

**Міністерство освіти і науки України**  
**Дніпровський державний технічний університет**

**КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ З ДИСЦИПЛІНИ**

**Електричні мережі та системи**

**для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти**  
**зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка**  
**та електромеханіка**

Затверджено редакційно-видавничою  
секцією науково-методичної ради ДДТУ  
\_\_\_\_\_ 20\_\_ р., протокол \_\_\_\_ №

Кам'янське 2019

Розповсюдження і тиражування без офіційного дозволу Дніпровського державного технічного університету заборонено

Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. – Кам'янське: ДДТУ, 2019, 196 стор.

Укладач: к.т.н., доцент Ключев О.В.

Рецензент к.т.н., доцент кафедри ЕТЕМ Количев С.В.

Відповідальний за випуск: зав. кафедрою ЕТЕМ  
д.т.н., професор Нізімов В.Б.

Затверджено на засіданні кафедри ЕТЕМ  
(протокол № \_\_\_ від \_\_\_\_\_ 2019 р.)

Конспект лекцій призначений для студентів 4 курсу денної форми навчання здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. У конспекті розглядаються розділи, які вивчаються, як на лекційних заняттях, так і призначені для самостійного вивчення і цілком відповідають робочій програмі курсу «Електричні мережі та системи»

Конспект лекцій містить матеріал, який допомагає більш досконаліше вивчити питання обчислення параметрів схем заміщення елементів електричних мереж, методи розрахунку розподільчих, районних мереж та високовольтних ліній електропередач. Багато уваги приділяється методам регулювання напруги і розрахунку конструкцій ліній на механічну міцність.

## ЗМІСТ

Передмова	6
<b>1. Вступ</b>	
1.1. Електроенергетичні системи.	6
1.2. Електричні мережі.	8
1.3. Електричні змінні і графічні позначення.	12
<b>2. Конструкції ліній електричних мереж.</b>	
2.1 Повітряні лінії електропередачі (ЛЕП).	14
2.1.1 Опори повітряних ліній.	14
2.1.2 Проводи ПЛ і троси.	17
2.1.3 Кабельні лінії.	19
<b>3. Характеристики і параметри елементів електроенергетичної системи.</b>	22
3.1 Схеми заміщення ліній електропередачі.	22
3.2 Схеми заміщення трансформаторів і автотрансформаторів.	27
3.2.1 Двохобмотувальний трансформатор.	27
3.2.2 Трьохобмотувальний трансформатор.	31
3.2.3 Двохобмотувальний трансформатор з розщепленою обмоткою низької напруги.	33
3.2.4 Автотрансформатор.	34
3.3. Режими нейтралі електричних мереж.	37
3.3.1. Електричні мережі напругою до 1000В	38
3.3.2. Електричні мережі напругою понад 1000В	39
<b>4. Статичні характеристики навантажень споживачів.</b>	43
4.1. Освітлювальне навантаження	43
4.2. Асинхронний двигун	45
4.3 Синхронна машина.	46
4.4 Статичні характеристики комплексного навантаження.	50
4.5 Завдання навантажень у розрахунках режимів електричних мереж.	52
<b>5. Розрахунок режимів розімкнутих схем електричних мереж.</b>	54
5.1 Схеми електричних систем.	54
5.2 Розрахунок режиму ліній електропередачі при заданому струмі навантаження.	56
5.3. Розрахунок режиму ліній розподільчих мереж	60
5.3.1. Розрахунок лінії з одним навантаженням.	60
5.3.2. Розрахунок лінії з декількома навантаженнями.	62
5.3.3. Розрахунок лінії з рівномірно розподіленим навантаженням.	65
5.3.4. Розрахунок неповнофазних мереж.	66
5.4. Визначення перетинів проводів по припустимій втраті напруги.	70
5.4.1 Розрахунок перетинів проводів з умови сталості	

перетинів на ділянках.	72
5.4.2 Розрахунок перетинів проводів з умови мінімальної витрати провідникового матеріалу.	72
5.4.3 Розрахунок перетинів проводів з умови мінімуму втрат потужності в мережі.	74
5.4.4 Порівняльна характеристика методів.	76
5.5. Розрахунок режиму ЛЕП при заданій потужності навантаження.	78
5.5.1 Задано напругу наприкінці лінії.	80
5.5.2 Задано напругу на початку лінії.	81
5.5.3 Аналіз режимів роботи ЛЕП за допомогою векторних діаграм.	83
5.5.4. Визначення найбільшої втрати напруги.	86
5.6. Натуральна потужність і пропускна здатність ЛЕП.	88
5.6.1 Натуральна потужність	88
5.6.2 Пропускна здатність	89
5.7 Розрахунок мережі з двох послідовних ліній.	90
5.8. Розрахункові навантаження підстанції.	94
5.9. Визначення напруги на стороні нижчої напруги підстанцій	96
<b>6. Розрахунок режимів замкнених мереж.</b>	100
6.1. Розрахунок ліній із двостороннім живленням	100
6.2. Розрахунок ліній із двостороннім живленням і урахуванням втрат потужності.	108
6.3. Методи перетворення мережі.	113
6.3.1. Заміна паралельних ліній при відсутності на них навантажень еквівалентною лінією.	114
6.3.2 Заміна джерел напруги, приєднаних до однієї точки, одним еквівалентним джерелом	115
6.3.3 Перетворення трикутника в зірку і навпаки	116
6.3.4 Перенос навантажень в інші точки мережі.	117
6.4 Аналіз режимів складнозамкненої електричної мережі методом контурних рівнянь	119
<b>7. Робочі режими електроенергетичних систем.</b>	121
7.1. Баланс активних і реактивних потужностей в енергосистемі.	121
7.2. Характеристики первинних двигунів.	124
7.3. Регулювання частоти в електроенергетичній системі.	127
7.4. Регулюючий ефект навантаження.	132
7.5. Споживачі реактивної потужності.	134
7.6. Вироблення реактивної потужності на електростанціях.	135
7.7. Компенсація реактивної потужності.	138
7.8. Пристрої, що компенсують.	139
7.8.1. Батареї конденсаторів	139
7.8.2. Синхронні компенсатори	141
7.8.3. Реактори, що шунтують	143
7.8.4. Статичні джерела реактивної потужності	143

7.9. Застосування оптимізації і розміщення пристроїв, що компенсують.	144
7.10. Подовжня компенсація індуктивності ліній.	146
<b>8. Розрахунок повітряних ліній на механічну міцність.</b>	152
8.1. Загальні зведення.	152
8.2. Механічні навантаження на проводи і троси.	154
8.3. Стріла прогину проводу	158
8.4. Довжина проводу	159
8.5. Рівняння стану проводу	161
8.6. Критична довжина прольоту	162
8.7. Критична температура.	164
8.8. Розрахунок однорідних (монометаличних) проводів.	165
8.9. Визначення стріли прогину в прольотах з підвіскою проводів на різних висотах	169
8.10. Розрахунок напруг у сталевалюмінієвих проводах	172
8.10.1. Напруга в сталевалюмінієвому проводі від сили, що розтягує	173
8.10.2. Напруга в сталевалюмінієвому проводі від зміни температури	174
8.11. Три критичних прольоти	177
<b>9. Оптимальний розподіл потоків потужності</b>	180
9.1. Визначення потоків і втрат потужності	180
9.2 Оптимізація розподілу потужностей у замкнутому контурі	183
9.3 Застосування методу Лагранжа	186
9.4. Оптимізація розподілу активної потужності між тепловими електростанціями	188
9.5. Оптимальний розподіл реактивної потужності	192
<b>Література</b>	195

## **Передмова**

У курсі «Електричні системи і мережі» студентами електроенергетичних спеціальностей вивчаються основи побудови і функціонування, аналізу сталих режимів і керування ними, а також проектування електричних систем і мереж. Курс «електричні системи і мережі» є базовим при вивченні дисциплін «Перехідні процеси електричних систем», «Кібернетика електричних систем», «Системна автоматика і релейний захист», «АСУ й оптимізація режимів енергосистем».

Відзначені особливості взаємозв'язку курсу «Електричні системи і мережі» з іншими курсами визначають структурно-логічну схему побудови і послідовність викладу матеріалу цього курсу, зокрема:

1) Всебічне охоплення всіх підсистем електроенергетичних систем – електростанцій, підстанцій, електричних мереж, споживачів електроенергії, дальніх електропередач змінного і постійного струмів;

2) Розгляд підсистем у тісній взаємодії як єдиного комплексу електроенергетичної системи (ЕЕС), що є великою системою кібернетичного типу;

3) Використання єдиної теоретичної і методологічної основи, що базується на універсальних методах перетворення інформації з виключенням частних, емпіричних методик;

4) Використання засобів обчислювальної техніки як універсальних пристроїв перетворення інформації.

Розвиток прикладної сторони дисципліни передбачається при курсовому проектуванні і проведенні лабораторних і практичних занять.

Матеріал суміжних дисциплін розкривається в тій мірі, у якій це необхідно для його викладу стосовно до дійсного курсу. Така структурно-логічна схема побудови дозволила досягти компактності і необхідної повноти викладу основ електричних систем і мереж.

## **1. Вступ /1,7/**

### **1.1. Електроенергетичні системи**

У матеріалі курсу викладаються основи побудови і функціонування електроенергетичних систем і характеристики їхніх складових частин: електричних станцій, електричних мереж і електричних навантажень. У курсі вводяться базові поняття електроенергетики, описується структура технічного пристрою електроенергетики і вивчається основний технологічний процес виробництва передачі і розподілу електричної енергії. Традиційно в курсі вивчаються питання аналізу і регулювання сталих режимів електричних систем і мереж, підвищення економічності роботи електричних мереж і основи типового проектування електричних мереж районного значення. Енергетична система - це сукупність усіх ланок ланцюжка одержання, перетворення, розподілу і використання теплової й електричної енергії. Схематично енергетична система представлена на рисунку 1.1.

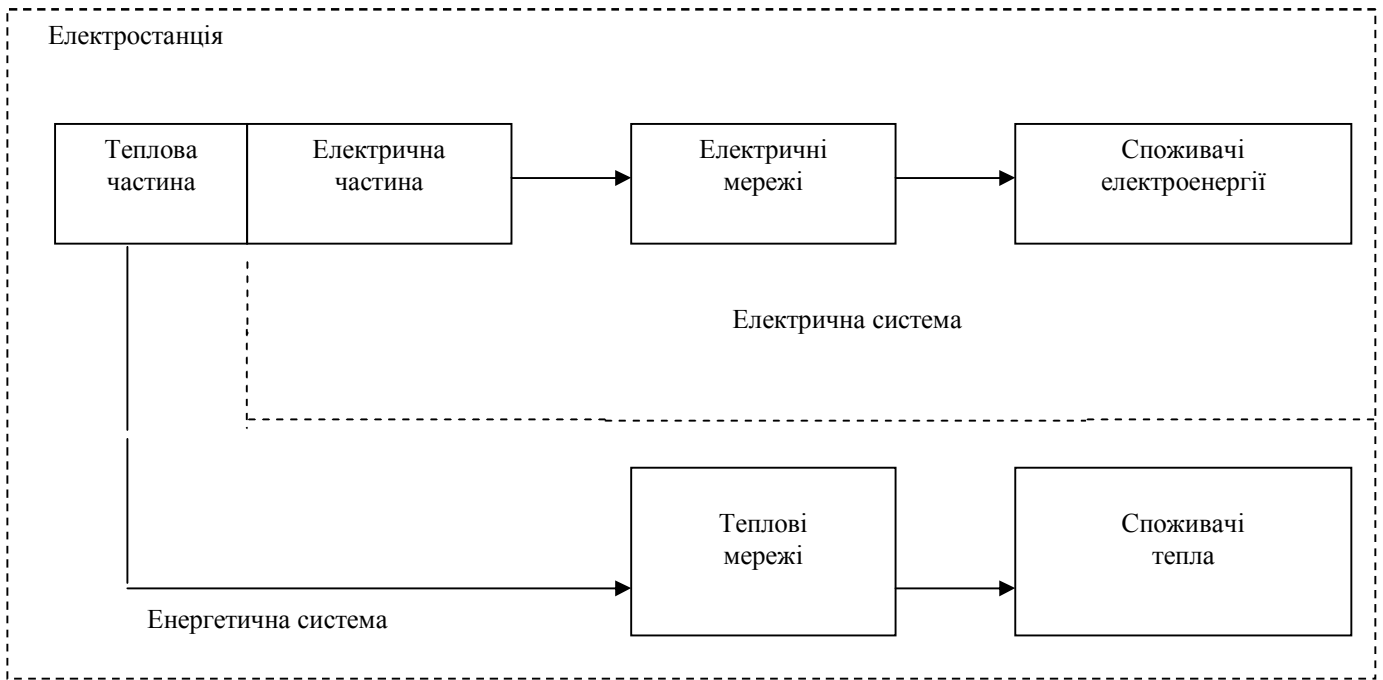


Рисунок 1.1 - Умовне позначення енергетичної й електричної систем.

Електроенергетична або електрична система являє собою частину енергетичної системи. З її виключаються теплові мережі і теплові споживачі.

Електроенергетична система (ЕЕС) – це сукупність електричних частин електростанцій, електричних мереж і споживачів електроенергії, зв'язаних спільністю режиму і безперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання електроенергії.







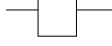


Електрична мережа – це сукупність електроустановок для розподілу електричної енергії. Вона складається з підстанцій, розподільних пристроїв, повітряних і кабельних ліній електропередач.

Лінія електропередачі (ЛЕП) – це електроустановка, призначена для передачі електроенергії.

Тому що передача електроенергії економічно вигідна тільки по ЛЕП високої напруги, то енергія, що виробляється на ЕС, перетвориться в енергію високої напруги за допомогою трансформаторів ЕС. Підстанції, на яких виконується ця трансформація, називаються підвищувальними (живильними). На іншому кінці електропередачі будується знижувальна (приймальня) підстанція (ПС).

Електроустановки, прийом і розподіл електроенергії в яких виконується на одному рівні напруги, тобто без трансформації, називаються розподільними або перемикальними пунктами.

На схемах ЕЕС використовуються умовні графічні позначення ліній, трансформаторів і інших її елементів, що визначені державними стандартами. Деякі часто використовувані на принципових схемах позначення приводяться в таблиці нижче.

генератор змінного струму	
двигун змінного струму	
двохобмотувальний трансформатор	
трьохобмотувальний трансформатор	
автотрансформатор	
реактор	
вимикач	
запобіжник	
роз'єднувач	

У схемах заміщення елементів ЕЕС використовуються загальноприйняті для електричних кіл позначення резистора, котушки індуктивності, конденсатора, джерела ЕРС і джерела струму.

По виду первинного джерела енергії, перетвореного в електричну або теплову енергію, електростанції поділяються на теплові (ТЕС), атомні (АЕС) і гідралічні (ГЕС). На ТЕС первинне джерело енергії – органічне паливо (нафта, газ, вугілля), на АЕС – урановий концентрат, на ГЕС – вода (гідроресурси). ТЕС поділяються на конденсаційні теплові станції – КЕС, або державні районні електростанції – ГРЕС, що виробляють тільки електроенергію, і теплофікаційні (ТЕЦ), що виробляють і електроенергію, і тепло.

Електрична частина електростанції містить у собі основне і допоміжне устаткування. До основного устаткування відносяться: синхронні генератори, що виробляють електроенергію, збірні шини, призначені для прийому ЕЕ від генераторів і розподілу її споживачам, комутаційні апарати - вимикачі, призначені для включення і відключення кіл у нормальних і аварійних умовах, електроприймачі власних нестатків (насоси, вентилятори, аварійне освітлення). Допоміжне устаткування призначене для виконання функцій виміру, сигналізації, захисту й автоматики.

## 1.2. Електричні мережі

Електричні мережі є технічним пристроєм, призначеним для передачі електроенергії від ЕС до споживачів і розподілу її між споживачами. Електричні мережі складаються з передавальних елементів – ЛЕП і перетворюючих елементів – трансформаторів і додаткових пристроїв, що забезпечують захист і регулювання режимів електричних систем.

Електрична підстанція – це електроустановка, призначена для перетворення електроенергії однієї напруги в електроенергію іншого рівня напруги. Підстанції складаються з трансформаторів, збірних шин і комутаційних апаратів, а також допоміжного устаткування: пристроїв релейного захисту й автоматики,



вимірювальних приладів. Функції розподілу ЕЕ виконують, крім того, розподільні пункти (РП), що відрізняються від ПС тем, що не мають силових трансформаторів.

*Класифікація електричних мереж.* Кожна мережа характеризується номінальною напругою. Розрізняють номінальні напруга ЛЕП, генераторів, трансформаторів і електроприймачів. Номінальна напруга генераторів за умовою компенсації втрат напруги в мережі приймають на 5% вище номінальної мережевої напруги. По роду струму розрізняють мережі змінного і постійного струму, по напрузі: надвисокої напруги  $U_{ном} \geq 330$  кВ, високої напруги  $U_{ном} = 3 \div 220$  кВ, низької напруги  $U_{ном} < 1$  кВ. По конфігурації схеми мережі поділяються на замкнуті і розімкнуті.

Номінальні міжфазні напруги електричних мереж і приєднаних до них джерел і приймачів енергії (кВ).

Мережі	Генератори	Трансформатори й автотрансформатори
(3)	(3,15)	(3,15)
6	6,3	6; 6,3
10	10,5	10; 10,5
20	21	20; 21
35		35; 36,75
110		110; 115
(150)		158
220		220, 230
330		330
500		500
750		750
1150		1150

Номінальні напруги, зазначені в дужках, для знову проєктованих мереж не рекомендуються. До 1кВ при трифазному змінному струмі прийняті номінальні міжфазні напруги 40, 60, 220, 380 і 660 В. В електроустановках до 1000В найбільше поширення одержали мережі з напругою 380В. Переважно чотирьохпроводні лінії 380/220В використовуються як для живлення освітлювальних установок, так і для живлення дрібного навантаження промислових підприємств. Номінальна напруга 660В застосовується в заводських мережах і на розробках корисних копалин для силового навантаження. Напруга 3 кВ має обмежене поширення і для знову проєктованих мереж не рекомендується. З двох наступних рівнів номінальної напруги 6 і 10 кВ найбільше поширення одержує напруга 10кВ. Номінальні напруги 20 і 150 кВ мають обмежене поширення. Напруга 150 кВ для знову проєктованих мереж не рекомендується. Номінальні напруги 35 і 110 кВ мають значне поширення в місцевій і районній електричній мережах. Напруга 35 кВ застосовується для розподільних мереж, особливо в сільських районах. Лінії 110 кВ можуть бути системоутворюючими і розподільними, живлячими невеликі потужності підстанцій 110/10 кВ. Напруга 110 кВ також широко застосовується для спорудження внутріміських електричних мереж великих міст і створення глибоких введів на підприємства, із прокладкою кабель-

них ліній цієї напруги. Напруга 220 кВ застосовується при розширенні мереж 110 кВ. Ця напруга використовується також для створення повітряних і кабельних уведень на електроємні виробництва. Напруги 330 кВ, 500 кВ і 750 кВ є системоутворюючими в об'єднаних енергосистемах.

По виконуваних функціях розрізняють системовиконуючі, районні і розподільні мережі.

Системоутворюючі мережі – це мережі 330 кВ і вище. Виконують формування енергосистем, поєднуючи потужні ЕС і забезпечуючи їхнє функціонування як єдиного об'єкта керування. Ці мережі характеризуються великим радіусом охоплення, значними навантаженнями, виконуються по складнозамкненим багатоконтурним схемам.

Живильні мережі призначені для передачі електроенергії від підстанцій системоутворюючій мережі до центрів живлення розподільних мереж – районним підстанціям. Живильні мережі звичайно замкнуті. Їхня напруга 110-220 кВ. Розподільна мережа призначена для передачі електроенергії на невеликі відстані від шин нижчої напруги районних ПС безпосередньо до споживачів. Такі мережі виконуються по розімкнутим схемам. Розрізняють розподільні мережі високої напруги (більш 1000 В) і низької напруги (до 1000 В).

По характеру споживачів розподільні мережі поділяються на міські, промислові і сільські. Для електропостачання великих промислових підприємств і великих міст здійснюється глибоке уведення високої напруги, тобто спорудження підстанцій з первинною напругою 110-500 кВ поблизу центрів навантажень. Мережі внутрішнього електропостачання великих міст – це мережі 110 кВ, а в окремих випадках до них відносяться глибокі введення 220/10 кВ. Мережі сільськогосподарського призначення виконуються на напругу 0,4-110 кВ. Вони призначені для живлення невеликих населених пунктів, сільгосп підприємств. Відрізняються великою довжиною і малою щільністю навантаження.

Розподільні пристрої генераторної напруги електростанцій або вторинної напруги прийомних підстанцій, з регулюванням напруги під навантаженням, називаються центрами живлення. На рисунку 2 показаний спрощений шлях передачі електроенергії від електростанцій до споживачів, що ілюструє взаємозв'язок системоутворюючих, районних і розподільних мереж. На потужних електростанціях ЕС1, ЕС2 електроенергія трансформується з підвищенням генераторної напруги з 18 кВ, 20 кВ до 500 кВ. Підстанції ПС1, ПС2 підвищувальні. Системоутворююча мережа складається з ліній надвисокої напруги 12, 14 і 24.

- а) системоутворюючі
- б) живильні (районні)
- в) розподільні

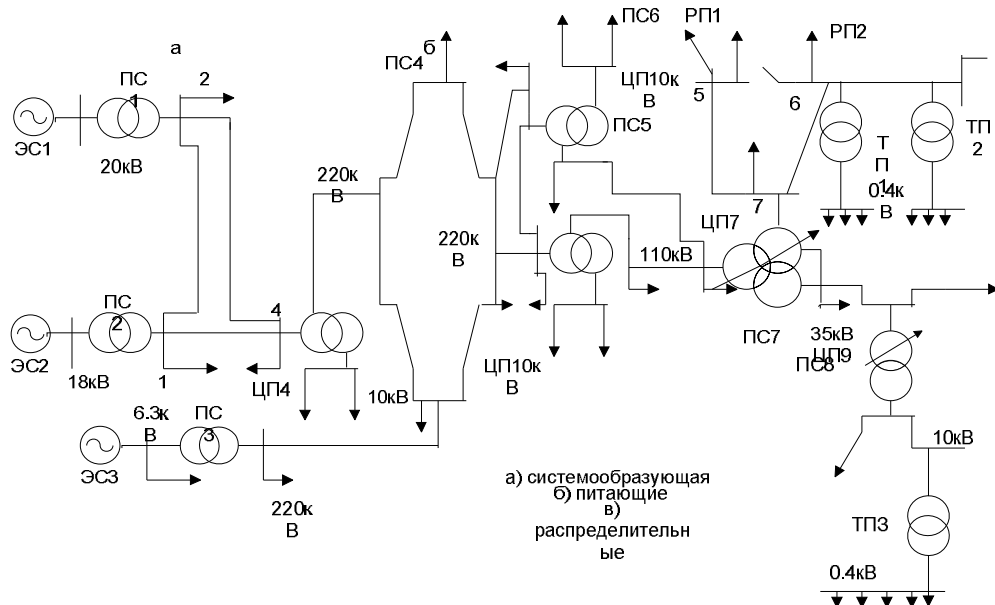


Рисунок 1.2 - Схема електричних мереж

Лінія 12 - зв'язок між ЕС1 і ЕС2, лінії 14 і 24 призначені для видачі електроенергії від ЕС1, ЕС2. На підстанції системоутворюючій мережі ПС4 електроенергія трансформується на  $U_{ном} = 220$  кВ і надходить у живильну мережу. На станції невеликої потужності ЕС3 електроенергія відразу трансформується на 220 кВ і надходить у живильну мережу. Живильні мережі містять здебільшого замкнуті контури, що підвищує надійність електропостачання споживачів. Шини низької і середньої напруги районної підстанції ПС7 є центрами живлення (ЦЖ) розподільних мереж 6-35 кв. Районні підстанції ПС4, ПС5, ПС6 утворять також ЦЖ розподільних мереж 10 кВ, що умовно показані на рисунку 2 стрілками, спрямованими від шин ЦЖ.

Від ЦЖ розподілених мереж електроенергія або підводиться до розподільних пунктів (РП) електричних мереж і далі передається на тій же напрузі між споживачами, або надходить у трансформаторні підстанції (ТП), де трансформується на низькі напруги і після цього розподіляється між окремими споживачами. Розподільна мережа, що живиться від ЦЖ9, тобто від шин 35 кВ ПС7, розімкнута. РП1 і РП2 живляться по лініях 75 і 76. Хоча мережа 567 замкнута, вона звичайно працює в розімкнутому режимі (лінія 56 розімкнута). Це спрощує експлуатацію і підвищує надійність роботи розподільної мережі. На рисунку 2 показано один з можливих варіантів схеми передачі енергії. У дійсності від шин кожної з підстанцій відходить різне число інших ліній, умовно показаних стрілками. Тому мережі, що особливо живлять і розподільні, значно складніше, ніж на рисунку 2. Електричні мережі підрозділяються на місцеві і районні, крім того, на живильні і розподільні. До місцевих відносять мережі з номінальною напругою 35 кВ і нижче. До районних - з номінальною напругою, що перевищує 35 кВ.

Живильною лінією називається лінія, що йде від ЦЖ до РП або безпосередньо до підстанції, без розподілу електроенергії по її довжині, наприклад лінії 75 і 76 на рисунку 2. Розподільною лінією називається така, до якої уздовж її

довжини приєднано кілька трансформаторних підстанцій або уведень до електроустановок споживачів.

### 1.3. Електричні змінні і графічні позначення.

Електрична система має властивість єдності виробництва і споживання електричної енергії - вся енергія, що виробляється електричними генераторами негайно витрачається споживачами і на її транспорт. Електричні мережі змінного струму трифазні. В основному будемо розглядати симетричну мережу при симетричних і синусоїдальних струмах і напругах. При цьому можна розглядати схему заміщення і параметри режиму тільки однієї фази. На рисунку 3а приведена трифазна схема заміщення лінії і приймача, з'єднаного в зірку, а на рисунку 3б - схема заміщення однієї фази.

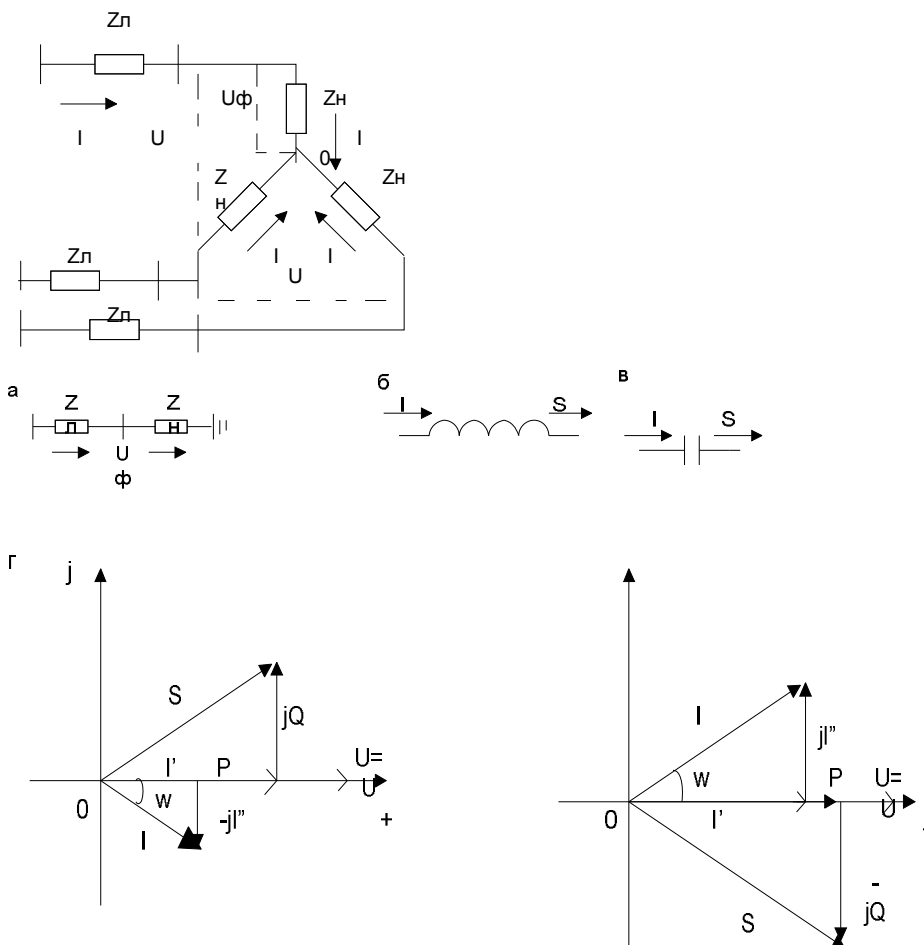


Рисунок 1.3 - Пояснення до системи позначень.

Символічне зображення дійсних синусоїдальних функцій часу комплексними величинами дає істотне спрощення в розрахунках електричних мереж.

$$a(t) = A_m \sin(\omega t + \varphi) = A_m e^{j\omega t + \varphi} = A_m e^{j\omega t}$$

Тут показаний перехід від синусоїдальної функції (оригіналу) до її комплексної величини, що зображує, (зображенню). З урахуванням алгебраїзації диференціальних рівнянь електричних кіл для дійсних значень далі будуть викорис-

товуватися наступні позначення. Струм лінії (вузла)  $\dot{I} = I' + j I''$ , де  $I'$  - активна складова струму,  $I''$  - реактивна складова струму. Міжфазна напруга вузла  $\dot{U} = U' + j U''$ , де  $U'$  - активна складова напруги,  $U''$  - реактивна складова напруги. Комплексні струми і напруги зображуються за допомогою векторів на комплексній площині  $\dot{U} = Ue^{j\psi_u}$ ;  $\dot{I} = Ie^{j\psi_i}$ .

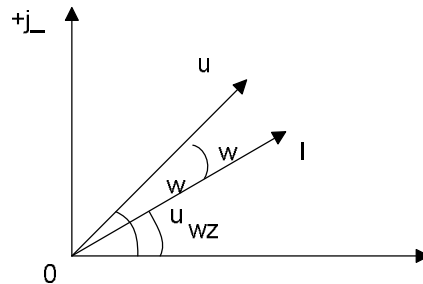


Рисунок 1.4 – Векторна діаграма струму і напруги

Повна потужність однієї фази  $\dot{S}_\phi = \dot{U}_\phi \dot{I}^*$ , де  $I^*$  - сполучений комплекс струму. Повна потужність трьох фаз  $\dot{S} = 3\dot{S}_\phi = 3\dot{U}_\phi \dot{I}^*$ .

$$\begin{aligned} \dot{S} &= \sqrt{3}\dot{U}\dot{I}^* = \sqrt{3}Ue^{j\psi_u}Ie^{-j\psi_i} = \sqrt{3}UIe^{j(\psi_u - \psi_i)} = \sqrt{3}UIe^{j\varphi} = \\ &= \sqrt{3}UI\cos\varphi + j\sqrt{3}UI\sin\varphi = P + jQ, \end{aligned}$$

де  $P$  і  $Q$  - активна і реактивна потужності трьох фаз. Тоді з записаного випливає  $P = \sqrt{3}UI\cos\varphi$ ;  $Q = \sqrt{3}UI\sin\varphi$ , де  $\varphi$  - кут між комплексами струму і напруги.

На рисунку 1.3а, б – трифазна й однофазна схеми заміщення; г, д - векторні діаграми струмів, потужностей і напруг активно-індуктивного й активно-ємнісних елементів мережі. Використання комплексних величин для струмів і напруг приводить до появи комплексних опорів і провідностей

$$\begin{aligned} \dot{Z} &= \frac{\dot{U}_\phi}{\dot{I}} = \frac{\dot{U}}{\sqrt{3}\dot{I}} = R + jX. \\ \dot{Y} &= \frac{\dot{I}}{\dot{U}_\phi} = \frac{\sqrt{3}\dot{I}}{\dot{U}} = \frac{1}{R + jX} = G - jB = \frac{R - jX}{R^2 + X^2} = \frac{R}{R^2 + X^2} - j\frac{X}{R^2 + X^2}. \end{aligned}$$

В електричних мережах  $R$  і  $X$  позначають опори подовжніх елементів схеми, по яких протікає струм навантаження.  $Y$  ввиді провідностей  $G$  і  $B$  позначають елементи, що є поперечними і по яких протікають струми витоку через ізолятори, корони, зсуви, намагнічування і т.д. Струм у вузлі визначається за формулою

$$\begin{aligned} \dot{I} &= \frac{\dot{S}^*}{\sqrt{3}U^*} = \frac{P - jQ}{\sqrt{3}(U' - jU'')} = \frac{(P - jQ)(U' + jU'')}{\sqrt{3}(U'^2 + U''^2)}, \\ \dot{I} &= \left(\frac{PU' + QU''}{\sqrt{3}U^2}\right) + j\left(\frac{PU'' - QU'}{\sqrt{3}U^2}\right). \end{aligned}$$

Індуктивний струм відстає від напруги (рисунок 1.3в), його реактивна складова має знак мінус. Ємнісний струм випереджає напругу, його реактивна

складова береться зі знаком плюс ( рисунок 1.3г), R - активна складова опору; X- реактивна складова опору; G, Y – активна і реактивна складові провідності.

X і B застосовуються зі знаком плюс для індуктивних елементів і зі знаком мінус – для ємнісних. Співвідношення, що виходять із трикутника потужностей

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad \cos\varphi = P/S \text{ - коефіцієнт потужності.}$$

$$\operatorname{tg}\varphi = Q/P \text{ - коефіцієнт реактивної потужності.}$$

Вирази для струму можна записати інакше

$$\dot{I} = \frac{PU'}{\sqrt{3}U^2} + \frac{QU''}{\sqrt{3}U^2} + j\left(\frac{PU''}{\sqrt{3}U^2} - \frac{QU'}{\sqrt{3}U^2}\right) = \left(\frac{P\cos\varphi}{\sqrt{3}U} + \frac{Q\sin\varphi}{\sqrt{3}U}\right) + j\left(\frac{P\sin\varphi}{\sqrt{3}U} - \frac{Q\cos\varphi}{\sqrt{3}U}\right).$$

$$I^2 = \left[\frac{P\cos\varphi + Q\sin\varphi}{\sqrt{3}U}\right]^2 + \left[\frac{P\sin\varphi - Q\cos\varphi}{\sqrt{3}U}\right]^2 =$$

$$\frac{P^2\cos^2\varphi + Q^2\sin^2\varphi + 2PQ\cos\varphi\sin\varphi + P^2\sin^2\varphi + Q^2\cos^2\varphi - 2PQ\sin\varphi\cos\varphi}{3U^2} =$$

$$= \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} = \frac{S^2}{3U^2}; \quad I^2 = \frac{S^2}{3U^2}.$$

Тоді втрати повної потужності в опорі лінії  $\dot{Z}_л$  будуть дорівнювати

$$\Delta\dot{S} = 3I^2\dot{Z}_л = \frac{S^2\dot{Z}_л}{U^2}.$$

Квадрат модуля струму дорівнює відношенню квадрата повної потужності до потроєного значення квадрата лінійної напруги.

### Контрольні питання.

1. Структурна схема електроенергетичної системи.
2. Стандартні напруги силових елементів електричних мереж.
3. Класифікація електричних мереж.
4. Система позначень в схемах електричних мереж.
5. Зв'язок між втратами потужності і модулем струму.
6. Типова схема електричної мережі.

## 2. Конструкції ліній електричних мереж /1,7,8/

### 2.1 Повітряні лінії електропередачі (ЛЕП).

#### 2.1.1 Опори повітряних ліній.

Повітряні ЛЕП призначені для передачі електроенергії на відстань по провадах. Основними конструктивними елементами повітряної лінії (ПЛ) є: стійка опори 1, провід 2, грозозахисний трос 3, тросостійка 4, траверси 5, ізолятори 6 і фундамент 7.

Опори підтримують проводи і троси на визначеній висоті над рівнем землі або води. Ізолятори ізолюють проводи від опори. За допомогою лінійної арматури проводи закріплюються на ізоляторах, а ізолятори на опорах. Найбільше поширення одержали одне і двоколові повітряні лінії. Один ланцюг трифазної

ПЛ складається з проводів різних фаз. Два ланцюги можуть розташовуватися на тих самих опорах.

Опори ПЛ поділяються на анкерні і проміжні. Опори цих двох основних груп розрізняються способом підвіски проводів. На проміжних опорах проводи підвішуються за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів. Опори анкерного типу служать для натягу проводів, на цих опорах проводи підвішуються за допомогою підвісних гірлянд.

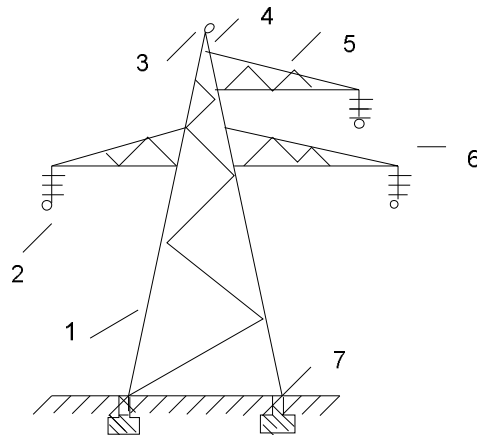


Рисунок 2.1 - Проміжна металева опора однофазної лінії.

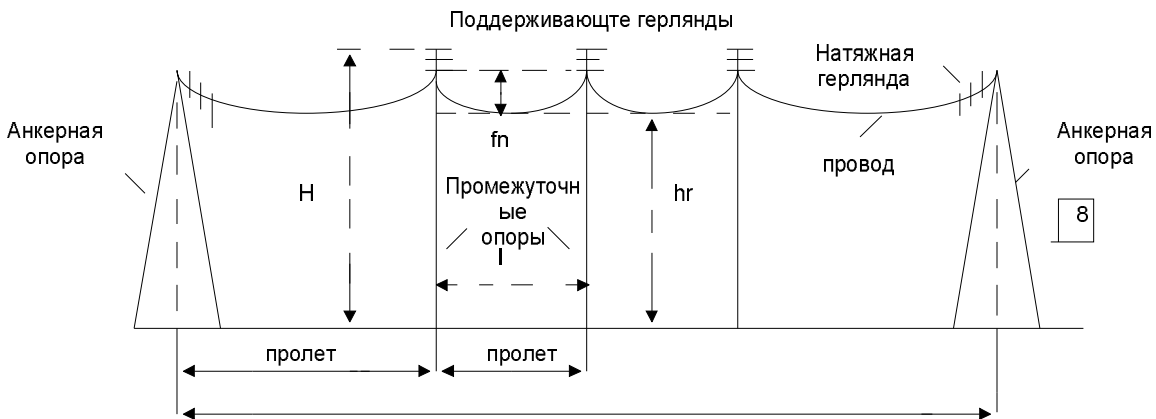


Рисунок 2.2 – Схема анкерного прольоту

Відстань між проміжними опорами називається проміжним прольотом або просто прольотом, а відстань між анкерними опорами – анкерним прольотом. Анкерні (посиленого типу) опори призначені для твердого закріплення проводів в особливо відповідальних точках ПЛ: на перетинаннях особливо важливих інженерних споруд (наприклад залізниць, автомобільних доріг шириною проїзної частини більш 15 м и т.д.), на кінцях ПЛ і на кінцях прямих її ділянок. Анкерні опори на прямих ділянках траси ПЛ при підвісці проводів по обидва боки від опори з однаковими тяжіннями в нормальних режимах роботи ПЛ виконують ті ж функції, що і проміжні опори. Але анкерні опори розраховуються та-

кож і на сприйняття значних тяжіній по проводах і тросам при обриві частини з них у прольоті, що примикає. Анкерні опори значно складніше і дорожче проміжних і тому число їх на кожній лінії повинне бути мінімальним. У найгірших умовах знаходяться кінцеві анкерні опори, установлювані при виході лінії з електростанції або на підходах до підстанції. Ці опори випробують однобічне тяжіння всіх проводів з боку лінії, тому що тяжіння проводів з боку порталу підстанції незначно.

Проміжні прямі опори встановлюються на прямих ділянках ПЛ для підтримки проводу в анкерному прольоті. Проміжна опора дешевше і простіше у виготовленні чим анкерна, тому що завдяки однаковому тяжінню проводів по обидва боки вона при необірваних проводах, тобто в нормальному режимі, не випробує зусиль уздовж лінії. Проміжні опори складають не менш 80-90% загального числа опор ПЛ.

Відстань проводу в нижчій точці його провисання до землі називається габаритною відстанню проводу до землі  $h_r$ . У населеній місцевості величина  $h_r$  не повинна бути менше 6 м. Існують і інші габарити ПЛ:  $l$  – довжина прольоту,  $H$  – висота опори,  $f_n$  – стріла прогину проводу. Куткові опори встановлюють у точках повороту лінії. Найчастіше застосовують куткові опори анкерного типу. На ПЛ застосовуються спеціальні опори наступних типів: транспозиційні – для зміни порядку розташування проводів на опорах, розгалужені – для виконання відгалужень від основної лінії, перехідні – для перетинання рік, ущелин і т.д.

Транспозицію застосовують на лініях напругою 110 кВ і вище довжиною більш 100 км для того, щоб зробити ємність і індуктивність усіх трьох фаз ланцюга ПЛ однаковими. При цьому послідовно змінюють на опорах взаємне розташування проводів по відношенню друг до друга на різних ділянках лінії. Провід кожної фази проходить одну третину довжини лінії на одному, другу -

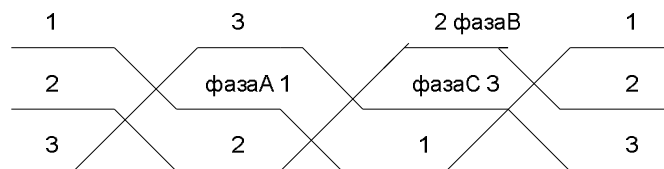


Рисунок 2.3 – Цикл транспозиції проводів одноколової лінії

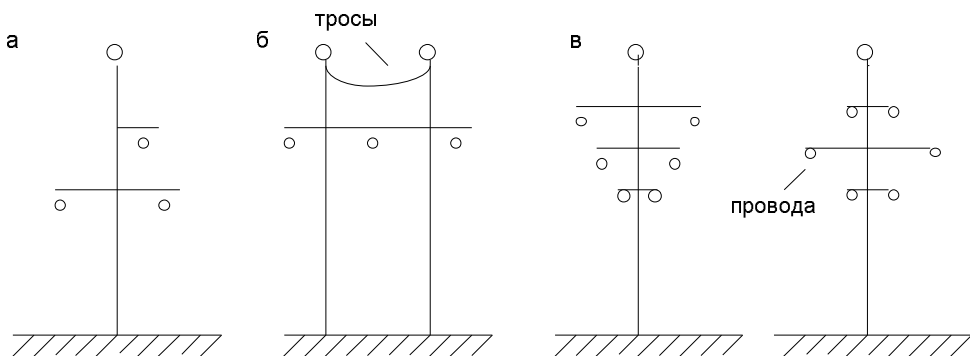


Рисунок 2.4 - Розташування проводів і тросів на опорах



на іншому і третю – на третім місці. Одне таке потрібне переміщення проводів називають циклом транспозиції (рисунок 2.3). а) по вершинах трикутника; б) горизонтальне; в) зворотна ялинка; г) бочка.

Найбільш розповсюджені розташування проводів і грозозахисних тросів на опорах зображені на рисунку 2.4. Розташування проводів трикутником застосовують на ПЛ 20кВ і на одноколових ПЛ 35-330 кВ із металевими і залізо-бетонними опорами. Горизонтальне розташування проводів використовують на ВЛ 35-220 кВ із дерев'яними опорами і на ПЛ 330 кВ. Це розташування проводів дозволяє застосовувати більш низькі опори і зменшує імовірність схлистування проводів при утворенні ожеледі і танцю проводів. Тому горизонтальне розташування переважніше в ожеледних районах. На двоколових ПЛ розташування проводів зворотною ялинкою зручніше за умовами монтажу. Найбільш поширені на двоколових ПЛ 35-330 кВ сталеві і залізобетонні опори з розташуванням проводів бочкою.

Деревина - найбільш дешевий матеріал для виготовлення опор, але вона має істотний недолік - схильність гниттю. Для збільшення терміну служби опор їх просочують антисептиками. Термін служби таких опор 20 років. Основним недоліком металевих опор є їхня схильність корозії. Для захисту від корозії опори або оцинковують, або використовують антикорозійні лаки і фарби. Досвід показує, що оцинковані металеві опори починають кородувати через 25-30 років, а пофарбовані – через 5-6 років. Термін служби металевих опор при правильній їхній експлуатації досягає 40 років і більш.

Залізобетонні опори не піддаються гниттю і корозії і прості в експлуатації. Однак у стовбурах бетонних опор можлива поява глибоких тріщин, що можуть дійти до залізної арматури, що приведе до посилення навантажень на арматуру, її корозії і зниженню механічної міцності опор. Залізобетонні опори довговічніші дерев'яних, вимагають менше металу, чим металеві, прості в обслуговуванні і тому широко застосовуються на ПЛ до 500кВ включно. При виготовленні залізобетонних опор для забезпечення необхідної щільності бетону застосовуються віброущільнення і центрифугування. Уніфікація конструкцій металевих і залізобетонних опор для ПЛ 35-500кВ дозволяє серійно робити опори на заводах, прискорити і удешевити спорудження ліній.

### **2.1.2 Проводи повітряних ліній і троси.**

Повітряні лінії виконуються неізолюваними проводами. У залежності від конструкції розрізняють однодротові, багатодротові монометалічні, багатодротові біметалічні і порожні проводи. Перетини проводів нормовані державним стандартом. Питомий опір мідних дротів – 18 Ом мм<sup>2</sup>/км, а алюмінієвих – 28,8 Ом мм<sup>2</sup>/км. Питомий опір сталевих проводів багато вище, ніж у мідних або алюмінієвих і залежить від струму, що протікає, тому що сталь є магнітним матеріалом. Мідні і бронзові проводи для ПЛ у даний час не застосовуються через велику вартість міді. Це обумовило широке використання більш дешевих алюмінієвих проводів. Невелика механічна міцність алюмінію привела до появи сталю-алюмінієвих проводів, у яких сердечник виконаний зі сталевих дротів.

Грозозахисні триси, як правило, виконуються зі сталі. В останні роки грозозахисні триси використовуються для організації високочастотних каналів зв'язку.

Усі проводи мають маркірування: мідні М, наприклад М-35; алюмінієві А, наприклад А-70; сталеві С, наприклад С-25; сталеалюмінієві АС, наприклад АС-300/66. У сталеалюмінієвих проводах через дріб указуються перетини алюмінієвої і сталеві частин. Порожні проводи виготовляють із плоских дротів, з'єднаних друг з другом в паз, що забезпечує конструктивну міцність проводу. Порожні проводи марок ПА ( з алюмінію) і ПМ ( з міді) використовують для ошиновки (прокладки шин) на відкритих підстанціях і перемикальних пунктах. У таких провідів більший у порівнянні із суцільним діаметр, завдяки чому підвищується напруга появи розряду, що коронує, на проводах і значно знижуються втрати енергії на корону. Порожні проводи застосовуються на ПЛ рідко, вони використовуються для ошиновки підстанцій 330кВ і вище. Для зниження втрат електроенергії на корону ПЛ при  $U_{ном}=330\text{кВ}$  кожна фаза ПЛ розщеплюється на кілька проводів.

За умовами механічної міцності на ПЛ варто застосовувати проводи перетином не менш 16 мм<sup>2</sup> для алюмінію і 10 мм<sup>2</sup> для сталеалюмінію. Алюмінієві однодротові проводи взагалі не випускаються через їхню низьку міцність. Багатодотові алюмінієві проводи звичайно застосовуються тільки в розподільних мережах напругою до 35 кВ, а в мережах з більш високою напругою використовуються сталеалюмінієві проводи. Провід марки А складається з алюмінієвих дротів одного діаметра – число дротів від 7 до 61, скручених концентричними повіями. АКП – провід марки А, але його міждротовий простір заповнений нейтральним змащенням підвищеної термостійкості, що протидіє появі корозії. Корозійно стійкий провід АКП застосовується для ПЛ поблизу морських узбереж, солоних озер і хімічних підприємств.

а) перетин однодротового проводу

б), в) перетини багатодровових проводів з одного і двох металів

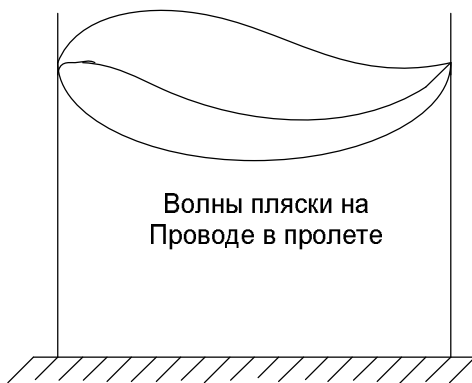
г) перетин пустотілого проводу.

Сталеалюмінієві проводи найбільше широко застосовуються на ПЛ. Провідність сталевих сердечників не враховується, а за електричний опір приймається тільки опір алюмінієвої частини. Відповідно до ДСТ випускаються сталеалюмінієві проводи марок АС, АСКС, АСКП, АСК. Провід марки АС складається зі сталевих сердечників й алюмінієвих дротів. АСКС і АСКП – це проводи марки АС, але міждротовий простір сталевих сердечників (С) чи всього проводу (П) заповнено нейтральним змащенням підвищеної термостійкості; АСК – провід марки АСКС, але сталевий сердечник ізольований двома стрічками поліетиленової плівки.

На проводах ПЛ може відкладатися маса суміші снігу і льоду – голотьодно-ізморозієвих утворень. Інтенсивність голотьодно-ізморозієвих утворень залежить від ряду умов і в першу чергу від насиченості повітря вологою і швидкості нанесу вологого повітря або снігу на конструкції ПЛ. Товщина стінки голотьодно-ізморозієвих утворень досягає 10-20 м і більш. Через вплив вітру виникає вібрація проводів – коливання з високою частотою і незначною амплітудою, а також танець проводів – коливання з малою частотою і великою амплі-

тудою. Вібрація проводів виникає при рівномірному русі повітря з невеликою швидкістю (0,6-0,8 м/с). У цьому випадку за проводом через визначені інтервали часу виникають віхроподібні рухи повітря по черзі нижче і вище горизонтальної осі проводу, що приводить до його вібрації. Наслідком вібрації можуть з'явитися злами окремих дротів через знакозмінні вигини й обриви проводу. Для запобігання руйнування проводів застосовують спеціальні засоби, наприклад підвіску спеціальних віброгасників поблизу місць кріплення проводів і тросів до гірлянд ізоляторів. Танець проводів може з'являтися при значних швидкостях вітру (10-30 м/с). Відкладення ожеледі на проводі або тросі можуть приймати в перетині форму крила літака, унаслідок чого при поривах вітру виникає піднімальна сила, прикладена до проводів. Починається танець проводів. У результаті з'являються значні динамічні впливи на вузли кріплення проводів до ізоляторів і ізоляторів до опор. Останнє призводить до поломок і розривів деталей кріплення, а іноді й ушкодженню траверс опор. Але найбільш частим наслідком цього явища виступає відключення ліній через схлистування проводів і тросів або перекриття повітряних проміжків між ними.

Основним засобом припинення танцю проводів є плавка ожеледі шляхом пропущення по проводах і тросах значних струмів. Зміна температури повітря приводить до змін довжини проводів ПЛ. При дуже низьких, температурах провід скорочується і натягається в прольоті, збільшуючи механічну напругу в матеріалі проводу.



Для районів з підвищеним змістом вологи і шкідливих для металів речовин використовують проводи, захищені спеціальною плівкою або змащенням.

Слід зазначити й електромагнітні впливи. До них відносяться ураження ПЛ ударами блискавок, що приводять до пропалювання провідників, грозовим перенапругам на ПЛ, перекриттям ізоляції і, як наслідок, до аварії на ПЛ. При ударі блискавки в опору по ній протікають струми, величина яких може перевищувати 200 кА. Найбільше часто реєструються струми блискавки в межах до 50 кА. При поразенні проводів ПЛ струм блискавки розтікається в обидва боки від місця прямого удару. Перекриття ізоляції досягається вже при струмах 10-15 кА, імовірність яких велика. Тому як основний засіб грозозахисту застосовується підвіска заземлених тросів уздовж лінії.

Ізолятори призначені для ізоляції і кріплення проводів на ПЛ і в розподільних пристроях електричних станцій і підстанцій. Виготовляються вони з порцеляни або загартованого скла. По конструкції ізолятори розділяють на штиреві і підвісні. Штиреві ізолятори застосовуються на ПЛ напругою до 1 кВ і на ПЛ 6-35 кВ. Підвісний ізолятор тарілчастого типу найбільш розповсюджений на ПЛ напругою 35 кВ і вище. Підвісні ізолятори збирають у гірлянди, що бувають підтримуючими і натяжними. Перші монтують на проміжних опорах, другі – на анкерних. Число ізоляторів у гірлянді залежить від напруги лінії. Наприклад, у

підтримуючих гірляндах ПЛ із металевими і залізобетонними опорами 35 кВ повинне бути 3 ізолятори; 110 кВ - 6÷8; 220кВ -10÷14 і т.д.

### 2.1.3 Кабельні лінії.

Силові кабелі складаються з однієї чи декількох струмопровідних жил, відділених друг від друга і від землі ізоляцією. Поверх ізоляції для її запобігання від вологи, кислот і механічних ушкоджень накладають захисну оболонку і сталеву стрічкову броню з захисними покриттями. Струмопровідні жили, як правило, виготовляються з алюмінію як однодротовими (перетином до 16 мм) так і багатодотовими. На змінному струмі до 1кВ застосовують чотириохжильні кабелі, перетин нульової жили менше, ніж основних. Кабелі в мережах змінного струму до 35кВ - трьохжильні, кабелі 110кВ і вище - одножильні. Ізоляція виконується зі спеціального просоченого мінеральною олією кабельного папера, що накладається у виді стрічок на струмопровідні жили. Виготовляються також кабелі з гумовою або поліетиленовою ізоляцією.

Захисні оболонки, що накладаються поверх ізоляції для її запобігання від вологи і повітря, бувають свинцевими, алюмінієвими або полівінілхлоридними. Рекомендується широко використовувати кабелі в алюмінієвій оболонці. Кабелі у свинцевій оболонці передбачені для прокладки під водою, у вугільних і сланцевих шахтах, в особливо небезпечних корозійно-активних середовищах. Оболонки треба захищати від механічних ушкоджень. Для цього на оболонку накладають броню зі сталевих стрічок або дротів. Алюмінієва оболонка і сталева броня підлягають захисту від корозії, хімічного впливу і блукаючих у землі струмів. Для цього між оболонкою і бронею, а також поверх броні накладають внутрішній і зовнішній захисні покриття. Внутрішній захисний покрив - це джутовий прошарок з бавовняної просоченої пряжі або з кабельного сульфатного папера. Поверх цього папера накладають ще дві полівінілхлоридні стрічки. Зовнішній захисний покрив - також із джуту, просоченого антикорозійним складом. Для прокладки в тунелях і інших місцях, небезпечних у пожежному відношенні, застосовують спеціальні кабелі з непальними захисними покриттями.

Газонаповнені кабелі застосовуються при напрузі 10-110кВ. Це освинцьовані кабелі з ізолюючим папером просоченим відносно малою кількістю компаунда. Кабель знаходиться під невеликим надлишковим тиском інертного газу (звичайно азоту), що значно підвищує ізолюючі властивості папера. Сталість тиску забезпечується тим, що витoki газу компенсуються безупинним підживленням.

Кабелі змінного струму 110 і 220 кВ виготовляють маслonaповненими і, як правило, одножильними. Маслопровідний канал цих кабелів через спеціальні муфти періодично по трасі прокладки з'єднується з баками тиску, що може досягати 0,3 МПа. Надлишковий тиск олії виключає можливість утворення порожнеч в ізоляції кабелю і значно підвищує його електричну міцність. За значенням тиску, під яким знаходиться олія, кабелі поділяються на кабелі низького і високого тиску. Надлишковий тиск олії в кабелях низького тиску повинне бути в межах 0,06-0,3 МПа, а в кабелях високого тиску 1,1-1,6 МПа. Принципово но-

ві конструкції кабелів розробляються для значного збільшення їхньої пропускної здатності. До них належать електропередачі в трубах зі стиснутим газом і криогенні кабельні лінії. Марки кабелів складаються з початкових букв слів, що характеризують їхню конструкцію. Перша буква А відповідає алюмінієвим жилам, відсутність позначення - мідним. Оболонки кабелів позначаються буквами: А- алюмінієва, С- свинцева, В - полівінілхлоридна, Н- гумова; П- поліетиленова; кабелі з окремо освинцьованими жилами маркуються буквою О. Позначення марок кабелів з різними броньованими захисними покриттями відзначаються наступними буквами: Б - сталеві стрічки; П - плоскі сталеві оцинковані дроти; К - такого ж дроту, але круглі. Відсутність у конструкції кабелю броні і захисного шару позначається буквою Г.

Маслонаповнені кабелі низького тиску маркуються буквами МН на початку назви кабелю, кабелі високого тиску - буквами МВС. Поруч з маркою кабелю звичайно вказують число і перетин струмоведучих жил кабелю. Наприклад, СБ 3Х95 означає: кабель у свинцевій оболонці, броньований сталевими стрічками, із трьома мідними жилами перетином 95 мм<sup>2</sup>.

Поза приміщеннями кабелі прокладаються в земляних траншеях. На дно траншеї насипають м'яку подушку з просіяної землі або піску. Кабель засипають шаром м'якого ґрунту, а потім для захисту від механічних ушкоджень покривають цеглою або бетонними плитами. Після цього кабельну траншею засипають землею і пошарово утрамбовують. На переходах через автомобільні дороги і під залізничними коліями кабель прокладають в азбестоцементних або бетонних трубах. При прокладці великої кількості кабелів застосовують колектори, тунелі, канали і блоки. Колектор призначений для спільного розміщення в ньому кабельних ліній, водопроводу і теплопроводу. Застосування колекторів доцільно при спорудженні нових або реконструкції існуючих вулиць великих міст. Тунель призначений для прокладки тільки кабельних ліній. Тунелі і колектори можуть бути круглими і прямокутними. Ємність одного тунелю - від 20 до 50 кабелів. При меншій кількості кабелів застосовуються кабельні канали. У великих містах і на великих підприємствах кабелі іноді прокладають у блоках. Звичайно це азбестоцементні труби, стики яких забиті бетоном.

### **Контрольні питання.**

1. Основні елементи металеві опори ЛЕП.
2. Основні елементи анкерного прольоту повітряної лінії.
3. Що таке транспозиція проводів.
4. Розташування проводів і тросів на опорах.
5. Чим обумовлені вібрація і танок проводів.
6. Типи та позначення проводів повітряних ліній.
7. Конструкція проводів ЛЕП.
8. Марки кабелів та їх класифікація.

### 3. Характеристики і параметри елементів електроенергетичної системи \1,3,7,8\

#### 3.1 Схеми заміщення ліній електропередачі.

До електричних параметрів лінії електропередачі відносяться опори і провідності проводів ПЛ і струмопровідних жил кабелів. Активний опір проводу або жили кабелю більше омичного опору внаслідок поверхневого ефекту, однак ця відмінність несуттєва для промислової частоти. У довідковій літературі приводяться погонні опори постійному струму проводів і кабелів  $r_0$  при температурі  $\Theta = 20^\circ \text{C}$ . При необхідності цей опір можна перерахувати до будь-якої температури за формулою

$$r_\Theta = r_{20c} [1 + 0,004(\Theta - 20^\circ \text{C})] . \quad (1)$$

Для лінії порівняно невеликої довжини розподілення параметрів можна не враховувати і використовувати зосереджені параметри: активний і реактивний опори лінії  $r_{л}$  і  $X_{л}$ , активну і ємнісну провідності лінії  $q_{л}$  і  $b_{л}$ .

Повітряні лінії електропередачі напругою 110кВ і вище довжиною до 300÷400 км звичайно представляються П - образною схемою заміщення. Активний опір визначається за формулою

$$r_{л} = r_0 l , \quad (2)$$

де  $r_0$  - питомий опір, Ом/км при температурі проводу  $+20 \text{C}^0$ ;  $l$  - довжина ліній, км. Питомий опір  $r_0$  для сталевих і інших проводів з кольорових металів визначається по таблицях у залежності від поперечного перерізу. Для сталевих проводів не можна зневажати поверхневим ефектом, для них  $r_0$  залежить від перетину і струму, що протікає, і також знаходиться по таблицях.

Реактивний опір визначається в такий спосіб

$$X_{л} = X_0 l , \quad (3)$$

де  $X_0$  – питомий реактивний опір Ом/км. Питомі індуктивні опори фаз повітря-

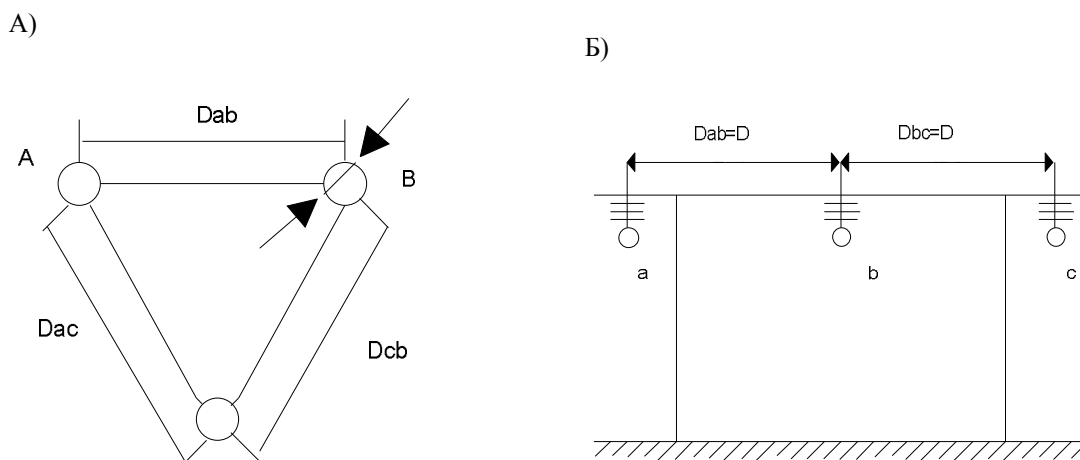


Рисунок 3.1 - Розташування проводів лінії електропередачі

ної лінії в загальному випадку різні. При розрахунках симетричних режимів використовують середні значення  $X_0$ :

$$X_0 = 0,144 \lg(D_{cp} / r_{пр}) + 0,0157, \quad (4)$$

де  $r_{пр}$  - радіус проводу, см;  $D_{cp}$  - середньгеометрична відстань між фазами (см), обумовлена наступним виразом

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{ав} D_{вс} D_{са}}; \quad (5)$$

а) по кутах рівностороннього трикутника

б) при горизонтальному розташуванні фаз

$D_{ав}, D_{вс}, D_{са}$  - відстань між проводами відповідно фаз а, б, с. Наприклад, при розташуванні фаз по кутах рівностороннього трикутника зі стороною  $D$  середньгеометрична відстань дорівнює  $D$ . Відмінність  $X_0$  одного кола при урахованні і без ураховання впливу другого кола не перевищує 5-6% і не враховується при практичних розрахунках. У лініях електропередачі при  $U_{ном} \geq 330$ кВ провід кожної фази розщеплюється на кілька проводів. Це відповідає збільшенню еквівалентного радіуса. У виразі (4) замість  $r_{пр}$  використовується

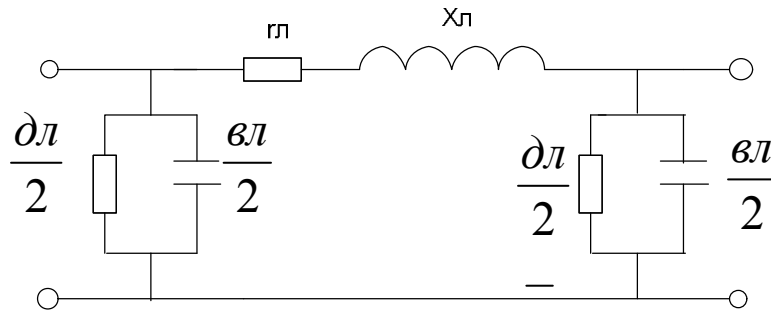
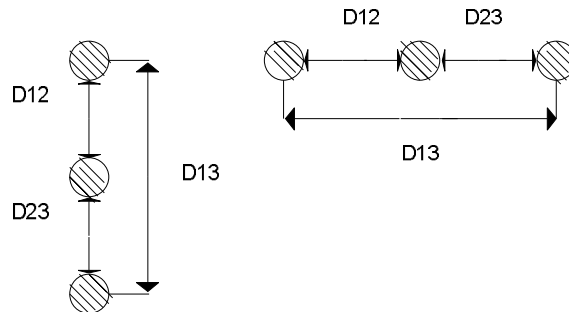


Рисунок 3.2- П-подібна схема заміщення повітряної лінії електропередачі

$r_{эк} = \sqrt[p_{ф}]{r_{пр} a_{cp}^{p_{ф}-1}}$ , де  $r_{эк}$  - еквівалентний радіус проводу, см;  $a_{cp}$  - середньгеометрична відстань між проводами однієї фази, см;  $p_{ф}$  -число проводів в одній фазі. З ростом номінальної напруги ЛЕП середньгеометрична відстань між фазами  $D_{cp}$  збільшується сильніше, ніж діаметр проводу, і  $X_0$  зростає. Значення  $X_0$  знаходяться в межах 0,38-0,44 Ом/км. У середньому  $X_0$  приймається рівним 0,4 Ом/км.

Розрізняють опір провідника постійному струму (омічне) і змінному струму (активне). Активний опір більше омічного через поверхневий ефект. Струм з центральної частини провідника витісняється до поверхні. Таким чином, щільність струму в центральній частині проводу менше, ніж у поверхні, тобто опір проводу зростає в порівнянні з омічним. Поверхневий ефект виявляється при струмах високої частоти, а також у сталевих проводах через високу магнітну проникність стали. Для ЛЕП, виконаних з кольорового металу, поверхневий ефект на промислових частотах незначний. Активний опір сталевих проводів набагато більше омічного через поверхневий ефект і наявність додаткових утрат на гістерезис (перемагнічування) і від вихрових струмів у сталі.

Змінний струм, проходячи по проводу, утворить довкола нього змінне магнітне поле, що наводить у провіднику ЕРС зворотного напрямку – ЕРС самоіндукції. Опір струму, обумовлений протидією ЕРС самоіндукції, називається реактивним індуктивним опором.



При розташуванні проводів в одній площині формула для розрахунку  $D_{cp}$  спрощується

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2D \cdot D \cdot D} = 1,26D$$

Для ПЛЕП напругою 6-10 кВ відстань між проводами складає 1÷1,5 м; напругою 35кВ – 2,4м; напругою 110кВ – 4,7м; напругою 220кВ – 7,9м. Проводи ПЛ знаходяться в різних положеннях відносно один одного і землі, тому індуктивні опори фаз розрізняються між собою. Для вирівнювання опорів фаз застосовують транспозицію проводів. Це виконується для ПЛ, довжина яких понад 100 км, тому що при менших довжинах несиметричність опорів фаз виявляється незначною.

