

Міністерство освіти та науки України  
Вінницький державний технічний університет

Методичні вказівки до курсового проекту з курсу  
“Електричні системи і мережі”

Всі цитати, цифровий матеріал, бібліографічні відомості перевірені, запис одиниць відповідає літературі, відповідає. Вимогам, які пред’являються до інструктивно-методичної літератури, відповідає. До друку і в світ дозволяю на підставі §2 п. 15 “Єдиних правил....”

Зауваження  
враховані.

рецензентів

Укладачі

В.В. Кулик

Проректор з навчальної роботи

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ В.О. Леонтьєв

Ж.І. Остапчук

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2002р.

\_\_\_\_\_

Затверджено на засіданні  
кафедри електричних станцій та  
систем.

Протокол № \_\_\_\_\_

Зав. кафедрою \_\_\_\_\_

Методичні вказівки до курсового проекту з курсу “Електричні системи та мережі” – Вінниця:, Вінницький державний технічний університет, 2002. – 64 с.

Вказівки склали: В.В. Кулик  
Ж.І. Остапчук, к.т.н.  
Л.Р. Пауткіна, к.т.н.

Відповідальний за випуск завідуючий кафедрою, д.т.н. проф. П.Д. Лежнюк.

## Зміст

Зміст .....	3
Зміст курсового проекту по розділу “Районна електрична мережа” .....	4
1. Вибір схем електропостачання району і їх номінальної напруги .....	5
2. Вибір марки проводів ліній електропередач .....	7
3. Баланс активних і реактивних потужностей у проектуваній мережі, вибір і розташування компенсуючих пристроїв .....	13
4. Вибір трансформаторів на підстанціях .....	16
5. Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі.....	19
6. Розрахунки параметрів схеми заміщення мережі .....	28
7. Розрахунок і аналіз режимів роботи мережі .....	31
8. Регулювання напруги в районних електричних мережах .....	35
9. Виконання розрахунків режимів на ЕОМ .....	39
10. Визначення основних техніко-економічних показників електричної мережі .....	45
Додаток 1 .....	
Додаток 2 .....	
Додаток 3 .....	
Додаток 4 .....	
Додаток 5 .....	
Додаток 6 .....	
Додаток 7 .....	
Література .....	

### **Зміст курсового проекту з розділу “Районна електрична мережа”**

Проектується районна електрична мережа для електропостачання 4-6 пунктів комплексного навантаження від заданої потужної системної підстанції 35/330 кВ та від малої електричної станції. Живляча підстанція входить до складу достатньо великої електроенергетичної системи. Джерелом може бути і потужна електрична станція.

В заданих пунктах передбачаються промислові і комунально-побутові споживачі електроенергії, а також сільськогосподарські споживачі прилеглих районів.

Завдання на курсовий проект видається відповідно додатку 1.

В проекті мають бути розроблені наступні розділи:

Вступ. Постановка завдань на проектування;

1. Вибір схеми електропостачання району і їх номінальної напруги;
2. Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач;
3. Визначення балансу активних і реактивних потужностей в мережі, вибір і розташування компенсуючих пристроїв;
4. Вибір трансформаторів та схем підстанцій споживачів;
5. Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми;
6. Розрахунки параметрів схеми заміщення електромережі;
7. Розрахунки і аналіз основних режимів роботи електромережі;
8. Регулювання напруги в електричній мережі;
9. Визначення основних техніко-економічних показників спроектованої мережі;

10. Графічна частина проекту (10%) [1-2 креслення на 24 форматі] містить:

1) Варіанти схем електропостачання району, (з нанесенням результатів попередніх розрахунків і розрахунків основних режимів роботи оптимальної схеми);

2) Принципова електрична схема району (з нанесенням типу і схем підстанції та трансформаторів, кількості і типу компенсуючих пристроїв марки проводів, а також результати регулювання напруги).

Курсовий проект оформлюють у вигляді розрахунково-пояснювальної записки, яка містить в собі проектні завдання, хід пошуку рішень та пояснення всіх прийнятих рішень, а також висновки.

Обсяг записки 40–60 сторінок. При аналогічних по методиці розрахунках наводять один розрахунок повністю, для всіх решти надають докладні результати в табличній формі. Рекомендації щодо оформлення матеріалів проекту надані у додатку 2.

Розрахунково-пояснювальну записку і графічну частину проекту слід виконувати акуратно у відповідності з ЕСКД і ДЕСТ.

## **1 Вибір схем електропостачання району і їх номінальної напруги**

Вибір економічно доцільних схем і номінальної напруги мережі є одним з основних завдань проекту.

Схема мережі і її номінальна напруга знаходяться в тісній техніко-економічній взаємозалежності. Так зміна схеми мережі може призвести до необхідності зміни номінальної напруги мережі в цілому чи її окремих частин. Має місце і обернена залежність схеми мережі і номінальної напруги мережі. Через те вибір схеми і номінальної напруги мережі повинні проводитись одночасно.

У наш час при проектуванні електричних мереж метод варіантного порівняння на базі техніко-економічного розрахунку сумарними витратами є найбільш поширеним.

Варіанти схеми і номінальних напруг мережі пропонуються на основі вимог, що сформульовані під час вивчення курсу “Електричні системи і мережі” [1]. Створення варіантів не повинне мати характер випадкових рішень, а, навпаки, підпорядковуються певним логічним вимогам. Основні з них такі:

- надійність роботи;
- якість енергії;
- економічність;
- безпека і зручність в експлуатації;
- можливість подальшого розвитку.

Надійність роботи забезпечується резервуванням ліній мережі та установкою певної кількості трансформаторів і комутаційної апаратури на підстанції [2, 3].

Згідно діючих Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), електроприймачі умовно діляться на 3 категорії за вимогами надійності. Електроприймачі першої категорії повинні мати можливість одержувати постачання не менш як від двох незалежних джерел. Для цих споживачів передбачається резервне джерело постачання.

Споживачі другої категорії, перерва у електропостачанні яких пов'язана з масовим недовідпуском продукції, допускають короточасну відсутність електропостачання на час, необхідний для включення резервного живлення.

До споживачів третьої категорії відносяться всі інші електроприймачі. Для них допускається перерва електропостачання на час, який необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента мережі, але не більше доби.

Резервування найбільш повно забезпечується при замкненні роботи електричних мереж.

Резервне постачання може забезпечуватись також дволанцюговими ЛЕП, але як виняток.

Якість електроенергії визначається рівнем напруги, рівнем частоти, симетрією трифазної напруги і формою кривої напруги. Для зменшення

відхилення напруги, що викликає небажані наслідки, використовуються, наприклад, трансформатори з РПН (регулювання під навантаженням, установка спеціальних компенсуючих пристроїв і т.і.).

Щоб мережа була економічною, необхідно вибрати найбільш доцільну її конфігурацію, відповідний рівень напруги, поперечний переріз проводів та ін. Тому пропонується 5–6 варіантів, які порівнюють за критерієм: “сумарних витрат (докладніше цей критерій буде розглянутий далі). Оптимальним буде той варіант, у якому витрати будуть мінімальні.

Крім забезпечення безпеки, згідно Правил технічної експлуатації (ПТЕ), потрібно передбачити зручність експлуатації: вигідність різного роду перемикачів, можливість підходу до обладнання яке знаходиться в ремонті і т.д. Потреби зручності експлуатації можуть привести до більших витрат і через те у кожному конкретному випадку треба знаходити доцільне рішення.

Необхідно так проектувати мережу, щоб була можливість подальшого розвитку з максимальним використанням існуючих електричних станцій, підстанцій мережі і другого обладнання. Оскільки курсовий проект районної мережі виконується до курсового проекту з електричних станцій і підстанцій, то для полегшення роботи студентів у “Додатку 3”, наведені приклади найбільш поширених схем мережі і понижувальних підстанцій (рис. Д.3.1 – Д.3.3).

Одночасно із схемою вибирають номінальну напругу мережі, яка визначається потужністю на лініях електропередачі та їх довжиною.

Мережа меншої номінальної напруги звичайно менше коштує, але приводить до більших експлуатаційних витрат через збільшення втрат потужності і електроенергії. При підвищенні напруги зменшуються втрати потужності і електроенергії, зменшуються витрати провідникового матеріалу, полегшується подальший розвиток мережі, але одночасно збільшуються витрати на її спорудження. Вибір напруги в проекті проводиться за величинами потужності, що передаються ЛЕП, і довжинами цих ліній [1,4] у відповідності з даними таблиці 1,1.

Таблиця 1,1 Економічні межі номінальних напруг

Номінальна напруга, кВ	Потужність навантаження на один ланцюг лінії, МВт	Віддаль передачі або довжина ліній, км
1	2	3
35	5–20	5–20
110	15–60	50–100
150	50–100	75–150
220	150–300	150–300

Потужності на всіх ділянках мережі попередньо визначаються за умови, що мережа є однорідною. ( $Z_0 = const$ ). Тобто, для кожного варіанту

запропонованих схем визначаються потоки потужностей по лініях без врахування втрат потужності. Довжина ділянки мережі визначається за формулою:

$$l = 1,1 \cdot m_l \cdot L,$$

де  $m_l$  – масштаб в км/мм;

$L$  – довжина на карті, мм;

$1,1$  – коефіцієнт нелінійності траси.

Треба сказати, що наведена вище методика вибору номінальної напруги є приблизною. Уточнення номінальних напруг здійснюється в подальших розрахунках і під час вибору перерізу проводів і техніко-економічному аналізу.

## 2 Вибір марки проводів ліній електропередач

Для повітряних ліній 35–220 кВ вибір поперечного перерізу проводів у проектуванні протягом довготривалого періоду проводився не на основі зіставлення техніко-економічних розрахунків, а по нормованому узагальненому показнику, за який приймали економічну густину струму  $j_e$ . Цей показник приблизно відповідає мінімуму приведених народно-господарчих витрат на будівництво й експлуатацію лінії. Для вказаних ліній значення  $j_e$  були встановлені із допущення прямолінійності залежності вартості спорудження 1 км лінії від перерізу проводів.

Перехід, на початку 60-х рр. XX століття, до спорудження повітряних ліній на уніфікованих опорах відповідно змінив відношення у вартості ліній з різними перерізами проводів [5]. Це, в свою чергу, привело до того, що апроксимація залежності вартості лінії від перерізу проводу прямою лінією вже не відповідала дійсній нелінійній залежності і вносить істотну похибку у вибір перерізу проводів за нормативною економічною густиною струму. В цих умовах більш правильно нормувати не  $j_e$ , а економічні струмові інтервали кожної марки проводів, які визначаються з урахуванням уніфікації конструкцій повітряних ліній.

Таблиця 2,1 Економічні інтервали струмових навантажень для проводів марки АС

Напруга, кВ	Тип опор	Матеріал опор	Район ожеledі	Економічне навантаження на один ланцюг лінії, А при перерізі, мм <sup>2</sup>						
				70	95	120	150	185	240	300
35	Одноланцюгові	Залізобетон	I-II	-	100	155	200	-	-	-
			III-IV	-	95	140	200	-	-	-
		Сталь	I-II	70	125	135	200	-	-	-
			III-IV	-	115	125	200	-	-	-
	Дволанцюгові	Залізобетон	I-II	80	115	170	180	-	-	-
			III-IV	65	90	165	180	-	-	-
		Сталь	I-II	75	125	140	180	-	-	-

			III-IV	55	100	120	180	-	-	-
110	Одноланцюгові	Залізобетон	I-II	55	-	135	185	215	-	-
			III-IV	-	-	125	150	200	-	-
		Сталь	I-II	55	115	-	185	370	-	-
			III-IV	-	85	110	165	370	-	-
	Дволанцюгові	Залізобетон	I-II	65	105	150	190	215	340	-
			III-IV	55	80	150	170	210	340	-
		Сталь	I-II	60	115	-	205	220	340	-
			III-IV	45	90	110	180	210	340	-
35	Одноланцюгові	Залізобетон	I-II	-	110	170	220	-	-	-
			III-IV	-	90	160	220	-	-	-
		Сталь	I-II	85	130	150	220	-	-	-
			III-IV	-	110	140	220	-	-	-
	Дволанцюгові	Залізобетон	I-II	100	130	185	200	-	-	-
			III-IV	85	95	180	200	-	-	-
		Сталь	I-II	95	145	150	200	-	-	-
			III-IV	70	100	135	200	-	-	-
110	Одноланцюгові	Залізобетон	I-II	55	-	150	200	235	400	-
			III-IV	-	-	140	160	250	400	-
		Сталь	I-II	55	120	-	200	230	400	-
			III-IV	-	95	115	175	215	400	-
	Дволанцюгові	Залізобетон	I-II	65	110	165	205	230	380	-
			III-IV	55	85	160	190	225	380	-
		Сталь	I-II	65	125	-	225	240	380	-
			III-IV	45	100	120	195	230	380	-
35	Одноланцюгові	Залізобетон	I-II	-	100	165	250	-	-	-
			III-IV	-	90	166	250	-	-	-
		Сталь	I-II	75	120	145	250	-	-	-
			III-IV	-	105	135	250	-	-	-
	Дволанцюгові	Залізобетон	I-II	80	150	220	230	-	-	-
			III-IV	75	110	210	230	-	-	-
		Сталь	I-II	75	165	175	230	-	-	-
			III-IV	65	115	160	230	-	-	-
110	Одноланцюгові	Залізобетон	I-II	50	-	165	230	270	450	-
			III-IV	-	-	155	175	285	450	-
		Сталь	I-II	55	135	-	230	265	450	-
			III-IV	-	100	125	200	240	450	-
	Дволанцюгові	Залізобетон	I-II	70	125	190	240	265	430	-
			III-IV	55	85	185	215	250	430	-
		Сталь	I-II	70	140	-	265	270	430	-
			III-IV	40	105	130	225	260	430	-
110	Одноланцюгові	Залізобетон	I-II	55	—	135	185	220	370	



	Двохланцюгові	—"—	I–II	65	105	150	190	215	340	
220	Одноланцюгові	—"—	I–IV	—	—	—	—	—	280	385
	Двохланцюгові	—"—	I–IV	—	—	—	—	—	305	375

Метод вибору поперечного перерізу проводів ліній 35–750 кВ за економічними інтервалами більш об'єктивний [4,1] (табл. 2,1). У відповідності з цим методом вибір перерізу проводиться за розрахунковим струмовим навантаженням одного ланцюга лінії  $I_{розр}$ , який визначається виразом

$$I_{розр} = \alpha_I \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} / n_l, \quad (1)$$

де  $\alpha_I$  – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження лінії за роками її експлуатації;

$\alpha_T$  – коефіцієнт, що враховує число годин використання максимального навантаження лінії  $T_{нб}$  і коефіцієнт її попадання в максимум навантаження енергосистеми  $K_m$ ;

$I_{\Sigma(5)}$  – сумарний струм, відповідний до максимального навантаження лінії в 5-ий рік її експлуатації;

$n_l$  – кількість ланцюгів лінії.

Згідно рекомендацій [4] для ліній 35–220 кВ значення  $\alpha_I$  може бути прийняте рівним 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнта в області найбільш поширених темпів росту навантаження. Значення коефіцієнта  $\alpha_T$  для ліній 35–220 кВ при  $K_m=1$  складають при  $T_{нб}<4000$  – 0,8; при  $4000<T_{нб}<6000$  – 1,0;  $T_{нб}>6000$  – 1,3.

Одержане за (1) значення  $I_{розр}$  порівнюється зі значеннями граничних економічних навантажень для різних перерізів проводів  $F_{(i-1)}$ ,  $F_i$ ,  $F_{(i+1)}$ , які підбираються для техніко-економічного розрахунку.

При виконанні умови:  $I_{розр} < I_{гр(i-1)}$  вибирається поперечний переріз  $F_{i-1}$ ;

$$I_{грi} > I_{розр} > I_{гр(i-1)} - \text{вибирається переріз } F_i;$$

$$I_{гр(i+1)} > I_{розр} > I_{грi} - \text{вибирається переріз } F_{i+1}.$$

Значення  $I_{гр}$  у [4] подані в залежності від номінальної напруги лінії, типу опор (одно- або дволанцюгові), матеріалу опор (залізобетон, сталь) і району кліматичних умов з ожеледі (1–4) для України та інших держав. Оскільки в складі вихідних даних проекту відсутні дані про умови вибору і матеріалу опор, то рекомендується для всіх ліній мережі, яка проектується, використовувати опори з одного й того ж матеріалу (або залізобетонні, або металеві; дерев'яні опори в наш час використовуються рідко). У випадках, коли дві лінії передбачається спорудити по одній трасі, рекомендується використовувати двохланцюгові опори, в останніх випадках – одноланцюгові. Якщо у проекті для будь-якої ділянки мережі значення  $I_{розр}$  перевищує граничний економічний струм для максимального перерізу проводів  $F_{max}$  лінії даної номінальної напруги  $I_{гр.ек.мах}$ , то слід виявити доцільність варіанта спорудження цієї лінії з перетином  $F_{max}$  і її

експлуатації з погіршеними техніко-економічними показниками (тобто при  $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$ ) у порівнянні з варіантами її посилення – переводом на підвищену напругу або спорудженням додаткових ланцюгів.

Разом з тим при виконанні учбового проектування внаслідок обмеженого часу розглядати варіанти з числом ланцюгів на окремих ділянках більше двох не рекомендується, якщо є другі варіанти, де на таких ділянках при такій самій номінальній напрузі умова  $I_{розр} > I_{гр.ек.мах}$  виконується.

Для магістральних ліній з проміжними відгалуженнями потужностей вибір перерізу проводів на кожній з ділянок між підстанціями проводиться за відповідним розрахунковим струмом.

Однак у випадках, коли розрахункові струми суміжних ділянок попадають у сусідні економічні інтервали, допускається вибір однакового перерізу для цих ділянок, який відповідає ділянці найбільшої довжини.

Оскільки механічний розрахунок сталевобалюмінієвих проводів не входить в перелік завдань даного проекту, то марка проводу вибирається відповідно із проектною практикою.

Так, для проводів з перерізом до 185 мм<sup>2</sup> застосовується марка АС нормального використання (з відповідним перерізом алюмінієвих і сталевих частин приблизно рівним –6, наприклад, АС 185/29 ). Проводи з перерізом 240–500 мм<sup>2</sup> застосовуються у полегшеному виконанні з відповідним перерізом алюмінієвих і сталевих частин приблизно рівним, наприклад АС 500/64. Параметри вибраних поперечних перерізів визначаються відповідно [4] або табл. 2,2.

## **2.1 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах**

Як було вказано, для кожної з ділянок мережі необхідно визначити той післяаварійний режим з найбільшими навантаженнями підстанцій, в якому на ділянках тече максимальний потік потужності. За цих умов потрібно виконати перевірку вибраного перерізу за допустимим нагрівом шляхом порівняння значень струму в цьому режимі з  $I_{дон}$ , який надається в таблицях [4, 5], та табл. 2,3 для вибраної марки проводу. Особливу увагу слід звернути на малонавантажені ділянки кільцевих мереж в нормальних режимах, де досить часто перерізи прийняті мінімальними за умови відсутності коронування проводів.

