

Практична робота №1

Аналіз структури та схем електричних мереж

Мета роботи: ознайомитися з видами та елементами електричних мереж (вузли, лінії, трансформатори, секційні вимикачі тощо). Навчитися читати та складати однолінійні схеми підстанцій і мереж, а також набутти практичних навичок побудови моделі мережі в ПЗ «Сікад» та підготовки короткого опису структури.

Короткі теоретичні відомості

Електрична мережа є сукупністю електроустановок та ліній електропередачі, призначених для передавання й розподілу електричної енергії від джерел живлення до споживачів за заданих показників якості та надійності. Для цілей аналізу структури і режимів роботи мережу доцільно описувати абстрактною графовою моделлю, у якій вузлам (вершинам) відповідають електричні вузли схеми – шини підстанцій, розподільчі пункти, точки приєднання генераторів і навантажень, а ребрам – електричні зв'язки між вузлами: повітряні/кабельні лінії, трансформатори, реактори, перемички та інші елементи, що забезпечують передачу потужності. Такий підхід дає можливість формалізовано досліджувати зв'язність мережі, наявність резервних шляхів живлення, можливість секціонування та перебудови схеми, а також виконувати розрахунки режимів (потокорозподіл, втрати, рівні напруги) на основі рівнянь вузлових напруг і струмів.

Структура мережі визначається її топологією та характером резервування. Радіальні мережі мають деревоподібну структуру з єдиним шляхом живлення до кожного споживача; вони є технічно простими та економічними, однак менш стійкими до відмов, оскільки пошкодження на магістралі призводить до знеструмлення частини приєднань. Кільцеві мережі передбачають два потенційні шляхи живлення, що підвищує надійність і дає змогу виконувати ремонтні перемикання з мінімальними перервами електропостачання, проте потребує складнішої комутаційної апаратури й узгодженого режиму роботи. Сітчасті

(мезшеві) мережі характеризуються наявністю множинних контурів і паралельних шляхів передавання потужності. Вони забезпечують високий рівень надійності та гнучкість керування потоками, але ускладнюють аналіз режимів, вибір засобів релейного захисту та автоматики, а також підвищують вимоги до координації параметрів і налаштувань. У розподільчих мережах напругою 6–35 кВ найчастіше застосовують радіальні та кільцеві схеми, що дозволяє досягати компромісу між вартістю побудови, простотою експлуатації та необхідним рівнем безперебійності живлення.

Для інженерного опису мережі широко використовують однолінійні схеми, які є стандартним способом подання трифазної системи у спрощеному вигляді одним графічним провідником із нанесенням умовних позначень електрообладнання та основних параметрів. На однолінійних схемах відображають джерела живлення (вводи від суміжних підстанцій, генератори, секції шин), вузли розподілу та навантаження, трансформаторні зв'язки між рівнями напруги, комутаційну апаратуру (вимикачі, роз'єднувачі, секційні та шиноз'єднувальні вимикачі), а також елементи компенсації реактивної потужності. Додатково вказують номінальні напруги й потужності, категорії та найменування приєднань, тип і довжину ліній, розрахункові чи встановлені навантаження, що робить схему не лише структурним, а й інформаційним документом для подальших розрахунків та експлуатаційних рішень. З точки зору моделювання, однолінійна схема визначає базову топологію мережі, за якою формуються матриці провідностей/опорів та задаються граничні умови для розрахунків режимів.

Побудова розрахункової моделі в програмних комплексах (зокрема в ПЗ «Сікад») ґрунтується на адекватному відтворенні як топології, так і електричних параметрів елементів. Для кожного рівня напруги задають шини та вузли, а також їх взаємозв'язки. Лінії електропередачі моделюють еквівалентними параметрами опору та провідності: активним і реактивним опорами (R , X), а за потреби ємнісною

складовою або поперечною провідністю (B), що особливо важливо для довших ліній і вищих класів напруги; на практиці ці параметри часто визначаються через питомі значення g_0 , x_0 , b_0 та довжину траси. Трансформатори описують номінальною потужністю $S_{ном}$, коефіцієнтом трансформації та короткозамикальною напругою U_k (або еквівалентним опором), враховують втрати холостого ходу й короткого замикання, групу з'єднання обмоток, а також можливість регулювання напруги під навантаженням (РПН) із заданим діапазоном і кроком. Навантаження у вузлах задають активною та реактивною потужностями (P , Q) або активною потужністю та коефіцієнтом потужності $\cos\varphi$ з подальшим визначенням Q , причому важливо узгодити прийняті знаки реактивної потужності та характер навантаження (індуктивний/ємнісний). Коректне введення цих даних забезпечує фізично обґрунтоване відтворення потоків потужності, рівнів напруги та втрат у мережі, а також дозволяє виконувати структурний аналіз – визначати вузлові ступені, критичні елементи, можливості секціонування й резервування, що є базою для оцінювання ефективності та оптимізації режимів роботи електричних систем і мереж.

Порядок виконання практичної роботи

1. Ознайомитися з вихідними даними свого варіанту.
2. Визначити тип схеми (радіальна/кільцева/змішана), кількість вузлів та основні елементи мережі.
3. Скласти однолінійну схему на аркуші або у ПЗ «Сікад».
4. Для кожної лінії вказати довжину та питомі параметри (або марку проводу/кабелю), для трансформатора – $S_{ном}$ і U_k .
5. Для кожного вузла навантаження задати P та $\cos\varphi$ (або P та Q).

6. У «Сікад» створити новий проєкт, додати рівень напруги, ввести вузли, з'єднати їх лініями/трансформатором, додати навантаження, виконати перевірку топології (відсутність «розірваних» елементів).
7. Сформувати короткий звіт: опис структури мережі, перелік елементів, схему (скріншот/експорт) та висновки.

Індивідуальні варіанти

№	Тип схеми	Вихідні дані
1	радіальна	Фідер F1: 4 км -> ТП-1 (P=275 кВт), 1 км -> ТП-2 (P=260 кВт); Фідер F2: 5 км -> ТП-3 (P=300 кВт), 3 км -> ТП-4 (P=180 кВт); Фідер F3: 2 км -> ТП-5 (P=325 кВт), 2 км -> ТП-6 (P=240 кВт); $\cos\varphi=0.89$
2	кільцева	Фідер F1: 5 км -> ТП-1 (P=325 кВт), 2 км -> ТП-2 (P=280 кВт); Фідер F2: 2 км -> ТП-3 (P=350 кВт), 1 км -> ТП-4 (P=200 кВт); $\cos\varphi=0.90$
3	змішана	Фідер F1: 2 км -> ТП-1 (P=375 кВт), 3 км -> ТП-2 (P=300 кВт); Фідер F2: 3 км -> ТП-3 (P=200 кВт), 2 км -> ТП-4 (P=220 кВт); Фідер F3: 4 км -> ТП-5 (P=225 кВт), 1 км -> ТП-6 (P=280 кВт); $\cos\varphi=0.91$
4	радіальна	Фідер F1: 3 км -> ТП-1 (P=225 кВт), 1 км -> ТП-2 (P=180 кВт); Фідер F2: 4 км -> ТП-3 (P=250 кВт), 3 км -> ТП-4 (P=240 кВт); $\cos\varphi=0.92$
5	кільцева	Фідер F1: 4 км -> ТП-1 (P=275 кВт), 2 км -> ТП-2 (P=200 кВт); Фідер F2: 5 км -> ТП-3 (P=300 кВт), 1 км -> ТП-4 (P=260 кВт); Фідер F3: 2 км -> ТП-5 (P=325 кВт), 3 км -> ТП-6 (P=180 кВт); $\cos\varphi=0.88$
6	змішана	Фідер F1: 5 км -> ТП-1 (P=325 кВт), 3 км -> ТП-2 (P=220 кВт); Фідер F2: 2 км -> ТП-3 (P=350 кВт), 2 км -> ТП-4 (P=280 кВт); $\cos\varphi=0.89$
7	радіальна	Фідер F1: 2 км -> ТП-1 (P=375 кВт), 1 км -> ТП-2 (P=240 кВт); Фідер F2: 3 км -> ТП-3 (P=200 кВт), 3 км -> ТП-4 (P=300 кВт);