На ЛЕП високої напруги (330кВ і вище) застосовують розщеплення фази на кілька проводів. На напрузі 330кВ використовують 2 проводу у фазі – індуктивний опір знижується на 19%. На напрузі 500кВ використовують 3 проводи у фазі – індуктивний опір знижується на 28%. На напрузі 750кВ використовують 4÷6 проводів у фазі – індуктивний опір знижується на 33%.

Величина погонного індуктивного опору при розщепленій конструкції фази розраховується за формулою

$$X_O = 0,144 \lg \left( \frac{D_{cp}}{r_{екв}} \right) + \frac{0,0157}{n}, \quad (6)$$

$n$  - кількість проводів у фазі;  $r_{екв}$  - еквівалентний радіус проводу

$$r_{екв} = \sqrt[n]{a^{n-1} \cdot r_{пр}}, \quad (7)$$

де  $a$  - крок розщеплення (середньгеометрична відстань між проводами у фазі);  $r_{пр}$  - радіус проводу.

У кабельних ліній унаслідок близькості струмоведучих жил фаз індуктивний опір у кілька разів менше, ніж у ПЛ. Порівняємо погонний індуктивний опір кабельних і повітряних ліній різних напруг.



Номинальна напруга, кВ	КЛЕП, Ом/км	ПЛЕП, Ом/км
6	0,06	0,31
35	0,125	0,4

**Активна провідність.** Активна провідність  $g_{\text{л}}$  обумовлена втратами активної потужності в діелектриках. Активна провідність лінії викликана двома видами втрат активної потужності: від струму витоку через ізолятори і на корону. Струми витоку через ізолятори малі, і втратами потужності в ізоляторах можна зневажити. У ПЛЕП напругою 110кВ і вище напруженість електричного поля на поверхні проводу може стати більше електричної міцності повітря (21 кВ/см). При цьому повітря навколо проводу інтенсивно іонізується, утворити світіння – корону (блакитнувате світіння і потріскування). Особливо сильно коронірують проводи в сиру погоду і при різних атмосферних опадах. Корона для ПЛ - небажане явище, тому що знижує ККД ліній передачі, сприяє посиленню окислювання поверхні проводів і є джерелом радіоперешкод. Короні відповідають втрати активної потужності. Найбільш радикальним засобом зниження втрат потужності на корону є збільшення діаметра проводу. Тому задаються найменші припустимі перетини по короні: на 110кВ -70 мм<sup>2</sup>; 150кВ - 120мм<sup>2</sup>; 220кВ -240мм<sup>2</sup>.

При розрахунках режимів мереж до 220кВ активна провідність практично не враховується. При напрузі 500кВ і вище засобом зниження втрат на корону є розщеплення проводів, однак ці втрати залишаються великими і їх потрібно враховувати. Середні значення втрат на корону приведені в таблиці нижче.

Питомі втрати на корону для ПЛ

Номинальна напруга, кВ	220	330	500	750	1150
Втрати на корону кВт/км, $R_{\text{кор}}$	0,84	2,9÷3,8	5,5÷9,0	13,0÷15,0	27,0÷32,0

Через нерівності поверхні багатодротових проводів, забруднень і задирок розряди з'являються спочатку тільки в окремих точках проводу – місцева корона. В міру підвищення напруженості корона поширюється на велику поверхню проводу й у кінцевому рахунку охоплює провід цілком по всій довжині – загальна корона. Втрати потужності на корону залежать від погодних умов. Наприклад, на повітряних ЛЕП напругою 330-750кВ  $\Delta P_{\text{кор}}$  при снігу підвищується на 14%, дощі – на 47%, паморозі – на 107% у порівнянні з втратами при гарній погоді.

Провідність, обумовлена короною, є змінною величиною, тому що залежить від метеорологічних факторів. Усереднене значення за рік активної провідності можна одержати по статистичним даним для кожної ПЛ через середні втрати на корону

$$g_0 = \Delta P_{\text{кор}} / U_{\text{ном}}^2 \quad (8)$$

Активна провідність ділянки мережі знаходиться в такий спосіб

$$g_{\text{л}} = g_0 l. \quad (9)$$

**Ємнісна провідність лінії**  $b_{\text{л}}$  обумовлена наявністю ємностей між провідниками фаз ліній, а також між провідниками і землею (заземленими частинами ПЛ). Ємнісна провідність однієї фази враховує міжфазні і фазні ємності. Погонна ємнісна провідність визначається за формулою, См/км:

$$b_o = \frac{7,58}{\lg\left(\frac{D_{cp}}{r_{np}}\right)} \cdot 10^{-6}. \quad (10)$$

Середнє значення  $b_o$  для ЛЕП напругою 110÷220кВ складає 2,7 мкСм/км. Формула (10) для нерозщеплених проводів.

Для розщеплених проводів

$$b_o = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{D_{cp}}{r_{экв}}\right)}. \quad (11)$$

Розщеплення збільшує  $b_o$  на 20÷32%.

У кабельних ліній ємнісна провідність більше, ніж у ПЛ, унаслідок малих відстаней між жилами кабелів. Для КЛЕП величина погонної провідності розраховується за формулою  $b_o = WC_o$ . Величина ємності  $C$  приводиться в довідковій літературі для різних марок кабелів. Ємнісна провідність ділянки мережі розраховується за формулою

$$b_{л} = b_o l. \quad (12)$$

Під дією напруги в провідностях  $b_{л}$  протікає ємнісний струм – струм зсуву або зарядний струм

$$I_c = U_{\phi} b_{л}. \quad (13)$$

Тут  $I_c$  - ємнісний струм на землю.

Величина струму  $I_c$  визначає втрати реактивної потужності в ємнісній провідності або зарядну потужність ЛЕП:  $Q_c = \frac{1}{2} U^2 b_{л}$ .

$$\Delta Q_c = Q_{зар} = \sqrt{3} U I_c = \sqrt{3} U U_{\phi} b_{л} = U^2 b_{л}. \quad (14)$$

У районних мережах зарядні струми порівнянні з робочими струмами. При  $U_{ном} = 110$ кВ величина  $Q_c$  складає близько 10% від переданої активної потужності, при  $U_{ном} = 220$ кВ буде  $Q_c \approx 30\% P$ . Тому зарядну потужність потрібно враховувати в розрахунках. У мережі з номінальною напругою до 35кВ величиною  $Q_c$  можна зневажити. З (14) випливає, що потужність  $Q_c$ , генерируемая лінією, сильно залежить від напруги. Чим вище напруга, тим більше ємнісна потужність.

Схеми заміщення ліній електропередачі

а, б – повітряна лінія 110-330кВ із ємнісною провідністю і з реактивною потужністю, що генерується ємністю ліній; в – повітряна лінія  $U_{ном} \leq 35$ кВ; г – кабельна лінія  $U_{ном} \leq 10$ кВ.

Для більшості розрахунків у мережах 110-220кВ лінія електропередачі звичайно представляється схемою заміщення б). У цій схемі замість ємнісної провідності а) враховується реактивна потужність, генерируемая ємністю ліній. Для повітряних ліній напругою 35кВ і нижче ємнісну потужність можна не враховувати в). Для ліній  $U \geq 330$ кВ при довжині більш 300-400 км для визна-

чення параметрів П-образної схеми заміщення враховують рівномірний розподіл опорів і провідностей уздовж лінії.

Кабельні лінії електропередачі представляють такою же П-подібною схемою заміщення, що і повітряні лінії. Питомі активні і реактивні опори  $r_0$ ,  $x_0$  визначають по довідкових таблицях, так само як і для повітряних ліній. З (4) і (10) видно, що  $X_0$  зменшується, а  $b_0$  росте при зближенні фазних проводів. Для кабельних ліній відстані між проводами значно менше, ніж для повітряних, і  $X_0$  дуже мало.

У залежності від класу напруги тими чи іншими параметрами повної схеми заміщення можна зневажити.

- 1) ПЛЕП напругою до 220кВ:  $\Delta P_{\text{кор}} \approx 0$ ;
- 2) ПЛЕП напругою до 35кВ:  $\Delta P_{\text{кор}} \approx 0$ ;  $Q_c \approx 0$ .
- 3) ПЛЕП напругою 35кВ:  $X_0 \approx 0$ , реактивний опір дорівнює нулю.
- 4) КЛЕП напругою 20кВ:  $X_0 \approx 0$ ;  $g_{\text{л}} \approx 0$ ; реактивний опір і діелектричні втрати дорівнюють нулю.
- 5) КЛЕП напругою до 10кВ:  $X_0 \approx 0$ ;  $g_{\text{л}} \approx 0$ ;  $Q_c \approx 0$ .

Приклад: Визначимо питомі параметри однофазної повітряної лінії 110кВ із проводами марки АС 150/24, розташованими на П-подібних дерев'яних опорах з відстанню між проводами  $D_{ab}=D_{bc}=D=4\text{м}$ , і обчислимо параметри схеми заміщення двофазної лінії довжиною 100 км. По довідковим даним знаходимо для проводу марки АС 150/2:  $r_0=0,198\text{ Ом/км}$ ;  $2r_{\text{гр}}=17,1\text{мм}$ .

Розв'язання. Відстань між фазами а і с  $D_{ac}=2D=8\text{м}$ . Середньогометрична відстань між проводами ліній

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = \sqrt[3]{2D^3} = \sqrt[3]{2} D = 1,26 \cdot 4 = 5,04\text{м}.$$

Знаходимо питомі значення параметрів  $x_0$  і  $b_0$

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{504}{0,855} + 0,0157 = 0,415 \text{ Ом/км}$$

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg(504/0,855)} = 2,74 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$$

З довідкових таблиць можна знайти для проводу АС 150/24 шукані питомі параметри  $X_0=0,42\text{ Ом/км}$ ;  $b_0 = 2,7 \cdot 10^{-6}\text{ См/км}$ .

Відношення питомих активного й індуктивного опорів  $r_0/x_0=0,198/0,415=0,47$  т.е  $r_0 < x_0$ , що характерно для повітряних ліній з  $U_{\text{ном}} \geq 110\text{кВ}$ . Для двофазної лінії довжиною 100 км знаходимо параметри схеми заміщення

$$r_{\text{л}} = 0,5 \cdot 0,198 \cdot 100 = 9,9 \text{ Ом}.$$

$$b_{\text{л}} = 2 \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 548 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Половина зарядної потужності лінії визначається за виразом

$$Q_c = \frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 b_{\text{л}} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 548 \cdot 10^{-6} = 3,27\text{Мвар}.$$

По довідковим даним для двофазної лінії знаходимо

$$2Q_i = 2 \cdot 3,6 = 7,2\text{Мвар}$$

Така потужність повинна враховуватися в розрахунку режиму лінії. Цей висновок тим більше справедливий для ліній більш високих напруг. Тому схема заміщення такої лінії повинна включати крім активного й індуктивного опору ємнісну провідність або ємнісну потужність.

### 3.2 Схеми заміщення трансформаторів і автотрансформаторів.

#### 3.2.1 Двохобмотувальний трансформатор.

Двохобмотувальний трансформатор має позначення, показане на рисунку 3.3. Цей трансформатор представлений Г – подібною схемою заміщення.

а) умовна позначка; б) Г – образна схема заміщення; в) спрощена схема заміщення;

У розрахункових схемах електричних мереж трансформатори моделюються схемами заміщення. Подовжня частина схеми заміщення містить параметри  $r_T$  і  $x_T$  – активний і реактивний опори трансформатора. Ці опори дорівнюють сумі відповідно активних і реактивних опорів первинної і приведених до неї

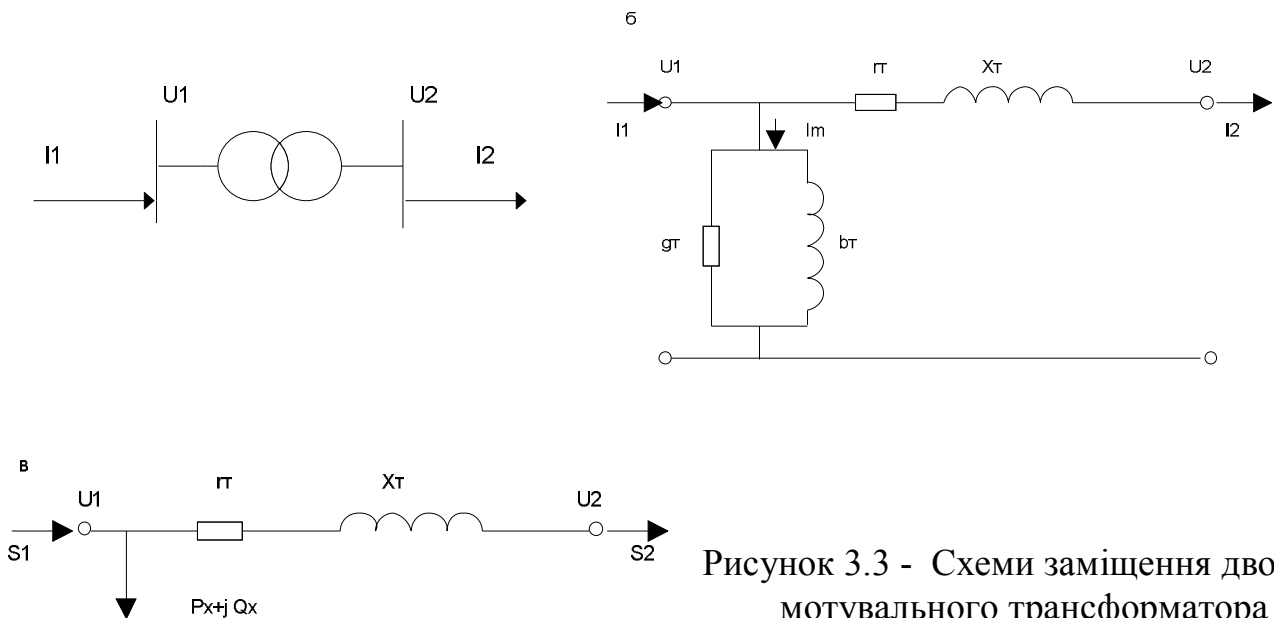


Рисунок 3.3 - Схеми заміщення двухобмотувального трансформатора

вторинних обмоток. У такій схемі заміщення відсутня трансформація, тобто відсутній ідеальний трансформатор, але опір вторинної обмотки приводиться до первинного. При цьому приведений опір вторинної обмотки збільшується на квадрат коефіцієнта трансформації. Якщо параметри мереж не приводяться до однієї базисної напруги, то в схемі заміщення трансформатора враховується ідеальний трансформатор.

Поперечна гілка схеми (гілка намагнічування) складається з активної і реактивної провідностей  $g_T$  і  $b_T$ . Активна провідність  $g_T$  враховує втрати активної потужності в сталі трансформатора від струму намагнічування  $I_M$ . Реактивна провідність  $b_T$  визначається магнітним потоком взаємоіндукції в обмотках трансформатора.

У розрахунках електричних мереж двухобмотувальні трансформатори при  $U_{\text{ВНОМ}} \leq 220 \text{кВ}$  представляють спрощеною схемою заміщення (рис. в). У цій схемі

замість вітки намагнічування враховуються у виді додаткового навантаження втрати потужності в сталі трансформатора або втрати холостого ходу  $\Delta P_x + j\Delta Q_x$ . Для кожного трансформатора відомі наступні параметри (каталожні дані):  $S_{ном}$  - номінальна потужність, МВА;  $U_{вном}$ ,  $U_{нном}$  - номінальні лінійні напруги обмоток вищої і нижчої напруг, кВ;  $\Delta P_x$  - активні втрати холостого ходу, кВт;  $I_x\%$  - струм холостого ходу, %  $I_{ном}$ ;  $\Delta P_k$  - втрати короткого замикання, кВт;  $u_k\%$  - напруга короткого замикання, %  $U_{ном}$ . По цим даним можна визначити всі параметри схеми заміщення трансформатора, а також втрати потужності в ньому.

Провідності гілки намагнічування визначаються результатами випробування холостого ходу. У цьому випробуванні розмикається вторинна обмотка, а до первинної підводиться номінальна напруга. Струм у подовжній частині схеми заміщення дорівнює нулю  $\dot{I}_2 = 0$ , а до поперечної прикладена напруга  $U_{ном}$ . Трансформатор споживає в цьому режимі тільки потужність, рівну втратам холостого ходу  $\dot{I}_1 = \dot{I}_m$ ,  $\dot{I}_2 = 0$ ,  $U_1 = U_{ном}$ ,  $S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x$ .

Провідності визначаються наступними виразами

$$g_T = \Delta P_x / U_{ном}^2; \quad b_T = \Delta Q_x / U_{ном}^2, \quad (1)$$

де напруги виражені в кіловольтах, а потужності - у мегаватах і мегаварах.

Активна провідність  $g_T$  обумовлена втратами активної потужності в сталі на гистерезис і вихрові струми. Втрати активної потужності в сталі визначаються в основному напругою і практично не залежать від струму і потужності завантаження. Величина  $\Delta P_x$  постійна і дорівнює каталожному значенню. Струм намагнічування в трансформаторі має дуже малу активну складову. Тому

$$\Delta Q_x \approx 3I_x U_{ном\phi} = \frac{3I_x \%I_{ном}}{100} U_{ном\phi} = \frac{I_x \%S_{ном}}{100}. \quad (2)$$

Потужність  $\Delta P_x$  набагато менше, ніж  $\Delta Q_x$ , і повна потужність трансформатора в режимі холостого ходу  $S_x$  приблизно дорівнює потужності, що намагнічує  $\Delta Q_x$ .

Тоді провідність  $b_T$  знаходиться за формулою

$$b_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{ном}^2} = \frac{I_x \%S_{ном}}{100U_{ном}^2}. \quad (3)$$

Опори трансформатора  $r_T$  і  $x_T$  обчислюються за результатами випробування короткого замикання (КЗ). У цьому випробуванні замикається накоротко вторинна обмотка, а до первинної обмотки підводиться така напруга  $u_k$ , при якій в обох обмотках трансформатора струми рівні номінальним, тобто  $U_2 = 0$ ,  $\dot{I}_2 = \dot{I}_{2ном}$ ,  $\dot{I}_1 = \dot{I}_{1ном}$ ,  $U_1 = U_k$ . Ця напруга  $u_k$  і називається напругою короткого замикання  $u_k$ . Втрати в сталі в випробуванні КЗ  $\Delta P_{см}$  дуже малі, тому що  $u_k$  набагато менше  $U_{ном}$ . Тому приблизно вважають, що усі втрати потужності в випробуванні КЗ  $\Delta P_k$  йдуть на нагрівання обмоток трансформатора

$$\Delta P_k = 3I_{ном}^2 r_T = \frac{S_{ном}^2}{U_{ном}^2} r_T, \quad r_T = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{S_{ном}^2}. \quad (4)$$

У сучасних потужних трансформаторах  $r_T$   $x_T$ . Тоді з випробування КЗ випливає

$$u_k = \frac{u_k \% U_{\text{НОМ}}}{100} \approx \sqrt{3} I_{\text{НОМ}} X_T. \quad (5)$$

Після множення останнього виразу на  $U_{\text{НОМ}}$  і перетворень одержимо

$$\frac{u_k \% U_{\text{НОМ}}^2}{100} = \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} I_{\text{НОМ}} X_T = S_{\text{НОМ}} X_T.$$

$$X_T = X_1 + X_2' = \frac{u_k \% U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}. \quad (6)$$

У вирази (4) і (6) опори входять в Омах при підстановці напруг у кіловольтах, а потужностей у мегавольтах-амперах і в мегаватах. Втрати активної потужності в опорі  $r_T$  залежать від струму і потужності навантаження  $I_2$  і  $S_2$ . Ці втрати дорівнюють

$$\Delta P_T = 3I_2^2 r_T = 3r_T \frac{S_2^2}{3U_2^2} = \frac{S_2^2 r_T}{U_2^2}. \quad (7)$$

Якщо підставити в останній вираз  $r_T$  з (4) і врахувати  $U_2^2 \approx U_{\text{НОМ}}^2$ , то одержимо

$$\Delta P_T = \frac{S_2^2 r_T}{U_2^2} = \frac{S_2^2}{U_2^2} \frac{\Delta P_K U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{\Delta P_K S_2^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (8)$$

Іноді втратами холостого ходу взагалі зневажають  $\Delta P_x = 0$ . Для схем високої напруги 220кВ і вище зневажають і активним опором обмоток трансформатора  $r_T=0$ . Опори  $r_T$  і  $x_T$  у Г – образних схемах заміщення визначаються як сума опорів його обмоток

$$r_T = r_1 + r_2'; \quad X_T = X_1 + X_2'; \quad r_2' = r_2 K_T^2; \quad X_2' = X_2 K_T^2,$$

$K_T$  – коефіцієнт трансформації, що визначається як відношення числа витків первинної і вторинної обмоток. При холостому ході коефіцієнт трансформації  $K_T$  можна обчислити як відношення напруг первинної і вторинної обмоток.

Трифазні трансформатори мають з'єднання обмоток фаз у «зірку» або «трикутник». Вважається, що параметри обмоток однакові між собою і трансформатор є симетричною трифазною системою. Параметр  $r_T$  - активний опір однієї фази трансформатора.

Двохобмотувальні трансформатори мають маркірування, що складається з букв: Т – трифазний; О – однофазний. Вид охолодження вказується буквами: С – природне повітряне; М – природне масляне; Д – масляне з дуттям і природною циркуляцією олії; ДЦ – масляне з дуттям і примусовою циркуляцією олії; МВ – масляно-водяне з природною циркуляцією олії; буква Н указує на наявність регулювального пристрою.

Особливості виконання позначаються буквами: Г – грозоупорное, З – захисне, У – удосконалене, Ж – для залізниць. Після букв впливає величина потужності трансформатора в кіловольт-амперах і через дробову рису номінальна напруга обмотки вищої напруги. Наприклад, ТДН – 25000/35 – трифазний трансформатор, що має масляне з дуттям охолодження і природна циркуляція олії,

із пристроєм регулювання напруги потужністю 25000 кВА і напругою ВН – 35кВ.

Втрати реактивної потужності в  $X_T$  аналогічно (8) визначаються так

$$\Delta Q_T = 3I_2^2 X_T = \frac{S_2^2 \cdot X_T}{U_2^2} = \frac{u_k \% S_2^2}{100 S_{\text{НОМ}}}. \quad (9)$$

Для трансформатора, через який проходять струм навантаження  $I_2$  і потужність  $S_2$ , втрати потужності з урахуванням (2), (8) і (9) дорівнюють

$$\Delta P = \Delta P_x + \Delta P_T = \Delta P_x + \frac{\Delta P_k S_2^2}{S_{\text{НОМ}}^2}. \quad (10)$$

$$\Delta Q = \Delta Q_x + \Delta Q_T = \frac{I_x \% S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{u_k \% S_2^2}{100 S_{\text{НОМ}}}. \quad (11)$$

Якщо на підстанції із сумарним навантаженням  $S_2$  працюють паралельно  $k$  однакових трансформаторів, то їхні еквівалентні опори в  $k$  раз менше і рівні  $r_T/k$ ,  $X_T/k$ , а провідності в  $k$  раз більше, тобто рівні  $kg_T$ ,  $kb_T$ . Якщо це врахувати, то одержимо наступні вирази для втрат потужності

$$\Delta P = k \Delta P_x + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_k S_2^2}{S_{\text{НОМ}}^2}; \quad \Delta Q = \frac{k I_x \% S_{\text{НОМ}}}{100} + \frac{1}{k} \frac{u_k \% S_2^2}{100 S_{\text{НОМ}}}. \quad (12)$$

Ці вирази можна одержати й іншим способом. Якщо підставити в (10) і (11) замість  $S_2$  потік потужності, що тече через кожен трансформатор і рівний  $S_2/k$ , то одержимо втрати потужності в одному трансформаторі. Помножимо їх на  $k$  і прийдемо до виразів (12) для втрат потужності в  $k$  паралельно працюючих трансформаторах.

Приклад. Визначити приведені до сторони вищої напруги параметри схеми заміщення двох паралельно включених трансформаторів ТДН – 10000/110.

Розв'язання. По таблиці знаходимо каталожні дані трансформатора  $S_{\text{НОМ}}=10\text{МВА}$ ;  $U_{\text{ВНОМ}}=115\text{кВ}$ ;  $U_{\text{ННОМ}}=11\text{кВ}$ ;  $P_k=60\text{кВт}$ ;  $P_x=14\text{кВт}$ ;  $u_k\%=10,5\%$ ;  $I_x\%=0,7\%$ .

При визначенні параметрів схеми заміщення, приведених до вищої напруги, у відповідні вирази треба підставляти  $U_{\text{ВНОМ}}$ . Тоді будемо мати

$$r_T = \frac{60 \cdot 10^{-3} 115^2}{10^2} = 7,94 \text{ Ом}; \quad X_T = \frac{10,5 \cdot 115^2}{110 \cdot 10} = 139 \text{ Ом};$$

$$g_T = \frac{14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,06 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \quad Q_x = \frac{0,7 \cdot 10}{100} = 0,07 \text{ Мвар}$$

$$b_T = \frac{0,07}{115^2} = 5,29 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

По таблицях можна відразу знайти параметри трансформатора ТДН – 10000/110:  $r_T = 7,95 \text{ Ом}$ ;  $X_T = 139 \text{ Ом}$ ;  $Q_x = 70 \text{ Квар}$

При включенні двох трансформаторів еквівалентні параметри

$$r_{\text{ЭК}} = \frac{7,94}{2} = 3,97 \text{ Ом}; \quad X_{\text{ЭК}} = \frac{139}{2} = 69,5 \text{ Ом}; \quad g_{\text{ЭК}} = 1,06 \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 2,12 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$b_{\text{ЭК}} = 5,29 \cdot 2 \cdot 10^{-6} = 10,58 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Для трансформаторів  $U_{\text{вном}}=110\text{кВ}$  припустиме використання схеми заміщення, де гілка намагнічування заміщена потужністю втрат холостого ходу. У розглянутому випадку ця потужність складає

$$\Delta S_x=2(14+j70)=28+j140 \text{ кВА.}$$

Трансформатори мають пристрої регулювання напруги: РПН або ПБВ, що дозволяють змінювати коефіцієнти трансформації. Тому величина  $u_k\%$ , отже і величина індуктивного опору  $X_T$ , залежить від відгалуження пристроїв РПН або ПБВ.

### 3.2.2 Трьохобмотувальний трансформатор.

У багатьох випадках на підстанції потрібні три номінальні напруга – вища  $U_v$ , середня  $U_c$  і нижча  $U_n$ . Для цього можна було б використовувати два двохобмотувальних трансформатори. Більш економічно застосовувати один трьохобмотувальний трансформатор, усі три обмотки якого мають магнітний зв'язок. Ще більш економічне застосування трьохобмотувальних автотрансформаторів. Схема підстанції з трьома номінальними напругами. Схема з'єднання обмоток.

У розрахунках трьохобмотувальний трансформатор представляється схемою заміщення у виді трипроменевої зірки. Всі опори в схемі приведені до напруги вищої обмотки.

Для визначення параметрів схеми заміщення потрібно виконати одне випробування холостого ходу і три випробування короткого замикання. З випробування х.х. обчислюють дані для розрахунку активної і реактивної провідностей. Вони розраховуються по тим же формулам, що і для двохобмотувального трансформатора. Випробування КЗ виконуються в такий спосіб – одна обмотка замикається, друга знаходиться на холостому ходу, а на третю обмотку подається напруга короткого замикання. У результаті випробувань визначають наступні паспортні дані:

- 1) При замкненій обмотці низької напруги і живленні з боку обмотки вищої напруги –  $U_{\text{квн}}, \Delta P_{\text{квн}}$ .
- 2) При замкненій обмотці низької напруги і живленні з боку обмотки середньої напруги -  $U_{\text{кcn}}, \Delta P_{\text{кcn}}$ .
- 3) При замкненій обмотці середньої напруги і живленні з боку обмотки вищої напруги –  $U_{\text{квс}}, \Delta P_{\text{квс}}$ .

За результатами випробувань записуються наступні системи рівнянь

$$\begin{aligned} U_{\text{квн}} &= U_{\text{кв}} + U_{\text{кн}}; & \Delta P_{\text{квн}} &= \Delta P_{\text{кв}} + \Delta P_{\text{кн}}; \\ U_{\text{квс}} &= U_{\text{кв}} + U_{\text{кс}}; & \Delta P_{\text{квс}} &= \Delta P_{\text{кв}} + \Delta P_{\text{кс}}; \\ U_{\text{кcn}} &= U_{\text{кс}} + U_{\text{кн}}. & \Delta P_{\text{кcn}} &= \Delta P_{\text{кс}} + \Delta P_{\text{кн}}. \end{aligned} \quad (13)$$

Вирішуючи першу систему рівнянь, визначаємо значення напруг короткого замикання кожної обмотки.

$$\begin{aligned} U_{\text{кв}} &= 0,5(U_{\text{квн}} + U_{\text{квс}} - U_{\text{кcn}}); \\ U_{\text{кс}} &= 0,5(U_{\text{квс}} + U_{\text{кcn}} - U_{\text{квн}}); \\ U_{\text{кн}} &= 0,5(U_{\text{квн}} + U_{\text{кcn}} - U_{\text{квс}}). \end{aligned} \quad (14)$$



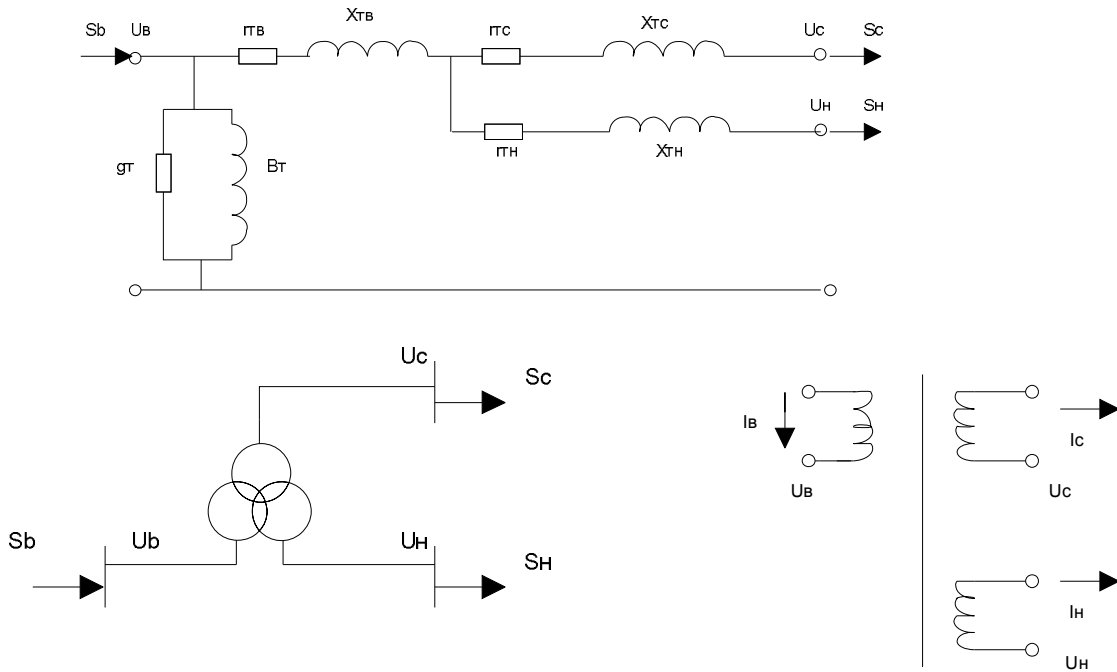


Рисунок 3.4 - Схема заміщення трьохобмотувального трансформатора

Одне зі значень напруг КЗ значно менше двох інших. Найчастіше це  $U_{кк}$  або  $U_{кн}$ , що пояснюється конструктивним виконанням трансформатора. Обмотки на магнітопроводі розташовуються концентрично. Тому магнітне поле обмотки, що знаходиться між двома іншими обмотками, практично цілком компенсується магнітними полями цих обмоток. У практичних розрахунках напруга  $U_k$  цієї обмотки приймається рівною нулю.

Індуктивні опори обмоток трансформатора розраховуються по тій же формулі, що і для двохобмотувального трансформатора.

$$X_{тв} = \frac{U_{кв} \% U_{вном}^2}{100S_{ном}}; \quad X_{тс} = \frac{U_{кк} \% U_{вном}^2}{100S_{ном}}; \quad X_{тн} = \frac{U_{кн} \% U_{вном}^2}{100S_{ном}}. \quad (15)$$

Вирішуємо другу систему рівняння (13) і визначаємо значення втрат активної потужності в кожній обмотці.

$$\begin{aligned} \Delta P_{кв} &= 0,5(\Delta P_{квн} + \Delta P_{квс} - \Delta P_{кчн}); \\ \Delta P_{кк} &= 0,5(\Delta P_{квс} + \Delta P_{кчн} - \Delta P_{квн}); \\ \Delta P_{кн} &= 0,5(\Delta P_{квн} + \Delta P_{кчн} - \Delta P_{квс}). \end{aligned} \quad (16)$$

Активні опори обмоток розраховуються по тій же формулі, що і для двохобмотувального трансформатора.

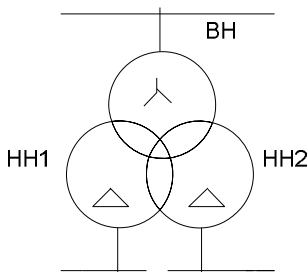
$$r_{тв} = \frac{\Delta P_{кв} U_{вном}^2}{S_{ном}^2}; \quad r_{тс} = \frac{\Delta P_{кк} U_{вном}^2}{S_{ном}^2}; \quad r_{тн} = \frac{\Delta P_{кн} U_{вном}^2}{S_{ном}^2}. \quad (17)$$

За номінальну потужність трансформатора приймається потужність, рівна найбільшій з потужностей його обмоток. Наприклад, аббревіатура трансформатора ТДТН – 25000/110/35/10 розшифровується так: трансформатор трифазний, трьохобмотувальний із примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією олії, із системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна

потужність 25000 кВА. Напряга обмотки вищої напруги – 110кВ, середня напруга – 35кВ, нижча напруга – 10кВ.

### 3.2.3 Двохобмотувальний трансформатор з розщепленою обмоткою низької напруги.

Трансформатор з розщепленою обмоткою низької напруги є різновидом двообмотувального трансформатора. У такому трансформаторі обмотка НН виконана з двох рівнобіжних гілок НН<sub>1</sub> і НН<sub>2</sub>, розташованих симетрично стосовно обмотки ВН. Номінальні напруги обмоток НН, як правило, однакові, їхня сумарна потужність дорівнює потужності обмотки ВН. Достоїнством трансформаторів з розщепленою обмоткою є збільшення реактивного опору між гілками, що дозволяє обмежити струм короткого замикання на стороні НН. Тому понижуючі трансформатори з розщепленими обмотками одержали широке поширення. Двообмотувальні трансформатори потужністю 25 і більш МВА виконуються з розщепленою обмоткою нижчої напруги.



Трансформатори з розщепленою обмоткою мають у своєму позначенні букву Р, що ставиться після букви, що позначає число фаз. Наприклад абревіатура трансформатора ТДРН – 25000/110/10 розшифровується в такий спосіб: трансформатор трифазний, двообмотувальний з розщепленою обмоткою нижчої напруги з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією олії і системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність 25000кВА, клас напруги обмотки вищої напруги 110кВ, нижчої напруги 10кВ. Трансформатори мають трипроменеву схему заміщення.

Схема заміщення двообмотувального трансформатора з розщепленою обмоткою НН.

Схема однієї фази трансформатора з розщепленою обмоткою.

Трансформатори з розщепленою обмоткою виконуються зі співвідношенням потужностей обмоток 100%/50%/50%. Відкілья впливає, що

$$r_{\text{ТН1}} = r_{\text{ТН2}} = 2r_{\text{ТВ}}. \quad (18)$$

Випробування короткого замикання виконується при паралельному з'єднанні обмоток нижчої напруги. По отриманим даним визначаються загальні активний і індуктивний опори трансформатора.

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{ВНОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}; \quad X_{\text{общ}} = \frac{U_{\text{к}} \% U_{\text{ВНОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}. \quad (19)$$

Відповідно до умов виконання випробування короткого замикання

$$R_{\text{общ}} = r_{\text{ТВ}} + \frac{r_{\text{ТН1}} r_{\text{ТН2}}}{r_{\text{ТН1}} + r_{\text{ТН2}}}; \quad X_{\text{общ}} = X_{\text{ТВ}} + \frac{X_{\text{ТН1}} X_{\text{ТН2}}}{X_{\text{ТН1}} + X_{\text{ТН2}}}. \quad (20)$$

Підставивши вираження (18) у (20) одержимо для активних опорів

$$R_{\text{общ}} = 2r_{\text{ТВ}} \quad r_{\text{ТВ}} = 0,5R_{\text{общ}} \Rightarrow r_{\text{ТН1}} = r_{\text{ТН2}} = R_{\text{общ}}.$$

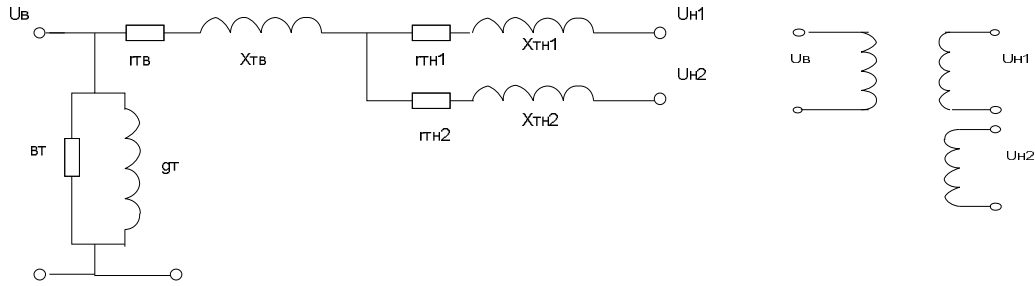


Рисунок 3.5 – Схема заміщення трансформатора з розщепленою обмоткою

Для визначення індуктивних опорів обмоток, потрібно враховувати розташування обмоток на магнітопроводі, тобто вплив магнітних полів. Так для групи однофазних трансформаторів

$$X_{TB} = 0; \quad X_{TH1} = X_{TH2} = 2X_{\text{общ}}.$$

Для трифазних трансформаторів при розташуванні обмоток одна над іншої

$$X_{TB} = 0,125X_{\text{общ}}; \quad X_{TH1} = X_{TH2} = 1,75X_{\text{общ}}.$$

Провідності трансформатора  $g_T$  і  $b_T$  з розщепленою обмоткою визначаються так само, як і для двохобмотувального трансформатора. Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками для роздільного живлення секцій нижчої напруги дозволяє знизити струм КЗ практично в два рази й обійтися в багатьох випадках без струмообмежуючих реакторів.

### 3.2.4 Автотрансформатор.

У звичайних трансформаторах первинні і вторинні обмотки мають між собою тільки магнітний зв'язок. У ряді випадків замість таких трансформаторів економічно доцільно застосовувати трансформатори, у яких первинні і вторинні обмотки мають також електричний зв'язок. Такі трансформатори називаються автотрансформаторами.

В енергетичних системах знаходять застосування трьохобмотувальні трансформатори, у яких обмотки вищої і середньої напруги мають автотрансформаторний зв'язок і з'єднуються в зірку, а обмотка нижчої напруги має з іншими обмотками трансформаторний зв'язок і з'єднується в трикутник.

У позначенні автотрансформаторів перша буква А. Фази обмотки низької напруги з'єднуються в трикутник для компенсації струмів третьої гармоніки. Відповідно до прийнятої системи позначень аббревіатура автотрансформатора АТДТН-125000/220/110/10 розшифровується так: автотрансформатор трифазний трьохобмотувальний із примусовою циркуляцією повітря й олії і системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність 125000 кВА, обмотка вищої напруги 220кВ, середньої напруги 110кВ, нижчої напруги 10кВ.

Для автотрансформаторів використовується та ж схема заміщення, що і для трьохобмотувальних трансформаторів. Схема з'єднання обмоток автотран-

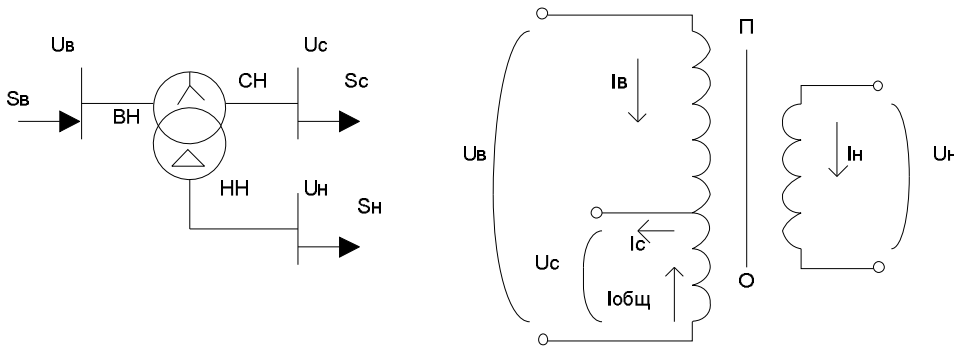


Рис. 3.6 – Принципова схема автотрансформатора

сформатора показана на рисунку. Обмотка вищої напруги складається з двох частин - послідовної і спільної обмоток. При роботі автотрансформатора в режимі зниження напруги в послідовній обмотці протікає струм  $I_B$ . Він створює магнітний потік і наводить у спільній обмотці ЕРС, що створює струм  $I_{\text{общ}}$ . Струм навантаження в обмотці середньої напруги дорівнює сумі цих струмів

$$I_C = I_B + I_{\text{общ}} \quad (21)$$

Номінальною потужністю автотрансформатора називають потужність, що він може прийняти з мережі вищої напруги і передати в обмотку середньої напруги. Вона розраховується так

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} U_{\text{ВНОМ}} I_{\text{ВНОМ}} = U_{\text{СНОМ}} I_{\text{СНОМ}}. \quad (22)$$

Цю потужність також називають прохідною. Вона дорівнює граничній потужності, що автотрансформатор може передати з мережі вищої напруги в мережу середньої напруги при відсутності навантаження на обмотці нижчої напруги. Вирази (22) можна записати інакше

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} I_{\text{ВНОМ}} (U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}}) + \sqrt{3} I_{\text{ВНОМ}} U_{\text{СНОМ}}. \quad (23)$$

Перший доданок

$$S_{\text{ТИП}} = \sqrt{3} I_{\text{ВНОМ}} (U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}}) = \sqrt{3} I_{\text{ВНОМ}} U_{\text{ВНОМ}} (1 - U_{\text{СНОМ}} / U_{\text{ВНОМ}}) = \alpha S_{\text{НОМ}}$$

називається типовою потужністю, на яку розраховується послідовна обмотка П. У формулі (24)  $\alpha = 1 - U_{\text{СНОМ}} / U_{\text{ВНОМ}}$  є коефіцієнт вигідності, що показує в скільки разів  $S_{\text{ТИП}}$  менше  $S_{\text{НОМ}}$ . Розміри магнітопровіда визначаються саме типовою потужністю. Потужність спільної обмотки дорівнює типовій. Обмотка нижчої напруги також розраховується на  $S_{\text{ТИП}}$  або на потужність менше  $S_{\text{ТИП}}$ . Її номінальна потужність виражається через номінальну потужність автотрансформатора

$$S_{\text{ННОМ}} = \alpha_{\text{НН}} S_{\text{НОМ}}, \text{ де для } U_{\text{ВНОМ}} \leq 330 \text{кВ} \text{ буде } \alpha_{\text{НН}} = 0,25; 0,4; 0,5.$$

Вигідність автотрансформатора  $\alpha$  визначається стосовно трьохобмотувального трансформатора тієї ж потужності. Чим ближче напруги на середній і вищій сторонах автотрансформатора, тим менше  $\alpha$  і тим вигідніше використовувати автотрансформатор. При  $U_C = U_B$  буде  $\alpha = 0$ .

Переваги автотрансформатора в порівнянні з трьохобмотувальним трансформатором:

1. менша витрата матеріалів (міді, сталі, ізоляції);
2. менші габарити;
3. менші втрати активної потужності в режимах XX і КЗ;
4. більший ККД.

Недоліки:

1. складність виконання незалежного регулювання напруги;
2. небезпека переходу атмосферних перенапруг з обмотки вищої напруги в обмотку середньої напруги і навпаки через електричний зв'язок обмоток;
3. необхідність обов'язкового глухого заземлення нейтралі.

Це приводить до того, що струм однофазного КЗ може бути більше струму трифазного КЗ. Якщо ж разземлити нейтраль, то ізоляцію обмоток потрібно розраховувати на лінійну напругу. У паспортних даних автотрансформаторів указуються втрати КЗ, приведені до номінальної потужності автотрансформатора  $\Delta P_{\text{КВС}}$  і до типової потужності  $\Delta P_{\text{КВН}}$ ,  $\Delta P_{\text{КСН}}$ . Також приводяться і значення напруг короткого замикання (%): одне з них  $u_{\text{КВС}}\%$  відноситься до номінальної потужності, а два інших  $u_{\text{КВН}}\%$ ,  $u_{\text{КСН}}\%$  відносяться до типової потужності. При розрахунку опорів усі значення втрат і напруг короткого замикання повинні бути приведені до номінальної потужності автотрансформатора по формулах

$$\Delta P_{\text{КВН}} = \Delta P'_{\text{КВН}} \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{МИН}}^2} = \frac{1}{\alpha^2_{\text{НН}}}; \quad \Delta P_{\text{КСН}} = \Delta P'_{\text{КСН}} \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{МИН}}^2} = \frac{1}{\alpha^2_{\text{НН}}}. \quad (25)$$

$$u_{\text{КВН}} = u'_{\text{КВН}} \frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{МИН}}}; \quad u_{\text{КСН}} = u'_{\text{КСН}} \frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{МИН}}}. \quad (26)$$

Тут штрихом відзначені величини, віднесені до типової потужності. Параметри гілки холостого ходу в схемах заміщення автотрансформатора визначаються так само, як і для двохобмотувальних трансформаторів.

**Приклад.** Визначимо параметри схеми заміщення автотрансформатора типу АТДЦНТ-240000/330/220, приведені до сторони вищої напруги.

**Розв'язання.** По таблицях знаходимо каталожні дані автотрансформатора:  $S_{\text{НОМ}}=240$  МВА; номінальні напруга обмоток  $U_{\text{ВНОМ}}=330$ кВ,  $U_{\text{СНОМ}}=242$ кВ;  $U_{\text{ННОМ}}=11$ кВ; напруги короткого замикання між обмотками  $u_{\text{КВС}}\% = 9,6\%$ ;  $u_{\text{КВН}}\% = 74\%$ ,  $u_{\text{КСН}}\% = 60\%$ .

Втрати потужності в режимах короткого замикання, ВН і СН, віднесені до номінальної потужності обмотки НН,  $\Delta P'_{\text{КВН}} = 260$ кВт;  $\Delta P'_{\text{КСН}} = 250$ кВт; значення  $\Delta P_{\text{КВС}}=560$  кВт віднесено до номінальної потужності автотрансформатора  $S_{\text{НОМ}}$ ;  $\Delta P_{\text{Х}}=130$  кВт;  $I_{\text{Х}}\%=0,5\%$ .

Приведемо параметри, віднесені до потужності обмотки нижчої напруги, до обмотки ВН, тобто до номінальної потужності автотрансформатора. Для даного трансформатора

$S_{\text{ННОМ}}=0,4 S_{\text{НОМ}}$ , тобто  $\alpha_{\text{НН}} = 0,4$ . Тоді по формулах (25)

$$\Delta P_{\text{КВН}} = \frac{260}{0,4^2} = 1625 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{КСН}} = \frac{250}{0,4^2} = 1562,5 \text{ кВт}$$

Визначимо по виразах (14), (16) втрати активної потужності і напруги короткого замикання, що відповідають гілкам схеми заміщення

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{КВ}} &= 0,5(1625+560-1562,5)=311,25 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{\text{СК}} &= 0,5(560+15,62,5-1625)=248,75 \text{ кВт}; \\ \Delta P_{\text{КН}} &= 0,5(1625+1562,5-560)=1313,75 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\Delta u_{KB} \% = 0,5(74+9,6-60) = 11,8\%;$$

$$\Delta u_{KC} \% = 0,5(9,6+60-74) = -2,2\% \approx 0;$$

$$\Delta u_{KH} \% = 0,5(74+60-9,6) = 62,2\%$$

Активні і реактивні опори схеми заміщення відповідно до (17) і (6) рівні

$$R_{ТВ} = \frac{311,25 \cdot 10^{-3} \cdot 330^2}{240^2} = 0,58 \text{ Ом}; \quad X_{ТВ} = \frac{11,8\% \cdot 330^2}{100 \cdot 240} = 53,54 \text{ Ом}$$

$$R_{ТС} = \frac{248,75 \cdot 10^{-3} \cdot 330^2}{240^2} = 0,47 \text{ Ом}; \quad X_{ТС} = 0;$$

$$R_{ТН} = \frac{1313,75 \cdot 10^{-3} \cdot 330^2}{240^2} = 2,48 \text{ Ом}; \quad X_{ТН} = \frac{62,2\% \cdot 330^2}{100 \cdot 240} = 282,23 \text{ Ом}$$

### 3.3. Режими нейтралі електричних мереж.

Нейтралі трансформаторів трифазної мережі можуть бути заземлені безпосередньо або через опори, або ізолювані від землі. Нейтралі генераторів також заземлюються або ізолюються від землі.

Глухозаземленою нейтраллю називається нейтраль трансформатора або генератора, приєднана до пристрою, що заземлює - сукупність заземлителя і провідників, що заземлюють.

Ізолюваною нейтраллю називають нейтраль трансформатора або генератора, не приєднану до пристрою, що заземлює. Мережі, нейтраль яких заземлена через набудовану індуктивність, що компенсує ємнісний струм мережі, називаються мережами з компенсованою нейтраллю.

При однофазному короткому замиканні на землю симетрія електричної системи порушується; змінюються напруги фаз щодо землі, з'являються струми короткого замикання, виникають перенапруги в мережах. Ступінь зміни симетрії залежить від режиму нейтралі, тобто від способу її заземлення. Вибір режиму нейтралі в електричних мережах напругою до 1000В визначається головним чином безпекою обслуговування мереж, а у високовольтних мережах, крім того, безперервністю електропостачання, надійністю роботи й економічністю електроустановок.

#### 3.3.1. Електричні мережі напругою до 1000В

Мережі напругою до 1000В виконуються тільки з заземленою або ізолюваною нейтраллю. Широкий клас мереж 380/220В вимагає глухого заземлення нейтралі (рисунок 3.7).

У багатьох випадках корпус електроустановки, приєднаного до чотирьохпровідної мережі, повинні мати металевий зв'язок із заземленою нейтраллю установки. Цей зв'язок здійснюється через нульовий провід, що прокладається на тих же опорах ПЛ, що і фазні проводи. У цьому випадку замикання на корпус будь-якої фази лінії призведе до короткого замикання з досить великим

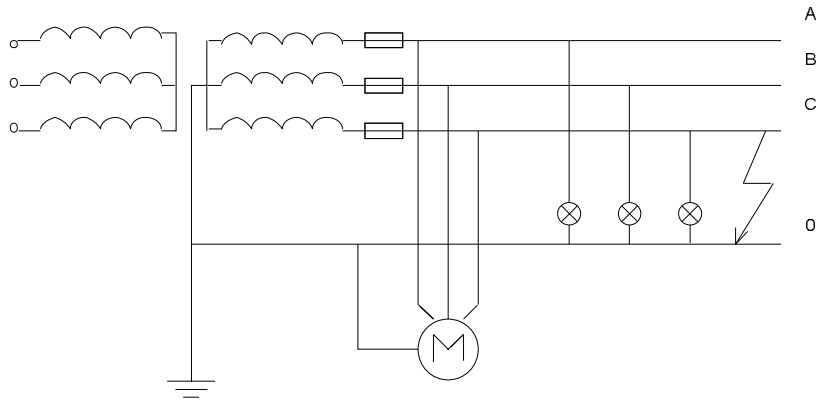


Рисунок 3.7 - Схема мережі 380/220В с глухозаземленою нейтраллю.

струмом, запобіжник uszkodженої фази перегорить і мережа буде продовжувати працювати в неповнофазному режимі. Напруга стосовно землі двох інших фаз, що залишилися в роботі, не перевищить фазної напруги.

У мережах з ізолюваною нейтраллю замикання фази на землю не викликає короткого замикання і не приводить до відключення uszkodженої фази. Мережа продовжує працювати в повнофазному режимі, але при цьому напруги двох неушкоджених фаз стосовно землі збільшуються до лінійних значень. Це створює небезпеку для персоналу і тому у всіх електроустановках з ізолюваною нейтраллю повинні бути забезпечені контроль ізоляції, швидке виявлення персоналом мережі замикань на землю і швидку їхню ліквідацію.

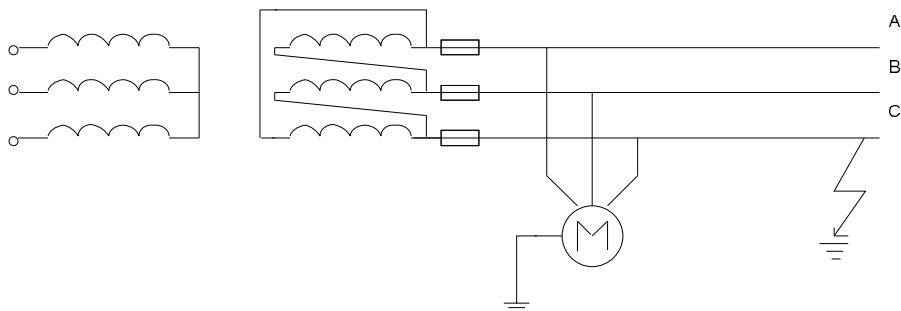


Рисунок 3.8 - Мережа з ізолюваною нейтраллю.

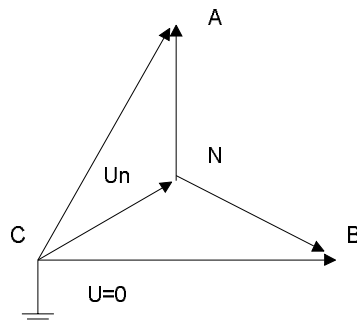


Рисунок 3.9 - Векторна діаграма напруг при замиканні фази на землю

### 3.3.2. Електричні мережі напругою понад 1000В

Електроустановки напругою понад 1000В поділяються на електроустановки з малими струмами замикання на землю ( $I_3 \leq 500\text{A}$ ), до яких відносяться мережі, що працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю, і електроустановки з великими струмами замикання на землю ( $I_3 > 500\text{A}$ ), що працюють із глухозаземленою нейтраллю.

Струм однофазного замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю визначається ємностями фаз мережі стосовно землі. При замиканні на землю однієї фази, наприклад фази С (рис.3.10) її напруга стосовно землі буде дорівнює нулю, а напруги двох інших фаз збільшаться в  $\sqrt{3}$  раз і кут зрушення між векторами цих напруг буде 60 гр. Ємнісний струм ушкодженої фази буде дорівнювати нулю, а ємнісні струми кожної неушкодженої фази збільшаться пропорційно росту напруг на ємності і будуть рівні  $\sqrt{3} I_{ca}$  й  $\sqrt{3} I_{cb}$ . Сумарний струм через ємності неушкоджених фаз дорівнює  $3I_c$  і утвориться як геометри-

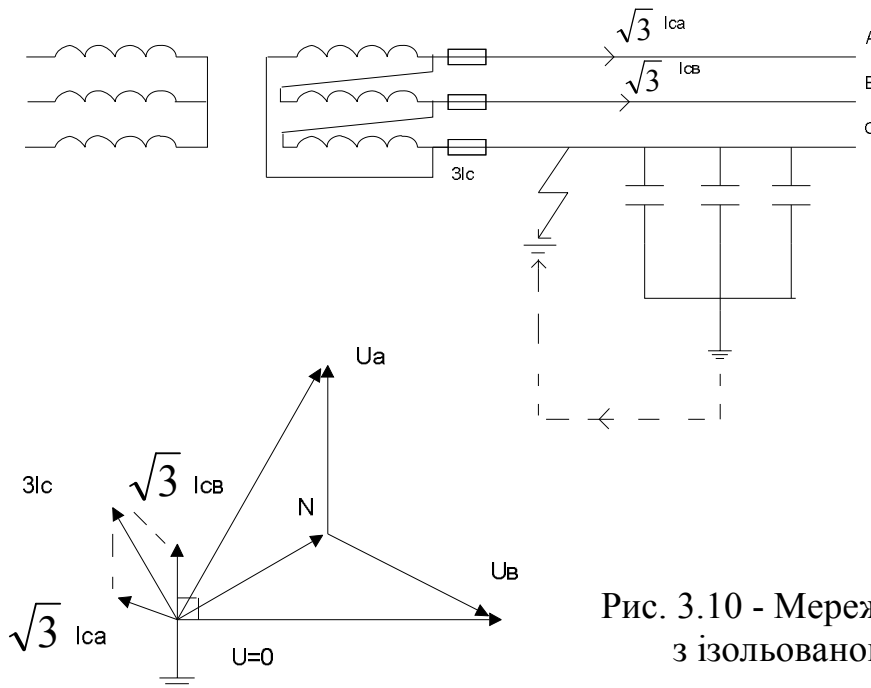


Рис. 3.10 - Мережа високої напруги з ізольованою нейтраллю .

чна сума струмів цих фаз. Результуючий струм буде проходити через місце замикання фази С на землю, замыкаючись через джерело живлення мережі.

При неметалічному замиканні на землю в місці замикання виникає перемежована дуга, що супроводжується повторними гасіннями і запалюваннями.

Між ємністю й індуктивністю мережі в цьому випадку з'являються вільні електромагнітні коливання високої частоти, унаслідок чого в мережі виникають перенапруги. Амплітуда дугових перенапруг у мережах 6-35 кВ може досягати значень  $3,2 U_{\phi}$  на неушкоджених фазах і  $2,2 U_{\phi}$  – на ушкодженій. У таких випадках мережі повинні працювати з компенсованою нейтраллю. Компенсація здійснюється включенням у нейтральний провід трифазної мережі індуктивного опору, що набудовується - дугогасящего реактора. На рисунку 3.11 показано схему найпростішої мережі з компенсованою нейтраллю. При замиканні в такій



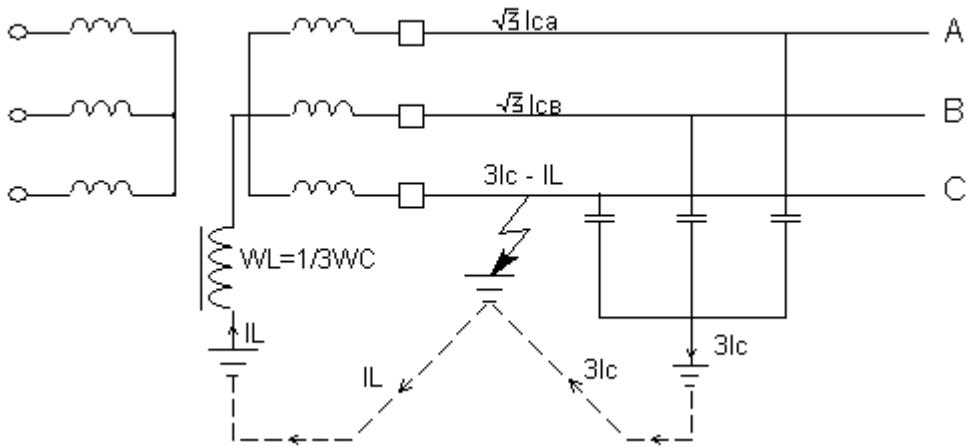


Рисунок 3.11 - Схема мережі з компенсованою нейтраллю

мережі однієї фази на землю напруга двох неушкоджених фаз стосовно землі, як і в мережі з ізолюваною нейтраллю збільшується в  $\sqrt{3}$  раз, а напруга нейтралі буде дорівнювати фазній напрузі. Під дією цієї напруги через дугогасящу котушку піде струм. Опір реактора (катушки) підбирають таким чином, щоб індуктивний струм  $I_L$  по величині дорівнював сумарному ємнісному струму  $3I_c$ . У цьому випадку струм у місці замикання фази на землю, що представляє собою геометричну суму цих двох струмів, буде дорівнювати нулю. Отже, дуга, що виникла, згасне. Таке настроювання реактора з повною компенсацією ємнісного струму називається резонансною.

У мережах 110, 220 кВ однофазні замикання на землю складають понад 75-85 % всіх ушкоджень. У мережах більш високої напруги інші види ушкоджень зустрічаються ще рідше. При КЗ ЛЕП відключаються. При комутаціях у мережі виникають перенапруги, що впливають на вибір ізоляції. Тому необхідно приймати міри для їхнього зниження. У мережах напругою 110 кВ і вище застосовують глухе заземлення всіх трансформаторів і автотрансформаторів. Коефіцієнтом замикання на землю називаються відношення різниці потенціалів між неушкодженою фазою і землею в точці замикання однієї або двох інших фаз до різниці потенціалів між неушкодженою фазою і землею в цій точці до замикання. Електричною мережею з ефективно заземленою нейтраллю називається трифазна електрична мережа, у якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4.

### Контрольні питання.

1. Схема заміщення повітряної лінії електропередач.
2. Формули для розрахунку параметрів ЛЕП.
3. Схема заміщення двохобмотувального трансформатора.
4. Розрахунок параметрів двохобмотувального трансформатора.
5. Схема заміщення трьохобмотувального трансформатора.
6. Розрахунок параметрів трьохобмотувального трансформатора.
7. Особливості трансформаторів з розщепленою обмоткою.

8. Схема заміщення автотрансформатора.
9. Прохідна і типова потужності автотрансформатора.
10. Режими нейтралі електричних мереж.
11. Режими нейтралі в електричних мережах до 1 кВ.
12. Режими нейтралі в електричних мережах понад 1 кВ.

#### 4. Статичні характеристики навантажень споживачів \1,3,7,8\

Найпоширеніший вид споживачів – асинхронні двигуни. Вони розрізняються по номінальній потужності, завжди споживають реактивну потужність, але можуть працювати при різних значеннях  $\cos\phi$  у залежності від навантаження. Синхронні двигуни генерують реактивну потужність, у ряді випадків їхня номінальна потужність дуже велика. Комунально-побутове навантаження – освітлення, нагрівальні прилади і т.д. – раніше вважалося переважно активним. Збільшення числа двигунів, пирососи, пральні машини, кондиціонери, холодильники, приводить до росту реактивної потужності комунально-побутового навантаження. Зростає питома вага спеціальних видів навантаження – випрямлячів і інверторів, електрохімії й електрометалургії, наприклад, електродугового навантаження і дугових сталеплавильних печей, електрифікованого транспорту. Істотну частину в споживанні електроенергії складають втрати в мережах. Склад типового навантаження приведений нижче.

- |   |      |
|---|------|
| 1. Дрібні асинхронні двигуни.....                         | 34 % |
| 2. Великі асинхронні двигуни.....                         | 14 % |
| 3. Освітлення.....  | 25 % |
| 4. Випрямлячі, інвертори, печі і нагрівальні прилади..... | 10 % |
| 5. Синхронні двигуни.....                                 | 10 % |
| 6. Втрати у мережах.....                                  | 7 %  |

У розрахунках сталих режимів навантаження споживачів звичайно представляються у виді потужностей, але протягом часу відбувається зміна потужності і розрахований режим є миттєвим, тобто для визначеного моменту часу. У багатьох випадках навантаження представляються в розрахунках постійними значеннями потужностей  $P$  і  $Q$ .

Споживана потужність у ЕЕС змінюється при зміні напруги і частоти. Найважливіша характеристика навантаження споживача – значення її активної і реактивної потужностей, що залежать від напруги і частоти.

Статичні характеристики навантаження по напрузі  $P_n(U)$ ,  $Q_n(U)$  або по частоті  $P_n(f)$ ,  $Q_n(f)$  – це залежності активної і реактивної потужностей від напруги або частоти при повільних змінах параметрів режиму. Маються на увазі такі повільні зміни параметрів режиму, при яких кожне їхнє значення відповідає сталому режиму. Динамічні характеристики навантаження – це ті ж залежності, але при швидких змінах параметрів режиму. Динамічні характеристики відповідають перехідним режимам і враховують швидкість зміни їхніх параметрів.

#### 4.1. Освітлювальне навантаження

Навантаження з ламп накаливання містить тільки активний опір ниток ламп  $r_n$  і не споживають реактивної потужності. Активна потужність не залежить від частоти і пропорційна квадрату напруги, якщо вважати  $r_n = \text{const}$ :  $P = U^2 / r_n \equiv U^2$ . Якщо враховувати залежність опору ниток ламп від напруги, то активна потужність освітлювального навантаження пропорційна напрузі в ступені 1,6.

#### 4.2. Асинхронний двигун

Прийmemo, що механічний момент  $M_{\text{мех}}$  постійний, тобто не залежить від кутової швидкості  $\omega$ , отже, і від ковзання  $s$ . Спрощена  $\Gamma$ -образна схема заміщення асинхронного двигуна приведена на рис.4.1. У цій схемі не враховуються втрати активної потужності в статорі і магнітопроводі. Активна потужність за схемою заміщення дорівнює:

$$P = 3I^2 \frac{r_2}{s} = \frac{U^2}{(r_2/s)^2 + x_s^2} \frac{r_2}{s} = \frac{U^2 s r_2}{r_2^2 + (s X_s)^2}. \quad (1)$$

Будемо приблизно вважати

$$M_{\text{мех}} = \frac{P_{\text{мех}}}{\omega_0} = \frac{P}{\omega_0} = 3I^2 \frac{r_2}{s} \frac{1}{\omega_0}. \quad (2)$$

При  $M_{\text{мех}} = \text{const}$ ,  $\omega_0 = 1$  можна вважати, що відносні значення моменту і потужності рівні і з останнього виразу випливає, що  $3I^2 \frac{r_2}{s} = \text{const}$ , тобто ковзання пропорційне квадрату струму  $s \equiv I^2$ . Відповідні (1) залежності активної потужності АД від ковзання  $P(s)$  при різних значеннях напруги, а також залежність ковзання від напруги  $s(U)$  приведені на малюнках нижче.

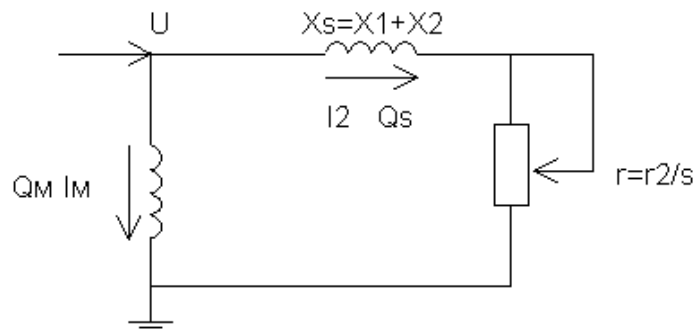


Рисунок 4.1 – Схема заміщення асинхронного двигуна

Характеристика  $P = f(s)$  асинхронного двигуна при різних значеннях підведеної напруги  $U_*$  і відповідна їй залежність  $s = f(U)$ .