У зв'язку з тим, що в більшості випадків розрахункові схеми для післяаварійних режимів відрізняються від схем для нормального режиму лише параметрами ділянки, де розглядається аварія (випадок – відключення одного ланцюга двохланцюгової лінії, або відсутність зв'язку між двома вузлами, наприклад, випадок відключення одного з головних ділянок кільцевої мережі), то розрахунок поточкорозподілення в них утворюється досить просто і не потребує використання ЕОМ.

Для розрахунку післяаварійних режимів допустимо еквівалентувати ємнісну провідність П-образних схем заміщення ліній електропередачі половинами їх зарядної потужності  $Q_C$ , підрахованої за номінальною напругою (нульова ітерація), а підстанції навести розрахунковими навантаженнями  $\dot{S}_{розр}$ , які визначаються виразами

$$\dot{S}_{розр} = \dot{S}_{прив i} + \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^k \frac{\Delta Q_{Cij}}{2}, \quad (2,2)$$

де  $j = 1, \dots, k$  – номери вузлів, безпосередньо зв'язаних з 1-им вузлом лініями електропередачі;

$\dot{S}_{прив i}$  – задане навантаження (МВ·А), зведене до вищої сторони трансформаторної підстанції.

Параметри режиму (потоки потужностей на початку і в кінці кожної вітки розрахункової схеми, напруга в її вузлах) визначаються методом розрахунку в два етапи при відомих із лекційного курсу допущеннях.

Мережа двох номінальних напруг розраховується у припущенні, що пристрій РПН триобмоткових трансформаторів або автотрансформаторів забезпечує на стороні середньої напруги рівень на 5–10% вище номінального.

Після визначення напруги у вузлах необхідно оцінити максимальну величину втрат напруги у процентах від номінального знамення. Якщо мережа має ділянки двох номінальних напруг, то ці втрати визначаються лише для тієї ступені, де розглядається аварія.

Таблиця 2,2 Розрахункові дані ПЛ 110-220 кВ

Номінальний переріз проводу, мм	$r_0$ , Ом/км	35 кВ	110 кВ		220 кВ	
		$x_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км
70/11	0,428	0,432	0,444	2,55	—	—
96/6	0,306	0,421	0,434	2,61	—	—
120/19	0,249	0,414	0,427	2,66	—	—
150/24	0,198	0,406	0,420	2,70	—	—
185/29	0,162	—	0,413	2,75	—	—
240/32	0,121	—	0,405	2,81	0,331	3,38
300/39	0,098	—	—	—	0,328	3,41

Таблиця 2,3 Допустимі тривалі струми і потужності для проводів марки АС

Номінальний переріз, мм	Струм поза приміщенням, А	Потужність поза приміщенням, МВт (напруга, кВ)		
		35	110	220
35/6,2	175	10	—	—

50/8	210	12	–	–
70/11	265	15,2	47,6	–
98/16	330	18,9	59,3	80,9
120/19	390	23	70,1	95,6
180/24	450	25,7	80,9	110,3
186/29	510	29,2	91,7	126,1
240/32	605	–	108,8	217
300/39	710	–	–	256

Одержані значення втрат напруги не повинні перевищувати 20 % від номінального (ПУЕ). Якщо ці умови задовольняються, то умовно припускається, що пристрої РПН двохобмоткових трансформаторів можуть забезпечити на шинах 10 кВ напругу, у відповідності з принципом зустрічного регулювання. Якщо воно не задовольняється, то такий варіант мережі може бути виключений із подальшого розгляду як технічно неконкурентноспроможний. Приклад вибору номінальної напруги і перерізу проводів наданий в додатку 4.

Результати вибору (мережі) перерізу проводів заносять у таблицю 2,4.  
Наприклад:

Таблиця 2,4 Параметри поперечних перерізів проводів

ЛЕП	Довжина, км	Напруга, кВ	Число ланцюгів, шт.	Марка проводу	Питомий активний опір $r_0$ , Ом/км	Питомий реактивний опір $x_0$ , Ом/км
А-1	10	110	2	АС- 150/24	0,198	0,42
...	...	...	...	...	...	...

### 3. Баланс активних і реактивних потужностей у електричній мережі, вибір і розташування компенсуючих пристроїв

Джерела активної потужності в кожному мить сталого режиму повинні генерувати у систему стільки електроенергії, скільки в цей момент вимагають всі споживачі, враховуючи всі втрати в електричній мережі, тобто баланс активних потужностей за незмінною частотою  $f = f_{ном}$  записується як

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_m,$$

де  $P_{\Gamma} = P_B + P_A$ ,

$P_B$  – активна потужність, на шинах постачальної підстанції;

$P_A$  – активна потужність станції А;

$\sum_{i=1}^K P_{ni}$  – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_m = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni}$  – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах (приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5% від  $\sum_{i=1}^K P_{ni}$ );

$K_0 = 0,9$  – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивна потужність, від підстанції В визначається:

$$Q_B = P_B \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_B),$$

а потужність станції А – відповідно  $Q_A = P_A \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_A)$ . Наближений розгляд споживання реактивної потужності, а також орієнтовний вибір потужності, типів і розташування компенсуючих пристроїв у мережі рекомендується провести до техніко-економічного порівняння варіантів схеми мережі.

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повних навантажень підстанцій, а відповідно, і на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній, на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. У кінцевому підсумку вибір потужності компенсуючих пристроїв, їх розміщення на підстанціях мережі впливає на оцінку технічних і техніко-економічних показників варіантів схеми мережі

і, отже, може впливати на вибір раціональної номінальної напруги і схеми мережі, яка проектується.

Балансу реактивної потужності в системі має відповідати рівняння:

$$Q_B + Q_A + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{КПi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (3,1)$$

де  $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni}$  – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження.

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$  – сумарні втрати реактивної потужності в лініях;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$  – зарядна потужність, що генерується лініями

$\sum_{i=1}^K Q_{КПi}$  – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності (компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$  – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Таким чином, сумарна реактивна потужність, яка необхідна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі,

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому, визначається за сумою відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0,95. Втрати реактивної потужності в індуктивних опорах повітряних ліній у середньому складають (1÷2)% – при 35 кВ, (4÷6)% – при 110 кВ, (15÷20)% – при 220 кВ, від модуля повної потужності, яка передається по лініями.

Втрати реактивної потужності в трансформаторах й автотрансформаторах при кожній трансформації складають приблизно (8÷12)% від повної потужності навантаження. Через те, для оцінки величини втрат реактивної потужності в трансформаторах необхідно урахувати можливе число трансформацій потужності навантаження кожного з пунктів. Якщо розрахунок балансу реактивної потужності утворюється, виходячи із заданого номінального коефіцієнта потужності генераторів електричної системи, необхідно враховувати втрати реактивної потужності як при трансформаціях на електричних станціях, так і на понижувальних підстанціях району, що проектується. Оскільки частину реактивної потужності доцільно виробляти децентралізовано за допомогою

компенсуючих пристроїв, то потужності резерву і власних потреб електростанцій по реактивній потужності не враховуються.

Реактивна потужність у ємнісних провідностях  $\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{cij}$  повітряних ліній (генерація реактивної потужності лініями) при попередніх розрахунках може оцінюватися для одноланцюгових ліній 110 кВ – 30 кВАр/км, при 150 кВ – (50÷55) кВАр/км, при 220 кВ – 120 кВАр/км. Для повітряних мереж 110 кВ, у першому наближенні, допускається вважати, що втрати реактивної потужності в індуктивних опорах ліній і генерація реактивної потужності цими лініями в період найбільших навантажень взаємно компенсуються.

Зіставлення сумарної реактивної потужності споживачів із потужністю, яка поступає від джерел живлення, дозволяє зробити висновок про необхідність установки компенсуючих пристроїв в електричній мережі.

Потреба в сумарній потужності КП визначається за формулою (3).

Основним типом компенсуючих пристроїв, які встановлюються по умові покриття реактивної потужності, є конденсатори.

Для компенсації реактивного навантаження споживачів і втрат реактивної потужності в мережах використовуються синхронні конденсатори і батареї статичних конденсаторів [4, табл. 6.28, 6.30], а також табл. 6.

Конденсаторні батареї комплектуються з конденсаторів типу КСА-0,66-20; КС2А-0,66-40; КС2-1,05-60 і КС2-1,06-125.

Для компенсації реактивної потужності безпосередньо у споживачів виготовляються конденсаторні установки типів КУ і КУН 6–10 кВ потужністю 240–425 кВ·А. Вони комплектуються із конденсаторів КМ і КМН.

Розташування компенсуючих пристроїв по підстанціях електричної мережі, як відомо, впливає на економічність режимів роботи мережі і на вирішення завдань регулювання напруги. У зв'язку з цим можуть бути запропоновані деякі рекомендації щодо розташування компенсуючих пристроїв у мережі і визначенню їх потужностей на кожній підстанції:

1) в електричних мережах двох (і більше) номінальних напруг слід у першу чергу здійснювати компенсацію реактивних навантажень у мережах вторинних номінальних напруг;

2) у мережі однієї номінальної напруги доцільна, в першу чергу, компенсація реактивних навантажень найбільш електрично віддалених підстанцій.

Необхідна потужність батарей конденсаторів, які встановлюються на кожній з підстанцій, забезпечується паралельним включенням серійно виготовлених компенсуючих установок.

Таблиця 3,1 Шунтові конденсаторні батареї

Номінальна напруга, кВ	3 конденсаторами КС2-1,05-60			3 конденсаторами КС2-1,05-125		
	Потужність, МВАр		Розрахункова вартість, тис.крб.	Потужність, МВАр		Розрахункова вартість, тис.крб.
	установлена	розпоряджувальна		установлена	розпоряджувальна	
6	2,9	2,4	18	6,0	4,9	24
10	5,0	3,8	30	10,5	7,9	40
35	17,3	13,5	100	36,0	28,0	130
110	52,0	44,5	290	108,0	93,0	390

Розпоряджувальна потужність конденсаторних батарей відповідає напрузі мережі, яка перевищує номінальну на 10 %.

У подальших етапах виконання проекту, можливе уточнення вибору потужностей і розташуваннях компенсуючих пристроїв по підстанціях мережі. Кінцева перевірка правильного вибору необхідної потужності компенсуючих пристроїв виконується за результатами розрахунків поточкорозподілення у нормальному режимі найбільших навантажень підстанції з урахуванням втрат потужності мережі.

Всі інші розрахунки в проекті проводяться за реактивними складовими навантажень, враховуючи установки на підстанціях вибраних компенсуючих пристроїв.

#### 4 Вибір трансформаторів на підстанціях

У відповідності з практикою проектування, потужність трансформаторного обладнання на понижуючих підстанціях може вибиратися за умови допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах до 40% (на період максимуму загальної добової продовженості не більше 5 годин на протязі не більше 6 діб). Слід зауважити, що у післяаварійних режимах перенавантаження може виявитися більш ніж 40%, але на менший період.

$$\dot{S}_{T.ном i} \geq \frac{P_{max i}}{1,4(n_T - 1)\cos\varphi_n} = \frac{S_{max i}}{1,4(n_T - 1)}, \quad (4,1)$$

де  $n_T \geq 2$  – число однотипних трансформаторів, установлених на підстанції.

Умову (4) у наведеному виразі можна використати при виборі двохобмоткових трансформаторів. У випадку установки триобмоткових трансформаторів або автотрансформаторів (АТ) потрібно використовувати співвідношення:

$$S_{T.ном i} \geq (S_{CH \max i} + S_{HH \max i}) / 1,4 \cdot (n_T - 1),$$

де  $S_{CH \max i}$ ,  $S_{HH \max i}$  – максимальні повні потужності навантаження відповідно на стороні середньої (СН) і нижчої (НН) напруги.



Крім того, у випадку установки автотрансформаторів, номінальна потужність обмотки нижчої напруги котрих  $S_{HH\text{ ном}}$  відрізняється від номінальної потужності автотрансформатора  $S_{AT\text{ ном}}$  в  $\alpha$  раз ( $S_{HH\text{ ном}} = \alpha S_{AT\text{ ном}}$ ,  $\alpha < 1$ ) умова (4) повинна бути доповнена так:

$$S_{AT\text{ ном}} \geq S_{HH\text{ max}}/\alpha. \quad (4,2)$$

Перевірка за умовою (4.2) застосовується ще раз у тих випадках, коли в результаті розрахунків режиму виявляється необхідність установки на стороні НН компенсувальних пристроїв.

Якщо в складі навантаження підстанції є споживачі 1-ої категорії, то число установлених трансформаторів повинно бути не менше двох. Установка трьох і більше трансформаторів дозволяє помітно знизити їх сумарну потужність порівняльне з установкою двох трансформаторів, але приведені витрати на підстанцію в цілому виявляються більшими внаслідок росту питомих витрат (на 1 кВ·А).

Таблиця 4.1 Дані про трансформатори. Трифазні двообмоткові трансформатори 35-110 кВ

№	Тип	$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	Межі регул.	Каталожні дані						Розрахункові дані		
				$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	$\Delta P_{\text{х}}, \text{ кВт}$	$I_{\text{х}}, \%$	$R_{\text{Т}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{Т}}, \text{ Ом}$	$\Delta Q_{\text{х}}, \text{ кВАр}$
				ВН	НН							
1	ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
2	ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,5; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
3	ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,3/6,5; 6,3/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
4	ТД-40000/110	40	$\pm 2 \times 2,5 \%$	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
5	ТРДЦН-63000/110	63	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,3/6,3; 6,3; 10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
6	ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	65	23,5; ;26	5,1	1,1	11,2; ;12,4	49,2	17,6
7	ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	65	23,5; ;26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
8	ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
9	ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	4,10; ;88	14,6	56,7
10	ТМН-10000/35	10	$\pm 9 \times 1,3$	36,7 5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8		10,1	80



трансформаторів. Заключне рішення про установку одного чи двох трансформаторів приймається на основі результатів порівняння варіантів по техніко-економічних показниках. Потужність трансформатора однотрансформаторної підстанції вибирається за максимальним навантаженням пункту споживача, згідно [4] або за табл. 4,1.

Каталожні дані вибраних трансформаторів, зводяться у відповідну таблицю, таблицю розрахунково-пояснювальної записки.

Приклад вибору компенсуючи пристроїв і трансформаторів запропоновані в додатку 5.

## **5 Порівняння варіантів і вибір економічно доцільної схеми мережі**

У курсовому проекті порівнюють варіанти виконання мережі по техніко-економічних показниках на основі техніко-економічного аналізу (ТЕЛ). Порівняння варіантів проводиться у два етапи.

1. На першому етапі варіанти з однаковою номінальною напругою мереж наближено порівнюються лише за основними натурально кількісними показниками: сумарній довжині ліній, по довжині їх трас, по кількості комірок вимикачів і т.п.

При інших приблизно рівних показниках перевага повинна надаватися тим варіантам, у яких електроенергія передається найбільш короткими лініями від джерела постачання до пунктів її споживання і в яких найменші втрати напруги.

Слід підкреслити, що таке порівняння, як правило, повинно виключати з подальшого розгляду варіанти лише одного принципового типу, наприклад, варіанти кільцевого або, навпаки, радіально-магістрального типу.

Принципи побудови схеми мережі мають враховувати різні якості електричних мереж і порівняння їх варіантів повинно засновуватись на розрахункових витратах.

2. На другому етапі, обмежене число (2-3) найбільш раціональних варіантів схеми і номінальної напруги мережі підпадає під техніко-економічне порівняння за приведеннями витратами. Кожен із цих варіантів повинен бути детально розробленим з вибором схем усіх підстанцій, розрахунком втрат напруги, втрат електроенергії і т.і.

Необхідно мати на увазі, що варіанти схеми з різними номінальними напругами через різну вартість обладнання і апаратури і різних величин втрат електроенергії можуть порівнюватись тільки за приведеними витратами. Це положення обов'язкове і для порівняння варіантів з різною надійністю постачання споживачів.

При визначенні техніко-економічних показників та критеріїв економічної ефективності, вартість електрообладнання і характеристики його експлуатації приймаються за даними додатку 5

### 3.1. 3.3 Показники та критерії економічної ефективності

Методика оцінки економічної ефективності є складовою ТЕА і розроблена на основі загальних методичних положень визначення економічної ефективності інвестицій в енергетику (ГЛ 340.001–95), затверджених Міненерго України за погодженням з Мінекономіки України [7].

Методика [3, 9] призначена для визначення економічної ефективності інвестицій в розвиток енергосистем та електричних мереж, у тому числі в нове будівництво, розширення і реконструкцію ліній електропередачі та підстанцій.

У найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є додатне значення економічного ефекту

$$\epsilon = P - Z, \quad (3.28)$$

де  $P$  – результат (дохід);  $Z$  – одночасні та щорічні затрати за весь розрахунковий період будівництва та експлуатації електричної мережі.

Показники та критерії економічної ефективності інвестицій поділяються на інтегральні та елементарні. *Інтегральні показники* враховують сумарні дисконтовані доходи та затрати за розрахунковий період, приведені до початкової вартості, а *елементарні показники* визначають за окремі роки розрахункового періоду без дисконтування. Нагадуємо, що дисконт – це процентна банківська справка для регулювання попиту і пропозицій капіталів та стану платіжних балансів.

Для розрахунку критеріальних показників ефективності за кожний рік розрахункового періоду визначають такі вартісні показники:

1. *Капітальні вкладення або витрати* приймають на основі кошторисно-фінансових розрахунків в діючих цінах. На початковій стадії проектування розміри капітальних вкладень визначають за базовими показниками вартості елементів електричних мереж окремо для ліній  $K_{\text{лт}}$  і підстанцій  $K_{\text{пст}}$  [4]:

$$K_{\text{лт}} = \sum_{i,j}^{n+m} K_{\text{оij}} l_{ij}; \quad (3.29)$$

$$K_{\text{пст}} = \sum_i^n (K_{\text{тпі}} + K_{\text{кві}} + K_{\text{кпі}} + K_{\text{пості}} + K_{\text{зрп}}), \quad (3.30)$$

де  $K_{\text{оij}}$  – розрахункова вартість 1 км лінії на  $i,j$ -й ділянці;  $l_{ij}$  – довжина  $i,j$ -ї ділянки;  $K_{\text{тп},i}$ ,  $K_{\text{ві}}$ ,  $K_{\text{кпі}}$  – розрахункові вартості трансформаторів, вимикачів та компенсуювальних пристроїв, встановлених на  $i$ -й підстанції;  $K_{\text{пості}}$  – постійна складова затрат для  $i$ -ї підстанції;  $K_{\text{зрп}}$  – вартість ЗРП;  $n+m$  – кількість ліній в ЕМ;  $m$  – кількість підстанцій.

Сумарні капітальні вкладення за рік  $t$

$$K_t = K_{\text{лт}} + K_{\text{пст}}, \quad (3.31)$$

В умовах нестабільної економіки країни капітальні вкладення рекомендується визначати у твердій вільно конвертованій валюті. У даний

час прийнято, що ціни 1984 року в карбованцях [4] відповідають сучасним цінам в доларах США [7]. Для переходу до національної валюти необхідно приведені в довідниках показники вартості помножити на офіційний курс долара США на момент виконання розрахунків.

2. *Витрати на експлуатацію електричної мережі*, що проектується (річні витрати на технічне обслуговування та ремонт), розраховують в залежності від вартості основних виробничих фондів:

$$B_{et} = \frac{a_{e.л.}}{100} K_{лт} + \frac{a_{e.пс}}{100} K_{пс}, \quad (3.32)$$

де  $a_{e.л.}$ ,  $a_{e.пс}$  – норми витрат на технічне обслуговування і ремонт ліній та підстанцій, %.

