкостей регулювання;
- пікова/маневрова генерація — швидке нарощування або зниження потужності для компенсації піків навантаження та коливань виробітку ВДЕ;
- резервна/аварійна — забезпечення живлення при відмовах елементів ЕЕС або при дефіциті потужності.

Для виконання практичної роботи важливо не лише назвати тип електростанції, а й пояснити її системну роль (база/маневр/резерв), а також показати типову точку включення в мережу (через підвищувальні трансформатори та РУ високої напруги).

Підстанції: призначення, типи та функціональні ознаки

Підстанція — це електроустановка, призначена для приймання електричної енергії, перетворення (зміни рівня напруги), комутації потоків потужності та подальшого розподілу електроенергії між лініями і споживачами. Підстанції є ключовими вузлами ЕЕС, оскільки саме на них здійснюють керування режимами мережі, забезпечують надійність електропостачання та реалізують захист обладнання від аварійних впливів.

Основні функції підстанцій:

- трансформація напруги (підвищення або пониження для узгодження рівнів мереж і споживачів);
- комутація (вмикання/вимикання ліній та трансформаторів, секціонування шин);
- розподіл (розподіл потужності по відхідних приєднаннях і мережевих напрямках);
- контроль і вимірювання (облік, контроль струмів, напруги, потужності);
- релейний захист і автоматика (локалізація пошкоджень, автоматичне відновлення живлення, забезпечення селективності);
- забезпечення якості електроенергії (підтримання напруги, компенсація реактивної потужності за потреби).

Класифікація підстанцій за призначенням і місцем у структурі ЕЕС:

1. Підвищувальні підстанції електростанцій — встановлюються безпосередньо при електростанціях та слугують для підвищення напруги генераторної (наприклад, 6–20 кВ) до високої/надвисокої напруги передачі.

2. Понижувальні (районні) підстанції — призначені для пониження напруги з магістрального або розподільчого рівня (220–110–35 кВ) до рівня мереж середньої напруги (10–6 кВ) чи до живлення великих споживачів.

3. Вузлові підстанції — виконують роль «центру» району мережі: мають кілька лінійних введів/виводів, забезпечують перерозподіл потоків потужності та підвищують надійність завдяки можливості комутації між напрямками.

4. Розподільчі підстанції та розподільчі пункти (РП) — здійснюють розподіл на середній напрузі (6–10 кВ), як правило без трансформаторів (для РП) або з трансформаторами (для ПС), забезпечуючи живлення груп ТП та споживачів.

5. Трансформаторні підстанції (ТП 10/0,4 або 6/0,4 кВ) — завершальна ланка перетворення напруги для кінцевого розподілу 0,4 кВ.

Функціональні ознаки, важливі для аналізу структурної схеми:

- кількість трансформаторів (один або два) та наявність резервування;
- кількість введів живлення (однобічне, двобічне, кільцеве);
- схема шин РУ (без деталізації на рівні методичних вказівок достатньо розуміти: секціонування підвищує надійність і керованість);
- ступені трансформації (наприклад, 330/110 кВ, 110/10 кВ, 10/0,4 кВ) як показник місця підстанції у “каскаді напруг”.

У межах практичної роботи підстанцію доцільно розглядати як вузол, де відбувається перехід між рівнями напруг та реалізуються рішення щодо надійності (резервні вводи, секціонування, дублювання трансформаторів). Саме ці ознаки мають бути відображені у структурній схемі, яку складає студент.

Основні елементи електростанцій і підстанцій (що потрібно для схеми)

Для коректного складання структурної схеми ЕЕС необхідно розуміти призначення ключових елементів електростанцій і підстанцій та взаємозв'язок між ними.

Основні елементи електростанції:

- Електричний генератор — перетворює механічну енергію первинного двигуна (турбіни, гідротурбіни тощо) в електричну; визначає генераторну напругу та потужність джерела.

- Підвищувальний (блочний) трансформатор — підвищує напругу генератора до рівня передачі, зменшуючи струми та втрати в мережі.

- Розподільчий пристрій (РУ) високої напруги — вузол комутації приєднань (ліній, трансформаторів), що забезпечує підключення станції до мережі та можливість оперативних перемикань.

- Системи власних потреб — забезпечують електроживлення допоміжних механізмів і систем станції (насоси, вентилятори, автоматика тощо); їх надійність критично важлива для роботи джерела.

Основні елементи підстанції:

- Силові трансформатори — змінюють рівень напруги між мережами різних класів; у схемі підстанції визначають “ступінь” трансформації (наприклад, 110/10 кВ).

- РУ вищої та нижчої напруги — забезпечують комутацію приєднань, секціонування, резервування, можливість виведення обладнання в ремонт без повного знеструмлення.

- Комутаційні апарати (вимикачі, роз’єднувачі) — виконують функції вмикання/вимикання, розподілу режимів, безпечного відокремлення ділянок; на блок-схемі можуть відобразитися узагальнено як елемент “комутація”.

- Вимірювальні трансформатори струму та напруги — забезпечують вимірювання режимних параметрів і роботу релейного захисту та автоматики.

- Засоби захисту від перенапруг (ОПН) — обмежують грозові та комутаційні перенапруги, підвищуючи надійність ізоляції.

- Релейний захист і автоматика (РЗА), АВР — забезпечують селективне відключення пошкоджених елементів і автоматичне відновлення живлення відповідальних приєднань за рахунок резерву.

Передача і розподіл електроенергії: втрати, економічність, якість

Передача електричної енергії від електростанцій до центрів навантаження та її подальший розподіл здійснюються мережами різних класів напруг. Технічна доцільність “каскаду напруг” зумовлена прагненням зменшити втрати та забезпечити потрібну якість електроенергії у споживача.

Втрати потужності в електричних мережах. Основна складова технічних втрат у лініях і кабелях — це втрати в активному опорі провідників, які орієнтовно описуються співвідношенням:

$$P_{вт} \approx I^2 R,$$

де  $I$  — струм у лінії,  $R$  — активний опір. Зі збільшенням переданої потужності або зі зниженням напруги струми в мережі зростають, а втрати збільшуються непропорційно швидко (квадратично). Саме тому для передачі великих потужностей використовують високі напруги: це дозволяє знизити струм і, відповідно, втрати та нагрівання провідників.

Падіння напруги та його вплив на споживача. Під час передавання енергії напруга на затискачах споживача може відрізнитися від номінальної через падіння напруги на опорах елементів мережі. Надмірне падіння напруги призводить до:

- погіршення роботи електроприймачів (особливо електродвигунів: падіння моменту, зростання струмів, перегрів);
- збільшення втрат і зниження енергоефективності;
- зростання імовірності аварійних режимів у чутливих споживачів.

Тому при побудові схем електропостачання важливо обґрунтовувати рівні напруг і кількість ступенів трансформації так, щоб забезпечити прийнятні режими напруги на всіх ділянках мережі.

Економічність передачі й розподілу. Економічні рішення у мережах пов'язані з компромісом між:

- витратами на будівництво (опори, ізоляція, комутаційне обладнання, трансформатори) при підвищенні напруги;
- експлуатаційними втратами і втратами напруги при зниженні напруги.

Загальний інженерний принцип: високі напруги застосовують для передачі на далекі відстані та великих потужностей, а нижчі — для розподілу в районі споживача, де мережа розгалужена і вимоги до безпеки та економічності обладнання стають визначальними.

Якість електроенергії та її забезпечення. У структурі ЕЕС якість електроенергії насамперед пов'язана з підтриманням:

- частоти (на рівні енергосистеми, балансом потужності);
- рівня напруги (на рівні мереж і вузлів, завдяки регулюванню трансформаторів, компенсації реактивної потужності, оптимізації потоків);
- режимів навантаження (обмеження перевантажень елементів мережі та забезпечення допустимих струмів).

У контексті практичної роботи це означає, що під час складання структурної схеми доцільно враховувати, де можуть виникати значні втрати або падіння напруги (довгі лінії, низька напруга на великих потужностях), а також які вузли (підстанції, РП, ТП) доцільні для нормалізації режимів.

Потужності та  $\cos\phi$ : мінімум співвідношень для подальших розрахунків

Під час аналізу схем ЕЕС та електропостачання використовують поняття активної ( $P$ ), реактивної ( $Q$ ) та повної ( $S$ ) потужностей. Активна потужність виконує корисну роботу (перетворюється у механічну, теплову тощо), реактивна — забезпечує енергетичний обмін в електромагнітних полях індуктивних/ємнісних елементів, а повна потужність характеризує загальне навантаження джерела та мережі.

Основні співвідношення:

$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$  — зв'язок повної, активної і реактивної потужностей;

$\cos\varphi = P / S$  — коефіцієнт потужності (характеризує частку активної потужності у повній);

$Q = P \cdot \operatorname{tg}\varphi$  — оцінка реактивної потужності при відомих  $P$  і  $\cos\varphi$ .

Для трифазного кола (наближено, при симетричному навантаженні):

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi, \quad S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I,$$

де  $U$  — лінійна напруга,  $I$  — лінійний струм.

З наведених формул випливає практично важливий висновок: за сталої активної потужності зменшення  $\cos\varphi$  призводить до збільшення повної потужності  $S$  і, відповідно, зростання струму  $I$ , що викликає підвищення втрат  $I^2R$  та погіршення режиму напруги. Тому в ЕЕС і системах електропостачання застосовують технічні рішення для підвищення  $\cos\varphi$  (компенсація реактивної потужності), особливо у промислових мережах із великою часткою електродвигунів.

У межах практичної роботи наведені співвідношення використовують для орієнтовних оцінок струмів на різних рівнях напруги, порівняння варіантів схем та обґрунтування доцільності вибору класу напруги для передачі/розподілу.

Надійність електропостачання і резервування

Надійність електропостачання — це здатність ЕЕС та систем електропостачання забезпечувати безперервну подачу електроенергії споживачам у встановлених межах режимних параметрів, незважаючи на відмови окремих елементів, ремонти або вплив зовнішніх факторів. Для практичного аналізу важливо розуміти, що рівень надійності визначається не лише якістю обладнання, а й структурою мережі та наявністю резервування.

Резервування — це організація схеми та складу обладнання таким чином, щоб при відмові одного елемента (лінії, трансформатора, секції шин) споживач або група споживачів могли бути оперативно або автоматично переведені на живлення від іншого джерела/вводу. Резервування підвищує стійкість системи, однак збільшує вартість і складність, тому його рівень обирають залежно від відповідальності навантаження.

Найпоширеніші структурні рішення щодо забезпечення надійності:

1. Два незалежні вводи живлення — споживач або підстанція отримує живлення від двох різних ліній/напрямів (наприклад, від двох різних підстанцій або від різних секцій шин), що дозволяє зберегти електропостачання при пошкодженні одного вводу.

2. Секціонування шин — розподіл шин РУ на секції з можливістю їх з'єднання секційним вимикачем. Це дає змогу локалізувати аварію на одній секції та зберегти живлення приєднань іншої секції.

3. Дублювання силових трансформаторів — застосування двох трансформаторів (паралельна робота або робота з резервом) з урахуванням допустимого перевантаження на час перемикачання/відновлення.

4. Кільцеві та петльові мережі (на середній напрузі) — мережа організована так, щоб живлення можна було подати з іншого боку кільця при пошкодженні ділянки (за умови наявності комутаційних апаратів).

5. Автоматичне введення резерву (АВР) — пристрій автоматички, що забезпечує автоматичне перемикачання на резервний ввід при зникненні напруги на робочому вводі, що особливо важливо для відповідальних споживачів.

6. Локальні резервні джерела — дизель-генераторні установки, газопоршневі агрегати, акумуляторні системи (UPS) тощо, які використовують для електропостачання критичних навантажень (медицина, зв'язок, автоматика, аварійне освітлення) у разі втрати зовнішнього живлення.

У межах практичної роботи рішення щодо резервування необхідно відобразити на структурній схемі: показувати два вводи, секціонування, резервний трансформатор або резервне джерело, а також коротко пояснювати логіку — який саме елемент резервує який вузол і який очікуваний ефект (зменшення перерви електропостачання, підвищення стійкості при відмовах).

Вимоги до структурної схеми (що саме студент має показати)

Структурна схема у межах практичної роботи є спрощеним, але інженерно інформативним поданням системи електропостачання від джерела до споживача. Вона повинна відображати принципові зв'язки та основні функціональні вузли без надмірної деталізації апаратури.

На структурній схемі обов'язково слід показати:

1. джерело(а) електроенергії (тип електростанції або вузол приєднання до ЕЕС);

2. основні вузли трансформації (підвищення/пониження) із зазначенням ступенів (наприклад, 330/110 кВ; 110/10 кВ; 10/0,4 кВ);

3. ділянки мережі між вузлами (ЛЕП/кабельні лінії) з підписом класу напруги;

4. вузли розподілу (ПС, РП, ТП) та точки підключення споживачів;

5. напрям енергопотoku (стрілками або логікою зліва направо/зверху вниз);

6. елементи резервування (за умовою варіанта): другий ввід, резервне джерело, секціонування, кільцева структура тощо.

Рекомендований рівень підписів:

- назва вузла (ПС, РП, ТП, ГПП тощо);
- номінальні напруги на кожній ділянці;

- коротка примітка про резервування (наприклад: «2 вв.»; «АВР»; «резерв ДЕС»).

Під схемою доцільно навести 3–6 речень пояснення: чому обрано саме такі рівні напруги, де виконано пониження, чому потрібне резервування, які елементи є ключовими для надійності та якості напруги для споживача.

## 1.2 Програма роботи

1. Ознайомлення з вихідними даними варіанта
2. Визначити задані параметри споживача(ів): активну потужність ( $P$ ), коефіцієнт потужності ( $\cos\varphi$ ), номінальний рівень напруги на стороні споживача, характер навантаження (побутове/комунальне/промислове), а також умови надійності (наявність/вимога резервування).
3. Визначення складу та послідовності ланок електропостачання
4. Обґрунтувати необхідні вузли структури ЕЕС/системи електропостачання для заданого випадку: джерело (тип електростанції або вузол приєднання до ЕЕС), підвищувальна/понижувальні підстанції, мережеві ділянки (ЛЕП/кабельні лінії), розподільчі пункти (РП), трансформаторні підстанції (ТП), точки підключення споживачів.
5. Вибір та обґрунтування класів напруг на ділянках схеми
6. Призначити класи напруг для:
  - передачі (магістральної/системоутворюючої ділянки);
  - районного розподілу (висока/середня напруга);
  - кінцевого розподілу (6–10 кВ та/або 0,4 кВ).
  - Навести коротке технічне обґрунтування вибору (потужність, відстань/розгалуженість мережі, втрати, забезпечення режиму напруги).
7. Побудова структурної блок-схеми електропостачання
8. Скласти структурну схему (блок-схему) з відображенням:
  - основних вузлів (електростанція/вузол ЕЕС, ПС, РП, ТП, споживач);
  - напрямів енергопотoku;
  - підписів класів напруг на кожній ділянці;
  - елементів резервування (за умовою варіанта: другий ввід, кільце, АВР, резервне джерело).
9. Орієнтовні розрахунково-аналітичні оцінки режимних параметрів
10. Для ключових рівнів напруги (наприклад, 10 кВ і 0,4 кВ або 110 кВ і 10 кВ) виконати оцінку:
  - повної потужності ( $S$ ) та реактивної потужності ( $Q$ ) за заданими ( $P$ ) і ( $\cos\varphi$ );

- струмів навантаження ( $I$ ) (для трифазної мережі) на вибраних рівнях напруги;
- якісних висновків щодо можливих втрат і впливу ( $\cos\varphi$ ) на завантаження мережі.

11. Класифікація джерел генерації та визначення їх ролі в ЕЕС

12. За заданим типом(ами) електростанцій (ТЕС/ТЕЦ, ГЕС/ГАЕС, АЕС, ВДЕ, ДЕС тощо) скласти коротку характеристику: первинний енергоресурс, типова роль (базова/маневрова/резервна), особливості впливу на режими ЕЕС (за необхідності — залежність від ресурсу або необхідність балансування).