При  $P_{\text{мех}} = \text{const}$  кожному значенню напруги  $U_{\text{кр}}^* < U_* < U_0^*$  відповідають два значення ковзання  $s$ , тобто два режими при який активна потужність двигуна дорівнює механічній потужності робочої машини, тобто навантаженню на валу  $P = P_{\text{мех}}$ . Режимми при  $dP/ds < 0$  не стійкі – точки 5,6,7, а при  $dP/ds > 0$  – стійкі – то-

чки 1,2,3. Для заданого значення  $P_{\text{мех}}$  існує граничний режим при критичних значеннях напруги і ковзання  $s_{\text{кр}}$  і  $U_{\text{кр}}$  – точка 4. У граничному режимі  $dP/ds=0$ . При напругах менше критичної робота двигуна неможлива, тому що його максимальна електрична потужність менше механічної потужності навантаження,  $P < P_{\text{мех}}$ . Фізично при  $U < U_{\text{кр}}$  двигун буде гальмуватися, струм і реактивна потужність будуть різко зростати, а потім двигун зупиниться – перекинеться.

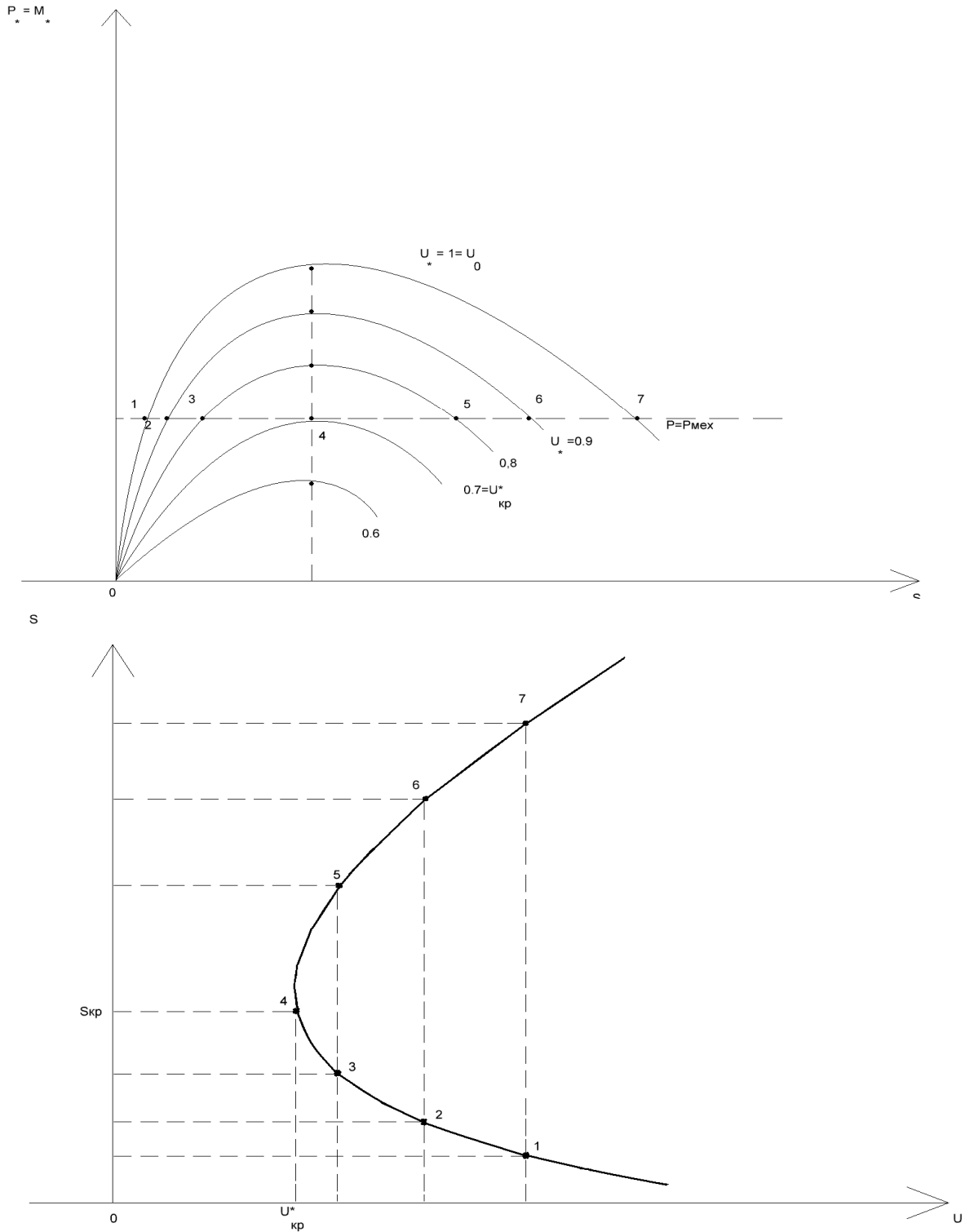


Рисунок 4.2 – Статичні характеристики асинхронного двигуна

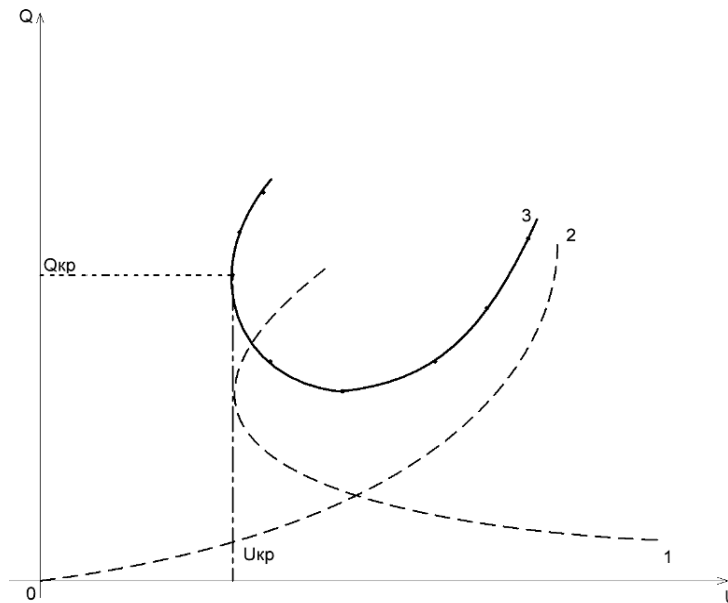


Рисунок 4.3 – Залежність реактивної потужності АД від напруги мережі

Звичайно АД працюють з великим запасом стійкості, тобто далеко від граничного режиму. До перекидання приводять тільки дуже великі зниження напруги – до 20÷40%  $U_{ном}$ . Реактивна потужність АД має дві складові  $Q=Q_M+Q_S$ , де  $Q_M$  – потужність, що намагнічує, зв'язана зі струмом, що намагнічує,  $I_M$ ;  $Q_S$  – потужність розсіювання, або реактивна потужність, що поглинається в  $X_s$ .

Потужність, що намагнічує, залежить від квадрата напруги  $Q_M=U^2/X_M$ . При  $X_M=const$  це парабола. При урахуванні зменшення  $X_M$  з насиченням магнітного кола АД залежність  $Q_M$  відхиляється від параболи. Потужність, виділювана в  $X_s$ , пропорційна квадрату струму  $Q_S=3I^2 X_s$ . При постійному механічному моменті справедливе співвідношення  $s \equiv I^2$ . Тому залежність  $Q_S(U)$  має той же вид, що і  $s(U)$ . Уся споживана АД реактивна потужність  $Q$  зображена у виді кривої 3. Граничний або критичний режим при  $Q_{кр}$ ,  $U_{кр}$  відповідає граничному режиму в точці 4. У граничному режимі  $dU/dQ=0$ . Активна потужність  $P(U)$  приймається незалежною від напруги оскільки в невеликих межах зміни напруги в споживачів зміни швидкості АД будуть невеликими. При невеликих змінах швидкості механічна й активна потужності двигуна змінюються незначно.

### 4.3 Синхронна машина.

Синхронний двигун може бути представлений схемою заміщення приведеної на рисунку нижче, у якій не враховують втрати активної потужності в статорі.

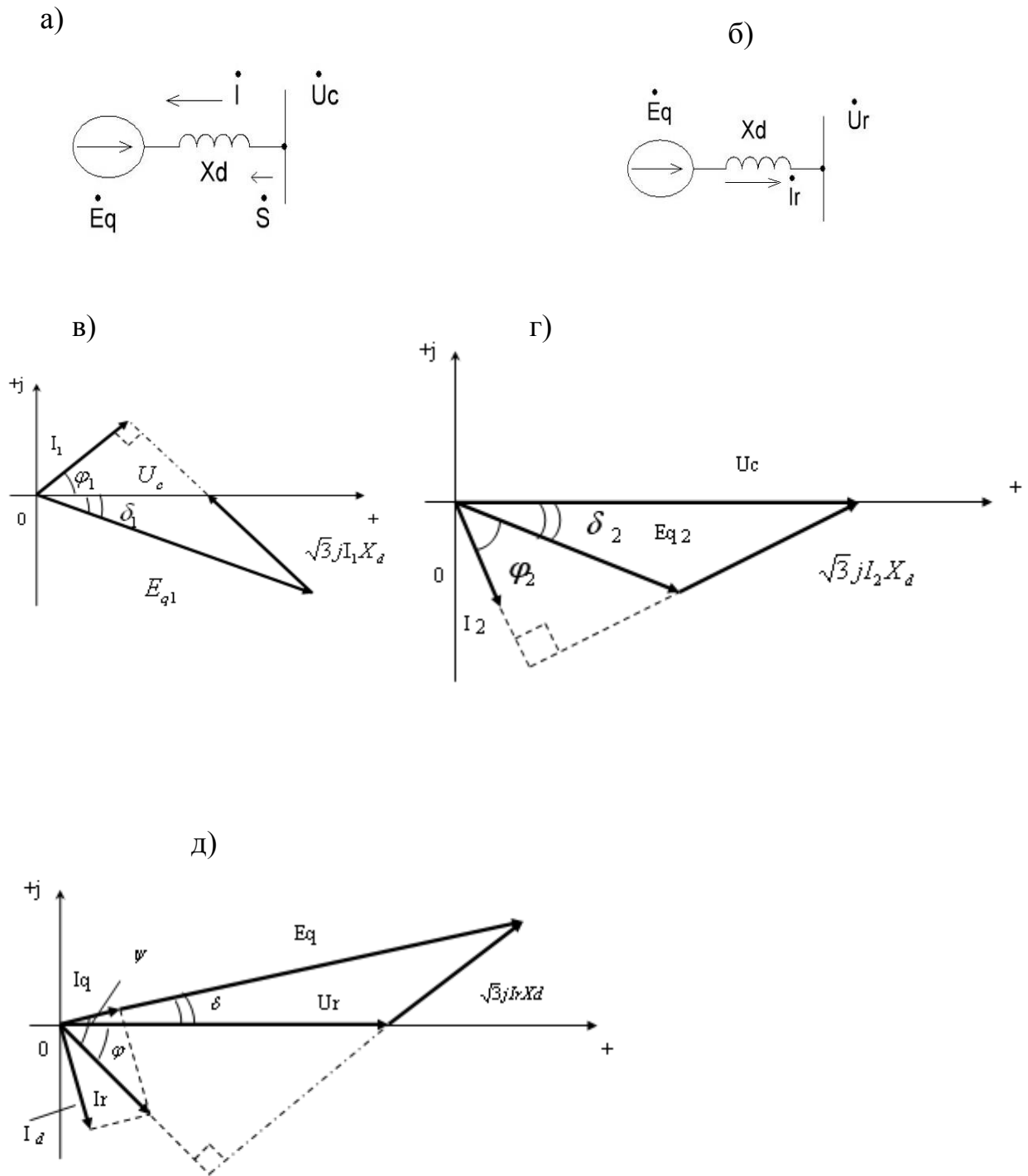


Рисунок 4.4 – Векторні діаграми синхронної машини

- а), б) – схеми заміщення синхронного двигуна і генератора;  
 в), г) – векторні діаграми синхронного двигуна в режимах перезбудження і недо-  
 збудження;  
 д) – векторна діаграма синхронного генератора в режимі перезбудження.

Векторні діаграми спрощені. Для двигуна напруга мережі  $U_c$  врівноважується зворотною ЕРС  $E_q$  і індуктивним спаданням напруги

$$U_c = E_q + j\sqrt{3} I X_d. \quad (3)$$

Рисунок в) відповідає режиму перезбудження, коли при великому струмі збудження буде  $E_{q1} > U_c$ . При перезбудженні вектор струму статора  $\dot{I}_1$  випереджає по фазі вектор напруги мережі  $U_c$  тобто струм  $\dot{I}_1$ , споживаний з мережі, має ємнісну складову. Синхронний двигун при перезбудженні споживає ємнісний струм і генерує реактивну потужність.

$$3 \text{ (3) одержимо } \dot{I} = \frac{U_c - E_q}{j\sqrt{3}X_d}. \quad (4)$$

Використовуючи (4) виразимо  $P$  і  $Q$  синхронного двигуна через  $E_q$  і  $U_c$ .

$$S = P + jQ = \sqrt{3} U_c \dot{I}^* = \frac{U_c^* - E_q^*}{-jX_d} U_c. \quad (5)$$

Кут між напругою мережі  $U_c$  і зворотною ЕРС  $E_q$  позначається через  $\delta$  і називається кутом навантаження.

Врахуємо, що  $U_c \cdot U_c^* = U_c^2$ . З векторних діаграм в) і г) випливає, що  $E_q = E_q(\cos \delta - j \sin \delta)$ . Підставимо в (5)

$$S = P + jQ = j \frac{U_c^2 - U_c E_q (\cos \delta + j \sin \delta)}{X_d}. \quad (6)$$

З (6) випливають наступні вирази для активної і реактивної потужностей синхронного двигуна

$$P = \frac{U_c E_q \sin \delta}{X_d}; \quad (7) \quad Q = \frac{U_c^2}{X_d} - \frac{U_c E_q \cos \delta}{X_d}. \quad (8)$$

При перезбудженні синхронний двигун споживає  $P$  і генерує  $Q$ . Останнє видно з того, що  $E_{q1} \cos \delta_1 > U_c$  і в (8)  $Q < 0$ . Відповідно до прийнятих позначень реактивна потужність ємнісного навантаження має знак мінус. Синхронний двигун у режимі перезбудження має той же знак  $Q$ , що і ємнісне навантаження, тобто генерує  $Q$ . Рисунок г) відповідає режиму недозбудження, коли при малому струмі збудження  $E_{q2} < U_c$ . При недозбудженні вектор  $\dot{I}_2$  відстає по фазі від вектора  $U_c$ , тобто струм  $\dot{I}_2$ , споживаний з мережі, має індуктивну складову. СД у такому випадку споживає індуктивний струм і реактивну потужність. Це видно з того, що  $E_{q2} \cos \delta_2 < U_c$  і в (8)  $Q > 0$ . З (7) видно, що  $P > 0$ , тобто в обох режимах споживається активна потужність. Статичні характеристики СД із незалежним збудженням по напрузі показані на рисунку.

Характеристики приведені у відносних одиницях. Криві 1,2,3 – це залежності  $Q^* = Q/Q_{\text{ном}}$  від напруги відповідно при  $X_d = 0,5; 1$  і  $2$ . Момент на валу й активна потужність двигуна постійні, тобто  $P^* = M^* = \text{const}$ . Для синхронного генератора найпростіша схема заміщення і відповідна їй векторна діаграма в режимі перезбудження приведені на рисунках б) і д). ЕРС генератора  $E_q$  врівноважується індуктивним спаданням напруги і напруги на шинах генератора  $U_r$

$$E_q = U_r + j\sqrt{3}I_r X_d. \quad (9)$$

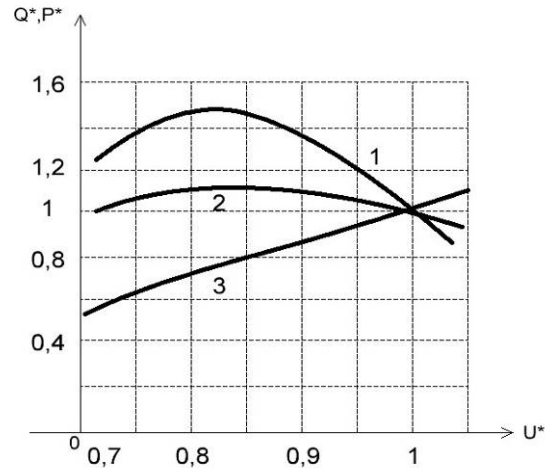


Рисунок 4.5 – Статичні характеристики синхронної машини

У генераторі  $E_q$  випереджає  $U_r$  і генерується активна потужність

$$P_r = \sqrt{3}U_r I_r \cos \varphi > 0.$$

У двигуні  $E_q$  відстає від  $U_c$  і споживається активна потужність

$$P_{дв} = \sqrt{3}U_c I \cos \varphi < 0.$$

Для синхронного генератора аналогічно (4) можна записати

$$I_r = \frac{E_q - U_r}{j\sqrt{3}X_d} \quad (10)$$

$$S = P + jQ = \sqrt{3}U_r I_r^* = \frac{E_q^* - U_r^*}{-jX_d} U_r. \quad (11)$$

Для генератора справедливо  $E_q = E_q(\cos \delta + j \sin \delta)$ ; Підставляємо в (11) і одержимо  $E_q^* = E_q(\cos \delta - j \sin \delta)$ .

$$S = j \left[ \frac{U_r E_q (\cos \delta - j \sin \delta) - U_r^2}{X_d} \right] = \frac{U_r E_q \sin \delta}{X_d} + j \left[ \frac{U_r E_q \cos \delta - U_r^2}{X_d} \right]$$

$$P = \frac{U_r E_q \sin \delta}{X_d}; \quad (12)$$

$$Q = \frac{U_r E_q \cos \delta}{X_d} - \frac{U_r^2}{X_d}. \quad (13)$$

Напруги на шинах генератора  $U_r < E_q \cos \delta$  і генератор у режимі перезбудження віддає реактивну потужність у мережу, тобто  $Q > 0$ .

Опір генератора і його ЕРС враховуються при розрахунках перехідних процесів. У розрахунках сталих режимів електричних мереж, як правило, не



враховуються  $X_d$  і  $E_q$ , а генератор представляється джерелом, підключеним до шин генераторної напруги.

Джерела, що представляють генератори електричних станцій, можуть задаватися при розрахунках сталих режимів у такий спосіб.

1. Постійні активна і реактивна потужності  $P_r = \text{const}, Q_r = \text{const}$ . Завдання постійної активної потужності відповідає реальним умовам роботи генераторів у ЕС. Вона підтримується за рахунок регулювання частоти на генераторах. Завдання постійної реактивної потужності не відповідає реальному керуванню режимів у ЕС, тому що на генераторах немає регуляторів реактивної потужності. Завдання  $Q_r = \text{const}$  буває необхідно при розрахунках оптимальних режимів, наприклад, у тих випадках, коли  $Q_r$  необхідно прийняти рівним його граничному значенню. Звичайно для вузлів, що генерують, при фіксованих  $P_r$  та  $Q_r$  не відомий модуль і фаза напруги  $U_r$  і  $\delta_r$  вузла.

Постійні активна потужність і модуль напруги  $P_r = \text{const}, U_r = \text{const}$ . У цьому випадку змінними є реактивна потужність і фаза напруги. Вузли з вільною реактивною потужністю при  $P_r = 0$  відповідають синхронним компенсаторам або при  $P_r \neq 0$  - генераторам. Такі вузли називають балансуєчими по реактивній потужності. Завдання постійного модуля напруги при  $Q_r = \text{var}$  відповідає реальним умовам роботи генераторів або синхронних компенсаторів з регуляторами напруги, що підтримують  $U_r = \text{const}$ .

2. Постійні модуль і фаза напруги  $U_r = \text{const}, \delta_r = \text{const}$ . У таких вузлах змінними є активна і реактивна потужності, тобто  $P_r = \text{var}; Q_r = \text{var}$ . Цей спосіб завдання вихідних даних відповідає вузлам, що балансують по активній і реактивній потужностях і базисним по напрузі. Такі вузли називають балансуєчими. У розрахунках сталих режимів, а також при їхній оптимізації можливе завдання декількох балансуєчих вузлів. Кожний з них відповідає станції, що бере участь у регулюванні частоти – приймаючий на себе небаланси активної потужності і стабілізуючої при цьому частоту в системі. Введення одного або декількох балансуєчих вузлів припускає сталість частоти в ЕС.

#### 4.4 Статичні характеристики комплексного навантаження

На кожному промисловому підприємстві маються різні розглянуті вище види споживачів; асинхронні і синхронні двигуни, освітлювальне навантаження та інше. Співвідношення різних видів навантаження може бути всіляким. При розрахунках режимів електричних мереж до шин підстанції можуть бути підключені кілька підприємств, а в ряді випадків вузол навантаження відповідає цілому району, що приводить до ще великих можливих розходжень у складі навантажень. Статичні характеристики потужності в таких випадках доцільно знімати досвідченим шляхом, вимірюючи залежності  $P_H(U), Q_H(U), P_H(f), Q_H(f)$  у вузлах навантаження. Типові узагальнені статичні характеристики навантажень, отримані для характерного у вітчизняних електричних мережах складу

навантаження, показані на рисунку нижче. Для зручності потужності, напруга і частота дані у відносних одиницях і приведені до номінальних значень.

За одиницю прийнято значення напруги  $U_H^0$ , частоти  $f_H^0$ , активної  $P_H^0$ , і реактивної  $Q_H^0$  потужностей у вихідному режимі. Щоб знайти значення потужності в новому режимі, що відрізняється від вихідного треба для відносних величин напруги і частоти в новому режимі  $U_H^* = U / U_H^0$ ,  $f_H^* = f / f_H^0$  знайти по статичних характеристиках відповідні відносні значення потужностей  $P_H^*$  і  $Q_H^*$  і помножити на них значення потужностей у вихідному режимі, тобто  $P_H = P_H^* P_H^0$ ;  $Q_H = Q_H^* Q_H^0$ .

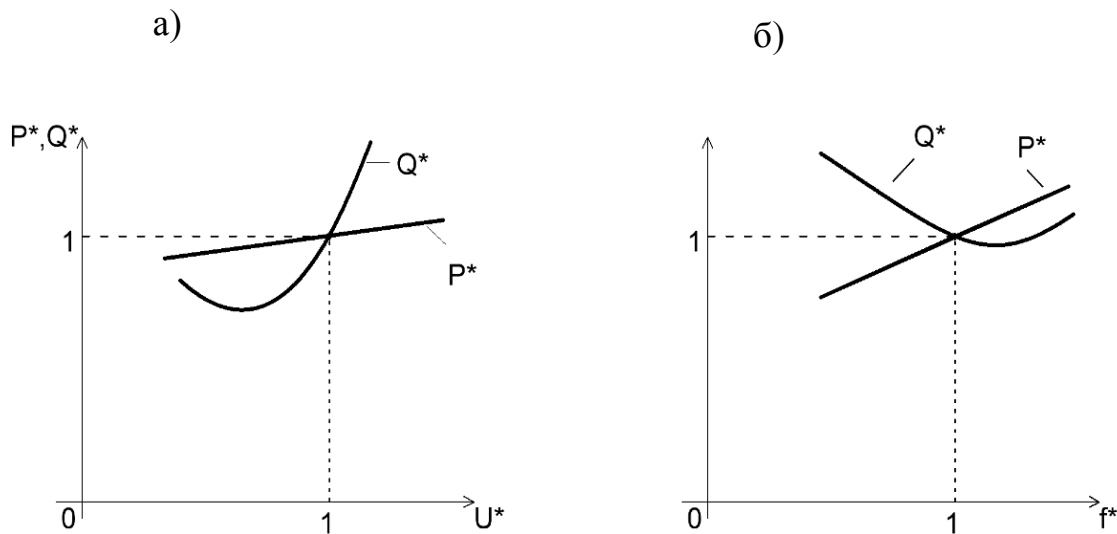


Рисунок 4.6 - Статичні характеристики навантаження по напрузі а) і по частоті б)

Таким чином, навантаження в розрахунках можуть бути представлені своїми статичними характеристиками. Звичайно це робиться апроксимуючими поліномами 2-й ступеня окремо по напрузі і частоті. Наприклад, по  $U$

$$P(U) = P_0 \left[ a_0 + a_1 \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + a_2 \left( \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right]; \quad Q(U) = Q_0 \left[ b_0 + b_1 \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + b_2 \left( \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right].$$

Тут  $a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2$  - коефіцієнти, отримані шляхом підбора апроксимуючого полінома, наприклад методом найменших квадратів. Апроксимація виконується при розрахунках режимів на ЕОМ, і вона може іноді проводитися за допомогою показових функцій. Як правило, інтерес представляють статичні характеристики комплексного навантаження, що містить у собі навантаження різних електроприймачів. При малих відхиленнях значень  $U$  і  $f$  у сталих режимах зміни потужностей можна одержати по лінеаризованим співвідношенням

$$\Delta P = \frac{\partial P}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f = a_u \Delta U + a_f \Delta f;$$

$$\Delta Q = \frac{\partial Q}{\partial U} \Delta U + \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f = b_u \Delta U + b_f \Delta f.$$

Тут  $a_u, a_f, b_u, b_f$  - коефіцієнти, що характеризують ступінь зміни активного і реактивного навантажень по напрузі і частоті, називані регулюючими ефектами.

Регулюючим ефектом навантаження називають ступінь зміни активної і реактивної потужностей навантаження при зміні напруги або частоти. Чисельно регулюючий ефект характеризується значеннями частиних похідних  $\partial P_H / \partial U, \partial Q_H / \partial U, \partial P_H / \partial f, \partial Q_H / \partial f$ . З них завжди позитивні  $\partial P_H / \partial U$  і  $\partial P_H / \partial f$ . Тому  $P_H$  зменшується при зниженні як напруги так і частоти. Характеристики  $Q_H^*(U), Q_H^*(f)$  мають V-образний характер, тобто мають точку мінімуму, після якої при зменшенні  $U$  і  $f$  реактивна потужність зростає. Нормальним сталим режимам відповідають перша частина від точки мінімуму характеристики  $Q_H^*(U)$  і ліва частина  $Q_H^*(f)$ . На цих робочих частинах характеристик регулюючі ефекти  $\partial Q_H / \partial U$  і  $\partial Q_H / \partial f$  мають різні знаки. При зменшенні  $U$  збуває  $Q_H$ , а при зменшенні  $f$  росте  $Q_H$ .

#### 4.5 Завдання навантажень у розрахунках режимів електричних мереж

Параметри пасивних елементів електричної мережі - ліній і трансформаторів – у розрахунках приймаються постійними, ці елементи розглядаються як лі-

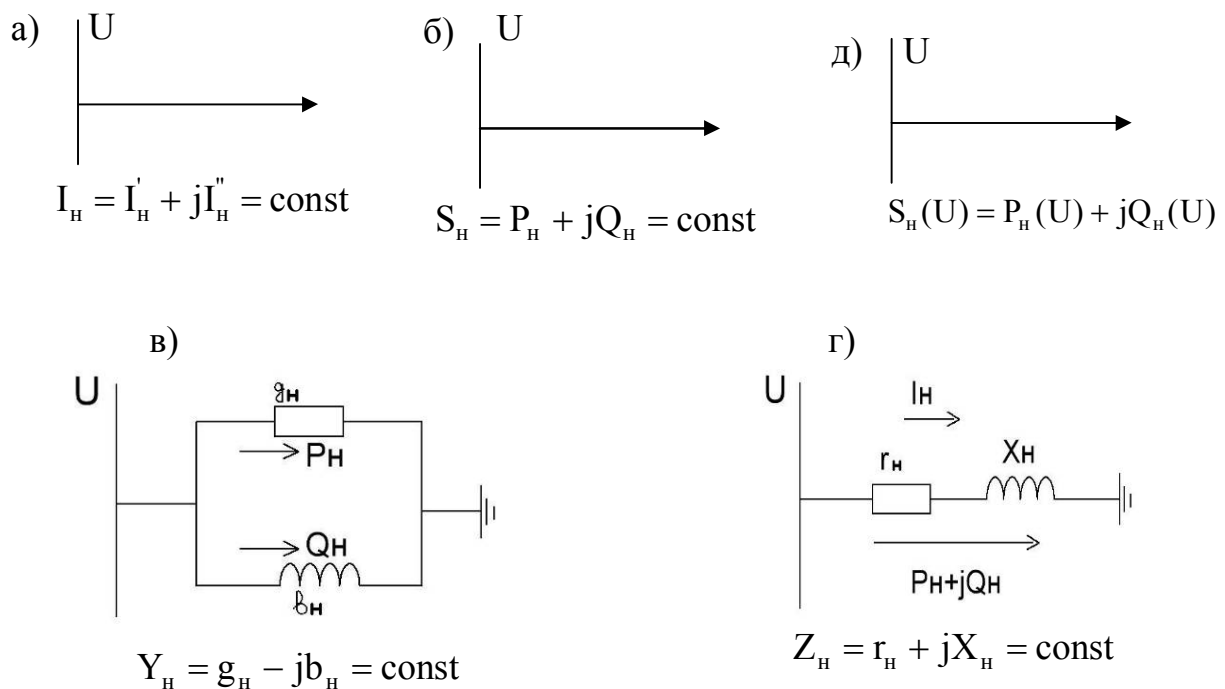


Рисунок 4.7 - Способи завдання навантажень при розрахунках режимів

нійні.

Активні елементи схем заміщення електричних мереж – навантаження і генератори – представляються у виді лінійних або нелінійних джерел. У залежності від способу завдання навантажень і генераторів рівняння сталого режиму лінійні або нелінійні. Способи завдання навантажень і генераторів при розрахунках режимів залежать від виду мережі і цілей розрахунку.

а) постійний по модулю і фазі струм; б) постійна по модулю потужність; в), г) постійні провідність або опір; д) статичні характеристики навантаження по напрузі.

Навантаження задається постійним по модулю і фазі струмом рис. а)

$$I_n = I_n' + jI_n'' = \text{const.} \quad (14)$$

Така форма представлення навантаження застосовується при всіх розрахунках розподільних мереж низької напруги  $U < 1000\text{В}$ . Так само задається навантаження в міських, сільських і промислових мережах з напругою  $U \leq 35\text{ кВ}$ . У розподільних мережах джерелами живлення є шини низької напруги районних підстанцій. Як правило, передбачається, що напруга джерела живлення відома.

При завданні навантаження у виді постійного струму сталий режим описується системою лінійних алгебраїчних рівнянь. Особливість цих рівнянь у тім, що відсутні ЕРС у гілках, а в навантажувальних вузлах задані джерела струму. Завдання струму у виді (14) при розрахунках живильних мереж приводить до дуже великих погрешностей, що є неприпустимим.

Навантаження задається постійною по величині потужністю рис. б):

$$P_n = \text{const}; Q_n = \text{const} \quad \text{або} \quad S_n = P_n + jQ_n = \text{const.} \quad (15)$$

Використовується при розрахунках сталих режимів живильних і розподільних мереж високої напруги. У живильних мережах  $S_n = \text{const}$  задається при невідомій напрузі у вузлі. Це значить, що у вузлі задане нелінійне джерело струму, потужність якого залежить від напруги вузла

$$I_n = \frac{S_n^*}{\sqrt{3}U^*} = \frac{P_n - jQ_n}{\sqrt{3}U^*} = \text{var.} \quad (16)$$

При використанні (15) і (16) рівняння сталого режиму живильної мережі нелінійні. Розрахунки поточного режиму проводяться в потужностях, а не в струмах.

Цей спосіб завдання навантаження є досить точним для електричних систем, цілком забезпечених пристроями регулювання напруги. У цих умовах при змінах режиму напруги на навантаженні практично не міняється і повна потужність навантаження залишається постійною.

У дійсності в споживачів не забезпечується підтримка постійної по модулю напруга. У цьому випадку завдання постійної потужності навантаження споживачів приводить до помилок у розрахунках статичних режимів живильних мереж у порівнянні з урахуванням характеристик  $P_n(U)$  і  $Q_n(U)$ . Ця помилка тим більше, чим більше відрізняються напруги споживачів від номінального.

Навантаження представляється постійною провідністю або постійним опором рис. в), г).

$$Y_H = g_H - jb_H = \text{const} \quad \text{або} \quad Z_H = r_H + jX_H = \text{const}.$$

При послідовному з'єднанні елементів їх опори обчислюють по формулах

$$Z_H = \frac{U_{\phi H}}{I_H} = \frac{U_H}{\sqrt{3}I_H} = \frac{U_H U_H^*}{\sqrt{3}U_H^* I_H} = \frac{U^2}{S_H^*} = \frac{U^2 S_H}{S_H^* S_H} = \frac{U^2 S_H}{S^2} = \frac{U^2}{S^2} (P_H + jQ_H) = r_H + jX_H.$$

$$r_H = \frac{U^2}{S^2} P_H; \quad X_H = \frac{U^2}{S^2} Q_H; \quad P_H = S \cos \varphi; \quad Q_H = S \sin \varphi; \quad r_H = \frac{U^2}{S} \cos \varphi; \quad x_H = \frac{U^2}{S} \sin \varphi.$$

При паралельному з'єднанні елементів провідності обчислюють за формулами

$$Y_H = \frac{1}{Z_H} = \frac{S_H^*}{U^2} = \frac{P_H - jQ_H}{U^2} = g_H - jb_H; \quad g_H = \frac{P_H}{U^2}; \quad b_H = \frac{Q_H}{U^2}.$$

$$g_H = \frac{S}{U^2} \cos \varphi; \quad b_H = \frac{S}{U^2} \sin \varphi.$$

По параметрах схеми в) можна обчислити параметри схеми г) і навпаки. Покажемо це

$$Z_H = \frac{1}{Y_H} = \frac{1}{g_H - jb_H} = \frac{g_H + jb_H}{g_H^2 + b_H^2} = r_H + jX_H; \quad r_H = \frac{g_H}{g_H^2 + b_H^2}; \quad X_H = \frac{b_H}{g_H^2 + b_H^2}.$$

$$Y_H = \frac{1}{Z_H} = \frac{1}{r_H + jX_H} = \frac{r_H - jX_H}{r_H^2 + X_H^2} = g_H - jb_H; \quad g_H = \frac{r_H}{r_H^2 + X_H^2}; \quad b_H = \frac{X_H}{r_H^2 + X_H^2}.$$

Представлення навантаження у виді опорів або провідностей відповідає залежності потужності від напруги. Це наближає моделювання навантаження схемами заміщення до статичних характеристик по нарузі. Рівняння сталого режиму нелінійні. Завдання постійних параметрів навантаження використовуються при розрахунку електромеханічних перехідних процесів.

Статичні характеристики навантажень по нарузі більш повно відбивають властивості навантаження, чим у випадку завдання постійного струму, або потужності провідності, але їхнє використання приводить до ускладнення розрахунків. У багатьох випадках ці характеристики не відомі і можливе застосування лише типових. Урахування статичних характеристик по нарузі впливає на результати розрахунку післяаварійних сталих режимів, коли напруга сильно відрізняється від номінальної. Статичні характеристики навантаження по частоті повинні враховуватися при розрахунках післяаварійних сталих режимів, у яких має місце дефіцит потужності і частота відрізняється від номінальної. Такі розрахунки сталих режимів враховують зміну частоти і застосовуються для аналізу дії пристроїв регулювання частоти.

### Контрольні питання.

1. Особливості освітлювального навантаження.
2. Характерні точки статичних характеристик асинхронного двигуна.
3. Як будується залежність реактивної потужності АД від напруги мережі.
4. Векторні діаграми синхронної машини в різних режимах роботи.
5. Схеми заміщення синхронного двигуна і генератора.

6. Вирази для розрахунку статичних характеристик синхронної машини.
7. Статичні характеристики вузла навантаження.
8. Види завдання навантажень в схемах заміщення електричних мереж.

## 5. Розрахунок режимів розімкнутих схем електричних мереж \1,3,7,8,10\

### 5.1 Схеми електричних систем

Електрична система – це електричне коло, призначене для виробництва, розподілу і споживання електроенергії. Схемою заміщення електричного кола називають графічне зображення електричного кола, що показує послідовність з'єднання її ділянок і відображає властивості розглянутого електричного кола. Електричне коло і відповідно її схема містять гілки, вузли й у загальному випадку контури.

Гілкою називають ділянку електричного кола, що складається з послідовно з'єднаних елементів з тим самим струмом.

Вузлом називають місце з'єднання двох або більшого числа гілок. Однією гілкою може бути джерело струму. Контур – це будь-який замкнутий шлях, що проходить по декількох гілках.

Якщо схема електричного кола не містить контурів, то вона називається розімкнутою.

Розрізняють переборні і непереборні вузли і контури. Переборний вузол – це такий вузол, у якому з'єднуються тільки дві гілки. Переборний контур утвориться тільки двома гілками, вузли і контури можна легко усунути, застосовуючи відоме положення про послідовне і паралельне з'єднання, якщо в число гілок, що з'єднуються в даному вузлі, не входять нелінійні джерела струму. Надалі будемо говорити про непереборні вузли і контури.

У розімкнутих мережах живлення кожного навантаження можна здійснювати тільки з однієї сторони. Кожен вузол одержує живлення не більш ніж по одній гілці. У випадку відключення будь-якої гілки припиняється живлення всіх навантажень, потужність яких тече по цій гілці (рис. а).



Рисунок 5.1 - Схема з'єднання електричної мережі:

а) розімкнута мережа; б) замкнута мережа.

Схема, що містить хоча б один контур, називається замкнутою. У замкнутій мережі є хоча б один вузол, що одержує живлення по двох або більш гілках (рис. б). Відключення якої-небудь гілки не приводить до припинення живлення. Елементи електричних схем поділяються на активні і пасивні. Пасивні елементи схем заміщення (опори, провідності) створюють шляхи для проходження

електричних струмів. Пасивні елементи (гілки) електричних систем звичайно розділяють на подовжні і поперечні.

Поперечні пасивні елементи – це гілки, включені між вузлами схеми і нейтраллю, тобто вузлом, що має напругу рівну нулю.

Подовжні елементи – це гілки, що з'єднують усі вузли, крім вузла з напругою, рівною нулю, тобто подовжні гілки не з'єднані з нейтраллю. Подовжні гілки включають активні й індуктивні опори ліній електропередачі й обмоток трансформаторів, ємності пристроїв подовжньої компенсації.

Поперечні пасивні елементи відповідають провідностям ліній електропередачі на землю, реакторам і конденсаторам, включеним на землю. У деяких випадках втрати в сталі трансформаторів представляються в схемі заміщення як поперечні провідності.

Активні елементи схем заміщення – джерела ЕРС і струму. Для них найбільш характерним є те, що вони визначають напругу або струми в точках свого приєднання до мережі незалежно від її інших параметрів. Джерела ЕРС у розрахунках електричних систем використовуються рідко. В основному мова йде про джерела струму.

Джерела струму в розрахунках електричних систем задають навантаження споживачів і генератори електричних станцій. Саме в цих активних елементах споживається і генерується потужність.

Методи аналізу статичних режимів електричних систем і мереж (ЕСМ) розділяють на традиційні і формалізовані. Перші склалися на протязі багатьох років. Ці методи базуються на прямому використанні основних законів електричних кіл, їхніх еквівалентних перетворень із широкою інтерпретацією співвідношень між параметрами режиму за допомогою векторних і кругових діаграм. Коштовною властивістю традиційних методів є їхня велика наочність, простота тлумачень сутності режимів ЕСМ. Крім того, вони мають важливе дидактичне значення, оскільки підготовляють студентів на перехід до більш зроблених і універсальних методів аналізу. Формалізовані методи аналізу розвивалися завдяки автоматизації обчислень на ЦОМ. Ці методи базуються на топологічному представленні ЕСМ, автоматичному формуванні їхніх рівнянь стану і вирішенні рівнянь чисельними методами.

У класичній теорії аналіз електричних кіл ИП і ЕП представляються у виді еквівалентних ЕРС і ІС. У курсі ЕСМ ИП і ЕП задаються їхніми потужностями, точніше залежностями цих потужностей від параметрів режиму: напруг, частоти, кута навантаження СМ і т.п. Це так називані статичні характеристики. Такий підхід до аналізу ЕСМ обумовлюється тим, що тут основне значення мають енергетичні характеристики і вони є визначальними з погляду їхніх режимів.

Подовжні параметри розрахункових схем ЕСМ при аналізі сталих режимів вважаються постійними. Реактивні опори намагнічування (поперечні параметри) у загальному випадку в сильній мірі залежать від напруги, що враховується відповідними статичними характеристиками. При розгляді ПЛ напругою понад 220 кВ необхідно враховувати явище корони, що обумовлює залежність комплексних провідностей від напруги.

## 5.2 Розрахунок режиму ліній електропередачі при заданому струмі навантаження

Розглянемо співвідношення між струмами і напругами в ЛЕП, представленій П-образною схемою заміщення, у якій не враховуються активні поперечні провідності, тобто втрати потужності на корону в мережі відсутні. Тут і надалі розглядаються симетричні режими роботи ЕС, тому для простоти зображується схема заміщення тільки однієї фази трифазної мережі.

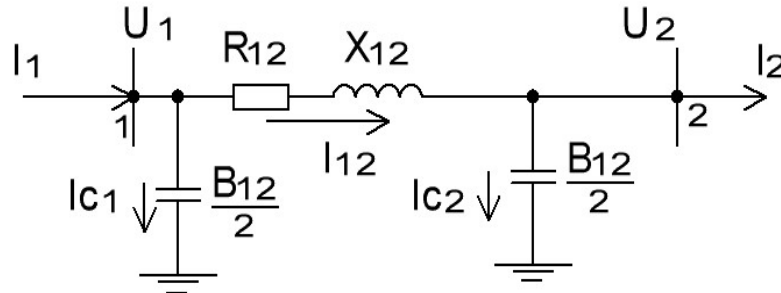


Рисунок 5.2-Схема заміщення ЛЕП

На схемі позначені комплексні діючі значення струмів і напруги по кінцях лінії в елементах схеми заміщення. Задано напругу наприкінці лінії  $U_2 = \text{const}$ . Відомі струм навантаження  $I_2$ , напруга  $U_2$ , опір і провідність лінії  $Z_{12} = R_{12} + jX_{12}$ ,  $B_{12}$ . Потрібно визначити напруга на початку лінії  $U_1$ , струм у подовжній частині лінії  $I_{12}$ , струм на початку лінії  $I_1$ . Розрахунок складається у визначенні невідомих струмів і напруг послідовно від кінця лінії до початку. Для знаходження струмів і напруг застосовуються перший закон Кірхгофа і закон Ома.

По першому закону Кірхгофа маємо наступні співвідношення для струмів у схемі заміщення

$$I_1 = I_{12} + I_{c1}, \quad I_{12} = I_2 + I_{c2} \quad (1)$$

$$\text{Напруга на початку лінії за законом Ома } U_1 = U_2 + \Delta U, \quad (2)$$

де  $\Delta U$  - спадання напруги на подовжньому опорі  $Z_{12}$ .

$$\Delta U = \sqrt{3}Z_{12}I_{12} = \sqrt{3}Z_{12}(I_2 + I_{c2}). \quad (3)$$

Зарядні струми визначаються по формулах:

$$I_{c1} = j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_1; \quad I_{c2} = j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_2. \quad (4)$$

Підставляємо (3) у (2) з урахуванням (4) будемо мати

$$U_1 = U_2 + \sqrt{3}Z_{12}I_2 + \sqrt{3}Z_{12}j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_2 = U_2 + \sqrt{3}Z_{12}(I_2 + j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_2). \quad (5)$$

Підставляємо (4) у (1).

$$I_1 = I_2 + I_{c1} + I_{c2} = I_2 + j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_1 + j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}U_2. \quad (6)$$

Запишемо (5) інакше



$$U_1 = \sqrt{3}Z_{12}I_2 + U_2 + j\frac{B_{12}}{2}Z_{12}U_2 = \sqrt{3}Z_{12}I_2 + U_2(1 + j\frac{B_{12}Z_{12}}{2}). \quad (7)$$

Цей вираз для  $U_1$  підставимо в співвідношення (6).

$$\begin{aligned} I_1 &= I_2 + \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}}U_2 + \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}}\left[\sqrt{3}Z_{12}I_2 + U_2 + jU_2\frac{B_{12}}{2}Z_{12}\right] = \\ &= I_2 + \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}}U_2 + j\frac{B_{12}}{2}Z_{12}I_2 + \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}}U_2 + \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}}\frac{jB_{12}}{2}Z_{12}U_2 = \\ &= \frac{jB_{12}}{2\sqrt{3}}U_2(2 + j\frac{B_{12}}{2}Z_{12}) + (1 + j\frac{B_{12}}{2}Z_{12})I_2 = I_1. \end{aligned} \quad (8)$$

Окремо випишемо отримані співвідношення

$$\begin{cases} U_1 = (1 + j\frac{B_{12}}{2}Z_{12})U_2 + \sqrt{3}Z_{12}I_2; \\ I_1 = j\frac{B_{12}}{2\sqrt{3}}(2 + j\frac{B_{12}}{2}Z_{12})U_2 + (1 + j\frac{B_{12}}{2}Z_{12})I_2. \end{cases} \quad (9)$$

Зазначені лінійні вираження (9) є рівняннями чотириполюсника і дозволяють обчислити напругу і струм на початку ЛЕП по відомим напрузі і струму наприкінці ЛЕП. Будь-яке інше парне сполучення відомих змінних режиму лінії  $\{U_1, I_1\}, \{U_1, I_2\}, \{U_2, I_1\}$  вимагає вирішення рівнянь (9) щодо двох інших невідомих змінних.

Побудуємо векторну діаграму ЛЕП при відомих напрузі і струмі наприкінці лінії. Для індуктивного характеру навантаження наприкінці ЛЕП маємо струм, що відстає на кут  $\varphi_2$ .

$$I_2 = \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_2} = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}U_2} = I_2' - jI_2''; \quad \varphi_2 = \arctg(Q_2/P_2). \quad (10)$$

Вектор  $U_2$  сполучений з дійсною віссю комплексної системи координат, тобто  $U_2 = U_2$ . Порядок побудови векторної діаграми наступний.

1) Відкладаємо по дійсній осі вектор  $U_2$  і відстаючий від нього на кут  $\varphi_2$  вектор  $I_2$ .

2) Будуємо вектор струму в лінії  $I_{12}$  як суму векторів  $I_2$  і  $I_{c2}$ . Струм  $I_{c2}$  випереджає  $U_2$  на  $90^\circ$  ел. гр.

3) Будуємо вектор напруги  $U_1$  як суму векторів  $U_2$  і  $\Delta U$ .

$\Delta U = \Delta U_R + j\Delta U_x$ . При цьому вектор спадання напруги на активному опорі  $\Delta U_R = R_{12}I_{12}$  збігається по фазі зі струмом  $I_{12}$ , а вектор спадання напруги на індуктивному опорі  $\Delta U_x = X_{12}I_{12}$  випереджає струм  $I_{12}$  на кут  $90^\circ$ . Кут між векторами напруг  $U_1$  і  $U_2$  позначається буквою  $\delta$ .

4) Будуємо вектор струму на початку лінії  $I_1$  як суму векторів струму в лінії  $I_{12}$  і струму в ємності  $I_{c1}$ , що випереджає напругу на початку лінії  $U_1$  на  $90^\circ$ .

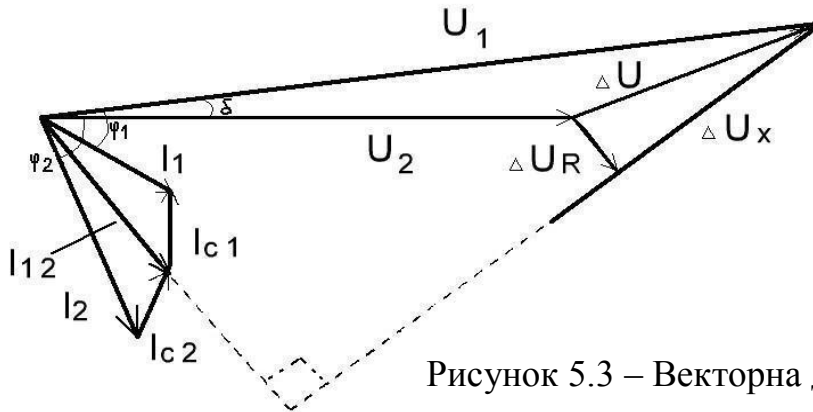


Рисунок 5.3 – Векторна діаграма ЛЕП

З аналізу побудованої векторної діаграми можна зробити наступний висновок: при передачі потужності по ЛЕП і індуктивному характері навантаження вектор напруги джерела випереджає вектор напруги приймача на кут  $\delta$  і величина вектора напруги джерела виявляється більше величини вектора напруги приймача.

З діаграми видно, що при наявності значної індуктивної складової струму навантаження струм у лінії  $I_{12}$  по величині буде менше повного струму навантаження  $I_2$ . Це відбувається тому, що ємнісний струм провідності кінця лінії проходячи по лінії разом зі струмом навантаження, компенсує частину індуктивної складової струму навантаження в лінії і, отже, розвантажує лінію від передачі цієї частини струму навантаження. Таким чином, ємність лінії можна розглядати як генератор реактивної індуктивної потужності, приєднаний у даній точці і дає цю потужність в лінію й у навантаження.

Напруга на початку лінії  $U_1$  визначається як геометрична сума векторів напруги кінця лінії  $U_2$  і спадання напруги  $\Delta U$ , викликаного струмом  $I_{12}$  в опорах  $R_{12}$  і  $X_{12}$  лінії

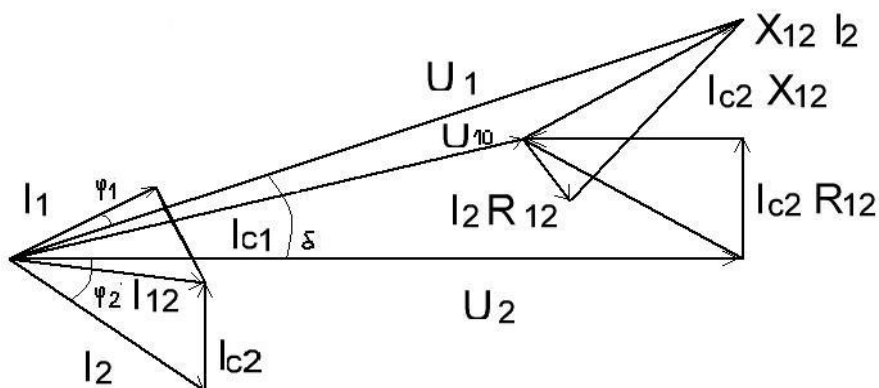


Рисунок 5.4 - Векторна діаграма лінії при малому навантаженні

$\Delta U = I_{12}(R_{12} + jX_{12}) = (I_2 + I_{c2})(R_{12} + jX_{12}) = I_{c2}(R_{12} + jX_{12}) + I_2(R_{12} + jX_{12}) = \Delta U_0 + \Delta U_2$ .  
Повне спадання напруги в навантаженій лінії складається зі спадання напруги при холостому ході лінії  $\Delta U_0$ , викликаного струмом  $I_{c2}$ , і спадання напруги  $\Delta U_2$  від струму навантаження  $I_2$ .

Виходячи зі сказаного побудуємо векторну діаграму лінії при малому навантаженні. На векторній діаграмі видні два трикутники спадань напруги. Один трикутник (нижній) визначається ємнісним струмом  $I_{c2}$ , а верхній трикутник обумовлений струмом навантаження  $I_2$ . При деякому невеликому навантаженні лінії втрата напруги, викликана струмом навантаження  $I_2$  буде цілком скомпенсована негативною втратою напруги від ємнісного струму лінії  $I_{c2}$ . У цьому випадку передача потужності буде здійснюватися при рівності напруг на початку і кінці лінії ( $U_2 = U_1$ ).

При подальшому зниженні навантаження негативна втрата напруги від струму  $I_{c2}$ , тобто  $I_{c2} X_{12}$ , буде більше, ніж втрата напруги від струму навантаження  $I_2$  і, отже, у цьому випадку напруга на початку лінії стає менше, ніж напруга наприкінці лінії ( $U_1 < U_2$ ). При холостому ході лінії ( $I_2 = 0$ ) буде тільки негативна втрата напруги від ємнісного струму  $I_{c2}$ . Напруга наприкінці лінії  $U_2$  буде більше, ніж на початку  $U_1$ . Генеруєма ємністю лінії індуктивна потужність спрямована убік генераторів станції і робить підмагнічуючу дію на їхню магнітну систему, збільшуючи напругу генераторів і в мережі, приєднаної до шин електростанції.

Зі сказаного випливає, що ємнісний струм, будучи позитивним фактором при великих і середніх навантаженнях, при малих навантаженнях і холостому ході лінії може чинити несприятливий вплив. Так при скиданні навантаження на довгих лініях напруга на кінці лінії може досягти таких меж, на які не розрахована ізоляція апаратів прийомної підстанції. Тому на далеких лініях передачі, щоб уникнути небажаних наслідків, застосовують поперечну компенсацію ємності шляхом паралельного включення реакторів у ряді пунктів уздовж лінії передачі.

Векторні діаграми показують, що при формуванні електричного режиму схеми ЛЕП є параметричним регулятором напруги.

### 5.3. Розрахунок режиму ліній розподільчих мереж

#### 5.3.1. Розрахунок лінії з одним навантаженням

Джерелом живлення місцевих мереж є або шини генераторної напруги електричних станцій, або шини вторинної напруги (6,10,35кВ) районних підстанцій. При передачі електроенергії по мережі в її елементах крім втрати потужності відбувається втрата напруги. Втрата напруги є одним з кількісних показників, що характеризують режим роботи мережі. Втрата напруги приводить до зміни рівнів напруги на затискачах електроприймачів. Тому важливе значення при проектуванні й експлуатації мереж має розрахунок напруг у вузлах мережі і втрат напруги в її елементах.

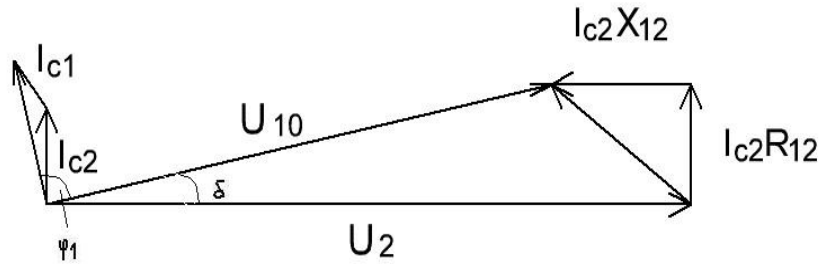


Рисунок 5.5 - Векторна діаграма лінії при холостому ході

У схемах заміщення низьковольтних ЛЕП не враховують втрати потужності на коронування і зарядну ємність лінії. У цьому випадку схема заміщення ЛЕП буде складатися тільки з подовжньої частини, тобто без поперечних елементів. Розглянемо схему ЛЕП із симетричним навантаженням на кінці. У цьому випадку досить розглянути одну фазу.

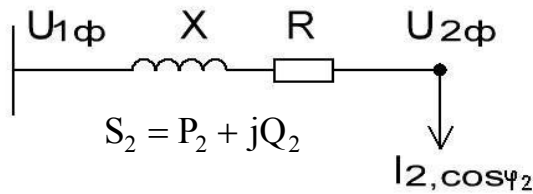


Рисунок 5.6 - Схема заміщення ЛЕП напругою 35 кВ

У задачу входить визначення напруги на початку ЛЕП при відомих струмі, напрузі і куті між ними наприкінці ЛЕП. Починаємо побудову векторної діаграми. По дійсній осі відкладаємо напругу  $U_{2\phi}$ . Одержуємо точку А.

Під кутом  $\varphi_2$  відкладаємо струм  $I_2$ . Розкладаємо його на активну  $I_{2a}$  і реактивну  $I_{2p}$  складові  $I_2 = I_{2a} - jI_{2p}$ , де

$$I_{2a} = I_2 \cos \varphi_2; \quad I_{2p} = I_2 \sin \varphi_2. \quad (1)$$

Від кінця вектора  $U_{2\phi}$  паралельно лінії струму  $I_2$  відкладається вектор спадання напруги в активному опорі ЛЕП. Одержуємо точку В. Під кутом  $90^\circ$

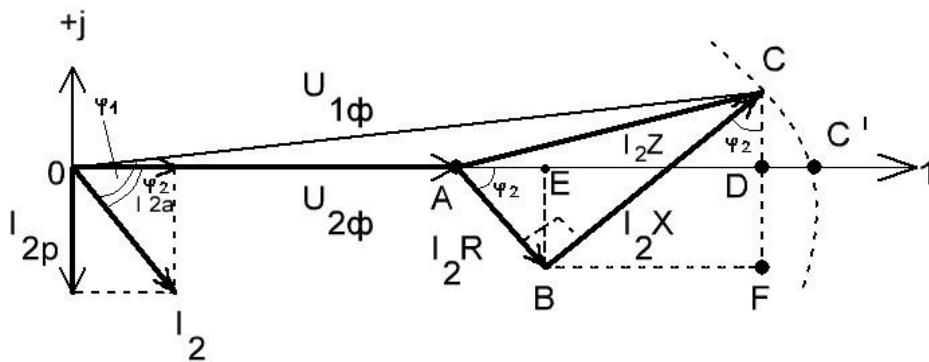


Рисунок 5.7– Векторна діаграма ЛЕП з одним навантаженням

до нього убік випередження відкладаємо вектор спадання напруги в реактивному опорі.

Одержуємо точку С. Далі з'єднуємо точку С з початком координат і приходимо до напруги на початку ЛЕП  $U_{1\phi}$ . Кут між напругою  $U_{1\phi}$  і струмом  $I_2$  позначаємо  $\varphi_1$ .

Вектор АС чисельно дорівнює добутку  $I_2 z$  і називається повним спаданням напруги і позначається  $\Delta U_\phi$ .

Спроеціюємо вектор АС на дійсну і мниму осі. Одержимо точку D. Відрізок AD – це подовжня складова спадання напруги. Вона позначається  $\Delta U_\phi$ . Відрізок CD – це поперечна складова спадання напруги, вона позначається  $\delta U_\phi$ .

Визначимо  $\Delta U_\phi$  і  $\delta U_\phi$ . Для цього спроеціюємо вектори АВ і ВС на дійсну і мниму вісі. Одержимо точки Е і F.

З розгляду утворених геометричних фігур можна записати:

$$AE = AB \cos \varphi_2 = I_2 R \cos \varphi_2; \quad BE = DF = AB \sin \varphi_2 = I_2 R \sin \varphi_2; \quad (2)$$

$$ED = BF = BC \sin \varphi_2 = I_2 X \sin \varphi_2; \quad CF = BC \cos \varphi_2 = I_2 X \cos \varphi_2.$$

Подовжня складова спадання напруги дорівнює

$$\Delta U_\phi = AD = AE + ED = I_2 R \cos \varphi_2 + I_2 X \sin \varphi_2; \quad (3)$$

Поперечна складова спадання напруги дорівнює

$$\delta U_\phi = CF - DF = I_2 X \cos \varphi_2 - I_2 R \sin \varphi_2. \quad (4)$$

Напруга на початку ЛЕП визначається як  $U_{1\phi} = U_{2\phi} + I_2 Z$ .

Модуль дорівнює

$$U_{1\phi} = \sqrt{(U_{2\phi} + \Delta U_\phi)^2 + (\delta U_\phi)^2}. \quad (5)$$

Спадання напруги – геометрична (векторна) різниця між комплексами напруг початку і кінця лінії. На рисунку спадання напруги – це вектор АС, тобто  $\overline{AC} = U_{1\phi} - U_{2\phi}$ .

Спадання напруги має подовжню  $\Delta U_\phi$  і поперечну  $\delta U_\phi$  складові. Векторна діаграма побудована не в масштабі. Фактично різниця кутів  $\varphi_1$  і  $\varphi_2$  дуже мала. Тому, якщо не потрібна висока точність, розрахунок ведуть по втраті напруги.

Втрата напруги – це алгебраїчна різниця між модулями напруг початку і кінця лінії.

Визначимо неї. Для цього з початку координат радіусом, ОС робиться зарубка на дійсній осі. Одержуємо точку С'. Відрізок АС' і є втрата напруги.

Тому що відрізок DC' малий, то з достатнім ступенем точності вважають, що втрата напруги дорівнює подовжньої складової спадання напруги. Помилка від прийнятого допущення в самому гіршому випадку при  $\cos \varphi_2 = 1$  не перевищує 0,55%, а при  $\cos \varphi_2 < 1$  має ще менше значення.

Таким чином, розрахунок мереж на втрату напруги зводиться до визначення подовжньої складової спадання напруги.

Сенс має фазна втрата напруги, але для зручності розрахунків використовується лінійна

$$\Delta U = \sqrt{3}\Delta U_{\phi} = \frac{\sqrt{3}I_2 U_2}{U_2} (R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2) = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}. \quad (6)$$

У наближених розрахунках напруга на початку ЛЕП розраховується за формулою  $U_1 = U_2 + \Delta U$ .

У мережах напругою 220 кВ і вище розрахунок варто виконувати, з огляду на обидві складові спадання напруги.

Лінійна поперечна складова спадання напруги дорівнює

$$\delta U = \sqrt{3}\delta U_{\phi} = \frac{\sqrt{3}I_2 U_2}{U_2} (X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2) = \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2}. \quad (7)$$

Напруга на початку ЛЕП у цьому випадку розраховується по формулі

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2}, \quad U_1 = U_2 + \Delta U + j\delta U. \quad (8)$$

Спадання напруги – це векторна величина, а втрата напруги величина скалярна.

### 5.3.2. Розрахунок лінії з декількома навантаженнями

Поширимо висновки, зроблені в параграфі 4.3.1 на лінію з декількома навантаженнями. Для цього розглянемо лінію з двома навантаженнями, схема

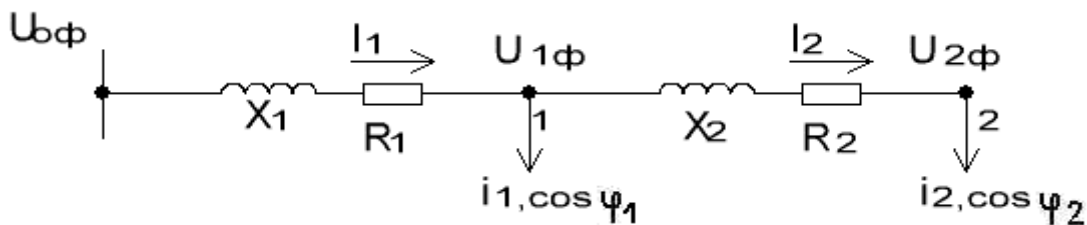


Рисунок 5.8 - Схема лінії трифазного струму з декількома навантаженнями якої з усіма прийнятими позначеннями зображена на рисунку. Побудуємо для неї векторну діаграму.

Як і в попередньому випадку, за основу приймаємо напругу на кінці лінії  $U_{2\phi}$ , що і направляємо по дійсній осі системи координат.

Відкладаємо вектор струму другого навантаження  $i_2 = I_2$  під кутом  $\varphi_2$  до напруги і будуємо трикутник падінь напруг  $ABC$ , відкладаючи вектори  $I_2 R_2 = AB$  й  $I_2 X_2 = BC$ . У результаті одержуємо напругу в точці 1 – вектор  $OC = U_{1\phi}$ . Далі відкладаємо вектор струму першого навантаження  $i_2$  під кутом  $\varphi_1$  до напруги  $U_{1\phi}$ . Далі робимо геометричне додавання струмів  $i_1$  і  $i_2 = I_2$ . Струм  $I_1$  представляє геометричну суму зазначених струмів. Він протікає по першій ділянці лінії і викликає в ньому спадання напруги, зображене на діаграмі трикутником  $CDE$ , у якого катети рівні:  $CD = I_1 R_1$ ;  $DE = I_1 X_1$ . Вектор  $OE = U_{0\phi}$  пред-

ставляє шукану напругу на початку ліній. Проекція векторів спадань напруги  $AE'$  на дійсну вісь дає подовжню складову спадання напруги, а відрізок  $AF$  – втрату напруги. Думаючи приблизно  $AE' \approx AF = \Delta U_\phi$ , одержуємо фазне значення втрати напруги від початку лінії до останнього навантаження:

$$\Delta U_\phi = AB' + B'C + C'D + D'E' = I_2 R_2 \cos \varphi_2 + I_2 X_2 \sin \varphi_2 + I_1 R_1 \cos \varphi + I_1 X_1 \sin \varphi. \quad (9)$$

Тут  $\varphi_2$  - кут між струмом  $i_2 = I_2$  і напругою  $U_{2\phi}$ ;  $\varphi$  - кут між струмом  $I_1$  і тою же напругою  $U_{2\phi}$ . Замінімо  $I \cos \varphi$  і  $I \sin \varphi$  відповідно через активну і реактивну складові струму  $I_a$  і  $I_r$ . Тоді одержимо

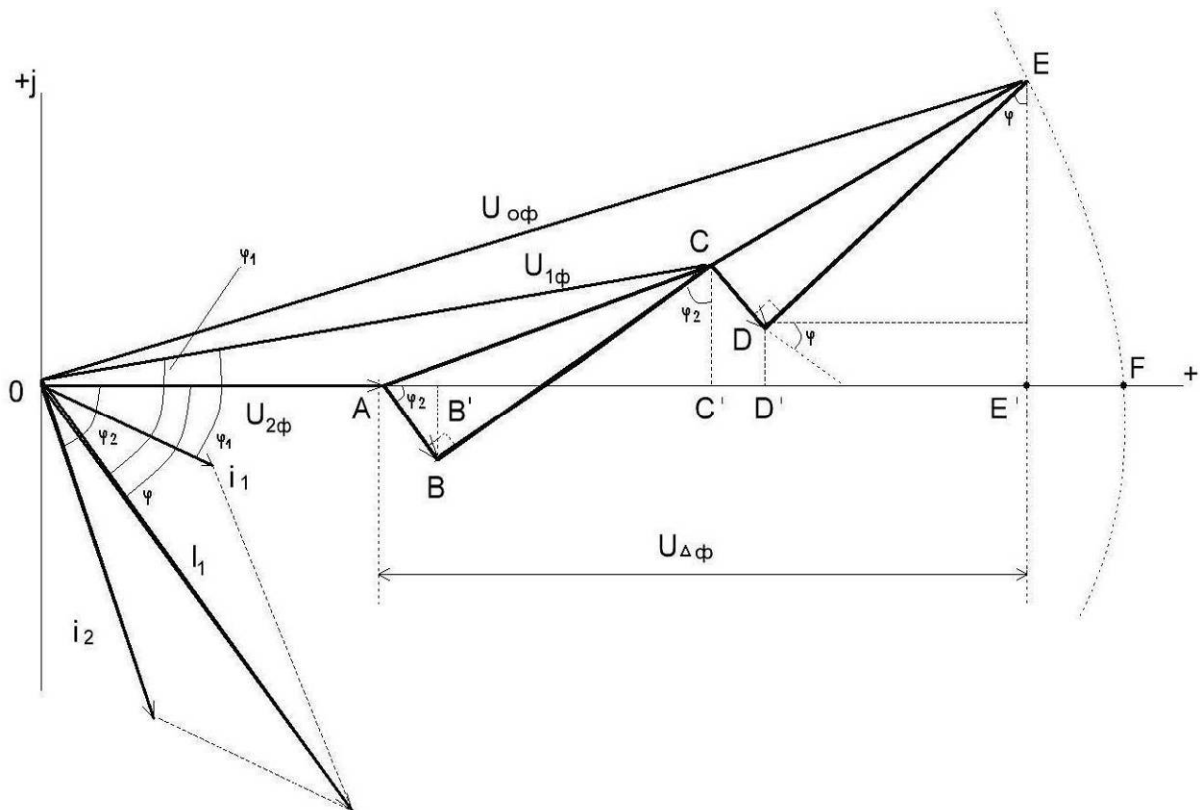


Рисунок 5.9 - Векторна діаграма лінії з двома навантаженнями

$$\Delta U_\phi = I_{a2} R_2 + I_{r2} X_2 + I_{a1} R_1 + I_{r1} X_1. \quad (10)$$

Для загального випадку  $n$  навантажень маємо

$$\Delta U_\phi = \sum_{i=1}^n (I_{ai} R_i + I_{ri} X_i); \quad \Delta U = \sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^n (I_{ai} R_i + I_{ri} X_i). \quad (11)$$

Лінійну втрату напруги одержуємо множенням фазного значення на  $\sqrt{3}$ . Слід зазначити, що при визначенні активної і реактивної складових на першій ділянці кут зрушення цього струму  $\varphi$  приймався щодо напруги  $U_{2\phi}$  наприкінці лінії, тоді як вихідним при розрахунках є кут  $\varphi'$  – щодо напруги  $U_{1\phi}$  для кінця розглянутої ділянки.