Вартість основних фондів або інвестицій в  $t$  році рекомендується приймати рівною сумі інвестицій за попередні роки розрахункового періоду за вирахуванням сумарної початкової, тобто балансової вартості демонтованого за цей час обладнання. Норми [9] щорічних витрат на технічне обслуговування та ремонт приведені в табл.3.3.

3. *Амортизаційні відрахування на реновацію*, тобто заміну зношеного обладнання за кожний рік розрахункового періоду визначають в залежності від вартості основних виробничих фондів:

$$A_{pt} = \frac{a_{p.л.}}{100} K_{лт} + \frac{a_{p.л.с}}{100} K_{л.с}, \quad (3.33)$$

де  $a_{p.л.}$ ,  $a_{p.л.с}$  – норми [9] амортизаційних відрахувань на реновацію обладнання ліній і підстанцій приведені в табл.3.4.

4. *Вартість втрат електроенергії в мережі* визначають за формулою

$$B_{втрт} = \Delta W_t \Pi_{вх}, \quad (3.34)$$

де  $\Delta W_t$  – втрати електроенергії;  $\Pi_{вх}$  – тариф на вході в мережу (купівельна ціна). Втрати холостого ходу оцінюють з коефіцієнтом 0.78 – 0.8 до тарифу на вході.

5. *Дохід енергетичної компанії від транспортування електричної енергії* без врахування ПДВ (в даний час ПДВ на електроенергію відмінений)

$$D_{трт} = W_t (\Pi_{вих} + \Pi_{вх}), \quad (3.35)$$

де  $W_t$  – кількість переданої споживачу електроенергії;  $\Pi_{вих}$ ,  $\Pi_{вх}$  – відповідно тарифи на виході і вході в електричну мережу, по якій здійснюється транспортування електричної енергії.

На даний час тарифи на електроенергію для всіх споживачів (крім населення) встановлені в доларах США. Перерахунок в національну валюту проводиться за офіційним курсом Національного банку України на момент купівлі (продажу) електричної енергії.

б. *Ліквідну (залишкову) вартість демонтованого в році  $t$  обладнання*, термін служби якого не вийшов при заміні основних фондів, визначають як різницю між початковою вартістю і сумою визначеного зносу

$$L_t = K_{п} - a_{pte} K_0 / 100, \quad (3.36)$$

де  $K_n$  – початкова вартість обладнання, що демонтується;  $a_p$  – норма відрахувань на реновацію, % (табл.3.3);  $t_e$  – тривалість експлуатації обладнання до його демонтажу.

Для визначення економічної ефективності інвестицій розраховуємо показники, що характеризують результати діяльності енергопостачальних підприємств, такі як: балансовий прибуток; чистий прибуток; грошовий потік.

*Балансовий прибуток*, з якого сплачується податок, дорівнює різниці валового доходу за транспортування електроенергії і поточних річних витрат ( $V_{et}$   $V_{втрт}$ ) та амортизаційних відрахувань на реновацію:

$$П_{бт} = D_{тpt} - V_{et} - V_{втрт} - A_{pt}. \quad (3.37)$$

*Податок на прибуток*

$$H_{nt} = p П_{бт},$$

де  $p$  – ставка податку на прибуток (в даний час  $p = 0.3$ ).

*Поточний річний чистий прибуток*

$$П_{pt} = П_{бт} - H_{nt} - V_{кpt}, \quad (3.38)$$

де  $V_{кpt}$  – оплата процентів за кредит (якщо фінансування будівництва здійснюється за рахунок отримання кредиту).

*Чистий грошовий потік* дорівнює алгебричній сумі всіх доходів і затрат за рік, включаючи амортизаційні відрахування:

$$ГП_t = П_{pt} + A_{pt}. \quad (3.39)$$

Основним інтегральним показником ефективності інвестицій є *дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект)* за період експлуатації електричної мережі, що проектується:

$$П_{дс} = \sum_{t=1}^{T_e} ГП_t / (1 + E)^t - \sum_{t=1}^{T_6} (K_t - L_t) / (1 + E)^t, \quad (3.40)$$

де  $T_e$  – період експлуатації мережі, який рекомендується приймати рівним 20 років;  $T_6$  – період будівництва мережі;  $E$  – норма дисконту, яка прирівнюється до процентної ставки Національного банку України за довготерміновими вкладеннями.

Реальну норму дисконту  $E$  визначають з врахуванням інфляції. У розрахунках на перспективу рекомендується приймати реальну норму дисконту  $E=0,1$ , що приблизно відповідає її рівню в країнах з розвинутою ринковою економікою. Інтегральний ефект використовують як основний критеріальний показник загальної та порівняльної ефективності інвестицій в динамічних задачах, коли будівництво електричної мережі ведеться більше одного року чи почергово, і поточні показники змінюються протягом розрахункового періоду, а також для статичних задач, коли інвестиції здійснюють протягом одного року, а поточні показники не змінюються протягом всього періоду експлуатації.

Критерієм загальної ефективності інвестицій є додатне значення інтегрального ефекту

$$П_{дс} > 0.$$

При порівнянні альтернативних варіантів інвестиційних проектів критерієм порівняльної ефективності є умова:

$$\Pi_{\text{дс}} \rightarrow \max.$$

Для статичних задач при  $T_6 = 1$ ,  $T_e \rightarrow \infty$  та  $\Gamma\Pi_t = \text{const}$  формула спрощується:

$$\Pi_{\text{дс}} = \Gamma\Pi_t/E - (K - L), \quad (3.41)$$

де  $K$ ,  $L$  – відповідно капітальні вкладення в межах одного року та ліквідна вартість демонтованого та реалізованого обладнання.

Для оцінки загальної ефективності в статичних задачах застосовують додаткові елементарні показники ефективності — *рентабельність інвестицій та термін їх окупності*.

*Рентабельність інвестицій* (проста норма прибутку) характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді прибутку,

$$R_i = (\Pi_{\text{pt}} + A_{\text{pt}})/(K - L). \quad (3.42)$$

Критерієм загальної ефективності інвестицій є умова

$$R_i > E. \quad (3.43)$$

*Термін окупності інвестицій* дорівнює зворотній величині рентабельності інвестицій

$$T_{\text{oki}} = 1/R_i, \quad (3.44)$$

Критерієм загальної ефективності інвестицій є умова

$$T_{\text{ok}} < 1/E. \quad (3.45)$$

При порівнянні варіантів схем електропостачання промислових об'єктів, для яких неможливо визначити долю прибутку енергетичних служб, можна використати затратну частину інтегрального ефекту, порівнюючи сумарні дисконтовані затрати без врахування амортизаційних відрахувань на реновацію,

$$Z_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^{T_e} (B_{\text{et}} + B_{\text{втрpt}})/(1+E)^t + \sum_{t=1}^{T_e} (K_t - L_t)/(1+E)^t. \quad (3.46)$$

Для статичних задач при  $T_6 = 1$ ,  $T_e \rightarrow \infty$  та  $B_{\text{et}} + B_{\text{ампт}} = \text{const}$  формула спрощується:

$$Z_{\text{дс}} = (B_{\text{et}} + B_{\text{ампт}})/E + (K - L). \quad (3.47)$$

Критерієм порівняльної ефективності інвестицій є умова

$$Z_{\text{дс}} \rightarrow \min. \quad (3.48)$$

Критерій можна використовувати при техніко-економічному порівнянні варіантів схем електропостачання промислових підприємств та інших об'єктів. При цьому втрати потужності приймають на основі розрахунків режимів роботи мережі. Електроенергію, що передається за рік, рекомендується визначати як добуток максимального навантаження  $P_{\text{нб}}$  на тривалість використання максимуму  $T_{\text{нб}}$ , а річні втрати електроенергії – як суму добутоків навантажувальних втрат потужності  $\Delta P_{\text{н}}$ , визначених при  $P_{\text{нб}}$ , на час максимальних втрат  $\tau$  і втрат холостого ходу – на 8760 год.

При виконанні техніко-економічних розрахунків значна частина початкової інформації, наприклад, ціни (тарифи), норма дисконту  $E$  та інші показники, не можуть бути детерміновані однозначно. Тому, для остаточного прийняття рішень про ефективність інвестицій при виборі варіанта, рекомендується оцінити ступінь ризику інвестора, зумовленого неоднозначністю початкової інформації. Вважається, що розрахункова рентабельність інвестицій повинна в 1.2 – 1.5 разів перевищувати реальну норму дисконту  $E$ . Можна проаналізувати сукупність очікуваних значень критерію ефективності інвестицій при зміні початкових показників. Критерій ефективності є стійким, якщо при порівнянні варіантів один і той самий варіант виявиться оптимальним. Якщо значення критерію для різних показників змінюють свій зміст, тобто інвестиції при одних вихідних показниках (сценаріях) ефективні, а при інших – ні, або оптимальними виявляються різні варіанти, то рекомендується визначити математичне сподівання даного критерію, за яким оцінюють ефективність інвестицій або вибирають оптимальний варіант.

Якщо критерієм вибору оптимального варіанта прийняти мінімум дисконтованих затрат, то при однаковій імовірності сценаріїв математичне сподівання затрат для  $j$ -го варіанта визначають за формулою:

$$Z_j = \frac{1}{m_c} \sum_{i=1}^{m_c} Z_{ij},$$

де  $m_c$  – кількість можливих сценаріїв;  $Z_{ji}$  – значення критерію для  $j$ -го варіанту при  $i$ -му сценарії.

При порівнянні варіантів оптимальним вважається варіант  $j$ , для якого математичне сподівання затрат  $Z_j$  мінімальне.

Таблиця 3.3 - Щорічні витрати на обслуговування і поточний ремонт

Напруга, кВ	Норми витрат в % від вартості основних фондів	
	ПЛ	Електрообладнання ПС
До 20	0.3	4
35 – 110	0.3	3
220 – 750	0.2	2
10, КЛ	1.5	-

Таблиця 3.4 - Норми амортизаційних відрахувань електричних мереж

Назва елементів ЕМ	Норма відрахувань
ПЛ. до 20 кВ на з.б.опорах	6
ПЛ 35 – 750 кВ	5.64
Кл 6 – 10 кВ	5.5
ПС в цілому	18



### 3.2. 3.4 Порівняння варіантів з різною надійністю

Електрична мережа повинна забезпечити необхідну надійність електропостачання відповідно до категорії споживачів. Так, наприклад, споживачі першої категорії повинні одержувати живлення від двох незалежних джерел, а перерва електропостачання для них допускається тільки на час автоматичного введення резервного живлення. Для споживачів другої категорії допускається перерва електропостачання на час вмикання резервного живлення черговим персоналом, а при живленні їх однією лінією або від однострансформаторної підстанції – на час проведення ремонту чи заміни пошкодженого трансформатора протягом доби. Живлення споживачів третьої категорії може здійснюватися від одного джерела живлення, при цьому перерва електропостачання не повинна перевищувати однієї доби. Таким чином, схеми електропостачання споживачів можуть характеризуватися різною надійністю.

При перервах електропостачання споживачів виникають збитки в результаті недовідпуску та браку продукції, псування сировини та матеріалів, виходу з ладу обладнання та інструментів, порушення технологічних процесів, простоїв механізмів та інших небажаних наслідків. Ці збитки можна оцінити кількісно для споживачів другої та третьої категорій в залежності від тривалості перерви електропостачання. Для споживачів першої категорії перерва електропостачання може привести до наслідків, пов'язаних з загрозою для життя людей, вибухів, пожеж, порушення функціонування особливо важливих об'єктів державного значення, тому збитки від них не можна привести до економічного еквіваленту.

На рис.3.9 показано два варіанти схеми електричної мережі з різною надійністю електропостачання. При порівнянні цих варіантів збитки від перерви електропостачання повинні враховуватися при визначенні приведених затрат разом з щорічними витратами на експлуатацію мережі.

Варіант схеми живлення споживачів дволанцюговою лінією є більш надійним, але вимагає більших капіталовкладень порівняно з варіантом схеми живлення одноланцюговою лінією. Тому при виборі оптимального варіанта схеми живлення розраховують затрати (3.47) для кожного з них з врахуванням очікуваних середньорічних збитків  $Z_6$  від перерви електропостачання і вибирають варіант з меншими затратами:

$$Z = K + B/E + Z_6, \quad (3.47)$$

де  $B = B_e + B_{атп}$ , а капітальні витрати визначаються без ліквідної вартості.

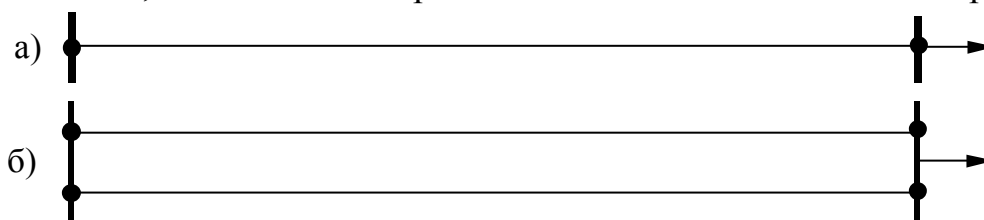


Рисунок 3.9 - Варіанти електричної мережі.

а – одноланцюгова лінія; б – дволанцюгова лінія.

Надійність електричної мережі залежить від конфігурації її схеми та ступеня резервування, а також від надійності окремих елементів мережі (ліній, трансформаторів, вимикачів та іншого обладнання). Імовірну тривалість перерви електропостачання споживачів можна оцінити на підставі показників надійності окремих елементів електричної мережі. Проте, постійно треба пам'ятати, що надійність – це властивість елемента, об'єкта або їх сукупності виконувати свої задані функції в заданому об'ємі на заданому інтервалі часу.

Народногосподарський збиток для споживача через недостатню надійність мережі визначається за формулою:

$$Зб = z_0 \cdot \Delta W_{нд},$$

де  $z_0$  – питомий збиток, тобто вартість 1 кВт·год недовідпущеної споживачу електроенергії;

$\Delta W_{нд}$  – величина едовідпущеної споживачу електроенергії:

$$\Delta W_{нд} = q \cdot P_{нб} \cdot T_{нб},$$

де  $P_{нб}$  – максимальне навантаження споживача;

$T_{нб}$  – час використання максимального навантаження;

$q$  – імовірність перерви електропостачання для споживача через недостатню надійність мережі (тобто через аварійний простій).

Імовірність аварійного простою для  $i$ -го елемента мережі буде [3]:

$$q_i = \omega_i \cdot \bar{T}_e,$$

де  $\omega_i$  – параметр потоку відмов елемента електричної мережі (табл. 5,2) на базі [4];

$\bar{T}_e$  – середній час відновлення цього елемента (табл.5,2) на основі [4].

Можливість перерви електропостачання для споживача залежить від схеми мережі і величин  $q_i$  окремих її елементів і від блок-схеми по надійності (рис. 5,1 рис 5,2).

Для одноланцюгової електропередачі –

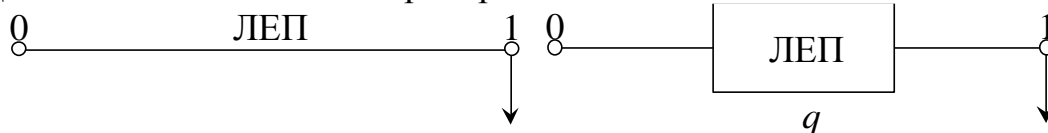


Рисунок 5,1 – Схема оцінки надійності одно ланцюгових ЛЕП.

можливість перерви електроспоживання для 1-го споживача

$$q_1 = q_{ЛЕП}.$$

Для дволанцюгової електропередачі

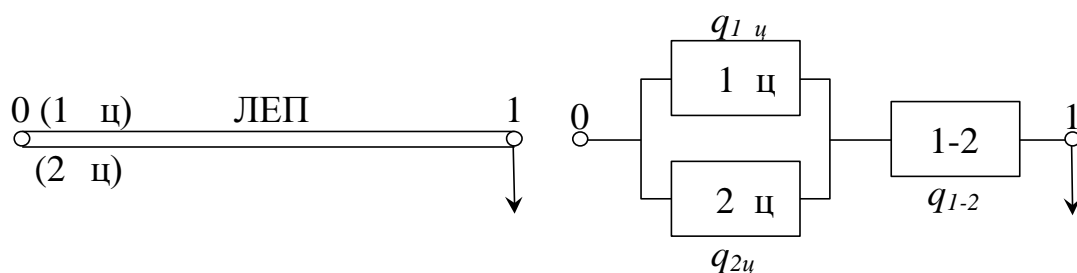


Рисунок 5,1 – Схема оцінки надійності одно ланцюгових ЛЕП.

можливість перерви електропостачання

$$q_1 = q_{1ц} \cdot q_{2ц} + q_{1-2}.$$

Для більш складних схем розрахунків надійності за допомогою блок-схем або за спеціальних методів проводиться за прийнятою в [3] методикою.

Зазначені положення можуть бути використані для приблизного визначення імовірності перерви електропостачання споживачів. Можливий народногосподарський збиток для всієї мережі  $Зб$  визначається як сума збитків відносно кожного з споживачів. Для порівняльних варіантів використати таку послідовність їх порівняння, яка забезпечить мінімальні втрати праці на виконання розрахунків. В результаті складається таблиця зведення основних економічних показників  $Кл$ ,  $Kn$ ,  $K$ ,  $Ел$ ,  $Еп$ ,  $Е_{\Delta w}$ ,  $Е$ ,  $Зб$ . На підставі зіставлення економічних показників і можна зробити висновок про утворення електромережі, яка б відповідала найкращим показникам. Для цієї оптимальної схеми виконується подальший аналіз.

Таблиця 5,1 Параметри потоку відмов  $\omega$ , відмов/рік і середня частота простоїв  $\bar{T}_e$ , простоїв/рік, елементів електричних мереж.

	Елемент	ω			ωП		
		На напругу, кВ					
		220	110	35	220	110	35
1	Повітряні лінії (одноланцюгові)	0,6	1,1	1,4	13	15	9
	Двохланцюгові (відмова однієї лінії)	0,5	0,9	1,1	—	—	—
	Двохланцюгові (відмова двох ліній)	0,1	0,2	0,3	—	—	—
2	Трансформатори і автотрансформатори	0,02	0,02	0,01	6	6	6
3	Вимикачі повітряні: у повітряних лініях	0,15	0,1	0,08	2	2	2
	у других ланках	0,06	0,05	0,04	2	2	2
4	Вимикачі масляні: у повітряних лініях	0,07	0,03	0,02	2	2	2
	у других ланках	0,01	0,01	0,01	2	2	2
5	Збірні шини	0,01	0,01	0,01	1	1	1
6	Відокремлювачі і короткозамикачі	0,04	0,02	0,01	3	3	3

1.  $\omega$  – на 100 км на ПЛ.

2.  $\omega$  – на одиницю; для однофазних – на фазу.

3, 5, 6.  $\omega$  – на одиницю.

4 –  $\omega$  на приєднання;  $\omega_{II}$  на секцію.

Примітка: Відмови вимикачів, які приводять до відключення суміжних елементів складають 60 % загальної кількості відмов.