13. Оцінка рішень щодо надійності електропостачання

14. Проаналізувати вразливі місця схеми (один ввід, один трансформатор, радіальна мережа) та обґрунтувати доцільні заходи підвищення надійності: два вводи, секціонування, резерв трансформатора, АВР, локальне резервне джерело — відповідно до умов варіанта і типу споживача.

15. Оформлення результатів та формулювання висновків

16. Оформити звіт, який містить: мету роботи, стислий теоретичний виклад (за розділом 1.1), структурну схему, розрахункові оцінки, таблиці/класифікацію (за потреби), аналіз надійності та підсумкові висновки (не менше 5–7 речень) із зазначенням прийнятих рішень і їх обґрунтування.

### 1.3 Завдання та вихідні данні.

Загальне завдання (для всіх варіантів)

За індивідуальним варіантом необхідно виконати розрахунково-аналітичну роботу, що включає:

1. Аналіз вихідних даних споживача(ів):  $P$ ,  $\cos\varphi$ , рівень напруги приєднання, категорійність/вимоги до надійності (за умовою).

2. Побудову структурної блок-схеми електропостачання від джерела (тип електростанції/вузол ЕЕС) до споживача з позначенням: вузлів (ПС, РП, ТП), класів напруг на ділянках, напрямів енергопотoku, резервування (якщо передбачено).

3. Вибір і коротке обґрунтування класів напруг для передачі/розподілу/кінцевого живлення.

4. Розрахункові оцінки (для 2 рівнів напруги у вашій схемі):

- $S$ ,  $Q$  за заданими  $P$  і  $\cos\varphi$ ;
- струм навантаження  $I$  (трифазна мережа) на вибраних рівнях напруги;
- короткий висновок про вплив  $\cos\varphi$  на струм і втрати.

5. Оцінку надійності: визначити “критичні” місця (один ввід, один трансформатор, радіальна ділянка) та запропонувати 1–2 реалістичні заходи підвищення надійності (другий ввід, АВР, секціонування, резервне джерело тощо).

6. Коротку характеристику джерела генерації (за варіантом): тип електростанції, ресурс, орієнтовна роль у ЕЕС (базова/маневрова/резервна) та 2–3 особливості для режимів.

Примітка. Робота виконується без спеціалізованого ПЗ. Схема може бути виконана від руки або у текстовому редакторі.

Вихідні дані та варіанти (10 варіантів)

У всіх варіантах: трифазна мережа, частота 50 Гц. Відстані наведені для якісного обґрунтування вибору класів напруг (без детального електричного розрахунку ліній).

Варіант 1 (міська житлова забудова)

- Споживач: житловий квартал,  $P_{max} = 2,8$  МВт,  $\cos\varphi = 0,95$ .
- Рівень приєднання споживачів: 0,4 кВ (через ТП 10/0,4 кВ).
- Живлення району: ПС 110/10 кВ, відстань від ПС до РП 10 кВ — 6 км.
- Джерело в ЕЕС: ТЕЦ (міська).
- Вимога: забезпечити резервування 0,4 кВ для соціально важливих навантажень (освітлення, насосні).

Варіант 2 (комунально-побутовий об'єкт підвищеної відповідальності)

- Споживач: лікарняний комплекс,  $P_{max} = 0,9$  МВт,  $\cos\varphi = 0,98$ .
- Приєднання: 0,4 кВ (ТП 10/0,4 кВ).
- Живлення: ПС 35/10 кВ (12 км від вузлової ПС 110/35 кВ).
- Джерело: енергосистема з АЕС (базова генерація).
- Вимога: передбачити резервне джерело (ДЕС) і місце його підключення на схемі.

Варіант 3 (насосна станція водопостачання)

- Споживач: насосна станція,  $P_{max} = 3,6$  МВт,  $\cos\varphi = 0,86$ .
- Приєднання: 6 кВ (електродвигуни).
- Живлення: ПС 110/35 кВ → ПС 35/6 кВ, відстань 18 км.
- Джерело: ТЕС.
- Вимога: оцінити доцільність двотрансформаторної ПС 35/6 кВ (резервування).

Варіант 4 (промислова дільниця середньої потужності)

- Споживач: промислова дільниця,  $P_{max} = 5,0$  МВт,  $\cos\varphi = 0,90$ .
- Приєднання: 10 кВ (через ГПП 110/10 кВ).
- Живлення: ПС 220/110 кВ → ГПП 110/10 кВ, відстань 25 км.
- Джерело: АЕС + ТЕС (пояснити, хто покриває піки).
- Вимога: показати два незалежні вводи 110 кВ на ГПП.

Варіант 5 (гірничо-збагачувальний комплекс)

- Споживач: ГЗК,  $P_{max} = 12$  МВт,  $\cos\varphi = 0,88$ .
- Приєднання: 10 кВ (частина навантажень 0,4 кВ через ТП).
- Живлення: ПС 330/110 кВ → ПС 110/10 кВ, відстань 40 км.
- Джерело: ТЕС + ГЕС (визначити роль ГЕС як маневрової).

• Вимога: обґрунтувати, чому передача 110 кВ є доцільною на цій відстані.

Варіант 6 (об'єкт з інтеграцією ВДЕ)

- Споживач: селищна мережа,  $P_{max} = 1,6$  МВт,  $\cos\varphi = 0,93$ .
- Приєднання: 0,4 кВ (кілька ТП 10/0,4 кВ).
- Додаткове джерело: СЕС 2 МВт (підключення до мережі 10 кВ).

- Живлення: ПС 110/10 кВ, відстань 15 км.

- Вимога: показати на схемі точку приєднання СЕС та зазначити, які режими можуть ускладнюватися (коливання генерації).

Варіант 7 (портовий/логістичний комплекс)

- Споживач: портовий комплекс,  $P_{max} = 6,5$  МВт,  $\cos\varphi = 0,90$ .
- Приєднання: 10 кВ (та 0,4 кВ через ТП).
- Живлення: двобічне від двох ПС 110/10 кВ (відстані 8 км і 11 км).

- Джерело: енергосистема з ТЕЦ.

- Вимога: обґрунтувати переваги двобічного живлення та запропонувати АВР на 10 кВ.

Варіант 8 (металургійний цех великої потужності)

- Споживач: металургійний цех,  $P_{max} = 18$  МВт,  $\cos\varphi = 0,87$ .
- Приєднання: 10 кВ (через ГПП 110/10 кВ).
- Живлення: ПС 330/110 кВ → ГПП 110/10 кВ, відстань 30 км.
- Джерело: АЕС (база) + ГАЕС (піки/баланс).
- Вимога: вказати, який елемент системи забезпечує покриття пікового навантаження та чому.

Варіант 9 (залізнична інфраструктура/тягове живлення — узагальнено)

- Споживач: тяговий район (узагальнено),  
 $P_{max} = 9$  МВт,  $\cos\varphi = 0,85$ .
- Приєднання: 35 кВ (далі локальне пониження до робочих рівнів).

- Живлення: ПС 220/110 кВ → ПС 110/35 кВ, відстань 35 км.

- Джерело: ГЕС/ТЕС (пояснити, хто маневрує).

- Вимога: запропонувати схему секціонування на 35 кВ для підвищення надійності.

Варіант 10 (адміністративно-освітній комплекс)

- Споживач: кампус/адміністративний комплекс,  
 $P_{max} = 1,1$  МВт,  $\cos\varphi = 0,96$ .
- Приєднання: 0,4 кВ (2 ТП 10/0,4 кВ).
- Живлення: РП 10 кВ від ПС 110/10 кВ, відстань 7 км.
- Джерело: енергосистема з ТЕС + ВЕС (додатково).
- Вимога: показати резервування між двома ТП (перемичка 0,4 кВ або резерв по 10 кВ — на вибір із обґрунтуванням).

## Приклад звіту

### ТИТУЛЬНА СТОРІНКА

#### 1. Мета роботи

#### 2. Основні теоретичні відомості

(коротко, 0,5–1,5 стор.; ключові визначення, структура ЕЕС, класи напруг, роль ПС/РУ, потужності P–Q–S, надійність)

#### 3. Вихідні дані

Дані споживача(ів)

Кількість споживачів: \_\_\_\_ (1 / 2 / ...)

Характер навантаження: \_\_\_\_\_ (побутове/ комунальне/промислове/ змішане)

Таблиця 3.1 — Вихідні дані навантажень

№	Найменування споживача	Рівень приєднання, кВ	$P_{max}$ , МВт	$\cos \varphi$	Примітка (важливість/резерв)
1					
2					

Дані мережевої частини (за умовою)

- Вузол(и) приєднання/підстанції: \_\_\_\_\_
- Орієнтовні відстані/ділянки мережі (за наявності): \_\_\_\_\_
- Вимоги до надійності/резервування: \_\_\_\_\_

#### 4. Виконання роботи

Вибір структури електропостачання та класів напруг

Обрана структурна послідовність (текстом):

Обґрунтування вибору класів напруг (коротко):

Таблиця 4.1 — Прийняті рівні напруг та призначення ділянок

Ділянка (вузол–вузол)	Тип ділянки (ЛЕП/КЛ/РУ/ПС/РП/ТП)	Напруга, кВ	Призначення (передача/розподіл/кінцеве живлення)
-----------------------	----------------------------------	-------------	--

Структурна схема електропостачання

(вставити рисунок/схему; допускається від руки з подальшим скануванням/фото)

Рис. 4.1 — Структурна схема електропостачання (із підписами класів напруг і резервування)

Місце для схеми:

Розрахункові оцінки режимних параметрів

Примітка: розрахунки виконувати для двох вибраних рівнів напруги у вашій схемі.

Обчислення (S) та (Q) для навантаження  
 Формули:

$$S = \frac{P}{\cos\varphi}, \quad Q = \sqrt{S^2 - P^2} \text{ (або) } Q = P \cdot \operatorname{tg}$$

Таблиця 4.2 — Розрахунок (S) і (Q)

№ навантаження	P, МВт	Cos φ	S, МВА	Q, МВАр
1				
2				

Оцінка струмів на вибраних рівнях напруги  
 Формула для трифазної мережі:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U}$$

де (U) — лінійна напруга, кВ; (S) — повна потужність, МВА (для узгодженості одиниць).

Таблиця 4.3 — Оцінка струмів

Рівень напруги U, кВ	Яке навантаження/ вузол оцінюється	S, МВА	(I), А	Коментар (вплив cos φ, очікувані втрати)
----------------------	------------------------------------	--------	--------	--

Короткий аналіз впливу (cosφ)

(3–6 речень: як зміна cos φ впливає на S, I, втрати I<sup>2</sup>R та режим напруги)

Аналіз надійності та резервування

1. Критичні елементи схеми (перелік):
  - 
  -
2. Запропоновані заходи підвищення надійності (1–2 рішення) та їх обґрунтування:
  - 
  -
3. Як резервування відображено на схемі (посилання на Рис. 4.1):

Характеристика джерела генерації (за умовою)

- Тип електростанції/джерела: \_\_\_\_\_
  - Первинний енергоресурс: \_\_\_\_\_
  - Роль у режимах ЕЕС (базова/маневрова/резервна): \_\_\_\_\_
  - Особливості (2–3 пункти):
- 1.

- 2.
- 3.

#### 5. Висновки.

(5–7 речень: структура, прийняті рівні напруг, результати оцінок (S,Q,I), рішення щодо надійності, роль джерела)

6. Питання для самоперевірки (за потреби)
7. Список використаних джерел.

### 1.4. Критерії оцінювання

#### Вимоги до оформлення звіту (шаблон)

1. Титульна сторінка.
2. Мета роботи.
3. Короткі теоретичні відомості (½–1 стор.).
4. Виконання завдання за варіантом:
  - блок-схема ЕЕС;
  - таблиця класифікації електростанцій;
  - перелік обладнання по вузлах;
  - висновок.
5. Відповіді на контрольні питання.

#### Підсумкові вимоги до результатів (що має бути у звіті)

1. Структурна схема (з підписами напруг і резервуванням).
2. Розрахунок (S), (Q) та струмів (I) на двох обраних рівнях напруги.
3. Коротке обґрунтування вибору класів напруг.
4. Аналіз надійності + 1–2 пропозиції щодо підвищення надійності.
5. Характеристика джерела генерації та його ролі в ЕЕС.

#### Висновки.

#### Вимоги до структурної схеми.

Структурна схема у межах практичної роботи є спрощеним, але інженерно інформативним поданням системи електропостачання від джерела до споживача. Вона повинна відображати принципові зв'язки та основні функціональні вузли без надмірної деталізації апаратури.

На структурній схемі обов'язково слід показати:

1. джерело(а) електроенергії (тип електростанції або вузол приєднання до ЕЕС);
2. основні вузли трансформації (підвищення/пониження) із зазначенням ступенів (наприклад, 330/110 кВ; 110/10 кВ; 10/0,4 кВ);
3. ділянки мережі між вузлами (ЛЕП/кабельні лінії) з підписом класу напруги;

4. вузли розподілу (ПС, РП, ТП) та точки підключення споживачів;
5. напрям енергопотoku (стрілками або логікою зліва направо/зверху вниз);
6. елементи резервування (за умовою варіанта): другий ввід, резервне джерело, секціонування, кільцева структура тощо.

Рекомендований рівень підписів:

- назва вузла (ПС, РП, ТП, ГПП тощо);
- номінальні напруги на кожній ділянці;
- коротка примітка про резервування (наприклад: «2 вв.»; «АВР»; «резерв ДЕС»).

Під схемою доцільно навести 3–6 речень пояснення: чому обрано саме такі рівні напруги, де виконано пониження, чому потрібне резервування, які елементи є ключовими для надійності та якості напруги для споживача.

Підготовлена згідно методичних вказівок робота у форматі файлу \*.docx або \*.pdf розміщується у відповідному розділі дисципліни в Moodle та перевіряється протягом тижня після здачі. Оскарження оцінки може бути здійснене не пізніше двох тижнів з моменту оцінювання роботи.

Розподіл балів за контрольними точками та графік їх виконання)

- 81-100 % від макс. балів – повна відповідність попередньому критерію, також ініціативність студента у роботі над проблемою, логічність та структурованість вербальної відповіді під час навчальної дискусії, здатність комунікувати у команді та під впливом негативних факторів, у т.ч. під тиском викладача та/або групи, вміння вести дискусію та бути критичним та самокритичним;
- 61-80 % від макс. балів – всі досліді/розрахунки виконані релевантно, аналіз отриманих результатів повний та обґрунтований, звіт оформлений акуратно;
- 41-60 % від макс. балів – досліді/розрахунки виконані релевантно, аналіз отриманих результатів неповний, або звіт оформлений неохайно;
- 21-40 % від макс. балів – у досліді/розрахунках присутні певні помилки, або аналіз отриманих результатів неповний, звіт оформлений неохайно;
- 1-20% від макс. балів – у досліді/розрахунках присутні певні помилки, аналіз отриманих результатів неповний, звіт оформлений неохайно.

#### 1.5. Питання для самоперевірки

1. Дайте визначення ЕЕС та поясніть її складові.

2. Чим відрізняються електростанція та підстанція за призначенням?
3. Наведіть класифікацію електростанцій за первинним енергоресурсом.
4. Яка роль підвищувального трансформатора на електростанції?
5. Для чого в ЕЕС застосовують високі класи напруг (220–750 кВ)?
6. Які основні елементи має розподільчий пристрій (РУ) на підстанції?
7. Поясніть різницю між системоутворюючими та розподільчими мережами.
8. Які переваги дає об'єднання електростанцій у ЕЕС (резервування, баланс, надійність)?
9. Яка роль маневрових потужностей у покритті пікових навантажень?
10. Де доцільно інтегрувати ВДЕ у структурі ЕЕС і чому?