Практично можна допустити, що  $\varphi \approx \varphi'$ . Це вносить погрішність малого порядку, тому що різниця між  $\varphi$  і  $\varphi'$  незначна.

Отриману формулу можна перетворити для випадку, коли навантаження задані потужностями. Підставляючи значення  $I_a = P/\sqrt{3}U$  і  $I_r = Q/\sqrt{3}U$  для кожної ділянки розглянутої лінії і приймаючи напруги наприкінці ділянок приблизно рівними  $U_H$ , одержуємо формулу:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_H}, \quad (12)$$

$U_H$  - номінальна напруга мережі.

Значення потужностей  $P_i$  і  $Q_i$  для кожної ділянки мережі обчислюються послідовним підсумовуванням відповідно активних і реактивних навантажень, приєднаних до лінії, починаючи від найбільш віддаленої точки і до джерела живлення.

Для прикладу розглянемо розгалужену мережу на рисунку нижче. Розподіл навантажень знаходимо в такий спосіб:

$$\begin{aligned} P_4 + jQ_4 &= p_4 + jq_4; \\ P_3 + jQ_3 &= (p_4 + p_3 + p_3') + j(q_4 + q_3 + q_3'); \\ P_2 + jQ_2 &= (p_3 + p_2 + p_2') + j(Q_3 + q_2 + q_2'); \\ P_1 + jQ_1 &= (P_2 + p_1) + j(Q_2 + q_1). \end{aligned}$$

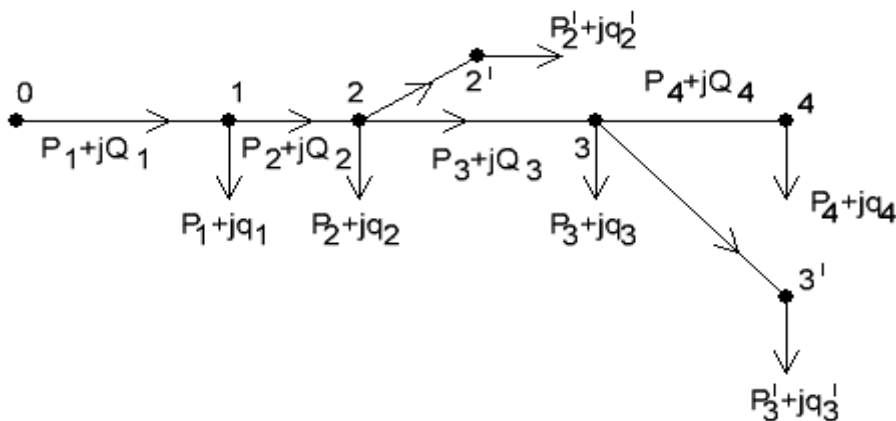


Рисунок 5.10 - Схема розгалуженої мережі

Падіння напруги до найбільш віддаленої точки 4 визначимо в такий спосіб

$$\Delta U_{0-4} = \Delta U_{0-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} + \Delta U_{3-4},$$

де  $\Delta U_{0-1}, \Delta U_{1-2}, \dots$  - втрати напруги на окремих ділянках, обумовлені по вищевказаній формулі.

У нерозгалуженій мережі найбільша втрата напруги – це втрата напруги від джерела живлення до кінцевої точки мережі. Знаючи погонні активні і реактивні опори формулу (12) можна записати в наступному виді:

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_H} = \sum_{i=1}^n \frac{P_i l_i r_0 + Q_i l_i X_0}{U_H} = \frac{r_0 \sum_{i=1}^n P_i l_i + X_0 \sum_{i=1}^n Q_i l_i}{U_H}.$$



Для мережі тільки з активним навантаженням ( $\cos \varphi = 1, Q = 0$ ), наприклад для освітлювальної мережі

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^n P_i R_i}{U_H}.$$

Якщо перетин проводів по всій лінії однаковий

$$\Delta U = \frac{r_0 \sum_{i=1}^n P_i l_i}{U_H} = \frac{\rho \sum_{i=1}^n P_i l_i}{F U_H}.$$

### 5.3.3. Розрахунок лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

Розглянемо випадок, коли по всій довжині лінії на рівних відстанях підключені однакові навантаження. Таку лінію можна розглядати як лінію з рівномірно розподіленим навантаженням. Рівномірно розподіленим навантаженням можна вважати міське вуличне освітлення, лінії в цехах з великою кількістю однакових електродвигунів. У більшості практичних випадків приходиться мати справи тільки з активним навантаженням рівномірно розподіленим (наприклад, освітлювальної). Тому розглянемо метод розрахунку по втраті напруги трифазної лінії, що має однаковий перетин проводів по всій довжині з активним навантаженням.

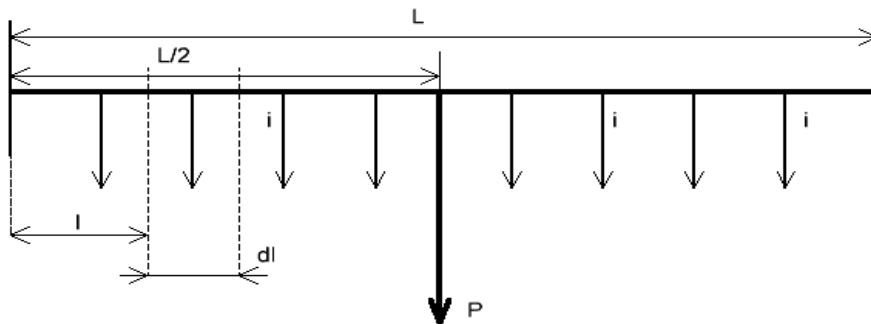


Рисунок 5.11 - Схема лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

Розглянемо лінію на рисунку. Тут  $i$  - токове завантаження одиниці довжини лінії А/м;  $dl$  - нескінченно малий елемент довжини;  $L$  - довжина всієї лінії, м.

Для елемента довжини  $dl$  струмове навантаження дорівнює  $idl$ . Втрати напруги, що створюється цим струмом на довжині лінії  $l$  при її питомому опорі  $r_0$  буде

$$d(\Delta U) = \sqrt{3}(idl)r_0 l.$$

Втрату напруги на всій довжині  $L$  знайдемо підсумовуванням нескінченно малих значень  $d(\Delta U)$  у межах від 0 до  $L$ , тобто

$$\Delta U = \sqrt{3}r_0i \int_0^L dl = \sqrt{3}r_0i \frac{l^2}{2} \Big|_0^L = \sqrt{3}r_0i \frac{L^2}{2}$$

Сумарне навантаження на всій лінії довжиною  $L$  дорівнює  $I = iL$ , отже

$$\Delta U = \sqrt{3}r_0I \frac{L}{2}.$$

З цієї формули видно, що рівномірне розподілене навантаження можна замінити сумарним зосередженим навантаженням, прикладеним в середині розглянутої лінії.

Якщо розрахунок ведеться в потужностях, то  $p = \sqrt{3}Ui$  - активне навантаження на одиницю довжини. Повне навантаження  $P = pl = \sqrt{3}UI$ . Підставимо замість повного струму  $I$  повну потужність  $P$

$$\Delta U = \sqrt{3}r_0 \frac{L}{2} \frac{R}{\sqrt{3}U} = \frac{Pr_0 L}{2U}.$$

Отриманим правилом заміни рівномірно розподіленого навантаження сумарним можна користатися в більш складних випадках, коли рівномірне навантаження маєтись тільки на якійсь обмеженій ділянці лінії, а до інших ділянок приєднане зосереджене навантаження.

### 5.3.4 Розрахунок неповнофазних мереж.

Мережі трифазного струму напругою 380 і 220 В, використовувані для приєднання освітлювального навантаження, звичайно проектуються з нульовим проводом. Нульовий провід служить для приєднання освітлювальних електроприймачів на фазну напругу, а також як зрівняльний провід для струмів несиметрії, що виникають при неоднаковому навантаженні фаз. Проектування трифазних мереж для освітлювального навантаження ведуть таким чином, щоб навантаження було розподілено рівномірно між усіма трьома фазами. Тому розрахунок такої мережі з достатньою точністю можна вести як для симетричної трифазної системи.

Однак у практиці часто случается, що від магістральної трифазної лінії з нульовим проводом необхідно зробити відгалуження до споживачів невеликої потужності, для яких здійснювати лінії трьома фазами з нульовим проводом не доцільно. Це зустрічається, наприклад, коли перетини проводів, визначені по втраті напруги, виходять менше мінімальних перетинів, що дозволяються для повітряних ліній по механічній міцності.

У таких випадках для економії провідникових матеріалів доцільно відгалуження виконувати двома фазними проводами з нульовим проводом або одним фазним і одним нульовим проводами. Зазначені лінії на відгалуженнях є несиметричними і зветься неповнофазними. Причому перетин нульового проводу на відгалуженні варто вибирати однаковим з перетином фазного проводу. На рисунку приведена схема двохпроводної лінії з активними навантаженнями. Це може бути як лінія змінного, так і постійного струму. Від джерела з напругою  $U$  живиться лінія з навантаженнями  $i_1, i_2, \dots, i_n$ . Відстані між навантаженнями поз-

начені через  $I_1, I_2, \dots, I_n$ , а струми в проводах – через  $I_1, I_2, \dots, I_n$ . На рисунку б) ця ж схема представлена в спрощеному виді в однолінійному зображенні.

Визначимо спадання напруги між точками А і n лінії як суму падінь напруг на всіх ділянках лінії в прямому і зворотному проводах

$$\Delta U_{\phi} = U_A - U_n = 2 \cdot (I_1 r_1 + I_2 r_2 + \dots + I_n r_n) = 2 \sum_{i=1}^n I_i r_i. \quad (1)$$

Тому що звичайно задані струми навантаження  $i_1, i_2, \dots, i_n$ , а струми в лінії  $I_1, I_2, \dots, I_n$  не відомі, то зручно дану формулу перетворити, замінивши лінійні струми струмами навантаження. Для цього застосуємо закони Кірхгофа для кожного вузла.

$$I_n = i_n; I_{n-1} = i_n + i_{n-1}; I_{n-2} = i_n + i_{n-1} + i_{n-2};$$

$$I_2 = i_2 + i_3 + i_4 + \dots + i_n; I_1 = i_1 + i_2 + i_3 + \dots + i_n.$$

Підставимо ці значення у формулу (1)

$$\Delta U_{\phi} = 2[(i_1 + i_2 + \dots + i_n)r_1 + (i_2 + i_3 + \dots + i_n)r_2 + \dots + i_n r_n] = 2[i_1 r_1 + i_2(r_1 + r_2) + i_3(r_1 + r_2 + r_3) + \dots]$$

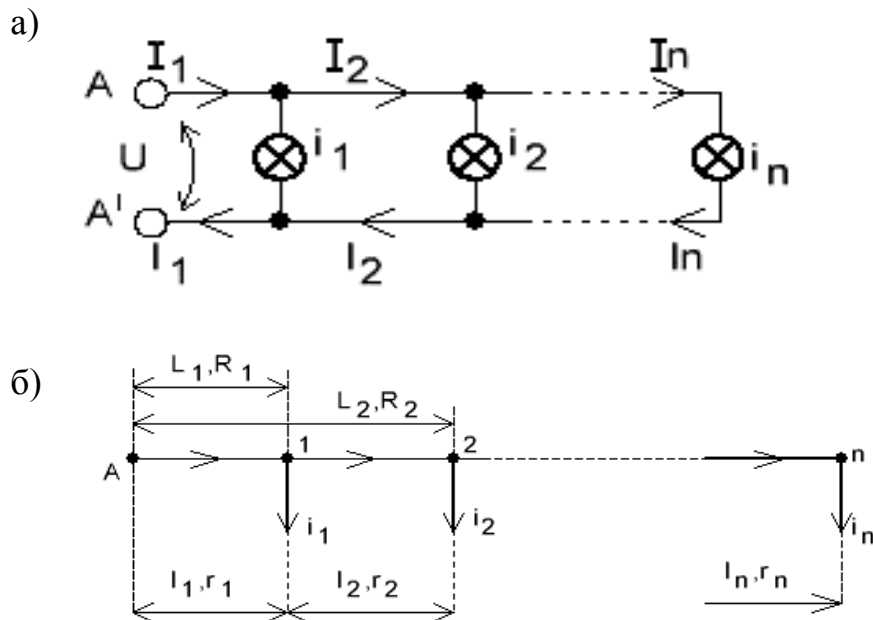


Рисунок 5.12 - Схема двохпровідної лінії

Уводимо позначення

$$R_1 = r_1; R_2 = r_1 + r_2; R_3 = r_1 + r_2 + r_3; R_n = r_1 + r_2 + r_3 + \dots + r_n.$$

Тоді одержимо

$$\Delta U_{\phi} = 2 \cdot \sum_{i=1}^n i_i R_i. \quad (2)$$

Обчислену по формулах (1) і (2) втрату напруги треба порівняти з гранично припустимою величиною у вольтах % від  $U_{\text{ном}}$ .

$$\Delta U_{\text{доп}\%} = \frac{\Delta U_{\text{доп}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%.$$

Для визначення залежності між втратою напруги і перетином лінії  $F$  замінимо у формулах (1) і (2) опори їхніми виразами.

$r_i = \rho l_i / F$ ;  $R_i = \rho L_i / F$ , де  $l_i$  - довжини ліній між навантаженнями;  $L_i$  - відстані від джерела живлення до кожного навантаження;  $\rho$  - питомий опір проводу.

У результаті зазначеної заміни запишемо:

$$\Delta U_{\phi} = \frac{2\rho}{F} \sum_{i=1}^n I_i l_i; \quad \Delta U_{\phi} = \frac{2\rho}{F} \sum_{i=1}^n i_i L_i. \quad (3)$$

Ці формули застосовуються (зручні) для розрахунку мережі з проводами однакового перетину по їхній довжині. По них можна визначити втрату напруги при заданому перетині лінії  $F$  і порівняти знайдену величину з припустимою. Задачу вибору необхідного перетину проводу можна вирішити при заданій припустимій втраті напруги  $\Delta U_{\text{доп}\%}$ . Формули впливають з (3)

$$F = \frac{2 \cdot 100 \cdot \rho}{\Delta U_{\text{доп}\%} U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n I_i l_i; \quad F = \frac{2 \cdot 100 \rho}{\Delta U_{\text{доп}\%} U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n i_i L_i. \quad (4)$$

При розрахунках буває зручно користатися не струмами, а потужностями. Навантаження задані у виді  $p_1 = i_1 U_{\text{н}}$ ;  $p_2 = i_2 U_{\text{н}}$ ; ...;  $p_n = i_n U_{\text{н}}$ , а потужності в лінії  $P_1 = I_1 U_{\text{н}}$ ;  $P_2 = I_2 U_{\text{н}}$ ; ...;  $P_n = I_n U_{\text{н}}$ . Записані вище формули після підстановки  $i = p / U_{\text{н}}$  і  $I = P / U_{\text{н}}$  приймуть вид

а) для визначення втрати напруги

$$\Delta U_{\phi} = \frac{2\rho}{FU_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n P_i l_i; \quad \Delta U_{\phi} = \frac{2\rho}{FU_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n p_i L_i. \quad (5)$$

Тут номінальна напруга  $U_{\text{ном}}$  є фазною.

б) для визначення перетину проводів

$$F = \frac{2 \cdot 100 \rho}{\Delta U_{\text{доп}\%} U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^n P_i l_i; \quad F = \frac{2 \cdot 100 \rho}{\Delta U_{\text{доп}\%} U_{\text{ном}}^2} \sum_{i=1}^n P_i L_i. \quad (6)$$

Отримані формули застосовуються для однофазних відгалужень від ліній трифазного струму. Якщо підставити лінійну напругу  $U = \sqrt{3} U_{\phi}$  буде

$$\Delta U_{\phi} = \frac{2\rho\sqrt{3}}{FU} \sum_{i=1}^n P_i l_i. \quad (7)$$

Для двохфазного відгалуження формула спадання напруги буде такою

$$\Delta U_{\phi} = \frac{1,5\rho}{F} \sum_{i=1}^n I_i l_i.$$

Якщо навантаження задані потужністю  $P$  на дві фази  $I = \frac{P}{2U_{\phi}} = \frac{\sqrt{3}P}{2U}$ , то

формула буде мати вид

$$\Delta U_{\phi} = \frac{0,75\rho\sqrt{3}}{FU} \sum_{i=1}^n P_i l_i. \quad (8)$$

Приклад. Розрахувати по втраті напруги освітлювальну мережу напругою 380/220 В селища. Схема мережі з указівкою довжин у метрах і навантажень у ватах приведена на рисунку нижче.

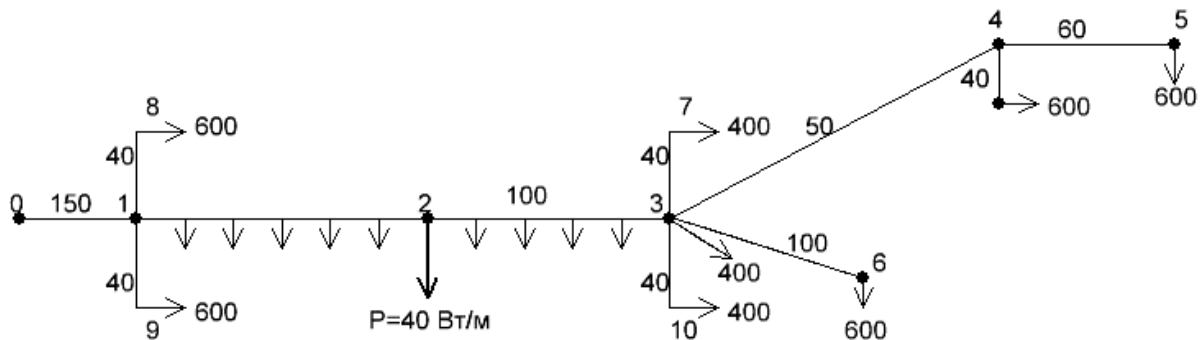
На ділянці 1 - 3 навантаження від вуличного освітлення рівномірна трифазна. Магістральна лінія на ділянці 0 – 3 чотирьохпровідна, виконана проводом А-16. Відгалуження 3–4 двохфазне з нульовим проводом. Інші відгалуження однофазні з мідних проводів М-6.

Рівномірне навантаження на ділянці 1–3 заміняємо зосередженим, приєднаним в середині ділянки в точці 2. Величина цього навантаження

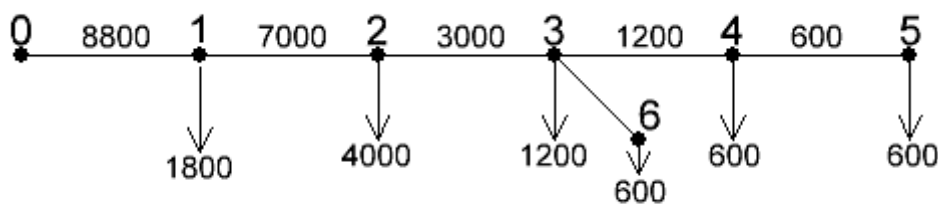
$$P_2 = p l_{12} = 40 \cdot 100 = 4000 \text{ Вт.}$$

Знаходимо розподіл навантажень по ділянках мережі і наносимо на розрахункову схему. Втрата напруги на трифазній ділянці 0 – 3 складає

а)



б)



$$\Delta U_{03} = \frac{\rho \sum_{i=1}^3 P_i l_i}{FU_H} = \frac{28.8 \cdot 10^{-3}}{16 \cdot 380} (8800 \cdot 150 + 7000 \cdot 50 + 3000 \cdot 50) = 8.65 \text{ В,}$$

де  $\rho = 28,8 \cdot 10^{-3} \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$  - питомий опір алюмінієвого проводу.

Втрата напруги на двохфазній ділянці 3 – 4 за формулою (8) для мідного проводу  $\rho = 18.0 \cdot 10^{-3}$  складе

$$\Delta U_{\phi 34} = \frac{0,75\sqrt{3}\rho}{FU} \sum_{i=3} P_i l_i = \frac{0,75\sqrt{3} \cdot 18 \cdot 10^{-3} \cdot 1200 \cdot 50}{6 \cdot 380} = 0.616 \text{ В}$$

Втрата напруги на однофазному відгалуженні 4 – 5 за формулою (7)

$$\Delta U_{\phi 45} = \frac{2\sqrt{3}\rho}{FU} \sum_{i=4} P_i l_i = \frac{2\sqrt{3} \cdot 18 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 380} 600 \cdot 60 = 0.98\text{В.}$$

Аналогічно на ділянці 3 – 6 одержимо:

$$\Delta U_{\phi 36} = \frac{2\sqrt{3} \cdot 18 \cdot 10^{-3}}{6 \cdot 380} 600 \cdot 100 = 1.65\text{В.}$$

Повна втрата напруги до точки 5 складе:

$$\Delta U_{05} = \Delta U_{03} + \sqrt{3}(\Delta U_{\phi 34} + \Delta U_{\phi 45}) = 8.65 + \sqrt{3}(0.616 + 0.98) = 11.77\text{В}$$

або

$$(11.77/380) \cdot 100 = 3.1\%.$$

Повна втрата напруги до точки 6 складе:

$$\Delta U_{06} = \Delta U_{03} + \sqrt{3}\Delta U_{\phi 36} = 8.65 + \sqrt{3} \cdot 1.65 = 11.5\text{В} \quad \text{або} \quad \frac{11.5}{380} \cdot 100 = 3.02\%.$$

В обох випадках втрата напруги до введення в будинок виходить припустимою, тому що не перевищує 3,5 - 5%. Для інших відгалужень втрату напруги не перевіряємо, тому що вона буде ще менше отриманих вище.

#### **5.4 Визначення перетинів проводів по припустимій втраті напруги**

Методи вибору перетинів по припустимій втраті напруги розроблені для провідників, виконаних з кольорового металу в мережі напругою до 35 кВ включно. Методи розроблені виходячи з допущень, прийнятих у мережах такої напруги, тобто в місцевих мережах.

Місцеві мережі по довжині значно перевершують довжину мереж районного значення. Витрата провідникового матеріалу значно перевершує його потреби в мережах районного значення. Ця обставина вимагає відповідально підходити до проектування мереж місцевого значення.

Передача електроенергії від джерел живлення до електроприймачів супроводжується втратою напруги в лініях і трансформаторах. Тому напруга в споживачів не зберігає постійного значення. Розрізняють відхилення і коливання напруги.

Відхилення напруги обумовлені процесами зміни навантажень, що повільно протікають в окремих елементах мережі, зміною режимів напруги на джерелах живлення. У результаті таких змін напруга в окремих точках мережі змінюється за величиною, відхиляючись від номінального значення.

Відхилення напруги виражаються у відсотках стосовно номінальної напруги мережі

$$\Delta U = \frac{U - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%. \quad (1)$$

Коливання напруги – це що швидко протікають (зі швидкістю не менш 1% у хвилину) короточасні зміни напруги. Виникають при включеннях або відключеннях потужних споживачів, коротких замиканнях.

Коливання напруги розраховуються в такий спосіб

$$V_t = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%. \quad (2)$$

де  $U_{\max}$ ,  $U_{\min}$  - найбільше і найменше значення напруги в одній точці мережі.

Схему мережі, номінальну напругу, перетини проводів вибирають таким чином, щоб втрата напруги не перевищувала припустимого значення. Припустима втрата напруги  $U_{\text{доп}}$  встановлюється з деяким ступенем точності, виходячи з нормованих значень відхилень напруги на шинах електроприймачів.

Втрата напруги припустима наступна:

- 1) Для мереж напругою 220-380 В на всьому протязі від джерела живлення до останнього електроприймача 5-7 %.
- 2) Для живильної мережі напругою 6-35 кВ це є від 6 до 8 % у нормальному режимі; від 10 до 12 % у післяаварійному режимі.
- 3) Для сільських мереж напругою 6-35 кВ – до 10 % у нормальному режимі.

Приймаються наступні допущення:

- 1) Не враховується зарядна потужність ЛЕП.
- 2) Не враховується поперечна складова спадання напруги, тобто не враховується зрушення напруги по фазі між вузлами схеми.
- 3) Розрахунок втрат напруги ведеться по номінальній напрузі, а не по реальній напрузі у вузлах мережі.

В основу методів визначення перетину по припустимій втраті напруги покладена та обставина, що величина реактивного опору проводів  $X_0$  практично не залежить від перетину проводу  $F$ :

- для повітряних ЛЕП  $X_0 = 0,36 - 0,46$  Ом/км;
- для кабельних ЛЕП напругою 6-10 кВ  $X_0 = 0,06 - 0,09$  Ом/км;
- для кабельних ЛЕП напругою 35 кВ  $X_0 = 0,11 - 0,13$  Ом/км.

Величина припустимої втрати напруги в ЛЕП розраховується по потужностях і опорам ділянок за формулою:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i l_i r_{0i}}{U_{\text{ном}}} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_i l_i X_{0i}}{U_{\text{ном}}} = \Delta U_{\text{допа}} + \Delta U_p. \quad (3)$$

У формулі дві складові  $\Delta U_{\text{допа}}$  - втрати напруги в активних опорах;  $\Delta U_p$  - втрата напруги в реактивних опорах.

Оскільки  $X_0$  практично не залежить від перетину проводу, величину  $\Delta U_p$  розраховують, задавшись середнім значенням реактивного опору  $X_{0\text{ср}}$  в зазначених діапазонах його зміни.

$$\Delta U_p = \frac{X_{\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n Q_i l_i. \quad (4)$$

$$\Delta U_{\text{допа}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p. \quad (5)$$

З формули (3) знаходять припустиму втрату напруги, обумовлену активним опором.

Тут  $\Delta U_p$  розраховали, а  $\Delta U_{\text{доп}}$  задалися з припустимого діапазону значення. У такий спосіб знаходять  $\Delta U_{\text{допа}}$ , що залежить тільки від активного опору проводів, по якому далі і визначають перетин лінії.

#### 5.4.1 Розрахунок перетинів проводів з умови сталості перетинів на ділянках

Часто з практичних розумінь для однотипності ЛЕП її ділянки виконують проводом однієї марки. Тоді

$$\Delta U_{\text{допа}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i l_i r_{0i}}{U_{\text{ном}}} = \frac{r_0 \sum_{i=1}^n P_i l_i}{U_{\text{ном}}} = \frac{\rho}{FU_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n P_i l_i. \quad (6)$$

де,  $r_0 = \frac{\rho}{F}$  і  $\rho$  - питомий опір матеріалу проводу.

$\rho = \left[ \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \text{мм}^2 \right]$ ,  $F$  – площа поперечного перерізу,  $\text{мм}^2$ .

З (6) знаходять

$$F = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{допа}} U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n P_i l_i. \quad (7)$$

Отриманий перетин проводу округляють до стандартного, знаходять для нього по довідкових таблицях  $r_0$  і  $X_0$ , після чого перевірочним розрахунком визначають дійсну втрату напруги. Якщо вона перевищує припустиму, то приймають перетин на ступінь вище.

#### 5.4.2 Розрахунок перетинів проводів з умови мінімальної витрати провідникового матеріалу

Навантаження лінії, що має декілька споживачів, у міру видалення від джерела живлення, зменшується. Тому застосування проводів однакового перетину хоча і приносить практичні зручності, але не завжди вигідно економічно. При цьому провід наприкінці лінії недовантажений, що приводить до перевитрати провідникового матеріалу.

Потрібно визначити, як повинні убувати перетини проводів у міру видалення від джерела живлення, щоб дотримати заданої втрати напруги і забезпечити максимальну економію провідникового матеріалу. Розглянемо ЛЕП із двома навантаженнями. У приведеній мережі відомими є:

- потужності навантажень у вузлах;
- довжини ділянок;
- припустима втрата напруги.



Потужності ділянок мережі визначаються за першим закону Кірхгофа, починаючи від кінцевої точки 2.

$$P_2 + jQ_2 = P_{H2} + jQ_{H2}; P_1 + jQ_1 = P_{H1} + jQ_{H1} + P_2 + jQ_2 = P_{H1} + P_{H2} + j(Q_{H1} + Q_{H2})$$

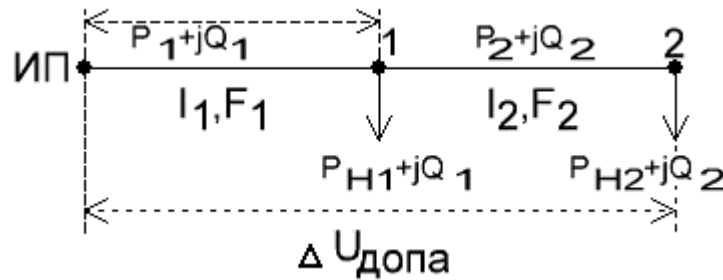


Рисунок 5.13 - Ділянка ЛЭП із двома навантаженнями

Задача полягає в знаходженні перетину проводів  $F_1$  і  $F_2$  на ділянках при заданій величині  $\Delta U_{\text{допа}}$  і мінімальній витраті кольорового металу. Ці перетини рівні

$$F_1 = \frac{\rho P_1 l_1}{\Delta U_{a1} U_{\text{ном}}}; F_2 = \frac{\rho P_2 l_2}{(\Delta U_{\text{допа}} - \Delta U_{a1}) U_{\text{ном}}}. \quad (8)$$

Обсяг металу, затрачуваного для трьох фаз лінії при цих перетинах, буде

$$V = 3F_1 l_1 + 3F_2 l_2 = \frac{\rho 3P_1 l_1^2}{\Delta U_{a1} U_{\text{ном}}} + \frac{\rho 3P_2 l_2^2}{(\Delta U_{\text{допа}} - \Delta U_{a1}) U_{\text{ном}}}. \quad (9)$$

У цій формулі усі величини відомі за винятком втрати напруги  $\Delta U_{a1}$  на першій ділянці. Змінюючи цю величину, одержимо різні значення обсягу затрачуваного металу. Для визначення мінімуму витрати проводу необхідно взяти першу похідну від величини обсягу  $V$  по змінній  $\Delta U_{a1}$  і дорівняти її нулю

$$\frac{dV}{d(\Delta U_{a1})} = -\frac{\rho 3P_1 l_1^2}{\Delta U_{a1}^2 U_{\text{ном}}} + \frac{\rho 3P_2 l_2^2}{(\Delta U_{\text{допа}} - \Delta U_{a1})^2 U_{\text{ном}}} = 0. \quad (10)$$

Звідси випливає

$$\frac{\rho P_1 l_1^2}{\Delta U_{a1}^2 U_{\text{ном}}} = \frac{\rho P_2 l_2^2}{(\Delta U_{\text{допа}} - \Delta U_{a1})^2 U_{\text{ном}}}. \quad (11)$$

Помножимо і розділимо ліву частину рівності на  $P_1$ , а праву – на  $P_2$ . Потім помножимо частини рівності на  $\rho/U_{\text{ном}}$ . Після цього буде

$$\frac{1}{P_1} \left[ \frac{\rho^2 P_1^2 l_1^2}{\Delta U_{a1}^2 U_{\text{ном}}^2} \right] = \frac{1}{P_2} \left[ \frac{\rho^2 P_2^2 l_2^2}{(\Delta U_{\text{допа}} - \Delta U_{a1})^2 U_{\text{ном}}^2} \right]. \quad (12)$$

Тому що вирази в дужках являють собою квадрати перетинів ділянок ЛЭП  $F_1^2$  і  $F_2^2$ , то вираз (12) можна записати так

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2} \quad \text{або} \quad \frac{F_1}{\sqrt{P_1}} = \frac{F_2}{\sqrt{P_2}} = K_p. \quad (13)$$

Таким чином, для одержання мінімальних витрат провідникового матеріалу необхідно перетини на ділянках приймати пропорційними кореню квадратному з активних навантажень. Цей висновок можна поширити на будь-яку кількість ділянок. Величина  $K_p = F/\sqrt{P}$  є постійною для даної лінії і може бути визначена в залежності від припустимої втрати напруги

$$\Delta U_{\text{допа}} = \frac{\rho}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n \frac{P_i l_i}{F_i} = \frac{\rho}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{P_i}}{F_i} \sqrt{P_i} l_i = \frac{\rho \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} l_i}{U_{\text{ном}} K_p},$$

відкіля

$$K_p = \frac{\rho}{\Delta U_{\text{допа}} U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} l_i. \quad (14)$$

Знаючи  $K_p$ , визначають перетин кожної ділянки ЛЕП по виразу

$$F_i = K_p \sqrt{P_i} \quad (15)$$

Розрахунок ліній розглянутим методом починають з розподілу активних і реактивних навантажень по ділянках. Потім задаються середнім значенням  $X_{\text{оср}}$  і визначають  $\Delta U_p$  по формулі (4). Потім знаходять  $\Delta U_{\text{допа}}$  по (5) і  $K_p$  - по формулі (14). Перетин проводів для кожної ділянки, підраховані за формулою (15), округляють до найближчого стандартного перетину, після чого, у разі потреби роблять перевірочний розрахунок втрати напруги при дійсних величинах  $r_0$  і  $X_0$  для кожної ділянки, а також перевіряють обрані перетини по нагріванню робочим струмом. Якщо перетини не задовольняють припустимої втрати напруги, то збільшують перетин на тих ділянках, величина втрати напруги на яких найбільша.

### 5.4.3 Розрахунок перетинів проводів з умови мінімуму втрат потужності в мережі

Перетини проводів, обрані за умовою мінімуму витрати провідникового матеріалу, не забезпечують мінімальних втрат потужності. Розглянемо умови вибору перетинів лінії, виходячи з вимоги мінімальних втрат потужності.

Втрати активної потужності в лінії, зображеної на рисунку 1, будуть

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_{\text{ном}}^2} R_1 + \frac{S_2^2}{U_{\text{ном}}^2} R_2 = \frac{S_1^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{\rho l_1}{F_1} + \frac{S_2^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{\rho l_2}{F_2}. \quad (16)$$

де  $R_1 = \rho l_1 / F_1$ ,  $R_2 = \rho l_2 / F_2$  - активні опори першої і другої ділянок;  $V$  - об'єм провідникового матеріалу однієї фази лінії на всій її довжині; На першій ділянці об'єм  $V_1$ . Тоді величини перетинів ділянок будуть рівні  $F_1 = V_1 / l_1$ ;  $F_2 = (V - V_1) / l_2$ . Підставимо ці значення у формулу (16). Для одержання мінімуму втрат необхідно взяти першу похідну від  $\Delta P$  по змінній  $V_1$  і дорівняти її нулю. Одержимо рівність

$$\Delta P = \frac{S_1^2 \rho l_1^2}{U_{\text{ном}}^2 V_1} + \frac{S_2^2 \rho l_2^2}{U_{\text{ном}}^2 (V - V_1)}.$$

$$\frac{d(\Delta P)}{dV_1} = -\frac{S_1^2 \rho l_1^2}{U_{\text{ном}}^2 V_1^2} + \frac{S_2^2 \rho l_2^2}{U_{\text{ном}}^2 (V - V_1)^2} = 0.$$

$$\frac{S_1^2 \rho l_1^2}{U_{\text{ном}}^2 V_1^2} = \frac{S_2^2 \rho l_2^2}{U_{\text{ном}}^2 (V - V_1)^2} \Rightarrow \frac{S_1^2 l_1^2}{V_1^2} = \frac{S_2^2 l_2^2}{(V - V_1)^2}. \quad (17)$$

Тому що  $V_1 = F_1 l_1$ , а  $V - V_1 = V_2 = F_2 l_2$ , то формулу (17) можна переписати в такий спосіб  $\frac{S_1^2 l_1^2}{F_1^2 l_1^2} = \frac{S_2^2 l_2^2}{F_2^2 l_2^2} \Rightarrow \frac{S_1^2}{F_1^2} = \frac{S_2^2}{F_2^2} \Rightarrow \frac{S_1}{F_1} = \frac{S_2}{F_2}$ .

Виразимо потужності ділянок через струми і номінальну напругу

$$\frac{\sqrt{3} U_{\text{ном}} I_1}{F_1} = \frac{\sqrt{3} U_{\text{ном}} I_2}{F_2} \Rightarrow \frac{I_1}{F_1} = \frac{I_2}{F_2} = j_{\Delta P} = \text{const}. \quad (18)$$

Умовою мінімальних втрат у лінії є сталість щільності струму на всіх ділянках.

Значення щільності струму  $j_{\Delta P}$  визначається по припустимій втраті напруги в активних опорах

$$\Delta U_{\text{допа}} = \frac{\rho}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n \frac{P_i l_i}{F_i} = \frac{\rho}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{3} U_{\text{ном}} I_i \cos \varphi_i l_i}{F_i} = \sqrt{3} \rho j_{\Delta P} \sum_{i=1}^n (\cos \varphi_i) l_i$$

$$j_{\Delta P} = \frac{\Delta U_{\text{допа}}}{\sqrt{3} \rho \sum_{i=1}^n (\cos \varphi_i) l_i}. \quad (19)$$

Перетини на ділянках розраховуються по струмах ділянок

$$F_i = \frac{I_i}{j_{\Delta P}}, \text{ де } I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}. \quad (20)$$

Хід розрахунку загалом повторює раніше описаний. Задаються середнім значенням  $X_{\text{ср}}$ , визначають  $\Delta U_p$  і  $\Delta U_{\text{допа}}$ . Далі по (19) знаходять щільність струму  $j_{\Delta P}$  і, нарешті, по формулі (20) визначають перетини  $F_i$  для кожної ділянки, що округляють до найближчих стандартних значень. Якщо перетини не задовольняють припустимій втраті напруги, то збільшують перетини на тих ділянках, величина втрати напруги на яких найбільша.

#### 5.4.4 Порівняльна характеристика методів

Визначення перетину по припустимій втраті напруги застосовують до ліній місцевих мереж, перетин яких не вибирають по економічній щільності струму. Вибір перетину за умовами мінімальної витрати провідникового матеріалу ( $V \rightarrow \min$ ) і мінімальних втрат активної потужності ( $\Delta P \rightarrow \min$ ) дають більш економічні результати, чим за умови сталості перетинів на всіх ділянках ( $F = \text{const}$ ).

Вибір перетину за умови  $V \rightarrow \min$  приводить до економії капітальних вкладень і постійних експлуатаційних витрат. Метод застосовують для споживачів з малими максимальними навантаженнями. Для споживачів з великими токовими навантаженнями краще використовувати вибір перетинів з умови  $\Delta P \rightarrow \min$ . Це приводить до зменшення змінних експлуатаційних витрат, зв'язаних із втратами потужності в ЛЕП.

**Приклад.** Розрахувати лінію передачі напругою 35 кВ, схема якої представлена на рисунку 2, де навантаження дані в МВА, довжини – км,  $\cos \varphi = 0.8$ . Проводи сталевалюмінієві, відстань між проводами 300 см, розташування – по трикутнику. Питомий опір проводу  $\rho = 31.2 \frac{\text{Ом}}{\text{мм}^2 \cdot \text{км}}$ . Припустима втрата напруги складає  $\Delta U_{\text{доп}} = 8\%$  або в кіловольтах

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{8 \cdot 35000}{100} = 2800 \text{В} = 2,8 \text{кВ}.$$

**Розв'язання.** Приймаємо, що середня реактивність повітряної лінії складає  $X_{\text{оср}} = 0,4 \text{ Ом/км}$ . Розраховуємо потужності на ділянках мережі. Далі спадання напруги від реактивної потужності

$$\Delta U_p = \frac{0.4}{35} (6.75 \cdot 6 + 5.25 \cdot 6 + 2.25 \cdot 12 + 0.75 \cdot 5) = 1.18 \text{кВ}.$$

Припустима втрата напруги, обумовлена активною складовою навантаження, буде  $\Delta U_{\text{доп}а} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p = 2.8 - 1.18 = 1.62 \text{кВ}$ .

1) Метод постійного перетину уздовж лінії. По формулі (7) маємо

$$F = \frac{31.2}{1.62 \cdot 35} (9 \cdot 6 + 7 \cdot 6 + 3 \cdot 12 + 1 \cdot 5) = 75.5 \text{мм}^2.$$

Приймаємо провід АС-95 ( $X_0 = 0,397 \text{ Ом/км}$ ;  $r_0 = 0.314 \text{ Ом/км}$ )

Фактична втрата напруги

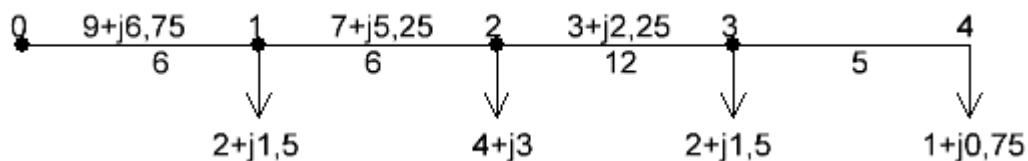


Рисунок 5.14 - Схема мережі

$$\Delta U = \frac{0.314}{35} (9 \cdot 6 + 7 \cdot 6 + 3 \cdot 12 + 1 \cdot 5) + \frac{0.397}{35} (6.75 \cdot 6 + 5.25 \cdot 6 + 2.25 \cdot 12 + 0.75 \cdot 5) = 2.39 \text{кВ}$$

або у відсотках  $\Delta U = \frac{2.39}{35} \cdot 100 = 6.85\%$ .

2) Метод мінімальної витрати металу

$$K_p = \frac{31.2}{1.62 \cdot 35} (\sqrt{9} \cdot 6 + \sqrt{7} \cdot 6 + \sqrt{3} \cdot 12 + \sqrt{1} \cdot 5) = 33.1$$

Знаходимо перетини проводів для окремих ділянок за формулою (15).

$$F_{01} = 33.1 \cdot \sqrt{9} = 99.3 \text{мм}^2.$$

Приймаємо АС-120 ( $X_0 = 0.391 \text{ Ом/км}$ ;  $r_0 = 0.249 \text{ Ом/км}$ );

$$F_{12} = 33.1 \cdot \sqrt{7} = 87.6 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо АС-95 ( $X_0 = 0.397 \text{ Ом/км}$ ;  $r_0 = 0.314 \text{ Ом/км}$ );

$$F_{23} = 33.1 \cdot \sqrt{3} = 57.5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо АС-50 ( $X_0 = 0.418 \text{ Ом/км}$ ;  $r_0 = 0.592 \text{ Ом/км}$ );

$$F_{34} = 33.1 \cdot \sqrt{1} = 33.1 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо АС-35 ( $X_0 = 0.429 \text{ Ом/км}$ ;  $r_0 = 0.773 \text{ Ом/км}$ );

Перевіряємо втрату напруги

$$\Delta U = \frac{1}{35} (9 \cdot 6 \cdot 0.249 + 7 \cdot 6 \cdot 0.314 + 3 \cdot 12 \cdot 0.592 + 1 \cdot 5 \cdot 0.773) + \\ + \frac{1}{35} (6.75 \cdot 6 \cdot 0.391 + 5.25 \cdot 6 \cdot 0.397 + 2.25 \cdot 12 \cdot 0.418 + 0.75 \cdot 5 \cdot 0.429) = 2.66 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U = \frac{2.66}{35} \cdot 100 = 7.6\%.$$

3) Метод мінімуму втрат. За формулою (19) щільність струму для забезпечення мінімальних втрат буде дорівнювати

$$j_{\Delta p} = \frac{1620}{\sqrt{3} \cdot 31.2 \cdot 0.8 \cdot (6 + 6 + 12 + 5)} = 1.29 \text{ А/мм}^2.$$

Коефіцієнт потужності для всіх навантажень однаковий  $\cos \varphi_i = \cos \varphi = 0.8$ .

Струми навантаження по ділянках складають

$$I_{01} = \frac{10^3 \sqrt{9^2 + 6.75^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 186 \text{ А}; \quad I_{12} = \frac{10^3 \sqrt{7^2 + 5.25^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 144 \text{ А}; \\ I_{23} = \frac{10^3 \sqrt{3^2 + 2.25^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 62 \text{ А}; \quad I_{34} = \frac{10^3 \sqrt{1^2 + 0.75^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 20.6 \text{ А}.$$

Тоді перетини проводів за формулою (20) будуть рівні

$$F_{01} = \frac{I_{01}}{j_{\Delta p}} = \frac{186}{1.29} = 145 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо АС-150 ( $X_0 = 0.384 \text{ Ом/км}$ ;  $r_0 = 0.196 \text{ Ом/км}$ ).

$$F_{12} = \frac{I_{12}}{j_{\Delta p}} = \frac{144}{1.29} = 112 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо АС-120 ( $X_0 = 0.391 \text{ Ом/км}$ ;  $r_0 = 0.249 \text{ Ом/км}$ ).

$$F_{23} = \frac{I_{23}}{j_{\Delta p}} = \frac{62}{1.29} = 48 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо АС-50 ( $X_0 = 0.418 \text{ Ом/км}$ ;  $r_0 = 0.592 \text{ Ом/км}$ ).

$$F_{34} = \frac{I_{34}}{j_{\Delta p}} = \frac{20.6}{1.29} = 16 \text{ мм}^2;$$

Приймаємо провід марки АС-35 ( $X_0 = 0.429 \text{ Ом/км}$ ;  $r_0 = 0.773 \text{ Ом/км}$ ).

Перевіряємо втрату напруги при обраних перетинах

$$\Delta U = \frac{1}{35} (9 \cdot 6 \cdot 0.196 + 7 \cdot 6 \cdot 0.249 + 3 \cdot 12 \cdot 0.592 + 1 \cdot 5 \cdot 0.773) + \\ + \frac{1}{35} (6.75 \cdot 6 \cdot 0.384 + 5.25 \cdot 6 \cdot 0.391 + 2.25 \cdot 12 \cdot 0.418 + 0.75 \cdot 5 \cdot 0.429) = 2.44 \text{кВ}$$

або у відсотках  $\Delta U = \frac{2.44}{35} \cdot 100 = 7\%$ .

### 5.5 Розрахунок режиму ЛЕП при заданій потужності навантаження

Задача розрахунку режиму полягає у визначенні параметрів режиму, до яких відносяться:

- значення струмів в елементах мережі;
- значення напруг у вузлах мережі;
- значення потужностей на початку і кінці елемента мережі;
- значення втрат потужності й електроенергії.

Розрахунок цих величин необхідний для вибору устаткування, забезпечення якості електроенергії, оптимізації режимів роботи мереж.

Вихідними даними для розрахунку режиму є:

- схема електричних з'єднань і її параметри – значення опорів і провідностей її елементів;
- потужності навантажень або їхні графіки потужності;
- значення напруг в окремих точках мережі.

Теоретично мережу можна розрахувати за допомогою методів, відомих у ТОЕ, що засновані на законах Кірхгофа. Однак безпосереднє їхнє застосування утруднене по двох причинах:

- велика кількість елементів у реальній мережі;
- специфіка завдання вихідних даних.

Специфіка завдання вихідних даних полягає в тім, що задаються потужності навантажень і напруга на джерелі живлення. Для того, щоб знайти значення потужностей наприкінці і початку кожного елемента, потрібно обчислити втрати потужності. Для їхнього обчислення необхідно знати струм у кожному елементі. Його значення можна визначити при відомій нарузі на шинах навантаження. А воно на початку розрахунку невідомо. Тому застосовувати закони Кірхгофа безпосередньо для одержання однозначного розв'язання неможливо.

Основним методом розрахунку режимів електричних мереж є метод послідовних наближень – ітераційний метод. Він полягає в тім, що на початку розрахунку задаються першим наближенням напруг у вузлах (нульова ітерація). Звичайно за нульову ітерацію приймають допущення про те, що напруги у всіх вузлах схеми рівні між собою і дорівнюють номінальному значенню мережі. За прийнятими значеннями напруги і заданої потужності споживачів можна розрахувати значення параметрів режиму, у тому числі і напруги у вузлах мережі. Ці значення напруг будуть другим наближенням (першою ітерацією). Розрахунок

повторюють доти, поки результати наступних наближень не будуть відрізнятися друг від друга з заданою точністю.

Найчастіше досить 1-2 ітерацій. Можливість малої кількості ітерацій привела до появи нестрогих, але прийнятних за точністю методів. Такими є:

- метод розрахунку режиму при заданій напрузі наприкінці ЛЕП.
- метод розрахунку режиму при заданій напрузі на початку ЛЕП.

З закону збереження енергії випливає, що для будь-якого електричного кола дотримується баланс активних і реактивних потужностей. Можна також записати баланс для комплексних потужностей: сума комплексних потужностей, споживаних усіма гілками кола з урахуванням джерел і приймачів, дорівнює нулю.

У ЛЕП маються джерело – потужність, що віддається енергосистемою в лінію, приймач – потужність, що віддається лінією в енергосистему, і три гілки: одна з активно–індуктивним опором і дві з ємностями. Баланс потужностей для ЛЕП виглядає так:

$$S_1 = S_2 + \Delta S + Q_{c1} + Q_{c2}, \quad (1)$$

де  $S_1$  - потужність на початку лінії (джерело);  $S_2$  - потужність наприкінці лінії (приймач);  $\Delta S$  - втрати потужності в подовжньому опорі лінії;  $Q_{c1}, Q_{c2}$  - потужності в ємнісних провідностях.

$$\Delta S = \frac{S_{1н}^2}{U_1^2} Z_{12} = \frac{S_{2к}^2}{U_2^2} Z_{12}; \quad (2)$$

Врахуємо, що  $S^2 = P^2 + Q^2$ ;  $Z_{12} = R_{12} + jX_{12}$ . Суму  $Q_c = Q_{c1} + Q_{c2}$  називають зарядною потужністю лінії.

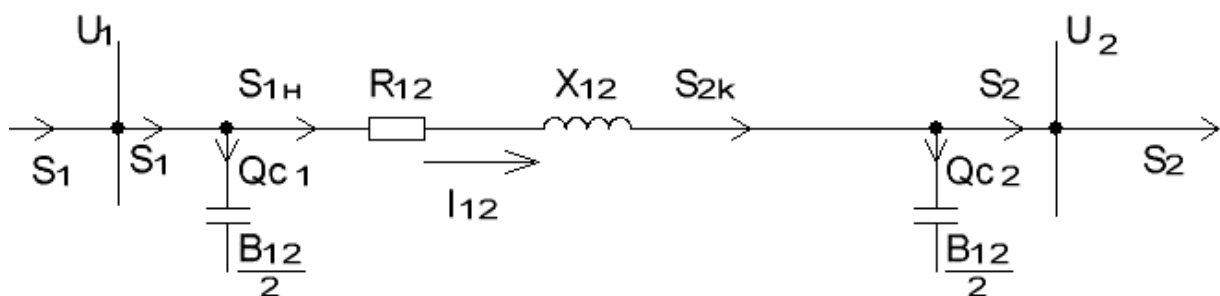


Рисунок 5.15 - Потужності в схемі заміщення ЛЕП

Тоді роздільно втрати активної і реактивної потужностей рівні

$$\Delta P = \frac{P_{1н}^2 + Q_{1н}^2}{U_1^2} R_{12}; \quad \Delta Q = \frac{P_{1н}^2 + Q_{1н}^2}{U_1^2} X_{12}; \quad (3)$$

$$\Delta P = \frac{P_{2к}^2 + Q_{2к}^2}{U_2^2} R_{12}; \quad \Delta Q = \frac{P_{2к}^2 + Q_{2к}^2}{U_2^2} X_{12}; \quad (4)$$

Розрахувати лінію електропередачі – це значить знайти параметри її режиму; напруги, струми, потужності. Такий розрахунок називають розрахунком поточкорозподілу. Розрахунки зручно робити по потужності навантаження, тоб-

то не обчислюючи струми в гілках схеми. Спадання напруги в опорі  $Z_{12}$  можна обчислити через потужність на одному з його кінців

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{12} Z_{12} = \frac{S_{1н}^*}{U_1^*} Z_{12} = \frac{S_{2к}^*}{U_2^*} Z_{12}. \quad (5)$$

Якщо сполучити напругу в знаменнику з дійсною віссю, то після перемноження комплексних двочленів у чисельнику  $(P+j)$  і  $(R_{12} + jX_{12})$  будемо мати наступні формули для обчислення спадання напруги:

$$\Delta U = \frac{(P_{1н} - jQ_{1н})(R_{12} + jX_{12})}{U_1} = \frac{P_{1н}R_{12} + Q_{1н}X_{12}}{U_1} + j \frac{P_{1н}X_{12} - Q_{1н}R_{12}}{U_1}; \quad (6)$$

$$\Delta U = \frac{(P_{2к} - jQ_{2к})(R_{12} + jX_{12})}{U_2} = \frac{P_{2к}R_{12} + Q_{2к}X_{12}}{U_2} + j \frac{P_{2к}X_{12} - Q_{2к}R_{12}}{U_2}; \quad (7)$$

### 5.5.1. Задано напругу наприкінці лінії

Дано напругу і потужність наприкінці лінії:  $U_2$  і  $S_2$ . Потрібно визначити напругу і потужність на початку лінії:  $U_1$  і  $S_1$ . Для перевірки обмежень по нагріванню іноді визначають струм у лінії  $I_{12}$ .

Сполучимо вектор напруги наприкінці лінії  $U_2$  з дійсною віссю координат, тобто  $U_2 = U_2$ . Розрахунок складається в послідовному визначенні від кінця лінії до початку невідомих потужностей і напруг. Використовують потужності трьох фаз і лінійні напруги. Щоб визначити  $S_1$  скористаємося формулою балансу потужностей (1). Послідовність обчислень складових балансу потужностей полягає в наступному.

- 1) Обчислюють зарядну (ємнісну) потужність трьох фаз наприкінці лінії

$$Q_{c2} = \frac{B_{12}}{2} U_2^2. \quad (1)$$

- 2) Потужність наприкінці подовжньої частини лінії

$$S_{2к} = S_2 - jQ_{c2}. \quad (2)$$

- 3) Утрати потужності в лінії

$$\Delta S = 3I_{12}^2 Z_{12} = \frac{S_{2к}^2}{U_2^2} Z_{12}. \quad (3)$$

- 4) Потужність на початку подовжньої гілки лінії більше, ніж потужність наприкінці, на величину втрат потужності в лінії, тобто

$$S_{1н} = S_{2к} + \Delta S \quad (4)$$

- 5) Спадання напруги на опорі  $Z_{12}$

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{12} Z_{12} = \frac{S_{2к}^*}{U_2^*} Z_{12} \quad (5)$$

- 6) Напруга на початку лінії



$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U} = \dot{U}_2 + \frac{\dot{S}_{2\text{к}}^*}{\dot{U}_2^*} Z_{12} \quad (6)$$

7) Ємнісна потужність на початку лінії

$$Q_{\text{С1}} = \frac{B_{12}}{2} \dot{U}_1^2 \quad (7)$$

8) Потужність на початку лінії

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{1\text{н}} + jQ_{\text{С1}} \quad (8)$$

Розрахунок виконується в напрямку руху за схемою заміщення від кінця до початку. Більш компактно цей алгоритм можна записати у виді списку величин у послідовності, у якій вони обчислюються

$$\{Q_{\text{С2}}, \dot{S}_{2\text{к}}^*, \Delta \dot{S}, \dot{S}_{1\text{н}}^*, \Delta \dot{U}, \dot{U}_1, Q_{\text{С1}}, \dot{S}_1\}.$$

### 5.5.2 Задано напругу на початку лінії

Відома потужність наприкінці лінії і напруга в її початку, тобто величини  $\dot{U}_1$  і  $\dot{S}_2$ . Така ситуація найчастіше зустрічається на практиці, оскільки, як правило, відомі навантаження мережі і напруга на шинах пункту живлення. У даному випадку неможливо послідовно від кінця лінії до початку визначити невідомі струми і напруги тому що  $\dot{U}_2$  не задана. Однак можна здійснити наближений розрахунок у два етапи. Перший етап – це розрахунок поточкорозподілення потужностей  $\{Q_{\text{С2}}, \dot{S}_{2\text{к}}^*, \Delta \dot{S}, \dot{S}_{1\text{н}}^*\}$ . Другий етап складається в розрахунку режиму напруг  $\{\Delta \dot{U}, \dot{U}_2\}$ .

1-й етап. Задаються наближеним значенням напруги наприкінці лінії приймаючи його рівним номінальному  $\dot{U}_2 = U_{\text{ном}}$ . Потім визначають потоки і втрати потужності аналогічно виразам (1)-(4).

$$Q_{\text{С2}} = \frac{B_{12}}{2} U_{\text{ном}}^2; \quad \dot{S}_{2\text{к}}^* = \dot{S}_2^* + jQ_{\text{С2}}; \quad \Delta \dot{S} = \frac{\dot{S}_{2\text{к}}^*}{U_{\text{ном}}^*} Z_{12}; \quad \dot{S}_{1\text{н}}^* = \dot{S}_{2\text{к}}^* + \Delta \dot{S} \quad (9)$$

2-й етап. Визначаємо напругу  $\dot{U}_2$ , використовуючи потужність  $\dot{S}_{1\text{н}}^*$ , знайдену в 1-ом етапі.

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} I_{12}^* Z_{12} = \dot{U}_1 - \frac{\dot{S}_{1\text{н}}^*}{\dot{U}_1^*} Z_{12} \quad (10)$$

Потужності на першому етапі визначені приблизно, оскільки замість  $\dot{U}_2$  використовували  $U_{\text{ном}}$ .

Отже, напруги  $\dot{U}_2$  на другому етапі також обчислюється приблизно, тому що в (10) використовується наближене значення  $\dot{S}_{1\text{н}}^*$ , визначене на 1-м етапі. Можливо ітераційне повторення розрахунку, тобто повторення 1-го і 2-го етапів для одержання більш точних значень потужностей і напруг. Як правило, при проведенні розрахунків вручну, а не на ЕОМ, таке уточнення не потрібно, тому що номінальна напруга лінії несильно відрізняється від дійсної. Більш точний метод складається в розв'язанні рівняння для напруги  $U_1$  лінії як чотириполюсника:

$$\dot{U}_1 = \left(1 + j \frac{B_{12}}{2} Z'_{12}\right) \dot{U}_2 + \sqrt{3} Z'_{12} I_2$$

У це рівняння підставляємо вирази струму  $I_2$  через потужність  $S_2^*$  і напругу  $\dot{U}_2$ . У результаті будемо мати

$$\dot{U}_1 = \left(1 + j \frac{B_{12}}{2} Z'_{12}\right) \dot{U}_2 + \frac{S_2^*}{U_2^*} Z'_{12}$$

Змінні, входні в рівняння, мають вид:

$$Z'_{12} = R_{12} + jX_{12}; \quad S_2^* = P_2 - jQ_2; \quad \dot{U}_2 = U_{2a} + jU_{2p};$$

Підставляємо змінні в рівняння і виділяємо дійсну і мниму частини.

$$\dot{U}_1 = \left[1 + j \frac{B_{12}}{2} (R_{12} + jX_{12})\right] (U_{2a} + jU_{2p}) + \frac{(P_2 - jQ_2)}{U_{2a} - jU_{2p}} (R_{12} + jX_{12})$$

Сполучаємо дійсну вісь системи координат з вектором напруги  $\dot{U}_1$ , тобто  $\dot{U}_1 = U_1$ .

$$U_1(U_{2a} - jU_{2p}) = \left[1 + j \frac{B_{12}}{2} (R_{12} + jX_{12})\right] (U_{2a}^2 + U_{2p}^2) + (P_2 - jQ_2) (R_{12} + jX_{12});$$

$$U_1 U_{2a} - jU_1 U_{2p} = \left[1 - \frac{B_{12} X_{12}}{2} + j \frac{B_{12} R_{12}}{2}\right] (U_{2a}^2 + U_{2p}^2) + P_2 R_{12} + Q_2 X_{12} + jP_2 X_{12} - jQ_2 R_{12};$$

Виділяємо дійсну і мниму частини

$$\begin{cases} \left[1 - \frac{B_{12} X_{12}}{2}\right] U_{2a}^2 - U_1 U_{2a} + \left[1 - \frac{B_{12} X_{12}}{2}\right] U_{2p}^2 + P_2 R_{12} + Q_2 X_{12} = 0; \\ \frac{B_{12} R_{12}}{2} U_{2p}^2 + U_1 U_{2p} + \frac{B_{12} R_{12}}{2} U_{2a}^2 + P_2 X_{12} - Q_2 R_{12} = 0; \end{cases} \quad (11)$$

Дану систему двох нелінійних рівнянь із двома невідомими вирішують щодо дійсної  $U_{2a}$  і мнимої  $U_{2p}$  частин напруги  $\dot{U}_2$  наприкінці лінії. При цьому одержують точне розв'язання задачі.

Приклад 1. Навантаження  $S_2^* = 15 + j10$  МВА живиться від шин електростанції по одноколовій лінії 110 кВ довжиною 80 км. Параметри схеми заміщення  $R_{12} = 24,48$  Ом;  $X_{12} = 34,72$  Ом;  $B_{12} = 0,0002088$  См.

Напруга на шинах електростанції  $U_1 = 116$  кВ. Визначити потужність  $S_1$ , вироблювану електростанцією і напругу наприкінці лінії  $U_2$ .

1-й етап. Приймаємо, що  $U_2 = U_{ном} = 110$  кВ.

$$Q_{C2} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 0,0002088 = 1,26 \text{ Мвар}$$

Потужність наприкінці лінії

$$S_{2K}^* = S_2^* - jQ_{C2} = 15 + j10 - j1,26 = 15 + j8,74 \text{ МВА}$$

Втрати потужності в лінії

$$\Delta P_{12} = \frac{15^2 + 8,74^2}{110^2} \cdot 24,48 = 0,61 \text{ Мвт}; \quad Q_{12} = \frac{15^2 + 8,74^2}{110^2} \cdot 34,72 = 0,86 \text{ Мвар}$$

Потужність на початку лінії

$$S_{1H}^* = S_{2K}^* + \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} = 15 + j8,74 + 0,61 + j0,86 = 15,61 + j9,6 \text{ МВА}$$

Потужність із шин електростанції

$$S_1^* = S_{1H}^* - jQ_{C1} = 15,61 + j9,6 - j1,26 = 15,61 + j8,34 \text{ МВА}$$

2-й етап. Напругу наприкінці лінії визначимо за формулою (10)

$$\dot{U}_2 = 116 - \frac{15,61 - j9,6}{116} (24,48 + j34,72) = 109,8 - j2,65 \text{ кВ}$$

Модуль напруги  $U_2 = \sqrt{109,8^2 + 2,65^2} = 109,8 \text{ кВ}$

Перше наближення напруги  $\dot{U}_2 = 109,8 - j2,65 \text{ кВ}$  незначно відрізняється від свого нульового наближення  $\dot{U}_2 = 110 \text{ кВ}$ . Якщо вирішити систему рівнянь (11)

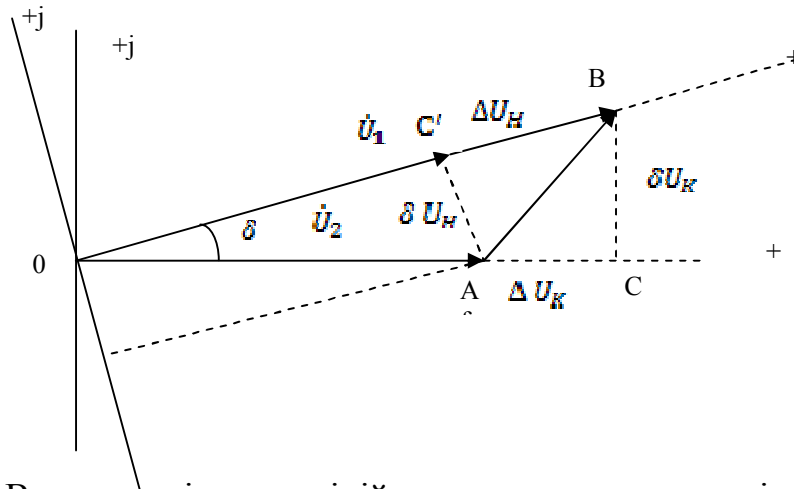


Рисунок 5.16-Векторна діаграма лінійних напруг на початку і наприкінці лінії при заданих  $R_{12}, X_{12}, P_2, Q_2, U_1$ , то результат вийде практично рівним першому наближенню, тобто  $109,8 - j2,65 \text{ кВ}$ .

Вирази подовжньої і поперечної складових спадання напруги за даними початку лінії містяться в записі (6). При розрахунку за даними кінця.

$$\Delta U_H = \frac{P_{14}R_{12} + Q_{14}X_{12}}{U_1}; \quad \delta U_H = \frac{P_{14}X_{12} - Q_{14}R_{12}}{U_1};$$

Напруга наприкінці лінії

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta U_H - j\delta U_H$$

Тоді модуль і фаза  $\dot{U}_2$  рівні

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_H)^2 + (\delta U_H)^2}; \quad \tan \delta = \frac{\delta U_H}{U_1 - \Delta U_H}$$

Приклад 2. Визначимо падіння і втрату напруги в лінії, розглянутої в прикладі 1, по відомим потужності навантаження  $S_2 = 15 + j10 \text{ МВА}$  і напрузі наприкінці лінії  $\dot{U}_2 = 109,8 - j2,85$ .