		Фідер F3: 4 км -> ТП-5 (P=225 кВт), 2 км -> ТП-6 (P=220 кВт); cosφ=0.90
8	кільцева	Фідер F1: 3 км -> ТП-1 (P=225 кВт), 2 км -> ТП-2 (P=260 кВт); Фідер F2: 4 км -> ТП-3 (P=250 кВт), 1 км -> ТП-4 (P=180 кВт); cosφ=0.91
9	змішана	Фідер F1: 4 км -> ТП-1 (P=275 кВт), 3 км -> ТП-2 (P=280 кВт); Фідер F2: 5 км -> ТП-3 (P=300 кВт), 2 км -> ТП-4 (P=200 кВт); Фідер F3: 2 км -> ТП-5 (P=325 кВт), 1 км -> ТП-6 (P=260 кВт); cosφ=0.92
10	радіальна	Фідер F1: 5 км -> ТП-1 (P=325 кВт), 1 км -> ТП-2 (P=300 кВт); Фідер F2: 2 км -> ТП-3 (P=350 кВт), 3 км -> ТП-4 (P=220 кВт); cosφ=0.88
11	кільцева	Фідер F1: 2 км -> ТП-1 (P=375 кВт), 2 км -> ТП-2 (P=180 кВт); Фідер F2: 3 км -> ТП-3 (P=200 кВт), 1 км -> ТП-4 (P=240 кВт); Фідер F3: 4 км -> ТП-5 (P=225 кВт), 3 км -> ТП-6 (P=300 кВт); cosφ=0.89
12	змішана	Фідер F1: 3 км -> ТП-1 (P=225 кВт), 3 км -> ТП-2 (P=200 кВт); Фідер F2: 4 км -> ТП-3 (P=250 кВт), 2 км -> ТП-4 (P=260 кВт); cosφ=0.90
13	радіальна	Фідер F1: 4 км -> ТП-1 (P=275 кВт), 1 км -> ТП-2 (P=220 кВт); Фідер F2: 5 км -> ТП-3 (P=300 кВт), 3 км -> ТП-4 (P=280 кВт); Фідер F3: 2 км -> ТП-5 (P=325 кВт), 2 км -> ТП-6 (P=200 кВт); cosφ=0.91
14	кільцева	Фідер F1: 5 км -> ТП-1 (P=325 кВт), 2 км -> ТП-2 (P=240 кВт); Фідер F2: 2 км -> ТП-3 (P=350 кВт), 1 км -> ТП-4 (P=300 кВт); cosφ=0.92
15	змішана	Фідер F1: 2 км -> ТП-1 (P=375 кВт), 3 км -> ТП-2 (P=260 кВт); Фідер F2: 3 км -> ТП-3 (P=200 кВт), 2 км -> ТП-4 (P=180 кВт); Фідер F3: 4 км -> ТП-5 (P=225 кВт), 1 км -> ТП-6 (P=240 кВт); cosφ=0.88

Практична робота №2

Розрахунок електричних навантажень та графіків споживання

Мета роботи: навчитися визначати розрахункові (максимальні) навантаження споживачів за встановленою потужністю та коефіцієнтами. Побудувати добовий графік навантаження та визначити споживання електроенергії та закріпити навички роботи з табличним процесором для побудови графіків.

Короткі теоретичні відомості

Розрахунок електричних навантажень є базовою задачею електропостачання, оскільки від коректного визначення максимально можливих (розрахункових) потужностей залежать вибір перерізів провідників, параметрів комутаційної апаратури, трансформаторів, налаштувань захисту та оцінка втрат електроенергії. Для групи електроприймачів фактичне одночасне споживання, як правило, є меншим за суму їхніх номінальних потужностей, тому в інженерній практиці застосовують поняття встановленої потужності та коефіцієнтів, що враховують реальний режим роботи. Встановлена потужність $P_{вст}$ – це сума номінальних активних потужностей усіх електроприймачів групи (або їхніх паспортних значень), яка характеризує «потенціал» споживання за умови одночасної роботи всіх приймачів на номіналі. Проте для попередніх і проєктних розрахунків більш інформативною є розрахункова (максимальна) активна потужність P_p , що визначає найбільше очікуване навантаження групи в характерних умовах експлуатації. Її часто оцінюють за спрощеною залежністю:

$$P_p = P_{вст} \cdot k_{п}$$

де $k_{п}$ – коефіцієнт попиту. Коефіцієнт попиту відображає статистично обґрунтовану частку встановленої потужності, яка реально може бути задіяна одночасно в момент максимального навантаження. Значення $k_{п}$ залежать від типу споживачів (промислові механізми, освітлення, побутові прилади, змішані групи),

режиму їх роботи та характеру технологічного процесу; тому на етапі попередніх розрахунків допускається використання довідкових табличних значень k_p , отриманих на основі узагальнення експлуатаційних даних.

Оскільки в мережах змінного струму поряд з активною потужністю, що виконує корисну роботу, присутня також реактивна складова, для повного опису електричного навантаження використовують активну P , реактивну Q та повну S потужності. Активна потужність P вимірюється у ватах (кВт) і відповідає перетворенню електричної енергії в механічну, теплову тощо. Реактивна потужність Q (кВАр) характеризує енергообмін між джерелом та реактивними елементами навантаження (індуктивностями й ємностями), не здійснюючи безпосередньо корисної роботи, але впливаючи на струми, падіння напруги та втрати. Повна потужність S (кВА) пов'язана з діючими значеннями напруги та струму і визначає «електричне навантаження» мережевих елементів за струмом. Між цими величинами існує співвідношення трикутника потужностей:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

А також зв'язок через коефіцієнт потужності $\cos\varphi$, який дорівнює відношенню активної потужності до повної:

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

Звідси випливають практичні формули для розрахунків:

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

$$Q = P \cdot \tan\varphi,$$

де кут зсуву фаз φ визначають як $\varphi = \arccos(\cos\varphi)$. Важливою характеристикою споживачів є зміна навантаження в часі, оскільки навіть за однакової встановленої та розрахункової потужностей різні типи навантажень

мають різний добовий профіль. Для аналізу режимів роботи та енергоспоживання будують добові графіки навантаження, які відображають залежність активної потужності $P(t)$ від часу протягом 24 годин. Щоб уніфікувати форму графіків і застосовувати їх для різних об'єктів, часто використовують відносні коефіцієнти навантаження:

$$p(t) = \frac{P(t)}{P_{\max}}$$

де P_{\max} – максимальне значення потужності за добу. Вибір характерної кривої $p(t)$ здійснюють залежно від типу споживача: для промислових об'єктів типовими є піки у робочі зміни та зниження в нічний час, для побутових – ранковий і вечірній максимуми, для змішаних – комбінований характер із згладженою формою. Після визначення P_{\max} (зокрема як розрахункового значення) та вибору профілю $p(t)$ абсолютні значення потужності знаходять як:

$$P(t) = p(t) \cdot P_{\max}$$

Електрична енергія, спожита за певний інтервал часу, є інтегралом потужності за часом, тому для добового споживання використовують співвідношення:

$$W_{\text{д}} = \int_0^{24} P(t) dt.$$

У табличних розрахунках застосовують дискретизацію часу з кроком Δt (наприклад, 1 година), що приводить до наближеного підсумовування:

$$W_{\text{д}} = \sum P(t) \cdot \Delta t$$

Якщо Δt виражено в годинах, а $P(t)$ – у кВт, то $W_{\text{д}}$ отримують у кВт·год. Такий підхід дозволяє не лише оцінити загальне добове споживання, але й проаналізувати вплив пікових навантажень, визначити коефіцієнт використання максимуму, виявити періоди найбільшого навантаження та обґрунтувати заходи з керування попитом. Побудова графіків у табличному процесорі забезпечує наочне представлення режимів роботи та полегшує порівняння різних сценаріїв

навантаження, а також подальші інженерні розрахунки електропостачальних систем.