#### 1.6. Перелік рекомендованої літератури

1. Немировський А. Є. Електрообладнання електричних мереж, станцій і підстанцій. Інфра-Інженерія, 2020. 174 с.
2. Бахор З. М., Яцейко А. Я. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2023. 304 с.
3. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій : навч. посібник для студ. спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: О. В. Остапчук, П. Л. Денисюк, Ю. П. Матеєнко ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 2. ГЕНЕРАТОРИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ: ПАРАМЕТРИ, РЕЖИМИ РОБОТИ, СИСТЕМИ ЗБУДЖЕННЯ

Мета роботи: сформувати у здобувачів освіти практичні навички визначення та аналізу основних номінальних параметрів і режимів роботи синхронних генераторів електростанцій, а також обґрунтування впливу системи збудження на рівень напруги та реактивну потужність під час паралельної роботи з енергосистемою.

### 2.1. Основі теоретичні відомості

Призначення генератора та його роль в енергосистемі

Синхронний генератор електростанції перетворює механічну потужність турбіни (гідро-, паро-, газотурбіни) на електричну потужність змінного трифазного струму та працює, як правило, паралельно з енергосистемою через блочний трансформатор і розподільчі пристрої. У складі енергосистеми генератор забезпечує видачу активної потужності  $P$ , участь у регулюванні напруги  $U$  та реактивної потужності  $Q$ , а також впливає на якість електроенергії та стійкість режимів.

Номінальні параметри генератора та їх фізичний зміст

До основних паспортних (номінальних) параметрів синхронного генератора належать:

- $S_H$  — номінальна повна потужність, МВА;
- $U_H$  — номінальна лінійна напруга статора, кВ;
- $I_H$  — номінальний струм статора, А;
- $f$  — частота, Гц (для ОЕС України — 50 Гц);
- $\cos\varphi_H$  — номінальний коефіцієнт потужності;
- $n$  — номінальна частота обертання, об/хв;
- $p$  — число пар полюсів (пов'язане з  $n$  та  $f$ );
- $\eta_H$  — ККД (за наявності у паспорті), %.

Зв'язок частоти, швидкості обертання і числа пар полюсів:

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

Для турбогенераторів характерні великі швидкості (зазвичай 3000 об/хв при 50 Гц і  $p=1$ ), для гідрогенераторів — нижчі швидкості (більше число полюсів).

Основні співвідношення для трифазної системи:

$$S = \sqrt{3}UI, P = \sqrt{3}UI \cos \varphi, Q = \sqrt{3}UI \sin \varphi, S^2 = P^2 + Q^2.$$

де  $U$  — лінійна напруга,  $I$  — лінійний струм.

Активна та реактивна потужності: розподіл функцій регулювання  
У паралельній роботі з енергосистемою активна потужність  $P$  синхронного генератора визначається насамперед механічним моментом на валу, тобто режимом первинного двигуна (подачею пари/води/газу). Збільшення механічної потужності призводить до збільшення віддачі  $P$  у мережу.

Реактивна потужність  $Q$  і рівень напруги  $U$  на затискачах генератора значною мірою визначаються струмом збудження ротора  $I_f$ . Зміна  $I_f$  змінює ЕРС збудження та характер реактивного обміну між генератором і мережею.

Паралельна робота генератора з мережею: вплив збудження на  $U$ ,  $Q$  та  $\cos\varphi$

Синхронний генератор у мережі може працювати:

- в режимі перезбудження — збільшений  $I_f$ , генератор віддає реактивну потужність у мережу ( $Q > 0$ ) та, як правило, сприяє підвищенню напруги;
- в режимі недозбудження — зменшений  $I_f$ , генератор споживає реактивну потужність з мережі ( $Q < 0$ ), напруга має тенденцію до зниження, а запас статичної стійкості може зменшуватися.

Практична ознака: за сталого  $P$  зменшення  $\cos\varphi$  (відхилення від 1 у бік індуктивного/ємнісного характеру) призводить до зростання повної потужності  $S$  і струму статора  $I$ , що погіршує нагрівні умови та наближає генератор до обмежень.

Обмеження режимів роботи генератора (експлуатаційні межі)

Під час роботи генератора діють обмеження, які визначають допустиму область режимів (P)–(Q):

1. За струмом статора  $I_s$  — обмеження нагрівання обмотки статора (визначається максимально допустимим тривалим струмом).
2. За струмом збудження  $I_f$  — обмеження нагрівання обмотки ротора та елементів системи збудження.
3. За напругою  $U$  — обмеження ізоляції та допустимих перенапруг.
4. За стійкістю — у недозбуджених режимах при низькій напрузі можливе погіршення статичної та динамічної стійкості, що обмежує мінімально допустимий рівень  $I_f$  і межі ( $Q < 0$ ).

Під час аналізу режимів необхідно перевіряти, чи не перевищує фактична повна потужність  $S$  номінальну  $S_H$ , і чи не виходить струм статора  $I$  за допустимі значення.

Системи збудження синхронних генераторів та їх характеристики

Система збудження забезпечує подачу постійного струму в обмотку ротора та керування ним у сталих і перехідних режимах. На електростанціях застосовують:

1) Статичні (тиристорні) системи збудження

Живлення збудження отримують від шин генератора (через трансформатор) з подальшим випрямленням керованим перетворювачем. Переваги: висока швидкодія, точність регулювання, зручність діагностики й автоматизації.

2) Безщіткові системи збудження

На валу встановлюється збудник (допоміжний генератор), напруга якого випрямляється на роторі обертовим випрямлячем. Переваги: відсутність щітково-кільцевого вузла, підвищення надійності обслуговування.

Незалежно від типу, система збудження має забезпечувати:

- формування номінальної ЕРС генератора;
- стабілізацію напруги на затискачах у межах допустимих відхилень;
- участь у регулюванні реактивної потужності та  $\cos\varphi$ ;
- форсування збудження у перехідних режимах (за необхідності).

Автоматичний регулятор збудження (AVR): принцип дії та режими керування

AVR (AP3) — автоматичний регулятор, який змінює  $I_f$  для підтримання заданого параметра. Типові режими AVR:

- стабілізація напруги (U) на шинах генератора (основний режим);
- регулювання реактивної потужності (Q) або коефіцієнта потужності  $\cos\varphi$  (у складі станційного/системного керування).

У регуляторі застосовуються обмеження (лімітери), що не допускають перевищення:

- струму збудження (теплові межі ротора);
- струму статора (теплові межі статора);
- напруги генератора;
- допустимих параметрів стійкості (мінімальне збудження).

Це означає, що в реальних умовах AVR може не виконати команду на збільшення/зменшення (Q), якщо це призводить до порушення обмежень.

Характеристики для аналізу: V-криві та U–Q (вольт-варні) залежності

Для оцінювання режимів генератора в практичних розрахунках використовують такі уявлення:

1) V-криві ( $I_s - I_f$ )

За сталого активного навантаження  $P = \text{const}$  струм статора  $I_s$  має мінімум при певному  $I_f$  (режим близький до  $\cos\varphi \approx 1$ ). При перезбудженні або недозбудженні  $I_s$  зростає, що важливо для оцінки втрат і нагріву.

2) Вольт-варна характеристика (U–Q або Q–U)

Показує, як зміна реактивної потужності (Q) впливає на напругу (U) у вузлі приєднання. У спрощеному вигляді:

- збільшення віддачі (Q) генератором сприяє підвищенню (U);
- споживання (Q) генератором сприяє зниженню (U),
- але конкретний ефект залежить від параметрів мережі та трансформатора.

Типові відхилення та діагностичні ознаки в роботі збудження і AVR

Під час експлуатації найбільш характерні ситуації, які потребують аналітичної оцінки:

- коливання напруги при сталому навантаженні (можливі причини: нестабільність вимірювального каналу напруги, некоректні налаштування регулятора, проблеми перетворювача збудження);
- погіршення  $\cos\varphi$  і зростання струму статора (зміна реактивного навантаження мережі, обмеження по  $I_f$ , недостатня дія AVR або неправильний режим керування);
- наближення до ліміту по  $I_f$  при вимозі підтримувати напругу (погіршення режиму мережі, зниження напруги в системі, підвищення реактивного споживання у вузлі, несправності елементів збудження).

Коректний аналіз режиму генератора обов'язково поєднує: розрахунок  $P$ ,  $Q$ ,  $S$ ,  $I$ , оцінку перезбудження/недозбудження, перевірку обмежень та обґрунтування керувальних дій (зміна уставок/режиму AVR, зміна збудження, перерозподіл реактивного навантаження в вузлі).

## 2.2 Програма роботи

1. Ознайомлення з вихідними даними та постановка задачі.

Обрати варіант завдання згідно з індивідуальним номером.

- Зафіксувати паспортні дані генератора:  $S_n$ ,  $U_n$ ,  $f$ ,  $\cos\varphi_n$  (та інші надані).
- Записати задані параметри режиму (наприклад  $P$  і  $\cos\varphi$ , або  $I$  і  $\cos\varphi$ , або  $P$  і  $Q$ ).
- Сформулювати перелік величин, які необхідно визначити:  $I_n$ ,  $S$ ,  $P$ ,  $Q$ ,  $I$ , характер режиму (перезбудження/недозбудження), перевірка обмежень.

2. Номінальні розрахунки та перевірка паспортних співвідношень.

- Розрахувати номінальний струм статора:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$$

- Перевірити узгодженість величин (розмірності, переведення кВ→В, МВА→ВА).
- Пояснити фізичний зміст  $I_n$  та його роль як бази для порівняння режимів (відсоток завантаження за струмом).

### 3. Розрахунок робочого режиму за заданими параметрами.

- Визначити повну потужність  $S$  (за відомими параметрами режиму).
- Розрахувати відсутні складові потужності:
- $P = \sqrt{3}UI \cos \varphi, \quad Q = \sqrt{3}UI \sin \varphi, \quad S^2 = P^2 + Q^2.$
- Визначити робочий струм статора:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U}$$

- Зробити висновок щодо характеру реактивного режиму:
- ( $Q > 0$ ) — генератор віддає реактивну потужність (перезбудження);
- ( $Q < 0$ ) — генератор споживає реактивну потужність (недозбудження).

### 4. Аналіз навантаження та обмежень генератора.

- Оцінити завантаження генератора за повною потужністю:

$$k_S = \frac{S}{S_n}$$

- Оцінити завантаження за струмом статора:

$$k_I = \frac{I}{I_n}$$

- Перевірити допустимість режиму за критеріями:
  - $S \leq S_n$  (або вказане в умові допустиме перевантаження),
  - $I \leq I_n$ ,
  - відсутність критичного незбудження (за умовою/коментарем у висновках).

- Зробити інженерний висновок: що саме обмежує режим ( $S$ ,  $I$ , реактивний режим, напруга).

#### 5. Побудова розрахункових залежностей для режимного аналізу

- Скласти таблицю для 5–7 розрахункових точок, змінюючи  $\cos\varphi$  або  $Q$  при сталому  $P$  (за методикою, заданою у варіанті).
- Для кожної точки визначити  $S$ ,  $Q$ ,  $I$  та оцінити тенденції зміни струму при відхиленні  $\cos\varphi$  від 1.
- Побудувати один графік (вручну або в Excel):
- $I = f(\cos\varphi)$  при  $P = \text{const}$ , або
- $U = f(Q)$  (якісно/за табличними даними), або
- $I = f(Q)$  при заданому ( $U$ ).
- Пояснити отриману залежність (де режим “оптимальніший” за струмом та чому).

#### 6. Сценарний аналіз роботи AVR та діагностичний кейс .

- Проаналізувати запропоновану ситуацію (кейс варіанта): відхилення  $U$ , погіршення  $\cos\varphi$ , наближення до ліміту збудження тощо.
- Запропонувати алгоритм перевірок (3–6 кроків), що включає:
  - контроль виміряних  $U$ ,  $I$ ,  $P$ ,  $Q$ ;
  - перевірку режиму AVR ( $U/Q/\cos\varphi$ -керування);
  - оцінку досягнення лімітів (за ознаками режиму);
  - можливі дії оператора/персоналу.
- Сформулювати рекомендовані коригувальні дії та очікуваний ефект (що зміниться по  $U$  та  $Q$  при зміні збудження).

#### Оформлення звіту та висновків.

- Оформити розрахункову частину із проміжними формулами та підстановками.
- Навести таблицю розрахункових точок та графік.
- Подати структурований висновок (3–6 речень): допустимість режиму, характер збудження, вплив AVR, рекомендації за кейсом.
- Дати відповіді на контрольні питання (коротко, по суті).

### 2.3. Завдання та вихідні данні

Умови для всіх варіантів: трифазна система, ( $f=50$ ) Гц; розрахунки виконуються теоретично (калькулятор/Excel допускається). У всіх варіантах прийняти, що напруга на затискачах генератора в розрахунках режимів дорівнює  $U = U_n$ , якщо інше не зазначено.

Знак реактивної потужності:  $Q>0$  — генератор віддає реактивну потужність у мережу (перезбудження),  $Q<0$  — генератор споживає реактивну потужність (недозбудження).

Загальне завдання (виконати для будь-якого варіанта)

1. За паспортними даними генератора обчислити номінальний струм:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_n}$$

2. Для основного режиму варіанта визначити  $S$ ,  $P$ ,  $Q$ ,  $I$  (усі величини, що не задані).

3. Оцінити завантаження:

$$k_S = \frac{S}{S_n}, \quad k_I = \frac{I}{I_n}$$

зробити висновок щодо допустимості режиму за  $S$  і  $I$ .

4. Табличні точки для графіка (V-аналіз): за заданим ( $P$ ) (див. варіант) розрахувати для кожного значення ( $\cos\varphi$ ) з таблиці:

$$S = \frac{P}{\cos\varphi}, \quad Q = P \tan(\arccos(\cos\varphi)), \quad I = \frac{S}{\sqrt{3}U_n}$$

Побудувати один графік (на вибір, але один обов'язково):

- $I = f(\cos\varphi)$  при  $P = \text{const}$  або
- $I = f(Q)$  при  $P = \text{const}$ .
- Коротко інтерпретувати, за яких  $\cos\varphi$  струм мінімальний та чому.

5. Діагностичний кейс (див. варіант):

- визначити ймовірні причини (не менше 3),
- скласти алгоритм перевірок (3–6 кроків),
- запропонувати коригувальні дії та очікуваний ефект щодо  $U$  і  $Q$ .

Паспортні дані та основні режими (10 варіантів)

Таблиця 2.1 – Паспортні дані та основний режим

Варіант	Тип генератора	$S_n$ , МВА	$U_n$ , кВ	$\cos\varphi_n$	Основний режим (задано)	Додаткова умова перевірки
1	Турбогенератор	200	15.75	0.85	$P=140$ МВт, $\cos\varphi=0.90$	Перевірити запас за $S_n$ і $I_n$
2	Турбогенератор	300	15.75	0.85	$P=240$ МВт, $\cos\varphi = 0.82$	Оцінити, чи не перевищено $S_n$
3	Турбогенератор	500	20	0.85	$P=380$ МВт, $Q=+160$ Мвар	Визначити $\cos\varphi$ і $I$
4	Гідрогенератор	120	10.5	0.90	$P=90$ МВт, $\cos\varphi = 0.95$	Оцінити роботу близько до "1"

5	Гідрогенератор	160	10.5	0.90	S=140 МВА, $\cos\varphi = 0.80$	Визначити P,Q,I
6	Турбогенератор	250	15.75	0.85	P=180 МВт, Q=-60 Мвар	Проаналізувати недозбудження
7	Турбогенератор	800	24	0.85	P=600 МВт, $\cos\varphi = 0.85$	Перевірити завантаження за струмом
8	Гідрогенератор	90	6.3	0.90	P=65 МВт, $\cos\varphi = 0.92$	Оцінити чутливість I до $\cos\varphi$
9	Турбогенератор	350	15.75	0.85	P=260 МВт, $\cos\varphi = 0.78$	Оцінити, що обмежує режим
10	Гідрогенератор	110	10.5	0.90	P=85 МВт, Q=+70 Мвар	Визначити S, I, $\cos\varphi$

Табличні точки для побудови графіка (V-аналіз)

У кожному варіанті для побудови графіка прийняти  $P = P_{\text{табл}}$  (задано нижче). Для 7 табличних точок використовувати наведені значення ( $\cos\varphi$ ). У розрахунках вважати ( $U = U_n$ ).