Використовуючи параметри лінії і потужність наприкінці лінії  $S_{2к}$  по (7) знайдемо подовжню і поперечну складові спадання напруги за даними кінця

$$\Delta U_K = \frac{P_{2к}R_{12} + Q_{2к}X_{12}}{U_2} = \frac{15 \cdot 24,48 + 8,74 \cdot 34,72}{109,8} = 6,11 \text{ кВ};$$

$$\delta U_K = \frac{P_{2к}X_{12} - Q_{2к}R_{12}}{U_2} = \frac{15 \cdot 34,72 - 8,74 \cdot 24,48}{109,8} = 2,8 \text{ кВ}$$

Напруга на початку лінії дорівнює

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta U_K + j\delta U_K = 109,8 - j2,65 + 6,11 + j2,8 \cong 115,9 + j0,15 \text{ кВ}$$

Модуль напруги на початку лінії

$$U_1 = \sqrt{115,9^2 + 0,15^2} = 115,9 \text{ кВ}$$

Втрата напруги  $U_1 - U_2 = 115,9 - 109,8 = 6,1 \text{ кВ}$

Приклад 3. Визначити падіння і втрату напруги в лінії по відомим потужності на початку лінії  $S_{1н} = 15,61 + j9,6 \text{ МВА}$  і напрузі на початку лінії

$\dot{U}_1 = 115,9 + j0,15 \text{ кВ}$ ,  $U_1 = 115,9 \text{ кВ}$ . Знаходимо подовжню і поперечну складові спадання напруги за даними початку

$$\Delta U_{\text{к}} = \frac{15,61 \cdot 24,48 + 9,6 \cdot 34,72}{115,9} = 6,17 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{\text{к}} = \frac{15,61 \cdot 34,72 - 9,6 \cdot 24,48}{115,9} = 2,65 \text{ кВ}$$

Напруга наприкінці лінії

$$\dot{U}_2 = 115,9 + j0,15 - 6,17 - j2,65 \cong 109,7 - j2,5 \text{ кВ}$$

Модуль напруги наприкінці лінії

$$U_2 = \sqrt{109,7^2 + 2,5^2} = 109,7 \text{ кВ}$$

Втрата напруги  $U_1 - U_2 = 115,9 - 109,7 = 6,2 \text{ кВ}$

Результати визначення напруг у викладених прикладах розрізняються на погрішність округлення.

### 5.5.3 Аналіз режимів роботи ЛЕП за допомогою векторних діаграм. Режим варіації реактивної потужності

Нехай активна потужність наприкінці лінії є постійною величиною, а реактивна потужність змінюється;  $P_2 = \text{const}$ ;  $Q_2 = \text{var}$ . Прийнемо, що в навантаження кінця лінії входить зарядна потужність у її кінці. Тоді спадання напруги запишеться в такий спосіб.

$$\Delta \dot{U} = \frac{P_2 R_{12} + Q_2 X_{12}}{U_2} + j \frac{P_2 X_{12} - Q_2 R_{12}}{U_2} = \frac{P_2}{U_2} (R_{12} + jX_{12}) + \frac{Q_2}{U_2} (X_{12} - jR_{12})$$

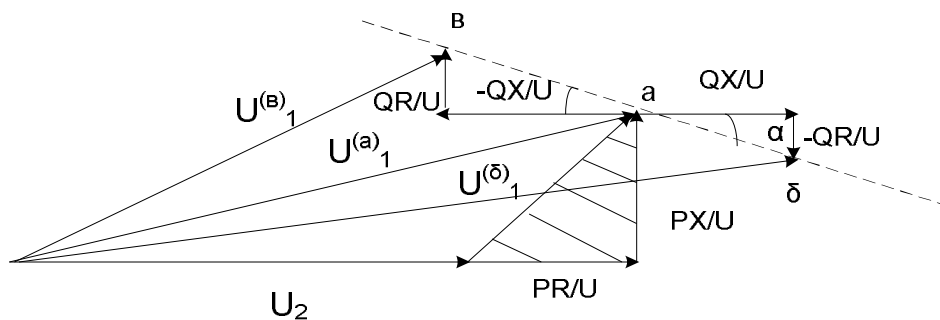


Рисунок 5.17 - Векторна діаграма ЛЕП при  $P_2 = \text{const}$ ;  $Q_2 = \text{var}$ .

Тут перший доданок залежить тільки від  $P_2$ , а друге – від  $Q_2$ . Спочатку будемо векторну діаграму для випадку  $Q_2 = 0$ . Напругу наприкінці лінії сполучимо з дійсною віссю координат. Векторна діаграма для такого випадку зображена нижче.

На діаграмі вийшов трикутник спадання напруги (заштрихований) від передачі активної потужності на опори лінії. Далі будемо векторні діаграми для випадків, коли  $Q_2 \neq 0$ . Значення реактивних потужностей вибираємо індуктивного і ємнісного характеру. На рисунку представлені всі три випадки: а)  $Q_2 = 0$ ;

б)  $Q_2 = jQ_2$ ; в)  $Q_2 = -jQ_2$ . Напруги, що при цьому виходять на початку лінії, позначені відповідно  $U_1^{(a)}, U_1^{(b)}, U_1^{(в)}$ .

Можна показати, що через точки а, б, в можна провести пряму лінію, тобто годографом вектора  $U_1$  при зміні  $Q_2 \in$  пряма лінія. Вона має невеликий нахил до осі абсцис, тому що кут нахилу  $\alpha = \text{arctg}(R/X)$ . При цьому, чим сильніше нерівність  $X > R$ , тим менше кут  $\alpha$ .

Дана властивість ЛЕП дозволяє вважати, що зміна реактивної потужності  $Q_2$  в більшому ступені впливає на величину напруги, чим на його фазу. При цьому якщо напругу  $U_1$  підтримувати незмінною, то зі зменшенням  $Q_2$  індуктивного характеру і переходом її потім на ємнісний характер напруга наприкінці лінії зростає. Така залежність використовується для регулювання напруги в електричних мережах шляхом компенсації реактивної потужності.

### Режим варіації активної потужності.

Нехай тепер  $Q_2 = \text{const}$ , а  $P_2 = \text{var}$ . Побудуємо трикутник спадання напруги від передачі тільки реактивної потужності при  $P_2 = 0$ .

Отримана напруга на початку лінії  $U_1^{(б)}$  відстає від напруги наприкінці лінії  $U_2$ . Потім будуються трикутники спадання напруги від переданої активної потужності  $P_2$  і її подвоєного значення  $2P_2$ . Напруги, що при цьому виходять, на початку лінії, позначені відповідно  $U_1^{(a)}, U_1^{(в)}$ . Годографом вектора  $U_1$  є пряма, що має кут нахилу до осі ординат  $\alpha = \text{arctg}(R/X)$ . Ця лінія має великий кут нахилу до осі абсцис і чим сильніше нерівність  $X > R$ , тим менше кут. З побудованої векторної діаграми випливає, що зміни  $P_2$  в більшому ступені впливають на кут між

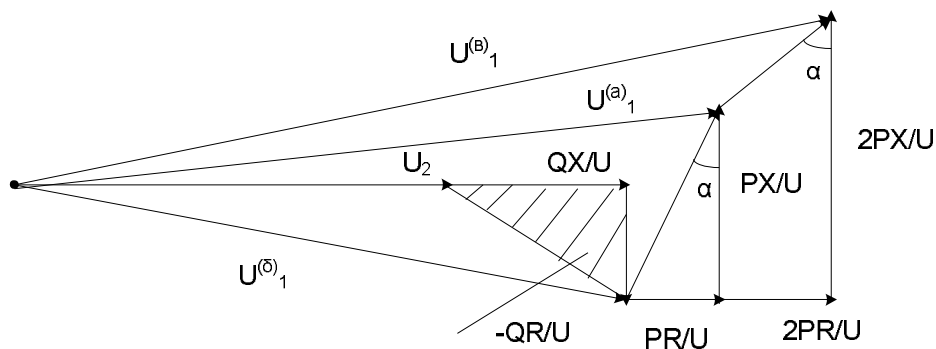


Рисунок 5.18 - Векторна діаграма ЛЕП при  $P_2 = \text{var}$ ;  $Q_2 = \text{const}$ .

напругами по кінцях лінії і значно менше на величину напруги. Чим більше активна потужність  $P_2$ , тим більше виявляється фазове зрушення між напругами по кінцях лінії.

### 5.5.4. Визначення найбільшої втрати напруги.

При розрахунку напруг необхідно перевірити, щоб найнижча з напруг у вузлах була не менше припустимою. Замість визначення найнижчої з напруг у вуз-

лах звичайно визначають найбільшу втрату напруги. Різниця між напругами джерела живлення і вузла з найнижчою напругою називається найбільшою втратою напруги. Найбільша втрата напруги в загальному випадку дорівнює

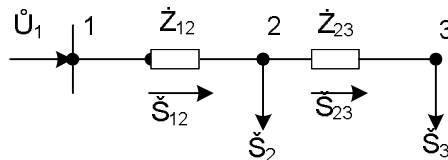
$$\Delta U_{\text{нб}} = \sum_m \Delta U_{\text{к}j} \quad (1)$$

де  $\Delta U_{\text{к}j}$  – втрати напруги на окремих ділянках лінії;  $m$  - число ділянок лінії. Тоді справедлива формула

$$\Delta U_{\text{нб}} = \sum_m (P_{\text{к}j} r_{\text{к}j} - Q_{\text{к}j} x_{\text{к}j}) / U_{\text{ном}} \quad (2)$$

Тут  $r_{\text{к}j}$  – активний опір ділянки лінії;  $x_{\text{к}j}$  - реактивний опір на ділянці лінії;  $P_{\text{к}j}, Q_{\text{к}j}$  - активна і реактивна потужності на ділянці лінії.

Якщо виразити потоки потужності в лінії через потужності навантаження, то вирази (2) можна записати інакше.



Розглянемо схему заміщення розподільної мережі, показану на рисунку. Відомі потужності у вузлах  $S_k$ , напруга на початку лінії  $U_1$ , опори ділянок лінії  $Z_{\text{к}j}$ , де  $k$  – номер вузла початку ділянки лінії ( $k=1,2$ );  $j$  - номер вузла кінця ділянки лінії ( $j=2,3$ ). Потрібно визначити потужності на ділянках лінії  $S_{\text{к}j}$ . Потужності  $S_{\text{к}j}$  знаходяться по першому закону Кірхгофа.

$$S_{23} = S_3; \quad S_{12} = S_2 + S_{23} = S_2 + S_3$$

При цьому активні і реактивні потужності на ділянках лінії рівні

$$P_{23} = P_3; \quad P_{12} = P_2 + P_3; \quad (4)$$

$$Q_{23} = Q_3; \quad Q_{12} = Q_2 + Q_3;$$

Запишемо вирази (2) для схеми на рисунку

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{P_{23} r_{23} + Q_{23} x_{23}}{U_{\text{ном}}} + \frac{P_{12} r_{12} + Q_{12} x_{12}}{U_{\text{ном}}} \quad (3)$$

Додамо цій формулі інший вид. Уводимо позначення

$$r_2 = r_{12}; \quad r_3 = r_{12} + r_{23}; \quad x_2 = x_{12}; \quad x_3 = x_{12} + x_{23}; \quad (5)$$

Підставимо вираз (4) у (3) і використовуємо співвідношення (5)

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{нб}} &= \frac{P_3(r_3 - r_2) + Q_3(x_3 - x_2)}{U_{\text{ном}}} + \frac{(P_2 + P_3)r_2 + (Q_2 + Q_3)x_2}{U_{\text{ном}}} = \frac{P_2 r_2 + Q_2 x_2}{U_{\text{ном}}} + \frac{P_3 r_3 + Q_3 x_3}{U_{\text{ном}}} \\ &= \frac{\sum_{k=2}^n (P_k r_k + Q_k x_k)}{U_{\text{ном}}} \quad (6) \end{aligned}$$

де  $P_k, Q_k$  – потужність навантаження  $k$ -го вузла;  $r_k, x_k$  - опір від вузла 1 до вузла  $k$ ;  $n$  - кількість вузлів.

Формула (6) справедлива для будь-якої кількості вузлів.

Якщо перетини проводів  $F_{\text{к}j}$  на всіх ділянках лінії однакові, то

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} (r_0 \sum_{k=2}^n P_k l_k + x_0 \sum_{k=2}^n Q_k l_k)$$

де  $l_k$  – відстань від вузла 1 до вузла  $k$ .

Розглянемо, як визначається найбільша втрата напруги в розгалуженій мережі на рисунку 2.

Для цього визначимо втрати напруги:

$$\Delta U_{13} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23}; \quad \Delta U_{15} = \Delta U_{12} + \Delta U_{24} + \Delta U_{45}$$

Якщо  $\Delta U_{24} + \Delta U_{45} > \Delta U_{23}$ , то  $\Delta U_{15} > \Delta U_{13}$  і  $\Delta U_{15}$  – найбільша втрата напруги.

Приклад. Електрична мережа 10 кВ виконана кабельними лініями і показана на рисунку нижче.

Коефіцієнти потужності навантажень  $\cos\varphi = 0,96$ . Знайдемо найбільшу втрату напруги в мережі. У таблицях знаходимо питомі параметри кабелів.

$$\text{ААБ95}; r_0 = 0,326 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, x_0 = 0,083 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; P_{23} = P_3 = 1930 \text{ кВт}$$

$$\text{ААБ50}; r_0 = 0,62 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}, x_0 = 0,09 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}; P_{12} = P_3 + P_2 = 1930 + 1880 = 3810 \text{ кВт}$$

Визначаємо активні і реактивні опори ліній

$$r_{12} = 0,5 \cdot 0,326 \cdot 0,64 = 0,104 \text{ Ом}; \quad x_{12} = 0,5 \cdot 0,083 \cdot 0,64 = 0,027 \text{ Ом}$$

$$r_{23} = 0,5 \cdot 0,62 \cdot 0,5 = 0,155 \text{ Ом}; \quad x_{23} = 0,5 \cdot 0,09 \cdot 0,5 = 0,022 \text{ Ом}$$

По активних потужностях і коефіцієнту потужності знаходимо реактивні потужності навантажень

$$Q_2 = P_2 \tan\phi = 1880 \cdot 0,292 = 549 \text{ кВар}; \quad Q_3 = P_3 \tan\phi = 1930 \cdot 0,292 = 563 \text{ кВар}$$

$$Q_{12} = P_{12} \cdot \tan\phi = 3810 \cdot 0,292 = 1113 \text{ кВар}; \quad Q_{23} = Q_3 = 563 \text{ кВар}$$

Втрата напруги в лініях 23 і 12.

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23} r_{23} + Q_{23} x_{23}}{U_{\text{ном}}} = \frac{1930 \cdot 0,155 + 563 \cdot 0,022}{10} = 31,15 \text{ В}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} r_{12} + Q_{12} x_{12}}{U_{\text{ном}}} = \frac{3810 \cdot 0,104 + 1113 \cdot 0,027}{10} = 42,6 \text{ В}$$

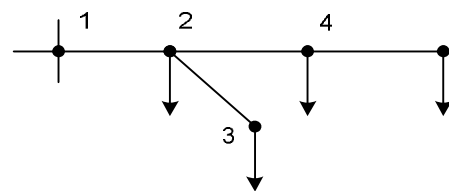
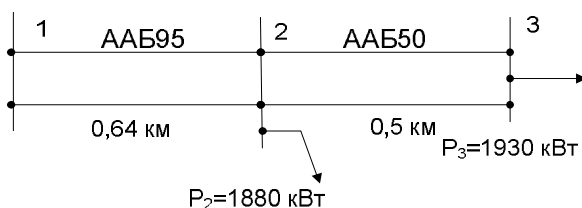
Розрахунок ведеться за формулою (2)

Сумарна втрата напруги в мережі

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 42,6 + 31,15 = 73,8 \text{ В}; \quad \Delta U_{\text{нб}}\% = \frac{0,0738}{10} \cdot 100 = 0,738\%$$

Проведемо розрахунок за формулою (6)

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} (P_2 r_2 + Q_2 x_2 + P_3 r_3 + Q_3 x_3) = \frac{1}{10} (1880 \cdot 0,104 + 549 \cdot 0,027 + 1930 (0,104 + 0,155) + 563(0,027 + 0,022)) = 73,7 \text{ В}$$



## 5.6. Натуральна потужність і пропускна здатність ЛЕП

### 5.6.1 Натуральна потужність

Розглянемо ЛЕП, для якої  $r_0 = 0$  і  $g_0 = 0$ . Виділимо в ній відрізок довжиною  $\Delta l$  з індуктивним опором  $x_0 \Delta l$  і ємнісною провідністю  $b_0 \Delta l$ . На цій ділянці  $\Delta l$  мають місце втрати і генерація реактивної потужності.

$$Q_L = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} x_0 \Delta l; \quad Q_C = U^2 b_0 \Delta l$$

Тут  $Q_L$  залежить, а  $Q_C$  не залежить від переданої потужності. Якщо прийняти передану реактивну потужність рівною нулю  $Q=0$ , то при деякій реактивній потужності  $P$  буде виконуватися рівність  $Q_L = Q_C$ , тобто втрати реактивної потужності  $Q_L$  необхідні для передачі активної потужності  $P$  стають рівними реактивній потужності  $Q_C$ , що генерується ємнісними провідностями. Потужність, передана в цьому режимі називають натуральною  $P_{\text{нат}}$ , а сам режим роботи ЛЕП – режимом передачі натуральної потужності. При  $U=U_{\text{ном}}$  можна записати

$$Q_L = \frac{P_{\text{нат}}^2}{U_{\text{ном}}^2} x_0 \Delta l = \frac{P_{\text{нат}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \omega L_0 \Delta l; \quad Q_C = U_{\text{ном}}^2 b_0 \Delta l = U_{\text{ном}}^2 \omega C_0 \Delta l$$

$$\frac{P_{\text{нат}}^2}{U_{\text{ном}}^2} L_0 = U_{\text{ном}}^2 C_0; \quad P_{\text{нат}} = U_{\text{ном}}^2 \sqrt{C_0/L_0} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Z_c},$$

де  $Z_c = \sqrt{L_0/C_0}$  - хвильовий опір лінії.

У реальній лінії, у якій  $r_0 \neq 0$  і  $g_0 \neq 0$ , втрати активної потужності при  $Q=0$  будуть найменшими

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P^2}{U^2} R$$

При  $P=P_{\text{нат}}$ , ЛЕП працює з найбільшим ККД унаслідок того, що вона знаходиться на самобалансі реактивної потужності  $Q_L = Q_C$  – втрати в лінії компенсуються зарядною потужністю й у будь-якій точці лінії  $Q=0$ . У випадку, коли  $Q_L \neq Q_C$ , або має місце надлишок зарядної потужності  $Q_C > Q_L$ , або втрати перевищують зарядну потужність  $Q_L > Q_C$ . В обох випадках втрати  $\Delta P$  збільшуються і ККД лінії знижується як при  $P > P_{\text{нат}}$ , так і при  $P < P_{\text{нат}}$ . У діапазоні переданих потужностей  $P > P_{\text{нат}}$  ЛЕП генерує, а при  $P < P_{\text{нат}}$  споживає реактивну потужність. Режим натуральної потужності володіє й іншими чудовими властивостями. Струм у лінії змінюється уздовж її довжини через наявність ємнісної провідності. У режимі передачі натуральної потужності:

1. Напруга на початку лінії по модулю дорівнює напрузі наприкінці лінії;
2. Струм уздовж лінії по модулю залишається постійною величиною.

Властивість сталості напруги і струму уздовж лінії в режимі натуральної потужності багато в чому знижує вимоги до устаткування ЛЕП і полегшує регулювання режимів ЕЕС. На практиці неможливо забезпечити роботу всіх ліній у режимі, близькому до натурального, але цього домагаються для окремих ліній, коли існує можливість регулювати передану потужність за рахунок її перерозподілу в елементах електричної мережі і генерування реактивної потужності в місцях її споживання. У таблиці приведені значення натуральної потужності ПЛ деяких напруг. Натуральні потужності кабельних ліній на порядок вище, ніж у повітряних ліній.



Натуральна потужність МВт	Номінальна напруга, кВ				
	220	330	500	750	1150
	125	360	870	2120	5400

### 5.6.2 Пропускна здатність

Пропускна здатність ЛЕП визначається величиною активної потужності, що лінія може передати при виконанні всіх умов, що визначають її нормальну роботу. Розглянемо лінію без втрат і представлену тільки її індуктивним опором.

Вектор спадання напруги

$$\Delta \dot{U} = j\sqrt{3}X I_2'$$

Спроектуємо на мниму вісь вектори  $\dot{U}_1$  і  $\Delta \dot{U}$ , одержимо співвідношення

$$U_1 \sin \delta = \sqrt{3}X I_2' \cos \varphi$$

Помножимо дві частини цього виразу на  $U_2$

$$U_1 U_2 \sin \delta = \sqrt{3}X I_2' U_2 \cos \varphi$$

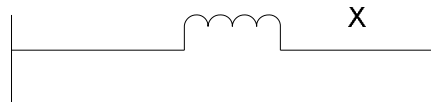


Рисунок 5.19 - Схема замінювання лінії без втрат

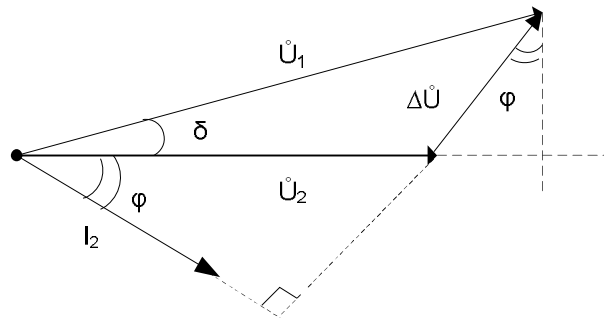


Рисунок 5.20 - Векторна діаграма лінії без втрат

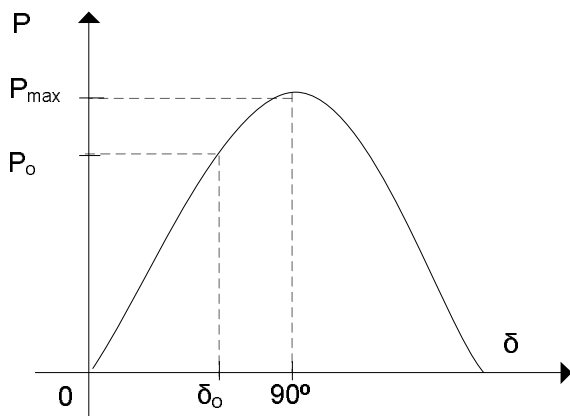


Рисунок 5.21 - Характеристика потужності ЛЕП

У цьому вираженні  $\sqrt{3}I_2 U_2 \cos \varphi$  є активна потужність наприкінці лінії  $P_2$ . Після перетворення одержимо

$$P_2 = \frac{U_1 U_2 \sin \delta}{X} = P_{\max} \sin \delta$$

Ця залежність зображується у виді синусоїди. Максимальна потужність ЛЕП  $P_{\max}$  називається межею переданої потужності, що досягається при куті  $\delta = 90^\circ$ . Усталена робота генераторів ЕЕС можлива тільки при  $\delta < 90^\circ$  на висхідній гілці синусоїди. Точка  $\delta = 90^\circ$  є граничною між областями стійкої і хитливої роботи генераторів. Щоб запобігти виходу генераторів у хитливій області, роблять запас по стійкості, рівний приблизно 15%  $P_{\max}$ . Напруги по кінцях лінії  $U_1$  и  $U_2$  мають технічні і режимні обмеження як по мінімальному, так і максимальному значенню. За умовами роботи електричної ізоляції ПЛ допускається перевищення напруги щодо номінального значення не більш ніж: на 20% при  $U_{\text{ном}} \leq 20$  кВ; 15% при  $U_{\text{ном}} = 35 \dots 220$  кВ; 10% при  $U_{\text{ном}} = 330$  кВ; 5% при  $U_{\text{ном}} = 500$  кВ і вище.

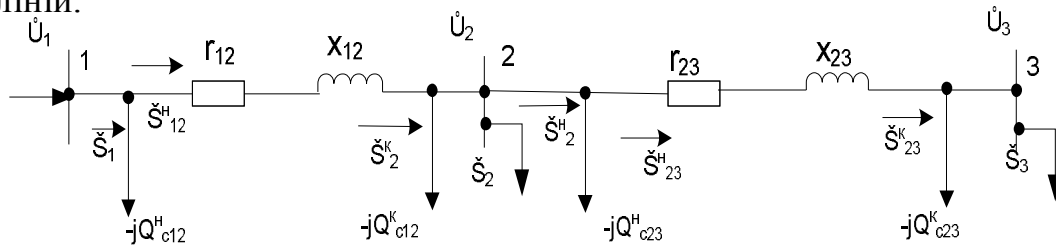
У силових трансформаторів можливі перевищення напруги щодо напруги робочого регульовального відгалуження не більше ніж на 5%, що викликано неприпустимістю переходу трансформатора в режим роботи з нелінійною характеристикою намагнічування сердечника

По ЛЕП протікає струм  $I = S/\sqrt{3}$ , що не може перевищити гранично припустиме значення  $I \leq I_{\text{зон}}$ , обумовлене тепловими умовами роботи провідника. Так, наприклад, голі проводи не можна нагрівати до температури більш  $70^\circ\text{C}$ . Значення  $I_{\text{зон}}$ , приводяться в довідковій літературі для кожного типу проводу.

## 5.7 Розрахунок мережі з двох послідовних ліній

Метод послідовних наближень є основним для електричного розрахунку мережі в загальному випадку. Як відомо, метод послідовних наближень передбачає поступовий перехід від більш грубих відповідей на поставлену задачу до більш точних розв'язань. Перше наближення (нульова ітерація) при цьому може бути отримано апріорним шляхом, тобто просто задане на підставі тих або інших представлень про можливі значення шуканих величин. Стосовно до електричних мереж як перше наближення доцільно розглядати розв'язання, в основу яких покладене припущення про рівність напруги у всіх точках мережі номінальній напрузі її елементів. Практика показала, що в багатьох розрахунках електричних мереж можна обмежитися розв'язаннями, отриманими при другій і першій ітераціях. До числа цих розрахунків відносяться розрахунки місцевих мереж, а в ряді випадків – проектні розрахунки районних мереж напругою 110 і 220 кВ. В даний час при аналізі режиму місцевих мереж прийнято обмежуватися першим наближенням. Зв'язано це з тим, що вимоги споживачів до якості енергії визначають необхідність забезпечити для всіх точок мереж напруги, що мало відрізняються від номінальних, котрі приймаються при розра-

хунках першого наближення. Одержувана при цьому помилка лежить у межах точності розрахунку. Розрахунок мережі їх двох послідовних ліній у два етапи аналогічний розрахунку для однієї лінії. Розглянемо схему мережі з двох послідовних ліній.



Відомі потужності навантажень  $S_2^H, S_3^H$ , опори і провідності ліній  $Z_{kj}' = r_{kj} + jX_{kj}$  і  $b_{kj}$  ( $kj = 12, 23$ ), напруга джерела живлення на початку лінії  $\dot{U}_1$ . Потрібно знайти невідомі напруги у вузлах  $U_k$  ( $k = 2, 3$ ), потоки і втрати потужності в лініях  $S_{kj}^H, S_{kj}^K, \Delta S_{kj}$  ( $kj = 12, 23$ ), а також потужність джерела живлення  $S_1$ . Саме такий спосіб завдання вихідних даних найбільше часто зустрічається в розрахунках режимів живильних мереж. Вузол 1 є балансуєчий. У цьому вузлі задані модуль і фаза напруги, а невідомі активна, реактивна потужності, тобто  $\dot{U}_1 = \text{const}, S_1 = \text{var}$ . Розрахунок здійснюється методом ітерацій і складається з двох етапів.

Перший етап.

Приймаємо всі напруги у вузлах рівними номінальній  $U_{\text{ном}}$ , тобто

$$U_k = U_{\text{ном}}, k = 2, 3 \quad (1)$$

Визначаємо потоки і втрати потужності в лініях від останнього навантаження до джерела живлення. Спершу знаходимо  $-jQ_{c23}^K, S_{23}^K, \Delta S_{23}^K, S_{23}^H$ , по формулах:

$$-jQ_{c23}^K = \frac{j}{2} U_{\text{ном}}^2 b_{23}; S_{23}^K = S_3^H - jQ_{c23}^K; \Delta S_{23}^K = \frac{(S_{23}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} Z_{23}'; S_{23}^H = S_{23}^K + \Delta S_{23}^K \quad (2)$$

Запис першого закону Кірхгофа для вузла 2 має наступний вид

$$S_{12}^H = S_2^H + S_{23}^H - jQ_{c12}^K = S_2^H + S_{23}^H - jQ_{c23}^K - jQ_{c12}^K$$

Аналогічно знаходять потоки і втрати потужності в лінії 12.

$$-jQ_{c12}^K = -\frac{j}{2} U_{\text{ном}}^2 b_{12}; \Delta S_{12}^K = \frac{(S_{12}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} Z_{12}'; S_{12}^H = S_{12}^K + \Delta S_{12}^K; S_1^H = S_{12}^H - jQ_{c12}^K$$

Якщо напруга незмінна у всіх точках схеми, то справедливі рівності:  $Q_{c23}^K = Q_{c23}^H; Q_{c12}^K = Q_{c12}^H$ .

Другий етап. Визначаємо напругу  $\dot{U}_2$  по відомій напрузі  $\dot{U}_1$  і потоку потужності  $S_{12}^H$ .

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \frac{(S_{12}^H)^*}{\dot{U}_1} Z_{12}';$$

Аналогічно можна знайти

$$\dot{U}_3 = \dot{U}_2 - \frac{(S_{23}^H)^*}{\dot{U}_2} Z_{23}';$$

При розрахунку на ЕОМ здійснюється друга ітерація, тобто  $\dot{U}_2$  і  $\dot{U}_3$ , знайдені наприкінці 2-го етапу використовується в першому етапі замість  $U_{ном}$  і т.д. При інженерних розрахунках звичайно досить однієї ітерації.

Приклад. Розрахувати робочі режими ліній живильної мережі, схема якої зображена на рисунку. Потужності навантажень рівні

$$\dot{S}_2 = 22,13 + j18,35 \text{ МВА}; \dot{S}_3 = 17,14 + j14,45 \text{ МВА}.$$

Довжини ліній і марки проводів зазначені на схемі. Напряга в центрі живлення (ЦЖ) підтримуються рівною 117,7кВ.

Розв'язання. По таблицях знаходимо питомі опори проводів АС 240/32, АС150/24, АС120/19, питомі ємнісні провідності і визначаємо активні і реактивні опори і провідності двохланцюгових ліній.

$$r_{12} = 0,5 \cdot 0,12 \cdot 22,5 = 1,35 \text{ Ом}; \quad x_{12} = 0,5 \cdot 0,405 \cdot 22,5 = 4,56 \text{ Ом};$$

$$b_{12} = 2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 22,5 = 1,26 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$r_{23} = 0,5 \cdot 0,198 \cdot 22,5 = 2,23 \text{ Ом}; \quad x_{23} = 0,5 \cdot 0,42 \cdot 22,5 = 4,72 \text{ Ом}$$

$$b_{23} = 2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 22,5 = 1,22 \cdot 10^{-4}$$

$$r_{34} = 0,5 \cdot 0,249 \cdot 30 = 3,74 \text{ Ом}; \quad x_{34} = 0,5 \cdot 0,427 \cdot 30 = 6,4 \text{ Ом};$$

$$b_{34} = 2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 1,6 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

Оскільки в місцях підключення навантажень напруги невідомі, а відома напруга на початку лінії, розрахунок проведемо в два етапи.

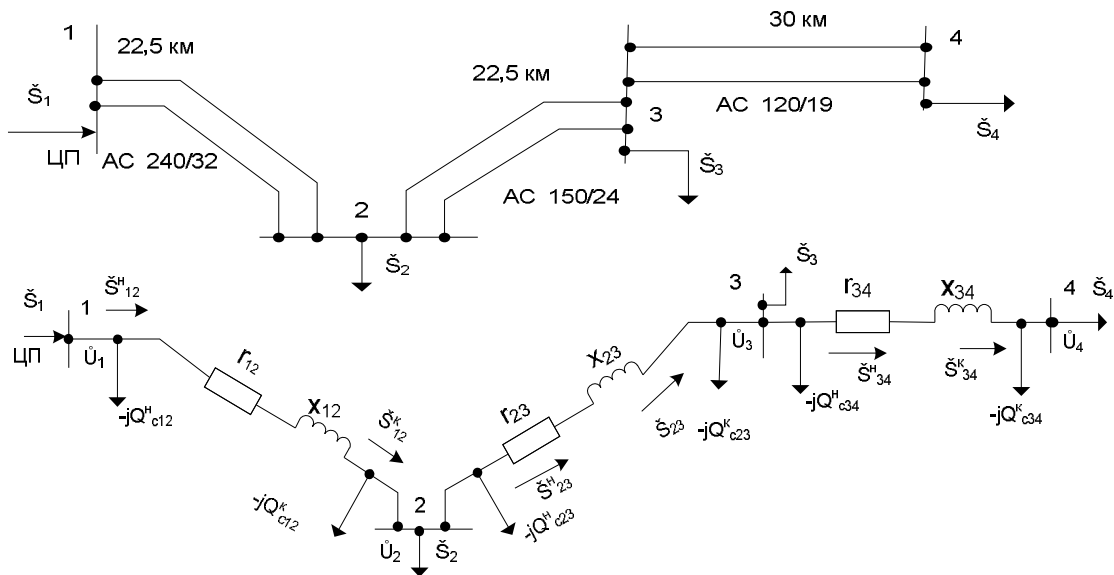


Рисунок 5.22 - Схема мережі з трьох ліній

1-й етап. Ємнісні потужності, втрати і потоки потужності визначимо по номінальній напрузі.

Реактивна потужність, що генерується лінією 34

$$Q_{c34} = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{34} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 1,6 \cdot 10^{-4} = 0,97 \text{ Мвар}$$

Потужність наприкінці лінії 34

$$\dot{S}_{34}^k = \dot{S}_4 - jQ_{c34}^k = 41,21 + j34,72 - j0,97 = 41,21 + j33,75 \text{ МВА}$$

Втрати потужності в лінії 34 рівні

$$\Delta \dot{S}_{34} = \frac{(P_{34}^k)^2 + (Q_{34}^k)^2}{U_{ном}^2} (r_{34} + jx_{34}) = \frac{41,21^2 + 33,75^2}{110^2} (3,74 + j6,4) = 0,88 + j1,5 \text{ МВА}$$

Потужність на початку лінії 34

$$S_{34}^k = S_{34}^k + \Delta S_{34}^i = 41,21 + j33,75 + 0,88 + j1,5 = 42,09 + j35,25 \text{ МВА}$$

Аналогічно проведемо розрахунки для ліній 23 і 12

$$Q_{c23} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 1,22 \cdot 10^{-4} = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{23} = 0,74 \text{ МВА}$$

$$S_{23}^k = S_3^i + S_{34}^k - jQ_{c34}^H - jQ_{c23}^K = 17,11 + j14,45 + 42,09 + j35,25 - j0,97 - j0,74 = 59,2 + j48 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{23}^i = \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_{ном}^2} (r_{23} + jx_{23}) = \frac{(59,2)^2 + (48)^2}{110^2} (2,23 + j4,72) = 1,07 + j2,27 \text{ МВА}$$

$$S_{23}^k = S_{23}^k + \Delta S_{23}^i = 59,2 + j48 + 1,07 + j2,27 = 60,27 + j50,27 \text{ МВА}$$

$$Q_{c12} = \frac{1}{2} U_{ном}^2 b_{12} = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 1,26 \cdot 10^{-4} = 0,76 \text{ МВА}$$

$$S_{12}^k = S_2^i + S_{23}^k - jQ_{c23}^H - jQ_{c12}^K = 22,13 + j18,35 + 60,27 + j50,27 - j0,74 - j0,76 = 82,4 + j67,12 \text{ МВА}$$

$$\Delta S_{12}^i = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{ном}^2} (r_{12} + jx_{12}) = \frac{(82,4)^2 + (67,12)^2}{110^2} (1,35 + j4,56) = 1,26 + j4,26 \text{ МВА}$$

$$S_{12}^k = S_{12}^k + \Delta S_{12}^i = 82,4 + j67,12 + 1,26 + j4,26 = 83,66 + j71,38 \text{ МВА}$$

Потужність, що тече із шин ЦЖ у лінію 12.

$$S_1^i = S_{12}^k - jQ_{c12}^H = 83,66 + j71,38 - j0,76 = 83,66 + j70,62 \text{ МВА}$$

2-й етап. Визначимо напруги у вузлах. Подовжня складова спадання напруги

$$\Delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H r_{12} + Q_{12}^H x_{12}}{U_1} = \frac{83,66 \cdot 1,35 + 71,38 \cdot 4,56}{117,7} = 3,72 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H x_{12} - Q_{12}^H r_{12}}{U_1} = \frac{83,66 \cdot 4,56 - 71,38 \cdot 1,35}{117,7} = 2,42 \text{ кВ}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}^H - j\delta U_{12}^H = 117,7 - 3,72 - j2,42 \approx 114 - j2,42 \text{ кВ}$$

Модуль напруги буде

$$U_2 = \sqrt{114^2 + 2,42^2} = 114 \text{ кВ}$$

У мережах з напругою 110 кВ і нижче поперечною складовою спадання напруги можна зневажити. Її урахування помітно не позначається на точності розрахунку режиму мережі. У даному прикладі, якщо врахувати тільки подовжню складову спадання напруги, то напруга у вузлі 2 буде

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}^H = 117,7 - 3,72 \approx 114 \text{ кВ}$$

тобто помилка у визначенні  $U_2$  не перевищує погрішності округлення. Надалі поперечною складовою падіння напруги зневажаємо.

Визначимо напруги у вузлах 3 і 4.

$$\Delta U_{23}^H = \frac{P_{23}^H r_{23} + Q_{23}^H x_{23}}{U_2} = \frac{60,27 \cdot 2,23 + 50,27 \cdot 4,72}{114} = 3,26 \text{ кВ}$$

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23}^H = 114 - 3,26 = 110,74 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{34}^H = \frac{P_{34}^H r_{34} + Q_{34}^H x_{34}}{U_3} = \frac{42,09 \cdot 3,74 + 35,25 \cdot 6,4}{110,74} = 3,45 \text{ кВ}$$

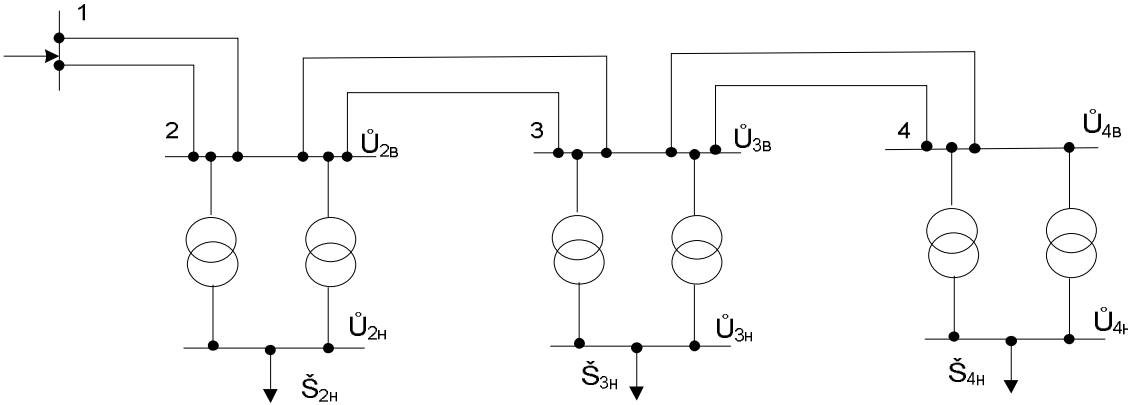
$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34}^H = 110,74 - 3,45 \approx 107,3 \text{ кВ}$$

Розрахунок закінчено, проведення другої ітерації не приводить до істотних уточнень.

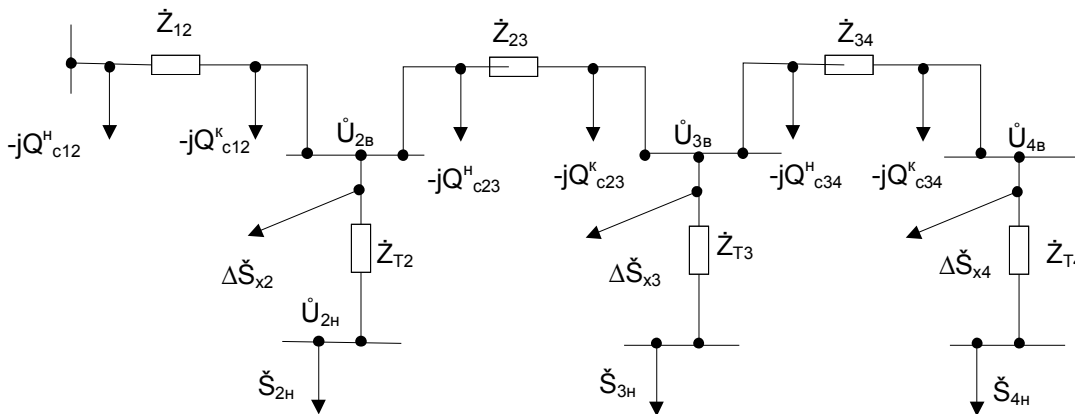
### 5.8 Розрахункові навантаження підстанції

На рисунку а) приведена схема електричної мережі, що складається з трьох ліній і трьох трансформаторів підстанцій. На рисунку б) зображена схема заміщення цієї ж мережі.

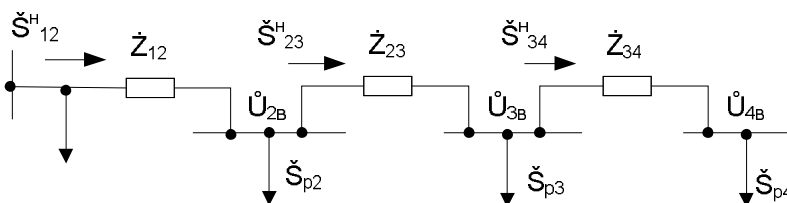
а) Схема мережі



б) Схема заміщення



в) Спрощена схема заміщення з розрахунковими навантаженнями підстанцій



Проводити розрахунок напруг для схеми заміщення на рис. б) досить складно. Розрахунок мереж, що містять більшу кількість ліній, чим на рис. а), значно ускладнюється. Для спрощення розрахунків використовуються розрахункові навантаження підстанцій. Розрахункове навантаження, наприклад, для підстанції 2 визначається наступним виразом:

$$\check{S}_{p2} = \check{S}_{2H} + \Delta\check{S}_{T2} + \Delta\check{S}_{x2} - jQ_{c23}^H - jQ_{c12}^K \quad (1)$$

У цьому виразі  $S_{2н}^{\cdot}$  – навантаження другої підстанції;  $S_{Т2}^{\cdot}$  - втрати в міді трансформатора 2;  $S_{к2}^{\cdot}$  - втрати в сталі трансформатора 2;  $jQ_{c23}^{\cdot}, jQ_{c12}^{\cdot}$ - реактивні потужності, що генеруються на початку лінії 23 і кінці лінії 12.

Розрахункове навантаження підстанції включає крім потужності навантаження втрати в сталі і міді трансформаторів підстанції, реактивну потужність, що генерується в половині ємності ліній, з'єднаних з даною підстанцією.

На рисунку в) приведені розрахункові навантаження підстанцій 2, 3 і 4 -  $S_{р2}^{\cdot}, S_{р3}^{\cdot}, S_{р4}^{\cdot}$ . Видно, що використання розрахункових навантажень підстанцій істотно спрощує схему заміщення і сам розрахунок.

Уведення розрахункових навантажень підстанцій приводить до деякої погрішності розрахунку, тому що вони обчислюються до того, як виконаний розрахунок мережі і напруги НН і ВН підстанції невідомі. Втрати потужності в міді трансформатора  $\Delta S_{Т2}^{\cdot}$  розраховуються за формулою

$$\Delta S_{Т2}^{\cdot} = \frac{\Delta P_{к}}{к} \left( \frac{S_{2н}^{\cdot}}{S_{ном}} \right)^2 + j \frac{1}{к} \frac{u_{к} \%}{100} \left( \frac{S_{2н}^{\cdot 2}}{S_{ном}} \right) \quad (2)$$

Використання номінальної напруги замість невідомих напруг підстанцій  $U_2, U_3, U_4$  приводить до визначення погрішності результатів розрахунку. При ручних розрахунках (без використання ЕОМ) така погрішність припустима.

Приклад. Визначимо розрахункові навантаження підстанцій 2,3,4. Активні потужності навантажень  $P_{2н} = 22$  МВт;  $P_{3н} = 17$  МВт;  $P_{4н} = 41$  МВт. Коефіцієнти потужності всіх навантажень  $\cos \varphi = 0.8$ . Довжини ділянок і марки використаних проводів зазначені в попередньому прикладі. Там же розраховані параметри схеми заміщення ліній. Номінальна напруга 110кВ. На підстанціях 2-4 установлені по два трансформатора наступних типів: підстанція 2 – ТРДН – 25000/110; підстанція 3 – ТДН – 16000/110; підстанція 4 – ТРДН – 40000/110.

Для визначення розрахункового навантаження підстанції попередньо знайдемо зарядні потужності ліній, втрати потужності в трансформаторах і повній потужності навантаження. Зарядні потужності ліній узяті з попереднього приклада

$$Q_{c12} = 0,76 \text{ Мвар}; \quad Q_{c23} = 0,74 \text{ Мвар}; \quad Q_{c34} = 0,97 \text{ Мвар}.$$

Потужності навантажень рівні

$$S_{2н}^{\cdot} = 22 + j22 \cdot 0,75 = 22 + j16,5 \text{ МВА}; \quad S_{3н}^{\cdot} = 17 + j17 \cdot 0,75 = 17 + j12,75 \text{ МВА};$$

$$S_{4н}^{\cdot} = 41 + j41 \cdot 0,75 = 41 + j30,75 \text{ МВА};$$

Тут

$$\operatorname{tg} \varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} = \sqrt{\frac{1}{0,8^2} - 1} = 0,75.$$

Параметри трансформаторів, узяті з таблиць, приведені нижче.

Тип	$S_{ном}$ , МВА	$U_{ном}$ , кВ		$u_{к} \%$	$\Delta P_{в}, \Delta P_{х}$ кВт		$r_{Т}, x_{Т}$ , Ом		$\Delta Q_{х}$ квар
		ВН	НН						
ТДН- 16000/110	16	115	11	10,5	85	19	4,38	86,7	112
ТРДН- 25000/110	25	115	10,5	10,5	120	27	2,54	55,9	175

ТРДН-40000/110	40	115	10,5	10,5	172	36	1,4	34,7	260
----------------	----	-----	------	------	-----	----	-----	------	-----

Розрахункові навантаження підстанцій визначимо по (1).

Підстанція 2.

$$\Delta P_{T2} = \frac{22^2 - 16,5^2}{115^2} \cdot 2,54 = 0,14 \text{ МВт}; \quad \Delta Q_{T2} = \frac{22^2 + 16,5^2}{115^2} \cdot 55,9 = 3,2 \text{ Мвар}$$

$$S'_{p2} = 22 + j16,5 + 0,5(0,14 + j3,2) + 2(0,027 + j0,175) - j0,76 - j0,74 = 22,12 + j16,95 \text{ МВА}$$

Підстанція 3.

$$\Delta P_{T3} = \frac{17^2 + 12,75^2}{115^2} \cdot 4,38 = 0,15 \text{ МВт}; \quad \Delta Q_{T3} = \frac{17^2 + 12,75^2}{115^2} \cdot 86,7 = 3 \text{ Мвар}$$

$$S'_{p3} = 17 + j12,75 + 0,5(0,15 + j3) + 2(0,019 + j0,112) - j0,74 - j0,97 = 17,11 + j12,76 \text{ МВА}$$

Підстанція 4.

$$\Delta P_{T4} = \frac{41^2 + 30,75^2}{115^2} \cdot 1,4 = 0,28 \text{ МВт}; \quad \Delta Q_{T4} = \frac{41^2 + 30,75^2}{115^2} \cdot 34,7 = 6,9 \text{ Мвар}$$

$$S'_{p4} = 41 + j30,75 + 0,5(0,28 + j6,9) + 2(0,036 + j0,26) - j0,97 = 41,21 + j33,75 \text{ МВА}$$

## 5.9 Визначення напруги на стороні нижчої напруги підстанцій

Розрахунок мережі, що включає крім ліній ще і двообмотувальні трансформатори також проводиться в два етапи. Урахування трансформаторів приводимо до визначених особливостей на 2-ом етапі при розрахунку напруг. На рисунку нижче приведена схема заміщення підстанції 2 мережі з приклада попереднього параграфа.

При використанні розрахункових навантажень підстанцій можна визначити напруги на стороні ВН підстанцій  $U'_{2в}, U'_{3в}, U'_{4в}$ .

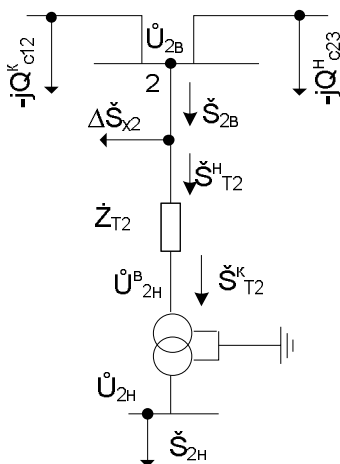


Рисунок 5.23 - Схема заміщення підстанції

Розглянемо спосіб знаходження напруги на стороні НН підстанції, наприклад напруги  $U'_{2н}$ . Трансформатор на рисунку представлений у виді двох елементів: перший елемент – опір трансформатора  $Z_{T2}$ , другий елемент – ідеальний трансформатор. Ідеальний трансформатор не має втрат і опору, але має коефіцієнт трансформації

$$n_T = U_{ВНОМ} / U_{ННОМ}$$

Такий умовний поділ трансформатора на його опір і ідеальний трансформатор застосовується, коли спільно розглядаються мережі вищої і нижчої напруг без приведення параметрів мережі до однієї базисної напруги. Розрахунок напруги НН підстанції ведеться точно також, як напруга наприкінці будь-якого опору.



Позначимо  $U_{2н}^в$  приведену до сторони ВН напругу на шинах нижчої напруги;  $U_{2н}^д$  - дійсна напруга на шинах нижчої напруги. Відома потужність навантаження  $S_{2н}^д$ . Потужність  $S_{Т2}^в$  визначається з наступного виразу

$$S_{Т2}^в = S_{2в}^д - \Delta S_{х2}^д;$$

де потужність  $S_{2в}^д$  дорівнює

$$S_{2в}^д = S_{2н}^д + \Delta S_{Т2}^д + \Delta S_{х2}^д \quad (3)$$

Цю же потужність можна визначити з виразу, що впливає з (1)

$$S_{2в}^д = S_{р2}^д + jQ_{с2в}^д + jQ_{с12}^д \quad (4)$$

По відомій напрузі  $U_{2в}^д$  і потужності  $S_{Т2}^в$  можна визначити напругу  $U_{2н}^в$  наприкінці опору  $Z_{Т2}^д$ . Ця напруга знаходиться по відомих формулах для випадку розрахунку за даними початку

$$U_{2н}^в = U_{2в}^д - \frac{P_{Т2}^в r_{Т2} + Q_{Т2}^в x_{Т2}}{U_{2в}^д} - j \frac{P_{Т2}^в x_{Т2} - Q_{Т2}^в r_{Т2}}{U_{2в}^д} \quad (5)$$

$$U_{2н}^в = \sqrt{\left( U_{2в}^д - \frac{P_{Т2}^в r_{Т2} + Q_{Т2}^в x_{Т2}}{U_{2в}^д} \right)^2 + \left( \frac{P_{Т2}^в x_{Т2} - Q_{Т2}^в r_{Т2}}{U_{2в}^д} \right)^2} \quad (6)$$

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P_{Т2}^в x_{Т2} - Q_{Т2}^в r_{Т2}}{U_{2в}^д - (P_{Т2}^в r_{Т2} + Q_{Т2}^в x_{Т2})} \quad (7)$$

У такий спосіб визначаються модуль напруги  $U_{2н}^в$  і його фаза. Для того, щоб знайти дійсну напругу НН підстанції, тобто  $U_{2н}^д$ , потрібно розділити напругу  $U_{2н}^в$  на коефіцієнт трансформації

$$U_{2н}^д = \frac{U_{2н}^в}{n_T} = U_{2в}^д \frac{U_{н ном}}{U_{в ном}}$$

Приклад. Розрахувати режим мережі з двома номінальними напругами, лінії якої зв'язані між собою за допомогою трансформатора зв'язку типу ТДН-16000/110. Потужності, споживані навантаженнями, рівні  $S_3^д = 11 + j4,8$  МВА;  $S_4^д = 0,7 + j0,5$  МВА. Марки проводів, довжини ліній і  $U_{ном}$  зазначені на схемі мережі на рисунку нижче. Напруга на початку мережі (ЦЖ) підтримується рівною 117 кВ. Складемо схему заміщення мережі і визначимо параметри її елементів.

По таблицях знаходимо питомі опори проводів і технічні дані трансформатора

$$r_{12} = 0,429 \cdot 40 = 17,16 \text{ Ом}; \quad x_{12} = 0,444 \cdot 40 = 17,76 \text{ Ом}; \quad b_{12} = 2,55 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 1,02 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$r_{34} = 0,603 \cdot 5 = 3,02 \text{ Ом}; \quad x_{34} = 0,392 \cdot 5 = 1,96 \text{ Ом};$$

$$r_T = 4,38 \text{ Ом}; \quad x_T = 86,7 \text{ Ом}; \quad \Delta P_x = 19 \text{ кВт}; \quad \Delta P_n = 85 \text{ кВт}; \quad u_k \% = 10,5;$$

$$\Delta Q_x = 112 \text{ квар}; \quad U_{в ном} = 115 \text{ кВ}; \quad U_{н ном} = 11 \text{ кВ}; \quad n_T = \frac{115}{11} = 10,45.$$

Розрахунок режиму проведемо в два етапи.

1-й етап. Оскільки в точках підключення навантажень напруги невідомі, втрати потужності розраховуємо по номінальних напругах ділянок мережі; першої – 110 кВ і другої – 10 кВ.

$$\text{Потужність наприкінці лінії 34 } S_{34}^д = S_4^д = 0,7 + j0,5 \text{ МВА}$$

Втрати потужності в цій лінії

$$\Delta S_{34}^д = \frac{(P_{34}^д)^2 + (Q_{34}^д)^2}{U_{ном}^2} (r_{34} + x_{34}) = \left( \frac{0,7^2 + 0,5^2}{10^2} \right) (3,02 + j1,96) = 0,022 + j0,014 \text{ МВА}$$

Потужність на початку лінії 34

$$S_{34}^k = S_{34}^k + \Delta S_{34}^i = 0,7 + j0,5 + 0,022 + j0,014 = 0,72 + j0,51 \text{ МВА}$$

Потужність на стороні НН трансформатора

$$S_T^k = S_3^k + S_{34}^k = 11 + j4,8 + 0,72 + j0,51 = 11,72 + j5,31 \text{ МВА}$$

Модуль потужності складає

$$S_T^k = \sqrt{(P_T^k)^2 + (Q_T^k)^2} = \sqrt{(11,72)^2 + (5,31)^2} = 12,87 \text{ МВА}$$

Втрати потужності в опорах трансформатора розраховуються по відомих формулах

$$\Delta P_T = \Delta P_K \left( \frac{S_T^k}{S_{НОМ}} \right)^2 = 0,085 \left( \frac{12,87}{16} \right)^2 = 0,055 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_T = \frac{u_K \%}{100} \frac{(S_T^k)^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \frac{12,87^2}{16} = 1,09 \text{ Мвар}$$

Потужність на стороні ВН трансформатора

$$S_T^k = S_T^k + \Delta S_T^i = S_T^k + \Delta P_T + j\Delta Q_T = 11,72 + j5,31 + 0,055 + j1,09 = 11,78 + j6,4 \text{ МВА}$$

Потужність, що генерується ємнісною провідністю наприкінці лінії 12

$$Q_{c12}^k = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 1,02 \cdot 10^{-4} = 0,62 \text{ Мвар}$$

Потужність наприкінці лінії 12

$$S_{12}^k = S_T^k + \Delta P_x + j\Delta Q_x - jQ_{c12}^k = 11,78 + j6,4 + 0,019 + j0,112 - j0,62 = 11,8 + j5,89 \text{ МВА}$$

Втрати потужності у лінії 12

$$\Delta S_{12}^i = \frac{(P_{12}^k)^2 + (Q_{12}^k)^2}{U_{НОМ1}^2} (r_{12} + jx_{12}) = \frac{11,8^2 + 5,89^2}{110^2} (17,16 + j17,76) = 0,25 + j0,26 \text{ МВА}$$

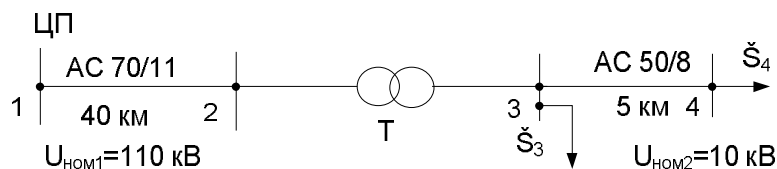


Рисунок 5.24 - Схема мережі з двох ліній із трансформатором зв'язку

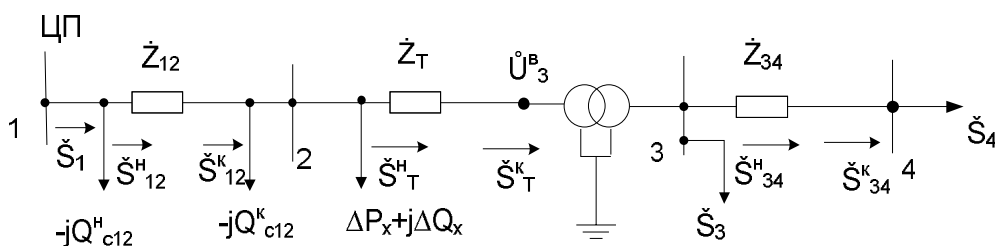


Рисунок 5.25 - Схема заміщення мережі

Потужність на початку лінії 12

$$S_{12}^k = S_{12}^k + \Delta S_{12}^i = 11,8 + j5,89 + 0,25 + j0,26 = 12,05 + j6,15 \text{ МВА}$$

Потужність, що генерується на початку лінії 12

$$Q_{c12}^k = \frac{1}{2} U_1^2 b_{12} = \frac{1}{2} 117^2 \cdot 1,02 \cdot 10^{-4} = 0,7 \text{ Мвар}$$

Потужність центра живлення

$$S_1^i = S_{12}^k - jQ_{c12}^k = 12,05 + j6,15 - j0,7 = 12,05 + j5,45 \text{ МВА}$$

2-й етап. Номінальна напруга лінії 12 дорівнює 110 кВ, тому поперечною складовою вектора спадання напруги зневажаємо, з огляду на тільки подовжню складову

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H r_{12} + Q_{12}^H x_{12}}{U_1} = \frac{12,05 \cdot 17,16 + 6,15 \cdot 17,76}{117} = 2,7 \text{ кВ}$$

Напруга у вузлі 2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 117 - 2,7 = 114,3 \text{ кВ}$$

Втрата напруги в трансформаторі

$$\Delta U_T = \frac{P_T^H r_T + Q_T^H x_T}{U_2} = \frac{11,78 \cdot 4,38 + 6,4 \cdot 86,7}{114,3} = 5,31 \text{ кВ}$$

Напруга у вузлі 3, приведена до ВН

$$U_3^1 = U_2 - \Delta U_T = 114,3 - 5,31 \approx 109 \text{ кВ}$$

Дійсна напруга у вузлі 3

$$U_3 = U_3^1 / n_T = 109 / 10,45 = 10,43 \text{ кВ}$$

Втрата напруги в лінії 34

$$\Delta U_{34} = \frac{P_{34}^H r_{34} + Q_{34}^H x_{34}}{U_{34}} = \frac{0,72 \cdot 3,02 + 0,51 \cdot 1,96}{10,43} = 0,3 \text{ кВ}$$

Напруга у вузлі 4

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34} = 10,43 - 0,3 = 10,13 \text{ кВ}$$

### Контрольні питання.

1. Існуючи структури електричних мереж.
2. Складання рівнянь магістральної мережі як чотирьохполюсника.
3. Векторна діаграма ЛЕП з одним навантаженням.
4. Розрахунок ЛЕП коли задана напруга наприкінці лінії.
5. Розрахунок ЛЕП коли задана напруга на початку лінії.
6. Векторні діаграми, які пояснюють вплив активної та реактивної потужностей.
7. Як визначається найбільша втрата напруги.
8. Що таке натуральна потужність ЛЕП.
9. Яким чином визначається пропускна здатність ЛЕП.
10. Алгоритм розрахунку мережі, яка складається з двох послідовних ліній.
11. Схема заміщення підстанції та розрахунок її параметрів.
12. Розрахунок навантажень підстанцій.
13. Оптимізаційні задачі визначення перетинів проводів по припустимій втраті напруги.
14. Розрахунок перетинів проводів з умови мінімальної витрати провідникового матеріалу.
15. Розрахунок перетинів проводів з умови мінімуму втрат потужності в мережі.
16. Розрахунок напруги підстанції.
17. Зустрічне регулювання напруги.

18. Урахування рівномірно розподіленого навантаження у магістральних мережах.

19. Розрахунок неповнофазних мереж через струми.

20. Розрахунок неповнофазних мереж через потужності.

## 6. Розрахунок режимів замкнених мереж \1,3,7,8\

Раніше розглядалися розімкнуті мережі. Нижче будуть вивчатися замкнуті мережі. У розімкнутих мережах усі вузли одержують живлення тільки по одній гілці, що видно з прикладів нерозгалуженої розімкнутої мережі і розгалуженої розімкнутої мережі.

У простих замкнутих мережах є вузли, що живляться по двох гілках, але немає вузлів, що одержують живлення більш ніж по двох гілках, відсутні вузли, з якими з'єднані три і більш вітки. Прості замкнуті мережі містять тільки один контур. До простих замкнутих мереж відносяться кільцеві мережі і мережі з двостороннім живленням.

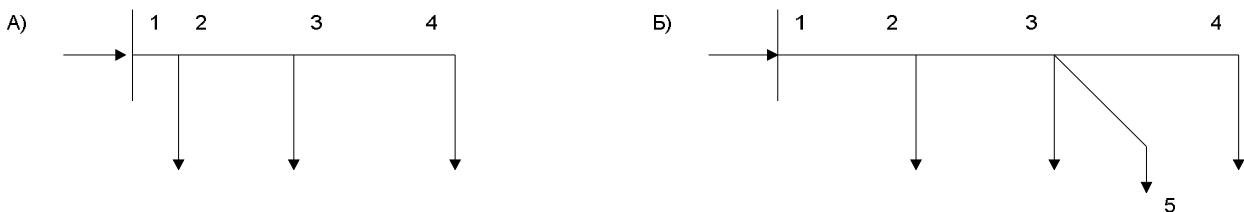


Рисунок 6.1 - Приклади розімкнутих мереж  
а) нерозгалуженої; б) розгалуженої

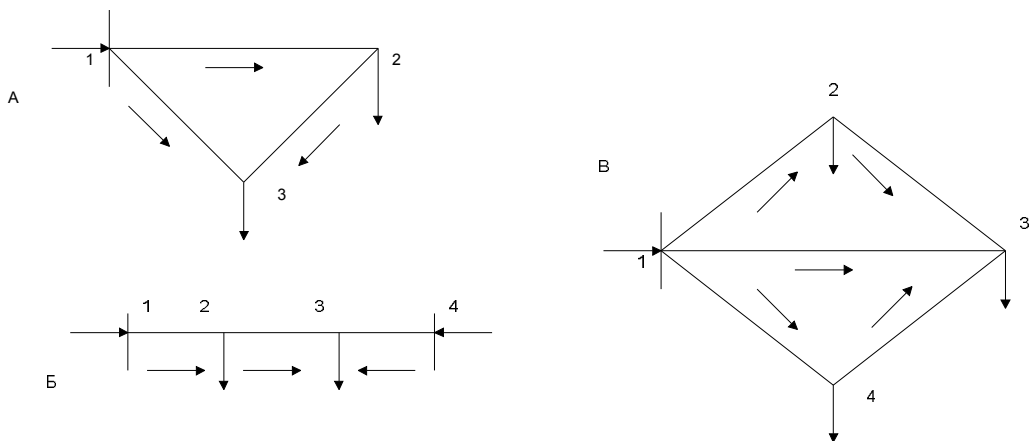


Рисунок 6.2 - Приклади замкнених мереж  
а)– трикутник; б)– лінія з двостороннім живленням;  
в) складнозамкнена мережа

Характерним особистим видом простої замкнутої мережі є кільцева мережа. Вона містить один замкнутий контур. Як джерела живлення можуть служити або електростанції, або шини підстанції. Кільцева мережа на рисунку а) може бути представлена у виді лінії з двостороннім живленням. Дійсно, якщо джерело живлення у вузлі 1 розділити на два і представити у виді вузлів 1 і 4, то з кільцевої мережі на рисунку а) одержимо лінію з двостороннім живленням на рисунку б).

У складній замкнутій мережі є вузол, з яким з'єднані три або більш гілки. Складна замкнута мережа містить два і більш контури. До достоїнств замкнених мереж варто віднести підвищену надійність електропостачання споживачів, менші втрати потужності. До недоліків – складність експлуатації, подорожчання за рахунок додаткових ліній. Розрахунки замкнутих мереж складніші чим розімкнених.

### 6.1 Розрахунок ліній із двостороннім живленням

Проста замкнута мережа представляється у виді лінії з двостороннім живленням. Розглянемо методику розрахунку ліній із двостороннім живленням, що є загальним випадком розрахунку простих замкнутих мереж, оскільки кільцева мережа легко приводиться до схеми двостороннього живлення. Схема такої мережі для трьох навантажень зображена на рисунку. Тут  $\dot{S}_2, \dot{S}_3, \dot{S}_4$  – розрахункові навантаження підстанцій, що включають, у загальному випадку, частину зарядної потужності ліній і втрати потужності в трансформаторах.

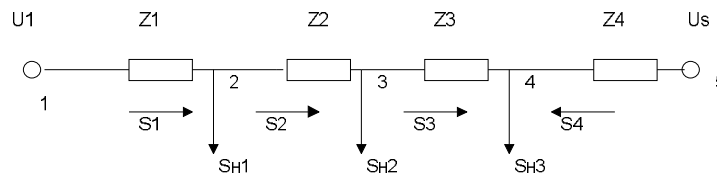


Рисунок 6.3 - Схема мережі з двостороннім живленням

Напрямок потоків потужності на окремих ділянках цієї схеми прийнято умовно. Дійсний їхній напрямок визначається в результаті розрахунку. Відомі: потужності навантажень; напруги на джерелах живлення. Необхідно знайти розподіл потужностей на ділянках ЛЕП.

Розрахунок виконують при наступних допущеннях: у ЛЕП відсутні втрати потужності; напруги у всіх вузлах навантаження однакові і дорівнюють номінальній напрузі мережі.  $S_{12}, S_{23}, S_{34}, S_{45}$  - повні потужності на ділянках лінії;  $\dot{Z}_1, \dot{Z}_2, \dot{Z}_3, \dot{Z}_4$  - повні опори ділянок;  $\dot{U}_1, \dot{U}_5$  - напруги джерел живлення.