Порядок виконання практичної роботи

1. Отримати вихідні дані свого варіанту (встановлені потужності та коефіцієнти попиту).
2. Розрахувати розрахункові активні навантаження кожної групи:

$$P_{p,i} = P_{вст,i} \cdot k_{п,i}$$

3. Визначити сумарне максимальне активне навантаження об'єкта:

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^n P_{p,i}$$

4. За заданим коефіцієнтом потужності $\cos \varphi$ визначити максимальні реактивну та повну потужності:

$$\varphi = \arccos(\cos \varphi),$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \tan \varphi,$$

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos \varphi}.$$

5. Прийняти (або вибрати з літератури) відносний добовий профіль навантаження $p(t)$ та побудувати добову залежність активної потужності:

$$p(t) = \frac{P(t)}{P_{\max}}, \quad P(t) = P_{\max} \cdot p(t)$$

де $t \in [0;24]$ год (за дискретизації, наприклад, $\Delta t = 1$ год).

6. У середовищі Excel/Calc побудувати графік $P(t)$.
7. Обчислити добове споживання електроенергії та середнє навантаження:

$$W_{\text{д}} = \sum_t P(t) \cdot \Delta t, \quad P_{\text{ср}} = \frac{W_{\text{д}}}{24}.$$

Індивідуальні варіанти

№	Двигуни $P_{вст}$, кВт	$k_{п}$	Освітл. $P_{вст}$, кВт	$k_{п}$	Нагрів $P_{вст}$, кВт	$k_{п}$	$\cos\varphi$
1	220	0.63	27	0.91	100	0.50	0.86
2	240	0.64	29	0.92	110	0.52	0.87
3	260	0.65	31	0.93	120	0.54	0.88
4	280	0.66	33	0.90	130	0.56	0.89
5	300	0.67	35	0.91	140	0.48	0.90
6	320	0.62	37	0.92	150	0.50	0.91
7	340	0.63	39	0.93	160	0.52	0.92
8	360	0.64	41	0.90	170	0.54	0.85
9	380	0.65	43	0.91	180	0.56	0.86
10	400	0.66	45	0.92	190	0.48	0.87
11	420	0.67	47	0.93	200	0.50	0.88
12	440	0.62	49	0.90	210	0.52	0.89
13	460	0.63	51	0.91	220	0.54	0.90
14	480	0.64	53	0.92	230	0.56	0.91
15	500	0.65	55	0.93	240	0.48	0.92

Практична робота №3

Основи теорії розрахунку електричних мереж

Мета роботи: закріпити вміння визначати параметри ліній та навантаження у трифазних мережах. Навчитися оцінювати падіння напруги та втрати потужності в лінії електропередачі та підготувати вихідні дані для подальших комп'ютерних розрахунків режимів.

Короткі теоретичні відомості

Усталений режим роботи трифазної електричної мережі зазвичай аналізують за припущенням симетрії фаз і синусоїдності напруг та струмів, що дає змогу перейти від розгляду повної трифазної системи до еквівалентної однофазної схеми «на фазу». За цих умов параметри елементів мережі подаються комплексними величинами, а взаємозв'язок між напругою, струмом і потужністю описують методами комплексних чисел. Лінійні елементи (повітряні або кабельні лінії електропередачі) в режимних розрахунках характеризуються позовжнім комплексним опором:

$$Z = R + jX,$$

де активна складова R відображає омичні втрати в провідниках, а реактивна складова X зумовлена індуктивністю лінії та визначає реактивні перепади напруги й обмін реактивною потужністю між джерелом і навантаженням. Для ділянок лінії відносно невеликої довжини (типово для розподільчих мереж 6–35 кВ) застосовують спрощену модель, у якій ємнісною провідністю нехтують, а параметри визначаються через питомі значення. У такому разі активний і індуктивний опори ділянки довжиною L обчислюють за лінійною залежністю:

$$R = r_0 L$$

$$X = x_0 L$$

де r_0 і x_0 – питомі опори (Ом/км), що залежать від типу проводу/кабелю, перерізу, матеріалу, взаємного розташування фаз і частоти. У більш точних розрахунках, зокрема для кабельних мереж або для протяжних ліній, додатково враховують поперечні параметри (ємнісну провідність), застосовуючи π -еквівалентну схему, оскільки зарядні струми здатні впливати на рівні напруг та баланс реактивної потужності.

Навантаження у вузлах мережі в усталеному режимі задають, як правило, активною та реактивною потужностями P і Q або активною потужністю та коефіцієнтом потужності $\cos\varphi$. Комплексна потужність визначається як:

$$S = P + jQ$$

Повна величина:

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Для симетричної трифазної системи зв'язок між повною потужністю, лінійною напругою U і лінійним струмом I задається співвідношенням:

$$|S| = \sqrt{3}UI$$

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

Якщо задано P та $\cos\varphi$, то реактивну потужність визначають через кут зсуву фаз φ :

$$Q = P \tan \varphi$$

$$\tan \varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1}$$

Ці співвідношення є базовими для підготовки вихідних даних до подальших розрахунків потякорозподілу, оскільки дозволяють узгоджено переходити між формами подання навантаження (PQ , $P-\cos\varphi$) та оцінювати струмові навантаження елементів мережі.

Оцінювання падіння напруги в лінії є ключовим етапом аналізу режиму, оскільки рівні напруг у вузлах безпосередньо визначають якість електропостачання і допустимість режиму за нормативними обмеженнями. У спрощеному наближенні для короткої лінії, коли модуль падіння напруги відносно невеликий, а кутові зміни напруги не є визначальними, перепад напруги можна оцінювати за лінеаризованими виразами, що пов'язують його з потоками активної й реактивної потужності та параметрами лінії. Для симетричного режиму наближена формула відносного падіння напруги (у відсотках) має вигляд:

$$\Delta U\% \approx 100 \cdot \frac{R P + X Q}{U^2}$$

де R і X – поздовжні опори ділянки, P і Q – потужності, що передаються лінією до навантаження, а U – лінійна напруга на початку (або номінальна/розрахункова) у тих самих узгоджених одиницях.

Фізичний зміст цього співвідношення полягає в тому, що активна складова струму, пов'язана з передачею P , спричиняє падіння напруги на активному опорі R , тоді як реактивна складова струму, пов'язана з передачею Q , формує додатковий спад на індуктивному опорі X . Саме тому погіршення коефіцієнта потужності (зростання Q при сталому P) призводить до збільшення струму, зростання перепадів напруги та підвищення втрат, що обґрунтовує доцільність компенсації реактивної потужності в розподільчих мережах.

Втрати активної потужності в лініях у режимних розрахунках визначають як омічні втрати в провідниках, які пропорційні квадрату струму. Для трифазної лінії при симетрії фаз технічні втрати активної потужності обчислюють за формулою:

$$\Delta P = 3I^2 R$$

де I – лінійний (і водночас фазний) струм, а R – активний опір одного фазного проводу на розрахунковій довжині. Наявність множника 3 відображає сумарний внесок трьох фаз. Важливо підкреслити, що оскільки I залежить від $|S|$, а $|S|$ зростає зі збільшенням реактивної складової, втрати активної потужності

збільшуються не лише зі зростанням активного навантаження, але й при «поганому» $\cos\varphi$. У практичних оцінках також можуть розглядатися втрати напруги й потужності в трансформаторах (втрати холостого ходу та навантажувальні втрати), проте в межах базових розрахунків для однієї лінії основним є врахування втрат I^2R .

Для систематизації та уніфікації розрахунків у мережах із кількома рівнями напруги широко застосовують систему відносних одиниць (per-unit, p.u.), у якій величини нормують на вибрані базові значення потужності S_b та напруги U_b . Це дозволяє зменшити ризик помилок у перетвореннях одиниць і суттєво спрощує порівняння параметрів елементів на різних рівнях напруги, а також виконання розрахунків у комплексній формі. У системі p.u. базовий струм визначається як:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}U_b}$$

$$Z_b = \frac{U_b^2}{S_b}$$

Тоді будь-який опір елемента подається як:

$$z = \frac{Z}{Z_b}$$

У результаті модель мережі стає «масштабно узгодженою», що є особливо корисним на етапі підготовки даних до комп'ютерних розрахунків поточкорозподілу та подальшого аналізу режимів у програмних комплексах.