Таблиця 2.2 – Табличні точки  $\cos\varphi$  (7 значень) та потужність  $P_{\text{табл}}$

Варіант	$P_{\text{табл}}$ , МВт	Значення $\cos\varphi$ для таблиці (7 точок)
1	140	0.70; 0.75; 0.80; 0.85; 0.90; 0.95; 1.00
2	240	0.70; 0.78; 0.82; 0.85; 0.88; 0.92; 0.95
3	380	0.75; 0.80; 0.85; 0.88; 0.90; 0.92; 0.95
4	90	0.80; 0.85; 0.90; 0.95; 0.97; 0.98; 1.00
5	110	0.70; 0.75; 0.80; 0.85; 0.88; 0.90; 0.92
6	180	0.60; 0.70; 0.80; 0.85; 0.90; 0.95; 1.00
7	600	0.75; 0.80; 0.85; 0.87; 0.90; 0.92; 0.95
8	65	0.75; 0.80; 0.85; 0.90; 0.92; 0.95; 1.00
9	260	0.65; 0.70; 0.75; 0.78; 0.82; 0.85; 0.90
10	85	0.70; 0.75; 0.80; 0.85; 0.88; 0.90; 0.95

Вимога до оформлення: необхідно сформулювати таблицю розрахунків з колонками  $\cos\varphi$ , S, Q, I та на її основі побудувати графік  $I = f(\cos\varphi)$  або  $I=f(Q)$ .

Діагностичні кейси (окремо для кожного варіанта)

Варіант 1 – Кейс D1: “Коливання напруги при сталому навантаженні”

Умова: при  $P \approx 140$  МВт напруга на шинах генератора коливається в межах  $\pm 3\%$  з періодом 10–20 с. Струм статора змінюється синхронно з коливаннями U. Аварійних відключень немає.

Вимога: запропонувати причини (не менше 3) та алгоритм перевірки (3–6 кроків), визначити першочергові дії персоналу.

Варіант 2 – Кейс D2: “Перевищення повної потужності при вимозі тримати P”

Умова: диспетчерськи задано  $P=240$  МВт, але через погіршення  $\cos\varphi$  зростає  $S$ , а струм статора наближається до  $I_n$ . AVR утримує  $U$  в нормі.

Вимога: пояснити механізм зростання  $I$  при зменшенні  $\cos\varphi$ , запропонувати 2–3 способи зниження струму (режимні рішення).

Варіант 3 – Кейс D3: “Наближення до ліміту збудження”

Умова: генератор працює з  $P \approx 380$  МВт та підвищеною віддачею  $Q$ . Спостерігається повідомлення про досягнення ліміту по збудженню (лімітер максимального  $I_f$ ). Напруга в мережі знижена (наближено до нижньої межі норми).

Вимога: визначити, чому при низькій напрузі зростає потреба в збудженні, та запропонувати план дій без виходу за ліміти.

Варіант 4 – Кейс D4: “Провал напруги в системі та реакція AVR”

Умова: зафіксовано короточасне зниження напруги у вузлі приєднання (зовнішня подія). AVR форсує збудження, після події  $U$  відновлюється із перерегулюванням.

Вимога: пояснити доцільність форсування, можливі ризики (за  $I_f$ , за нагрівом), та як відрізнити нормальну реакцію від несправності регулятора.

Варіант 5 – Кейс D5: “Погіршення  $\cos\varphi$  і перегрів”

Умова: при роботі з  $S \approx 140$  МВА та  $\cos\varphi \approx 0.80$  з'являється тенденція до підвищення температури обмотки статора (за непрямими ознаками/умовою).

Вимога: показати зв'язок між  $\cos\varphi$ , струмом  $I$  та втратами; запропонувати заходи щодо зниження нагріву без зупинки агрегату.

Варіант 6 – Кейс D6: “Недозбудження та ризик стійкості”

Умова: генератор працює з ( $Q<0$ ) (споживає реактивну потужність). При цьому напруга на шинах має тенденцію до зниження, а оператор фіксує часті втручання мінімального лімітера збудження.

Вимога: пояснити, чому недозбудження небажане в певних умовах, та запропонувати коригувальні дії (режим AVR, перерозподіл  $Q$  у вузлі).

Варіант 7 – Кейс D7: “Обмеження за струмом статора при високому  $P$ ”

Умова: при  $P \approx 600$  МВт та  $\cos\varphi \approx 0.85$  струм статора близький до допустимого, але з боку мережі є вимога підвищити напругу у вузлі (потрібна додаткова віддача  $Q$ ).

Вимога: обґрунтувати, чому збільшення  $Q$  може ще більше збільшити  $I$ , та запропонувати технічно коректний компроміс (порядок рішень).

Варіант 8 – Кейс D8: “Нестійкі покази  $\cos\varphi$ ”

Умова: при сталому механічному навантаженні значення  $\cos\varphi$  на щиті коливається, тоді як  $U$  і  $I$  змінюються незначно. Підозра на похибку вимірювального каналу.

Вимога: запропонувати перевірки (як відрізнити реальну зміну реактивного режиму від помилки вимірювання) та можливі джерела похибок.

Варіант 9 – Кейс D9: “Підтримка  $U$  ціною перевантаження”

Умова: AVR утримує  $U$  в заданих межах, але для цього генератор змушений працювати з низьким  $\cos\varphi$  і підвищеним струмом; спостерігаються ознаки наближення до обмежень за  $S$  або  $I$ .

Вимога: запропонувати послідовність дій: що коригувати першим (уставку  $U$ /режим AVR/розподіл реактиву), щоб не вийти за допустимі межі.

Варіант 10 – Кейс D10: “Підвищена віддача  $Q$  і шум/вібрація”

Умова: при  $P \approx 85$  МВт та  $Q \approx +70$  Мвар відмічається зростання шуму/вібрації (умовно) і підвищене збудження.

Вимога: пояснити, чому режим із великим  $Q$  може збільшувати електромагнітні навантаження, та запропонувати первинні перевірки і режимні зміни.

Шаблон таблиці розрахункових точок (для всіх варіантів)

Таблиця 2.3 – Розрахункові точки для побудови графіка

№ точки	$\cos\varphi$	$P = P_{\text{табл}}$ , МВт	$S = \frac{P}{\cos\varphi}$ , МВА	$Q = P \tan(\arccos(\cos\varphi))$ , Мвар	$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_n}$ , кА	$k_S = \frac{S}{S_n}$	$k_I = \frac{I}{I_n}$	Висновок (допустимість, характер $Q$ )
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								

Приклад розрахунку.

Дано:

$$S_n = 160 \text{ МВА}, U_n = 10.5 \text{ кВ}, P_{\text{табл}} = 110 \text{ МВт}.$$

Прийняти  $U = U_n$ .

Точки:  $\cos\varphi = 0.70; 0.75; 0.80; 0.85; 0.88; 0.90; 0.92$ .

1) Номінальний струм генератора  $I_n$

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n} = \frac{160}{1.732 \cdot 10.5} = \frac{160}{18.186} = 8.80 \text{ кА}.$$

2) Формули для табличних розрахунків

Для кожного ( $\cos\varphi$ ):

$$S = \frac{P}{\cos\varphi}, \quad Q = P \tan(\arccos(\cos\varphi)), \quad I = \frac{S}{\sqrt{3}U_n},$$

$$k_S = \frac{S}{S_n}, \quad k_I = \frac{I}{I_n}.$$

Де для зручності:

$$\sqrt{3}U_n = 1.732 \cdot 10.5 = 18.186.$$

3) Таблиця 2.3 – розрахункові точки

№ точки	$\cos\varphi$	$P = P_{\text{табл}},$ МВт	$S = \frac{P}{\cos\varphi},$ МВА	$Q = P \tan(\arccos(\cos\varphi)),$ Мвар	$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_n},$ кА	$k_S = \frac{S}{S_n}$	$k_I = \frac{I}{I_n}$	Висновок (допустимість, характер Q)
1	0.70	110	157.1	112.2	8.64	0.98	0.98	режим близько до межі за S, струм майже номінальний
2	0.75	110	146.7	96.9	8.07	0.92	0.92	допустимо, менше навантаження за S і I
3	0.80	110	137.5	82.5	7.56	0.86	0.86	допустимо
4	0.85	110	129.4	68.2	7.12	0.81	0.81	допустимо
5	0.88	110	125.0	53.9	6.87	0.78	0.78	допустимо
6	0.90	110	122.2	53.3	6.72	0.76	0.76	допустимо
7	0.92	110	119.6	46.8	6.58	0.75	0.75	допустимо

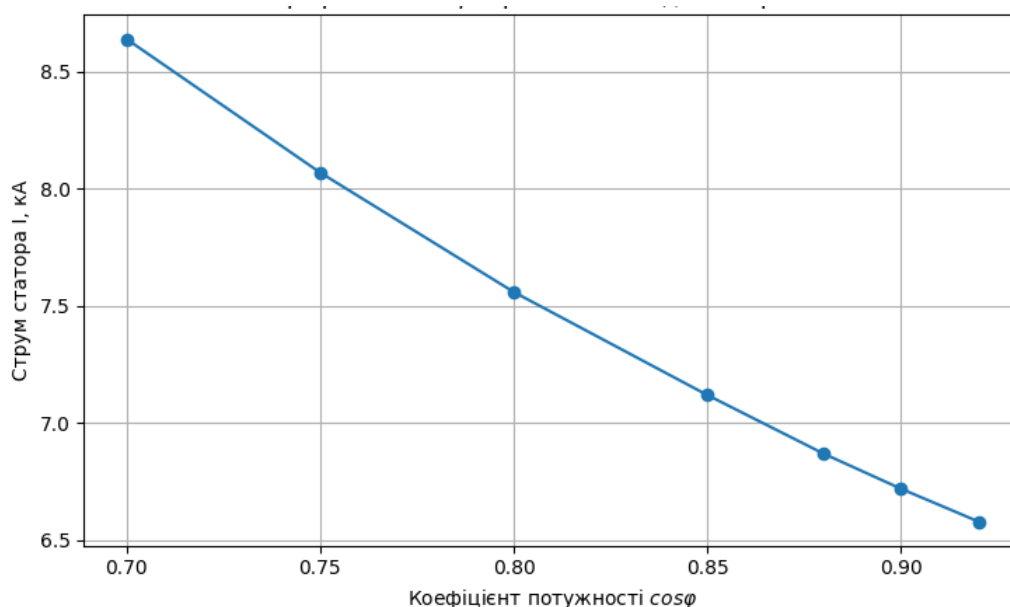


Рисунок 2.1 – Приклад побудови графіку

#### 2.4. Критерії оцінювання

Перелік пунктів, які повинен містити звіт з практичної роботи №2

1. Титульна сторінка;
2. Мета роботи.
3. Вихідні дані: номер варіанта;  $S_n, U_n, f, \cos\varphi_n$ ; заданий основний режим (що саме задано:  $P, Q, S, I, \cos\varphi$ ); прийняті допущення (наприклад  $U = U_n$ ).
4. Розрахунок номінальних параметрів: обчислення  $I_n$  з підстановкою чисел та одиницями вимірювання.
5. Розрахунок основного режиму: визначення всіх не заданих величин  $S, P, Q, I$  (з формулами, підстановкою та результатами).

6. Оцінка допустимості режиму: розрахунок  $k_S = S/S_n$ ,  $k_I = I/I_n$ ; висновок щодо обмежень (за  $S$ , за  $I$ , за реактивним режимом).

7. Таблиця розрахункових точок для графіка (7 точок):  $\cos\varphi$ ,  $S$ ,  $Q$ ,  $I$ ,  $k_S$ ,  $k_I$  (за шаблоном).

8. Графік:  $I = f(\cos\varphi)$  або  $I = f(Q)$  при  $P = \text{const}$  (назва, осі з одиницями, нанесені точки).

9. Інтерпретація графіка (коротко): як змінюється  $I$  при зміні  $\cos\varphi$ ; де мінімум/найкращий режим; практичний висновок для експлуатації.

10. Діагностичний кейс варіанта:

- опис проблеми (1–2 речення);
- ймовірні причини ( $\geq 3$ );
- алгоритм перевірок (3–6 кроків);
- рекомендовані дії та очікуваний ефект щодо  $U$  і  $Q$ .

11. Висновки (3–6 речень): підсумок розрахунків, допустимість режиму, характер збудження (перезбудження/недозбудження), ключовий результат за графіком, рішення за кейсом.

12. Відповіді на контрольні питання.

Підготовлена згідно методичних вказівок робота у форматі файлу \*.docx або \*.pdf розміщується у відповідному розділі дисципліни в Moodle та перевіряється протягом тижня після здачі. Оскарження оцінки може бути здійснене не пізніше двох тижнів з моменту оцінювання роботи.

Розподіл балів за контрольними точками та графік їх виконання)

- 81-100 % від макс. балів – повна відповідність попередньому критерію, також ініціативність студента у роботі над проблемою, логічність та структурованість вербальної відповіді під час навчальної дискусії, здатність комунікувати у команді та під впливом негативних факторів, у т.ч. під тиском викладача та/або групи, вміння вести дискусію та бути критичним та самокритичним;

- 61-80 % від макс. балів – всі досліді/розрахунки виконані релевантно, аналіз отриманих результатів повний та обґрунтований, звіт оформлений акуратно;

- 41-60 % від макс. балів – досліді/розрахунки виконані релевантно, аналіз отриманих результатів неповний, або звіт оформлений неохайно;

- 21-40 % від макс. балів – у досліді/розрахунках присутні певні помилки, або аналіз отриманих результатів неповний, звіт оформлений неохайно;

- 1-20% від макс. балів – у досліді/розрахунках присутні певні помилки, аналіз отриманих результатів неповний, звіт оформлений неохайно.

## 2.5. Питання для перевірки

1. Які параметри вважаються номінальними для синхронного генератора?
2. Чим відрізняються  $P$ ,  $Q$ ,  $S$  і як вони пов'язані між собою?
3. Який параметр первинно визначає активну потужність генератора в паралельній роботі?
4. Як впливає струм збудження на  $U$  та  $Q$  генератора?
5. Що означає перезбудження і недозбудження (ознаки, наслідки)?
6. Які типи систем збудження застосовуються на електростанціях?
7. Які функції виконує AVR (АРЗ) і які типові обмеження він враховує?
8. Чому погіршення  $\cos\phi$  зазвичай призводить до зростання струму статора при сталому  $P$ ?
9. Назвіть типові причини нестабільності напруги на шинах генератора.
10. Які базові вимірювання/перевірки доцільні при підозрі на несправність системи збудження?

## 2.6. Перелік рекомендованої літератури

1. Немировський А. Є. Електрообладнання електричних мереж, станцій і підстанцій. Інфра-Інженерія, 2020. 174 с.
2. Бахор З. М., Яцейко А. Я. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2023. 304 с.
3. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій : навч. посібник для студ. спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: О. В. Остапчук, П. Л. Денисюк, Ю. П. Матеєнко ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 3. ТРАНСФОРМАТОРИ Й АВТОТРАНСФОРМАТОРИ ГПП. СХЕМИ ПІДСТАНЦІЙ І ВНУТРІШНЬОГО РОЗПОДІЛУ ПОНАД 1 КВ

Метою роботи - закріплення знань про призначення, будову та основні параметри силових трансформаторів і автотрансформаторів головних понижувальних підстанцій (ГПП), а також формування вмінь обґрунтовувати вибір їх типу, кількості та номінальної потужності відповідно до заданого навантаження. У ході роботи здобувачі освіти опановують принципи вибору схем підстанцій і внутрішнього розподілу електроенергії понад 1 кВ (схеми шин, секціонування, резервування) та набувають навичок виконання й оформлення однолінійної схеми ГПП і короткого технічного обґрунтування прийнятих рішень.