Другий закон Кірхгофа для схеми на рисунку має вид

$$\dot{U}_1 - \Delta\dot{U}_1 - \Delta\dot{U}_2 - \Delta\dot{U}_3 + \Delta\dot{U}_4 = \dot{U}_5 \quad (1)$$

Падіння лінійної напруги на будь-якій ділянці лінії між навантаженнями

$$\Delta\dot{U}_i = \sqrt{3}\dot{I}_i\dot{Z}_i, \quad (2)$$

де  $\dot{I}_i$  струм на даній ділянці;  $Z_i$  - опір цієї ділянки.

$$\sqrt{3}\dot{I}_1\dot{Z}_1 + \sqrt{3}\dot{I}_2\dot{Z}_2 + \sqrt{3}\dot{I}_3\dot{Z}_3 - \sqrt{3}\dot{I}_4\dot{Z}_4 = \dot{U}_1 - \dot{U}_5 \quad (3)$$

Вважаємо напруги у вузлах рівними номінальному значенню  $U_{\text{ном}}$ .

Вектор  $U_{\text{ном}}$  орієнтують по дійсній вісі.

$$\dot{S}_i = \sqrt{3}U_i I_i^*; \dot{S}_i^* = \sqrt{3}U_i^* I_i; I_i = \frac{S_i^*}{\sqrt{3}U_i^*};$$

З урахуванням другого допущення одержимо 
$$I_i = \frac{\dot{S}_i^*}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \quad (4)$$

Підставляємо (4) у (3)

$$\frac{\dot{S}_1^* \dot{Z}_1}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\dot{S}_2^* \dot{Z}_2}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\dot{S}_3^* \dot{Z}_3}{U_{\text{НОМ}}} - \frac{\dot{S}_4^* \dot{Z}_4}{U_{\text{НОМ}}} = \dot{U}_1 - \dot{U}_5 \quad (5)$$

Комплексно-сполучене рівняння має вид

$$\dot{S}_1 \dot{Z}_1^* + \dot{S}_2 \dot{Z}_2^* + \dot{S}_3 \dot{Z}_3^* - \dot{S}_4 \dot{Z}_4^* = (\dot{U}_1^* - \dot{U}_5^*) U_{\text{НОМ}} \quad (6)$$

Користуючись першим законом Кірхгофа для точок 2,3,4 і виходячи з першого допущення, можна скласти наступні рівності

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_1 - \dot{S}_{H1}; \quad \dot{S}_3 = \dot{S}_1 - \dot{S}_{H1} - \dot{S}_{H2}; \quad \dot{S}_4 = \dot{S}_{H3} - \dot{S}_3 = \dot{S}_{H3} + \dot{S}_{H1} + \dot{S}_{H2} - \dot{S}_1 \quad (7)$$

Підставляємо вираз (7) у рівняння (6)

$$\dot{S}_1 \dot{Z}_1^* + (\dot{S}_1 - \dot{S}_{H1}) \dot{Z}_2^* + (\dot{S}_1 - \dot{S}_{H1} - \dot{S}_{H2}) \dot{Z}_3^* - (\dot{S}_{H3} + \dot{S}_{H2} + \dot{S}_{H1} - \dot{S}_1) \dot{Z}_4^* = (\dot{U}_1^* - \dot{U}_5^*) U_{\text{НОМ}}, \quad (8)$$

або

$$\dot{S}_1 (\dot{Z}_1^* + \dot{Z}_2^* + \dot{Z}_3^* + \dot{Z}_4^*) - \dot{S}_{H1} (\dot{Z}_2^* + \dot{Z}_3^* + \dot{Z}_4^*) - \dot{S}_{H2} (\dot{Z}_3^* + \dot{Z}_4^*) - \dot{S}_{H3} \dot{Z}_4^* = (\dot{U}_1^* - \dot{U}_5^*) U_{\text{НОМ}} \quad (9)$$

Звідси шукана потужність, що виходить у лінію з пункту 1, буде

$$\dot{S}_1 = \frac{\dot{S}_{H1} (\dot{Z}_2^* + \dot{Z}_3^* + \dot{Z}_4^*) + \dot{S}_{H2} (\dot{Z}_3^* + \dot{Z}_4^*) + \dot{S}_{H3} \dot{Z}_4^* + (\dot{U}_1^* - \dot{U}_5^*) U_{\text{НОМ}}}{\dot{Z}_1^* + \dot{Z}_2^* + \dot{Z}_3^* + \dot{Z}_4^*} \quad (10)$$

Позначимо опори від пункту 5 до вузлів 2,3,4 відповідно  $\dot{Z}_{25}^*, \dot{Z}_{35}^*, \dot{Z}_{45}^*$ , а повний опір лінії між пунктами 1 і 5 через  $\dot{Z}_{15}^*$ .

Підставимо ці величини у формулу (10)

$$\dot{S}_1 = \frac{\dot{S}_{H1} \dot{Z}_{25}^* + \dot{S}_{H2} \dot{Z}_{35}^* + \dot{S}_{H3} \dot{Z}_{45}^* + (\dot{U}_1^* - \dot{U}_5^*) U_{\text{НОМ}}}{\dot{Z}_{15}^*} \quad (11)$$

або в загальному виді для багатьох навантажень

$$\dot{S}_1 = \left( \sum_{i=1}^n \dot{S}_{Hi} \dot{Z}_{i+1, n+2}^* \right) / \dot{Z}_{1, n+2}^* + \frac{(\dot{U}_1^* - \dot{U}_{n+2}^*)}{\dot{Z}_{1, n+2}^*} U_{\text{НОМ}}, \quad (12)$$

де  $n$  – число вузлів з навантаженнями. У нашому випадку  $n=3$ .

Аналогічну формулу можна вивести для навантаження, що йде з пункту 5.

$$\dot{S}_4 = \frac{\dot{S}_{H1} \dot{Z}_{21}^* + \dot{S}_{H2} \dot{Z}_{31}^* + \dot{S}_{H3} \dot{Z}_{41}^* + (\dot{U}_5^* - \dot{U}_1^*)}{\dot{Z}_{15}^*} U_{\text{НОМ}}, \quad (13)$$

або в загальному виді для багатьох навантажень

$$\dot{S}_{n+1} = \left( \sum_{i=1}^n \dot{S}_{Hi} \dot{Z}_{i+1, 1}^* \right) / \dot{Z}_{1, n+2}^* + \frac{(\dot{U}_{n+2}^* - \dot{U}_1^*)}{\dot{Z}_{1, n+2}^*} U_{\text{НОМ}}, \quad (14)$$

де  $\dot{Z}_{i+1, 1}^*$  – опори від пункту 1 до кожного навантаження.

Інші навантаження по ділянках знаходяться користаючись виразами (7). Тому що на схемі за позитивний напрямок потужностей був умовно прийнятий напрямок від вузла 1 до вузла 5, то частина навантажень на ділянках, що прилягають до джерела живлення 5, можуть вийти з негативним знаком, що буде вказувати на їхній зворотний напрямок. У деякій точці виявиться, що потужності до неї притікають із двох сторін. У даному випадку такою точкою є точка 4. Ця

точка називається точкою розділу потужності або точкою поточкорозділу. Другий член у виразах (12), (14) являє собою зрівняльну потужність, що протікає по лінії 15 унаслідок різниці напруг між цими пунктами. Ця потужність не залежить від навантажень лінії. При рівності напруг у точках живлення при кільцевій схемі, коли точки А і В сполучені, буде  $U_A = U_B$ . Другий доданок у правій частині рівностей (12), (14) зникає, і формула для визначення потужності, що виходить з пункту 1, приймає вид

$$\dot{S}_1 = (\sum_{i=1}^n \dot{S}_{ni} \cdot \dot{Z}_{i+1,n+2}^*) / \dot{Z}_{1,n+2}^* \quad (15)$$

При розрахунку місцевих мереж звичайно користаються формулою (15), вважаючи напругу джерел живлення однаковими. Таким чином, для того щоб визначити потужність, що виходить з одного джерела живлення, необхідно визначити суму моментів навантажень щодо іншого джерела і розділити її на повний опір всієї ділянки мережі з двостороннім живленням.

Правильність отриманих розрахунків підтверджується виконанням балансу потужності – рівністю зробленої і спожитої потужності

$$\dot{S}_1 + \dot{S}_{n+1} = \sum_{i=1}^n \dot{S}_{ni} \quad (16)$$

Змінюючи напруги  $\dot{U}_1$  і  $\dot{U}_5$  по модулю й аргументу, можна змінювати потоки потужностей (активної і реактивної) на окремих ділянках мережі з метою забезпечення її найбільш ефективного режиму. При такій регулюванні можна змінювати вузол поточкорозділу.

Приклад. Кільцева мережа (рис.1) напругою 110 кВ зв'язує електростанцію 1 з понижуючими підстанціями 2, 3, що мають розрахункові навантаження  $\dot{S}_{H1} = 36,18 + j29,17 \text{ MVA}$  і  $\dot{S}_{H2} = 39,2 + j32,89 \text{ MVA}$ . Марки проводів, довжини ліній зазначені на рисунку. Опори їх рівні:

$$\dot{Z}_1 = 3,6 + j12,15 \text{ Ом}; \quad \dot{Z}_2 = 9,84 + j10,21 \text{ Ом}; \quad \dot{Z}_3 = 8,1 + j20,65 \text{ Ом}$$

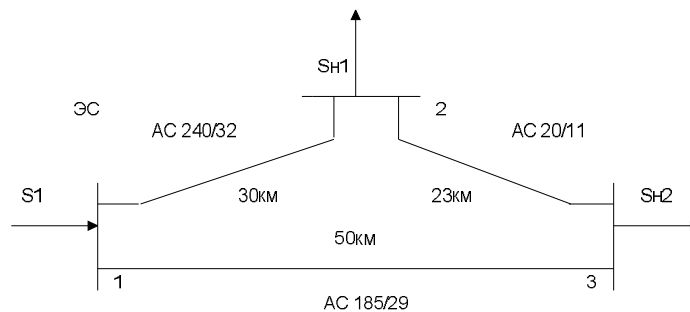


Рисунок 6.4- Схема кільцевої мережі 110кВ

Напруга на шинах електростанції дорівнює 117.7 кВ. Визначимо потужність, що надходить із шин електростанції. Розрахунок проведемо без урахування втрат потужності.

Розв'язання . Складемо схему заміщення мережі у виді лінії з двостороннім живленням, розрізаючи кільце у вузлі 1. Одержимо схему, показану на рисунку нижче  $\dot{U}_1 = \dot{U}_4$  .

Визначимо по виразах (12), (14) наближений поточкорозподіл в кільці з метою виявлення точки поточкорозподілу.

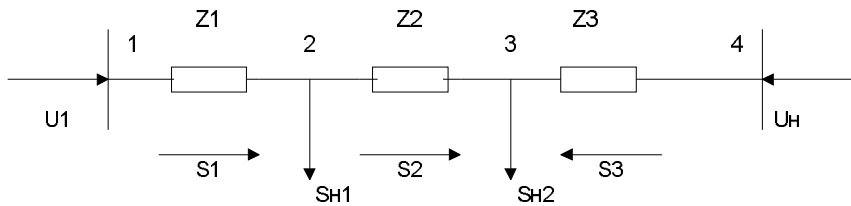


Рисунок 6.5 - Схема заміщення лінії з чотирма вузлами

$$\begin{aligned}\dot{S}_1 &= \frac{\dot{S}_{H1}\dot{Z}_{24}^* + \dot{S}_{H2}\dot{Z}_{34}^*}{\dot{Z}_{14}^*} = \frac{\dot{S}_{H1}(\dot{Z}_2^* + \dot{Z}_3^*) + \dot{S}_{H2}\dot{Z}_3^*}{\dot{Z}_1^* + \dot{Z}_2^* + \dot{Z}_3^*} = \\ &= \frac{(36,18 + j29,17)(9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65) + (39,2 + j32,89)(8,1 - j20,65)}{3,6 - j12,15 + 9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65} = \\ &= 44,82 + j36,75 \text{ MVA}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_3 &= \frac{\dot{S}_{H1}\dot{Z}_{21}^* + \dot{S}_{H2}\dot{Z}_{31}^*}{\dot{Z}_{14}^*} = \frac{\dot{S}_{H1}\dot{Z}_1^* + \dot{S}_{H2}(\dot{Z}_1^* + \dot{Z}_2^*)}{\dot{Z}_1^* + \dot{Z}_2^* + \dot{Z}_3^*} = \\ &= \frac{(36,18 + j29,17)(3,6 - j12,15) + (39,2 + j32,89)(3,6 - j12,15 + 9,84 - j10,21)}{3,6 - j12,15 + 9,84 - j10,21 + 8,1 - j20,65} = \\ &= 30,56 + j25,31 \text{ MVA}\end{aligned}$$

Перевіримо правильність визначення потоків потужності на головних лініях кільця за умовою

$$\begin{aligned}\dot{S}_1 + \dot{S}_3 &= \dot{S}_{H1} + \dot{S}_{H2} \\ 44,82 + j36,75 + 30,56 + j25,31 &= 75,38 + j62,06 = \dot{S}_1 + \dot{S}_3; \\ 36,18 + j29,17 + 39,2 + j32,89 &= 75,38 + j62,06 = \dot{S}_{H1} + \dot{S}_{H2}\end{aligned}$$

Значення  $\dot{S}_1$  і  $\dot{S}_3$  визначені вірно. Знаходимо потік потужності в лінії 23 по першому закону Кірхгофа для вузла 2

$$\begin{aligned}\dot{S}_2 &= \dot{S}_1 - \dot{S}_{H1} = 44,82 + j36,75 - 36,18 - j29,17 = 8,64 + j7,58 \text{ MVA} \\ \dot{S}_2 + \dot{S}_3 &= \dot{S}_{H2} \\ 8,64 + j7,58 + 30,56 + j25,31 &= 39,2 + j32,89 = \dot{S}_{H2}\end{aligned}$$

Вузол 3 – точка поточкорозподілу активної і реактивної потужності. Потужність, що надходить із шин електростанції і визначена без урахування втрат потужності дорівнює

$$\dot{S}_1 + \dot{S}_3 = 44,82 + j36,75 + 30,56 + j25,31 = 75,38 + j62,06 \text{ MVA}$$

При однакових напругах на джерелах живлення при розрахунку кільцевих схем спадання напруги від обох джерел живлення до точки розділу однаково. Тому в цій точці мережа може бути умовно розділена і втрати напруги визначені для кожної з половин як для мережі з однобічним живленням.

Щоб визначити за допомогою отриманих формул, як розподіляються потужності в лініях із двостороннім живленням, у загальному випадку підрахунок роблять у комплексній формі:

$$\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1 = \left( \sum_{i=1}^n (P_{ni} + jQ_{ni}) (R_{i+1,n+2} - jX_{i+1,n+2}) / (R_{1,n+2} - jX_{1,n+2}) \right) \cdot \quad (17)$$



Розрахунки можна спростити, перейшовши до роздільного визначення активної і реактивної потужностей і замінивши у формулі (15) опір  $\dot{Z}_{1,n+2}^*$  відповідною провідністю

$$Y = \frac{1}{\dot{Z}_{1,n+2}^*} = \frac{1}{R_{1,n+2} - jX_{1,n+2}} = \frac{R_{1,n+2}}{R_{1,n+2}^2 + X_{1,n+2}^2} + j \frac{X_{1,n+2}}{R_{1,n+2}^2 + X_{1,n+2}^2}. \quad (18)$$

Підставивши ці величини у формулу (15), одержимо

$$\dot{S}_1 = (G_{1,n+2} + jB_{1,n+2}) \sum_{i=1}^n (P_{ni} + jQ_{ni})(R_{i+1,n+2} - jX_{i+1,n+2}) \quad (19)$$

$$\text{де } G_{1,n+2} = \frac{R_{1,n+2}}{R_{1,n+2}^2 + X_{1,n+2}^2}; B_{1,n+2} = \frac{X_{1,n+2}}{R_{1,n+2}^2 + X_{1,n+2}^2}$$

Виділяємо дійсну і мнимі частини з виразу (19)

$$P_1 = G_{1,n+2} \left( \sum_{i=1}^n P_{ni} R_{i+1,n+2} + \sum_{i=1}^n Q_{ni} X_{i+1,n+2} \right) + B_{1,n+2} \left( \sum_{i=1}^n P_{ni} X_{i+1,n+2} - \sum_{i=1}^n Q_{ni} R_{i+1,n+2} \right)$$

$$Q_1 = G_{1,n+2} \left( \sum_{i=1}^n Q_{ni} R_{i+1,n+2} - \sum_{i=1}^n P_{ni} X_{i+1,n+2} \right) + B_{1,n+2} \left( \sum_{i=1}^n P_{ni} R_{i+1,n+2} + \sum_{i=1}^n Q_{ni} X_{i+1,n+2} \right). \quad (20)$$

Формули (20) дозволяють вести розрахунок окремо для активного і реактивного навантажень, користаючись значеннями дійсних і мнмих складових навантажень і опорів. Ці формули можна використовувати для розрахунку поточкорозподілення в мережах двостороннього живлення і з різними напругами джерел живлення. Однак у цьому випадку на отриманий по формулах (20) результат поточкорозподілення необхідно накласти зрівняльну потужність, розраховану по другому доданку виразу (12)

Зрівняльна потужність, що протікає від одного джерела живлення до іншого, буде

$$S_{ур} = \frac{(\dot{U}_1^* - \dot{U}_{п+2}^*) U_{ном}}{\dot{Z}_{1,п+2}^*} = (G_{1,п+2} + jB_{1,п+2}) U_{ном} (U_{1a} - jU_{1p} - U_{п+2,a} + jU_{п+2,p}) =$$

$$= (G_{1,п+2} + jB_{1,п+2}) U_{ном} [(U_{1a} - U_{п+2,a}) - j(U_{1p} - U_{п+2,p})] = U_{ном} G_{1,п+2} (U_{1a} - U_{п+2,a}) +$$

$$+ U_{ном} B_{1,п+2} (U_{1p} - U_{п+2,p}) + j[U_{ном} B_{1,п+2} (U_{1a} - U_{п+2,a}) - U_{ном} G_{1,п+2} (U_{1p} - U_{п+2,p})]. \quad (21)$$

Необхідність у подібних розрахунках виникає, коли з метою перерозподілу реактивної потужності для оптимального використання ліній замкнутої мережі на одному з джерел живлення установлюють вольтодобавочні автотрансформатори. Визначивши, як у лінії двостороннього живлення розподіляються навантаження, переходять до розрахунку втрат напруги звичайним способом.

Розглянемо лінію з кількістю вузлів, рівним n, показану нижче. Структура схеми така ж як і в попередньої, тільки позначення інші.

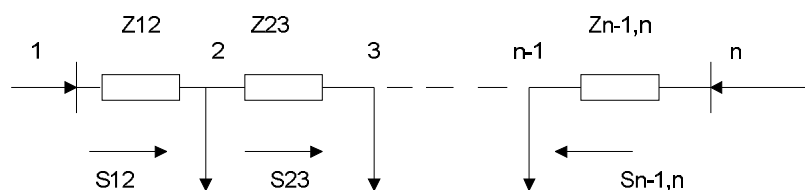


Рисунок 6.6 - Лінія з n вузлами

Потоки потужності на головних ділянках визначаються так

$$\dot{S}_{12} = \sum_{k=2}^{g-1} \dot{S}_k \dot{Z}_{kn}^* / \dot{Z}_{1n}^*; \dot{S}_{n-1,n} = \sum_{k=2}^{n-1} \dot{S}_k \dot{Z}_{1k}^* / \dot{Z}_{1n}^* . \quad (22)$$

Якщо відомі струми навантажень  $\dot{I}_k$ , то можна визначити струми на головних ділянках лінії аналогічно (22)

$$\dot{I}_{12} = \sum_{k=2}^{n-1} \dot{I}_k \dot{Z}_{kn}^* / \dot{Z}_{1n}^*; \dot{I}_{n-1,n} = \sum_{k=2}^{n-1} \dot{I}_k \dot{Z}_{1k}^* / \dot{Z}_{1n}^* . \quad (23)$$

В однорідній мережі відношення активного і реактивного опорів усіх гілок схеми заміщення мережі однаково  $X_{kj} / r_{kj} = X / r = cont$ .

Тому формулу (22) для однорідної мережі можна записати у виді

$$\begin{aligned} \dot{S}_{12} &= \sum_{k=2}^{n-1} (P_k + jQ_k) (1 - j \frac{X_{kn}}{r_{kn}}) r_{kn} / (1 - j \frac{X_{1n}}{r_{1n}}) r_{1n} = \sum_{k=2}^{n-1} (P_k + jQ_k) (1 - j \frac{X}{r}) r_{kn} / (1 - j \frac{X}{r}) r_{1n} = \\ &= \sum_{k=2}^{n-1} (P_k + jQ_k) r_{kn} / r_{1n} \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{12} = P_{12} + jQ_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} P_k r_{kn}}{r_{1n}} + j \frac{\sum_{k=2}^{n-1} Q_k r_{kn}}{r_{1n}} . \quad (24)$$

Для іншої головної ділянки з (22) випливає

$$\dot{S}_{n-1,n} = P_{n-1,n} + jQ_{n-1,n} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} P_k r_{1k}}{r_{1n}} + j \frac{\sum_{k=2}^{n-1} Q_k r_{1k}}{r_{1n}} . \quad (25)$$

В однорідній мережі, усі ділянки якої виконані проводами одного перетину з питомим активним і реактивним опорами  $r_o, X_o$ , розподіл потужностей можна знаходити по довжинах ділянок, оскільки опір кожної гілки  $kj$  буде

$$\dot{Z}_{kj} = (r_o + jX_o) l_{kj}$$

При однаковому перетині проводів уздовж усієї лінії формули (22) приймають вид

$$\dot{S}_{12} = \sum_{k=2}^{n-1} \dot{S}_k l_{kn} / l_{1n}; \dot{S}_{n-1,n} = \sum_{k=2}^{n-1} \dot{S}_k l_{1k} / l_{1n} , \quad (26)$$

де  $l_{kn}, l_{1n}, l_{1k}$  - довжини ділянок лінії між вузлами відповідно  $k$  і  $n$ ,  $1$  і  $k$ ,  $1$  і  $n$ .

Виведені формули показують, що в однорідних мережах розподіли активних і реактивних потужностей не залежать друг від друга.

Знаходження  $P$  і  $Q$  у таких мережах спрощується. Розраховуються як би дві незалежні мережі: одна – навантажена тільки активними навантаженнями і друга – реактивними. Для кожної з них визначається розподіл потужностей. Повні потужності на ділянках мережі знаходяться підсумовуванням минаючих по них активних і реактивних потужностей. Такий розрахунковий прийом, називаний розщепленням мережі, зменшує трудомісткість розрахунку мережі.

Рівність перетинів проводів на всіх ділянках мережі не дозволяє вважати мережу однорідною. Потрібно щоб і питомі реактивні опори ліній на всіх ділянках мережі були також рівними.

Мережа, одна ділянка якої виконана кабелем, а інша – повітряною лінією, навіть при рівних перетинах проводів і жил кабелів і виконанні їх з того самого металу не буде однорідною. Неоднорідною буде і повітряна мережа, по всій довжині якої підвішені ті самі проводи але з неоднаковою середньгеометричною відстанню між ними на різних ділянках мережі. В обох випадках при рівності питомих активних опорів ділянок лінії питомі реактивні опори будуть не рівні. Штучними мірами мережу з неоднаковими перетинами і розташуванням проводів на різних ділянках можливо зробити однорідною. Досягається це послідовним включенням конденсатора на деяких ділянках мережі. Опори конденсаторних батарей беруться такими, щоб відношення активного і реактивного опорів окремих ділянок мережі стали однаковими. У результаті в деяких випадках знижуються втрати потужності й електроенергії в мережі і поліпшується режим у споживачів.

Визначення втрат потужності  $\Delta S_{kj}$  здійснюється так

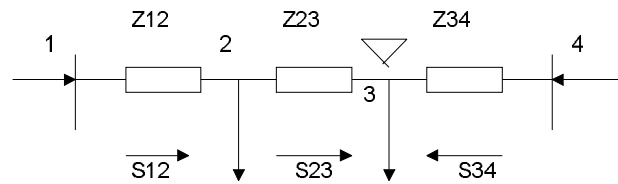
$$\sum \Delta \dot{S}_{kj} = \sum 3I_{kj}^2 \dot{Z}_{kj} = \sum \frac{S_{kj}^2}{U_{ном}^2} \dot{Z}_{kj}. \quad (27)$$

При рівності напруг на кінцях лінії  $\dot{U}_1 = \dot{U}_5$  або в кільцевій мережі зрівняльна потужність дорівнює нулю. При однакових напругах на джерелах живлення спадання напруги від них до точки розподілу потужності однакова. Тому в цій точці ЛЕП може бути розділена на дві магістральних ділянки.

## 6.2 Розрахунок ліній із двостороннім живленням і урахуванням втрат потужності.

Розглянемо лінію з двостороннім живленням, до якої перетвориться проста замкнута мережа (рисунок нижче)

Потужності  $\dot{S}_{12}$  і  $\dot{S}_{34}$  визначаємо спочатку без урахування втрат по виразах (22), що приймають вид



$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_2 \dot{Z}_{24}^* + \dot{S}_3 \dot{Z}_{34}^*}{\dot{Z}_{14}^*} = \frac{\dot{S}_2 (\dot{Z}_{23}^* + \dot{Z}_{34}^*) + \dot{S}_3 \dot{Z}_{34}^*}{\dot{Z}_{12}^* + \dot{Z}_{23}^* + \dot{Z}_{34}^*}, \quad (28)$$

$$\dot{S}_{34} = \frac{\dot{S}_2 \dot{Z}_{12}^* + \dot{S}_3 \dot{Z}_{13}^*}{\dot{Z}_{14}^*} = \frac{\dot{S}_2 \dot{Z}_{12}^* + \dot{S}_3 (\dot{Z}_{12}^* + \dot{Z}_{23}^*)}{\dot{Z}_{12}^* + \dot{Z}_{23}^* + \dot{Z}_{34}^*}$$

По першому закону Кірхгофа:

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{12} - \dot{S}_2. \quad (29)$$

Припустимо, що напрямки потужностей відповідають точці поточкорозподілу у вузлі 3, який відзначений залитим трикутником. У цій точці мережу можливо розділити з утворенням однієї магістральної й однієї радіальної ліній.

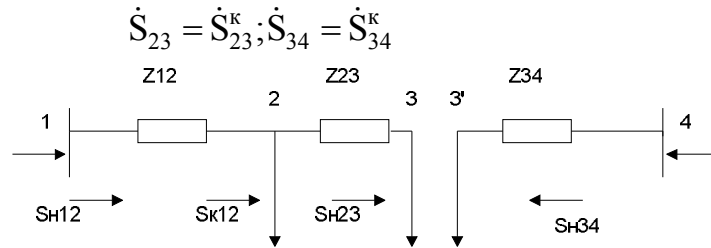


Рисунок 6.7 - Представлення вихідної мережі у виді двох ліній

Розрахуємо потоки потужності в лініях 13 і 43 як це робилося для розімкнених мереж.

$$\text{На ділянці 23 втрати активної потужності } \Delta P_{23} = \frac{(S_{23}^k)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{23}.$$

$$\text{Втрати реактивної потужності } \Delta Q_{23} = \frac{(S_{23}^k)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_{23}$$

$$\text{Втрати повної потужності } \Delta \dot{S}_{23} = \Delta P_{23} + j\Delta Q_{23}$$

Знаходимо значення потоку потужності  $\dot{S}_{23}^H$  спочатку ділянки 23:

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{23}^k + \Delta \dot{S}_{23}$$

Далі розрахунок потоків потужності на ділянці 12 проводиться як для розімкнених мереж при заданих потужностях навантаження і напруги джерела живлення.

$$\text{Потужність наприкінці лінії 12 } \dot{S}_{12}^k = \dot{S}_{23}^k + \Delta \dot{S}_{23} + \dot{S}_2$$

$$\text{Потужність спочатку лінії 12 } \dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^k + \Delta \dot{S}_{12}$$

Лінія 43 розраховується аналогічно.

Може виявитися, що 1-й етап розрахунку кільцевої мережі виявить дві точки поточкорозподілу; одну – для активної, а іншу – для реактивної потужності. Такий випадок ілюструється на рисунку нижче. Тут вузол 2 – точка поточкорозподілу для активної, а вузол 3 – для реактивної потужності.

У такому випадку виключається ділянка між точками розподілу потужності. Попередньо обчислюються втрати потужності на ділянці між точками розподілу потужності.

Кільцева мережа для подальшого розрахунку може бути розділена на дві розімкнуті лінії. Попередньо обчислюються втрати потужності на ділянці між точками поточкорозподілу

$$\Delta P_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} r_{32}; \quad \Delta Q_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{32}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} x_{32}$$

Потім уточнюються потужності навантажень у точках 2 і 3. Приймається, що в точці 2 включене навантаження

$$\dot{S}_2^{\text{НОВ}} = P_2^{\text{НОВ}} + jQ_2^{\text{НОВ}} = P_{12} + j(Q_{12} + Q_{23} + \Delta Q_{32})$$

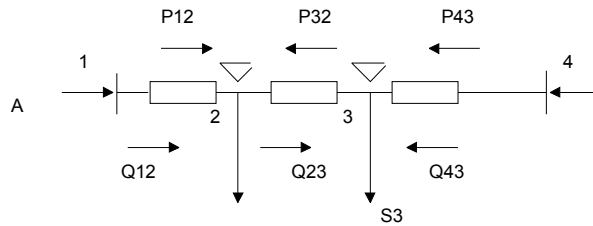


Рисунок 6.7 - Напрямки потоків у випадку розбіжності точок поточкорозподілу активної і реактивної потужностей

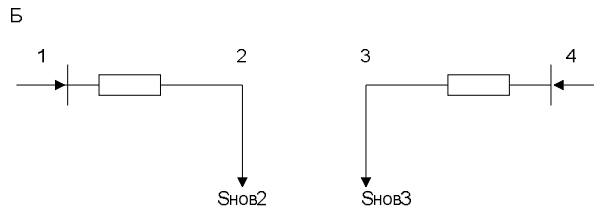


Рисунок 6.8 - Поділ мережі при незбіжних точках поточкорозподілу

У точці 3 приєднане навантаження

$$\dot{S}_3^{\text{нов}} = P_3^{\text{нов}} + jQ_3^{\text{нов}} = (P_{43} + P_{32} + \Delta P_{32}) + jQ_{43}$$

де  $P_{12}, Q_{12}, P_{43}, Q_{43}$  визначаються по формулах (28), а  $P_{32}$  и  $Q_{23}$  – по формулі (29).

При подальшому розрахунку замість кільцевої схеми розглядаються дві розімкнуті лінії, показані на рисунку б).

Розберемо питання розподілу напруг у лінії з двостороннім живленням. Розглянемо схему лінії з двостороннім живленням від джерел 1 і 4 на рисунку нижче.

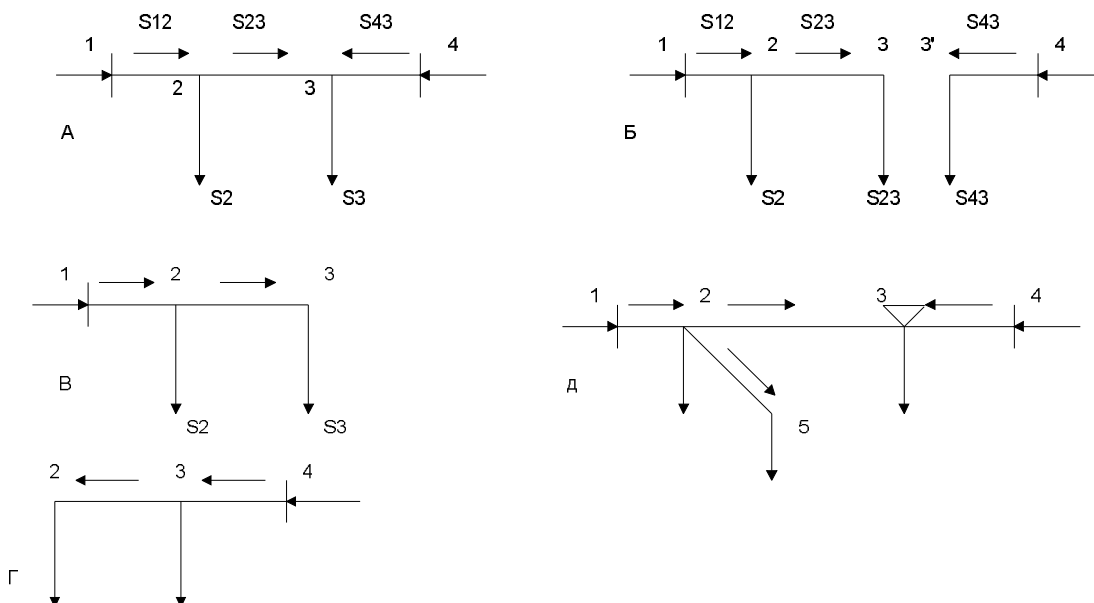


Рисунок 6.9 - Розрахунок напруг у лінії з двостороннім живленням: а) розподіл потоків потужності; б) розрізування лінії в точці поточкорозподілу; в) відключення лінії 34; г) відключення лінії 12; д) лінія з відгалуженням.

Лінія живить два навантаження – 2 і 3. Розподіл потужностей припустимо у вузлі 3. Розрахунок простих замкнутих мереж на відміну від розрахунку радіальних ліній повинний супроводжуватися перевіркою мереж у двох режимах: нормальному, коли споживачі одночасно одержують живлення від двох джерел живлення 1 і 4 (рисунок а), і аварійному, коли одне з джерел живлення (1 або 4) відключено.

У першому випадку обрані перетини проводів лінії повинні задовольняти економічній щільності струму при отриманому розподілі навантажень по ділянках і припустимій втраті напруги від джерел живлення до точки розподілу. В другому випадку повинна бути витримана припустима втрата напруги для аварійного режиму до найбільш видаленої точки кола. Тому що аварійні режими не є тривалими, то в цих випадках перетин проводів може і не задовольняти вимогам економічної щільності струму, але повинний бути перевірений по припустимому струму на нагрівання.

У випадках, коли точки розподілу активних і реактивних потужностей у нормальному режимі не збігаються один з одним, для визначення найбільшої втрати напруги роблять розрахунки до однієї й іншої точок розподілу і судять про правильність обраного перетину проводів по більшій величині.

У замкнутих мережах, що мають відгалуження, найбільші втрати напруги можуть виявитися не в точці розподілу, а на найбільш видаленій точці відгалуження. Перетини проводів на відгалуженнях визначають методами розрахунку радіальних мереж, виходячи з розташовуваної частини припустимої втрати напруги від точки відгалуження до найбільш видаленої точки.

Розріжемо лінію у вузлі 3. Тепер (рисунок б) можна визначити найбільшу втрату напруги  $\Delta U_{\text{нб}}$  в двох розімкнутих мережах, тобто в лініях 13 і 43. Якщо напруга початку лінії дорівнює напрузі кінця лінії  $\dot{U}_1 = \dot{U}_4$ , то  $\Delta U_{13} = \Delta U_{43'} = \Delta U_{\text{нб}}$ . Якщо  $U_1 > U_4$ , то  $\Delta U_{13} > \Delta U_{43'}$  і  $\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{13}$ .

Розглянемо післяаварійні режими лінії. Найбільш важкі з них - вихід з ладу відключення ділянок 12 або 34. Коли відключена ділянка 43 (рисунок в), позначимо найбільшу втрату напруги  $\Delta U_{13\text{ав}}$ . Коли відключена ділянка 12 (рисунок г) найбільшу втрату напруги позначимо  $\Delta U_{42\text{ав}}$ . Потрібно порівняти  $\Delta U_{13\text{ав}}$  й  $\Delta U_{42\text{ав}}$  і визначити найбільшу втрату напруги  $\Delta U_{\text{авнб}}$ . Якщо лінія з двостороннім живленням має відгалуження (рисунок д), то знаходження найбільшої втрати напруги ускладнюється. Так, у нормальному режимі треба визначити втрати напруги  $\Delta U_{13}, \Delta U_{43}, \Delta U_{15}$ , порівняти їх і вибрати найбільше значення  $\Delta U_{\text{нб}}$ . Щоб визначити в післяаварійному режимі  $\Delta U_{\text{авнб}}$ , потрібно розглянути аварійні відключення головних ділянок 12 і 43.

Приклад. Цей приклад продовження попереднього. Потрібно визначити потужність, що надходить із шин електростанції в мережу з урахуванням втрат потужності в лінії. Потужності  $\dot{S}_{12}, \dot{S}_{23}, \dot{S}_{43}$  визначені без урахування втрат потужності

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{12} = 44.82 + j36.75 \text{ МВА}; \dot{S}_2 = \dot{S}_{23} = 8.64 + j7.58 \text{ МВА}; \dot{S}_3 = \dot{S}_{43} = 30.56 + j25.31 \text{ МВА}$$

У результаті розв'язання попередньої задачі з'ясовано, що вузол 3 є точкою поточкорозподілу. Тому розріжемо лінію з двостороннім живленням у вузлі 3 поточкорозподілу, як показано на рисунку 6.9.

Навантаження у вузлах 3 і 3' рівні

$$\dot{S}_{23}^k = \dot{S}_2 = \dot{S}_{23} = 8.64 + j7.58 \text{ МВА}; \dot{S}_{34}^k = \dot{S}_3 = \dot{S}_{43} = 30.56 + j25.31 \text{ МВА};$$

Розрахуємо потоки потужності в лініях 23 і 12.

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_{H1} = 36.18 + j29.17$$

$$S_3 = S_{H2} = 39.2 + j32.89$$

Потужність наприкінці лінії 23:  $\dot{S}_{23}^k = \dot{S}_{23} = 8.64 + j7.58 \text{ МВА}$

Втрати потужності в лінії 23

$$\Delta \dot{S}_{23} = \frac{(P_{23}^k)^2 + (Q_{23}^k)^2}{U_{\text{ном}}^2} \dot{Z}_{23} = \frac{8.64^2 + 7.58^2}{110^2} (9.84 + j10.21) = 0.11 + j0.11 \text{ МВА}$$

Потужність наприкінці лінії 12

$$\dot{S}_{12}^k = \dot{S}_{23}^k + \Delta \dot{S}_{23} + \dot{S}_2 = 8.64 + j7.58 + 0.11 + j0.11 + 36.18 + j29.17 = 44.93 + j36.86 \text{ МВА}$$

Втрати потужності в лінії 12

$$\Delta \dot{S}_{12} = \frac{(P_{12}^k)^2 + (Q_{12}^k)^2}{U_{\text{ном}}^2} \dot{Z}_{12} = \frac{44.93^2 + 36.86^2}{110^2} (3.6 + j12.15) = 1 + j3.39 \text{ МВА}$$

Потужність на початку лінії 12

$$\dot{S}_{12}^H = \dot{S}_{12}^k + \Delta \dot{S}_{12} = 44.93 + j36.86 + 1 + j3.39 = 45.93 + j40.25 \text{ МВА}$$

Розрахуємо потоки потужності в лінії 43. Потужність наприкінці лінії

$$\dot{S}_{43}^k = \dot{S}_3 = \dot{S}_{43} = 30.56 + j25.31 \text{ МВА}$$

Втрати потужності в лінії 43

$$\Delta \dot{S}_{43} = \frac{(P_{43}^k)^2 + (Q_{43}^k)^2}{U_{\text{ном}}^2} \dot{Z}_{43} = \frac{30.56^2 + 25.31^2}{110^2} (8.1 + j20.65) = 1.05 + j2.69 \text{ МВА}$$

Потужність на початку лінії 43.

$$\dot{S}_{43}^H = \dot{S}_{43}^k + \Delta \dot{S}_{43} = 30.56 + j25.31 + 1.05 + j2.69 = 31.61 + j28 \text{ МВА}$$

Потужність, споживана із шин електростанції

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{12}^H + \dot{S}_{34}^H = 45.93 + j40.25 + 31.61 + j28 = 77.54 + j68.25 \text{ МВА}$$

Визначимо напругу у вузлах 2,3, а також найбільшу втрату напруги  $\Delta U_{\text{нб}}$ .

$$\Delta U_{43} = \frac{P_{43}^H r_{43} + Q_{43}^H X_{43}}{U_4} = \frac{31.61 \cdot 8.1 + 28 \cdot 20.65}{117.7} = 7.1 \text{ кВ}$$

$$U_3 = 117.7 - 7.1 = U_4 - \Delta U_{43} = 110.6 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H r_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} = \frac{45.93 \cdot 3.6 + 40.25 \cdot 12.15}{117.7} = 5.56 \text{ кВ}$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 117.7 - 5.56 = 112.14 \text{ кВ}$$

$\dot{S}_{23}^H = \dot{S}_{23}^k + \Delta \dot{S}_{23} = 8.64 + j7.58 + 0.11 + j0.11 = 8.75 + j7.69 \text{ МВА}$  - потужність на початку лінії 23.

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23}^H r_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_2} = \frac{8.75 \cdot 9.84 + 7.69 \cdot 10.21}{112.14} = 1.47 \text{ кВ}$$

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 112.14 - 1.47 = 110.57 \text{ кВ}$$

$$\Delta U_{13} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 5.56 + 1.47 = 7.03 \text{кВ}$$

Погрішність розрахунку найбільшої втрати напруги дорівнює

$$\Delta U_{13} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 5.56 + 1.47 = 7.03 \text{кВ}$$

При зовсім точному розрахунку виконується рівність

$$\Delta U_{43} = \Delta U_{13} \approx 7.1 \text{кВ}$$

Це і є найбільша втрата напруги  $\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{43} = \Delta U_{13}$ .

Розглянемо післяаварійні режими, схеми яких показані на рисунках в) і г).

Розрахунок проводимо без урахування втрат потужності.

При відключенні лінії 43 потужність у лінії 12 (рисунок в)

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_3 + \dot{S}_2 = 39.2 + j32.89 + 36.18 + j29.17 = 75.38 + j62.06 \text{МВА}$$

Потужність у лінії 23

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_3 = 39.2 + j32.89 \text{МВА}$$

Визначимо втрати напруги в лініях 12 і 23, напруги у вузлах 2,3 і  $\Delta U_{\text{ав.нб}}$ .

$$\Delta U_{12\text{ав}} = \frac{75,38 \cdot 3,6 + 62,06 \cdot 12,15}{117,7} = 8,71 \text{кВ}$$

$$U_{2\text{ав}} = 117,7 - 8,71 \approx 109 \text{кВ}$$

$$\Delta U_{23\text{ав}} = \frac{39,2 \cdot 9,84 + 32,89 \cdot 10,21}{109} = 6,62 \text{кВ}$$

$$U_{3\text{ав}} = 109 - 6,62 \approx 102,4 \text{кВ}$$

$$\Delta U_{13\text{ав}} = \Delta U_{12\text{ав}} + \Delta U_{23\text{ав}} = 8,71 + 6,62 = 15,33 \text{кВ}$$

При відключенні лінії 12 (рисунок г) знаходимо втрати напруги і напруги у вузлах 2 і 3.

$$\dot{S}_{43} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3 = 36.18 + j29.17 + 39.2 + j32.89 = 75.38 + j62.06 \text{МВА}$$

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_2 = 36.18 + j29.17 \text{МВА}$$

$$\Delta U_{43\text{ав}} = \frac{75,38 \cdot 8,1 + 62,06 \cdot 20,65}{117,7} = 16,08 \text{кВ}$$

$$U_{3\text{ав}} = 117,7 - 16,08 \approx 101,6 \text{кВ}$$

$$\Delta U_{32\text{ав}} = \frac{36,18 \cdot 9,84 + 29,17 \cdot 10,21}{101,6} = 6,44 \text{кВ}$$

$$U_{2\text{ав}} = U_{3\text{ав}} - \Delta U_{32\text{ав}} = 101,6 - 6,44 \approx 95,2 \text{кВ}$$

$$\Delta U_{42\text{ав}} = \Delta U_{43\text{ав}} + \Delta U_{32\text{ав}} = 16,08 + 6,44 \approx 22,5 \text{кВ}$$

Найбільша втрата напруги в післяаварійному режимі має місце при відключенні лінії 12, тобто  $22.5 \text{кВ} > 15.33 \text{кВ}$  і

$$\Delta U_{\text{ав.нб.}} = \Delta U_{42\text{ав}} = 22,5 \text{кВ}; \quad \Delta U_{\text{ав.нб.}\%} = \frac{\Delta U_{42\text{ав}}}{100} \cdot 100\% = \frac{22,5}{110} 100\% = 20,45\%$$

### 6.3 Методи перетворення мережі.

Перетворення (трансфігурація) ЕЕС, при яких зі зміною структури (графа) переутвореної її частини і відповідній зміні її фізичних величин, частина струмів, напруг і потужностей не змінюється, називаються еквівалентними перетвореннями. Обов'язковим при такому перетворенні є збереження заданих взаємозв'язків між системою ЕРС, струмів, напруг і потужностей гілок, або контурів



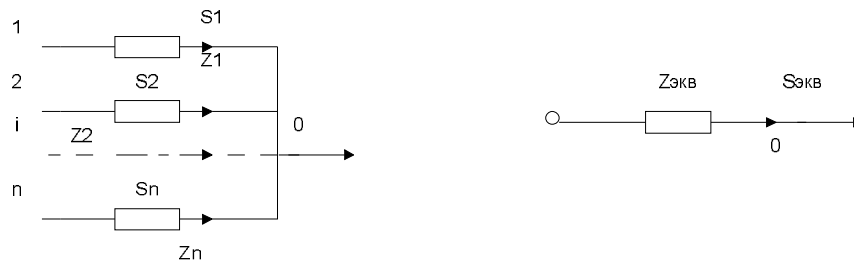
вузлів вихідної і перетвореної схем. В даний час у теорії і практиці аналізу режимів ЕЕС широко використовуються еквівалентні перетворення.

Електричні мережі міст, промислових підприємств містять велику кількість окремих ліній і навантажень, зв'язаних у загальну схему. Розрахунки режимів таких мереж представляють складну задачу. Труднощі в розв'язанні зростають з ростом числа елементів. Такі мережі, як правило, розраховуються за допомогою ЕОМ. Але при разовому розрахунку мереж невеликої складності знайшли застосування методи спрощених розрахунків. Ідея методів полягає в тім, що задана складнозамкнена мережа шляхом поступових перетворень приводиться до лінії з двостороннім живленням. У перетвореній схемі визначаються потужності і струми на ділянках. Потім шляхом послідовних зворотних перетворень знаходяться дійсний розподіл струмів і потужностей у вихідній мережі.

У результаті таких перетворень знаходяться попередній розподіл потужностей і точки розподілів потужностей. Точок розподілу активної і реактивної потужностей може бути декілька. Складнозамкнена мережа розрізається по точках розподілу активної потужності. В отриманих спрощених схемах виконується розрахунок режиму при заданій напрузі на джерелах живлення. Метод поступового перетворення складнозамкненої мережі використовує ряд простих прийомів. Кожний із прийомів дозволяє виконати перетворення ділянки мережі з малою кількістю елементів. Для цієї ділянки виробляється потрібний розрахунок, а потім за допомогою зворотних перетворень повертаються до вихідної схеми. Розглянемо декілька прийомів.

### 6.3.1. Заміна паралельних ліній при відсутності на них навантажень еквівалентною лінією.

**Пряма задача.** Відомі потужності  $\dot{S}_1, \dot{S}_2, \dots, \dot{S}_n$  паралельних ліній і їх опори  $\dot{Z}_1, \dot{Z}_2, \dots, \dot{Z}_n$ . Необхідно знайти значення  $\dot{S}_{\text{екв}}$  й  $\dot{Z}_{\text{екв}}$  у перетвореній схемі. Умова еквівалентності схем – однакова напруга в точці О в перетвореній і вихідній схемах



дній схемах

$$\dot{S}_{\text{екв}} = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dots + \dot{S}_n = \sum_{i=1}^n \dot{S}_i; \quad (1)$$

$$\dot{Y}_{\text{екв}} = \frac{1}{\dot{Z}_1} + \frac{1}{\dot{Z}_2} + \dots + \frac{1}{\dot{Z}_n} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\dot{Z}_i}; \quad (2)$$

$$\dot{Z}_{\text{екв}} = \frac{1}{\dot{Y}_{\text{екв}}}$$

**Зворотна задача.** Відома потужність  $\dot{S}_{\text{ЭКВ}}$  і опір  $\dot{Z}_{\text{ЭКВ}}$  у перетвореній схемі. Знайти потужності  $\dot{S}_1, \dot{S}_2, \dots, \dot{S}_n$  у вихідній схемі. Тому що напруга в точці О однакова, то однакові спадання напруги на опорах у перетвореній і вихідній схемах  $\Delta\dot{U}_1 = \Delta\dot{U}_2 = \dots = \Delta\dot{U}_n = \Delta\dot{U}_{\text{ЭКВ}}$ .

Спадання напруги для і-ої гілки буде  $\Delta\dot{U}_i = \sqrt{3}\dot{I}_i\dot{Z}_i$

Справедливі співвідношення  $\dot{S}_i = \sqrt{3}\dot{U}_o\dot{I}_i^*$ ;  $\dot{I}_i^* = \frac{\dot{S}_i}{\sqrt{3}\dot{U}_o}$ ;  $\dot{I}_i = \frac{1}{\sqrt{3}}\left(\frac{\dot{S}_i}{\dot{U}_o}\right)^* = \frac{\dot{S}_i^*}{\sqrt{3}\dot{U}_o^*}$ .

Тоді можна записати  $\frac{\dot{S}_1^*}{\dot{U}_o^*}\dot{Z}_1 = \frac{\dot{S}_2^*}{\dot{U}_o^*}\dot{Z}_2 = \dots = \frac{\dot{S}_n^*\dot{Z}_n}{\dot{U}_o^*} = \frac{\dot{S}_{\text{ЭКВ}}^*}{\dot{U}_o^*}\dot{Z}_{\text{ЭКВ}}$ . (3)

Комплексно – сполучене рівняння буде таким

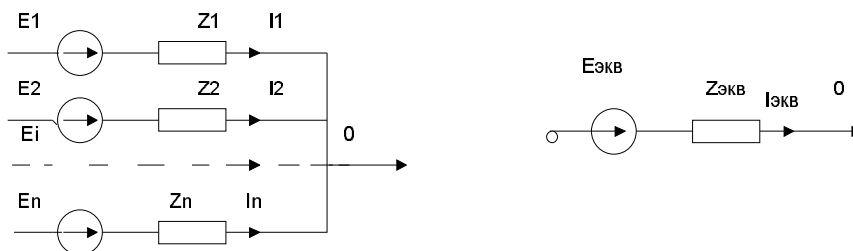
$$\frac{\dot{S}_1}{\dot{U}_o}\dot{Z}_1^* = \frac{\dot{S}_2}{\dot{U}_o}\dot{Z}_2^* = \dots = \frac{\dot{S}_n}{\dot{U}_o}\dot{Z}_n^* = \frac{\dot{S}_{\text{ЭКВ}}}{\dot{U}_o}\dot{Z}_{\text{ЭКВ}}^* \quad (4)$$

З отриманих рівностей можна знайти значення потужностей

$$\dot{S}_1 = \frac{\dot{S}_{\text{ЭКВ}}\dot{Z}_{\text{ЭКВ}}^*}{\dot{Z}_1^*}; \dot{S}_2 = \frac{\dot{S}_{\text{ЭКВ}}\dot{Z}_{\text{ЭКВ}}^*}{\dot{Z}_2^*}; \dots \dot{S}_n = \frac{\dot{S}_{\text{ЭКВ}}\dot{Z}_{\text{ЭКВ}}^*}{\dot{Z}_n^*} \quad (5)$$

### 6.3.2 Заміна джерел напруги, приєднаних до однієї точки, одним еквівалентним джерелом

**Пряма задача.** Відомі значення струмів  $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_n$  паралельних ліній, їх опори  $\dot{Z}_1, \dot{Z}_2, \dots, \dot{Z}_n$  і значення фазних ЕРС  $\dot{E}_1, \dot{E}_2, \dots, \dot{E}_n$ . Необхідно знайти значення  $\dot{I}_{\text{ЭКВ}}$  й  $\dot{E}_{\text{ЭКВ}}$  у перетвореній схемі. Умова еквівалентності схем – однакова напруга в точці О в перетвореній і вихідній схемах. Значення струмів у гілках вихідної схеми розраховуються по виразах



$$\dot{I}_1 = (\dot{E}_1 - \dot{U}_o)\dot{Y}_1; \quad \dot{I}_2 = (\dot{E}_2 - \dot{U}_o)\dot{Y}_2; \dots \dot{I}_n = (\dot{E}_n - \dot{U}_o)\dot{Y}_n \quad (6)$$

Значення струму в еквівалентній мережі дорівнює

$$\dot{I}_{\text{ЭКВ}} = (\dot{E}_{\text{ЭКВ}} - \dot{U}_o)\dot{Y}_{\text{ЭКВ}} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dots + \dot{I}_n \quad (7)$$

Підставимо вирази (6) у співвідношення (7)

$$(\dot{E}_1 - \dot{U}_o)\dot{Y}_1 + (\dot{E}_2 - \dot{U}_o)\dot{Y}_2 + \dots + (\dot{E}_n - \dot{U}_o)\dot{Y}_n = (\dot{E}_{\text{ЭКВ}} - \dot{U}_o)\dot{Y}_{\text{ЭКВ}} \quad (8)$$

Тому що  $\dot{Y}_{\text{эКВ}} = \dot{Y}_1 + \dot{Y}_2 + \dots + \dot{Y}_n$ , то отриманий вираз можна записати так

$$(\dot{E}_1 - \dot{U}_o)\dot{Y}_1 + \dots + (\dot{E}_n - \dot{U}_o)\dot{Y}_n = (\dot{E}_{\text{эКВ}} - \dot{U}_o)(\dot{Y}_1 + \dot{Y}_2 + \dots + \dot{Y}_n)$$

$$\dot{E}_1\dot{Y}_1 + \dots + \dot{E}_n\dot{Y}_n - \dot{U}_o(\dot{Y}_1 + \dots + \dot{Y}_n) = \dot{E}_{\text{эКВ}}(\dot{Y}_1 + \dots + \dot{Y}_n) - \dot{U}_o(\dot{Y}_1 + \dots + \dot{Y}_n) \quad (9)$$

або

$$\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \dot{Y}_i = \dot{E}_{\text{эКВ}} \sum_{i=1}^n \dot{Y}_i \quad (10)$$

Звідси випливає, що величина еквівалентної фазної ЕРС буде дорівнювати

$$\dot{E}_{\text{эКВ}} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \dot{Y}_i}{\sum_{i=1}^n \dot{Y}_i} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \dot{Y}_i}{\dot{Y}_{\text{эКВ}}} \quad (11)$$

**Зворотна задача.** Відомі значення  $\dot{I}_{\text{эКВ}}$  й  $\dot{E}_{\text{эКВ}}$  у перетвореній схемі. Необхідно знайти струми  $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_n$  у вихідній схемі. Величина спадання напруги на опорах у вихідній схемі визначається так

$$\dot{E}_1 - \dot{U}_o = \dot{I}_1 \dot{Z}_1 \dots \dots \dots \dot{E}_n - \dot{U}_o = \dot{I}_n \dot{Z}_n$$

Аналогічний вираз можна записати для перетвореної схеми

$$\dot{E}_{\text{эКВ}} - \dot{U}_o = \dot{I}_{\text{эКВ}} \dot{Z}_{\text{эКВ}}$$

З цих виразів знайдемо значення напруги в точці О.

$$\dot{U}_o = \dot{E}_1 - \dot{I}_1 \dot{Z}_1;$$

$$\dots \dots \dots$$

$$\dot{U}_o = \dot{E}_n - \dot{I}_n \dot{Z}_n; \quad (12)$$

$$\dot{U}_o = \dot{E}_{\text{эКВ}} - \dot{I}_{\text{эКВ}} \dot{Z}_{\text{эКВ}}. \quad (13)$$

Дорівнюючи по черзі вирази з (12) до співвідношення (13), одержимо

$$\dot{E}_1 - \dot{I}_1 \dot{Z}_1 = \dot{E}_{\text{эКВ}} - \dot{I}_{\text{эКВ}} \dot{Z}_{\text{эКВ}};$$

$$\dots \dots \dots$$

$$\dot{E}_n - \dot{I}_n \dot{Z}_n = \dot{E}_{\text{эКВ}} - \dot{I}_{\text{эКВ}} \dot{Z}_{\text{эКВ}};$$

З цих рівностей можна визначити шукані значення струмів

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{E}_1 - \dot{E}_{\text{эКВ}}}{\dot{Z}_1} + \dot{I}_{\text{эКВ}} \frac{\dot{Z}_{\text{эКВ}}}{\dot{Z}_1}; \dots \dots \dots \dot{I}_n = \frac{\dot{E}_n - \dot{E}_{\text{эКВ}}}{\dot{Z}_n} + \dot{I}_{\text{эКВ}} \frac{\dot{Z}_{\text{эКВ}}}{\dot{Z}_n}$$

Щоб визначити значення потужностей у гілках, потрібно сполучені комплекси струмів помножити на значення напруги в точці О и корінь із трьох

$$\dot{S}_i = \sqrt{3} \dot{U}_o \dot{I}_i^*$$

### 6.3.3 Перетворення трикутника в зірку і навпаки

**Пряма задача.** Відомі значення потужностей у гілках трикутника  $\dot{S}_{12}, \dot{S}_{23}, \dot{S}_{31}$ , їх опори  $\dot{Z}_{12}, \dot{Z}_{23}, \dot{Z}_{31}$ . Необхідно знайти значення потужностей  $\dot{S}_1, \dot{S}_2, \dot{S}_3$  у променях зірки і їх опори  $\dot{Z}_1, \dot{Z}_2, \dot{Z}_3$ . Умова еквівалентності схем –

режим за точками 1,2 і 3 залишається незмінним до і після перетворення. Опори променів зірки розраховуються по формулах:

$$\dot{Z}_1 = \frac{\dot{Z}_{12}\dot{Z}_{31}}{\dot{Z}_{12} + \dot{Z}_{23} + \dot{Z}_{31}}; \dot{Z}_2 = \frac{\dot{Z}_{12}\dot{Z}_{23}}{\dot{Z}_{12} + \dot{Z}_{23} + \dot{Z}_{31}}; \dot{Z}_3 = \frac{\dot{Z}_{31}\dot{Z}_{23}}{\dot{Z}_{12} + \dot{Z}_{23} + \dot{Z}_{31}};$$

Потужності в променях зірки визначаються по першому закону Кірхгофа, складеного для вузлів 1,2,3. При прийнятих напрямках потужностей одержимо:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{31} - \dot{S}_{12}; \quad \dot{S}_2 = \dot{S}_{12} - \dot{S}_{23}; \quad \dot{S}_3 = \dot{S}_{23} - \dot{S}_{31};$$

**Зворотна задача.** Відомі значення потужностей  $\dot{S}_1, \dot{S}_2, \dot{S}_3$  у променях зірки і їх опори  $\dot{Z}_1, \dot{Z}_2, \dot{Z}_3$ . Необхідно знайти значення потужностей у сторонах трикутника  $\dot{S}_{12}, \dot{S}_{23}, \dot{S}_{31}$ , їх опори  $\dot{Z}_{12}, \dot{Z}_{23}, \dot{Z}_{31}$ . Опори сторін трикутника розраховуються по формулах

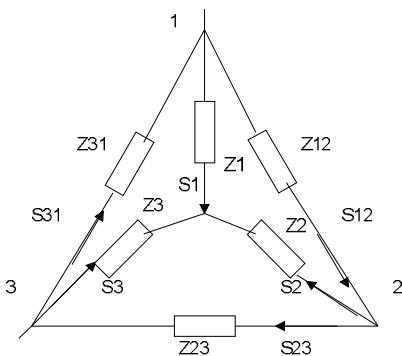


Рисунок 6.10 - Перетворення трикутника в зірку і навпаки

$$\dot{Z}_{12} = \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \frac{\dot{Z}_1\dot{Z}_2}{\dot{Z}_3}; \quad \dot{Z}_{23} = \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \frac{\dot{Z}_2\dot{Z}_3}{\dot{Z}_1}; \quad \dot{Z}_{31} = \dot{Z}_1 + \dot{Z}_3 + \frac{\dot{Z}_1\dot{Z}_3}{\dot{Z}_2}.$$

Потужності в гілках (у сторонах) трикутника розраховуються по другому закону Кірхгофа, складеного для замкнутих контурів. При прийнятому напрямку обходу контурів по годинній стрілці, будемо мати наступні рівняння:

$$\dot{S}_{12}\dot{Z}_{12}^* + \dot{S}_2\dot{Z}_2^* - \dot{S}_1\dot{Z}_1^* = 0; \quad \dot{S}_{23}\dot{Z}_{23}^* + \dot{S}_3\dot{Z}_3^* - \dot{S}_2\dot{Z}_2^* = 0; \quad \dot{S}_{31}\dot{Z}_{31}^* + \dot{S}_1\dot{Z}_1^* - \dot{S}_3\dot{Z}_3^* = 0;$$

Вирішуючи отримані рівняння, визначаємо значення потужностей у трикутнику

$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_1\dot{Z}_1^* - \dot{S}_2\dot{Z}_2^*}{\dot{Z}_{12}^*}; \quad \dot{S}_{23} = \frac{\dot{S}_2\dot{Z}_2^* - \dot{S}_3\dot{Z}_3^*}{\dot{Z}_{23}^*}; \quad \dot{S}_{31} = \frac{\dot{S}_3\dot{Z}_3^* - \dot{S}_1\dot{Z}_1^*}{\dot{Z}_{31}^*};$$

### 6.3.4 Перенос навантажень в інші точки мережі.

Еквівалентування паралельних ліній можливо за умови, що на переутворених лініях немає добору потужності. Якщо еквівалентуванню електричної мережі заважають точки проміжного добору потужності на лініях, то ці лінії можливо замінити еквівалентними, у яких точки добору потужності виявляються за межами переутворених ділянок електричної мережі.

Іноді заміну декількох ЛЕП однією еквівалентною не можна виконати через проміжні навантаження. Тому спочатку необхідно здійснити перетворення, що називається переносом навантаження. Ідея даного перетворення полягає в заміні схеми з проміжним навантаженням, схемою в який навантаження розді-

лене на частині і включено по кінцях ділянки ЛЕП. Умова перетворення – режим мережі за границями перетвореної ділянки залишається таким же, як і до перетворення.

Розглянемо мережу з двостороннім живленням. Вважається, що напруги на кінцях лінії рівні по величині і збігаються по фазі  $\dot{U}_A = \dot{U}_B$ . Необхідно потужність  $\dot{S}_2$  перенести з вузла 2 у вузли 1 і 3 за умови, щоб потужності головних ділянок мережі залишилися незмінними.

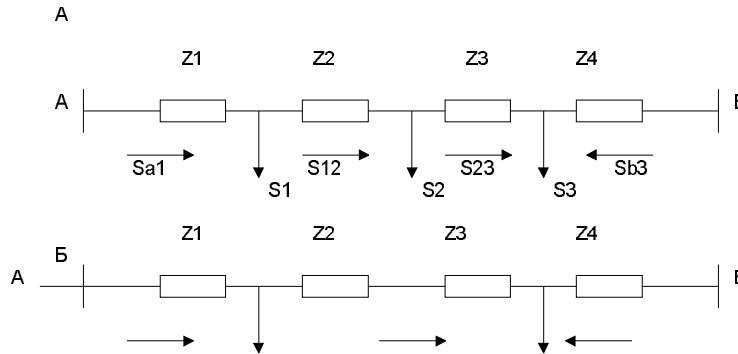


Рисунок 6.11 - До переносу однієї потужності в сусідні вузли мережі: а) вихідна розрахункова схема з потужностями навантажень. б) відповідна перетворена схема.

Знайдемо потужність  $\dot{S}'_{A1}$ , що протікає по першій лінії, використовуючи відомі формули

$$\dot{S}'_{A1} = \frac{(\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_1 + (\dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_2 + \dot{Z}_4\dot{S}'_3}{\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4}. \quad (1)$$

Після перетворення, коли потужність  $\dot{S}'_2$  рознесена між потужностями  $\dot{S}'_1$  і  $\dot{S}'_3$ , у цих вузлах будуть потужності  $\dot{S}'_1'$  і  $\dot{S}'_3'$ , що невідомі.

Для перетвореної схеми, (рисунок б) можна записати

$$\dot{S}'_{A1} = \frac{(\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_1' + \dot{Z}_4\dot{S}'_3'}{\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4}. \quad (2)$$

За умовою перетворення потужності головних ділянок не змінюються, тобто  $\dot{S}'_{A1} = \dot{S}'_{A1}'$ . Ця умова дозволяє скласти рівняння

$$(\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_1 + (\dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_2 + \dot{Z}_4\dot{S}'_3 = (\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_1' + \dot{Z}_4\dot{S}'_3' \quad (3)$$

Сумарне навантаження залишається постійним, що тому справедливо впливає

$$\dot{S}'_1 + \dot{S}'_2 + \dot{S}'_3 = \dot{S}'_1' + \dot{S}'_3' \quad (4)$$

Виконується також рівність  $\dot{S}'_{B3} = \dot{S}'_{B3}'$

З (4) знаходимо

$$\dot{S}'_1' = \dot{S}'_1 + \dot{S}'_2 + \dot{S}'_3 - \dot{S}'_3' \quad (5)$$

Підставляємо (5) у (3) і знаходимо  $\dot{S}'_1'$

$$\begin{aligned} (\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_1 + (\dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_2 + \dot{Z}_4\dot{S}'_3 &= (\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_1' + (\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_2 + \\ &+ (\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4)\dot{S}'_3 - \dot{S}'_3'(\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4) + \dot{Z}_4\dot{S}'_3' \end{aligned}$$

$$0 = \dot{Z}_2 \dot{S}_2 + (\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3) \dot{S}_3 - (\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3) \dot{S}'_3; \quad \dot{S}'_3 = \dot{S}_3 + \frac{\dot{Z}_2 \dot{S}_2}{\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3}. \quad (6)$$

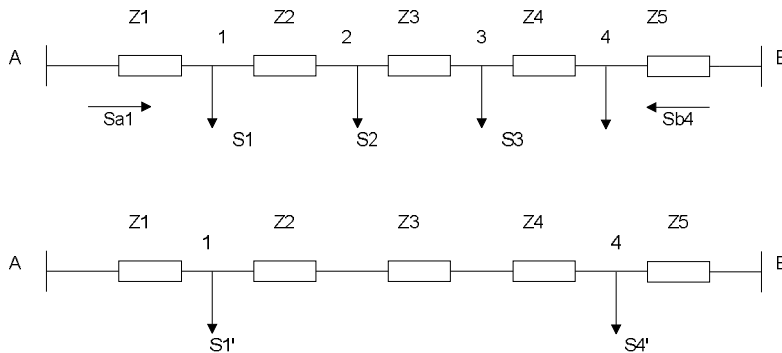
Аналогічно, виразивши з (5) значення  $\dot{S}'_3 = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 - \dot{S}'_1$  і підставивши його в (3) будемо мати

$$(\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4) \dot{S}_1 + (\dot{Z}_3 + \dot{Z}_4) \dot{S}_2 + \dot{Z}_4 \dot{S}_3 = (\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4) \dot{S}'_1 + \dot{Z}_4 \dot{S}_1 + \dot{Z}_4 \dot{S}_2 + \dot{Z}_4 \dot{S}_3 - \dot{Z}_4 \dot{S}'_1$$

$$(\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3) \dot{S}_1 + \dot{Z}_3 \dot{S}_2 = (\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3) \dot{S}'_1; \quad \dot{S}'_1 = \dot{S}_1 + \frac{\dot{Z}_3 \dot{S}_2}{\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3}. \quad (7)$$

Вирази (6) і (7) містять перенесені значення потужності у виді надбавок до вихідних величин.