Порядок виконання практичної роботи

1. За даними варіанту визначити R та X лінії:

$$R = r_0 L, \quad X = x_0 L.$$

2. Обчислити реактивну потужність навантаження за заданими P та $\cos\varphi$:

$$\varphi = \arccos(\cos \varphi), \quad Q = P \tan \varphi$$

3. Знайти повну потужність та струм лінії:

$$|S| = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad I = \frac{|S|}{\sqrt{3}U}$$

4. Оцінити падіння напруги у відсотках і в абсолютному значенні:

$$\Delta U\% \approx 100 \cdot \frac{RP + XQ}{U^2}, \quad \Delta U = \frac{\Delta U\%}{100} U$$

5. Обчислити втрати активної потужності в лінії та зробити висновок щодо допустимості режиму (за рівнем напруги/втратами):

$$\Delta P = 3 I^2 R$$

Індивідуальні варіанти

№	U, кВ	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	P, кВт	cosφ
1	6	5	0.30	0.36	560	0.83
2	6	6	0.32	0.38	620	0.84
3	6	7	0.34	0.40	680	0.85
4	6	8	0.36	0.42	740	0.86
5	6	9	0.38	0.34	800	0.87
6	10	10	0.28	0.36	860	0.88
7	10	11	0.30	0.38	920	0.89
8	10	12	0.32	0.40	980	0.90
9	10	13	0.34	0.42	1040	0.91
10	10	14	0.36	0.34	1100	0.82
11	35	15	0.38	0.36	1160	0.83
12	35	16	0.28	0.38	1220	0.84
13	35	17	0.30	0.40	1280	0.85
14	35	18	0.32	0.42	1340	0.86
15	35	19	0.34	0.34	1400	0.87

Практична робота №4

Аналіз режимів роботи електричних мереж

Мета роботи: ознайомитися з поняттям усталеного режиму та основами розрахунку поточкорозподілу (load flow). Навчитися аналізувати напруги у вузлах, завантаження ліній і втрати потужності та отримати практичні навички розрахунку режиму в ПЗ «Сікад».

Короткі теоретичні відомості

Усталений режим роботи електричної мережі розуміють як такий стан, за якого миттєві значення напруг і струмів змінюються синусоїдально з сталою частотою, а їхні діючі значення та фазові співвідношення в часі залишаються практично незмінними. У цьому режимі електричні процеси описують за допомогою комплексних величин (фазорів), що дозволяє перейти від диференціальних рівнянь до алгебраїчних співвідношень між вузловими напругами, струмами та потужностями. Основною інженерною задачею аналізу усталеного режиму є визначення розподілу напруг у вузлах і потоків активної та реактивної потужності в елементах мережі за відомих навантажень, параметрів ліній та трансформаторів і умов живлення. Саме цей клас задач отримав назву розрахунку поточкорозподілу або load flow (power flow), і він лежить в основі перевірки допустимості режимів, оцінювання втрат, вибору технічних рішень щодо розвитку мережі та налаштувань засобів регулювання напруги й реактивної потужності.

Математично задача поточкорозподілу формулюється через рівняння балансу струмів у вузлах (закон Кірхгофа) та зв'язок струмів із вузловими напругами через матрицю вузлових провідностей Y_{bus} . Для кожного вузла мережі комплексний струм визначається як сума струмів, що протікають через приєднані гілки, а комплексна потужність у вузлі пов'язана з напругою і струмом співвідношенням:

$$S = P + jQ = U \cdot I^*$$

де I^* – комплексно спряжений струм. У результаті отримують систему нелінійних алгебраїчних рівнянь відносно модулів і кутів вузлових напруг. Нелінійність зумовлена тим, що активна й реактивна потужності залежать від добутків напруг і тригонометричних функцій різниць кутів між вузлами, а також від параметрів гілок (опорів і провідностей). Для практичних мереж із десятками й сотнями вузлів аналітичне розв'язання такої системи неможливе, тому застосовують чисельні ітераційні методи.

У комп'ютерних комплексах розрахунок поточкорозподілу реалізують методами послідовних наближень, серед яких поширеними є метод Ньютона-Рафсона, його модифікації (наприклад, «спрощений» або «декупльований» варіант), а також метод Гауса-Зейделя для невеликих задач. Метод Ньютона-Рафсона базується на лінеаризації системи нелінійних рівнянь у околі поточного наближення та послідовному розв'язанні системи лінійних рівнянь з матрицею Якобі, що забезпечує високу швидкість збіжності за умови коректних вихідних даних і належної чисельної стійкості. На практиці перед розрахунком необхідно визначити типи вузлів за заданими граничними умовами: вузол-баланс (slack) задає модуль і кут напруги та «покриває» дисбаланс потужності в мережі; вузли типу PQ задаються активною і реактивною потужностями навантаження; вузли типу PV задаються активною потужністю генерації та модулем напруги, а реактивна потужність визначається в процесі розрахунку з урахуванням можливих обмежень за Q. Для розподільчих мереж, де генерація часто відсутня або є локальною, переважно використовують один балансний вузол і набір PQ-вузлів.

Результатом розрахунку поточкорозподілу є набір режимних показників, що характеризують технічну допустимість і ефективність роботи мережі. Передусім визначають модулі напруг у вузлах і порівнюють їх із нормативними або

експлуатаційними межами, наприклад 0,95–1,05 U для нормального режиму (конкретні межі залежать від класу напруги та вимог стандартів і оператора мережі). Далі аналізують потоки активної та реактивної потужності в гілках, струми та коефіцієнти завантаження ліній і трансформаторів відносно їх тривалих допустимих значень, що дозволяє виявляти перевантаження, «вузькі місця» та критичні ділянки. Окремо оцінюють втрати потужності, які в усталеному режимі складаються переважно з омичних втрат I^2R у лініях і навантажувальних втрат у трансформаторах, а також можуть включати втрати холостого ходу трансформаторів і додаткові втрати в компенсувальних пристроях. На підставі цих даних роблять висновки щодо відповідності режиму вимогам якості напруги, допустимості за нагрівом елементів, а також щодо доцільності заходів з оптимізації – зміни схеми секціонування, перерозподілу навантажень, встановлення засобів компенсації реактивної потужності, коригування ступенів РПН трансформаторів або модернізації провідників/кабельних ліній.

Практичне виконання аналізу режимів у ПЗ «Сікад» полягає у побудові параметризованої моделі мережі (вузли, гілки, трансформатори, навантаження, джерела), виборі балансного вузла, введенні вихідних даних у погоджених одиницях та запуску розрахунку поточкорозподілу з контролем збіжності. Після успішного розрахунку програмний комплекс формує звітні матеріали, які, як правило, включають таблиці вузлових напруг (модуль і кут), потоки P/Q по гілках у заданому напрямку, сумарні та поелементні втрати, а також коефіцієнти завантаження обладнання. Інтерпретація цих результатів є основою інженерного аналізу: за відхиленнями напруг встановлюють проблемні вузли, за завантаженнями – перевантажені лінії/трансформатори, за втратами – ділянки з найбільшим внеском у неефективність режиму.

Вихідна розрахункова схема для варіантів

Для всіх варіантів використовується кільцева трифазна мережа класу напруги 10 кВ з 4 вузлами 1–4:

Вузол 1 – шини ПС 10 кВ (опорний/балансуючий вузол, *slack bus*):

$$U_1 = 10 \text{ кВ}$$

Вузли 2–4 – вузли навантаження (типу PQ), де задаються P і Q або P і $\cos\phi$.