### 3.1. Основи теоретичні відомості

Призначення ГПП та роль трансформаторів

Головна понижувальна підстанція (ГПП) забезпечує приймання електроенергії з мережі вищої напруги (наприклад 35–150 кВ), її перетворення до рівнів, придатних для розподілу на підприємстві (6–10 кВ, інколи 35 кВ), та подальше живлення цехових/районних підстанцій і потужних електроприймачів. Основним елементом ГПП є силові трансформатори або автотрансформатори, які визначають пропускну здатність вузла, рівень напруги в мережі та надійність електропостачання.

Трансформатор і автотрансформатор: відмінності та застосування

Силовий трансформатор має окремі (ізольовані) обмотки, що забезпечує гальванічне розділення мереж. Застосовується для живлення мереж 6–10 кВ від 35–150 кВ, а також у схемах із підвищеними вимогами до електробезпеки та режиму нейтралі.

Автотрансформатор має електрично пов'язані обмотки (частина витків є спільною), завдяки чому зазвичай має менші габарити й втрати та економічніший при зв'язку близьких класів напруг (наприклад 220/110 кВ, 110/35 кВ). Недолік — відсутність гальванічного розділення, що обмежує застосування у частині режимів заземлення та вимог до ізоляції.

Основні номінальні та експлуатаційні параметри

Під час вибору трансформаторів/автотрансформаторів орієнтуються на паспортні та розрахункові показники:

- Номінальна потужність  $S_n$  (кВА, МВА) — максимальна тривала потужність, яку може передавати трансформатор за нормальних умов охолодження.
- Номінальні напруги обмоток  $U_{ВН}/U_{НН}$  (для трьохобмоткових — також  $U_{СН}$ ) — визначають рівні напруги мереж, які з'єднує підстанція.

- Регулювання напруги (РПН/ПБЗ) — пристрої зміни коефіцієнта трансформації для підтримання допустимого рівня напруги у мережі, особливо при зміні навантаження.
- Напруга короткого замикання  $u_k$  — характеризує внутрішній опір трансформатора; впливає на падіння напруги під навантаженням та рівні струмів КЗ.
- Втрати холостого ходу  $P_0$  і втрати короткого замикання  $P_k$  — визначають економічність роботи (енергетичні втрати).
- Група з'єднання обмоток — впливає на умови паралельної роботи, гармоніки та режим нейтралі.

Розрахункові співвідношення для вибору потужності.

Для оцінки навантаження застосовують перехід від активної потужності до повної:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi},$$

де  $P$  — активна потужність навантаження,  $\cos \varphi$  — коефіцієнт потужності.

Вибір  $S_n$  трансформатора виконують так, щоб у нормальному режимі був запас по потужності, а при аварійному відключенні одного з трансформаторів (за наявності двох) зберігалася можливість живлення відповідальної частини навантаження.

Надійність електропостачання та критерій резервування.

Надійність ГПП визначається можливістю збереження живлення при відмові окремого елемента. Для підстанцій з двома трансформаторами застосовують підхід, коли у режимі N–1 (відмова одного трансформатора) другий трансформатор повинен забезпечити живлення найбільш відповідальних споживачів або допустиму частку навантаження. Практично це реалізують:

- встановленням 2× трансформаторів з розділенням навантаження між ними;
- секціонуванням шин 6–10 кВ і наявністю секційного вимикача для перерозподілу живлення;
- організацією двох введів з мережі вищої напруги (за умовами об'єкта).

Схеми підстанцій і внутрішнього розподілу понад 1 кВ .

Для внутрішнього розподілу електроенергії понад 1 кВ (6–10–35 кВ) найпоширеніші рішення:

- Одна система шин із секціонуванням (дві секції шин, секційний вимикач): забезпечує локалізацію аварії та можливість ремонту з частковим збереженням живлення.

- Два вводи/два трансформатори на секції: кожна секція шин живиться від свого джерела, а секційний вимикач використовується для резервування.
- Від шин 6–10 кВ виконують відхідні лінії до цехових підстанцій, електродвигунів великої потужності, КРП/КРУ, при цьому резервування реалізують перемиканням між секціями.

Таблиця 3.1 - Узагальнювальна таблиця: вибір трансформатора/автотрансформатора та схеми шин

Об'єкт/рішення	Варіант	Коли застосовують (типові умови)	Переваги	Недоліки / обмеження
Зв'язок мереж (перетворення напруги)	Силовий трансформатор (Т)	Коли потрібне гальванічне розділення мереж; живлення мереж 6–10 кВ від 35–150 кВ; підвищені вимоги до електробезпеки/режиму нейтралі	Гальванічне розділення; краща ізоляційна незалежність мереж; гнучкість у виборі групи з'єднання та режиму нейтралі	Зазвичай більші габарити/маса та вартість у порівнянні з АТ для близьких класів напруг; дещо більші втрати (в окремих випадках)
Зв'язок близьких класів напруг	Автотрансформатор (АТ)	Для зв'язку близьких рівнів напруг (типово 220/110 кВ, 110/35 кВ), коли гальванічне розділення не є критичним	Економічніший; менші габарити та маса; зазвичай менші втрати; вища ефективність для близьких напруг	Немає гальванічного розділення; можливий перенос впливів аварій/перенапруг між сторонами; додаткові обмеження щодо режимів нейтралі та застосування у деяких схемах
РУ 6–10 кВ (внутрішній розподіл понад 1 кВ)	Одна система шин без секціонування	Невелика кількість приєднань; низькі вимоги до безперервності; допустимі перерви при ремонті	Простота; мінімальна вартість; менше комутаційних апаратів	Низька надійність: аварія/ремонт на шинах знеструмлює всі приєднання; обмежена ремонтпридатність
РУ 6–10 кВ	Одна система шин із секціонуванням (2 секції + секційний вимикач)	Найпоширеніше рішення для ГПП/РП; середні та високі вимоги до надійності; двотрансформаторні схеми	Краща надійність (локалізація аварії); можливість ремонту з частковим збереженням живлення; зручне резервування між секціями	Дорожче та складніше за варіант без секціонування; потрібні узгоджені режими перемикачів і захистів
РУ 6–10 кВ або 35 кВ	Дві системи шин (з перемиканням приєднань)	Велика кількість приєднань; підвищені вимоги до гнучкості оперативних перемикачів; вузлові підстанції	Висока оперативна гнучкість; можливість виводу однієї системи шин у ремонт без повного	Вища вартість; більше комутаційної апаратури; складніші перемикачів та вимоги до РЗА

			знеструмлення приєднань	
РУ (переважно 35–110 кВ)	Схема з обходом (обхідна шина/обхідний вимикач)	Коли потрібно виконувати ремонт вимикачів/приєднань з мінімальними перервами; підвищена безперервність	Підвищена ремонтпридатність; зменшення перерв при ремонті вимикачів	Складніша, дорожча; більше апаратів і операцій; зазвичай надлишкова для навчальних задач базового рівня

Короткий алгоритм вибору.

1. Визначити вихідні дані: рівні напруги (ВН/СН/НН), сумарне навантаження  $P$  та  $\cos \varphi$ ; обчислити  $S = P / \cos \varphi$  і (за потреби) розподілити навантаження по рівнях.
2. Обрати тип апарата перетворення напруги:
  - Трансформатор (Т) — якщо потрібне гальванічне розділення або живлення 6–10 кВ від вищої напруги;
  - Автотрансформатор (АТ) — якщо зв'язуються близькі класи напруг і гальванічне розділення не є вимогою.
3. Прийняти кількість трансформаторів:
  - 1×Т — для невисоких вимог до безперервності;
  - 2×Т — якщо потрібне резервування (критерій N–1 / відповідальні споживачі).
4. Орієнтовно вибрати номінальну потужність ( $S_n$ ): забезпечити роботу в нормальному режимі із запасом; для 2×Т перевірити, щоб у режимі N–1 забезпечувалося живлення відповідальної частини навантаження (за умовою задачі).
5. Вибрати схему шин РУ понад 1 кВ:
  - мінімальні вимоги — одна система шин;
  - типове рішення для ГПП — одна система шин із секціонуванням;
  - підвищені вимоги/вузлова підстанція — дві системи шин або схема з обходом.

### 3.2 Програма роботи

1. Ознайомлення з вихідними даними .
  - Обрати номер варіанта та вписати вихідні дані: рівні напруги (ВН/СН/НН), активну потужність навантаження ( $P$ ), коефіцієнт потужності ( $\cos \varphi$ ), розподіл навантаження між рівнями (за наявності).
  - Сформулювати, які рівні внутрішнього розподілу понад 1 кВ потрібно забезпечити (6–10–35 кВ тощо).
2. Розрахунок розрахункових потужностей.
  - Обчислити повну потужність навантаження:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}$$

- Якщо задано частки навантаження на різних рівнях напруги — визначити  $P_i$  та  $S_i$  для кожного рівня (35 кВ, 10 кВ, 6 кВ тощо).
  - Занести результати у таблицю «Вихідні та розрахункові дані».
3. Вибір типу силового трансформатора/автотрансформатора .
- За класами напруг обґрунтувати вибір:
    - двообмотковий трансформатор (ВН/НН) або
    - трьохобмотковий (ВН/СН/НН) або
    - автотрансформатор для зв'язку близьких класів напруг (за умовами варіанта).
  - Коротко зазначити ключові аргументи вибору (2–4 речення).
4. Вибір кількості трансформаторів та номінальної .
- Прийняти структурне рішення: 1×Т або 2×Т (за вимогою надійності/умовою варіанта).
  - Орієнтовно підібрати  $S_n$  трансформатора(ів) так, щоб:
    - у нормальному режимі був запас по потужності;
    - у разі N–1 (для 2×Т) забезпечувалося живлення відповідальної частини навантаження (за умовою варіанта).
  - Результати оформити у таблиці «Вибір трансформаторів (перевірка за навантаженням)».
5. Вибір принципової схеми підстанції та внутрішнього розподілу понад 1 кВ.
- Прийняти схему шин для РУ 6–10 кВ (типово: одна система шин із секціонуванням, секційний вимикач).
  - За потреби обрати схему на рівні 35 кВ (типово: одна система шин; секціонування — за вимогою надійності).
  - Визначити логіку резервування: живлення секцій у нормальному режимі та перемикач у разі відмови одного джерела/трансформатора.
6. Побудова однолінійної схеми та оформлення висновків.
- Виконати однолінійну схему ГПП: вводи ВН, трансформатор(и), шини НН (6–10 кВ), секції шин, секційний вимикач, відхідні приєднання (узагальнено).
  - Скласти коротке обґрунтування прийнятого рішення (5–10 речень):
    - чому обрано саме таку кількість Т/АТ;
    - чому обрана схема шин;
    - як забезпечується ремонтпридатність/резервування.
  - Сформулювати підсумкові висновки (3–5 пунктів).
7. Підготувати звіт.

### 3.3. Завдання та вихідні данні

Загальне завдання (для всіх варіантів)

За заданими вихідними даними обґрунтувати вибір:

1. типу перетворювального апарата (трансформатор Т або автотрансформатор АТ);
2. кількості трансформаторів (1×Т або 2×Т);
3. орієнтовної номінальної потужності  $S_n$  (спрощено, за навантаженням);
4. типової схеми шин РУ понад 1 кВ (6–10 кВ; за потреби 35 кВ) та принципу резервування;
5. виконати однолінійну схему ГПП/РУ у складі звіту та сформулювати висновки.

Таблиці 3.2. - Вихідні данні

Варіант	Рівні напруги підстанції	Активна потужність навантаження $P$ , МВт	$\cos \varphi$	Розподіл навантаження по рівнях	Вимога до надійності / умова
1	110/10 кВ	16	0,90	100% на 10 кВ	Рекомендовано 2×Т (відповідальні споживачі)
2	110/35/10 кВ	24	0,88	40% на 35 кВ; 60% на 10 кВ	Секціонування шин 10 кВ обов'язкове
3	150/35/10 кВ	30	0,90	50% на 35 кВ; 50% на 10 кВ	Обґрунтувати 1×Т або 2×Т
4	110/6 кВ	11	0,85	100% на 6 кВ	Переважають двигунні навантаження
5	220/110 кВ (зв'язок) + 110/10 кВ	40	0,92	100% на 10 кВ	Пояснити доцільність АТ на зв'язку 220/110
6	110/35/6 кВ	18	0,88	30% на 35 кВ; 70% на 6 кВ	Два незалежні вводи ВН (підвищена надійність)
7	35/10 кВ	8	0,90	100% на 10 кВ	Мережа 35 кВ кільцева (живлення з двох напрямків)
8	110/10 кВ	22	0,86	100% на 10 кВ	Ремонт без повної зупинки (2 секції шин)
9	110/35/10 кВ	34	0,90	25% на 35 кВ; 75% на 10 кВ	Передбачити можливість розширення +20%
10	150/10 кВ	20	0,88	100% на 10 кВ	Обґрунтувати схему шин ВН і НН (типово)

### Шаблон таблиць для звіту

Таблиця 3.3 — Вихідні та розрахункові данні

Показник	Позначення	Значення	Одиниця	Примітка
Рівні напруги підстанції	$U_{ВН}/U_{СН}/U_{НН}$		кВ	Напр.: 110/35/10 або 110/10
Активна потужність навантаження	$P_{\Sigma}$		МВт	За варіантом
Коефіцієнт потужності	$\cos \varphi$		–	За варіантом
Повна потужність	$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}$		МВА	Розрахувати

Розподіл навантаження (за наявності)	(за $P_{35}, P_{10}, P_6$ )		МВт	Частки за варіантом
Повна потужність по рівнях (за наявності)	(за $S_{35}, S_{10}, S_6$ )		МВА	$S_i = P_i / \cos$

Якщо у варіанті немає рівня 35 кВ або 6 кВ — відповідні рядки не заповнюються.

Таблиця 3.4 — Вибір трансформатора/автотрансформатора та перевірка за навантаженням

Позиція	Прийняте рішення	Обґрунтування (коротко)	Перевірка за навантаженням
Тип апарата	Трансформатор (Т) / Автотрансформатор (АТ)	2–3 аргументи (класи напруг, гальванічне розділення, економічність)	—
Кількість	1×Т / 2×Т	Вимоги до надійності, відповідальні споживачі, умови варіанта	—
Номінальна потужність (кожного)	$S_n =$	Орієнтовно: запас у нормальному режимі	Нормальний режим: $S_{\Sigma} \leq k \cdot \sum S_n$ (вказати словами)
Перевірка N –1 (для 2×Т)	—	Яке навантаження має бути забезпечене при відключенні 1 Т	Аварійний режим: $S_{\text{відп.}} \leq S_n$ (спрощено, без коеф.)

Рекомендований запис для звіту

- *Нормальний режим:* навантаження розподіляється між двома трансформаторами.
- *Аварійний режим N–1:* один трансформатор забезпечує живлення відповідальної частини навантаження (або всієї — якщо це можливо за вибраним  $S_n$ ).