Оскільки перенос навантаження не впливає на значення зрівняльної потужності, то ці формули (6) і (7) справедливі і тоді, коли напруги  $\dot{U}_A$  і  $\dot{U}_B$  різні по модулю і фазі.



Якщо між вузлами 1 і 4 електричної мережі розміщені дві точки добору потужності, використовуючи принцип суперпозиції, легко довести, що потужності вузлів 1 і 4 визначаються так

$$\dot{S}'_1 = \dot{S}_1 + \frac{\dot{Z}_4 \dot{S}_3 + (\dot{Z}_3 + \dot{Z}_4) \dot{S}_2}{\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4}; \quad \dot{S}'_4 = \dot{S}_4 + \frac{\dot{Z}_2 \dot{S}_2 + (\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3) \dot{S}_3}{\dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4}.$$

#### 6.4 Аналіз режимів складнозамкненої електричної мережі методом контурних рівнянь (контурних потужностей).

Розподіл потужностей у будь-якій замкнутій мережі визначається двома законами Кірхгофа. У методі контурних рівнянь за невідомі перетікання потужності приймається мінімальна їхня кількість, виходячи з того, щоб всі інші невідомі потоки потужності були знайдені через цю мінімальну кількість невідомих потужностей і потужностей навантаження.

Кількість невідомих потоків потужності дорівнює різниці числа гілок схеми і її вузлів. Без урахування втрат потужності в елементах мережі, задаючи навантаження потоками для довільного контуру можна записати:

$$\sqrt{3} \sum \sum_{i=1}^n \dot{Z}_i \dot{I}_i = \sum_{i=1}^m \dot{E}_i, \quad (1)$$

де ліворуч записана сума падінь напруг у контурі, а праворуч – сума фазних ЕРС у контурі.

Виразимо струми, що протікають у гілках, через потужності і номінальну напругу мережі.

$$\dot{S}_i = \sqrt{3} \dot{U}_{\text{НОМ}} \dot{I}_i^*, \quad \dot{S}_i^* = \sqrt{3} \dot{U}_{\text{НОМ}}^* \dot{I}_i, \quad \dot{I}_i = \frac{\dot{S}_i^*}{\sqrt{3} \dot{U}_{\text{НОМ}}}. \quad (2)$$

Для наближеного розрахунку напруги усіх вузлів прийняті постійними і рівними номінальній. Тому розв'язання, що буде викладатися нижче, є тільки першим наближенням до точних результатів. У загальному випадку задача вирішується ітераційними методами з застосуванням ЕОМ. Лінія з двостороннім живленням містить тільки один контур.

Співвідношення (2) підставляємо в (1)

$$\sum_{i=1}^n \dot{Z}_i \frac{\dot{S}_i^*}{\dot{U}_{\text{НОМ}}^*} = \sum_{i=1}^m \dot{E}_i; \quad \sum_{i=1}^n \dot{S}_i^* \dot{Z}_i = \dot{U}_{\text{НОМ}}^* \sum_{i=1}^m \dot{E}_i. \quad (3)$$

Рівняння комплексно – сполучене (3) буде мати вид

$$\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \dot{Z}_i^* = \dot{U}_{\text{НОМ}} \sum_{i=1}^m \dot{E}_i^*. \quad (4)$$

Розглянемо цей метод на прикладі електричної мережі. Схема складається з 12 гілок і 9 вузлів. Тому існують три (12-3=3) невідомих потоки потужності:  $S_x, S_y, S_z$ . Вони протікають на ділянках 78,79 і 54.

Відомі напруги живлення  $\dot{U}_A, \dot{U}_B$ , опори гілок  $\dot{Z}_i$  і потужності навантажень  $\dot{S}_i$ . Потрібно знайти потужності в лініях  $\dot{S}_{ij}$ .

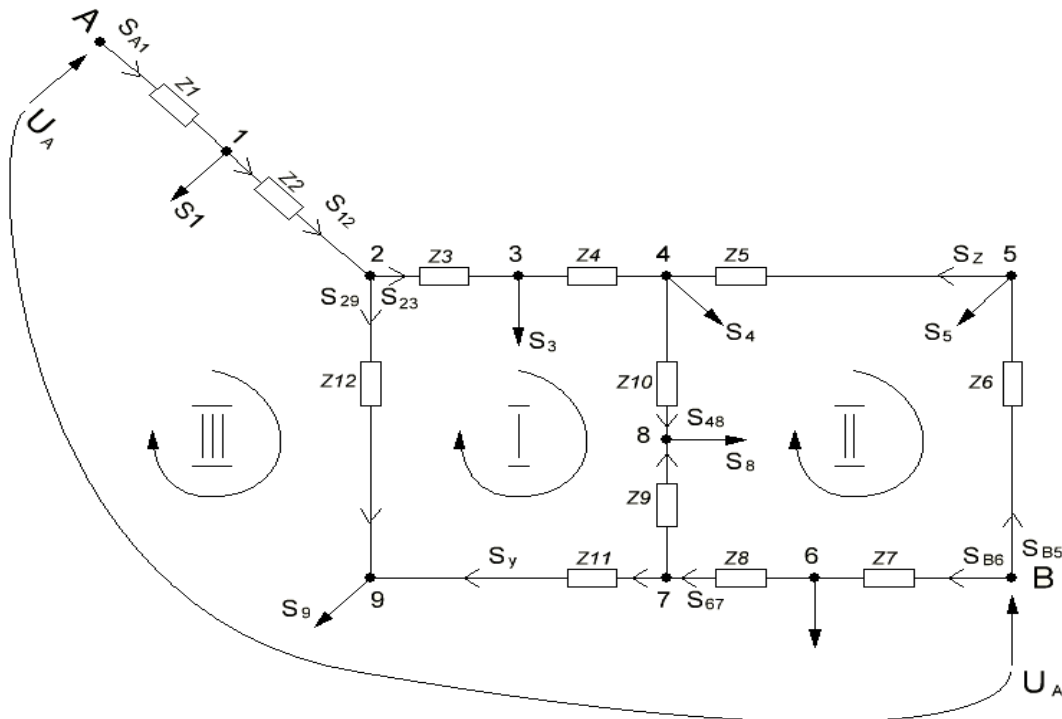


Рисунок 6.12 - Схема заміщення складнозамкненої електричної мережі

Напрямки потоків потужності в гілках вибираються довільно. На підставі першого закону Кірхгофа записуємо рівняння для вузлів схеми.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{67} &= \dot{S}_x + \dot{S}_y; \quad \dot{S}_{B5} = \dot{S}_5 + \dot{S}_z; \quad \dot{S}_{B6} = \dot{S}_6 + \dot{S}_x + \dot{S}_y; \quad \dot{S}_{29} = \dot{S}_9 - \dot{S}_y; \\ \dot{S}_{48} &= \dot{S}_8 - \dot{S}_x; \quad \dot{S}_{34} = \dot{S}_4 + \dot{S}_{48} - \dot{S}_z = \dot{S}_4 + \dot{S}_8 - \dot{S}_x - \dot{S}_z; \\ \dot{S}_{23} &= \dot{S}_3 + \dot{S}_{34} = \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 - \dot{S}_z - \dot{S}_x; \quad \dot{S}_{12} = \dot{S}_{23} + \dot{S}_{29} = \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 + \dot{S}_9 - \dot{S}_x - \dot{S}_y - \dot{S}_z; \\ \dot{S}_{A1} &= \dot{S}_1 + \dot{S}_{12} = \dot{S}_1 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 + \dot{S}_9 - \dot{S}_x - \dot{S}_y - \dot{S}_z. \end{aligned} \quad (5)$$

Запишемо контурні рівняння за виразом (4)

$$\begin{aligned} Z_3^* \dot{S}_{23} + Z_4^* \dot{S}_{34} + Z_{10}^* \dot{S}_{48} - Z_9^* \dot{S}_x + Z_{11}^* \dot{S}_y - Z_{12}^* \dot{S}_{29} &= 0; \\ -Z_5^* \dot{S}_z - Z_6^* \dot{S}_{B5} + Z_7^* \dot{S}_{B6} + Z_8^* \dot{S}_{67} + Z_9^* \dot{S}_x - Z_{10}^* \dot{S}_{48} &= 0; \end{aligned} \quad (6)$$

$$Z_1^* \dot{S}_{A1} + Z_2^* \dot{S}_{12} + Z_{12}^* \dot{S}_{29} - Z_{11}^* \dot{S}_y - Z_8^* \dot{S}_{67} - Z_7^* \dot{S}_{B6} = \dot{U}_{\text{НОМ}} (\dot{U}_A^* - \dot{U}_B^*).$$

Підставляємо в рівняння (6) значення потужностей з рівнянь (5). Групуємо подібні доданки й одержуємо такі рівняння щодо невідомих  $S_x, S_y, S_z$ .

$$\begin{aligned} -(Z_3^* + Z_4^* + Z_9^* + Z_{10}^*) \dot{S}_x + (Z_{11}^* + Z_{12}^*) \dot{S}_y - (Z_3^* + Z_4^*) \dot{S}_z + Z_3^* (\dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8) + Z_4^* (\dot{S}_4 + \dot{S}_8) + \\ + Z_{10}^* \dot{S}_8 - Z_{12}^* \dot{S}_9 = 0; \\ (Z_7^* + Z_8^* + Z_9^* + Z_{10}^*) \dot{S}_x + (Z_7^* + Z_8^*) \dot{S}_y - (Z_5^* + Z_6^*) \dot{S}_z - Z_6^* \dot{S}_5 + Z_7^* \dot{S}_6 - Z_{10}^* \dot{S}_8 = 0; \\ -(Z_1^* + Z_2^* + Z_8^* + Z_7^*) \dot{S}_x - (Z_1^* + Z_2^* + Z_8^* + Z_{11}^* + Z_{12}^* + Z_7^*) \dot{S}_y - (Z_2^* + Z_3^*) \dot{S}_z + \\ + Z_1^* (\dot{S}_1 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 + \dot{S}_9) + Z_2^* (\dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 + \dot{S}_9) - Z_7^* \dot{S}_6 = \dot{U}_{\text{НОМ}} (\dot{U}_A^* - \dot{U}_B^*). \end{aligned} \quad (7)$$

З отриманої системи рівнянь знаходяться потужності  $S_x, S_y, S_z$ . Потім з рівнянь (5) визначаються потоки потужностей в інших лініях. Якщо одна зі станцій А або В працюють у режимі заданої потужності, то вона розглядається при розрахунках як негативне навантаження електричної мережі.

Після обчислення всіх потужностей гілок електричної мережі необхідно перевірити їх за першим законом Кірхгофа – сума потужностей у кожному вузлі повинна дорівнювати нулю. За другим законом Кірхгофа – сума падінь напруг у кожному замкнутому контурі повинна дорівнювати сумі ЕРС у цьому контурі.

### Контрольні питання.

1. Структури замкнених мереж.
2. Розрахунок кільцевих ліній.
3. Розрахунок ліній з двостороннім живленням.
4. Що таке однорідна лінія і особливості її розрахунку.
5. Розрахунок кільцевих ліній з врахуванням втрат потужності.
6. Що таке точка потокорозподілу і як вона визначається.



7. Які існують методи перетворення мережі.
8. Заміна паралельних ліній еквівалентною лінією.
9. Заміна джерел напруги одним еквівалентним джерелом.
10. Перетворення трикутника в зірку і навпаки.
11. Перенос навантажень в інші точки мережі.
12. Виведення контурних рівнянь.
13. Складання математичної моделі складнозамкненої мережі на основі рівнянь контурних потужностей.
14. Яким чином змінюється розрахунок мережі коли точки поточкорозподілу активної та реактивної потужностей не співпадають.

## 7. Робочі режими електроенергетичних систем \1,3,7,8\

### 7.1. Баланс активних і реактивних потужностей в енергосистемі.

Особливість ЕЕС складається в практично миттєвій передачі енергії від джерел до споживачів і неможливості нагромадження виробленої електроенергії в помітних кількостях. Ці властивості визначають одночасність процесу вироблення і споживання електроенергії.

У кожний момент часу в сталому режимі системи її електричні станції повинні виробляти потужність, рівну потужності споживачів, і покривати втрати в мережі, тобто повинні дотримуватися баланс вироблюваної і споживаної потужностей.

$$\sum P_{\Gamma} = P_{\Pi} = P_{\text{н}} + \sum P_{\text{сн}} + \sum \Delta P \quad (7.1)$$

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{н}} + \sum Q_{\text{сн}} + \sum \Delta Q - \sum Q_{\text{с}}, \quad (7.2)$$

де  $\sum P_{\Gamma}, \sum Q_{\Gamma}$  - сумарні потужності генерації в ЕЕС;  $\sum P_{\Pi}, \sum Q_{\Pi}$  - сумарне споживання активної і реактивної потужностей;  $\sum P_{\text{н}}, \sum Q_{\text{н}}$  - сумарні активна і реактивна потужності навантажень;  $\sum P_{\text{сн}}, \sum Q_{\text{сн}}$  - активна і реактивна потужності власних нестатків електростанції;  $\sum \Delta P, \sum \Delta Q$  - сумарні активні і реактивні втрати потужності в ЕЕС;  $\sum Q_{\text{с}}$  - сумарна зарядна потужність ЛЕП.

Рівняння (6.1) і (6.2) представляють баланс потужностей. Сумарні потужності споживання в ЕЕС залежать від частоти і напруги:  $\sum P_{\Pi} = \varphi_p(f, U)$  і  $\sum Q_{\Pi} = \varphi_q(f, U)$ . Отже, баланс потужностей у ЕЕС відповідає визначеним значенням частоти і напруги. Частота і напруга в ЕЕС не можуть залишатися постійними, тому що споживання активної і реактивної потужностей безупинно змінюється.

Серед показників якості електричної енергії основними є відхилення частоти від номінальної  $\Delta f$  і відхилення напруги на шинах електроприймачів  $V$ :

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}; \quad V = (U - U_{\text{ном}}) / U_{\text{ном}}.$$

Нормальне відхилення частоти змінного струму в ЕЕС складає  $\pm 0.2$  Гц, а гранично припустиме  $\pm 0.4$  Гц. Нормальне відхилення напруги на затискачах електроприймачів складає  $\pm 5\%$ , а гранично припустиме  $\pm 10\%$ . Баланс потужностей можна переписати так:

$$\Sigma P_n = \Sigma P_r = \varphi_p(f, U); \quad \Sigma Q_n = \Sigma Q_r = \varphi_q(f, U). \quad (7.3)$$

Позначимо параметри деякого вихідного режиму індексом 0. Тоді при яких-небудь малих відхиленнях від вихідного режиму  $\Delta P_r = \Sigma P_r - \Sigma P_{r_0}$  і  $\Delta Q_r = \Sigma Q_r - \Sigma Q_{r_0}$  будуть мати місце відхилення частоти і напруги  $\Delta f = f - f_0$  і  $\Delta U = U - U_0$ .

При цьому рівняння (7.3) можна представити наближеними лінеаризованими залежностями між відхиленнями параметрів - розкладання в ряд Тейлора зі збереженням тільки лінійних членів

$$\begin{aligned} \Sigma P_{r_0} + \Delta P_r &= \varphi_p(f_0, U_0) + \frac{\partial \varphi_p}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \varphi_p}{\partial U} \Delta U; \\ \Sigma Q_{r_0} + \Delta Q_r &= \varphi_q(f_0, U_0) + \frac{\partial \varphi_q}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial \varphi_q}{\partial U} \Delta U. \end{aligned} \quad (7.4)$$

Часткові похідні обчислюються в точках  $f_0$  і  $U_0$ . З урахуванням того, що у вихідному режимі дотримується баланс потужностей  $\Sigma P_{r_0} = \varphi_p(f_0, U_0)$ ,  $\Sigma Q_{r_0} = \varphi_q(f_0, U_0)$  одержимо систему лінійних алгебраїчних рівнянь

$$\begin{aligned} \Delta P_r &= a_f \Delta f + a_u \Delta U; \\ \Delta Q_r &= b_f \Delta f + b_u \Delta U, \end{aligned} \quad (7.5)$$

у якій часткові похідні позначені як

$$a_f = \frac{\partial \varphi_p}{\partial f}; \quad a_u = \frac{\partial \varphi_p}{\partial U}; \quad b_f = \frac{\partial \varphi_q}{\partial f}; \quad b_u = \frac{\partial \varphi_q}{\partial U}.$$

Рівняння (7.5) визначають зв'язок між змінами частоти і напруги з потужністю що генерується при незмінному складі навантаження.

Коефіцієнти  $a_f, a_u, b_f, b_u$  називаються регулюючими ефектами навантаження по частоті і напрузі. Чим більше величина цих коефіцієнтів за модулем, тим більше кут нахилу лінеаризованих залежностей до осі абсцис і тим сильніше реакція активної і реактивної потужностей на зміни частоти або напруги. Зі статичних характеристик впливає:

$$\begin{aligned} a_f = \frac{\partial \varphi_p}{\partial f} = \frac{\partial \Sigma P_n}{\partial f} > 0; \quad a_u = \frac{\partial \varphi_p}{\partial U} = \frac{\partial \Sigma P_n}{\partial U} > 0; \\ b_f = \frac{\partial \varphi_q}{\partial f} = \frac{\partial \Sigma Q_n}{\partial f} < 0; \quad b_u = \frac{\partial \varphi_q}{\partial U} = \frac{\partial \Sigma Q_n}{\partial U} > 0. \end{aligned} \quad (7.6)$$

Виходячи з виду статичних характеристик, можна записати

$$|b_u| \gg |b_f|; \quad |a_f| \gg |a_u|.$$

Вирішимо систему рівнянь (6.5). Для цього перепишемо її в матричному виді

$$\begin{pmatrix} \Delta P_r \\ \Delta Q_r \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_f & a_u \\ b_f & b_u \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta f \\ \Delta U \end{pmatrix}.$$

Вирішуємо цю систему рівнянь щодо збільшень

$$\Delta f = \frac{b_u \Delta P_r - a_u \Delta Q_r}{a_f b_u - a_u b_f}; \quad \Delta U = \frac{b_u \Delta P_r - a_u \Delta Q_r}{a_f b_u - a_u b_f}. \quad (7.7)$$

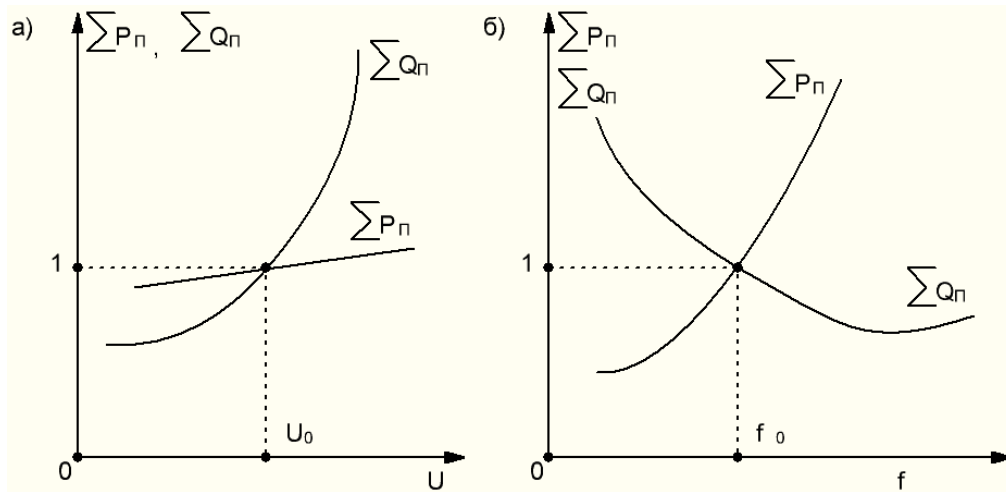


Рисунок 7.1 - Статичні характеристики споживання активної і реактивної потужностей по напрузі - а) і частоті - б) у відносних одиницях

Визначник вихідної системи  $\Delta = a_f b_u - a_u b_f > 0$ , тому що  $a_f b_u > 0$  і  $a_u b_f < 0$ . По співвідношеннях (6.7) можна простежити вплив змін потужностей, що генеруються, на зміну частоти і напруги. Нехай  $\Delta P_r < 0$  і  $\Delta Q_r = 0$ . Тоді  $\Delta f = \frac{b_u \Delta P_r}{\Delta} < 0$ ;  $\Delta U = \frac{-b_f \Delta P_r}{\Delta} < 0$ . Звідси випливає, що зменшення  $\Sigma P_r$  приводить до зниження як частоти, так і напруги.

Нехай тепер  $\Delta Q_r < 0$ , а  $\Delta P_r = 0$ . Тоді буде з (6.7) наступне  $\Delta f = \frac{a_u \Delta Q_r}{\Delta} > 0$ ;  $\Delta U = \frac{a_f \Delta Q_r}{\Delta} < 0$ . Звідси з урахуванням  $a_f \gg a_u$  випливає, що зменшення реактивної потужності в більшому ступені позначається на зниженні напруги, чим на збільшенні частоти.

Можна зробити наступні висновки:

- зниження активної потужності що генерується приведе до зменшення і частоти і напруги.
- зниження реактивної потужності що генерується приводить до зменшення напруги і незначному підвищенню частоти.

Фізично підвищення частоти при зниженні реактивної потужності що генерується можна пояснити зниженням втрат активної потужності в мережі, що приводить до зменшення споживаної активної потужності в ЕЕС.

Аналогічні висновки можна зробити і для позитивних змін потужностей, що генеруються. У результаті можна установити, які впливи на режим ЕЕС варто почати, щоб здійснити регулювання частоти і напруги. Регулювання частоти досягається за рахунок зміни активної потужності, що генерується шляхом зміни пуску енергоносія ( пари або води) у турбіну. Для регулювання напруги

використовується зміна реактивної потужності, що вимагає регулювання струму збудження синхронних генераторів.

Частота в ЕЕС однакова у всіх її точках, а напруги різні у всіх вузлах мережі. Тому говорячи про регулювання напруги, треба мати на увазі який-небудь один визначений вузол або групу вузлів, у яких потрібно одночасно змінювати напругу.

Напруги вузлових точок є локальними параметрами режиму системи, тоді як частота - загальносистемний, глобальний параметр. Таким чином, для регулювання напруги у вузлах системи не байдуже, де змінюється реактивна потужність. Її потрібно змінювати в тих точках, у яких необхідно регулювати напругу або поруч з ними.

Що стосується частоти, то тут не має значення, де змінюється активна потужність. Однак це не байдуже з погляду втрат при передачі електроенергії. Тому варто змінювати потужність джерел енергії при регулюванні частоти так, щоб забезпечити мінімум витрати енергоносіїв у зв'язку з виконанням функції регулювання частоти. При збільшенні активної потужності, що генерується в основному відбувається збільшення частоти при незначному збільшенні напруги. Це і зрозуміло: збільшення активної потужності джерела досягається за рахунок збільшення впуску енергоносія в первинний двигун, що приводить до збільшення оборотів агрегатів, тобто частоти.

При збільшенні реактивної потужності джерела за рахунок підвищення напруги частота комплексу небагато знижується  $\Delta f < 0$ , так при  $\Delta U > 0$  зростає активне навантаження споживача.

## 7.2. Характеристики первинних двигунів

На рисунку нижче показана схема перетворення енергії пари або води в електричну енергію.

Потужність турбіни передається генератору. У сталому режимі виконується  $P_T = P_G$  або умова  $M_{\text{мех}} = M_{\text{эл}}$ . Потужність турбіни залежить від механічного моменту  $P_T = M_{\text{мех}} \omega$ , а потужність генератора – від струму статора генератора  $P_G = \sqrt{3} U_G I_G \cos \varphi$ .

Зниження навантаження в ЕЕС приведе до зменшення струму в обмотках статора генератора і зниженню електромагнітного моменту на валу ротора. Механічний момент виявиться більше електромагнітного  $M_{\text{мех}} > M_{\text{эл}}$  і під впливом надлишкового механічного моменту швидкість обертання ротора почне збільшуватися. У випадку нерегульованої турбіни її потужність  $P_T$  залишається незмінною і зі збільшенням швидкості момент  $M_{\text{мех}}$  буде знижуватися до значення, що дасть нову рівновагу моментів на валу агрегату. При цьому швидкість обертання турбіни установиться на більш високому рівні, що спричинить збільшення частоти змінного струму в мережі.

На рис.7.3а) зображена характеристика турбіни, що нерегулюється, потужність якої незмінна – це пряма, паралельна вертикальній осі,  $P_{T1} = \text{const}$ . Ста-

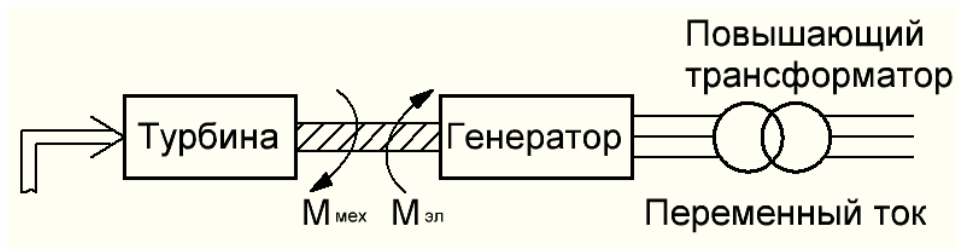


Рисунок 7.2-Схема перетворення енергії

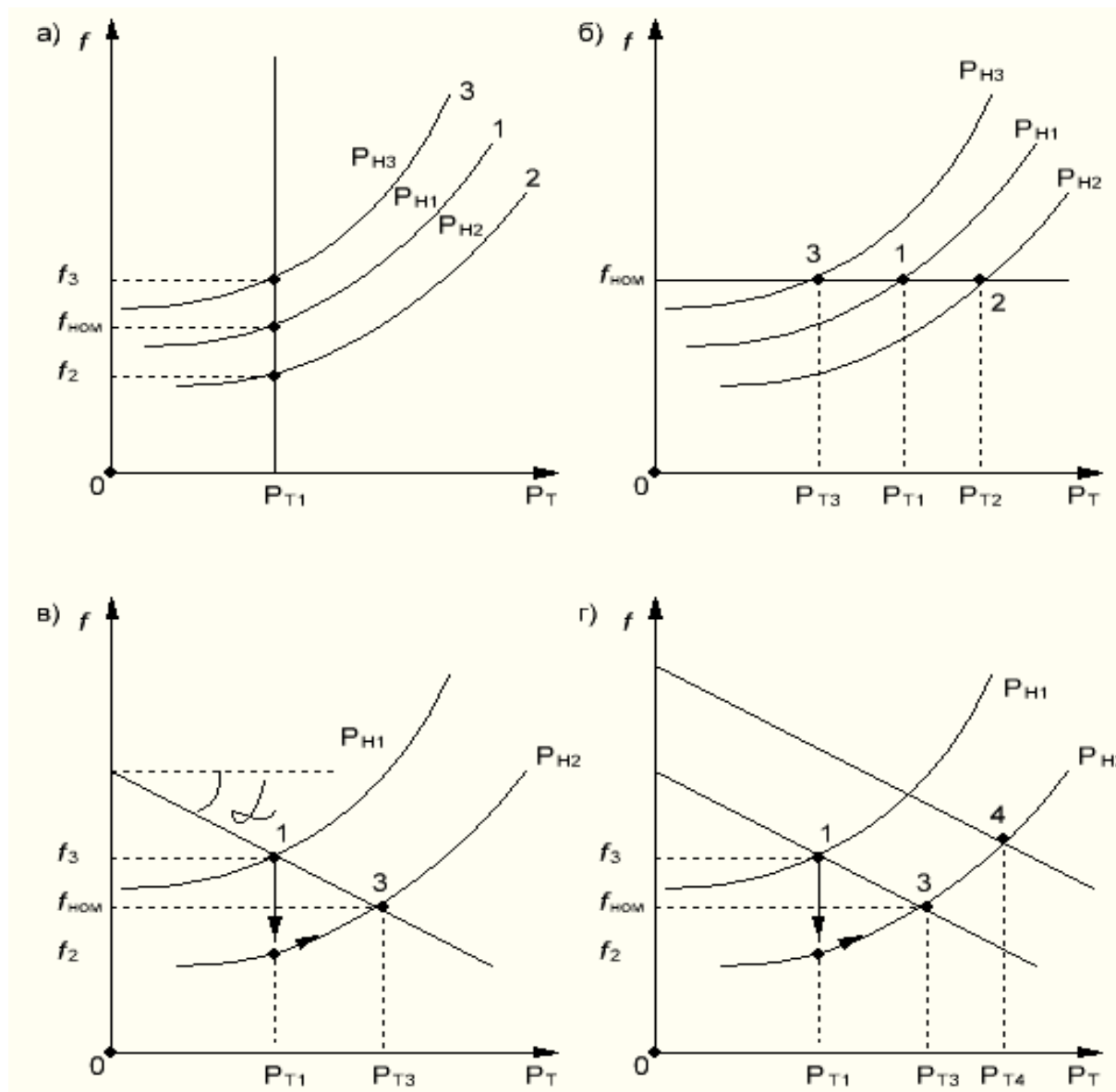


Рисунок 7.3 - Характеристики регуляторів швидкості турбіни:  
 а) нерегульована турбіна; б) астатична характеристика; в) статична характеристика; г) вторинне регулювання частоти (ВРЧ).

тичні характеристики навантажень по частоті – це криві 3,1,2, що відповідають навантаженням  $P_{н3} < P_{н1} < P_{н2}$ . Режим визначається перетином характеристик турбіни і навантаження. При зміні навантаження частота в системі приймає нове, відмінне від номінального значення. Наприклад, перетинання характеристик турбіни і навантаження  $P_{н2}$  відповідає частоті  $f_2$  тобто збільшення навантаження від  $P_{н1}$  до  $P_{н2}$  приводить до зменшення частоти від  $f_{ном}$  до  $f_2$ .

Якщо турбіна має автоматичний регулятор швидкості (АРШ), то він змінює віддачу енергоносія (пари або води) через турбіну в залежності від навантаження. Регулятори швидкості турбін (АРШ) впливають на частоту в системі і тому називаються первинними регуляторами частоти.

Регулятори швидкості турбіни можуть мати астатичну або статичну рисунок б), в) характеристики. При зміні електричного навантаження під дією АРШ або відновиться номінальна частота, або установиться деяка нова частота, близька до номінальної  $f_{ном}$ .

У першому випадку, коли після зміни навантаження перехідного процесу регулятор відновлює номінальну частоту, регулювання називається астатичним (рис. б). Якщо при зміні навантаження і закінчення перехідного процесу встановлюється нова, інша від номінальної частота, то таке регулювання називається статичним. Реальні АРШ мають статичну характеристику. Домогтися астатичної характеристики у регулятора практично дуже важко. Нова швидкість тим сильніше відрізняється від первісної, чим більше статизм системи регулювання. Коефіцієнт  $K_r = tg\alpha$ , дорівнює тангенсу кута нахилу характеристики АРШ до осі абсцис, називається крутістю характеристики регулювання (рис. 1 в).

Для додаткового коректування частоти після первинного регулювання застосовують вторинне регулювання, у процесі якого змінюють потужність турбіни вже безпосередньо в залежності від частоти змінного струму в електричній мережі. При вторинному регулюванні потужність турбіни змінюється додатковим впливом на її регулюючий апарат, що виконує ще один регулюючий пристрій – автоматичний регулятор частоти (АРЧ).

Автоматичний регулятор частоти (АРЧ) також заснований на принципі ВЗЗ і впливає безпосередньо на АРШ. Графічно вторинне регулювання відбивається еквідістантним переміщенням характеристики регулювання 1 вправо до точки 4. Турбіна набирає потужність  $P_{т4}$ , що відповідає новому навантаженню ЕЕС. Нахил характеристики регулювання, що визначає статизм регулятора, при цьому не змінюється.

При скиданні потужності навантаження в ЕЕС напрям регулювання буде зворотним і призведе до зменшення потужності, вироблюваною турбіною. Вторинне регулювання ведеться або АРЧ, або обслуговуючим персоналом системи (вручну), що контролює частоту за показниками приладів. У результаті вторинного регулювання статична характеристика турбіни переміщається паралельно самої собі доти, поки частота не стане номінальною.

Спільна робота всіх турбін у ЕЕС при регуляторах швидкості з астатичною характеристикою не може бути реалізована. Це пояснюється тим, що кожна з паралельно працюючих турбін з астатичним регулятором при поштовхах праг-

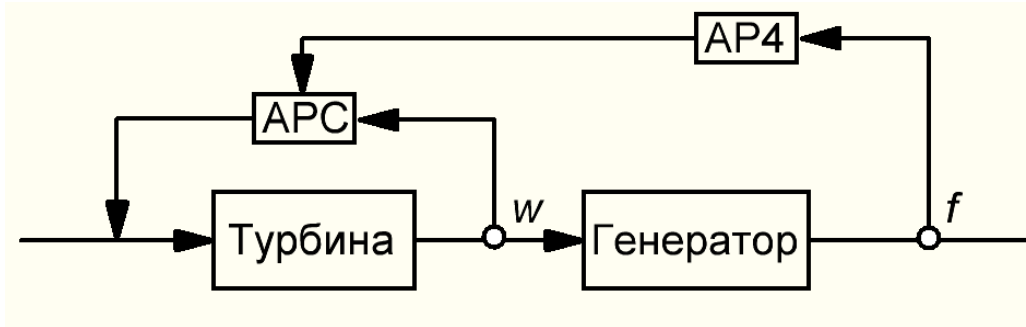


Рисунок 7.4 - Схема регулювання АРШ і АРЧ

не прийняти весь небаланс потужності на себе. При цьому режим роботи окремих агрегатів не може регулюватися: на одних агрегатах відбувається збільшення потужності, а інші скидають своє навантаження. Астатичні регулятори можуть установлюватися на одному або декількох агрегатах. При цьому не буде невизначеного розподілу потужності між окремими машинами, тому що небаланс потужності покритий генераторами, постаченими астатичними регуляторами, що будуть утримувати частоту рівною номінальній.

### 7.3. Регулювання частоти в електроенергетичній системі.

Регулювання частоти в ЕЕС здійснюють декілька електростанцій. Спочатку розглянемо енергосистему невеликої потужності, у якій регулює частоту тільки одна станція. Така станція називається балансуною по частоті. Вона сприймає на себе всі зміни споживаної потужності в системі, тобто змінює своє навантаження на ту ж величину, на яку змінюється сумарна споживана потужність системи. При цьому виконується баланс активної потужності і потужність інших станцій у системі незмінна.

На рисунку зображені характеристики станції, що регулює частоту (пряма з точками 1,2 праворуч від осі  $f$ ), і інших станцій системи, що частоту не регулюють (пряма 1'2' ліворуч від осі  $f$ ). При сумарному споживаному навантаженні  $\Sigma P_n$  всі станції працюють при номінальній частоті  $f_{ном}$ . Станція, що регулює частоту, має навантаження  $P_1$ . Навантаження інших станцій дорівнює  $P_{c1}$ . Рівняння балансу має вид  $P_{c1} + P_1 = \Sigma P_n$ . При збільшенні сумарного споживаного навантаження на величину  $\Delta P_n$  частота в системі знижується до величини  $f_1$ . Баланс потужності запишеться в такий спосіб  $P_{c2} + P_2 = \Sigma P_n + \Delta P_n$ .

При зниженні частоти в системі збільшується пропуск енергоносія в турбіну. Це відповідає при дії АРЧ рівнобіжному переміщенню характеристики 12 і встановленню в системі номінальної частоти в точці 3. Регулююча станція приймає на себе все збільшення навантаження

$$P_3 = P_1 + \Delta P_n ; P_{c1} + P_3 = \Sigma P_n + \Delta P_n .$$

Зміна споживаної потужності може бути більше чим діапазон регулювання станції, що веде частоту. Тоді регулювати частоту повинні дві або більш станції.

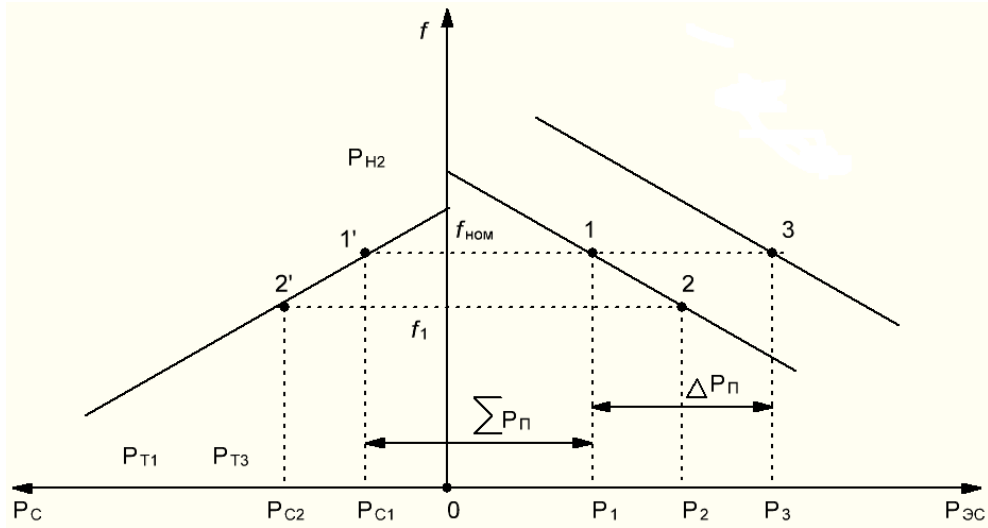


Рисунок 7.5 - Регулювання частоти в енергосистемі однією електростанцією

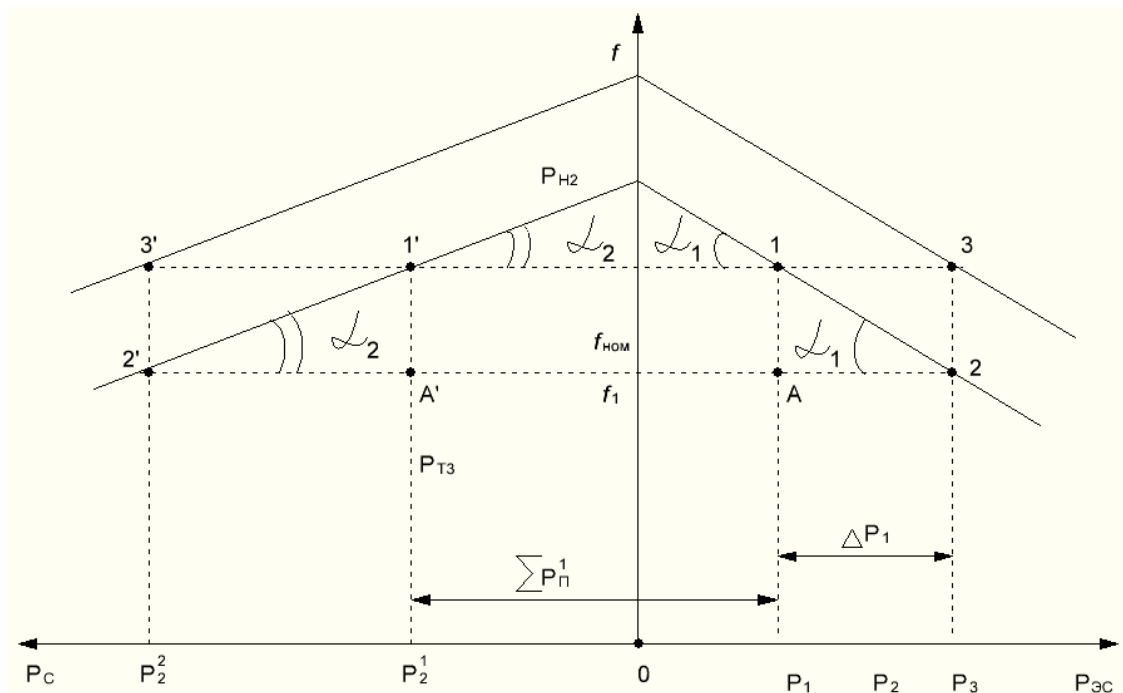


Рисунок 7.6 - Регулювання частоти в енергосистемі двома електростанціями

Розглянемо розподіл потужності між двома станціями, що ведуть частоту в системі. При навантаженні  $\sum P_{\pi}^1$  частота в системі номінальна; станція 1 має навантаження  $P_1^1$ , станція 2 -  $P_2^1$ .  $P_1^1 + P_2^1 = \sum P_{\pi}^1$ .

При збільшенні навантаження на  $\Delta P_{\pi}$  приріст потужності розподілиться між станціями у відповідності зі статичними характеристиками. При первинному регулюванні частота понизиться до  $f_1$ . На станціях 1 і 2 навантаження виро-



стуть на  $\Delta P_1, \Delta P_2$  і стануть рівними  $P_1^1, P_2^1$ . Запишемо рівняння балансу потужності для цього випадку  $P_1^1 + P_2^1 = \sum P_n^1 + \Delta P_n$ .

При вторинному регулюванні статичні характеристики переміщуються нагору паралельно самим собі, так що частота в системі стає номінальною. З трикутників  $A'1'2'$  и  $A12$  можна переконалися, що зміни потужностей станцій  $\Delta P_1$  і  $\Delta P_2$  обернено пропорційні коефіцієнтам статизма їхніх регуляторів швидкості, тобто

$$\begin{aligned} \frac{1'A'}{\Delta P_2} &= tg\alpha_2; & \frac{1A}{\Delta P_1} &= tg\alpha_1; & 1'A' &= \Delta P_2 tg\alpha_2; \\ 1A &= \Delta P_1 tg\alpha_1; & 1'A' &= 1A \Rightarrow \Delta P_2 tg\alpha_2 &= \Delta P_1 tg\alpha_1. \\ \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} &= \frac{tg\alpha_1}{tg\alpha_2} = \frac{K_{ст1}}{K_{ст2}}. \end{aligned}$$

Тут  $K_{ст1}$  і  $K_{ст2}$  - коефіцієнти статизма статичних характеристик регуляторів швидкості, рівні тангенсам кута нахилу  $\alpha$  цих характеристик. Коефіцієнт крутості дорівнює  $K_r = -\frac{\Delta P_r^*}{\Delta f^*}$ , де  $\Delta P_r^* = \Delta P_r / P_{r\text{ном}}$ ;  $\Delta f^* = \Delta f / f_0$ .

Крутість АРШ турбіни залежить від конструкції і настроювання регулюючого пристрою. Звичайно коефіцієнт крутості вибирають у межах  $K_r = 25 \div 50$  для гідрогенераторів і  $K_r = 15 \div 20$  для турбогенераторів.

Статизм характеристики регулятора  $K_{ст}$  є величина, зворотна коефіцієнту крутості:  $K_{ст} = 1/K_r$ . Астатичному регулюванню відповідає значення  $K_r = \infty$ . З визначення  $K_r$  випливає

$$K_r \Delta f^* + \Delta P_r^* = 0; \quad \Delta f^* + \frac{\Delta P_r^*}{K_r} = 0; \quad \frac{\Delta f}{f_0} + \frac{1}{K_r} \frac{\Delta P_r}{P_{r\text{ном}}} = 0. \quad (7.8)$$

З (7.8) можна знайти зміну потужності, що генерує, при зміні частоти

$$\Delta P_r = -K_r P_{r\text{ном}} \frac{\Delta f}{f_0}. \quad (7.9)$$

Знак мінус означає, що при зменшенні частоти ( $\Delta f < 0$ ) потужність генератора зростає  $\Delta P_r > 0$ .

Аналогічно коефіцієнту крутості  $K_r$  характеристики регулювання вводиться поняття коефіцієнта крутості статичної характеристики навантаження ЕЕС.

Зміна активної потужності навантаження ЕЕС

$$\Delta P_n = P_n \frac{\Delta f}{f_0} K_n; \quad K_n = \frac{\Delta P_n^*}{P_n}; \quad \Delta P_n^* = \frac{\Delta P_n}{P_n}; \quad \Delta f^* = \frac{\Delta f}{f_0},$$

де  $P_n$  - сумарна потужність навантаження;  $K_n$  - коефіцієнт крутості характеристики активної потужності навантаження ЕЕС. Знак плюс означає, що зі збільшенням частоти  $\Delta f > 0$  потужність навантаження зростає  $\Delta P_n > 0$ .

Крутість частотної статичної характеристики активного навантаження дорівнює усього  $K_n = 1 \div 2.5$  тобто зміна навантаження складає  $1 \div 2.5\%$  на  $1\%$  зміни частоти. Додаткове навантаження  $\Delta P$ , що викликало зміну частоти на значення  $\Delta f$

$$\begin{aligned} \Delta P &= \Delta P_{\Gamma} - \Delta P_{\Pi} = -P_{\Gamma \text{ ном}} \frac{\Delta f}{f_0} K_{\Gamma} - P_{\Pi} \frac{\Delta f}{f_0} K_{\Pi} = \frac{-\Delta f}{f_0} (P_{\Gamma \text{ ном}} K_{\Gamma} + P_{\Pi} K_{\Pi}) = \\ &= -P_{\Pi} \frac{\Delta f}{f_0} \left( \frac{P_{\Gamma \text{ ном}}}{P_{\Pi}} K_{\Gamma} + K_{\Pi} \right) \end{aligned} \quad (7.10)$$

Відношення номінальної потужності, що генерує, до фактичного  $P_{\Gamma \text{ ном}} / P_{\Pi}$  навантаження називається коефіцієнтом  $\rho$  резерву. Тоді

$$\Delta P = -P_{\Pi} \frac{\Delta f}{f_0} (\rho K_{\Gamma} + K_{\Pi}). \quad (7.11)$$

Звідси зміна частоти, викликана додатковим навантаженням  $\Delta P$  при виконанні первинного регулювання, виходить рівною

$$\Delta f = -\frac{\Delta P f_0}{P_{\Pi} (\rho K_{\Gamma} + K_{\Pi})}. \quad (7.12)$$

Приклад. Номінальна потужність генератора  $P_{\Gamma \text{ ном}} = 500$  Мвт. Навантаження ЕЕС при  $f_0 = 50$  Гц,  $P_{\Pi} = 400$  Мвт. Коефіцієнт крутості характеристики регулювання  $K_{\Gamma} = 20$ , коефіцієнт крутості статичної характеристики навантаження  $K_{\Pi} = 1$ . Визначити зміну частоти в ЕЕС при набросі потужності навантаження ЕЕС на 60 Мвт.

Розв'язання: Коефіцієнт резерву  $\rho = P_{\Gamma \text{ ном}} / P_{\Pi} = 500 / 400 = 1,25$ . По (7.12) маємо

$$\begin{aligned} \Delta f &= -\frac{\Delta P f_0}{P_{\Pi} (\rho K_{\Gamma} + K_{\Pi})} = -\frac{60 \cdot 50}{400 \cdot (1,25 \cdot 20 + 1)} = -0,28 \text{ Гц.} \\ f &= f_0 + \Delta f = 50 - 0,28 = 49,72 \text{ Гц.} \end{aligned}$$

При відсутності регулювання  $K_{\Gamma} = 0$

$$\Delta f = -\frac{60 \cdot 50}{400 \cdot (1,25 \cdot 0 + 1)} = -7,5 \text{ Гц}; \quad f = f_0 + \Delta f = 50 - 7,5 = 42,5 \text{ Гц.}$$

У реальній ЕЕС міститься велика кількість рівнобіжно працюючих станцій. Для кожного генератора всіх станцій справедливе рівняння (7.8). Для  $i$ -го генератора буде  $P_{\Gamma i} = -K_{\Gamma i} P_{\Gamma \text{ ном} i} \Delta f / f_0$ , де  $i = 1, \dots, n \dots$

Просумуємо ліві і праві частини записаних рівнянь

$$\Delta P_{\Gamma \Sigma} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{\Gamma i} = -\frac{\Delta f}{f_0} \sum_{i=1}^n P_{\Gamma \text{ ном} i} K_{\Gamma i}. \quad (7.13)$$

Уведемо поняття середньої крутості характеристики регулювання потужності, що генерує,  $K_{\Gamma \Sigma}$  ЕЕС. Для цього запишемо рівняння

$$\sum_{i=1}^n P_{\Gamma \text{ ном} i} K_{\Gamma i} = K_{\Gamma \Sigma} \sum_{i=1}^n P_{\Gamma \text{ ном} i} \Rightarrow K_{\Gamma \Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\Gamma \text{ ном} i} K_{\Gamma i}}{\sum_{i=1}^n P_{\Gamma \text{ ном} i}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\Gamma \text{ ном} i} K_{\Gamma i}}{P_{\text{ЕЭС}}}.$$

Тоді (6.14) запишеться так

$$\Delta P_{\Gamma \Sigma} = -\frac{\Delta f}{f_0} K_{\Gamma \Sigma} \sum_{i=1}^n P_{\Gamma \text{ ном} i}. \quad (7.14)$$

Тут  $P_{\text{ЭЭС}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}$  - сумарна номінальна потужність генераторів електростанції ЕЕС.

Вирази (7.14) можна переписати так

$$\frac{\Delta f}{f_0} + \frac{\Delta P_{r\Sigma}}{K_{r\Sigma} P_{\text{ЭЭС}}} = 0 \quad (7.15)$$

Рівняння (7.15) характеризує закон первинного регулювання частоти в системі з декількома генераторами.

Приклад. У ЕЕС входять турбо – і гідрогенератори, характеристики яких приведені нижче:

	Турбогенератори	Гідрогенератори
Потужність, Мвт.....	100.....	50
Кількість.....	20.....	0
Коефіцієнт крутості статичних характеристик, $K_r$ .....	15.....	30
Завантаження генераторів.....	10 по 100%.....	60% 10 по 50%

Крутість статичної характеристики навантаження  $K_n = 2$ . Визначити відхилення частоти в ЕЕС при збільшенні навантаження споживачів на  $\Delta P = 100$  Мвт.

Розв'язання. Номінальна потужність системи  $P_{\text{ЭЭС}} = 20 \cdot 100 + 10 \cdot 50 = 2500$  Мвт.

Потужність навантаження  $P_n = 10 \cdot 100 + 10 \cdot 100 \cdot 0,5 + 10 \cdot 50 \cdot 0,6 = 1800$  Мвт.

Коефіцієнт резерву  $\rho = P_{\text{ЭЭС}} / P_n = 2500 / 1800 = 1,39$ .

$$K_{r\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i} K_{ri}}{P_{\text{ЭЭС}}} = \frac{100 \cdot 10 \cdot 0 + 100 \cdot 10 \cdot 15 + 50 \cdot 10 \cdot 30}{2500} = 12.$$

Відхилення частоти по (6.13)

$$\Delta f = -\frac{\Delta P f_0}{P_n (\rho K_{r\Sigma} + K_n)} = -\frac{100 \cdot 50}{1800 \cdot (1,39 \cdot 12 + 2)} = -0,15 \text{ Гц.}$$

$$f = f_0 + \Delta f = 50 - 0,15 = 49,85 \text{ Гц.}$$

Для одержання ефекту астатичного регулювання варто зробити вторинне регулювання, при якому  $K_{r\Sigma} = \infty$ . У складній системі таке значення  $K_{r\Sigma}$  може бути отримане в тому випадку, якщо хоча б для однієї станції  $K_{ri} = \infty$ . Отже, здійснюючи вторинне регулювання на будь-якій станції ЕЕС, можна одержати ефект астатичного регулювання.

Такий же ефект виходить при вторинному регулюванні і на більшому числі станцій. Найбільше просто вторинне регулювання реалізується за допомогою однієї станції. Такий метод називається методом ведучої станції за частотою. Тому що станція, що регулює частоту, берет на себе усі виникаючі небаланси (наброси і скидання) потужності в ЕЕС, то її ще називають балансувальною.

Для успішного регулювання частоти станція, обирає в ЕЕС у якості ведучої, повинна задовольняти деяким вимогам, головними з яких є наступні:

1. Досить велика потужність стосовно потужностей інших електростанцій ЕЕС;
2. Великий діапазон регулювання потужності;
3. Велика пропускна здатність ліній, що зв'язують електростанцію з вузлами навантаження, тому що регулювання частоти пов'язане зі значними змінами потужності в лініях.

На теплових станціях межі зміни видаваної потужності визначаються умовами роботи котлових агрегатів і парових турбін. Найбільше обмеження діапазону регулювання зв'язані з роботою котлів, що звичайно не допускають зменшення навантаження менш, ніж на 60% від номінальної. Нижня границя регульовального діапазону парових турбін звичайно складає 20 – 30% їхньої номінальної потужності.

При значних зниженнях частоти в ЕЕС застосовують автоматичне аварійне розвантаження по частоті (ААРЧ). Метою такого розвантаження є відновлення балансу активної потужності шляхом зменшення потужності навантаження ЕЕС. Суть ААРЧ полягає у відключенні частини споживачів при зменшенні частоти в ЕЕС нижче заданої границі. В міру зниження частоти споживачі відключаються автоматично в кілька черг.

#### 7.4. Регулюючий ефект навантаження.

З балансу реактивної потужності в енергосистемі впливає, що у випадку, коли генерація реактивної потужності перевищує її споживання, напруга в мережі зростає. При дефіциті реактивної потужності – напруга зменшується. Якщо активну потужність виробляють тільки генератори електростанцій, то реактивну потужність можна одержувати від додаткових джерел, що можуть установлюватися поблизу споживачів. Ці додаткові джерела називаються установками, що компенсують, (КУ). У дефіцитну по активній потужності енергосистему відсутню активну потужність передають із сусідніх енергосистем, у яких мається надлишок генеруємої потужності. Однак відсутню реактивну потужність ефективніше не передавати із сусідніх енергосистем, а генерувати в пристроях, що компенсують, встановлених у даній енергосистемі. Зміна активної і реактивної потужності від напруги відбувається по статичних характеристиках. Розглянемо, яким образом реагує навантаження на зміну режиму. Найпростіша електрична мережа показана на рисунку.

У нормальному режимі роботи на шинах навантаження підтримується номінальна напруга. Споживач бере з мережі потужність рівну  $P_2 + jQ_2$ . При постійній нарузі на початку ЛЕП, напруга на її кінці може бути розрахована в такий спосіб

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^k R_{12} + Q_{12}^k X_{12}}{U_2},$$

де  $P_{12}^k, Q_{12}^k$  - активна і реактивна потужності в лінії;  $R_{12}, X_{12}$  - активний і реактивний опори лінії.

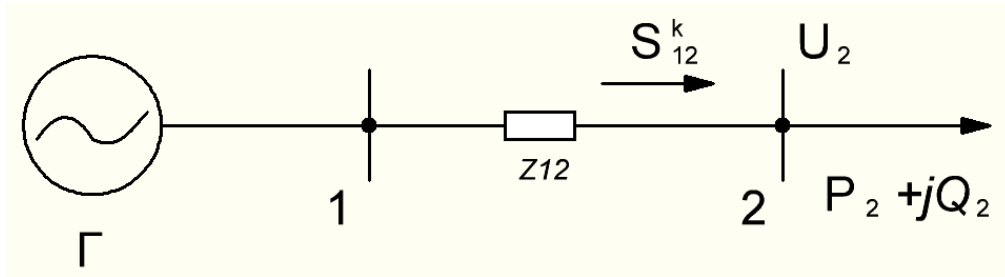


Рисунок 7.7 - Схема найпростішої електричної системи

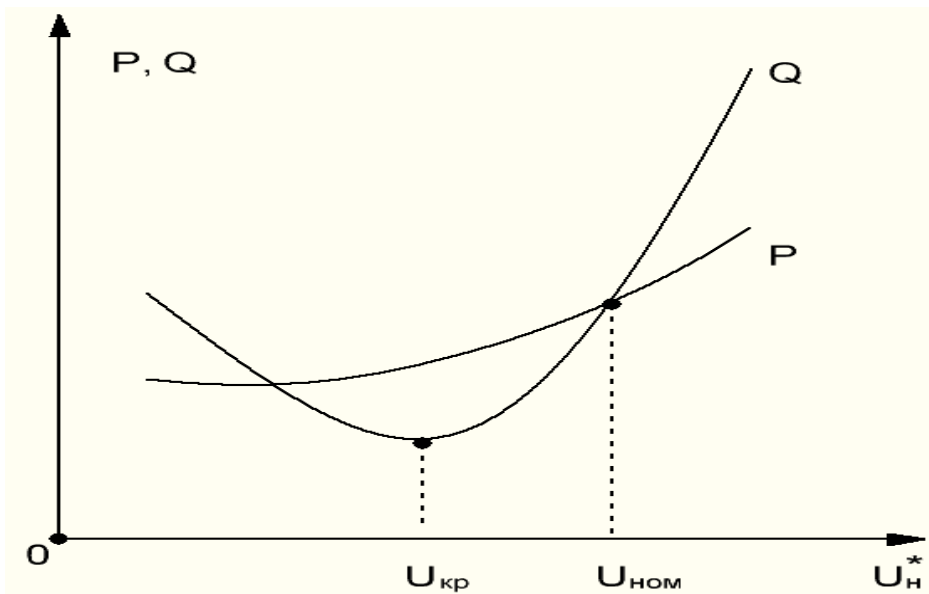


Рисунок 7.8 - Статичні характеристики навантаження

При зниженні  $U_2$  у відповідності зі статичними характеристиками будуть зменшуватися значення  $P_2$  і  $Q_2$ , а також  $P_{12}^k$  і  $Q_{12}^k$ . Отже будуть зменшуватися втрати  $\Delta U_{12}$ , а значення  $U_2$  внаслідок цього буде збільшуватися. Зростання  $U_2$  при зменшенні  $\Delta U_{12}$  зрозуміле із приведеної вище формули в припущенні, що  $U_1$  підтримується постійним. Усе це справедливо у випадку, коли  $U > U_{кр} = (0,7 \div 0,8)U_{ном}$ .

Навантаження має позитивний регулюючий ефект при  $U \geq U_{кр}$  і негативний регулюючий ефект при  $U < U_{кр}$ . У цьому випадку зниження  $U_2$  викликає зростання споживаної реактивної потужності  $Q_2$ , відповідно велика реактивна потужність тече і по лінії  $Q_{12}^k$ . Це викликає збільшення втрат напруги в лінії  $\Delta U_{12}$ , отже, зменшується напруга наприкінці лінії  $U_2$  в споживача. У відповідності зі статичною характеристикою при  $U < U_{кр}$  потужність  $Q_2$  знову зростає. Це приведе до додаткового зниження  $U_2$  і т.д. Виникає явище, назване лави-

ною напруги. При такій аварії зупиняються (перекидаються) асинхронні двигуни. Реактивна потужність асинхронних двигунів зростає, баланс  $Q$  порушується, причому  $\Sigma Q_n \gg \Sigma Q_r$ , що у свою чергу приводить до зниження  $U$ . Зупинити зниження напруги при цій аварії можна тільки відключивши навантаження.

В даний час застосовуються автоматичні регулятори збудження (АРЗ) на генераторах і потужних синхронних двигунах, що стабілізують напругу. Тому напруга в системі не знижується нижче критичної.

### 7.5. Споживачі реактивної потужності.

Основними споживачами реактивної потужності в ЕЕС є трансформатори, повітряні електричні лінії, асинхронні двигуни, індукційні електропечі, зварювальні агрегати й інші навантаження. Сумарні втрати реактивної потужності в елементах мережі великі і досягають 50% потужності, що надходить у мережу. Приблизно 70-75% усіх втрат реактивної потужності складають втрати в трансформаторах різних ступіней напруги. На промислових підприємствах основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни - 65-70% реактивної потужності, споживаної підприємством, 20 – 25% приходиться на трансформатори, близько 10% - на інші приймачі і повітряні лінії електропередачі. Втрати реактивної потужності (50%) набагато більші, ніж втрати активної потужності. Для порівняння, середньостатистичні втрати активної потужності в ЛЕП складають 3% , а в трансформаторах 2%.

Сумарні втрати реактивної потужності

$$\Sigma \Delta Q = \Sigma \Delta Q_n - \Sigma Q_c + \Sigma \Delta Q_r,$$

де  $\Sigma \Delta Q_n$  - сумарні втрати реактивної потужності в лінії;  $\Sigma Q_c$  - сумарна генерація реактивної потужності в ємнісних провідностях лінії;  $\Sigma \Delta Q_r$  - сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Втрати реактивної потужності в лінії

$$\Delta Q_n = \frac{S_n^2}{U_{ном}^2} X_n.$$

Генерація реактивної потужності в ємнісних провідностях П-подібної схеми заміщення лінії

$$2Q_c = U_{ном}^2 b_n.$$

Середнє значення реактивної потужності, що генерується у лініях довжиною  $l = 100$  км, приведено нижче:

$U_{ном}$ , кВ .....	110	150	220
$2Q_c$ , МВар .....	3	6,5	12,6

Втрати в індуктивності і генерація в ємності лінії мають різні знаки. Для повітряних ліній 110-150 кВ виконується майже строга рівність  $\Sigma Q_c \approx \Sigma \Delta Q_n$ . У цьому випадку по лінії передається натуральна потужність.

Втрати реактивної потужності в  $k$  паралельно працюючих трансформаторах

$$\Delta Q_T = k S_{\text{НОМ}} \frac{U_k \%}{100}.$$

При характерних значеннях  $U_k \%$  втрати в трансформаторах орієнтовно рівні  $\Delta Q_T = 0,1kS_{\text{НОМ}}$ . У мережах з  $m$  ступіннями трансформації втрати складають  $\Delta Q_{T\Sigma} = 0,1mkS_{\text{НОМ}}$ .

У будь-який ЕЕС повинний дотримуватися баланс повної потужності. Сумарна реактивна потужність навантаження  $\Delta Q_H = \sum P_{\text{нi}} \text{tg} \varphi_i$ ,  $P_{\text{нi}}$  - активна потужність  $i$ -го навантаження;  $\text{tg} \varphi$  - тангенс кута трикутника потужностей, що ще називають інакше – коефіцієнт реактивної потужності  $\text{tg} \varphi$ , за допомогою якого просто оцінювати реактивну потужність стосовно активної  $Q = P \text{tg} \varphi$ .

Реактивна потужність, що генерується, складається зі складових:  
 60% - реактивна потужність, вироблювана на електростанціях;  
 20% - реактивна потужність пристроїв, що компенсують, розміщених у споживачів;  
 20% - реактивна потужність, що генерується ЛЕП напругою вище 110 кВ.

## 7.6. Вироблення реактивної потужності на електростанціях.

Головним джерелом реактивної потужності в ЕЕС є генератори електростанцій. Зміна видаваної реактивної потужності генератора досягається за рахунок зміни синхронної ЕРС генератора  $E_r$ , що при неврахуванні насичення прямо пропорційна току збудження генератора  $I_b$ . Генератори в номінальному режимі роботи видають номінальну активну і реактивну потужності. Генератори випускаються з номінальним випереджальним  $\cos \varphi$ , рівним 0.8; 0.85 або 0.9. Зміна реактивної потужності СГ досягається регулюванням струму збудження. Зменшуючи струм збудження можна знизити реактивну потужність, видавану генератором. При зниженні активної потужності в порівнянні з номінальним значенням можлива видача збільшеної реактивної потужності понад номінальну.

Таке збільшення може бути допущене в межах, що обмежуються номінальними струмами статора і ротора. Умови обмеження по видаваній реактивній потужності можна визначити за допомогою векторних діаграм. У схему заміщення генератора входять незмінний подовжній синхронний реактивний опір  $X_d$  і ЕРС  $E_q$ , що знаходиться за ним.

Комплексна ЕРС  $\dot{E}_q$  визначається як сума векторів  $\dot{U}_r$  і  $j\sqrt{3}\dot{I}X_d$ ,  $\dot{E}_q = \dot{U}_r + j\sqrt{3}\dot{I}X_d$ , де  $j\sqrt{3}\dot{I}X_d$  - вектор спадання напруги на опорі  $X_d$ .

По осі абсцис відкладається вектор напруги на шинах генератора  $\dot{U}_r$  і відстаючий від нього на кут  $\varphi_n$  струм  $\dot{I}_n$ . Це відповідає режиму споживання системою активної і реактивної потужностей при відстаючому від напруги струмі: індуктивний характер навантаження ЕЕС. Генератор при цьому працює в ре-

жимі перезбудження і генерує реактивну потужність. По осі абсцис відкладається вектор напруги на шині  $\dot{U}_r$  і відстаючий від нього на кут  $\varphi_n$  струм  $\dot{I}_n$ .

Далі будується вектор спадання напруги на опорі генератора  $X_d$ . Сума векторів  $\dot{U}_r$  і  $\Delta\dot{U}$  дає вектор ЕРС генератора  $\dot{E}_q$ . З точки О проведена дуга окружності радіусом  $\dot{E}_q$ , що визначає припустимі значення струму збудження і ЕРС  $\dot{E}_q$  за умовами нагрівання ротора машини. Дуга окружності є годографом вектора  $\dot{E}_q$  при зміні кута  $\varphi$ .

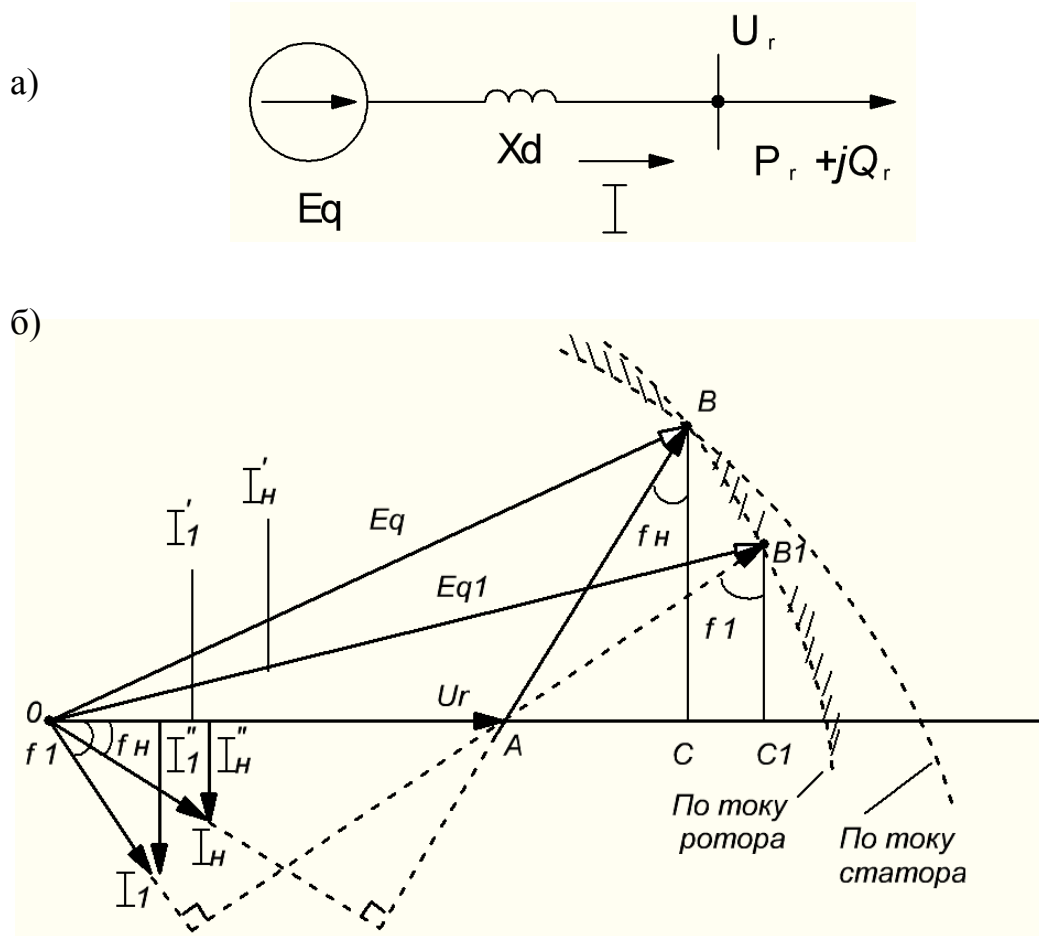


Рис.7.9 - Схема заміщення (а) і векторна діаграма синхронного генератора (б)

У трикутнику ABC буде:

$$CA \sim I_n'' \sim Q_2 ; BC \sim I_n' \sim P_2 ; Q_2 = \sqrt{3} I_n \sin \varphi U_r = \sqrt{3} U_r I_n'' ; P_2 = \sqrt{3} I_n \cos \varphi U_r = \sqrt{3} U_r I_n' .$$

Розглянемо роботу генератора при  $\varphi_1 > \varphi_n$ , тобто при  $\cos \varphi_1 < \cos \varphi_n$ . Припустимий для генератора режим можна, наприклад, відобразити вектором  $E_{q1} = E_q = E_{qn}$ . У цьому випадку реактивна складова струму статора  $I_1''$  буде більше чим  $I_n''$ . Отже, генератор може видавати реактивну потужність  $Q_1 = \sqrt{3} U_r I_1'' > Q_{ном}$ . Однак перевищення реактивної потужності над  $Q_{ном}$  буде відносно невеликим через обмеження по струму ротора. Видно, що при  $\varphi_1 > \varphi_n$  буде  $I_1' < I_n'$ , тобто активна складова струму статора менше номінальної. Це видно



також з того, що  $B_1C_1 < BC$ . Отже, генератор може видати активну потужність  $P_1 = \sqrt{3}U_r I'_1 < P_{ном}$ .