Кільце складається з чотирьох ділянок:

$$(1-2), (2-3), (3-4), (4-1)$$

$$L_{12} = 5 \text{ км}, \quad L_{23} = 3 \text{ км}, \quad L_{34} = 4 \text{ км}, \quad L_{41} = 6 \text{ км}.$$

Питомі поздовжні параметри (на 1 км):

$$r_0 = 0.32 \text{ } \Omega/\text{км}, \quad x_0 = 0.38 \text{ } \Omega/\text{км}.$$

де r_0 – питомий активний опір; x_0 – питомий індуктивний опір.

Повні поздовжні опори ділянки лінії довжиною L визначаються:

$$R = r_0 L, \quad X = x_0 L$$

Комплексний опір:

$$Z = R + jX$$

У разі введення навантажень у кВт/квар слід врахувати перехід одиниць: 1 МВт = 1000 кВт, 1 Мвар = 1000 квар.

Порядок виконання практичної роботи (ПЗ «Сікад»)

1. Створити новий проєкт та задати базовий рівень напруги 10 кВ.
2. Створити 4 вузли (шини) та позначити вузол 1 як опорний (slack).

3. Додати лінії між вузлами відповідно до схеми, задати довжини та питомі параметри (або R і X).
4. У вузлах 2-4 задати навантаження згідно свого варіанту (P та Q або P і $\cos\phi$).
5. Запустити розрахунок режиму (потокорозподіл / load flow).
6. Зняти результати: модулі напруг U у вузлах, потоки P/Q по лініях, втрати активної потужності.
7. Проаналізувати чи виходить напруга за межі $0.95-1.05 U_{ном}$ та вказати, які елементи найбільш завантажені. Також навести величину втрат.
8. Оформити звіт зі скріншотами схеми та таблицями результатів.

Індивідуальні варіанти

№	P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	P_3 , МВт	Q_3 , Мвар	P_4 , МВт	Q_4 , Мвар
1	1.05	0.54	0.84	0.38	0.63	0.39
2	1.10	0.53	0.88	0.37	0.66	0.39
3	1.15	0.52	0.92	0.36	0.69	0.39
4	1.20	0.51	0.96	0.35	0.72	0.39
5	1.25	0.49	1.00	0.48	0.75	0.38
6	1.30	0.70	1.04	0.47	0.78	0.38
7	1.35	0.69	1.08	0.46	0.81	0.52
8	1.40	0.68	1.12	0.44	0.84	0.52
9	1.45	0.66	1.16	0.42	0.87	0.52
10	1.50	0.64	1.20	0.58	0.90	0.51
11	1.55	0.61	1.24	0.56	0.93	0.50
12	1.60	0.86	1.28	0.55	0.96	0.49
13	1.65	0.85	1.32	0.52	0.99	0.48
14	1.70	0.82	1.36	0.49	1.02	0.66
15	1.75	0.80	1.40	0.68	1.05	0.65

Практична робота №5

Розрахунок втрат електричної енергії в електричних мережах

Мета роботи: вивчити складові технічних втрат потужності та енергії в елементах мережі. Навчитися визначати втрати активної потужності в лініях та трансформаторах та отримати навички формування звіту по втратах у ПЗ «Сікад».

Короткі теоретичні відомості

Технічні втрати активної потужності в електричних мережах є неминучим наслідком протікання струму через елементи з ненульовим активним опором, а також енергетичних процесів у магнітних колах трансформаторів. У загальному випадку втрати розглядають як різницю між потужністю, що надходить у елемент мережі, та потужністю, що віддається ним у навантаження, і саме вони визначають додаткове споживання електроенергії, нагрівання обладнання та зниження економічності електропостачання.

У повітряних і кабельних лініях основну частку технічних втрат активної потужності становлять втрати на нагрівання провідників, які описуються законом Джоуля–Ленца. Для симетричної трифазної лінії при сталому значенні фазного струму I активні втрати потужності визначають як:

$$\Delta P_{\ell} = 3I^2 R$$

де R – активний опір однієї фази (провідника) лінії. Активний опір залежить від матеріалу, довжини та площі поперечного перерізу провідника і, як правило, зростає зі збільшенням температури. Якщо режим навантаження змінюється в часі, то струм $I(t)$ є функцією часу, і миттєві втрати потужності відповідно також є змінними:

$$\Delta P_{\ell}(t) = 3I^2(t)R$$

У випадку, коли відомі активна та реактивна потужності, що передаються лінією, струм може бути виражений через повну потужність. Для трифазної системи за лінійної напруги U маємо:

$$S(t) = \sqrt{P^2(t) + Q^2(t)}, \quad I(t) = \frac{S(t)}{\sqrt{3}U}$$

що дозволяє перейти від енергетичних показників навантаження до втрат у провідниках.

Втрати в силових трансформаторах мають іншу фізичну природу і традиційно поділяються на дві складові: холості (безнавантажувальні) та навантажувальні. Холості втрати P_0 зумовлені процесами в сталі магнітопроводу (гістерезис і вихрові струми) та споживанням енергії на створення магнітного потоку при поданій напрузі. У першому наближенні їх вважають практично незалежними від навантаження трансформатора, але залежними від прикладеної напруги та частоти; у розрахунках зазвичай приймають значення P_0 , наведене в паспорті або отримане за результатами випробування холостого ходу.

Навантажувальні втрати P_k зумовлені нагріванням обмоток (втрати в міді) та додатковими втратами розсіювання, і тому істотно залежать від струму навантаження. Припускаючи сталий активний опір обмоток, навантажувальні втрати наближено пропорційні квадрату струму:

$$P_k(t) \approx P_{k,\text{НОМ}} \left(\frac{I(t)}{I_{\text{НОМ}}} \right)^2$$

де $P_{k,\text{НОМ}}$ – втрати короткого замикання (навантажувальні втрати) при номінальному струмі $I_{\text{НОМ}}$ (визначаються в досліді короткого замикання). Тоді сумарні втрати активної потужності в трансформаторі можна подати як:

$$\Delta P_{\text{тр}}(t) = P_0 + P_k(t)$$

Втрати електричної енергії за заданий період часу T визначають інтегруванням миттєвих втрат потужності:

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt$$

У практичних розрахунках найчастіше застосовують дискретне подання графіка навантаження з кроком Δt (наприклад, 1 година), тоді енергетичні втрати оцінюють сумою:

$$\Delta W \approx \sum_{k=1}^N \Delta P(t_k) \Delta t, \quad N = \frac{T}{\Delta t}$$

Оскільки в лініях і в трансформаторних обмотках втрати здебільшого пропорційні $I^2(t)$, то зручно використовувати поняття еквівалентного квадратичного струму або коефіцієнта втрат (loss factor), який враховує нерівномірність навантаження за часом. Для довільного графіка струму за період T середнє значення квадрата струму визначають як:

$$I_{\text{ср}}^2 = \frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt$$

Тоді енергія втрат у лінії може бути записана у вигляді:

$$\Delta W_{\ell} = 3R \int_0^T I^2(t) dt = 3RT I_{\text{ср}}^2$$

За наявності добового (або іншого) характерного профілю навантаження ці співвідношення дозволяють узгоджено оцінювати як миттєві втрати потужності, так і втрати енергії за період, а також формувати підсумковий звіт по втратах у програмних комплексах розрахунку режимів мережі (зокрема в ПЗ «Сікад»), де втрати визначаються на основі розрахованих струмів і параметрів елементів мережі.

Порядок виконання практичної роботи (ПЗ «Сікад»)

1. Відкрити модель мережі (можна використати файл з роботи №4) та перевірити правильність даних.
2. Задати навантаження відповідно до свого варіанту.

3. Виконати розрахунок режиму та сформуванати звіт по втратах (по лініях та/або трансформаторах).
4. Визначити сумарні втрати ΔP_{Σ} , елемент(и) з найбільшими втратами, питомі втрати (кВт на МВт навантаження).
5. За заданою тривалістю роботи режиму (наприклад 24 год або 1 місяць) оцінити втрати енергії ΔW .
6. Сформуванати рекомендації щодо зниження втрат (компенсація реактивної потужності, зміна конфігурації, РПН тощо).