Таблиця 3.5 — Обґрунтування схеми шин РУ понад 1 кВ

Рівень напруги РУ	Обрана схема шин	Склад елементів (мінімально)	Переваги для об'єкта	Недоліки/обмеження
6–10 кВ	1 система шин 1 система шин із секціонуванням 2 системи шин	Вводи, 2 секції шин (за потреби), секційний вимикач, відхідні фідери	Надійність, локалізація аварії, ремонтпридатність	Складність/вартість (коротко)
35 кВ (якщо є)	1 система шин 1 система шин із секціонуванням	Вводи, шини, секційний апарат (за потреби)	Пояснити стисло	Пояснити стисло

### 3.4. Критерії оцінювання

1. Титульна сторінка,
2. Мета роботи.
3. Вихідні дані (ваш варіант).
4. Розрахункова частина ( $P$ ,  $\cos\varphi$ ,  $S$ ; вибір Т/АТ; перевірка N–1).

5. Однолінійна схема ГПП та внутрішнього розподілу понад 1 кВ.
6. Обґрунтування прийнятого рішення (5–10 речень).

Однолінійна схема ГПП у межах практичної роботи повинна відображати:

- рівні напруги (ВН/СН/НН), трансформатори (Т/АТ), секції шин;
- ввідні, секційні та відхідні приєднання;
- загальну логіку резервування (як відбувається живлення секцій у нормальному та аварійному режимах).
- Деталізація вторинних кіл, РЗА, АСКОЕ та телемеханіки не є обов'язковою.

Підготовлена згідно методичних вказівок робота у форматі файлу \*.docx або \*.pdf розміщується у відповідному розділі дисципліни в Moodle та перевіряється протягом тижня після здачі. Оскарження оцінки може бути здійснене не пізніше двох тижнів з моменту оцінювання роботи.

Розподіл балів за контрольними точками та графік їх виконання)

- 81-100 % від макс. балів – повна відповідність попередньому критерію, також ініціативність студента у роботі над проблемою, логічність та структурованість вербальної відповіді під час навчальної дискусії, здатність комунікувати у команді та під впливом негативних факторів, у т.ч. під тиском викладача та/або групи, вміння вести дискусію та бути критичним та самокритичним;
- 61-80 % від макс. балів – всі дослід/розрахунки виконані релевантно, аналіз отриманих результатів повний та обґрунтований, звіт оформлений акуратно;
- 41-60 % від макс. балів – дослід/розрахунки виконані релевантно, аналіз отриманих результатів неповний, або звіт оформлений неохайно;
- 21-40 % від макс. балів – у дослід/розрахунках присутні певні помилки, або аналіз отриманих результатів неповний, звіт оформлений неохайно;
- 1-20% від макс. балів – у дослід/розрахунках присутні певні помилки, аналіз отриманих результатів неповний, звіт оформлений неохайно.

### 3.5. Питання для перевірки

1. У чому головна відмінність автотрансформатора від двохмоткового трансформатора з точки зору електричної ізоляції мереж?
2. Як параметр  $u_k$  впливає на режим напруги та на рівень струмів короткого замикання?

3. Коли доцільно застосовувати трьохобмотковий трансформатор (110/35/10 кВ) замість двох окремих трансформаторів?
4. Які умови обов'язкові для паралельної роботи силових трансформаторів?
5. Для чого застосовують секціонування шин у РУ 6–10 кВ?
6. Яка практична роль РПН у трансформаторах ГПП?
7. Назвіть типові схеми шин РУ: одна система, дві системи, з обходом — у чому різниця за експлуатаційними можливостями?
8. Що означає критерій N–1 для підстанції, і як він впливає на вибір кількості трансформаторів?
9. Які фактори (окрім потужності) впливають на вибір рівня напруги внутрішнього розподілу понад 1 кВ (6, 10, 35 кВ)?
10. Які експлуатаційні ризики зростають при відсутності резервування на ГПП?

### 3.6. Перелік рекомендованої літератури

1. Немировський А. Є. Електрообладнання електричних мереж, станцій і підстанцій. Інфра-Інженерія, 2020. 174 с.
2. Бахор З. М., Яцейко А. Я. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2023. 304 с.
3. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій : навч. посібник для студ. спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: О. В. Остапчук, П. Л. Денисюк, Ю. П. Матеєнко ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

## *ПРАКТИЧНА РОБОТА 4. РОЗПОДІЛЬЧІ ПРИСТРОЇ, ЛІНІЇ, КТП, АПАРАТИ КОМУТАЦІЇ ТА ЗАХИСТУ. МОНТАЖ, ЕКСПЛУАТАЦІЯ І ДІАГНОСТИКА*

Мета роботи — сформуванати у здобувачів уміння аналізувати склад і принцип роботи розподільчих пристроїв, ліній та КТП, виконувати базовий вибір апаратів комутації й захисту за заданими вихідними даними (номінальні параметри та умови КЗ), а також розробляти чек-лист монтажного контролю і план експлуатаційної діагностики типових дефектів для забезпечення надійності та безпеки електроустановок.

### 4.1. Основі теоретичні відомості

Призначення та склад електроустановок розподілу електроенергії

Розподільчі пристрої (РУ) призначені для приймання, комутації та розподілу електроенергії в мережах певного класу напруги, а також для забезпечення захисту, керування, вимірювання й сигналізації. До типового складу РУ належать:

- збірні шини (основні, секційні), шинні мости та з'єднання;
- комутаційні апарати (вимикачі, вимикачі навантаження, роз'єднувачі, заземлювачі);
- вимірювальні трансформатори (струму ТС і напруги ТН);
- апарати та пристрої релейного захисту й автоматики (РЗА);
- обмежувачі перенапруг (ОПН);
- кабельні/повітряні вводи, допоміжні кола, блокування, апаратура власних потреб.

За виконанням розрізняють:

- ВРУ (відкрите РУ) — апаратура розміщується під відкритим небом;
- ЗРУ (закрите РУ) — апаратура в будівлі/приміщенні;
- КРУ — комплектні розподільчі пристрої в металевих шафах (комірках), заводського виготовлення;
- КРУЕ (GIS) — елегазоізолювані пристрої з компактним виконанням.

Лінії електропередавання та їх особливості експлуатації

Повітряні лінії (ПЛ) і кабельні лінії (КЛ) забезпечують передачу/розподіл електроенергії між вузлами мережі. Для експлуатації важливо розуміти типові відмови:

ПЛ:

- послаблення/підгоряння контактів затискачів;
- дефекти ізоляторів, арматури, грозозахисту;

- механічні пошкодження (вітрові, ожеледні навантаження, падіння дерев).

КЛ:

- деградація ізоляції (старіння, зволоження, термоперевантаження);
- дефекти муфт і кінцевих закладень;
- часткові розряди (ЧР) у зонах неоднорідності поля;
- пошкодження оболонки/екрану, корозія.

Комплектні трансформаторні підстанції (КТП)

КТП 6–10/0,4 кВ — вузол перетворення напруги та розподілу на стороні НН. Типова структура:

1. ввід ВН (комірка з вимикачем навантаження/роз'єднувачем, запобіжниками або вимикачем);
2. силовий трансформатор;
3. щит 0,4 кВ (ввідний автомат, відхідні лінії, облік, АВР — за потреби);
4. заземлювальний пристрій, захист від перенапруг, допоміжні кола.

Критичні питання експлуатації КТП: стан контактів, нагрів шин/затискачів, якість заземлення, справність захистів, стан трансформаторного масла (для масляних трансформаторів), відсутність слідів пробоїв/ЧР.

Комутаційні апарати: призначення та принципова відмінність

Вимикач — апарат, що комутує робочі струми та здатний вимикати струми короткого замикання (КЗ). Основні типи для 6–10 кВ:

- вакуумні (високий ресурс, низькі витрати на обслуговування),
- елегазові ( $SF_6$ ) (висока комутаційна здатність, компактність у GIS).

Вимикач навантаження — комутація струмів навантаження; як правило, не призначений для вимкнення великих струмів КЗ (працює у зв'язці із запобіжниками або з додатковими пристроями).

Роз'єднувач — забезпечує видимий розрив кола для безпечного ремонту, зазвичай вмикається/вимикається без навантаження (залежно від виконання та умов).

Заземлювач — заземлення відключеної ділянки (комірки/лінії) для забезпечення безпеки персоналу.

Апаратний захист і РЗА: що саме “захищає” мережу

Основні функції захисту в РУ/КТП:

- струмовий захист (максимальний струмовий, відсічка);
- захист від замикань на землю (за струмом/напругою нульової послідовності);

- диференційний захист (для трансформаторів та шин — за наявності);
  - автоматика (АВР, АПВ, сигналізація, блокування).
- Завдання РЗА — *селективно і швидко* відокремити пошкоджену ділянку, мінімізуючи наслідки для решти мережі.

Базові критерії вибору апаратів (навчальний рівень)

Для попереднього (аналітичного) вибору апаратів у варіанті достатньо керуватись такими параметрами:

Для вимикача (6–10 кВ):

- $U_H$  — номінальна напруга мережі;
- $I_H$  — номінальний струм фідера/вводу;
- $I_{\text{відкл}}$  — вимикальна здатність (має бути  $\geq$  розрахункового/заданого  $I_{\text{кз}}$ );
- термічна та електродинамічна стійкість (витримування струмів КЗ протягом нормованого часу);
- умови встановлення (внутрішнє/зовнішнє), ресурс, вимоги до обслуговування.

Для роз'єднувача/заземлювача:

- $U_H$ ,  $I_H$  виконання (внутр./зовн.), наявність механічних/електричних блокувань.

Для ОПН:

- клас напруги, умови грозової діяльності/перенапруг, місце встановлення (ввід/лінія/КТП).

Для КТП:

- $S_T$  (кВА) — потужність трансформатора за навантаженням;
- захист ВН (запобіжники або вимикач/комбінація);
- захист НН (ввідний автомат, відхідні автомати), вимоги селективності.

Монтаж і приймання: що контролюють у першу чергу

Після монтажу/перед введенням в експлуатацію критично перевіряють:

- заземлення (наявність, правильність приєднання, цілісність провідників);
- контактні з'єднання (затягування, відсутність перегріву, правильні наконечники/затискачі);
- маркування кабелів і клем, відповідність схемі;
- правильність вторинних кіл ТС/ТН, полярність, заземлення вторинних обмоток;
- працездатність блокувань, приводів, міжапаратних зв'язків;
- відповідність апаратури класу напруги і струмовим навантаженням.

## Експлуатаційна діагностика: типові симптоми і причини

### Ознаки, що найчастіше вказують на дефекти:

- локальний перегрів (шини, затискачі, муфти) → ослаблений контакт, окиснення, перевантаження;
- часті відключення захистом → занижені уставки, реальні перевантаження, пошкодження ізоляції, замикання на землю;
- тріск/запах озону/сліди підпалу → ЧР, поверхневі розряди, забруднення/волога;
- витік масла, “пітніння” → порушення герметичності, перегрів, старіння ущільнень;
- погіршення ізоляції (за результатами вимірів) → зволоження, старіння, механічні пошкодження.

Таблиця 4.1 — Порівняння типових рішень та вибір за умовами застосування

Об'єкт/рішення	Коротка характеристика	Переваги	Недоліки/обмеження	Типові сфери застосування	Ключові критерії вибору
ВРУ (відкрите РУ)	Апаратура розміщена на відкритому повітрі	Простота огляду; відносно низька вартість для великих потужностей; зручність розширення	Залежність від погоди; більші габарити; вищені вимоги до ізоляційних відстаней; корозійні впливи	ПС високих/середніх напруг, де є доцільна відкритість	Наявність території; клімат/обмерзання; вимоги до надійності; витрати на будівлю
ЗРУ (закрите РУ)	Апаратура в будівлі (приміщенні)	Кращий захист від клімату; підвищена експлуатаційна надійність; зменшення корозійних впливів	Потрібна будівля; дорожче будівництво; вентиляція/пожежні вимоги	Міські/промислові вузли, енергооб'єкти з підвищеними вимогами до безпеки	Обмеження площі; клімат; пожежні/санітарні вимоги; доступність обслуговування
КРУ (комплектне РУ 6–10(20) кВ)	Шафи-комірки заводського виготовлення (часто вакуумний вимикач)	Компактність; швидкий монтаж; уніфікація; підвищена безпека за рахунок огорожень/блокувань	Вища ціна за “відкриті” рішення; потрібні умови приміщення; залежність від виробника/модульності	Розподільні мережі 6–10 кВ, промислові РП/ПС	Потрібна компактність; швидкість монтажу; рівень безпеки; очікуваний струм КЗ
КРУЕ / GIS (елегазоізоване РУ)	Герметичні модулі з газовою ізоляцією, висока компактність	Максимальна компактність; висока надійність в агресивних/вологіх умовах; мінімальний вплив пилу	Висока вартість; вимоги до сервісу; екологічні вимоги (SF <sub>6</sub> ); складніший ремонт	Міські ПС з дефіцитом площі; складні умови середовища; критична надійність	Жорсткі обмеження площі; потрібна максимальна надійність; доступність сервісу
КТП кіоскова/контейнерна 6–10/0,4 кВ	Готовий комплект: ВН-трансформатор + щит 0,4 кВ	Швидке введення; типові рішення; зручність заміни/модернізації; локалізація споживача	Обмеження потужності; шум/тепловиділення; умови розміщення; вандалозахист	Житлова забудова, проммайданчики, локальні споживачі	Потрібна швидкість реалізації; рівень навантаження; умови встановлення; безпека доступу
ПЛ (повітряна)	Передача по проводах	Нижча вартість на км; зручний	Вплив погоди; ожеледь/вітер;	Довгі траси, сільські	Вартість/км; доступність

Об'єкт/рішення	Коротка характеристика	Переваги	Недоліки/обмеження	Типові сфери застосування	Ключові критерії вибору
Лінія)	опорах	огляд; швидкий ремонт	грозові перенапруги; вирубка просік	райони, міжвузлові з'єднання	траси; клімат; вимоги до надійності
КЛ (кабельна лінія)	Передача кабелем у ґрунті/каналах/лотках	Висока надійність у міській забудові; менший вплив погоди; естетика	Вища вартість; складніша локалізація пошкодження; критичність муфт/закладень	Міста, промислові майданчики, обмежені коридори	Дефіцит коридору; вимоги до безпеки; можливість земляних робіт; критичність безперервності живлення
Схема шин: одна система шин	Всі приєднання на одну систему	Простота; мінімальна кількість апаратури; низька ціна	Менша ремонтна придатність; зниження надійності при роботах на шинах	Невеликі РП/ПС, 6–10 кВ помірними вимогами	Кількість приєднань; допустимі перерви живлення; бюджет
Схема шин: дві системи шин (з секціонуванням)	Дві системи з можливістю переведення приєднань	Вища надійність; можливість ремонту без повного знеструмлення; гнучкість	Дорожче; складніші перемикання та РЗА	Вузлові РП/ПС, відповідальні споживачі	Вимоги до безперервності; кількість та відповідальність приєднань; режимні обмеження

### Короткий “алгоритм вибору”.

1. Визначити обмеження об'єкта:
  - дефіцит площі/висоти; умови середовища (пил, волога, корозія, температура); доступність обслуговування; рівень відповідальності споживача (допустимі перерви).
2. Обрати тип РУ за умовами розміщення:
  - є площа й немає жорстких кліматичних/експлуатаційних обмежень → ВРУ;
  - потрібен захист від середовища/підвищена безпека → ЗРУ;
  - потрібна компактність, швидкий монтаж і уніфікація → КРУ;
  - дуже обмежена площа або агресивні умови + критична надійність → КРУЕ/GIS.
3. Обрати лінію:
  - довга траса, є коридор, пріоритет вартості → ПЛ;
  - міська/промислова зона, дефіцит коридору, потрібна “погодонезалежність” → КЛ.
4. Обрати схему шин:
  - небагато приєднань, допустимі перерви → одна система шин;
  - відповідальні приєднання, потрібні ремонтні перемикання → дві системи шин / секціонування.
5. Попередньо підібрати комутаційні апарати (навчально):
  - вимикач:  $U_{1Н} \geq U_{мережі}$ ;  $I_{Н} \geq I_{фідера}$ ;  $I_{відкл} \geq I_{кз}$  (з запасом за умовами варіанта);