Таблиця 5,2 Середня тривалість відновлення ел-тів електричних мереж  $\bar{T}_g \cdot 10^{-3}$ , років/відмова

Елемент	Напруга, кВ				
	500	330	220	110	35
Повітряні лінії (одноланцюгові)	1,7	1,3	1,1	1,0	1,0
Двохланцюгові (відмова однієї лінії)	–	–	0,2	0,4	0,8
Двохланцюгові (відмова двох ліній)	–	–	4,0	3,0	2,5
Трансформатори і автотрансформатори:					
при відсутності резервного тр-ра в системі	300	250	80	60	45
при наявності резервного тр-ра в системі	–	–	25	20	10
Вимикачі	10	7	4,8	2,8	1,3
Відділителі і короткозамикачі	–	–	0,4	0,4	0,4
Збірні шини	0,7	0,6	0,4	0,25	0,25

Примітка: 1. Середня тривалість відновлення пошкодженої фази (однофазного трансформатора) при встановленій на підстанції резервній фазі складає  $1,1 \cdot 10^{-3}$  років/відмова без перекачки і  $9 \cdot 10^{-3}$  років/відмова з перекачкою фази.

2. Тривалість відновлення електропостачання при пошкодженні вимикачів у схемах з обхідною системою складають  $0,06 \cdot 10^{-3}$  років/відмова, а у схемах багатокутників, полуторних і місткових, –  $0,03 \cdot 10^{-3}$  років/відмова.

3. При обслуговуванні підстанцій виїзними бригадами тривалість відновлення переключення у ВРП слід збільшувати на  $0,06 \cdot 10^{-3}$  років/відмова.

## 6 Розрахунки параметрів схеми заміщення мережі

Схему заміщення електричної мережі складають, об'єднуючи схеми заміщення окремих елементів мережі у відповідності з послідовністю цих елементів у розрахунковій мережі.

Схеми заміщення окремих елементів мережі і розрахунок параметрів цих схем наведені нижче

1. Лінії зображуються схемами заміщення:

а) ЛЕП напругою до 35 кВ включно:



б) ЛЕП напругою 110–330 кВ:

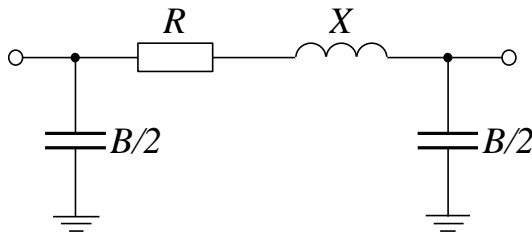


Рис. 6,1 – Схеми заміщення ЛЕП 35–330 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n_u}; \quad X = \frac{x_0 \cdot l}{n_u}; \quad \frac{B}{2} = \frac{b_0 \cdot l \cdot n_u}{2}$$

де  $r_0, x_0, b_0$  – відповідно питомі параметри (на 1 км довжини) активного і реактивного опорів, а також ємнісна провідність лінії;

$l$  – довжина лінії;

$n_u$  – кількість ланцюгів.

Зарядна потужність лінії:

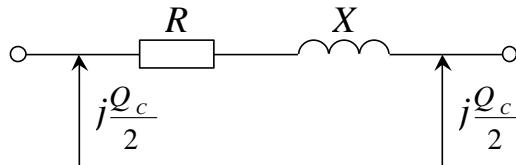


Рис. 6,2 – Схеми заміщення ЛЕП з зарядною потужністю.

$$Q_c = U_n^2 \cdot B.$$

2. Двообмоткові трансформатори зображуються схемами заміщення (рис 6,3 і 6,4):

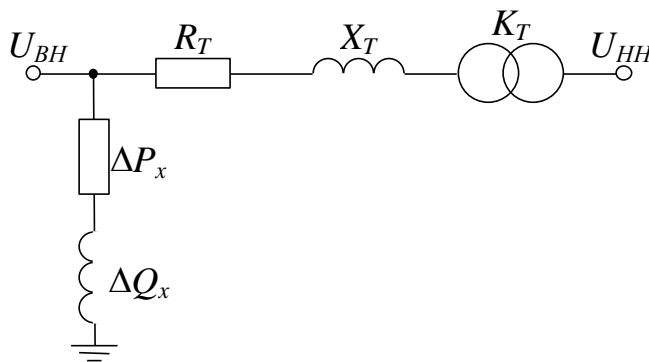


Рис. 6,3 – Схема заміщення двообмоткового трансформатора

Параметри  $R_T, X_T, K_T, \Delta P_x, \Delta Q_x$  можуть бути визначені за довідником [4] або визначені за формулами:

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_n^2}{n \cdot S_{ном}^2}; \quad X_T = \frac{U_k \% \cdot U_n^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}}; \quad \Delta Q_x = n \cdot \frac{I_x \%}{100} \cdot S_{ном},$$

де  $U_n$  – номінальна напруга тієї сторони, до рівня якої зводяться параметри схеми заміщення;

$S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора;

$n$  – кількість паралельно працюючих трансформаторів.

3. Триобмоткові трансформатори і автотрансформатори зображуються схемою заміщення:

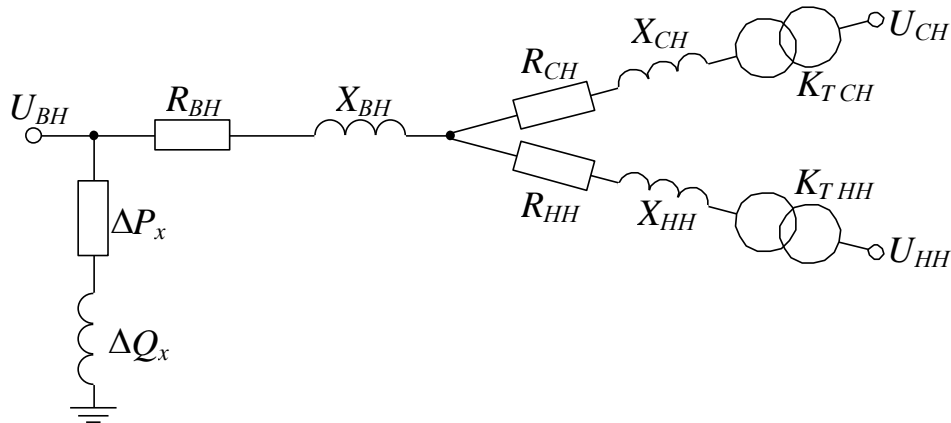


Рис. 6,4 – Схема заміщення чотириобмоткового трансформатора

Параметри  $\Delta P_x$  та  $\Delta Q_x$  визначаються за довідником [4] або таким же чином, як і для двохобмоткового трансформатора.

Опори можуть бути визначені:

$$\begin{aligned} X_{B-C} &= X_{BH} + X_{CH} = \frac{U_{\kappa(B-C)} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном}}; & R_{B-C} &= R_{BH} + R_{CH} = \frac{\Delta P_{\kappa(B-C)} \cdot U_n^2}{n \cdot S_{ном}^2}; \\ X_{B-H} &= X_{BH} + X_{HH} = \frac{U_{\kappa(B-H)} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном}}; & R_{B-H} &= R_{BH} + R_{HH} = \frac{\Delta P_{\kappa(B-H)} \cdot U_n^2}{n \cdot S_{ном}^2}; \\ X_{C-H} &= X_{CH} + X_{HH} = \frac{U_{\kappa(C-H)} \% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{ном}}; & R_{C-H} &= R_{CH} + R_{HH} = \frac{\Delta P_{\kappa(C-H)} \cdot U_n^2}{n \cdot S_{ном}^2}. \end{aligned}$$

Таким чином, параметри  $R$ ,  $X$  для різних обмоток визначаються, як і для двохобмоткових трансформаторів, але величини  $U_{\kappa}$  та  $\Delta P_{\kappa}$  обчислюються за формулами:

$$\begin{aligned} U_{\kappa BH} &= \frac{1}{2} [U_{\kappa(B-C)} + U_{\kappa(B-H)} - U_{\kappa(C-H)}]; & \Delta P_{\kappa BH} &= \frac{1}{2} [\Delta P_{\kappa(B-C)} + \Delta P_{\kappa(B-H)} - \Delta P_{\kappa(C-H)}]; \\ U_{\kappa CH} &= \frac{1}{2} [U_{\kappa(B-C)} + U_{\kappa(C-H)} - U_{\kappa(B-H)}]; & \Delta P_{\kappa CH} &= \frac{1}{2} [\Delta P_{\kappa(B-C)} + \Delta P_{\kappa(C-H)} - \Delta P_{\kappa(B-H)}]; \\ U_{\kappa HH} &= \frac{1}{2} [U_{\kappa(B-H)} + U_{\kappa(C-H)} - U_{\kappa(B-C)}]; & \Delta P_{\kappa HH} &= \frac{1}{2} [\Delta P_{\kappa(B-H)} + \Delta P_{\kappa(C-H)} - \Delta P_{\kappa(B-C)}]. \end{aligned}$$

Для трансформатора, який має різні номінальні напруги окремих обмоток, паспортні значення  $U_{\kappa}$  і  $\Delta P_{\kappa}$  мають бути зведені до однієї потужності (звичайно до потужності обмотки вищої напруги).

Зведення  $U_{\kappa}$  здійснюється пропорційно відношенню номінальних потужностей обмоток, а зведення  $\Delta P_{\kappa}$  – пропорційно квадрату цього відношення.

Основні каталожні і розрахункові дані трансформаторів і автотрансформаторів наведені в [4], а також у табл. 4,1.

## 7 Розрахунок і аналіз режимів роботи мережі

### 7.1 Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій

З метою спрощення розрахункової схеми (зменшення кількості вузлів) кожна двотрансформаторна підстанція може бути подана лише одним вузлом, який відповідає стороні вищої напруги, після приведення до цієї сторони навантаження  $\dot{S}_{нв}$ , заданого на шинах  $U_{нн} = 10$  кВ.

Значення приведенного навантаження  $i$ -ої підстанції визначається за виразом:

$$\dot{S}_{прив i} = \dot{S}_{нв i} + \Delta \dot{S}_{T i},$$

де  $\Delta \dot{S}_{T i} = \Delta P_{T i} + j \Delta Q_{T i}$  – сумарні втрати потужності в трансформаторах підстанцій. Для двохобмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot S_{нв}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x;$$
$$\Delta Q_T = \frac{u_{\kappa} \% \cdot S_{нв}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}} + n \cdot \Delta Q_x,$$

де  $S_{нв}$  – модуль потужності навантаження в розрахунковому режимі;

$S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора

Триобмоткові трансформатори і автотрансформатори:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n} \left[ \Delta P_{\kappa BH} \left( \frac{S_B}{S_{BH}} \right)^2 + \Delta P_{\kappa CH} \left( \frac{S_C}{S_{CH}} \right)^2 + \Delta P_{\kappa HH} \left( \frac{S_H}{S_{HH}} \right)^2 \right] + n \cdot \Delta P_x;$$
$$\Delta Q_T = \frac{1}{n} \left[ \frac{u_{\kappa BH} \cdot S_B^2}{100 \cdot S_{BH}} + \frac{u_{\kappa CH} \cdot S_C^2}{100 \cdot S_{CH}} + \frac{u_{\kappa HH} \cdot S_H^2}{100 \cdot S_{HH}} \right] + n \cdot \Delta Q_x,$$

де  $S_B$ ,  $S_C$ ,  $S_H$  – відповідно навантаження обмоток ВН, СН і НН трансформаторів або автотрансформаторів.

При використанні двох останніх формул значення  $U_{\kappa}$  і  $\Delta P_{\kappa}$  мають бути приведені до номінальних потужностей відповідних обмоток ( $S_{BH}$ ,  $S_{CH}$ ,  $S_{HH}$ ).

До розрахункових потужностей підстанцій відносяться навантаження підстанцій  $\dot{S}_{нв}$ , втрати потужності в трансформаторах підстанцій, частина зарядних потужностей ліній, які підходять до даної підстанції  $\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} / 2$ .

При визначенні розрахункової потужності підстанцій  $\dot{S}_{розр}$  зарядні потужності ліній і втрати потужності в трансформаторах визначаються за номінальною напругою мережі (нульова ітерація):

$$\dot{S}_{розр i} = \dot{S}_{нв i} + \Delta \dot{S}_{T i} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} / 2 = \dot{S}_{прив i} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} / 2 ,$$

де  $K$  – кількість ЛЕП  $U_n \geq 110$  кВ, надходячих до  $i$ -ої підстанції.

Після визначення розрахункових потужностей підстанцій схема заміщення значно спрощується, тому що вона включає лише поздовжні параметри  $R_l$  та  $X_l$  лінії електропередачі.

## 7.2 Визначення потокорозподілення у схемі електричної мережі.

Потокорозподілення визначають за розрахунковими навантаженнями, починаючи з більш віддалених пунктів мережі, приймаючи напругу мережі номінальною (нульова ітерація).

Втрати потужності в мережі враховують при  $U_n \geq 110$  кВ

Визначивши потужність в кінці лінії  $\dot{S}_l''$ , визначають значення потужності на початку лінії  $\dot{S}_l'$ :

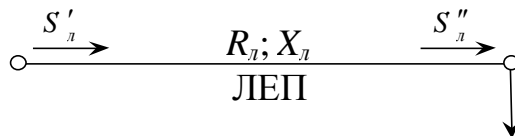


Рисунок 7,1 – Сема електричної мережі

$$\begin{aligned} \dot{S}_l' &= \dot{S}_l'' + \Delta \dot{S}_l = (P_l'' + jQ_l'') + (\Delta P_l + j\Delta Q_l) = \\ &= \left[ P_l'' + \frac{(P_l'')^2 + (Q_l'')^2}{U_n^2} \cdot R_l \right] + j \left[ Q_l'' + \frac{(P_l'')^2 + (Q_l'')^2}{U_n^2} \cdot X_l \right]. \end{aligned}$$

У вузлових пунктах проводять складення значень потужності власного навантаження і навантаження відгалужень.

Розрахунок продовжують до визначення повної потужності, яка надходить у мережу з пункту постачання.

Розрахунок мереж різних номінальних напруг здійснюється після приведення всіх параметрів мережі до однієї базової напруги. У розімкнутих радіальних мережах такий підхід не вимагається, тому що кожна з мереж може розглядатись окремо.

## 7.3 Розрахунок потокорозподілу у замкнених мережах

Замкненими мережами називаються мережі, у яких електроенергія до споживачів подається не менш як з двох сторін. Точки, в яких сходиться не менше трьох ліній, називаються вузловими точками мережі. Замкнені мережі з вузловими точками називаються складнозамкненими. Найпростішим видом замкненої мережі є кільцева, яка містить в собі лише один замкнений контур. При цьому мережа може мати відгалуження, які замінюються еквівалентним розрахунковим навантаженням.



У розрахунках схема заміщення замкненої мережі складається із послідовних активних і реактивних опорів схем заміщення окремих елементів мережі. Якщо в схему замкнутої мережі входять мережі декількох напруг, то всі опори поздовжніх віток схеми заміщення приводять до однієї напруги.

Кільцева мережа (а) може розглядатися як лінія з двох-стороннім постачанням, у якій напруги на кінцях рівні за модулем і фазою. Напрями потоків потужностей на окремих ділянках (б) лінії приймаються довільно дійсне їх направлення визначається у результаті розрахунків:

$$Z(\dot{U}_1) = Z(U_2) \cdot \left( \frac{U_1}{U_2} \right)^2.$$

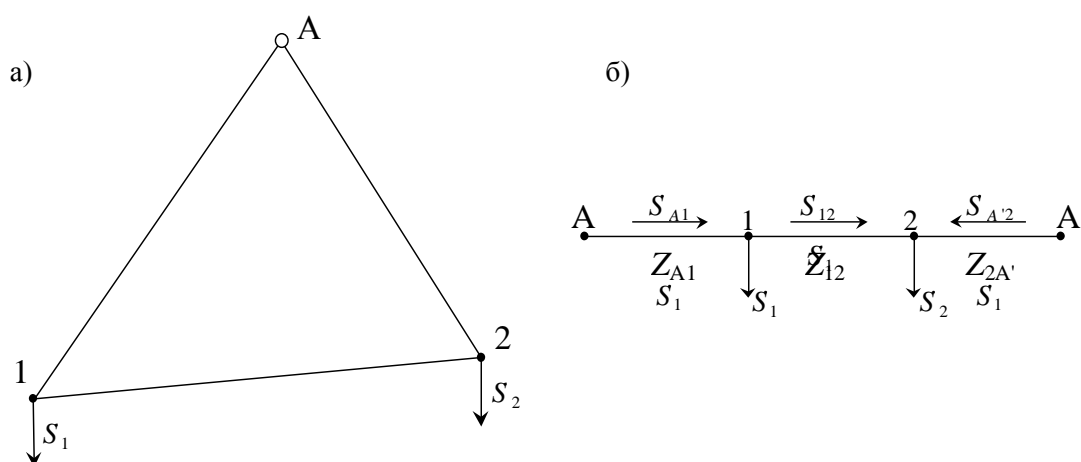


Рисунок 7,2 – схеми кільцевої мережі.

На першому етапі розрахунку, напруги у вузлах приймають рівними номінальному значенню  $U_{ном}$  мережі, втрати потужності в мережі не враховують  $\Delta \dot{S}_л = 0$ . При цих припущеннях визначають потужність на головних ділянках лінії:

$$\dot{S}_{A1} = \frac{\sum \dot{S}_i Z_{iA'}^*}{Z_{\Sigma}^*} = \frac{\dot{S}_1 \cdot (Z_{12}^* + Z_{2A'}^*) + \dot{S}_2 \cdot Z_{2A'}^*}{Z_{A1}^* + Z_{12}^* + Z_{2A'}^*};$$

$$\dot{S}_{A'2} = \frac{\sum \dot{S}_i Z_{iA}^*}{Z_{\Sigma}^*} = \frac{\dot{S}_1 \cdot Z_{A1}^* + \dot{S}_2 \cdot (Z_{A1}^* + Z_{12}^*)}{Z_{A1}^* + Z_{12}^* + Z_{2A'}^*}.$$

Потужність на інших ділянках мережі визначають, виходячи із балансу потужності у вузлах  $\dot{S}_{12} = \dot{S}_{A1} - \dot{S}_1$ .

У результаті такого попереднього розрахунку визначають точку потокорозподілення (струмороподілення), точку, в яку потужність поступає з двох сторін.

На другому етапі розрахунку кільцевої мережі, її розмикають у точці потокорозподілу. Навантаження відповідного вузла теж розподіляється на

дві частини, кожна з яких визначається потужністю, що поступає по приєднаній до неї лінії (рис. 7,3):

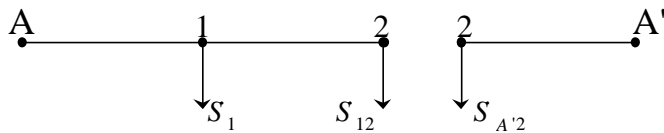


Рисунок 7,3 – Схема мережі для розрахунку витрат потужності.

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_{12} + \dot{S}_{A'2}$$

Подальший розрахунок ведуть так, як і для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП  $U_n \geq 110$  кВ.

У курсовому проєкті проводять розрахунок потокорозподілу потужностей для трьох режимів роботи мережі: максимального, мінімального і післяаварійного із максимальними навантаженнями.