Індивідуальні варіанти аналогічні ПР №4

№	P_2 , МВт	Q_2 , Мвар	P_3 , МВт	Q_3 , Мвар	P_4 , МВт	Q_4 , Мвар
1	1.05	0.54	0.84	0.38	0.63	0.39
2	1.10	0.53	0.88	0.37	0.66	0.39
3	1.15	0.52	0.92	0.36	0.69	0.39
4	1.20	0.51	0.96	0.35	0.72	0.39
5	1.25	0.49	1.00	0.48	0.75	0.38
6	1.30	0.70	1.04	0.47	0.78	0.38
7	1.35	0.69	1.08	0.46	0.81	0.52
8	1.40	0.68	1.12	0.44	0.84	0.52
9	1.45	0.66	1.16	0.42	0.87	0.52
10	1.50	0.64	1.20	0.58	0.90	0.51
11	1.55	0.61	1.24	0.56	0.93	0.50
12	1.60	0.86	1.28	0.55	0.96	0.49
13	1.65	0.85	1.32	0.52	0.99	0.48
14	1.70	0.82	1.36	0.49	1.02	0.66
15	1.75	0.80	1.40	0.68	1.05	0.65

Практична робота №6

Оцінювання енергоефективності електричних систем і мереж

Мета роботи: застосувати показники енергоефективності для оцінювання роботи мережі (рівень втрат, коефіцієнт потужності, завантаження). Розрахувати потребу в компенсації реактивної потужності та оцінити очікуваний ефект та виконати порівняльний аналіз режимів «до/після» заходів у ПЗ «Сікад» (за можливості).

Короткі теоретичні відомості

Енергоефективність електричних систем і мереж доцільно розглядати як сукупність технічних характеристик режиму, що визначають, наскільки раціонально мережа передає та розподіляє електроенергію за заданих обмежень на якість напруги, пропускну здатність елементів і рівень втрат. На відміну від аналізу технічних втрат як фізичного явища (що є предметом розгляду окремої теми), оцінювання енергоефективності базується на порівнянні показників роботи мережі та на виборі заходів, які покращують ці показники без погіршення надійності й якості електропостачання.

До типових індикаторів енергоефективності належать: частка втрат електроенергії в обсязі переданої/відпущеної енергії, коефіцієнт потужності, показники завантаження обладнання та відхилення напруги у вузлах. Відносні (питомі) втрати електроенергії визначають як:

$$\delta_W = \frac{\Delta W}{W_{\text{відп}}}$$

$$\delta_W \% = 100 \cdot \frac{\Delta W}{W_{\text{відп}}}$$

де ΔW – втрати електроенергії за розрахунковий період, $W_{\text{відп}}$ – відпущена (передана) електроенергія за той самий період. У звітності та техніко-економічних

обґрунтуваннях цей показник є ключовим, оскільки дозволяє порівнювати ефективність різних об'єктів незалежно від їх абсолютної потужності.

Фундаментальним параметром режиму, який впливає на ефективність передавання, є коефіцієнт потужності $\cos\varphi$, що характеризує співвідношення активної та повної потужностей:

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

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Низький $\cos\varphi$ означає, що для передавання тієї самої активної потужності РРР мережа змушена передавати підвищену повну потужність S , а отже – працювати з більшими струмами. Для трифазної системи струм у вітці (або на вводі) виражають як:

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

де U – лінійна напруга. Саме через зростання I погіршуються енергетичні показники мережі: збільшуються втрати, погіршується профіль напруг, зростає завантаження трансформаторів і ліній, зменшується запас пропускної здатності. Тому одним із найпоширеніших заходів підвищення енергоефективності є компенсація реактивної потужності безпосередньо в вузлах споживання. Ідея компенсації полягає в тому, щоб частину реактивної потужності, потрібної навантаженню, генерувати локально (конденсаторними установками або іншими компенсаторами), зменшуючи реактивні потоки по мережі. Необхідну реактивну потужність компенсуючої установки при переході від початкового коефіцієнта потужності $\cos\varphi_1$ до заданого $\cos\varphi_2$ визначають за активної потужності навантаження P :

$$Q_c = P(\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2)$$

$$\varphi_1 = \arccos(\cos \varphi_1), \quad \varphi_2 = \arccos(\cos \varphi_2)$$

Для розрахунків без явного переходу до кутів допускається використання залежності:

$$\tan \varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1}$$

Після компенсації нове значення реактивної потужності, що надходить із мережі, зменшується:

$$Q_2 = Q_1 - Q_c$$

Повна потужність і струм також знижуються відповідно до:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q_2^2}$$

$$I_2 = \frac{S_2}{\sqrt{3}U}$$

Окремою групою показників енергоефективності є показники використання обладнання. Завантаження трансформаторів і ліній оцінюють відношенням фактичної повної потужності до номінальної:

$$k_{\text{зав}} = \frac{S}{S_{\text{НОМ}}}$$

$$k_{\text{зав}} \% = 100 \cdot \frac{S}{S_{\text{НОМ}}}$$

Компенсація реактивної потужності зазвичай знижує S , а отже і $k_{\text{зав}}$, що дозволяє або збільшити резерв пропускної здатності, або зменшити ризик перевантаження в пікових режимах. Паралельно контролюють якість напруги у вузлах, використовуючи відхилення від номіналу:

$$\Delta U\% = 100 \cdot \frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}}$$

Зменшення реактивних потоків часто приводить до підвищення напруги у віддалених вузлах і зменшення її просідань у періоди максимуму навантаження, що є прямою ознакою покращення режиму.

Практичне оцінювання ефекту заходів у роботі виконується методом порівняльного аналізу «до/після», коли для двох варіантів режиму (без компенсації та з компенсацією) зіставляють ключові показники: $\cos\varphi$, рівні напруг у вузлах, завантаження обладнання, а також сумарні втрати потужності та енергії за період. Якщо з розрахунку режиму отримані втрати активної потужності в обох варіантах, то зменшення втрат потужності визначають як:

$$\Delta P_{\text{ек}} = \Delta P_{\text{до}} - \Delta P_{\text{після}}$$

Економію електроенергії за річної тривалості роботи T_p (год/рік) оцінюють:

$$\Delta W_{\text{ек}} \approx \Delta P_{\text{ек}} \cdot T_p$$

За тарифу C (грн/(кВт·год)) очікуваний економічний ефект становить:

$$E = \Delta W_{\text{ек}} \cdot C$$

Орієнтовний термін окупності капітальних витрат K на компенсуючу установку:

$$t_{\text{ок}} = \frac{K}{E}$$

Порядок виконання практичної роботи

1. За даними варіанту визначити початкові P , $\cos\varphi_1$ та цільовий $\cos\varphi_2$.
2. Розрахувати Q_1 та потрібну компенсацію Q_c .
3. Сформулювати два режими: базовий (без компенсації) та режим з КУ (після компенсації).

4. У «Сікад» додати КУ у заданому вузлі та виконати розрахунок поточкорозподілу для обох режимів.
5. Порівняти напруги у вузлах та втрати $\Delta P\Sigma$ для режимів «до/після».
6. Оцінити річну економію енергії $\Delta W_{ек}$ та економічний ефект за тарифом.
7. Оформити висновки.

Індивідуальні варіанти

№	P, МВт	$\cos\varphi_1$	$\cos\varphi_2$	Тривалість, год/рік	Тариф, грн/кВт·год	Ціна КУ, грн/квар	Вузол встановлення КУ
1	1.28	0.76	0.93	3100	3.10	72	вузол 3
2	1.36	0.77	0.94	3200	3.20	74	вузол 4
3	1.44	0.78	0.95	3300	3.30	76	вузол 2
4	1.52	0.79	0.92	3400	3.40	78	вузол 3
5	1.60	0.80	0.93	3500	3.50	80	вузол 4
6	1.68	0.81	0.94	3600	3.00	82	вузол 2
7	1.76	0.82	0.95	3700	3.10	84	вузол 3
8	1.84	0.83	0.92	3800	3.20	70	вузол 4
9	1.92	0.84	0.93	3900	3.30	72	вузол 2
10	2.00	0.75	0.94	4000	3.40	74	вузол 3
11	2.08	0.76	0.95	4100	3.50	76	вузол 4
12	2.16	0.77	0.92	4200	3.00	78	вузол 2
13	2.24	0.78	0.93	4300	3.10	80	вузол 3
14	2.32	0.79	0.94	4400	3.20	82	вузол 4
15	2.40	0.80	0.95	4500	3.30	84	вузол 2

Практична робота №7

Моделювання режимів роботи електричних систем і мереж

Мета роботи: навчитися створювати та порівнювати розрахункові сценарії (load cases) у мережі. Виконати аналіз чутливості режиму до зміни навантажень та топології (N-1) та закріпити навички роботи з моделлю в ПЗ «Сікад» (копіювання сценаріїв, перемикання елементів, звіти).