- роз'єднувач/заземлювач:  $U_H$ ,  $I_H$  та виконання (внутр./зовн.), наявність блокувань;
  - ОПН: за класом напруги та місцем встановлення (ввід/лінія/КТП).
6. Для КТП:
- вибір  $S_T$  за навантаженням (із навчальним запасом 10–20%);
  - ВН-захист (запобіжники або вимикач навантаження/вимикач — залежно від варіанта та відповідальності);
  - НН-захист (ввідний автомат + відхідні автомати), мінімальна селективність “ввідний–відхідний”

## 4.2 Програма роботи

1. Ознайомлення з вихідними даними та постановка задачі .
  - Ознайомитися з варіантом: клас напруги РУ (6/10 кВ), номінальний струм приєднання, заданий струм КЗ, тип та довжина лінії (ПЛ/КЛ), параметри КТП (за наявності).
  - Визначити межі об'єкта аналізу: РУ (ввід/секція/фідер), лінія, КТП/споживач.
- Етап 2. Структурний аналіз та складання однолінійної схеми.
  - Встановити склад основних елементів: шини, комірки, комутаційні апарати, ТС/ТН, ОПН, кола РЗА, заземлення.
  - Скласти однолінійну схему у текстовому вигляді (джерело → РУ → лінія → КТП → НН-щит → навантаження).
  - Позначити на схемі місця комутації та захисту (вимикач, роз'єднувач, заземлювач, запобіжники/автомати).
- Попередній вибір апаратів комутації та захисту.
  - Обрати тип РУ/виконання (ВРУ/ЗРУ/КРУ/КРУЕ) за умовами варіанта (площа, середовище, вимоги до надійності).
  - Виконати вибір вимикача:  $U_H$ ,  $I_H$ ,  $I_{відкл}$  (не менше заданого  $I_{кз}$ ), термічна/електродинамічна стійкість (аналітично).
  - Виконати вибір роз'єднувача та заземлювача:  $U_H$ ,  $I_H$ , виконання (внутр./зовн.), наявність блокувань.
  - Обрати ОПН за класом напруги та місцем встановлення (ввід/лінія/КТП).
  - Для КТП: обрати потужність трансформатора ( $S_T$  за варіантом), апарати ВН-захисту (запобіжники або вимикач навантаження/вимикач), апарати НН-захисту (ввідний автомат, відхідні автомати).
4. Розроблення чек-листа монтажного контролю .
  - Скласти перелік операцій контролю після монтажу РУ/КТП/лінії (не менше 15 пунктів), з указанням:
    - що перевіряється;

- як перевіряється (візуально/вимірювання/функціональна перевірка);
  - критерій “норма”.
  - Окремо виділити контроль: заземлення, контактних з’єднань, маркування, вторинних кіл ТС/ТН, блокувань і приводів.
5. Складання плану експлуатаційної діагностики.
- На основі діагностичного кейса варіанта сформувані “карту дефекту”: симптоми → ймовірні причини → ризики → перевірки → дії персоналу.
  - Запропонувати перелік діагностичних перевірок для РУ/лінії/КТП (огляд, контроль нагріву, перевірка ізоляції, контактів, справності захистів — у форматі методики).
  - Визначити періодичність контролю (узагальнено: огляд, планові випробування, позачергові перевірки після аварій/гроз).
6. Оформлення результатів та висновки.
- Заповнити таблиці звіту: вихідні дані; вибір апаратів; вибір КТП; чек-лист контролю; карта дефекту.
  - Сформулювати висновки (5–7 речень): обране рішення, обґрунтування вибору, ключові ризики та заходи підвищення надійності/безпеки.

#### 4.3. Завдання та вихідні дані

Загальне завдання (виконується для будь-якого варіанта)

Для свого варіанта необхідно:

1. Скласти однолінійну схему у текстовому вигляді для траси:
2. Джерело → РУ 6/10 кВ → лінія (ПЛ/КЛ) → КТП 6–10/0,4 кВ → НН-щит 0,4 кВ → навантаження.
3. Виконати попередній вибір апаратів РУ (навчально-аналітично):
  - вимикач ( $U_n, I_n, I_{відкл} \geq I_{кз}(3\phi)$ );
  - роз’єднувач та заземлювач ( $U_n, I_n$ , виконання);
  - ОПН (клас напруги та місце встановлення).
3. Для КТП:
  - трансформатор ( $S_T$  за варіантом);
  - ВН-захист (вимикач навантаження + запобіжники або вимикач — за обґрунтуванням);
  - НН-захист (ввідний автомат і групові/лінійні автомати — описово).
4. Розробити чек-лист монтажного контролю (не менше 15 пунктів) для РУ/лінії/КТП.
5. Розробити план експлуатаційної діагностики під конкретний кейс варіанта (симптом → причини → перевірки → рішення).

## Вихідні дані за варіантами

Позначення:

U — клас напруги РУ, кВ;  $I_n$  — номінальний струм приєднання, А;  $I_{кз(3ф)}$  — розрахунковий струм 3-ф КЗ, кА; Лінія — ПЛ/КЛ; L — довжина лінії, км;  $S_T$  — потужність трансформатора КТП, кВА.

Таблиця 4.2 - Вихідні дані за варіантами

Вар.	U РУ, кВ	$I_n$ фідера, А	$I_{кз(3ф)}$ , кА	Тип лінії	L, км	КТП 6– 10/0,4: $S_T$ , кВА	Діагностичний кейс (обов'язково опрацювати)
1	6	630	16	КЛ	1,2	630	Локальний перегрів кабельної муфти (ймовірний дефект з'єднання/екрана)
2	10	400	20	ПЛ	8,0	400	Часті відключення після грозових явищ (підозра перенапруг/ОПН)
3	10	630	25	КЛ	3,5	1000	Ознаки часткових розрядів у комірці (тріск/запах, сліди корони)
4	6	315	12,5	ПЛ	5,0	250	Підгорання контактів роз'єднувача (підозра ослаблення затискачів)
5	10	800	31,5	КЛ	2,0	1600	Витік масла на трансформаторі КТП (герметичність/перегрів)
6	10	400	16	КЛ	0,8	630	Ненормальна робота блокувань комірки (ризик помилкових перемикань)
7	6	1000	20	ПЛ	12,0	1000	Перегрів шинного з'єднання (контактний опір/перевантаження)
8	10	630	16	ПЛ	15,0	630	Підозра деградації ОПН (сліди нагріву/спрацювання, зміни ізоляції)
9	6	400	10	КЛ	2,5	400	Підвищений струм нульової послідовності (замикання на землю/волога)
10	10	315	12,5	КЛ	5,0	250	Підозра зволоження ізоляції кабелю (падіння $R_{із}$ , нестійкі відмови)

### Додаткові вказівки.

- У виборі апаратів обов'язково показати перевірку умовою:  $I_{відкл} \geq I_{кз(3ф)}$  та  $I_n \text{ апарата} \geq I_n \text{ фідера}$ .
- Для схеми шин у РУ (одна/дві системи з секціонуванням) — обрати варіант і коротко обґрунтувати (2–3 речення).
- Для діагностичного кейса — подати рішення у вигляді “карти дефекту” (симптом → причини → перевірки → дії).

Нижче подано окремий діагностичний кейс для кожного варіанта у форматі, зручному для включення в методичні вказівки: *симптоми* → *умови* → *ймовірні причини* → *перевірки* → *дії персоналу (першочергової)*.

### Діагностичні кейси за варіантами

Варіант 1. Перегрів кабельної муфти КЛ 6 кВ

Симптоми: локальний нагрів муфти, запах нагрітого полімеру, потемніння/деформація оболонки.

Умови: навантаження близьке до номінального, дефект посилюється після пікових режимів.

Ймовірні причини: підвищений перехідний опір з'єднання; порушення монтажу наконечника/гільзи; ослаблення контактів; дефект екрана або неправильне заземлення екрана; зволоження/часткові розряди в зоні муфти.

Перевірки: візуальний огляд; контроль температури (контактний/тепловізійний — методично); перевірка моменту затягування (якщо конструктивно доступно); вимір опору ізоляції; перевірка правильності заземлення екрана.

Дії: знизити навантаження (за можливості); організувати позачерговий огляд; при підтвердженні перегріву — вивести КЛ в ремонт, переробити/замінити муфту.

#### Варіант 2. Часті відключення після грози (ПЛ 10 кВ)

Симптоми: відключення фідера/АПВ, сліди перенапруг, спрацювання ОПН або підозра на нього.

Умови: грозова активність, відключення переважно під час/після грози.

Ймовірні причини: деградація/несправність ОПН; пошкодження ізолятора; пробій по забрудненій поверхні; неефективне заземлення опор/ОПН; невірні уставки РЗА (надчутливість).

Перевірки: огляд ОПН та ізоляторів; перевірка цілісності заземлювальних спусків; контроль опору заземлення (описово); аналіз журналу спрацювань (за наявності).

Дії: відновити/поліпшити заземлення; замінити пошкоджені ізолятори/ОПН; уточнити уставки РЗА (за процедурою підприємства).

#### Варіант 3. Ознаки часткових розрядів у комірці КРУ 10 кВ

Симптоми: тріск, запах озону, світіння/корона, сліди підпалу на ізоляторах.

Умови: підвищена вологість, пил, тривала робота без профілактики.

Ймовірні причини: забруднення/зволоження ізоляції; дефект кабельного вводу; порушення екранування; послаблені контактні з'єднання; старіння ізоляційних деталей.

Перевірки: огляд ізоляційних поверхонь; перевірка герметичності/стану ущільнень; контроль нагріву контактів; вимір опору ізоляції; перевірка правильності заземлення конструкцій.

Дії: знеструмити комірку за регламентом; очистити/просушити; замінити пошкоджені ізоляційні елементи/вводи; провести контрольні випробування перед увімкненням.

#### Варіант 4. Підгорання контактів роз'єднувача (ПЛ 6 кВ)

Симптоми: потемніння контактів, нагар, локальний нагрів, підвищений шум/іскріння під час перемикань.

Умови: часті оперативні перемикання, робота при запиленості/вологості.

Ймовірні причини: недостатній контактний тиск; окиснення контактів; знос контактних накладок; невідповідність режиму перемикання (вмикання/вимикання під навантаженням).

Перевірки: огляд контактних ножів і губок; контроль механізму приводу та синхронності фаз; перевірка блокувань; контроль нагріву контактів у роботі (методично).

Дії: заборонити перемикання під навантаженням (якщо неприпустимо); відрегулювати/замінити контакти; відновити пружини/притиск; провести контрольний огляд після ремонту.

#### Варіант 5. Витік масла на трансформаторі КТП 10/0,4 кВ

Симптоми: масляні підтікання, зниження рівня масла, підвищення температури, можливий запах.

Умови: перепади температур, вібрації, старіння ущільнень.

Ймовірні причини: розгерметизація вводів/фланців; дефект прокладок; тріщина бака; надлишковий тиск/перегрів; пошкодження маслоказника.

Перевірки: визначення місця витоку; перевірка рівня масла; огляд вводів; оцінка температури; контроль навантаження; перевірка справності захистів/сигналізації (якщо є).

Дії: при значному витоку — вивести з роботи; усунути негерметичність, долив масла з дотриманням вимог; після усунення — контроль ізоляції та пробний пуск.

#### Варіант 6. Ненормальна робота блокувань комірки (КЛ 10 кВ)

Симптоми: неможливість виконати штатне перемикання або можливість небезпечної операції (порушення логіки).

Умови: після ремонту/заміни приводу, втручання у вторинні кола.

Ймовірні причини: неправильне підключення кінцевих вимикачів; механічне заїдання; пошкодження замків; помилки в колах керування; відсутність/порушення заземлення допоміжних кіл.

Перевірки: функціональна перевірка блокувань без напруги; огляд механічних замків; перевірка положень приводів; звірка вторинних кіл зі схемою.

Дії: заборонити операції до відновлення блокувань; усунути дефект (налаштування/перепідключення/заміна); оформити протокол перевірки блокувань.

#### Варіант 7. Перегрів шинного з'єднання в РУ 6 кВ

Симптоми: локальний перегрів, потемніння, запах, можливе "плавлення" ізоляційних прокладок.

Умови: тривале навантаження, пікові струми, вібрації.

Ймовірні причини: ослаблення болтового з'єднання; окиснення контактних поверхонь; недостатня площа контакту; перевантаження; неякісне лудіння/обробка шин.

Перевірки: тепловий контроль; огляд болтів/шайб/контактних поверхонь; перевірка моменту затягування; оцінка режиму навантаження.

Дії: знизити навантаження; підтягнути/перемонтувати з'єднання з очищенням контактів; при пошкодженні — заміна ділянки шини; повторний контроль нагріву.

#### Варіант 8. Підозра деградації ОПН на ПЛ 10 кВ

Симптоми: сліди нагріву/потемніння, тріщини корпусу, “підтікання” по поверхні, спрацювання захисту/АПВ.

Умови: грозові перенапруги, забруднення, підвищена вологість.

Ймовірні причини: старіння варисторів; зволоження; порушення герметичності; недостатнє заземлення; неправильний вибір ОПН за класом.

Перевірки: огляд стану корпусу і виводів; перевірка заземлювального провідника; контроль опору заземлення (описово); перевірка відповідності типу ОПН класу напруги.

Дії: заміна ОПН при ознаках деградації; відновлення заземлення; контроль після грозового сезону за регламентом.

#### Варіант 9. Підвищений струм нульової послідовності (КЛ 6 кВ)

Симптоми: спрацювання/сигнал “замикання на землю”, зростання І<sub>0</sub>, нестійкі відключення.

Умови: після дощу/відлиги, у вологому ґрунті, на старих кабелях.

Ймовірні причини: пошкодження ізоляції однієї фази; зволоження муфти; дефект кінцевого закладення; порушення екрана або його заземлення; неправильні уставки захисту від замикань на землю.

Перевірки: контроль опору ізоляції; огляд муфт/закладень; перевірка схем заземлення екранів; аналіз умов спрацювань (час/погода).

Дії: локалізація дефектної ділянки (методично); ремонт/заміна муфти або кінцевого закладення; перевірка уставок захисту.

#### Варіант 10. Підозра зволоження ізоляції КЛ 10 кВ

Симптоми: зниження опору ізоляції, періодичні відмови, “плаваючі” дефекти після опадів.

Умови: довга КЛ, наявність муфт, можливе порушення оболонки.

Ймовірні причини: мікропошкодження оболонки; негерметичність муфт; капілярне проникнення вологи; старіння ізоляції; порушення технології монтажу кінцевих закладень.

Перевірки: вимір опору ізоляції у динаміці (до/після сушіння умовно); огляд місць входу/виходу; контроль стану муфт; перевірка герметичності (описово).

Дії: усунення проникнення вологи (ремонт оболонки/муфти); заміна дефектних елементів; контрольні випробування перед введенням.  
Шаблон таблиць для звіту

Таблиця 4.3 — Вихідні дані варіанта

Показник	Позначення	Значення	Одиниці	Примітка
Клас напруги РУ	U		кВ	6 або 10
Номинальний струм приєднання	I <sub>н</sub>		А	За варіантом
Струм 3-ф КЗ (задано)	I <sub>кз(3ф)</sub>		кА	Для перевірки I <sub>відкл</sub>
Тип лінії	—		ПЛ/КЛ	За варіантом
Довжина лінії	L		км	За варіантом
Потужність трансформатора КТП	S <sub>т</sub>		кВА	За варіантом
Умови середовища	—		—	пил/волога/тем-ра/внутр.-зовн.
Діагностичний кейс	—		—	Формулювання симптому

Таблиця 4.4 — Однолінійна схема (текстовий опис)

Ділянка/вузол	Позначення на схемі	Елемент/апарат	Призначення	Примітка
Джерело				
Ввід РУ 6/10 кВ				
Комірка (фідер)				
Лінія		ПЛ/КЛ		
Ввід КТП ВН				
Трансформатор				
Щит 0,4 кВ				
Навантаження				

Нижче під таблицею студент наводить рядком:  
Схема (текстом): Джерело → ... → Навантаження.