У післяаварійному режимі розмикається найбільше завантажена лінія кільцевої мережі. При розрахунку радіальних дволанцюгових мереж відключають одну лінію. Розрахунок потокорозподілу виконується аналогічно розрахунку потокорозподілу потужностей в нормальних режимах, тому він тут не розглядається. Розрахунок потокорозподілу в максимальному і післяаварійному режимі виконують з урахуванням роботи компенсуючих пристроїв, в результаті чого знижується реактивна потужність, яка передається мережею, і відповідно знижуються втрати активної потужності. Потокорозподілення в режимі мінімальних навантажень розглядається при відключених компенсаторах.

Результати розрахунків всіх трьох режимів зводять у табл. 7,1.

Таблиця 7,1 Переток потужності в схемі електромережі

Ділянка мережі на схемі	Потужність лінії в максимальному режимі, МВА	
	на початку лінії – S'	у кінці лінії – S''
A – 1	8,21 + j·5,06	8,13 + j·4,91
...	...	...

#### 7.4 Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі

Розрахунок робочих рівнів напруги у вузлових точках мережі виконується від пункт а живлення до найбільш віддалених точок мережі.

Якщо відома напруга на одному із кінців лінії  $\dot{U}_1$ , то напругу другого кінця  $\dot{U}_2$  можна визначити за формулами:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U}_{12} = \dot{U}_1 - \Delta U_{12} - j\delta U_{12} = \dot{U}_1 - \frac{P'_{12}R_{12} + Q'_{12}X_{12}}{U_1} - j \frac{P'_{12}R_{12} - Q'_{12}X_{12}}{U_1},$$

де  $\Delta U_{12}$ ,  $\delta U_{12}$  – відповідно поздовжня і поперечна складові спаду напруги (поперечна складова враховується для мереж 220 кВ і вище).

Розрахунок одного з режимів певної схеми надано в додатку 7.

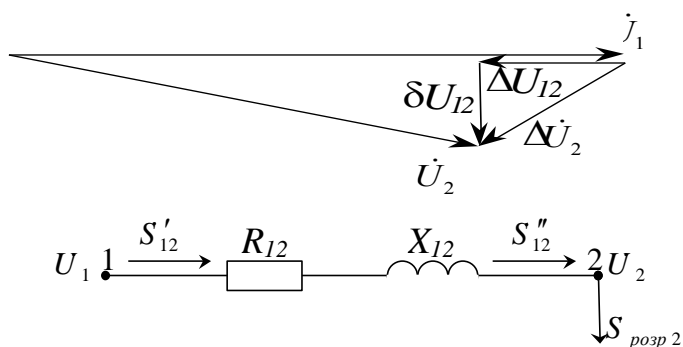


Рисунок 7,4 – Схема для визначення і векторна діаграма спаду напруги на ділянці мережі.

Результати розрахунків наводяться у табл. 7,2.

Таблиця 7,2 Рівні напруги у схемі електромережі

Вузол у схемі	Напруга у вузлі споживача, кВ		
	максимальний режим	мінімальний режим	післяаварійний режим
В	115,5	110	121
1	113,8	107,1	109,4
...	...	...	...

## 8 Регулювання напруги в районних електричних мережах

### 8.1 Загальні положення

Основне завдання регулювання рівня напруги у районних електричних мережах полягає в утворенні сприятливих умов живлення споживачів електричної енергії. Це умови, до яких належить забезпечення принципу “зустрічного регулювання”, коли напруга на шинах нижчої напруги підвищується в період найбільших добових навантажень і зменшується під час найменших. Бажані межі регулювання залежать від графіку навантажень електроспоживачів.

Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) рекомендують у вузлах живлення в режимі найменших навантажень підтримувати номінальну напругу, у режимі найбільших – підвищувати напругу на 5 % від номінальної. В деяких умовах можна застосовувати і більш глибоке регулювання в межах до 10%.

У випадку автономної електростанції, яка живить певні райони, зустрічне регулювання напруги буде забезпечене за рахунок зміни збудження генераторів. Та в сучасних районних мережах, які за характером мають значну розгалуженість і мають декілька ступенів трансформації, регулювання напруги на шинах генераторів відсувається на другий план. Засобами регулювання напруги і оптимізації режимів за напругою стають:

1) регулювання напруги трансформаторів і автотрансформаторів, які живляться від мережі, що проектується;

2) регулювання потужностей компенсуючих пристроїв (КП), генеруючих чи споживаючих реактивну потужність. Одночасно виконується розподілення реактивних потужностей між електростанціями в електричній мережі.

3) включення пристроїв повздовжньої компенсації (ППК).

Можливе також комбіноване використання пристроїв різних типів, наприклад, регулюючих трансформаторів і КП.

Використання тих чи інших регулюючих пристроїв ґрунтується з вирішення 2-х задач:

1) оптимізації режимів напруги;

2) зниження втрат активної потужності, або приведених витрат у мережі

Пріоритет кожної задачі визначається з допоміжного аналізу.

Наприклад, перерозподіл реактивних потужностей з використанням КП може бути обумовлений вимогами режиму напруги, зниження втрат потужності в електричній мережі в цьому випадку є справа другорядна, хоч і важлива. Іноді розглянуті задачі вступають у протиріччя.

Нагадаємо, що в режимі найменших навантажень потрібно зменшувати напругу у вузлах живлення. Це, безперечно, приводить до росту втрат потужності і електроенергії в мережі. Тому використання компенсуючих і регулюючих пристроїв треба розглядати з точки зору найбільшого корисного ефекту.

У даному проекті пристрої і методи регулювання здебільшого розглядаються для оптимізації режиму напруги, тобто для забезпечення її якості.

## ***8.2 Вибір шляхів компенсації реактивної потужності і регулювання напруги***

З розгляду нормальних усталених режимів роботи систем електропостачання робиться припущення, що частота змінного струму не відрізняється від номінального значення. Тому якість електричної енергії може оцінюватись за відхиленням напруги у вузлах споживачів від номінальної. Необхідна якість напруги в електричній мережі, як відомо, досягається за допомогою ряду технічних засобів, основні з яких забезпечують баланс потужностей.

Використання принципу зустрічного регулювання напруги ставить вимоги до оцінки достатності регулюючого діапазону трансформаторів і автотрансформаторів з РПН для забезпечення бажаної напруги на шинах 6–10 кВ у характерних режимах роботи мережі. Якщо регулюючий діапазон виявляється недостатнім, можна використовувати такі засоби як повздовжня ємнісна компенсація індуктивного опору лінії, або компенсація реактивного навантаження споживчої підстанції шляхом установки синхронних компенсаторів, або статичних конденсаторів.

Силові трансформатори вітчизняного виробництва мають відгалуження, переключення яких приводять до зміни коефіцієнта трансформації. В залежності від типу трансформаторів переключення можуть виконуватись у відключених від мережі трансформаторах (переключення без збудження), або без відключення навантаження (регулювання напруги під навантаженням – РПН). Вартість трансформаторів з РПН значно перевищує вартість звичайних. Витрати на регулюючі пристрої не пропорційні потужності трансформаторів, тому, чим менша потужність трансформатора з РПН, тим більше він коштуватиме.

Регулювання напруги можливо також виконувати за допомогою вольтодобавочних трансформаторів (ВДТ) чи лінійних регуляторів (ЛР). Проте, вартість агрегату із звичайного трансформатора з ВДТ або ЛР більша, ніж трансформатора з РПН тієї ж потужності. Остаточний вибір регулюючих пристроїв здійснюється з аналізу техніко-економічних розрахунків.

Регулювання напруги проводиться з метою забезпечення нормальних відхилень напруги на шинах нижчої напруги споживачів. Рівень напруги у цьому випадку має становити  $(0,95-1,05) \cdot U_n$ , тобто 9,5–10,5 кВ) для номінальної напруги 10 кВ. Забезпечення допустимого рівня напруги у кожному вузлі на шинах споживачів проводиться у такий спосіб.

Визначаються втрати напруги в трансформаторах, зведені до вищої напруги:

$$\Delta U'_T = \frac{P_{нв} \cdot R_T + Q_{нв} \cdot X_T}{n \cdot U_{ВН}},$$

Бажаний коефіцієнт трансформації знаходять з умови забезпечення на боці НН трансформаторної підстанції бажаної напруги  $U_{НН.б} = (1-1,05) \cdot U_n$ :

$$K_{ТБ} = \frac{U_{ВН} - \Delta U'_T}{U_{НН.б}}.$$

Бажані рівні напруги приймаються у відповідності з рекомендаціями (ПУЕ) для кожного з характерних режимів.

Далі визначають дійсний коефіцієнт трансформації  $k_{ТД}$  трансформатора і положення перемикача відгалужень за табл. 8,1, яка складається, виходячи з меж регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора [4, 8].

Наприклад, для трансформатора ТРДЦН 63000/115 межі регулювання –  $\pm 9 \times 1,78\%$ , а номінальний коефіцієнт трансформації –  $k_{Тном} = 115/10,5 = 10,45$ .

Таблиця 8,1 Коефіцієнти трансформації для трансформаторів 110/10

Положення перемикача відгалужень	Додатковий % числа витків	Відносне число робочих витків	Коефіцієнт трансформації	Коефіцієнт трансформації для розрахунків на ЕОМ
----------------------------------	---------------------------	-------------------------------	--------------------------	---

1	16,02	1,1602	12,12	0,0787
2	14,24	1,1424	11,938	0,0799
3	12,46	1,1246	11,752	0,0812
4	10,68	1,1068	11,576	0,0825
5	8,9	1,0890	11,380	0,0839
6	7,12	1,0712	11,190	0,0853
7	5,34	1,0534	11,008	0,0867
8	3,56	1,0356	10,822	0,0881
9	1,78	1,0178	10,636	0,0897
10	0	1	10,450	0,0913
11	-1,78	0,9822	10,264	0,0929
12	-3,56	0,9644	10,078	0,0947
13	-5,34	0,9466	9,892	0,0965
14	-7,12	0,9288	9,706	0,0983
15	-8,9	0,9110	9,520	0,11
16	-10,68	0,8932	9,334	0,102
17	-12,46	0,8754	9,148	0,104
18	-14,24	0,8576	8,962	0,1064
19	-16,02	0,8398	8,776	0,1087

Наприклад, для деякої  $i$ -ої підстанції в електричній мережі, що проектується, попередні дані визначені з розрахунку максимального режиму.

$U_{BHi} = 113,8$  кВ.  $\dot{S}_{нвmaxi} = 56,35 + j \cdot 42,8$  МВА.  $R_{Ti} = 1,04$  Ом.  $X_{Ti} = 22,8$  Ом.

$$\Delta U'_{Ti} = \frac{56,35 \cdot 1,04 + 42,8 \cdot 22,8}{2 \cdot 113,8} = 4,5 \text{ кВ.}$$

$$k_{TB} = \frac{113,8 - 4,5}{U_{HH.б}} = 10,93.$$

Найближчий коефіцієнт трансформації за табл. 13. –  $k_{TD} = 10,822$ .

Він відповідає 8-ому положенню перемикача відгалужень.

Дійсний рівень напруги, який відповідає вибраному коефіцієнту трансформації, приймає значення:

$$U_{HH.ди} = \frac{113,8 - 4,5}{10,822} = 10,09 \text{ кВ.}$$

Потрібно зауважити, що цей рівень напруги належить допустимим межам.

Так само виконується регулювання напруги в інших вузлах електричної мережі. Результати наводяться у табл. 8,2.

Таблиця 8,2 Рівні напруги у вузлах схеми за результатом регулювання

Номер підстанції	Напруга (кВ) на шинах НН		
	максимальний режим	мінімальний режим	післяаварійний режим

1	10,09	9,91	9,7
...	...	...	...

## 9 Виконання розрахунків режимів на ЕОМ

Розрахунок режимів за допомогою ЕОМ може здійснюватись за програмними комплексами АЧП, ДАКАР, КОСМОС або іншими.

Для виконання розрахунків необхідно розробити розрахункову модель і схему заміщення електричної мережі, на основі яких провести підготовку вихідної інформації. Підготовка вхідної інформації для всіх вказаних програм здійснюється аналогічно.

До складу вхідної інформації вводять блоки:

- управління друком(для кожного комплексу свої константи);
- інформація про вузли мережі;
- інформація про лінії і трансформатори мережі.

Приклад запису вхідної інформації наведений у табл. 9,1 для схеми електричної мережі згідно рис. 9,1 – 9,3.

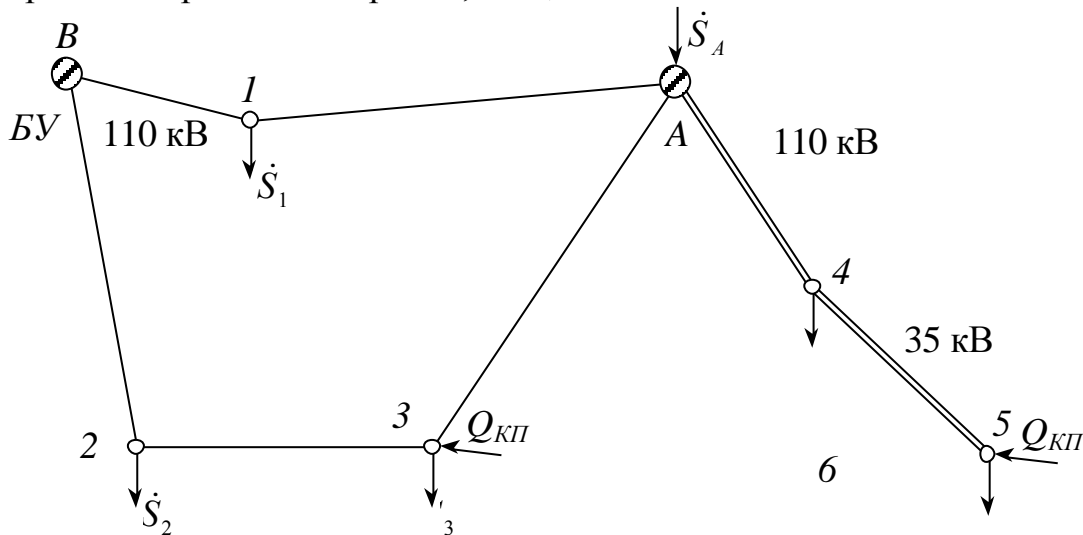
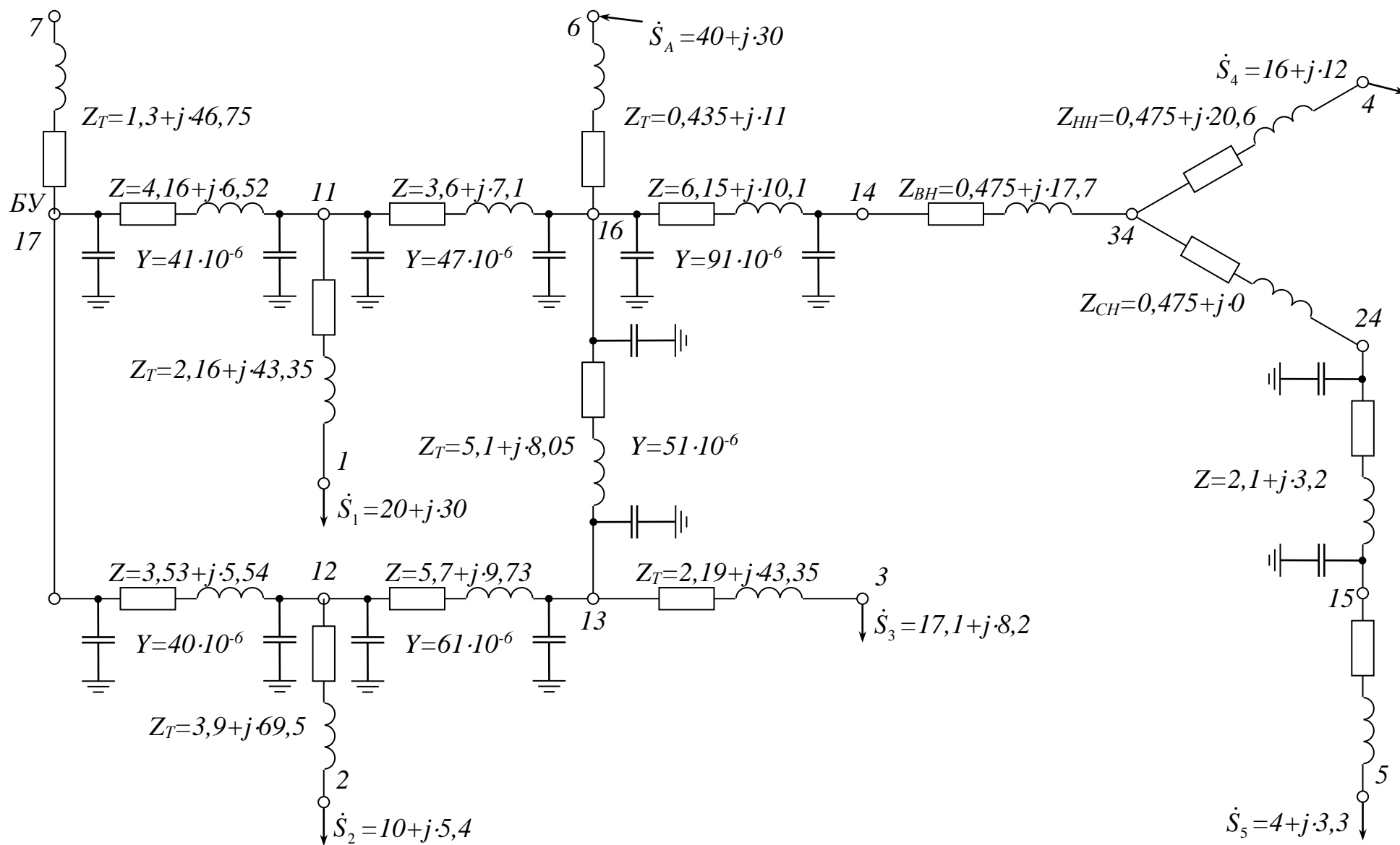


Рисунок 9,1 – Топологічна схема





Рисунок 9,3 – Розрахункова схема електричної мережі для ЕОМ





### **9.1 Управління друком**

У форматі 12 з першої позиції записуються

1. NMAC – номер масиву 00;
2. NPK – номер рядка 01;
3. NQBKT – шифр (номер) об'єкту. Типове значення 0.
4. NSET – шифр (номер) мережі. Типове значення 0.

Позиції 5–8 не використовуються. З 9-ої позиції у форматі F8.0 записується:

- 5 KPR1 – признак друку вхідної інформації: 0 – друку нема; 1 – друк є.
- 6 KPR2 – признак друку проміжних результатів: 0 – друку нема; 1 – друк є. Типове значення – 0.
7. KPR3 – признак друку номерів закріплених і відкріплених з меж по Q – генераторних вузлів: 0 – друку нема; 1 – друк є. Типове значення – 0.
- 8 – признак друку потокорозподілення: 0 – друкуються потоки потужності для всіх вузлів мережі; 1 – друку потокорозподілення нема. Типове значення – 0.