Короткі теоретичні відомості

Моделювання режимів роботи електричних систем і мереж у розрахунковому ПЗ ґрунтується на побудові математичної моделі схеми заміщення, яка відтворює структуру мережі (вузли та вітки) і параметри її елементів (ліній, трансформаторів, генераторів, навантажень, пристроїв компенсації). Під «режимом» розуміють усталений стан системи змінного струму, що характеризується напругами у вузлах, кутами фаз, потоками активної та реактивної потужностей у вітках, струмами, втратами потужності та рівнями завантаження обладнання. Основною задачею режимних розрахунків є визначення цих величин для заданих вихідних умов і перевірка дотримання експлуатаційних обмежень (наприклад, допустимих відхилень напруги та термічних меж елементів).

Формально режим мережі визначається як розв'язок задачі поточкорозподілу (power flow), що базується на балансі потужностей у вузлах. Для кожного вузла і у сталому режимі виконуються рівняння активної та реактивної складових балансу:

$$P_i^{\text{інж}} = P_i^{\text{ген}} - P_i^{\text{наван}}$$

$$Q_i^{\text{інж}} = Q_i^{\text{ген}} - Q_i^{\text{наван}}$$

У термінах вузлової провідності мережі $Y = G + jB$ та комплексних напруг $V_i \angle \theta_i$ ці баланси пов'язуються з напругами рівняннями поточкорозподілу (AC power flow):

$$P_i = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| (G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k))$$

$$Q_i = |V_i| \sum_{k=1}^n |V_k| (G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k))$$

Розв'язок цієї нелінійної системи рівнянь виконується чисельними методами (найчастіше методом Ньютона-Рафсона), після чого стають доступними похідні режимні величини: потоки потужності по вітках $S_{ik} = P_{ik} + jQ_{ik}$, струми I_{ik} , а також втрати активної потужності в елементах і сумарні втрати мережі. Сумарні втрати активної потужності у розрахунку зазвичай визначають як різницю між сумарною генерацією та сумарним споживанням:

$$\Delta P = \sum P^{\text{ген}} - \sum P^{\text{наван}}$$

Ключовими показниками, які аналізують у кожному сценарії, є модулі напруг $|V_i|$ у контрольних вузлах, завантаження ліній і трансформаторів (за струмом або за повною потужністю), а також величини втрат.

Практичне моделювання передбачає формування набору розрахункових сценаріїв (load cases), які відображають різні стани системи. Зазвичай змінюють: (1) рівні навантаження (мінімум/номінал/максимум, сезонні та добові значення), (2) конфігурацію мережі (стани вимикачів, секціонування, резервні перемички), (3) уставки й режими регулювальних пристроїв (РПН/OLTC трансформаторів, реактори/конденсатори, шунти). Зміна навантажень у сценаріях часто реалізується масштабуванням базових значень:

$$P_i^{(s)} = \alpha_s P_i^{(0)}$$

$$Q_i^{(s)} = \alpha_s Q_i^{(0)}$$

де α_s – коефіцієнт сценарію (наприклад, для «пікового» режиму $\alpha_s > 1$, для «нічного мінімуму» $\alpha_s < 1$). Такий підхід дозволяє системно досліджувати, як

змінюються напруги, потоки та завантаження при зростанні/зменшенні споживання, і визначати «слабкі місця» мережі ще до появи аварійних порушень.

Окремим важливим напрямом є аналіз чутливості режиму, тобто оцінювання того, наскільки сильно змінюються параметри мережі при малих змінах навантаження або налаштувань. У загальному вигляді це інтерпретується через лінеаризацію рівнянь поточкорозподілу в околі робочої точки:

$$\Delta \mathbf{x} \approx \mathbf{J}^{-1} \Delta \mathbf{u}$$

де \mathbf{x} – вектор стану (напруги та кути), \mathbf{u} – збурення (зміни P , Q , положення РПН тощо), \mathbf{J} – якобіан системи. На практиці це проявляється у використанні коефіцієнтів чутливості, наприклад:

$$k_{V,P} = \frac{\Delta |V|}{\Delta P}$$

$$k_{V,Q} = \frac{\Delta |V|}{\Delta Q}$$

які дозволяють встановити, у яких вузлах зміна активного чи реактивного навантаження найсильніше впливає на рівень напруги, та обґрунтувати коригувальні заходи (компенсація реактивної потужності, зміна топології, регулювання РПН).

Основою практичної роботи є перевірка надійності за критерієм N-1 (contingency analysis). Критерій N-1 означає, що електрична система повинна зберігати працездатність і не виходити за допустимі обмеження при відмові (відключенні) будь-якого одного елемента з множини критичних елементів (лінії, трансформатора, секції шин тощо). Для кожної «контингенції» формують аварійний сценарій шляхом виведення з роботи одного елемента, виконують розрахунок режиму та перевіряють виконання обмежень, зокрема:

1. обмеження напруги у вузлах: $|V_i|_{\min} \leq |V_i| \leq |V_i|_{\max}$;

2. термічні обмеження віток і трансформаторів за струмом або повною потужністю: $S_{ik} \leq S_{ik}^{\max}$, $I_{ik} \leq I_{ik}^{\max}$;
3. за потреби – обмеження генерації за реактивною потужністю та напругою (межі Q для вузлів типу PV).

Якщо в режимі N-1 виникають перевантаження або недопустимі відхилення напруги, це означає недостатню «запасну» пропускну здатність або невдалу конфігурацію мережі для даного рівня навантаження. Тоді розглядають коригувальні дії: оперативні перемикання (зміна топології для перерозподілу потоків), керування РПН трансформаторів (регулювання напруги), підключення/відключення шунтуючих пристроїв (конденсаторів/реакторів), обмеження навантаження або перерозподіл генерації (за наявності).

Порівняння сценаріїв «база/варіант» і «норма/N-1» виконується за узгодженим набором метрик: мінімальні/максимальні напруги у вузлах, найбільше завантаження елементів, сумарні втрати, а також кількість і «важкість» порушень обмежень. У програмному середовищі на кшталт ПЗ «Сікад» ці задачі підтримуються механізмами копіювання сценаріїв, перемикання станів елементів та формування звітів, що дозволяє систематизувати результати й робити інженерні висновки про стійкість і надійність конфігурації мережі при варіаціях навантаження та аварійних відключеннях.

Вихідна розрахункова схема

Використовується модель кільцевої мережі 10 кВ з практичних робіт №4-6. Базові навантаження беруться з варіанту роботи №4.

Порядок виконання практичної роботи (ПЗ «Сікад»)

1. Відкрити базову модель та зберегти копію проєкту (або створити окремі сценарії).
2. Сценарій 1 (базовий): виконати розрахунок режиму та зберегти результати.

3. Сценарій 2 (зміна навантаження): помножити всі навантаження на коефіцієнт k_n (за варіантом) та виконати розрахунок.
4. Сценарій 3 (N-1): відключити один елемент (лінію) за варіантом, перевірити зв'язність мережі та виконати розрахунок.
5. Для кожного сценарію зняти: напруги у вузлах 1-4, завантаження ліній, сумарні втрати.
6. Порівняти сценарії та зробити висновки про «вузькі місця» мережі.