Таблиця 4.5 — Вибір типу РУ та схеми шин (обґрунтування)

Позиція вибору	Варіант рішення	Обране рішення	Обґрунтування речення) (2–4
Тип РУ	ВРУ / ЗРУ / КРУ / КРУЕ		
Схема шин	1 система / 2 системи / секціонування		

Таблиця 4.6 — Вибір апаратів комутації РУ (6–10 кВ)

Апарат	Вимоги за варіантом (U, I <sub>н</sub> , I <sub>кз</sub> )	Основні перевірки придатності	Прийняте рішення (тип/параметри)	Висновок (придатний/ні)
Вимикач (QF)	U= ; I <sub>н</sub> = ; I <sub>кз</sub> =	1) U <sub>н</sub> ≥ U; 2) I <sub>н ап</sub> ≥ I <sub>н</sub> ; 3) I <sub>відкл</sub> ≥ I <sub>кз(3ф)</sub>		
Роз'єднувач (QS)	U= ; I <sub>н</sub> =	1) U <sub>н</sub> ≥ U; 2) I <sub>н ап</sub> ≥ I <sub>н</sub> ; 3) виконання (внутр./зовн.)		
Заземлювач (QSз)	U= ; I <sub>н</sub> =	1) U <sub>н</sub> ≥ U; 2) узгодження з блокуваннями		
ОПН	U=; місце встановлення	1) клас напруги; 2) місце (ввід/лінія/КТП); 3) умови середовища		

Таблиця 4.7 — Вибір обладнання КТП 6–10/0,4 кВ

Вузол КТП	Вихідні вимоги	Обране рішення	Пояснення/обґрунтування
Трансформатор	$S_T = ; U_{ВН/УНН} = 6-10/0,4$		
ВН-ввід (захист)	$I_n$ , умови КЗ/експлуатації		(запобіжники / вимикач навантаження / вимикач)
УН-ввід (0,4 кВ)	струм вводу, селективність		(ввідний автомат: номінал/тип)
Відхідні лінії 0,4 кВ	кількість/тип навантажень (описово)		(автомати/запобіжники: принцип вибору)
Заземлення КТП	наявність/цілісність/приєднання		

Таблиця 4.8 — Чек-лист монтажного контролю (мінімум 15 пунктів)

№	Об'єкт контролю	Що перевіряється	Метод перевірки	Критерій "норма"	Відмітка
1	Заземлення РУ/КТП	цілісність, надійність приєднань	огляд/перевірка з'єднань	відсутність пошкоджень, затягнуто	
2	Контактні з'єднання шин	затягування, стан поверхонь	огляд/контроль затягування	без нагару, надійне з'єднання	
3	Кабельні вводи	кріплення, ущільнення	огляд	без тріщин, герметично	
4	Маркування	відповідність схемі	звірка	маркування повне	
5	Вторинні кола ТС/ТН	підключення, полярність, заземлення	звірка зі схемою	без помилок	
...	...	...	...	...	...
15	Блокування	правильність логіки	функц. перевірка без напруги	виключає помилкові операції	

Примітка: студент додає пункти для лінії (ПЛ/КЛ) та КТП за варіантом.

Таблиця 4.9 — «Карта дефекту» (під діагностичний кейс варіанта)

Симптом/ознака	Умови прояву	Ймовірні причини (3–5)	Перевірки (мінімум 3)	Очікуваний результат (що підтвердити/спростувати)	Рішення/дії персоналу

Таблиця 4.10 — Протокол діагностики (мінімальний перелік записів)

№	Перевірка/операція	Результат (факт/значення)	Висновок (норма/відхилення)	Прийняте рішення
1	Візуальний огляд вузла			
2	Контроль нагріву (описово)			
3	Вимір R <sub>із</sub> (якщо застосовно)			
4	Перевірка заземлення/екрана			
5	Перевірка блокувань/приводів (за потреби)			

Таблиця 4.11 — Висновки за роботою

Пункт	Зміст (заповнює студент)
1	Який тип РУ та схема шин обрані, чому
2	Які апарати комутації та захисту підбрано (коротко)
3	Які критичні ризики для надійності виявлені для варіанта
4	Які перевірки/дії є першочерговими за кейсом
5	Узагальнений висновок щодо безпеки та експлуатаційної готовності

Приклад заповнення — Варіант 1

Кейс: перегрів кабельної муфти КЛ 6 кВ.

Таблиця 1 — Вихідні дані варіанта (приклад)

Показник	Позначення	Значення	Одиниці	Примітка
Клас напруги РУ	U	6	кВ	—
Номінальний струм приєднання	In	630	А	фідер КЛ
Струм 3-ф КЗ (задано)	Iкз(3ф)	16	кА	для перевірки Івідкл
Тип лінії	—	КЛ	—	кабельна
Довжина лінії	L	1,2	км	—
Потужність трансформатора КТП	St	630	кВА	6/0,4 кВ
Умови середовища	—	внутр. РУ / зовн. траса	—	нормальна запиленість
Діагностичний кейс	—	Перегрів муфти	—	локальний нагрів

Таблиця 2 — Однолінійна схема (текстовий опис) (приклад)

Ділянка/вузол	Позначення на схемі	Елемент/апарат	Призначення	Примітка
Джерело 6 кВ	—	Шини ПС 6 кВ	Живлення РУ	—
Ввід РУ 6 кВ	QSвв	Роз'єднувач	Видимий розрив, ремонт	з блокуванням
Комірка фідера	QF1	Вакуумний вимикач	Комут. навантаження і КЗ	основний апарат
Вимірювання	TA1/TV1	ТС/ТН	Вимір і РЗА	втор. кола
Захист від перенапруг	ОПН1	ОПН 6 кВ	Обмеження перенапруг	на вводі/лінії
Лінія	КЛ-1	Кабель 6 кВ	Передача енергії	L=1,2 км
Ввід КТП ВН	QS2/FU	Вимикач навант.+запобіжники	Захист трансформатора	типово для КТП
Трансформатор	T1	6/0,4 кВ	Перетворення напруги	S=630 кВА
Щит 0,4 кВ	QF0	Ввідний автомат	Захист/комутація	селективність
Навантаження	—	Групи 0,4 кВ	Споживачі	описово

Схема (текстом):

Шини 6 кВ → QSвв → QF1 → TA1/TV1 → (ОПН1) → КЛ-1 → QS2/FU → T1 6/0,4 кВ → QF0 → навантаження 0,4 кВ

Таблиця 3 — Вибір типу РУ та схеми шин (приклад)

Позиція вибору	Варіант рішення	Обране рішення	Обґрунтування (2–4 речення)
Тип РУ	ВРУ / ЗРУ / КРУ / КРУЕ	КРУ 6 кВ	Для 6 кВ доцільне комплектне виконання: компактність, заводська уніфікація, швидкий монтаж, наявність блокувань підвищує безпеку.
Схема шин	1 система / 2 системи / секціонування	1 система шин	Для одного фідера та КТП допустима проста схема з мінімальною кількістю апаратури і прийнятними перервами під час ремонту.

Таблиця 4 — Вибір апаратів комутації РУ (приклад)

Апарат	Вимоги за варіантом (U, I <sub>n</sub> , I <sub>кз</sub> )	Основні перевірки придатності	Прийняте рішення (тип/параметри)	Висновок
Вимикач (QF1)	U=6 кВ; I <sub>n</sub> =630 А; I <sub>кз</sub> =16 кА	U <sub>n</sub> ≥ 6; I <sub>n ап</sub> ≥ 630; I <sub>відкл</sub> ≥ 16 кА	Вакуумний вимикач 6 кВ, I <sub>n</sub> =630 А, I <sub>відкл</sub> =20 кА	Придатний
Роз'єднувач (QSвв)	U=6 кВ; I <sub>n</sub> =630 А	U <sub>n</sub> ≥ 6; I <sub>n ап</sub> ≥ 630; виконання внутрішнє	Роз'єднувач 6 кВ, 630 А, внутр. виконання	Придатний
Заземлювач (QSз)	U=6 кВ	Узгодження з блокуваннями, можливість заземлення КЛ	Заземлювач у комірці КРУ (штатний)	Придатний
ОПН (ОПН1)	6 кВ, місце: ввід/лінія	клас напруги; умови перенапруг	ОПН 6 кВ на вводі КЛ	Придатний

Таблиця 6 — Чек-лист монтажного контролю (фрагмент прикладу, 15 пунктів)

№	Об'єкт контролю	Що перевіряється	Метод	Критерій "норма"	Відмітка
1	Заземлення РУ	цілісність, затягування	огляд	без пошкоджень, надійно	✓
2	Заземлення екрана КЛ	правильність приєднання	звірка/огляд	за схемою, контакт надійний	✓
3	Кабельні вводи КРУ	кріплення, ущільнення	огляд	герметично, без тріщин	✓
4	Контакти шин/перемичок	стан, підгоряння	огляд	чисті, без нагару	✓
5	Болтові з'єднання шин	затягування	контроль	затягнуто, маркування є	✓
6	Вторинні кола ТС/ТН	підключення, полярність	звірка	відповідність схемі	✓
7	Заземлення втор. кіл ТС	наявність	огляд	виконано	✓
8	Блокування комірки	логіка, робота замків	функц. перевірка	виключає помилки	✓
9	Привід вимикача	справність, індикація	перевірка	чіткі положення	✓
10	ОПН	кріплення, з'єднання	огляд	без дефектів	✓
11	Муфти/закладення КЛ	герметичність, стан оболонки	огляд	без пошкоджень	✗ (підозра)
12	Маркування КЛ	бирки, напрям	огляд	повне маркування	✓
13	КТП ВН-ввід	стан запобіжників/апарата	огляд	справні	✓
14	КТП НН-щит	автомати, затягування	огляд	без перегріву	✓
15	Документація	протоколи/схеми	перевірка	комплектно	✓

Таблиця 7 — «Карта дефекту» (приклад для варіанта 1)

Симптом/ознака	Умови прояву	Ймовірні причини (3–5)	Перевірки (мінімум 3)	Очікуваний результат	Рішення/дії персоналу
Перегрів кабельної муфти КЛ	Пікові навантаження, тривала робота	1) підвищений перехідний опір; 2) помилка монтажу гільзи/наконечника; 3) порушення заземлення екрана; 4) зволоження/чР	1) огляд муфти; 2) контроль нагріву (тепловізійно/контактно); 3) вимір R <sub>із</sub> ; 4) перевірка заземлення екрана	Підтвердити дефект з'єднання/екрана, спростувати лише перевантаження	Обмежити навантаження; вивести в ремонт; переробити/замініти муфту; контроль після ремонту

Таблиця 8 — Протокол діагностики (приклад)

№	Перевірка/операція	Результат (факт/значення)	Висновок (норма/відхилення)	Прийняте рішення
1	Візуальний огляд муфти	потемніння, сліди нагріву	відхилення	позачергова діагностика
2	Контроль нагріву	локальний нагрів в зоні з'єднання	відхилення	зниження навантаження
3	Вимір R <sub>із</sub> (описово)	нижче очікуваного для "сухої" ізоляції	підозра	перевірка на вологу/ЧР
4	Перевірка екрана/заземлення	приєднання ненадійне/окиснення	відхилення	відновити контакт
5	Рішення	муфта підлягає переробці/заміни	—	вивід у ремонт

Таблиця 9 — Висновки (приклад)

Пункт	Зміст (приклад формулювання)
1	Обрано КРУ 6 кВ з однією системою шин як компактне та безпечне рішення для живлення КТП.
2	Вибрано вакуумний вимикач 6 кВ 630 А з I <sub>відкл</sub> 20 кА, що перевищує заданий I <sub>кз(3ф)</sub> =16 кА.
3	Критичний ризик — локальний перегрів кабельної муфти через підвищений перехідний опір/порушення заземлення екрана.
4	Першочергові дії — обмеження навантаження, перевірка муфти, R <sub>із</sub> та заземлення екрана, подальша заміна/переробка муфти.
5	Запропонований план контролю та ремонтні дії забезпечують зниження аварійності й підвищення безпеки експлуатації.

#### 4.4. Критерії оцінювання

Зміст звіту.

1. Титульна сторінка.
2. Мета роботи.
3. Вихідні дані варіанта (таблиця).
4. Однолінійна схема (текстовий опис + короткі пояснення елементів).
5. Вибір типу РУ та схеми шин (2–4 речення обґрунтування).
6. Вибір апаратів комутації та захисту (вимикач, роз'єднувач, заземлювач, ОПН) з перевітками умов  $U_n$ ,  $I_n$ ,  $I_{відкл} \geq I_{кз}$ .
7. Вибір основних вузлів КТП (трансформатор, ВН/НН захист — описово).
8. Чек-лист монтажного контролю (не менше 15 пунктів).
9. Діагностичний кейс варіанта: "карта дефекту" + протокол перевірок (таблиці).
10. Висновки (5–7 речень).
11. Список використаних джерел (за потреби/вимогою кафедри).

Критерії оцінювання виконання практичних робіт.

Підготовлена згідно методичних вказівок робота у форматі файлу \*docx або \*pdf розміщується у відповідному розділі дисципліни в Moodle та перевіряється протягом тижня після здачі. Оскарження оцінки може бути здійснене не пізніше двох тижнів з моменту оцінювання роботи.

Розподіл балів за контрольними точками та графік їх виконання)

- 81-100 % від макс. балів – повна відповідність попередньому критерію, також ініціативність студента у роботі над проблемою, логічність та структурованість вербальної відповіді під час навчальної дискусії, здатність комунікувати у команді та під впливом негативних факторів, у т.ч. під тиском викладача та/або групи, вміння вести дискусію та бути критичним та самокритичним;
- 61-80 % від макс. балів – всі досліді/розрахунки виконані релевантно, аналіз отриманих результатів повний та обґрунтований, звіт оформлений акуратно;
- 41-60 % від макс. балів – досліді/розрахунки виконані релевантно, аналіз отриманих результатів неповний, або звіт оформлений неохайно;
- 21-40 % від макс. балів – у досліді/розрахунках присутні певні помилки, або аналіз отриманих результатів неповний, звіт оформлений неохайно;
- 1-20% від макс. балів – у досліді/розрахунках присутні певні помилки, аналіз отриманих результатів неповний, звіт оформлений неохайно.

#### 4.5. Питання для перевірки

1. Чим відрізняються функції вимикача та роз'єднувача?
2. Які типові елементи містить комірка КРУ 6–10 кВ?
3. Для чого застосовують заземлювач у комірці?
4. Які параметри є визначальними для вибору вимикача за умовами КЗ?
5. Які дефекти найчастіше виявляє тепловізійний контроль у РУ/КТП?
6. Які елементи КТП є критичними з точки зору пожежної безпеки?
7. Які ознаки можуть вказувати на часткові розряди в ізоляції?
8. Назвіть мінімальний перелік перевірок після монтажу комірки РУ.

#### 4.6. Перелік рекомендованої літератури

1. Немировський А. Є. Електрообладнання електричних мереж, станцій і підстанцій. Інфра-Інженерія, 2020. 174 с.
2. Бахор З. М., Яцейко А. Я. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів : Видавництво Львівської політехніки, 2023. 304 с.
3. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій : навч. посібник для студ. спец. 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад.: О. В. Остапчук, П. Л. Денисюк, Ю. П. Матеєнко ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

*Навчально-методичне видання*

*Шрамко Юрій Юрійович  
Мірошніченко Сергій Олександрович*

**ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ ТА МЕРЕЖ:  
методичні вказівки до виконання  
практичних робіт з дисципліни**

Самостійне електронне мережеве видання

Публікується в авторській редакції