### **9.2 Інформація про вузли мережі**

Вихідна інформація про кожен вузол розміщується у 2-х рядках таким чином:

*1-й рядок*

1. NMAC – номер масиву 02.
2. NPK – номер рядка у масиві 01.
3. Позиції 5 і 6 не використовуються.
4. NCXH – номер типу статистичної характеристики навантаження. Він записується у 7–8-й позиціях у форматі 12. Для корони у цих позиціях указується номер типу питомих втрат на корону.

Вказані номери вибираються у відповідності з масивом 4.

Примітка: Наступні числа починаються з 9-ої позиції і записуються у формі F8.0.

5. NPV – номер вузла ( $i$ ).
6. UNOM – номінальна напруга вузла ( $U_{ном}$ ), кВ.
7. PH1 – активна потужність споживача у вузлі  $i$ , відповідна  $U_{ном}$ , МВт. Якщо  $i$ -й вузол використовується і для розрахунку втрат активної потужності на корону, то у даній позиції вказується довжина прилеглих ділянок ПЛ з короною в км.
8. QH1 – реактивна потужність вузла, відповідна  $U_{ном}$ , МВАр.
9. PG1 – активна потужність генераторів у вузлі ( $P_G$ ), МВт.
10. QG1 – реактивна потужність вузла ( $Q_G$ ), МВАр.
11. UMOD – заданий модуль напруги ( $U$ ), або його початкове наближення  $U_0$ , кВ.

12. QMIN, QMAX – нижча межа значень реактивної генерації у вузлах ( $Q_G^{min}$ ), МВАр; вища межа значень реактивної генерації у вузлах ( $Q_G^{max}$ ), МВАр.

*2-ий рядок*

1. NMAC – номер масиву 02.

2. NPK – номер рядка у масиві 02.

3. Позиції 5–8 не використовуються.

Примітка: Наступні числа починаються з 9-ої позиції і записуються у формі F8.0.

4. NPV – номер вузла ( $i$ ).

5. UMIN- нижча межа допустимих значень модуля напруги вузла ( $U^{min}$ ), кВ.

6. UMAX – верхня межа допущених значень модуля напруги вузла ( $U^{max}$ ), кВ.

7. PGMIN – нижча межа допущених значень генерації активної потужності вузла ( $P_G^{min}$ ), МВт.

8. PGMAX – верхня межа допущених значень активної генерації вузла ( $P_G^{max}$ ), МВт.

9. NOP – признак завдання типу генераторного вузла; NOP = 0, якщо вузол неопорний; NOP = 1, якщо вузол опорний; NOP = -1, якщо вузол балансує; NOP = 2, якщо вузол типу U;  $\delta$ .

10. PNOM – номінальна активна потужність джерела активної потужності ( $P_{ном}$ ), МВт. Вказана величина не використовується при роботі розглянутої програми.

*Примітки*

1. Можливе проведення розрахунків без завдання другого рядка у всіх вузлах, крім балансуєчого.

2. Вузол розглядається як генераторний, якщо хоч одна із величин PG1, QG1, QUMIN, QUMAX відома.

3. Якщо у вузлах необхідно підтримати заданий модуль напруги, то хоча б одна з величин  $Q_G^{min}$  або  $Q_G^{max}$  повинна бути заданою.

4. Якщо в генераторному вузлі не задані значення  $Q_G^{min}$  і  $Q_G^{max}$ , то цей вузол розглядається як вузол, в якому фіксована генерація реактивної потужності  $Q_G$ ,

5. Може статися, що в деяких вузлах значення UMOD не вказане. Тоді у даній програмі приймається  $U = U_{ном}$ .

6. У вузлах, введених для рахунку втрат на корону, дані за величинами QH1, QG1, PG1, QMIN, QMAX не задаються.

7. Початкове значення фазового кута приймається рівним 0.

8. Не допускається, щоб другий рядок, який відноситься до даного вузла, попереджав перший.

9. Масив 02 обов'язково має закінчуватися пустим рядком.

### **9.3 Інформація про вітки мережі**

Інформація про вітки мережі може займати один або два рядки.

*1-ий рядок*

1. NMAC – номер масиву 03;

2. NPK – номер рядка у масиві 01;

3. Позиції 5–8 не використовуються;

Примітка: Наступні числа починаються з 9-ої позиції і записуються у формі F8.0.

4. NPV, NQV – номери вузлів ( $i, \alpha$ ), обмежуючих дану вітку (лінію, чи трансформатор).

1) якщо у вітки є трансформатор, то на першому місці вказується вузол, до якого віднесено опір трансформатора;

2) якщо вітка являє собою шунт на землю, то на місці  $\alpha$  вказується 0.

5. RV – активний опір вітки  $i\alpha$ , Ом.

6. XV – реактивний опір вітки  $i\alpha$ , Ом.

7. BV – реактивна провідність вітки  $i\alpha$ , Ом.

Для ліній приймається з “–”, для трансформаторів з “+”. Коефіцієнт  $10^{-6}$  не записується.

8.  $K_T$  – коефіцієнт трансформації трансформатора, який визначається відношенням  $U_{HH}/U_{BH}$ .

Розрахунки на ЕОМ виконуються для всіх характерних режимів з обов’язковим регулюванням напруги у вузлах навантажень.

Аналітичний розрахунок без застосування ЕОМ виконується для одного з усталених режимів (краще для режиму максимальних навантажень).

Результати розрахунків з використанням ЕОМ і без нього потрібно порівняти і зробити висновки.

## **10 Визначення основних техніко-економічних показників електричної мережі**

Цей заключний розділ проекту має за мету визначити витрати, які необхідні для спорудження мережі (одноразових капітальних витрат) і для її експлуатації протягом року (витрати на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування), а також системних витрат на компенсацію втрат потужності та електроенергії в мережі. Ці показники визначаються за методом, який викладений у гл. 5.

Крім цих основних показників необхідно визначити і ряд інших показників, які характеризують ефективність експлуатації. До них відносяться:

$C$  – собівартість передані електроенергії у мережі.

$$C = E / A_{p\text{іч}},$$

де  $A_{p\text{іч}}$  – сумарна електроенергія, яка відпущена у розподільні мережі з шин 10 кВ підстанцій на протязі року.

$$A_{річ} = T_{нб} \cdot \sum_{i=1}^k P_{нвmaxi} = P_{нвmax\Sigma} \cdot T_{нб},$$

де  $P_{нвmax\Sigma}$  – сумарне максимальне навантаження підстанцій мережі;

$\Delta P_{*max\Sigma}$  – відносне значення сумарних втрат активної потужності в режимах максимальних навантажень мережі в процентах від сумарного навантаження підстанцій:

$$\Delta P_{*max\Sigma} = \frac{\Delta P_{max\Sigma}}{P_{нвmax\Sigma}} \cdot 100;$$

$A_{*\Sigma}$  – відносне значення сумарних річних втрат електроенергії у мережі в процентах від  $A_{річ}$

$$A_{*\Sigma} = \frac{\Delta A_{\Sigma}}{A_{річ}} \cdot 100.$$

Крім вказаних показників, потрібно розрахувати дані, які характеризують необхідність мережі в елементах обладнання. До них відносяться:

- кількість трансформаторного обладнання за номінальними напругами ВН і марками;
- кількість вимикачів, включаючи ділянки КРП 10 кВ, і комплектів із роз'єднувачів, відокремлювачів і короткозамикачів за номінальною напругою.
- кількість компенсуючих пристроїв (синхронних компенсаторів, комплектних конденсаторних установок) по марках і номінальним напругам;
- кількість кілометрів ПЛЕП по марках (в однофазному обчисленні), враховуючи непрямолінійність трас.

При визначенні капіталовкладень на спорудження як ліній, так і підстанцій в даному випадку необхідно враховувати зональні поправочні коефіцієнти і коефіцієнти інфляції, які приведені в [4]; оскільки укрупнені показники використані на стадії порівняння варіантів, характеризують усереднені умови будівництва електромереж. Крім того, необхідно врахувати довжини реальних трас ліній електропередачі відповідним коефіцієнтом, який може бути прийнятий рівним 1,1. Все сказане дозволяє уточнити значення приведених народногосподарських витрат на будівництво мережі.

## Додаток 1 Приклад оформлення завдань на курсовий проект

Міністерство освіти та науки України  
Вінницький державний технічний університет  
Кафедра електричних станцій і систем

### *Завдання*

на курсовий проект “Районна електрична мережа”

Група (індекс групи). Студент (прізвище,  
ініціали)

Керівник проекту (вчене звання, прізвище,  
ініціали)

“\_\_\_”\_\_\_\_\_ 19 р.

Спроекувати електричну мережу для електропостачання пунктів  
\_\_\_\_\_ від 2-х джерел А і В.

Географічне розташування пунктів: (вибирається з таблиця  
варіантів)

масштаб: в 1 см км.

2. Дані про споживачів електроенергії у заданих пунктах та їх джерела.

Пункти споживання і джерела Дані	A	1	2	3	4	5	B
Найбільше зимове навантаження							
Коефіцієнт потужності навантаження							
Склад споживачів, % по категоріях I							
II							
III							

Номінальна напруга розподільної мережі 10 (або 35) кВ (надається викладачем).

Для всіх пунктів:

Найменше літнє навантаження \_\_\_\_% від найбільшого зимового.  
Тривалість використання найбільшого навантаження  $T_{нб}$  = год./рік.  
Середня вартість 1 кВт·год недовідпущеної споживачам електроенергії грв.

Дані про постачальну електричну систему і джерела електропостачання району.

Джерелом живлення району є підстанція з номінальною напругою 110, 330 кВ, та електрична станція; потужністю – робочі рівні напруги на шинах джерела постачання: – при найбільших навантаженнях 105 %.

– при найменших навантаженнях 100 %

– при найбільш важких аваріях у мережі 110 %.

Вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії дорівнює грв.

4) Відомості про існуючу мережу в заданому районі.

---



---



---



---



---

5) Індивідуальне завдання для поглибленого вивчення.

Підпис керівника проекту.

Примітка. Варіанти завдань студентам видають згідно Д.1.



Таблиця Д.1 Варіанти завдань

Номер варіанту	Розташування навантажень і електростанцій						Потужність навантажень, МВт						П/ст
	1	2	3	4	5	А	1	2	3	4	5	міст	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	д-3	в-1	к-6	ж-6	а-2	в-9	20	10	15	17	8	10	0-3
2	л-1	д-3	ж-8	б-8	а-2	е-10	17	20	13	14	10	10	а-7
3	к-1	б-4	е-10	л-7	и-9	в-5	20	11	17	18	10	7	ж-7
4	л-4	а-9	д-7	в-3	и-9	е-1	14	19	10	16	20	8	и-5
5	а-7	д-9	ж-1	б-4	б-10	е-9	11	22	29	30	10	10	д-1
6	к-2	з-8	б-1	к-5	б-10	л-4	10	22	18	15	10	15	и-2
7	а-1	в-10	д-5	и-1	з-10	л-7	10	28	30	17	15	15	г-5
8	д-1	з-5	г-7	к-1	з-10	а-3	21	15	13	22	10	10	в-6
9	г-6	б-3	е-10	а-2	ж-2	к-4	29	11	27	12	10	16	в-1
10	к-3	и-6	к-2	г-8	з-1	б-4	28	10	21	13	10	15	д-9
11	д-2	е-9	г-9	к-4	з-1	в-6	12	29	14	30	10	10	з-5
12	а-3	з-4	и-5	в-9	к-10	е-8	27	11	10	25	10	12	л-1
13	к-5	а-8	л-1	к-8	б-9	д-4	13	26	24	10	15	10	и-2
14	з-8	е-7	б-2	л-1	б-9	а-4	11	25	26	26	8	12	е-1
15	и-2	а-5	д-8	в-8	л-10	з-6	12	27	28	16	10	10	б-3
16	а-9	к-1	л-7	г-4	д-8	д-2	29	24	13	30	8	8	б-5
17	л-4	з-9	д-6	б-5	и-10	л-6	10	11	15	17	16	10	д-1
18	в-1	д-3	к-6	в-9	и-10	ж-6	23	14	16	17	20	10	з-2
19	е-6	в-7	и-6	и-3	г-10	з-10	18	22	20	15	10	15	к-3
20	к-9	а-6	д-3	ж-8	д-10	б-8	20	10	15	17	8	15	е-1
21	л-2	и-4	д-5	з-2	д-10	а-6	15	17	20	16	9	16	к-3
22	а-7	л-1	к-10	д-3	е-2	е-10	19	21	17	29	12	16	и-1
23	б-6	в-6	з-7	л-3	е-7	г-5	20	11	17	18	12	18	а-3
24	д-7	г-4	ж-1	и-9	е-9	а-5	22	17	20	19	10	8	з-4
25	г-10	и-8	е-5	а-4	г-7	ж-5	20	10	17	15	12	10	з-6
26	л-5	а-3	б-7	е-4	г-7	г-3	18	12	23	27	9	10	в-4
27	е-1	в-8	ж-4	а-10	л-4	и-10	29	11	13	10	16	10	в-2
28	а-9	и-7	г-1	л-5	и-7	е-3	24	30	19	28	16	14	ж-3
29	ж-2	д-3	л-1	б-8	з-7	е-10	10	21	15	17	10	10	а-1
30	л-4	д-8	е-2	а-2	з-5	б-8	20	25	19	22	12	8	к-6
31	а-1	г-2	а-7	ж-3	з-5	е-5	21	13	23	13	16	10	б-8
32	д-7	к-6	ж-8	д-1	з-5	в-1	18	20	13	26	14	10	и-3
33	б-1	в-10	и-9	г-4	к-5	к-2	22	28	10	27	14	20	е-4
34	а-8	л-8	в-9	г-2	к-5	б-6	23	13	21	13	10	10	д-1

Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
35	з-1	ж-7	а-1	к-2	а-9	в-3	13	20	18	21	10	10	з-4
36	а-2	б-5	л-1	в-7	а-9	и-4	19	25	20	15	10	9	г-1
37	ж-6	в-8	л-3	к-1	а-9	е-2	19	30	24	30	10	16	и-4
38	л-9	з-2	ж-8	к-10	к-2	е-1	13	11	29	22	16	10	и-3
39	а-3	б-4	в-6	л-4	к-3	е-1	23	12	18	25	10	17	и-5
40	л-2	к-9	к-3	г-1	к-4	в-4	17	10	20	15	10	17	а-1
41	л-6	в-5	з-3	ж-9	и-7	и-1	20	17	22	13	8	20	а-3
42	ж-10	а-1	б-9	л-5	з-0	е-3	17	11	20	18	14	14	е-6
43	л-7	в-10	л-10	к-7	з-0	и-2	17	21	19	16	16	16	е-8
44	б-3	к-6	г-2	л-9	ж-1	в-5	20	17	15	21	18	17	к-1
45	в-5	л-8	г-3	г-3	ж-1	а-0	15	10	20	25	20	15	к-9
46	к-5	г-4	д-1	а-1	ж-5	в-9	22	18	15	20	14	10	б-4
47	а-2	л-10	в-4	д-2	л-5	и-3	16	14	23	13	16	9	к-6
48	л-1	б-2	к-4	г-5	е-9	в-6	15	11	10	21	20	7	к-1
49	б-9	в-4	л-2	г-6	е-10	и-5	13	24	29	30	10	20	к-7
50	б-7	а-3	г-7	а-9	ж-8	д-3	28	27	12	25	10	10	к-9
51	к-3	г-8	д-3	и-6	з-9	е-0	25	15	11	21	10	8	б-1
52	б-1	к-2	е-1	а-5	л-10	и-6	24	26	13	18	12	10	б-9
53	г-9	л-5	б-8	е-2	а-6	в-1	10	11	27	21	16	12	д-1
54	а-4	л-8	в-2	к-4	а-6	и-7	14	29	12	15	16	16	д-6
55	к-1	г-10	д-4	е-3	и-9	ж-6	21	10	28	16	18	14	л-3
56	е-4	ж-6	з-1	и-5	и-9	а-1	27	11	29	30	18	15	л-7
57	д-9	а-10	л-1	з-2	е-10	б-8	13	15	21	25	14	14	л-9
58	е-5	ж-7	з-3	и-7	е-0	а-0	30	28	10	22	14	10	к-4
59	а-6	д-10	в-3	б-10	и-3	л-1	18	22	10	25	8	10	к-6
60	к-5	г-1	д-5	и-2	з-10	л-9	29	19	11	21	10	9	а-1
61	и-4	ж-8	з-4	а-7	а-3	в-0	10	11	14	15	10	9	а-5
62	в-3	а-8	к-6	ж-5	з-1	г-3	17	20	10	30	10	9	а-4
63	з-3	и-1	а-6	г-4	з-2	в-2	13	10	17	15	9	10	и-6
64	е-6	д-10	к-7	в-1	и-2	л-9	15	12	20	25	12	13	е-3
65	ж-9	и-3	е-7	к-4	а-0	а-5	26	15	28	21	13	18	в-4
66	д-10	з-6	в-2	д-6	а-0	г-1	27	16	19	18	13	10	е-9
67	а-9	к-8	д-9	в-1	и-5	л-2	28	13	17	16	13	18	г-3
68	з-7	ж-3	к-10	и-8	в-3	д-1	17	10	30	21	14	13	г-5
69	д-7	е-9	и-8	ж-2	а-1	а-4	26	12	25	20	16	12	г-9
70	к-9	а-10	ж-1	е-10	е-3	з-8	13	18	22	30	18	14	и-1
71	д-8	з-8	а-2	ж-10	а-7	б-3	15	13	25	16	19	18	и-9
72	а-9	ж-1	к-10	в-7	з-5	л-2	12	16	18	21	20	10	и-6
73	з-9	и-8	а-7	б-2	в-4	в-9	14	18	16	17	21	10	а-4
74	л-4	б-1	д-7	а-8	д-1	ж-1	30	15	17	22	10	17	а-9