Індивідуальні варіанти

№	k_n (множник навантаження)	Елемент N-1 (відключити)	Додаткова умова
1	0.88	лінія 1-2	з КУ у вузлі 2
2	0.91	лінія 2-3	з КУ у вузлі 3
3	0.94	лінія 3-4	з КУ у вузлі 4
4	0.97	лінія 4-1	без КУ
5	1.00	лінія 1-2	з КУ у вузлі 2
6	1.03	лінія 2-3	з КУ у вузлі 3
7	0.85	лінія 3-4	з КУ у вузлі 4
8	1.03	лінія 4-1	без КУ
9	1.06	лінія 1-2	з КУ у вузлі 2
10	1.09	лінія 2-3	з КУ у вузлі 3
11	1.12	лінія 3-4	з КУ у вузлі 4
12	1.15	лінія 4-1	без КУ
13	1.18	лінія 1-2	з КУ у вузлі 2
14	1.00	лінія 2-3	з КУ у вузлі 3
15	1.03	лінія 3-4	з КУ у вузлі 4

Практична робота №8

Оптимізація режимів роботи електричних систем і мереж

Мета роботи: ознайомитися з постановкою задачі оптимізації режимів електричних мереж. Навчитися підбирати керовані параметри (компенсація реактивної потужності, налаштування напруги/РПН, перемикання ліній) для зменшення втрат і забезпечення допустимих напруг та виконати оптимізаційний (або ітераційний) підбір у ПЗ «Сікад» і представити обґрунтований результат.

Короткі теоретичні відомості

Оптимізація режимів роботи електричних систем і мереж полягає у виборі таких значень керованих параметрів, за яких мережа працює з найкращими техніко-економічними показниками за умови дотримання експлуатаційних обмежень. Типова задача оптимізації формулюється як задача математичного програмування: необхідно мінімізувати цільову функцію, що відображає втрати активної потужності або електроенергії, при цьому забезпечити допустимі значення напруг у вузлах, не перевищити термічні обмеження елементів та врахувати діапазони зміни керованих змінних. У найпростішій постановці цільовою функцією можуть бути сумарні активні втрати потужності в мережі:

$$F = \Delta P_{\Sigma}$$

Втрати електроенергії за період T :

$$F = \Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt.$$

До базових обмежень належать межі напруги у вузлах:

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Також обмеження на струми або завантаження ліній і трансформаторів, які задають у формі:

$$I_k \leq I_k^{\max}$$

$$S_k \leq S_k^{\max}$$

$$k = 1, 2, \dots, m$$

Крім того, кожна керована змінна має власний допустимий діапазон:

$$x_j^{\min} \leq x_j \leq x_j^{\max}$$

$$j = 1, 2, \dots, r$$

У розподільчих мережах до найважливіших керованих змінних відносять параметри пристроїв компенсації реактивної потужності, положення регулювання напруги трансформаторів та конфігурацію мережі. Потужність конденсаторних установок часто має дискретний характер (ступені підключення), тому її подають як:

$$Q_c \in \{0, Q_1, Q_2, \dots, Q_s\}$$

Положення РПН (регулювання під навантаженням) трансформатора також задається дискретними ступенями:

$$t \in \{t_{\min}, t_{\min} + 1, \dots, t_{\max}\}$$

де t – номер відпайки (ступінь), що впливає на коефіцієнт трансформації та, відповідно, на рівні напруги у вузлах. Топологічне керування реалізується перемиканням комутаційних апаратів (секціонування, відкриття/закриття перемичок), яке можна описати бінарними змінними:

$$s_\ell \in \{0, 1\}$$

де $s_\ell = 1$ відповідає замкненому стану (елемент увімкнено), а $s_\ell = 0$ відповідає розімкненому (елемент вимкнено). Сукупність змінних $\{Q_c, t, s_\ell\}$ визначає конкретний варіант керування і, через режимні розрахунки, впливає на втрати, напруги та завантаження.

У навчальній постановці, коли застосування повномасштабних методів оптимізації є недоцільним, задачу можна розв'язувати ітераційно на основі перебору обмеженої кількості допустимих варіантів керування. Для цього формують набір комбінацій ступенів конденсаторних установок та/або положень РПН (а за потреби – варіантів секціонування), виконують розрахунок режиму для кожної комбінації та відкидають ті, що порушують обмеження:

$$U_i \notin [U_{\min}, U_{\max}]$$

$$I_k > I_k^{\max} \quad (S_k > S_k^{\max})$$

Серед допустимих варіантів обирають рішення з мінімальним значенням цільової функції:

$$F_{\text{opt}} = \min F$$

Такий підхід дозволяє наочно встановити вплив керованих параметрів на показники режиму та сформувавши практичні навички вибору оптимального (або близького до оптимального) режиму за критерієм мінімальних втрат при забезпеченні нормативних рівнів напруги і допустимого завантаження обладнання.

Вихідна розрахункова схема

Використовується кільцева мережа 10 кВ (вузли 1-4, лінії 1-2, 2-3, 3-4, 4-1) як у роботі №4. Додатково вважаємо, що у вузлах 2-4 може бути встановлена конденсаторна установка (КУ) зі ступеневим регулюванням.

Порядок виконання практичної роботи (ПЗ «Сікад»)

1. Задати базовий режим за своїм варіантом (навантаження P, Q у вузлах 2-4) та виконати розрахунок поточкорозподілу.
2. Перевірити виконання обмежень за напругою (рекомендовано $0.95-1.05 U_{\text{ном}}$) та за завантаженням ліній.

3. Встановити КУ у заданому вузлі (за варіантом) та послідовно перебрати дозволені ступені Q_c (наприклад 0/0.5/1.0/1.5 $M_{вар}$).
4. Для кожного ступеня виконати розрахунок режиму та зафіксувати: U у вузлах, ΔP_{Σ} (втрати) та завантаження ліній.
5. Обрати найкращий допустимий варіант (мінімальні втрати за виконання обмежень).
6. Оформити звіт з таблицею перебору та обраним оптимальним рішенням.

Індивідуальні варіанти

№	P_2 , МВт	Q_2 , $M_{вар}$	P_3 , МВт	Q_3 , $M_{вар}$	P_4 , МВт	Q_4 , $M_{вар}$	Вузол КУ	Дозволені ступені Q_c , $M_{вар}$	$U_{доп}$, в.о.
1	1.05	0.54	0.84	0.38	0.63	0.39	вузол 3	0/0.6/1.2	0.95-1.05
2	1.10	0.53	0.88	0.37	0.66	0.39	вузол 4	0/0.4/0.8/1.2	0.95-1.05
3	1.15	0.52	0.92	0.36	0.69	0.39	вузол 2	0/0.7/1.4	0.95-1.05
4	1.20	0.51	0.96	0.35	0.72	0.39	вузол 3	0/0.5/1.0	0.95-1.05
5	1.25	0.49	1.00	0.48	0.75	0.38	вузол 4	0/0.6/1.2	0.95-1.05
6	1.30	0.70	1.04	0.47	0.78	0.38	вузол 2	0/0.4/0.8/1.2	0.95-1.05
7	1.35	0.69	1.08	0.46	0.81	0.52	вузол 3	0/0.7/1.4	0.95-1.05
8	1.40	0.68	1.12	0.44	0.84	0.52	вузол 4	0/0.5/1.0	0.95-1.05
9	1.45	0.66	1.16	0.42	0.87	0.52	вузол 2	0/0.6/1.2	0.95-1.05
10	1.50	0.64	1.20	0.58	0.90	0.51	вузол 3	0/0.4/0.8/1.2	0.95-1.05
11	1.55	0.61	1.24	0.56	0.93	0.50	вузол 4	0/0.7/1.4	0.95-1.05
12	1.60	0.86	1.28	0.55	0.96	0.49	вузол 2	0/0.5/1.0	0.95-1.05
13	1.65	0.85	1.32	0.52	0.99	0.48	вузол 3	0/0.6/1.2	0.95-1.05
14	1.70	0.82	1.36	0.49	1.02	0.66	вузол 4	0/0.4/0.8/1.2	0.95-1.05
15	1.75	0.80	1.40	0.68	1.05	0.65	вузол 2	0/0.7/1.4	0.95-1.05