Продовження табл. Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
75	а-6	б-3	з-10	д-3	д-1	в-9	12	13	30	25	10	18	к-1
76	б-4	в-1	е-5	ж-1	а-10	а-5	10	26	16	30	8	15	к-6
77	и-9	а-5	е-6	б-5	з-8	л-10	17	17	15	10	8	10	к-9
78	ж-2	з-1	к-3	и-2	б-2	г-5	15	13	17	16	9	7	в-1
79	а-2	в-2	в-6	е-4	и-9	л-9	29	18	19	15	10	10	в-9
80	и-10	ж-3	а-4	з-2	ж-10	в-5	27	10	28	22	10	13	е-4
81	б-7	а-9	е-3	в-3	ж-0	ж-2	26	13	15	13	10	12	ж-7
82	а-1	ж-4	и-1	л-6	ж-10	ж-8	17	10	29	18	12	10	к-2
83	б-8	е-2	г-9	в-4	а-0	а-4	30	13	27	21	14	10	к-6
84	а-10	е-1	ж-5	з-3	г-8	л-7	14	10	24	25	16	10	в-4
85	ж-6	з-4	б-10	и-1	г-8	ж-4	28	13	15	16	18	15	в-6
86	а-2	в-3	к-4	л-9	г-8	ж-5	16	20	15	22	16	10	е-1
87	а-1	ж-7	з-5	в-2	г-8	л-6	15	20	17	22	16	10	е-6
88	з-6	и-2	в-1	к-8	ж-4	а-3	21	18	20	24	22	10	е-9
89	ж-8	а-3	б-10	г-1	ж-9	ж-5	29	18	22	19	14	10	к-9
90	и-3	з-7	а-4	в-5	к-2	л-5	15	20	23	18	16	10	а-1
91	а-5	ж-9	б-9	в-4	к-2	а-2	10	29	12	11	8	15	е-6
92	и-4	з-8	а-6	б-8	к-2	л-4	29	21	10	14	10	16	в-3
93	ж-10	и-5	б-7	з-9	к-2	а-6	20	17	13	23	12	16	в-6
94	а-7	з-10	г-2	б-6	з-4	ж-7	17	16	18	14	14	10	л-9
95	и-6	б-5	в-6	к-1	з-9	д-3	22	19	15	30	16	16	л-4
96	а-8	и-7	г-8	л-5	в-6	ж-5	25	30	13	12	8	10	б-3
97	а-9	в-7	б-4	и-10	з-6	л-3	10	15	17	12	9	10	г-4
98	б-3	в-8	а-10	л-6	з-6	е-2	16	17	13	15	10	10	г-9
99	и-8	б-2	в-9	г-4	з-7	л-1	10	19	18	29	11	10	е-6
100	б-1	в-10	и-9	к-2	з-4	а-1	28	28	10	27	12	15	е-9
101	а-1	б-6	в-0	г-3	з-2	д-4	11	17	10	15	13	15	е-1
102	е-5	ж-2	з-7	и-9	а-4	к-4	29	18	14	13	20	15	л-1
103	л-1	л-5	е-2	ж-7	а-5	а-0	30	28	10	22	10	15	з-9
104	а-6	д-10	в-3	б-10	з-4	л-1	18	22	10	25	16	10	и-5
105	к-5	г-1	д-5	и-2	е-4	д-9	29	19	11	21	16	9	а-6
106	и-4	ж-8	з-4	а-7	е-4	в-0	19	30	24	14	12	8	е-3
107	в-3	а-8	к-6	ж-5	е-6	г-3	17	20	10	30	14	10	з-2
108	з-5	и-1	а-6	г-4	е-8	в-2	13	10	17	15	16	10	в-8
109	е-6	д-10	к-7	в-1	и-5	л-9	29	21	22	19	18	10	з-7
110	а-2	в-3	б-4	г-5	и-0	д-6	20	17	13	23	20	12	ж-1
111	д-10	з-6	в-2	д-6	з-0	г-1	27	16	19	18	22	10	ж-9

## Додаток 2 – Вказівки до оформлення матеріалів проекту

### ***Розрахунково-пояснювальна записка***

Розрахунково-пояснювальна записка складається з:

- титульної сторінки, де вказується назва інституту, факультету, кафедри, дисципліни, теми проекту, прізвища та групи студента; ученого ступеня, звання, посади і прізвища керівника проекту;
- оригінал завдання на проектування;
- зміст проекту;
- основний текст з необхідними пояснювальними схемами, графіками і т.п.;
- список використаної літератури;
- додатки (у разі необхідності)

Текст записки, разом із списком літератури, оформлюється у відповідності з діючими ДЕСТами і вимогами ЄСКД. Всі частини записки (розділи, підрозділи, пункти), а також таблиці, малюнки і формули мають бути пронумеровані арабськими цифрами. Таблиці повинні мати заголовки, а малюнки – підмалюнкові підписи. <sup>1</sup>Результати всіх розрахунків наводяться з зазначеними одиницями виміру. Посилання на літературу здійснюються цифрами у квадратних дужках в порядку, відповідно наведеному списку.

При написанні тексту кожену частину записки слід починати з формулювання задачі (завдання) розділу (підрозділу). Далі вказується загальні положення, вимоги, критерії, і т.п., які використовуються при вирішенні цієї чи іншої задачі проектування.

Докладно викладаються всі міркування і припущення, які приймаються в основу рішення кожної з поставлених задач, а також виконується обґрунтування проектних варіантів.

При використанні розрахунків приводяться розрахункові формули з поясненням параметрів і вказівкою їх одиниць виміру, далі демонструється розрахунок числових значень і приводяться результати обчислення. Результати подібних розрахунків, які відрізняються вихідними даними, оформлюються у вигляді таблиць, які містять в собі інформацію про етапи розрахунків і остаточні значення параметрів.

Розрахунки, які виконуються на ЕОМ, оформлюються у вигляді роздруківок вихідних даних і результатів розрахунку, кожна з яких пропонується у вигляді пронумерованої таблиці, у заголовку якої вказується номер варіанта і найменування розрахункового режиму.

Одержані значення потоків потужності на початку і в кінці кожної вітки і значення модулів і фаз напруги у вузлах наносяться на

---

<sup>1</sup> Розрахунки у кожному розділі виконуються повністю для однієї обраної схеми. Тут потрібно наводити схему і проводити запис формул з відповідними позначеннями і підстановкою числових величин.

розрахункову схему електричної мережі. Далі виконується письмовий аналіз результатів з вказівкою особливостей даного режиму і пропонуються висновки про відповідність параметрів нормативам та іншим технічним вимогам.

У кінці кожного розділу (підрозділу) підводяться підсумки рішення відповідних завдань проектування і надаються висновки і рекомендації по схемах, електрообладнанню і т.п.

Текст розрахунково-пояснювальної записки оформляється на листах стандартного розміру (297×210 мм). Малюнки виконуються на папері з міліметровою сіткою олівцем, для більшої наочності можливе виділення необхідної інформації різними кольорами.

Текст треба написати акуратно, використовуючи лише загальноприйняті в технічній літературі скорочення слів. На всі пронумеровані таблиці, малюнки, формули і джерела інформації у тексті повинні бути посилання.

Повністю оформлена записка має бути підписана керівником проекту, що є основою допуску студента до захисту.

Приклад оформлення титульної сторінки.

### Додаток 3 – Схеми електричних мереж і підстанцій.

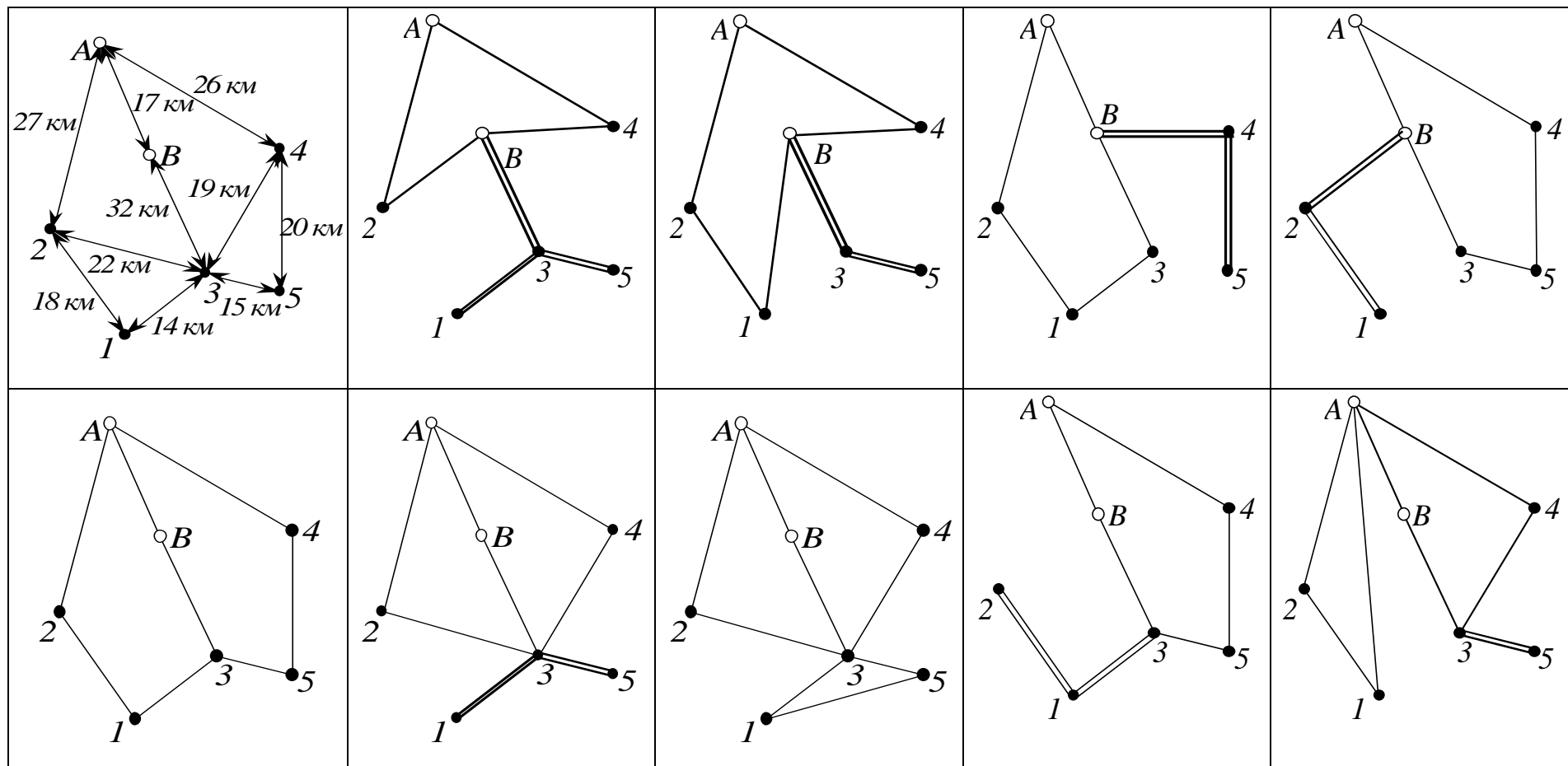


Рисунок Д. 3,1. Варіанти схеми електричної мережі 220-110 кВ

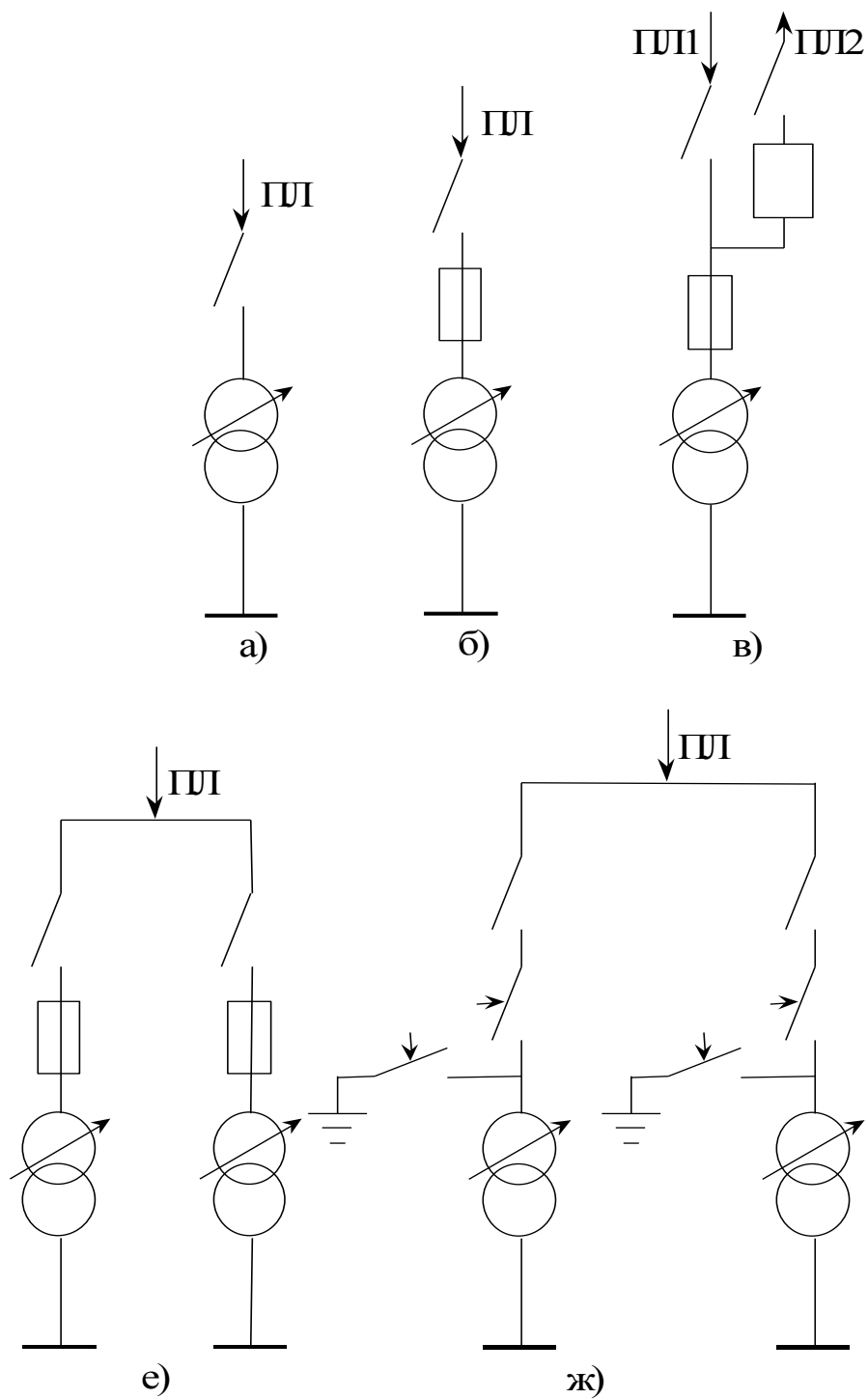
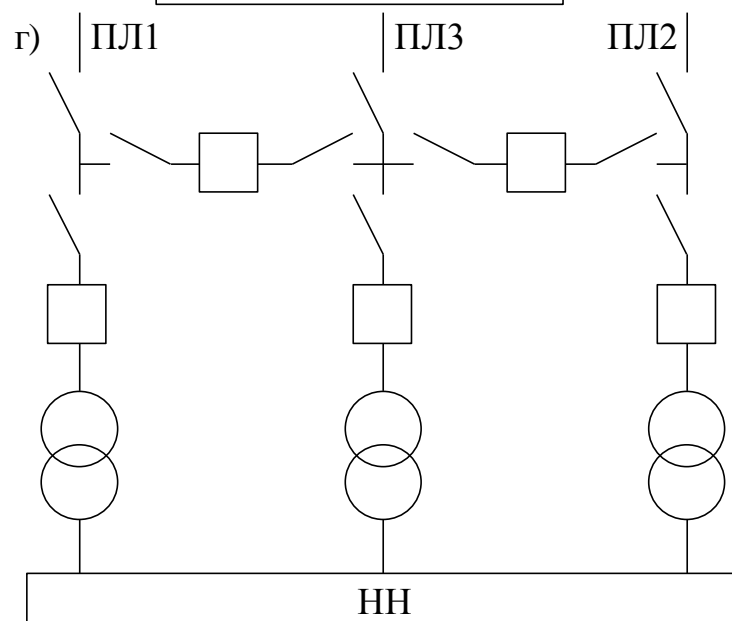
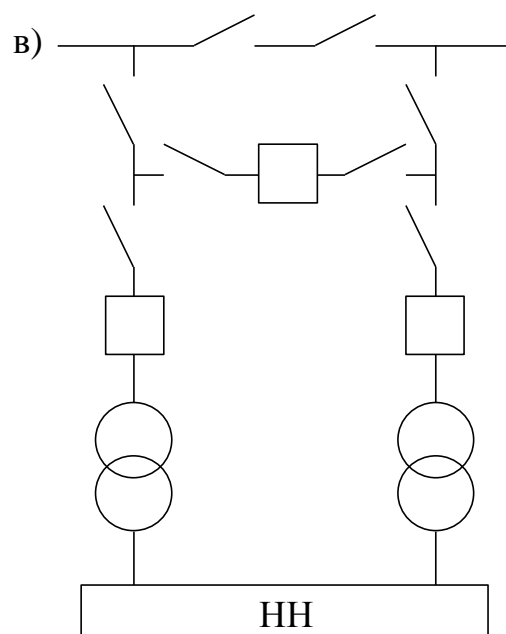
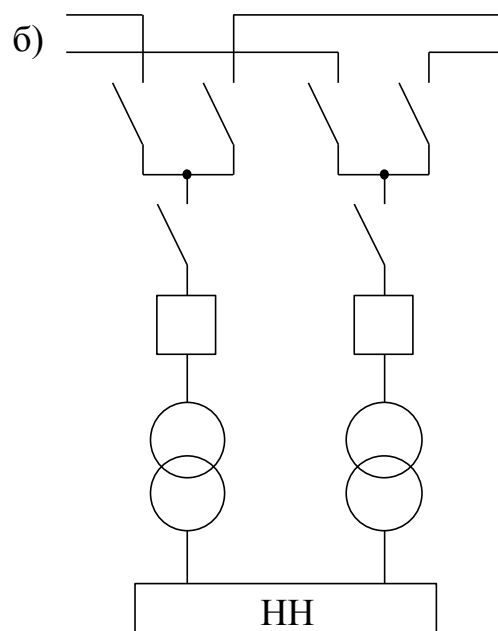
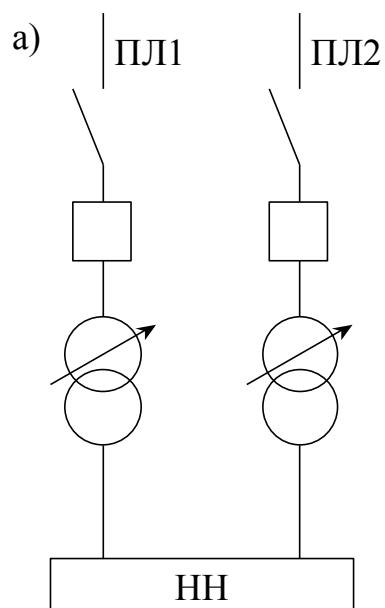
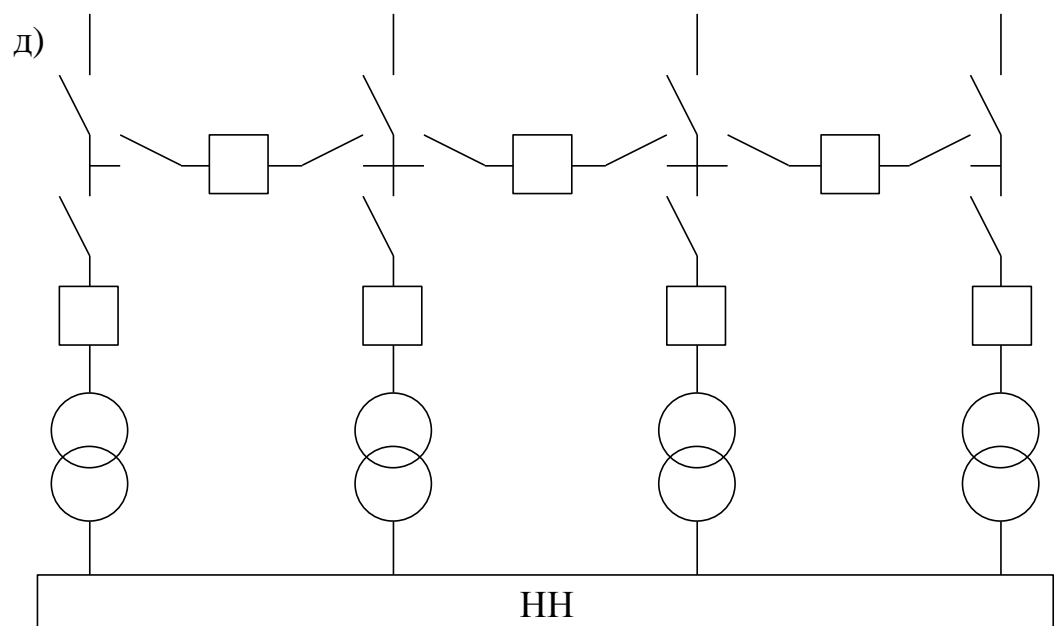


Рисунок Д. 3,2 – Схеми одно- і двотрансформаторних підстанцій до 35 кВ:

- а) блок “лінія–трансформатор” з розмикачем;
- б) те ж із запобіжником;
- в) те ж з додатковою лінією, приєднаною за вимикачем;







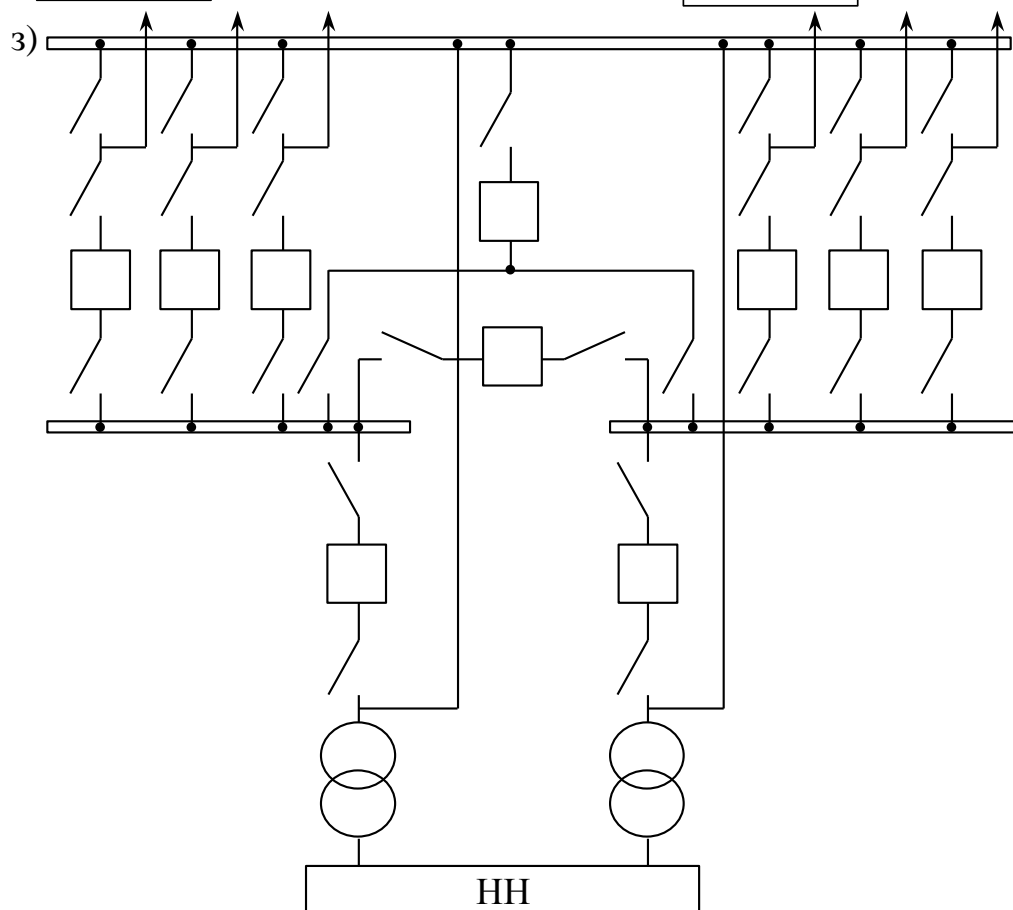
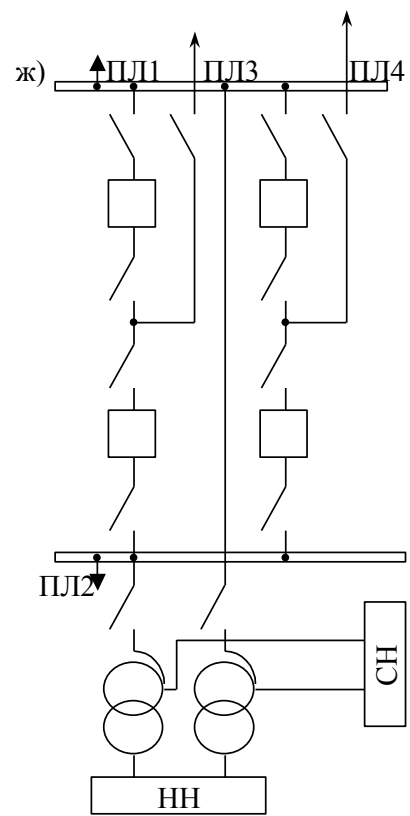
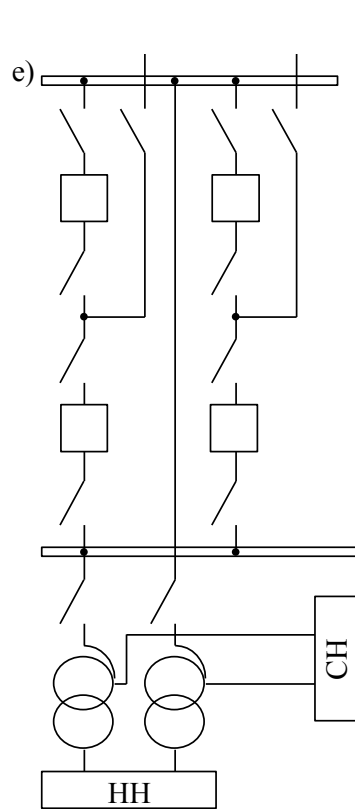


Рисунок Д. 3.3 Схеми двотрансформаторних підстанцій, до яких приєднуються дві та більше ПЛ 35-220 кВ:

- а) два блоки “лінія-трансформатор” з вимикачами в ланцюгах трансформаторів;
- б) те ж з виконанням заходу на підстанцію;
- в) схема містка з перемичкою для ремонту;
- г) подвійний місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів;
- д) потрійний місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів;
- е) схема чотирикутника;
- ж) розширений чотирикутник;
- з) одна робоча секціонована і обхідна системи шин з окремими секційним (СВ) і обхідним (ОВ) вимикачами.

**Приклад 3.1. Вибір номінальної напруги для варіантів схем ЕМ (рис. 3.2)**

Для вибору номінальної напруги потрібно користуватись співвідношенням (3.1). Тому, спочатку для відповідної схеми розраховують потужність в лініях.

Радіально-магістральні мережі розраховуються починаючи з найбільш віддалених вузлів, наближаючись до вузла живлення, виходячи з балансу потужності вузла. Виконаємо це на прикладі схеми поданої на рис. 3.2:

$$\dot{S}_{31} = 14 + j 7.17 \quad S_{31} = 15.17 \text{ МВт.}$$

$$\dot{S}'_1 = \dot{S}_1 + \dot{S}_{31} = 14 + j 7.17 + 12 + j 6.14 = 26 + j13.31; \quad \dot{S}'_1 = 29.2 \text{ МВт.}$$

Запропоновану схему ЕМ потрібно розглядати як лінію з двостороннім живленням. Розрахунок проводиться так:

- 1) Мережа розгортається по вузлу балансування – А .

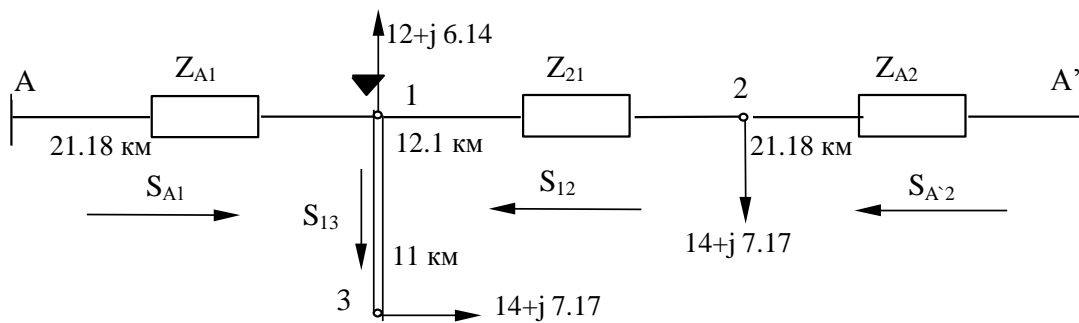


Рисунок.3.2 - Схема ЕМ для вибору номінальної напруги

- 2) Розраховуємо потужності головних ділянок за формулами:

$$\dot{S}_{A1} = \frac{\dot{S}'_1 \cdot (l_{12} + l_{2A}) + \dot{S}_2 \cdot l_{2A}}{l_{A1} + l_{12} + l_{2A}};$$

$$\dot{S}_{A1} = \frac{(26 + j13.31) \cdot (12.1 + 21.18) + (14 + j7.17) \cdot 21.18}{21.18 + 12.1 + 21.18} = 22.6 + j11.57 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{A'2} = \frac{\dot{S}_2 \cdot (l_{12} + l_{1A}) + \dot{S}'_1 \cdot l_{1A}}{l_{A1} + l_{12} + l_{2A}};$$

$$\dot{S}_{A'2} = \frac{(14 + j7.17) \cdot (12.1 + 21.18) + (26 + j13.31) \cdot 21.18}{21.18 + 12.1 + 21.18} = 17.4 + j8.91 \text{ МВА.}$$

- 3) Для перевірки розрахунків складаємо формулу балансу:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A'2} + \dot{S}_{A1} &= \dot{S}_2 + \dot{S}'_1; \\ 22.6 + j11.57 + 17.4 + j8.91 &= 26 + j13.31 + 14 + j7.17; \\ 40 + j20.48 &= 40 + j20.48. \end{aligned}$$

Отже, для схеми, що розділяється, баланс потужності існує.

- 4) Для ланки 1-2 розрахунок потужності також проводиться з точки зору балансу відносно вузла 2.

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{A'2} - \dot{S}_2 = 17.4 + j8.91 - 14 - j7.17 = 3.4 + j1.74.$$

- 5) Отриманий розподіл потужності може бути використаний для вибору напруги. Так, економічно доцільні напруги на відповідних ділянках ЕМ (рис. 3.2):

$$U_{ек.13} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{13}} + \frac{2500}{P_{13}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{11} + \frac{2500}{7}}} = 49.88 \text{ кВ};$$

$$U_{ек.А1} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{А1}} + \frac{2500}{P_{А1}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{21.18} + \frac{2500}{22.6}}} = 86.36 \text{ кВ};$$

$$U_{ек.12} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{12}} + \frac{2500}{P_{12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{12.1} + \frac{2500}{3.4}}} = 35.93 \text{ кВ};$$

$$U'_{ек.А2} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{А'2}} + \frac{2500}{P_{А'2}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{21.18} + \frac{2500}{17.4}}} = 77.35 \text{ кВ}.$$

На підставі економічно доцільних напруг здійснюється вибір стандартів [4, 6]. Тобто, номінальні напруги приймаються такими:

$$U_{13} - 110 \text{ кВ}; \quad U_{А1} - 110 \text{ кВ}; \quad U_{12} - 110 \text{ кВ}; \quad U'_{А2} - 110 \text{ кВ}.$$

Хоча на лінії 1–2 більш відповідною напругою є стандарт 35 кВ, для замкнутої ЕМ рекомендують приймати однакову напругу на всіх ділянках.

### Приклад 3.2. Вибір марок і площі перерізу проводів ПЛ для схем ЕМ (рис. 3.2)

Площа перерізу проводів вибирається за методом економічних інтервалів, за величинами економічних граничних потужностей або економічних струмів. З цією метою потрібно знайти струми в лініях і їх розрахункові значення.

Так, струм в лінії 3-1 відповідно:

$$I_{31} = \frac{15.17 \cdot 10^3}{110 \cdot \sqrt{3}} = 79.7 \text{ А}.$$

Далі розрахунковий струм на один ланцюг лінії 3-1:

$$I_{розр31} = 1.05 \cdot 1 \cdot 79.7 / 2 = 41.84 \text{ А}.$$

За отриманим значенням  $I_{розр31}$  вибираємо переріз проводу, що має стандарт:

$$F_{31} = 70/11 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Для інших ліній мережі вибір марки та перерізу проводу вибираємо аналогічно.

### Приклад 3.3. Вибір трансформаторів для варіантів схем ЕМ (рис. 3.2)

Для третього вузла схеми ЕМ, поданої на рис. 3.2, розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{Т1} = \frac{15.17}{2 \cdot 0.7} = 10.84, \text{ МВА}.$$

У відповідності із цим значенням вибираємо з [4] стандартний трифазний двообмотковий трансформатор з номінальною потужністю 16 МВА.

Оскільки в третьому вузлі присутній споживач першої та другої категорій, то кількість трансформаторів вибираємо рівною двом. Аналогічно вибираємо трансформатори для інших вузлів.

Розрахуємо коефіцієнт перевантаження

$$K_{п3} = \frac{15.17}{16(2-1)} = 0.948.$$

Вибрані трансформатори та їх номінальні параметри зводимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Каталогні дані вибраних трансформаторів

№	Тип Трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані		
				$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$	$U_k$	$\Delta P_k$	$\Delta P_x$	$R_T$	$X_T$	$\Delta Q_x$
1	ТРДН 10000/110	10	$\pm 9.1.78\%$	115	11	10.5	60	14	7.95	139	70
2	ТРДН 25000/110	25	$\pm 9.1.78\%$	115	10.5	10.5	120	27	2.54	55.9	175
3	ТРДН 25000/110	25	$\pm 9.1.78\%$	115	10.5	10.5	120	27	2.54	55.9	175
4	ТДН 16000/110	16	$\pm 9.1.78\%$	115	10.5	10.5	85	19	4.38	86.7	112

**Приклад 3.4. Вибір схем підстанцій для варіантів схем ЕМ (рис. 3.2)**

Вибір схем підстанцій проводиться за методикою викладеною в [4], в основу якої покладений критерій надійності і економічності.

Враховуючи вказані положення для 1, 2 та 3 підстанцій ЕМ можна запропонувати схеми, подані у табл. 3.2 (рис. 3.5).

Для закритих розподільних пристроїв (ЗРП) кожної підстанції можна застосувати будь-яку з запропонованих нижче схем (рис. 3.6). ЗРП комплектуються комплектними установками (КРУ), тобто комплектними розподільними пристроями (КПП).

Таблиця 3.2 - Схеми ВРП підстанцій для ЕМ, що проектується

№ вузла	Назва схеми	Область використання			Додаткові умови Застосування
		$U, \text{кВ}$	Сторона	К-ть ліній	
1	Одна секціонована система шин з обхідною	110	ВН	4	Можливість поділу ВРП на час ремонту будь-якого вимикача
2	Місток з вимикачем в перемищці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів	35–220	ВН	2	Прохідна підстанція, потужність трансформаторів не більше 125 МВА
3	Блок (лінія – трансформатор) з вимикачем	35–220	ВН	1	(2 блоки) Тупикова підстанція

**Приклад 3.5. Визначення балансу активних і реактивних потужностей в мережі, вибір і розташування компенсуювальних пристроїв**

Складемо баланс активної потужності для схеми ЕМ, що надана на рис.3.3.

$$P_{\Sigma \Gamma} = 0.9 \cdot (12 + 14 + 14) + 0.05 \cdot 40 = 38 \text{ МВт.}$$

Реактивна потужність  $Q_{\Sigma T}$  від системної підстанції А визначається:

$$Q_{\Sigma T} = 38 \cdot \text{tg}(\arccos 0.92) = 12.54 \text{ МВАр.}$$

Балансу реактивної потужності в системі повинно відповідати рівняння:

$$12.54 + \sum_{i=1}^{n+m} Q_{cij} + \sum_{k=1}^{n_{kn}} Q_{Kkn} = 0.95(6.14 + 7.17 + 7.17) + 0.1(43.74) + 0.05(43.74) \cdot$$

Зарядна потужність лінії ЕМ залежить від їх довжини, тому:

$$\sum_{i=1}^{n+m} Q_{cij} = 0.03(21.18 + 12.1 + 21.18) = 1.63 \text{ МВАр.}$$

Зіставлення сумарної потужності споживачів із потужністю, що надходить від джерела електропостачання, дозволяє зробити висновок про необхідність установки компенсуювальних пристроїв в електричній мережі.

Потреба в сумарній потужності КП визначається за формулою:

$$\sum_{k=1}^{n_{kn}} Q_{kn} = 0.95 \cdot 20.48 + 4.37 + 2.16 - 12.54 - 1.63 = 11.82, \text{ МВАр.}$$

Для компенсації реактивного навантаження споживачів і втрат реактивної потужності в мережах використовуються синхронні компенсатори та батареї статичних конденсаторів [4].

В запропонованій електричній мережі можна встановити 1 компенсуювальний пристрій потужністю 10.5 мВ·Ар (табл.3.3). Тоді в електричній мережі буде спостерігатись дефіцит реактивної потужності приблизно в 4 мВ·Ар, що приведе до погіршення режиму за величинами напруг.

Якщо в точці поточкорозподілу, в точці 1, встановити два КП, потужностями 10.5 і 5 мВ·Ар, то буде мати місце надлишок реактивної потужності в 0.5 мВ·Ар. Умови регулювання напруги в такому випадку будуть найкращими, але вартість схеми збільшиться на 30 тис.у.о.

Для остаточного прийняття рішення щодо компенсації реактивної потужності необхідно виконати аналіз режиму і визначити економічні характеристики.

Таблиця 3.3 - Шунтові батареї статичних конденсаторів

Номінальна напруга, кВ	3 конденсаторами КС2–1.05–60			3 конденсаторами КС2–1.05–125		
	Потужність, МВАр		Розрахун. вартість, тис.у.о.	Потужність, МВАр		Розрах. вартість, тис.у.о.
	Установлен а	Розпорядж ув.		Установл ена	Розпо- ряджув.	
6	2.9	2.4	18	6	4.9	24
10	5.0	3.8	30	10.5	7.9	40
35	17.3	13.5	100	36.0	28.0	130
110	52.0	44.5	290	108	93	390

### Література

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: учебник для ВУЗов. – М.: Энергоиздат, 1989.
2. Романюк Юрій. Електричні мережі і системи. – Івано-Франківськ.: І П, 2000р.
3. Сегеда Електричні мережі і системи. – Львів.: ЛПП, 2001р.
4. Справочник по проектированию электрических систем / под ред. С.С. Рокотяна и Н.М. Шапира. – М.: Энергоатомиздат, 1985
5. Правила устройств электроустановок / Минэнерго СССР. 6-ое издание. – М.: Энергоатомиздат 1986
6. Поспелов Г.Е., Федин В.В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование. – Минск, Высшая школа, 1988
7. Пособие к курсовому и дипломному проектированию. / под ред. В.М. – Высшая школа 1988
8. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни “Передача і розподіл електричної енергії”/ уклад. В.С. Білоусов, Ж.І. Остапчук, Л.Р. Пауткіна. – Вінниця:, ВДТУ, 1997-79с.