Для зіставлення параметрів режиму, граничних за умовами нагрівання як статора, так і ротора, із точки А проведена окружність радіусом  $\sqrt{3}I_n X_d$ . Робота генераторів при  $\varphi < \varphi_n$  або  $\cos\varphi > \cos\varphi_n$  відповідає виробленню більшої, ніж номінальна, активної потужності і меншої реактивної. При  $\varphi < \varphi_n$  буде  $P_2 > P_n$  і  $Q_2 < Q_n$ . У режимі недозбудження генератор споживає реактивну потужність з мережі і тут позначається обмеження по струму статора. У цьому режимі при зниженні струму збудження можливе порушення статичної стійкості генератора.

Крім того, у турбогенераторів унаслідок зміни взаємодії магнітних полів статора і ротора значно нагріваються торцеві зони статора, що обмежує мінімально можливу величину струму збудження. Для гідрогенераторів при низьких струмах збудження і режимів, близьких до холостого ходу, можливий режим самозбудження через резонансні явища, зв'язаних з обміном енергією магнітного поля гідрогенератора й електричного поля високовольтних ліній, приєднаних до електростанції. Усе перераховане визначає нижню границю струму збудження генератора.

Можливість збільшення реактивної потужності за рахунок зменшення активної припустимо використовувати у випадку надлишку активної потужності, тобто в режимі мінімуму активного навантаження. У цьому випадку деяка частина генераторів, що несуть активне навантаження, може переводитися на роботу зі зниженим коефіцієнтом потужності. Резерв реактивної потужності і можливість перевантажень по реактивній потужності дуже важлива при аварійному зниженні напруги. Усі генератори обладнані АРЗ, що при зниженні напруги на затискачах статора генератора автоматично збільшують струм збудження і вироблення реактивної потужності. Однак для збільшення вироблення реактивної потужності потрібно мати в нормальному режимі резерв по струму ротора при  $\varphi > \varphi_n$  і по струму статора при  $\varphi < \varphi_n$ .

Аналіз режиму генератора, приведений вище, показує, що збільшити вироблювану їм реактивну потужність можна тільки за рахунок зменшення активної. Однак збільшення  $Q_r$  в режимі найбільших навантажень за рахунок зменшення  $P_r$  економічно недоцільно. Ефективніше замість зниження  $P_r$  застосовувати для вироблення реактивної потужності пристрої, що компенсують. Тому, як правило, у мережах для покриття потреби в реактивній потужності застосовують пристрої, що компенсують.

### 7.7. Компенсація реактивної потужності.

Активну потужність електричної мережі одержують від генераторів електростанцій, що є єдиним джерелом активної потужності. На відміну від активної потужності реактивна потужність може генеруватися не тільки генераторами, але і пристроями, що компенсують – конденсаторами, синхронними компенса-

торами або статичними джерелами реактивної потужності (ДРМ), які можна установити на підстанціях електричної мережі.

Компенсацією реактивної потужності називають її вироблення або споживання за допомогою пристроїв, що компенсують. Проблема компенсації реактивної потужності в ЕЕС має велике значення по наступним причинам:

1. У промисловості спостерігається випереджальне зростання споживання реактивної потужності в порівнянні з активною.
2. У міських електромережах зросло споживання реактивної потужності, викликане ростом побутових навантажень.
3. Збільшується споживання реактивної потужності в сільських електричних мережах.

Компенсація реактивної потужності застосовується для декількох цілей:

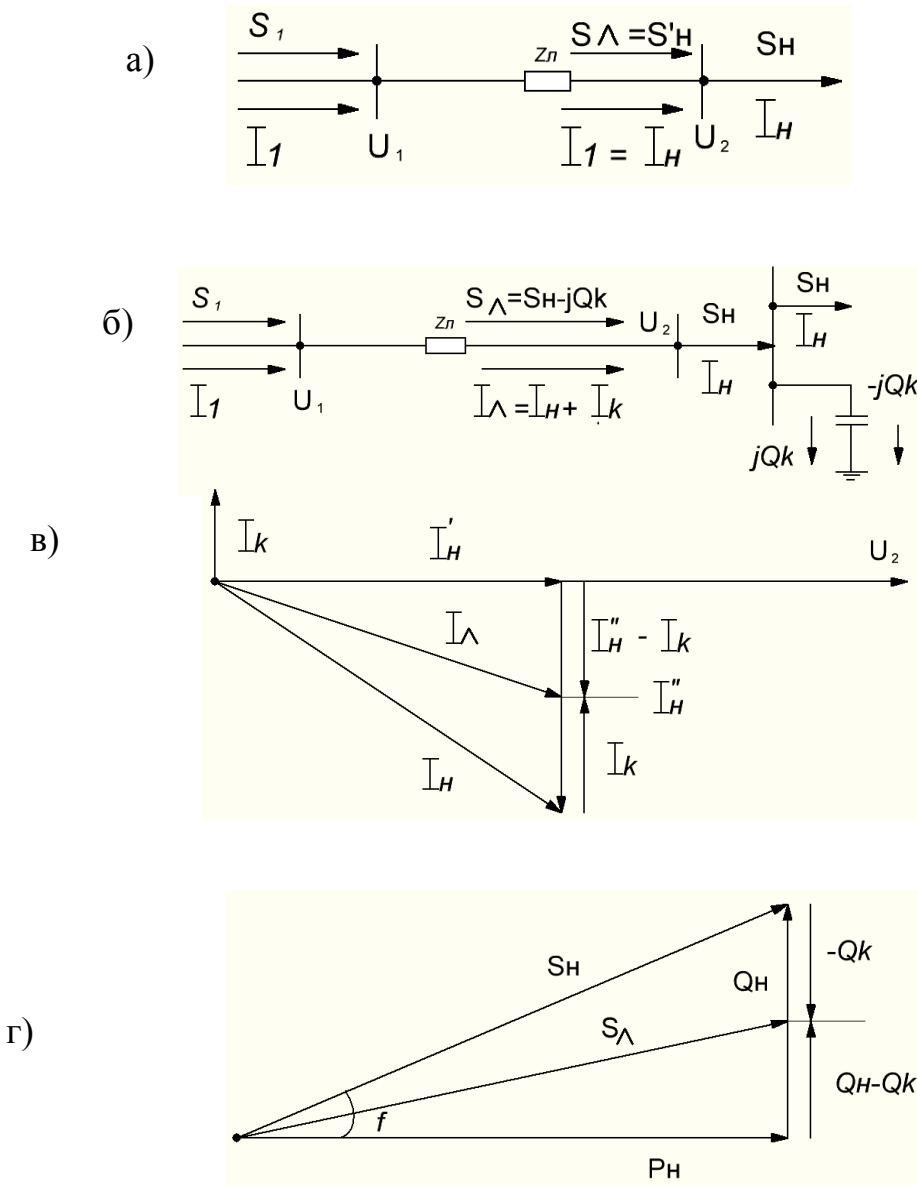


Рисунок 7.10 - Компенсація реактивної потужності:  
а), б) – струми і потоки потужності до і після компенсації;  
в) – векторна діаграма струмів;  
г) – трикутник потужностей.

1. Забезпечення балансу реактивної потужності.
2. Зниження втрат електричної енергії в мережі.
3. Для регулювання напруги.

Для зменшення рівчаків реактивної потужності по лініях і трансформаторах джерела реактивної потужності повинні розміщатися поблизу місць її споживання. При цьому передавальні елементи мережі розвантажуються по реактивній потужності, чим досягається зниження втрат активної потужності і напруги. Ефект установки КП наприкінці лінії ілюструється рисунком нижче. Тут наведені схеми заміщення і векторні діаграми струмів і потужностей.

Без застосування пристроїв, що компенсують, у лінії протікають струм і потужність навантаження  $\dot{I}_n = I'_n + jI''_n$ ,  $\dot{S}_n = P_n + jQ_n$ .

При установці пристроїв, що компенсують, реактивний струм і реактивна потужність у лінії зменшуються на величину реактивного струму і реактивної потужності, що генеруються у пристрої, струм  $I_k$  що компенсує і  $Q_k$ . У лінії будуть протікати менші за модулем струм і потужність рівні

$$\dot{I}_l = I'_n + j(I''_n - I_k), \quad \dot{S}_l = P_n + j(Q_n - Q_k).$$

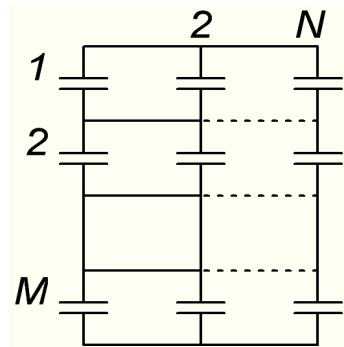
Унаслідок застосування пристроїв, що компенсують, на підстанції при незмінній потужності навантаження реактивна потужність і струм у лінії зменшуються - лінія розвантажується по реактивній потужності. При цьому в лінії зменшуються втрати потужності і втрати напруги, що впливає з формул

$$\Delta P_l = \frac{P_n^2 + (Q_n - Q_k)^2}{U_{\text{ном}}^2} R_l; \quad \Delta Q_l = \frac{P_n R_l + (Q_n - Q_k) X_l}{U_{\text{ном}}}.$$

## 7.8. Пристрої, що компенсують.

### 7.8.1. Батареї конденсаторів (БК)

БК являють собою окремі конденсатори потужністю до 125 КВар, зібрані разом шляхом послідовно - паралельного з'єднання  $M$  послідовно включених конденсаторів у  $N$  паралельних гілках. Конденсаторні батареї, призначені для генерації реактивної потужності й у такий спосіб підвищення  $\cos \varphi$  у вузлах завантаження й у споживачів, називаються косінусними і включаються за шунтовою схемою, тобто є пристроями поперечної компенсації.



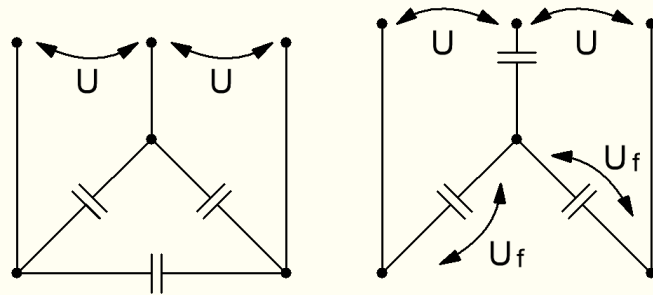
Конденсатори випускаються в однофазному і трифазному виконаннях на номінальну напругу 0,22–10,5 кВ. Одинична потужність конденсаторів складає 10-125 КВар. Шунтові конденсаторні батареї застосовуються на напругах до 110 кВ. Збільшення робочої напруги БК досягається збільшенням числа послідовно включених конденсаторів. Для збільшення потужності БК застосовують паралельне з'єднання конденсаторів. Число послідовно включених конденсаторів визначається за формулою:

$$N = \frac{U_{\text{БК max}}}{\sqrt{3} U_{\text{К ном}} K_p},$$

де:  $U_{\text{БК max}}$  - максимальна лінійна напруга в точці приєднання БК;  $U_{\text{К ном}}$  - номінальна напруга конденсатора;  $K_p$  - коефіцієнт, що враховує розкид параметрів конденсаторів,  $K_p = 0,92 - 0,95$ .

Число паралельно включених конденсаторів дорівнює  $M = \frac{Q_{\text{БК}}}{Q_{\text{К ном}}}$ ,

де  $Q_{\text{БК}}$  - необхідна потужність БК;  $Q_{\text{К ном}}$  - номінальна потужність конденсатора.



При з'єднанні конденсаторів зіркою потужність батареї дорівнює

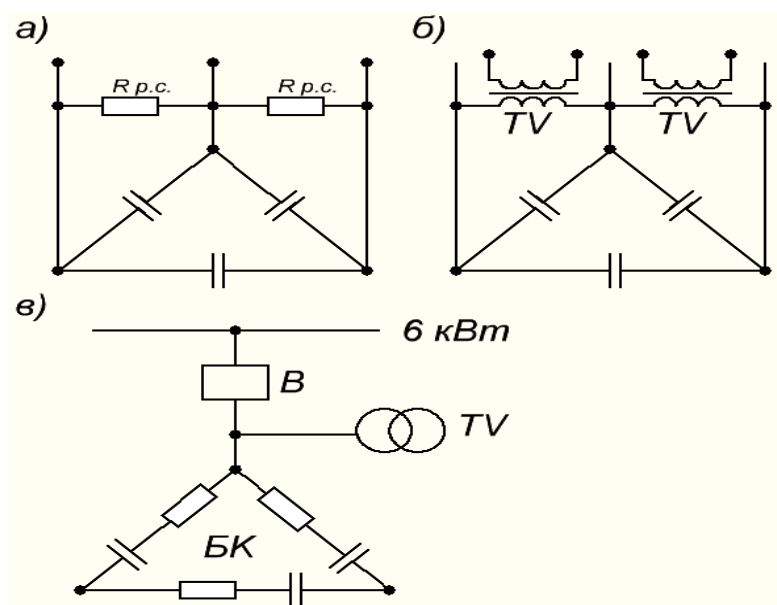
$$Q_{\text{БК}} = \frac{3U_{\phi}^2}{X_c} = 3U_{\phi}^2 \omega C = U_{\text{ном}}^2 \omega C.$$

При з'єднанні в трикутник з використанням таких же конденсаторів потужність БК дорівнює

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3U_{\phi}^2}{X_c / 3} = 9U_{\phi}^2 \omega C = 3U_{\text{ном}}^2 \omega C.$$

Ця потужність у три рази більше, ніж при з'єднанні конденсаторів зіркою. При напрузі до 1000 В (1кВ) конденсатори включають трикутником. На напругу 6 кВ і вище з'єднання виконується тільки за схемою зірка з ізольованою або глухо заземленою нейтраллю в залежності від режиму нейтралі мережі, у якій встановлюються БК.

Батареї конденсаторів бувають регульовані і нерегульовані. У нерегульованих число конденсаторів незмінно, а величина реактивної потужності зале-



жить тільки від квадрата напруги. У регульованих батареях конденсаторів автоматично або вручну змінюється число включених конденсаторів. Випускаються регульовані комплектні батареї конденсаторів на напруги 0.38; 6; 10 кВ, постачені пускорегулюючим пристроєм, необхідним для автоматичної східчастої зміни потужності батареї ( контакторами або вимикачами ).

Одноступінчате регулювання полягає в відключенні або включенні всіх конденсаторів батареї, багатоступінчате – у відключенні або включенні окремих секцій батареї постачених контакторами.

При відключенні конденсаторів необхідна їх автоматична (без участі чергового персоналу) розрядка на активний опір, приєднаний до батареї. Як розрядний опір для конденсаторів 6-10 кВ використовується активний опір трансформаторів (ТВ) напруги. Для БК до 1 кВ застосовують спеціальні розрядні опори  $R_{p.c}$ . Захист конденсаторів здійснюється головними запобіжниками, що включаються по одному в коло кожного конденсатора. Крім того, батарея в цілому захищається вимикачем.

### 7.8.2. Синхронні компенсатори (СК).

Синхронний компенсатор – це синхронний двигун, що працює в режимі холостого ходу без навантаження на валу. Споживана ним активна потужність дорівнює нулю  $P = 0$ , якщо зневажити втратами холостого ходу. СК завантажений тільки реактивним струмом. У порівнянні зі звичайним синхронним двигуном СК виготовляються з полегшеними ротором і валом, вони мають менші розміри і масу. Синхронні компенсатори встановлюються на великих підстанціях з напругою 220 кВ і вище і приєднуються до обмотки низької напруги автотрансформаторів. Також СК ставляться на вимкнених підстанціях, що живляться по завантаженим ЛЕП.

Схема заміщення СК і його векторні діаграми показані на рисунку,  $E_q$  -ЕРС компенсатора,  $U_c$  - напруга мережі в точці підключення СК.

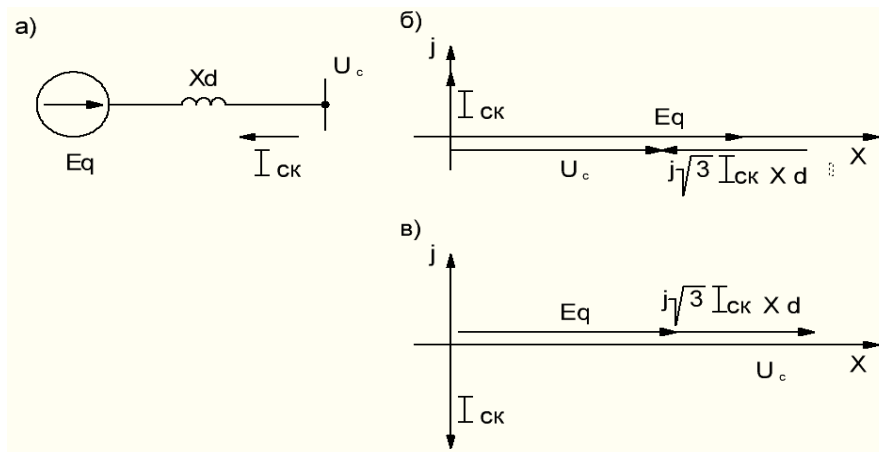


Рисунок 7.11 – Схема заміщення й векторні діаграми СК

$$\dot{E}_q = \dot{U}_c - j\sqrt{3}\dot{I}_{ск} X_d; \quad \dot{I}_{ск} = \frac{U_c - \dot{E}_q}{j\sqrt{3}X_d} = -j\frac{U_c - \dot{E}_q}{\sqrt{3}X_d} = j\frac{\dot{E}_q - U_c}{\sqrt{3}X_d}.$$

Потужність реактивна дорівнює

$$\dot{Q}_{ск} = \sqrt{3}U_c \dot{I}_{ск} = \sqrt{3}\dot{U}_c j\frac{\dot{E}_q - U_c}{\sqrt{3}X_d} = jU_c \frac{\dot{E}_q - U_c}{X_d}.$$

Значення і знак реактивної потужності СК залежать від співвідношення між ЕРС  $E_q$  і напругою мережі  $U_c$ . ЕРС  $E_q$  визначається значенням струму збудження, причому росту струму збудження відповідає збільшення  $E_q$ .

При струмі ротора, при якому  $E_q = U_c$  і СК генерує в мережу реактивну потужність, причому  $\dot{I}_{ск}$  випереджає напругу  $U_c$  на  $90^\circ$ . Зменшуючи струм ротора, можна одержати режим недозбудження, коли  $E_q < U_c$  і  $\dot{I}_{ск}$  відстає на  $90^\circ$  від напруги  $U_c$ . У цьому режимі СК споживає реактивну потужність з мережі. Номінальна потужність СК  $Q_{ск\text{ном}}$  указується для режиму перезбудження. По конструктивних особливостях у режимі недозбудження реактивна потужність складає 50% номінальної потужності СК.

Достоїнства СК:

1. Плавне регулювання реактивної потужності;
2. Можливість збільшення реактивної потужності, що генерується, при зниженні напруги, що відповідає позитивному регулюючому ефекту такого навантаження;
3. Можливість як видачі, так і споживання реактивної потужності, тобто широкий діапазон регулювання.

До недоліків треба віднести їхню високу вартість і підвищенні стосовно іншим КП втрати потужності.

Синхронні двигуни, встановлені в споживачів, можуть бути використані як джерела реактивної потужності. Вони мають номінальний випереджальний  $\cos \varphi = 0.9$  і працюючи в номінальному режимі, видають реактивну потужність. У режимі недозбудження СД можуть споживати не більш 30% номінальної реактивної потужності двигуна.

### 7.8.3. Реактори, що шунтують (ШР).

ШР являють собою котушки індуктивності, розраховані на високу напругу і на протигагу БК споживають реактивну потужність з мережі. ШР також є пристроями, що компенсують, тому що вони призначені для компенсації зарядної потужності ЛЕП високої напруги. Шунтуючі реактори розраховані на напругу 3,5-750 кВ і можуть приєднуватися до лінії, а також включатися на шини підстанції.

Реактор споживає реактивну потужність, що у зоні лінійності його електромагнітної характеристики залежить від квадрата напруги.

$Q_{\text{шр}} = U^2 / (\omega L)$ , де  $L$  – індуктивність фази реактора. ШР є поперечними елементами мережі, що показано на його схемі заміщення.

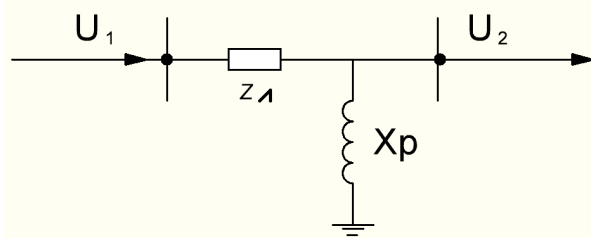


Рисунок 7.12 - Схема заміщення реактора, увімкненого у лінію

Нерегульований реактор характеризується тільки двома дискретними станами: “увімкнений” при цьому споживається номінальна реактивна потужність, “вимкнений” при цьому  $Q_{\text{шр}} = 0$ .

Регульовані реактори змінюють споживану реактивну потужність по сигналах керування, що більш ефективно для регулювання напруги і реактивної потужності. Керування реактором здійснюється в результаті зміни його параметрів за допомогою підмагнічування. Реактори з підмагнічуванням використовуються у фільтрах вищих гармонік, а також є ефективним засобом обмеження коливань напруги в електричних мережах.

Крім шунтуючих реакторів у ЕЕС застосовуються реактори, що заземлюють, для компенсації ємнісних струмів на землю і струмообмежуючі реактори для обмеження струму КЗ.

#### 7.8.4. Статичні джерела реактивної потужності (ДРП)

ДРП призначені для плавної генерації або споживання реактивної потужності, що досягається в ДРП використанням нерегульованої батареї конденсаторів і включеного паралельно з нею регульованого реактора.

На рисунку показана принципова схема ДРП із паралельним з'єднанням керованого реактора і нерегульованої БК. Тиристорно-реакторна група ТРГ має систему керування СУ. Керування потужністю реакторів здійснюється за допомогою паралельно з'єднаних керованих тиристорних перетворювачів. Схеми ДРП дуже різноманітні. Потужність таких пристроїв складає 25, 50 або 80 МВар при напрузі 10 або 20 кВ. Сумарна потужність ДРП дорівнює  $Q_{\text{ДРП}} = Q_L - Q_c$ .

Величини реактивної потужності реактора і батареї конденсаторів визначаються в такий спосіб  $Q_L = U^2 / X_L = \text{var}$ ;  $Q_c = U^2 / X_c = \text{const}$ .

Діапазон зміни потужності ДРП визначається співвідношенням потужностей БК і реактора. Якщо БК і реактор мають однакову потужність і потужність реактора змінюється від нуля до номінальної, то потужність ДРП змінюється в

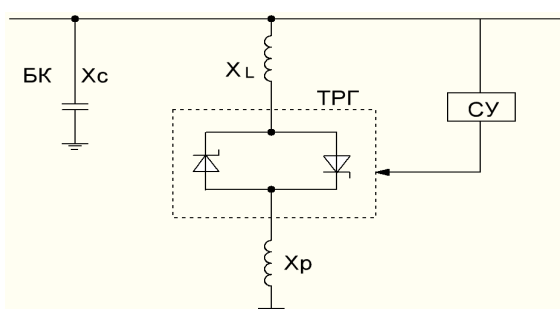


Рисунок 7.13- Схема ДРП

діапазоні  $0 \leq Q_{\text{ирм}} \leq Q_c$ . У цьому випадку ДРП генерує реактивну потужність. Якщо потужність реактора більше потужності батареї конденсаторів, то ДРП може працювати й у режимі споживання реактивної потужності. Перехід з одного режиму в іншій виконується плавно шляхом зміни кута відкриття тиристорів  $\alpha$ .

### 7.9. Застосування оптимізації і розміщення пристроїв, що компенсують.

Ступінь оснащення пристроями, що компенсують,  $\gamma$  характеризується відношенням їхньої сумарної потужності в мегаварах до максимального активного навантаження ЕЕС у мегаватах  $\gamma = Q_k / P_{\text{max}}$ .

У більшості вітчизняних енергосистем цей показник не перевищує 0.25-0.3, що явно недостатньо. Для подолання відставання в оснащеності КП величина  $\gamma$  повинна бути доведена до 0.45 МВар.

Розглянемо вибір і розміщення пристроїв, що компенсують, з умови рівності коефіцієнтів потужності на окремих підстанціях.

Реактивне навантаження  $i$ -ої підстанції складає

$$Q_i = P_i \operatorname{tg} \varphi_i.$$

Сумарна потужність реактивних навантажень усіх  $n$  підстанцій

$$\sum_{i=1}^n Q_i = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i$$

Збалансована за допомогою КП сумарна реактивна потужність навантажень

$$Q_{\text{бал}} = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i - \sum_{i=1}^n Q_{\text{ки}} = \sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i - Q_{\text{к}\Sigma},$$

$Q_{\text{к}\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ки}}$  - сумарна потужність пристроїв, що компенсують.

Сумарна активна потужність навантажень усіх підстанцій у системі після встановлення КП практично не зміниться

$$P_{\text{бал}} = \sum_{i=1}^n P_i, \quad \text{тоді} \quad \operatorname{tg} \varphi_{\text{бал}} = \frac{Q_{\text{бал}}}{P_{\text{бал}}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \operatorname{tg} \varphi_i - Q_{\text{к}\Sigma}}{\sum_{i=1}^n P_i},$$

де  $\varphi_{\text{бал}}$  - кут трикутника сумарних потужностей усіх підстанцій після встановлення КП.

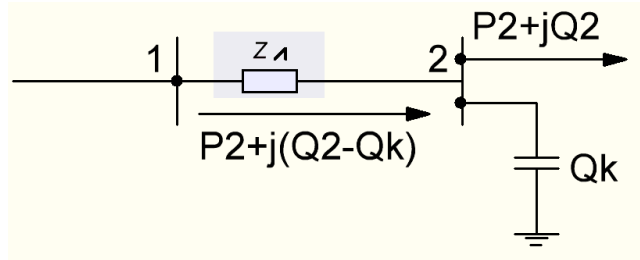
Пристрої, що компенсують, розставляються так, щоб на кожній підстанції кут  $\varphi_i$  дорівнював  $\varphi_{\text{бал}}$ . Тому після встановлення КП  $Q_{i\text{бал}} = P_i \operatorname{tg} \varphi_{\text{бал}}$ . Звідси  $Q_{\text{ки}} = Q_i - Q_{i\text{бал}} = P_i \operatorname{tg} \varphi_i - P_i \operatorname{tg} \varphi_{\text{бал}}$ ,  $i=1, \dots, n$ ,  $\operatorname{tg} \varphi_i$  - коефіцієнт реактивної потужності  $i$ -ої підстанції.

Визначені в результаті розрахунку потужності  $Q_{\text{ки}}$  округляються до стандартних значень, що відповідають потужності комплектних установок конденсаторів. Застосовують і інші методи розміщення КП. Однак як і в попередньому способі, знаходиться сумарна потужність КП. Потім зважується задача оптимального розміщення КП на підстанціях. Для вибору потужності КП і місць їхньої



установки використовуються методи оптимізації. Ця задача має на меті перебування такого рішення, що забезпечує максимальний економічний ефект при дотриманні всіх технічних умов.

Розглянемо задачу оптимізації потужності КП на прикладі простої схеми, приведеної нижче.



Задача приймається при наступних допущеннях:

1. Не враховується вплив КП на режим напруги.
2. Питома вартість втрат потужності  $C_0$  приймається постійною.
3. Вартість пристроїв, що компенсують, приймається прямо пропорційною від їхньої потужності, тобто  $z_k = z_{ko} Q_k$ , де  $z_{ko}$  - питомі витрати на КП, грн/кВар. Приймається, що напруги у вузлах 1 і 2 рівні  $U_{ном}$ . Тоді втрати активної потужності в лінії

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_k)^2}{U_{ном}^2} R_l.$$

Цільова функція містить у собі вартість втрат потужності і пристроїв, що компенсують, тобто

$$z = \frac{P_2^2 + (Q_2 - Q_k)^2}{U_{ном}^2} R_l C_0 + z_{ko} Q_k.$$

Вирішення задачі оптимізації потужності КП для мережі складається у визначенні такого значення потужності КП  $Q_{ко}$ , що відповідає мінімуму цільової функції. Оптимальне значення  $Q_{ко}$  знаходиться з умови

$$\frac{\partial z}{\partial Q_k} = -\frac{2(Q_2 - Q_k)}{U_{ном}^2} R_l C_0 + z_{ko} = 0 \Rightarrow Q_{ко} = Q_2 - \frac{z_{ko} U_{ном}^2}{2R_l C_0}.$$

Оптимальна величина реактивної потужності в лінії буде  $Q_2 - Q_{ко}$  і дорівнює

$$\frac{z_{ko} U_{ном}^2}{2R_l C_0}.$$

Задача оптимізації потужності КП для складної електричної мережі формулюється аналогічно. Оптимізація потужності КП зводиться до задачі квадратичного математичного програмування – пошуку мінімуму цільової функції, що залежить від квадратів потужностей КП у вузлах  $Q_{ki}$ , при обмеженнях у виді лінійних рівнянь балансів потужностей у вузлах (рівнянь першого закону Кірхгофа). У результаті розв'язання цієї задачі визначаються значення  $Q_{koi}$  у всіх вузлах, де можлива їхня установка.

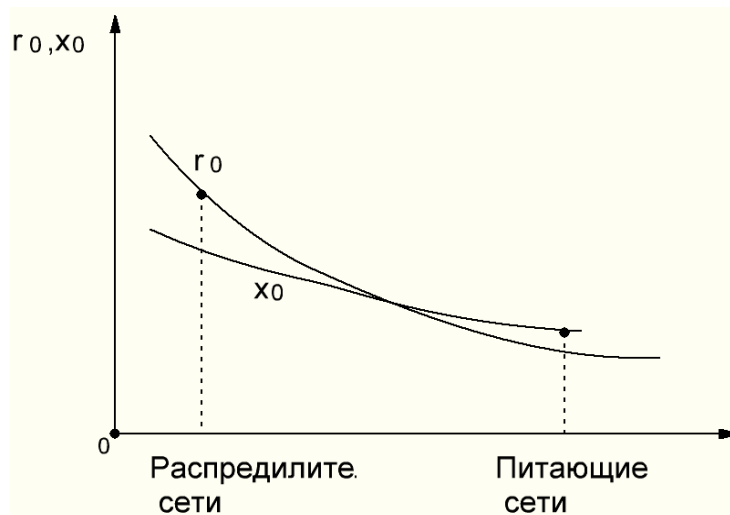
### 7.10. Подовжня компенсація індуктивності ліній.

Напруга в споживача залежить від величини втрат напруги в мережі, що у свою чергу залежать від опору мереж. Наприклад, подовжня складова спадання напруги в лінії дорівнює

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^k R_{12} + Q_{12}^k X_{12}}{U_2}, \text{ де } P_{12}^k, Q_{12}^k, U_2 - \text{ потоки потужності і напруга наприкінці лі-}$$

нії;  $R_{12}, X_{12}$  - активний і реактивний опори лінії.

На рисунку показаний характер залежності опору мережі від перетину проводів. З графіка видно, що співвідношення активного і реактивного опорів для розподільних і живильних мереж різні. У розподільних мережах активний опір більше реактивного, тобто  $r_0 > x_0$ . У формулі основну роль виконує перший доданок чисельника  $P_{12}^k, R_{12}$ . При зміні перетину ліній у розподільних мережах істотно змінюються  $r_0, R_{12}, \Delta U_{12}$  й напруга споживача.



Тому в цих мережах перетини вибираються по припустимій втраті напруги. У районних мережах навпаки  $r_0 < x_0$ ,  $\Delta U_{12}$  тому в значній мірі визначається реактивним опором ліній, що мало залежить від перетину. Вибирати перетин ліній у живильних мережах по припустимій втраті напруги економічно недоцільно.

Зміна реактивного опору застосовують для регулювання напруги, щоб змінити реактивний опір необхідно включити в лінію конденсатори. Послідовне включення конденсаторів у лінії називають подовжньою компенсацією.

Установка подовжньої компенсації (УПК) дає можливість компенсувати індуктивний опір і втрату напруги в лінії. Векторна діаграма такого регулювання представлена на рисунку. Вона побудована по співвідношенням

$$\Delta \dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_2 (R_{12} + jX_{12}); \quad \Delta \dot{U}'_1 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \dot{I}_2 (R_{12} + jX_{12}) - \sqrt{3} \dot{I}_2 (-jX_c),$$

де  $\dot{I}_2$  - струм у лінії, створюваний навантаженням.

Величину  $\sqrt{3} \dot{I}_2 X_c$  можна розглядати як негативне спадання напруги або як додаткову ЕРС, що вводиться в коло. Подовжня (відрізок  $ac$ ) і поперечна (відрізок  $cm$ ) складові спадання напруги у вихідній мережі рівні

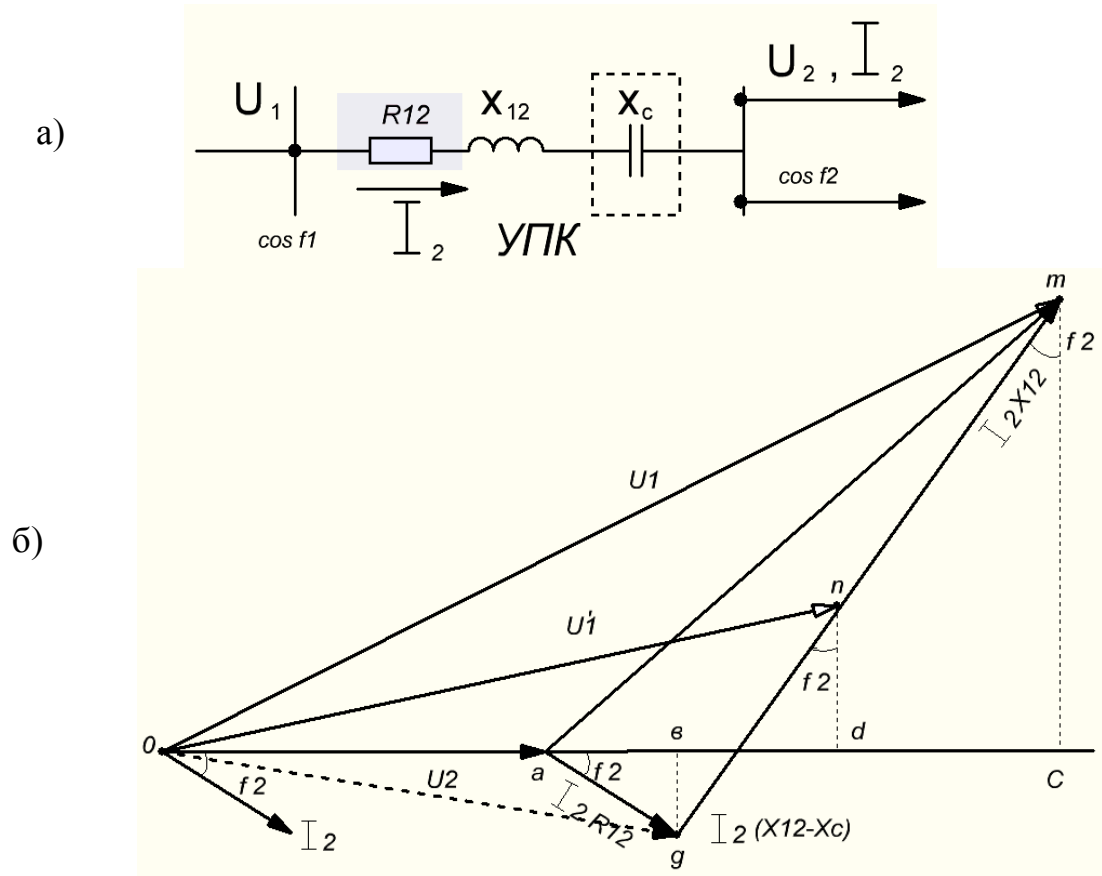


Рисунок 7.14 - Подовжня компенсація індуктивності лінії:

а) схема включення УПК.

б) векторна діаграма напруг при використанні УПК.

$$\Delta U = I_2 R_{12} \cos \varphi_2 + I_2 X_{12} \sin \varphi_2 ; \quad \delta U = I_2 X_{12} \cos \varphi_2 - I_2 R_{12} \sin \varphi_2 .$$

При компенсації подовжня складова (відрізок ad)

$$\Delta U' = I_2 R_{12} \cos \varphi_2 + I_2 (X_{12} - X_c) \sin \varphi_2 ;$$

і поперечна (відрізок dn)

$$\delta U' = I_2 (X_{12} - X_c) \cos \varphi_2 - I_2 R_{12} \sin \varphi_2 .$$

З векторної діаграми випливає, що застосування УПК приводить до зменшення напруги на початку передачі, подовжньої і поперечної складових спадання напруги. Для УПК відношення ємнісного опору конденсатора до індуктивного опору лінії, виражений у відсотках, називається відсотком компенсації  $C = X_c / X_{12} \cdot 100\%$ . На практиці застосовують тільки часткову компенсацію ( $C < 100\%$ ) реактивного опору лінії. Повна або надлишкова компенсація ( $C \geq 100\%$ ) у розподільних мережах, що безпосередньо живлять навантаження, звичайно не застосовуються, тому що це зв'язано з можливістю появи в мережі перенапруг.

Якщо подібна ємність конденсаторів така, щоб  $X_c = X_{12}$ , тобто забезпечити повну компенсацію індуктивного опору лінії, то спадання напруги буде визначатися тільки активним опором лінії  $R_{12}$  і складові цього падіння будуть

$$\Delta U' = I_2 R_{12} \cos \varphi_2; \quad \delta U' = -I_2 R_{12} \sin \varphi_2.$$

На діаграмі цей вектор  $og$ . Якщо має місце перекомпенсація, тобто  $X_c > X_{12}$ , то можна визначити таке значення  $X_c$ , при якому  $U_1 = U_2$ , тобто втрата напруги має значення, близьке до нуля. Тому що втрату напруги в місцевих мережах визначають по подовжній складовій спадання напруги, то зазначеній умові буде відповідати вираження:

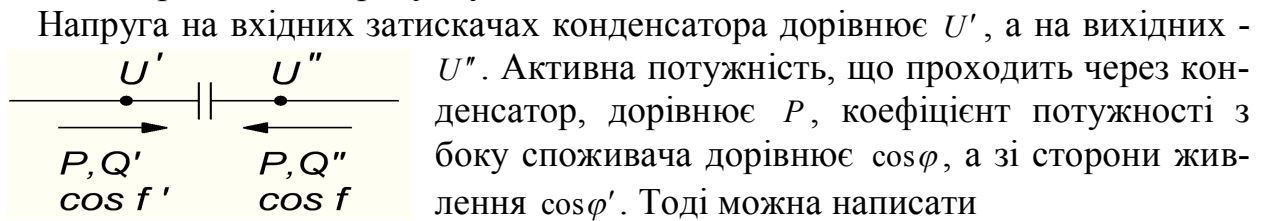
$$\Delta U' = I_2 (R_{12} \cos \varphi_2 + (X_{12} - X_c) \sin \varphi_2) = 0.$$

$$R_{12} \cos \varphi_2 + (X_{12} - X_c) \sin \varphi_2 = 0 \Rightarrow X_c - X_{12} = R_{12} \operatorname{ctg} \varphi_2 \Rightarrow X_c = X_{12} + R_{12} \operatorname{ctg} \varphi_2.$$

Реактивний опір конденсаторів у цьому випадку компенсує не тільки індуктивний опір лінії, але до деякої міри і спадання напруги в активному опорі.

У більшості випадків немає необхідності домагатися, щоб  $U_1 = U_2$ , тому що потужність конденсаторів виходить у цьому випадку значною і витрати на їхню установку не виправдують одержуваної економії в перетині проводів.

Для здійснення компенсації включимо конденсатор у деякій точці лінії за схемою, зображеною на рисунку.



$$P = \sqrt{3} U' I \cos \varphi' = \sqrt{3} U'' I \cos \varphi \Rightarrow U' \cos \varphi' = U'' \cos \varphi; \quad \cos \varphi' = \frac{U''}{U'} \cos \varphi;$$

$$\operatorname{tg} \varphi' = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi'}}{\cos \varphi'} = \frac{\sqrt{(U')^2 - (U' \cos \varphi)^2}}{U' \cos \varphi} = \frac{\sqrt{(U')^2 - (U'')^2 \cos^2 \varphi}}{U'' \cos \varphi}.$$

Потужність конденсаторної батареї повинна бути рівною

$$Q_c = Q'' - Q' = P \operatorname{tg} \varphi - P \operatorname{tg} \varphi' = P (\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi')$$

З урахуванням вище записаної формули одержимо

$$Q_c = P \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} - \frac{P \sqrt{(U')^2 - (U'')^2 \cos^2 \varphi}}{U'' \cos \varphi} = \frac{P}{\cos \varphi} \left[ \sin \varphi - \sqrt{\left(\frac{U'}{U''}\right)^2 - \cos^2 \varphi} \right]$$

У мережах з декількома навантаженнями місце установки подовжньої компенсації вибирають так, щоб, компенсуючи втрату напруги в найбільш завантаженій ділянці мережі, у той же час забезпечити припустимі умови напруги у всіх інших точках і не перевищити верхньої припустимої межі в точках, близь-

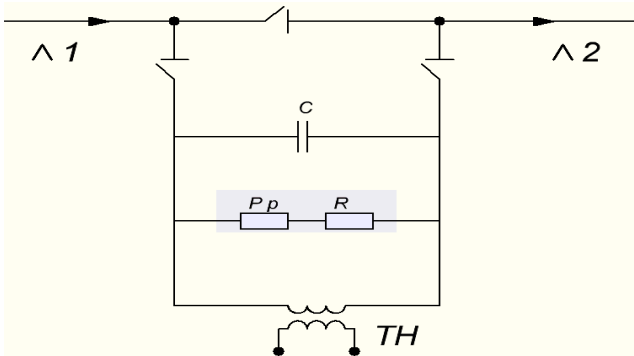


Рисунок 7.15 - Схема установки подовжньої компенсації

ких до конденсаторів, і нижньої межі в найбільш віддалених точках. На рисунку приведена схема установки подовжньої компенсації.

Тут:  $L_1$ - $L_2$  - лінія; С – конденсатор; РШ – шунтуючий роз'єднувач, що служить для виводу конденсаторів з роботи; роз'єднувачі Р и Р – для відключення їх на ремонт;  $P_p$  - спікливий розрядник з струмообмежуючим резистором R для захисту від перенапруг при надструмах; ТН – трансформатор напруги, що служить для виміру напруги, а також для розрядки конденсаторів при знятті напруги. При однаковому регулюючому ефекті потужність конденсаторів одержувана в 4-5 разів менше, ніж потужність звичайної конденсаторної батареї поперечної компенсації.

Достоїнства УПК:

1. Автоматичне і безінерційне регулювання напруги.
2. При однаковому регулюючому ефекті потужність БК, обраної тільки для регулювання напруги, менше ніж при поперечній компенсації.

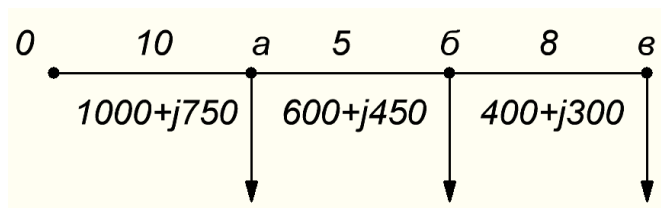
Недоліки:

1. Можливі резонансні явища, що викликають хитання роторів двигунів.
2. Збільшення струмів короткого замикання.
3. При коротких замиканнях виникає небезпека появи на конденсаторах високої напруги. Тому для шунтування БК при КЗ застосовують швидкодіючі розрядники.

Найбільш ефективно застосування УПК для зниження відхилення напруги на перевантажених радіальних лініях. У живильних мережах УПК – складні в експлуатації і дорогі установки. Необхідно застосовувати спеціальні засоби для їхнього захисту від перенапруг під час коротких замикань. УПК застосовують не тільки для регулювання напруги, але і для підвищення пропускну здатності лінії.

Приклад. Вибрати подовжню компенсацію для мережі напругою 10кВ із навантаженнями кВт і кВар і довжинами км, зазначеними на рисунку. Напряга в живильному пункті складає 10500 В. Припустима втрата напруги 8%.

Розв'язання. Знаходимо струми й економічні перетини по ділянках.



Економічна щільність струму  $j = 1.1 \text{ А/мм}^2$ .

$$I_{0a} = \frac{\sqrt{1000^2 + 750^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 72.5 \text{ А}; \quad F_9 = \frac{72.5}{1.1} = 66 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід А-70,

$$I_{ab} = \frac{\sqrt{600^2 + 450^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 43.5 \text{ А}; \quad F_9 = \frac{43.5}{1.1} = 38.5 \text{ мм}^2.$$

Приймаємо провід А-35,

$$I_{\text{бв}} = \frac{\sqrt{400^2 + 300^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 29 \text{ А}; \quad F_{\text{э}} = \frac{29}{1.1} = 26 \text{ мм}^2$$

Приймаємо провід А-25.

Активні і реактивні опори, Ом/км

Ділянка .....	оа.....	аб.....	бв.....
$r_0$ .....	0,412.....	0,83.....	1,14
$x_0$ .....	0,345.....	0,366.....	0,377

Припустима втрата напруги  $\Delta U_{\text{доп}} = \frac{8\% \cdot 10000}{100} = 800 \text{ В.}$

Втрати напруги по ділянках

$$\Delta U_{\text{оа}} = \frac{1000 \cdot 0,412 + 750 \cdot 0,345}{10} \cdot 10 = 670 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{аб}} = \frac{600 \cdot 0,83 + 450 \cdot 0,366}{10} \cdot 5 = 332 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{бв}} = \frac{400 \cdot 1,14 + 300 \cdot 0,377}{10} \cdot 8 = 455 \text{ В};$$

Повна втрата напруги  $\Delta U = 670 + 332 + 455 = 1457 \text{ В}$ , що значно перевищує припустимі 800 В.

Тому що в навантаженні **а** рівень напруги знаходиться в припустимих межах, а в навантаженні **б** втрата напруги складає  $670 + 332 = 1002 \text{ В}$ , то подовжню компенсацію доцільно установити наприкінці ділянки аб. Напруга на вході буде

$$U' = 10500 - 670 - 332 = 9498 \text{ В.}$$

Необхідну напругу на виході (після конденсатора) одержуємо

$$U'' = 10500 - 800 + 455 = 10155 \text{ В. Коефіцієнт потужності у вузлі б}$$

$$\cos \varphi = \frac{600}{\sqrt{600^2 + 450^2}} = 0.8; \quad \sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} = \sqrt{1 - 0.8^2} = 0.6.$$

Визначаємо за формулою необхідну потужність конденсаторів

$$Q_c = \frac{P}{\cos \varphi} \left[ \sin \varphi - \sqrt{\left(\frac{U'}{U''}\right)^2 - \cos^2 \varphi} \right] = \frac{600}{0.8} \left[ 0.6 - \sqrt{\left(\frac{9.49}{10.15}\right)^2 - 0.8^2} \right] = 90 \text{ кВар.}$$

Максимально можлива напруга на конденсаторі складає

$$U'' - U' = 10155 - 9498 = 657 \text{ В.}$$

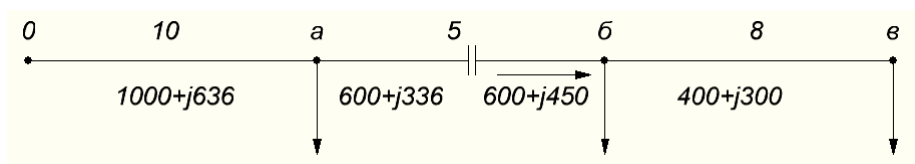
Вибираємо конденсатори з номінальною напругою 1кВ типу КПМ-1-50. номінальний струм конденсатора  $I_n = 50 \text{ А}$ . Реактивний опір конденсатора

$$X_c = \frac{Q_{\text{сн}}}{I_n^2} = \frac{50000}{50^2} = 20 \text{ Ом. Усього встановлюють три конденсатори – по одному}$$

конденсаторі на фазу. Робимо перевірочний розрахунок втрат напруги в лінії.

Втрата реактивної потужності в конденсаторах складає

$$Q_c = 3I^2 X_c = 3 \cdot 43.5^2 \cdot 20 = 114 \text{ кВар.}$$



Ця випереджальна потужність зменшує реактивну потужність, що протікає на ділянках oa й аб лінії. Новий розподіл потужності по лінії зображено на рисунку нижче.

Спадання напруги на конденсаторі буде негативним і рівним  $\Delta U_c = \frac{Q}{U} X_c$ .

Розраховуємо втрати напруги по ділянках

$$\Delta U'_{oa} = \frac{1000 \cdot 0,412 + 636 \cdot 0,345}{10} \cdot 10 = 632 \text{ В};$$

$$\Delta U'_{аб} = \frac{600 \cdot 0,83 + 336 \cdot 0,366}{10} \cdot 5 - \frac{450 \cdot 20}{10} = -589,5 \text{ В};$$

$$\Delta U'_{обв} = \frac{400 \cdot 1,14 + 300 \cdot 0,377}{10} \cdot 8 = 455 \text{ В};$$

Спадання напруги на БК пропорційне току навантаження й автоматично змінюється при його змінах, підтримуючи відхилення напруги електропередачі у невеликих межах навіть при істотних змінах їхньої потужності.

Сумарна втрата напруги до точки в складе:

$$\sum_{i=1}^3 \Delta U_i = 632 - 589,5 + 455 = 497,5 \text{ В.}$$

Це припустимо оскільки менше 800 В. Напруга в точках:

а)  $10500 - 632 = 9868 \text{ В}$ ; б)  $9868 + 589,5 = 10457,5 \text{ В}$ ; в)  $10457,5 - 455 = 10002,5 \text{ В}$ .

З отриманих результатів видно, що місце подовжньої компенсації обрано правильно, тому що забезпечує прийнятний рівень напруги як у точці б, так і в точці в. Розташування УПК, наприклад, на початку ділянки аб не привело б до зменшення реактивної потужності на цій ділянці, досягнутій у даному випадку, а привело б до додаткових втрат і, отже, до знижених рівнів напруги.

### Контрольні питання.

1. Рівняння балансу активної і реактивної потужностей.
2. На які показники якості електроенергії впливають баланси активної і реактивної потужності.
3. Статичні характеристики по напрузі і частоті.
4. Характеристики регуляторів швидкості турбіни.
5. Первинне и вторинне регулювання частоти.
6. Регулювання частоти декількома електростанціями.
7. Частотна статична характеристика.
8. Лавина частоти.
9. Регулюючий ефект навантаження.
10. Лавина напруги.
11. Спосіб вироблення реактивної потужності на електростанціях.
12. У чому полягає компенсація реактивної потужності.
13. Компенсація реактивної потужності за допомогою батарей конденсаторів.
14. Для чого потрібні синхронні компенсатори.
15. Призначення шунтуючих реакторів.
16. Як працюють статичні джерела реактивної потужності.
17. Оптимальне розміщення пристроїв, що компенсують.

18. Для чого потрібна подовжня компенсація.

19. Схема подовжньої компенсації и розрахунок потрібної ємності конденсатора.

20. Яким чином векторна діаграма лінії відображає наявність подовжньої компенсації.

## **8. Розрахунок повітряних ліній на механічну міцність \1,3,7,8,12\**

### **8.1. Загальні зведення**

Механічна міцність повітряних ліній (ПЛ) – це здатність проводів, грозозахисних тросів і опор витримувати механічні навантаження, що виникають через власну вагу, ожеледних утворень, зміни температури й інших факторів. Механічна міцність ПЛ значною мірою впливає на надійність роботи електричної мережі. Це відноситься до міцності як проводів, так і опор.

Розраховуються: 1) механічні навантаження і сили, що діють на проводи і троси; 2) механічні напруги проводів і тросів у різних їхніх точках і при різних умовах роботи; 3) найбільші стріли прогину проводів і тросів. Причини пошкоджуваності ПЛ в основному зумовлюються наступними факторами: перенапругами (атмосферними і комутаційними), змінами температури навколишнього середовища, дією вітру, ожеледними утвореннями на проводах, вібрацією, «танцем» проводів, забрудненням повітря. Приведемо коротку характеристику перерахованих факторів.

Атмосферні перенапруги на лініях виникають через грозові явища. При таких короткочасних перенапругах часто виникають пробої ізоляційних проміжків, що супроводжується виникненням дуги, що підтримується і після перенапруги. Утворення дуги означає коротке замикання, тому місце ушкодження потрібно автоматично відключати.

Комутаційні (внутрішні) перенапруги виникають при включенні і відключенні вимикачів. Дія їх на ізоляцію мережних пристроїв аналогічна дії атмосферних перенапруг. Місце перенапруги також потрібно відключати автоматично. У мережах до 220 кВ більш небезпечні атмосферні перенапруги. У мережах 330 кВ і вище небезпечніше комутаційні перенапруги.

Зміни температури повітря досить великі, інтервал може бути від – 40 до +40°C. Крім того, провід ПЛ нагрівається струмом і при економічно доцільній потужності температура проводу на 2-5°C вище, ніж повітря. Зниження температури повітря збільшує припустиму по нагріванню температуру і струм проводу. Одночасно з цим при зниженні температури зменшується довжина проводу, що при фіксованих точках закріплення підвищує механічні напруги. Підвищення температури проводів приводить до їх отжигу і зниження механічної міцності. Крім того, при підвищенні температури проводу збільшуються стріли прогину. У результаті можуть бути порушені габарити й ізоляційні відстані, тобто знижена надійність роботи ПЛ.

Дія вітру приводить до появи додаткової горизонтальної сили. Отже – до додаткового механічного навантаження на проводи, троси й опори.



Ожеледні утворення на проводах виникають у результаті віддалення точки дощу і туману, а також снігу, паморозі й інших переохолоджених часток. Ожеледні утворення приводять до появи значного механічного навантаження на проводи, троси й опори у виді додаткових вертикальних сил. Це знижує запас міцності проводів, тросів і опор ліній. На окремих прольотах змінюються стріли прогину проводів, проводи зближаються, скорочуються ізоляційні відстані. У результаті ожеледних утворень виникають обриви проводів і поломки опор, зближення і схлистування проводів з перекриттям ізоляційних проміжків не тільки при перенапругах, але і при нормальній робочій напрузі.

Небезпечно для ПЛ забруднення повітря викликане присутністю часточок золи, цементного пилу, хімічних сполук (солей) і т.п. Осадження цих часточок на вологій поверхні ізоляційних ліній приводить до появи провідних каналів і до ослаблення ізоляції з можливістю її перекриття не тільки при перенапругах, але і при нормальній робочій напрузі. Забруднення через велику наявність солей у повітрі на узбережжі моря може привести до активного окислювання алюмінію і порушенню механічної міцності проводів.

У районах із сильною ожеледдю (III і вище) не застосовуються ПЛ із вертикальним розташуванням проводів. У місцевостях із забрудненим повітрям застосовуються ізолятори з більш розвиненою поверхнею. На морському узбережжі при виконанні ПЛ застосовуються проводи зі спеціальних сплавів алюмінію. Для захисту від вібрації застосовуються спеціальні віброгасники у виді вантажів, що підвішуються до проводів.

Велике значення має боротьба з ожеледними утвореннями. З усіх засобів боротьби з ожеледдю найбільш ефективна його плавка великим струмом. При плавці ожеледі температура проводу підвищується до такого значення, при якому розплавляються ожеледні утворення або стає можливим їхнє скидання. При плавці ожеледі або виробляється тимчасова зміна схеми електропостачання, при якому в даної ПЛ тече потрібний великий струм, або заздалегідь передбачається створення короткозамкненого кола. Застосування короткозамкнених схем вимагає тимчасового відключення відповідних ліній від загальної мережі. При цьому електропостачання споживачів повинне проводитися по інших тимчасових схемах або з використанням місцевих резервних джерел живлення.

Особливості розрахунку проводів і тросів на механічну міцність полягають у наступному: 1) ПЛ розраховуються виходячи з умов повторюваних не рідше 1 рази в 5-15 років; 2) механічні навантаження на ПЛ змінюються в дуже широких межах; 3) перетин проводів, як правило, визначається з електричного розрахунку. При проектуванні ПЛ не ставиться задача забезпечення їхньої надійної роботи при будь-яких кліматичних умовах. Розрахункові навантаження визначають, виходячи з поточних сполучень кліматичних умов, що спостерігаються не рідше 1 рази в останні 15 років для ПЛ 500 кВ, 10 років – для ПЛ 110-330 кВ і 5 років – для ПЛ 35 кВ і нижче. Це значить, що ПЛ 110-330 кВ проектують і споруджують так, що вони можуть ушкоджуватися при дуже рідких умовах, що повторюються в період більше 10 років (наприклад, при ураганних вітрах). Економічний збиток при таких рідких аваріях менше додаткових витрат, що потрібні були б для спорудження ПЛ, розрахованих на надійну роботу

в цих виняткових умовах. Проводи й опори ПЛ є під впливом механічних сил, що змінюються в дуже широких межах. Навантаження від ожеледі на провід у прольоті можуть мінятися від нуля до декількох тонн, температура повітря – від +40 до -40°C, вітер може бути відсутнім або мати ураганну силу. Розрахункові навантаження від вітру й ожеледі мають вірогідний характер і при визначенні використовуються результати статистичного аналізу.

## 8.2. Механічні навантаження на проводи і троси

На проводи і троси ПЛ діють механічні навантаження, спрямовані по вертикалі (від власної ваги й ожеледі) і по горизонталі (від вітру). У результаті в металі проводів виникають напруги від розтягання. При розрахунках на механічну міцність у якості вихідних даних використовуються питомі механічні навантаження на проводи.

Під питомим навантаженням розуміють рівномірно розподілене уздовж прольоту проводу механічне навантаження, віднесене до одиниці довжини і поперечного перерізу. Як правило, питоме навантаження виражається в ньютонах і відноситься до проводу довжиною 1 м і перетином 1 мм<sup>2</sup>.

Питоме навантаження від власної ваги проводу залежить від його матеріалу і дорівнює, Н/м<sup>3</sup>

$$\gamma_1 = g \frac{G_0}{F}$$

де  $G_0$  – маса 1 м проводу, кг/м;  $F$  – розрахунковий (дійсний) перетин проводу, який відрізняється від номінального перетину, що враховується при електричних розрахунках;  $g$  – прискорення сили тяжіння,  $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ .

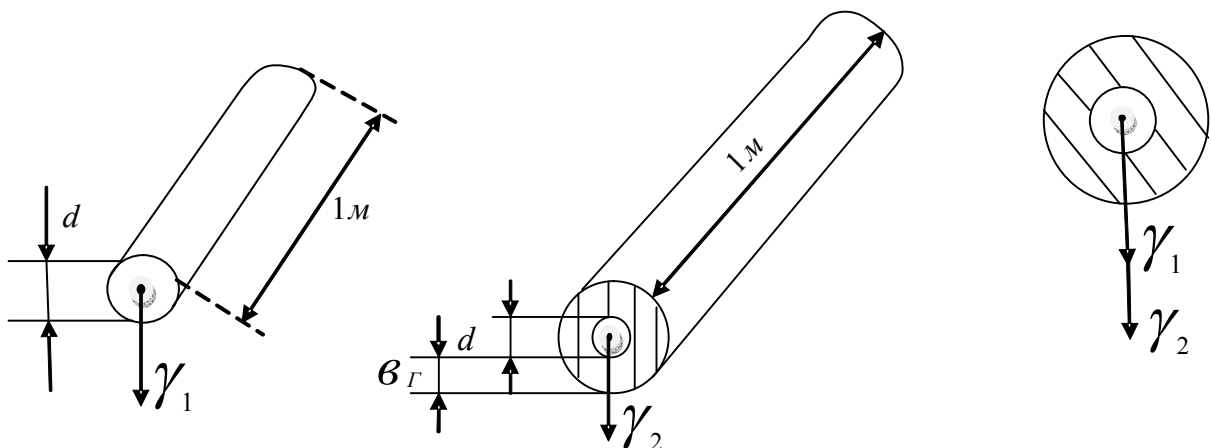


Рисунок 8.1 - Питомі навантаження:

- а) від ваги проводу; б) від ваги ожеледі;  
в) від ваги проводу й ожеледі.

Розглянемо питоме навантаження від ваги ожеледі. Під дією вітру, спрямованого поперек лінії, при температурі, близької до нуля, у початковій стадії утворення ожеледі відбувається одностороннє налипання опадів. Силою ваги цих опадів у середній частині прольоту провід скручується і налипання продовжується на інших його сторонах. У результаті, майже з усіх боків велика частина проводу покривається ожеледними утвореннями різної товщини і щільності.

Товщина цієї кірки може досягати декількох сантиметрів, щільність льоду змінюється в широких межах.

При визначенні навантаження від ваги ожеледі усі види зледеніння приводять до чистої ожеледі циліндричної форми з щільністю  $\rho_0=900 \text{ кг/м}^3$ . Приймають, що стінка ожеледі навколо проводу діаметром  $d$  має всюди однакову товщину  $b_r$ . Питоме навантаження від ваги ожеледі  $\gamma_2$  визначається як обсяг порожнього циліндра ожеледі, помножений на  $g\rho_0$  і ділений на перетин проводу  $F$ :

$$\gamma_2 = \frac{g\rho_0 \left[ \frac{\pi(d+2b_r)^2}{4} \right] - \frac{\pi d^2}{4}}{F} = \frac{g\rho_0 \pi b_r (d+b_r)}{F}$$

Визначимо питоме навантаження від власної ваги проводу і ваги ожеледі. Обидва навантаження  $\gamma_1$  і  $\gamma_2$  діють вертикально, тобто в одному напрямку, тому складаються арифметично

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2.$$

Питоме навантаження від тиску вітру на провід без ожеледі визначаються наступним виразом

$$\gamma_4 = \frac{\alpha K_\ell C_x Q d}{F} = \frac{\alpha K_\ell C_x V^2 d}{1,6F},$$

де  $V$  – швидкість вітру, м/с;  $Q = V^{2/1,6}$  – швидкісний напір вітру,  $\text{Н/м}^2 = \text{Па}$ ;  $\lambda$  – коефіцієнт нерівномірності швидкісного напору по прольоту ПЛ, рівний 1 при  $Q \leq 270 \text{ Па}$ ; 0,85 при 400 Па; 0,75 при 550 Па; 0,7 при  $Q=760 \text{ Па}$  і більш;  $K_\ell$  – коефіцієнт впливу довжини прольоту, рівний 1,2 при прольотах до 50 м; 1,1 при 100 м; 1 при 250 м і більш;  $C_x$  – аеродинамічний коефіцієнт лобового опору проводу, рівний 1,2 для проводів з діаметром менш 20 мм і для усіх проводів, покритих ожеледдю; 1,1 при діаметрі проводів 20 мм і більш і при відсутності ожеледі. При розрахунках ПЛ, що не проходять у гірській місцевості, напрямок навантаження від тиску вітру на провід приймається горизонтальним і перпендикулярним до траси лінії.

Питоме навантаження від тиску вітру на провід з ожеледдю визначається вираженням, аналогічним попередньому

$$\gamma_5 = \frac{\alpha K_\ell C_x Q (d+2b_r)}{F} = \frac{\alpha K_\ell C_x V^2 (d+2b_r)}{1,6F}.$$

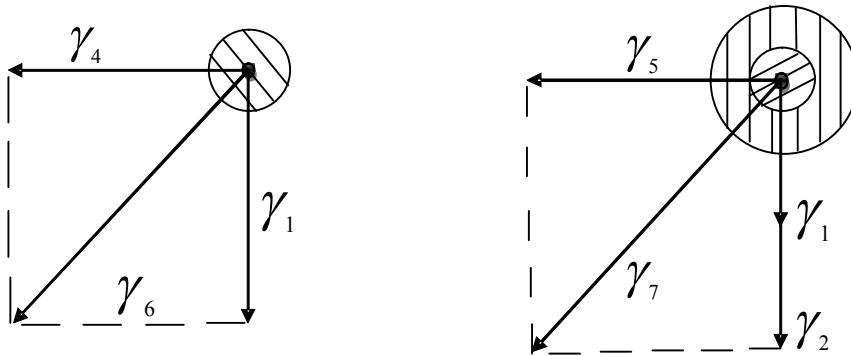
Результуюче питоме навантаження від ваги проводу і тиску вітру на провід без ожеледі дорівнює геометричній сумі діючих на провід вертикальної  $\gamma_1$  і горизонтальної  $\gamma_4$  навантажень

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}.$$

Результуюче питоме навантаження від тиску вітру, ваги проводу й ожеледі складає

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2}.$$

У залежності від розрахункових кліматичних умов кожна з двох результуючих питомих навантажень  $\gamma_6$  і  $\gamma_7$  може виявитися найбільшою по абсолютній величині.



Якщо відомі дійсний поперечний переріз проводу  $F$  і його довжина в прольоті  $L$ , то повна сила тяжіння проводу в прольоті  $T_i$ , обумовлена питомих навантаженням  $\gamma_i$ , визначається так

$$T_i = \gamma_i FL.$$

Довжина проводу в прольоті  $L$  дуже близька до довжини прольоту  $l$ . Звичайно  $L$  більше  $l$  на дуже малу величину (0,1 - 0,3%), тому у формулі можна  $L$  замінити на  $l$ , тобто

$$T_i = \gamma_i Fl.$$

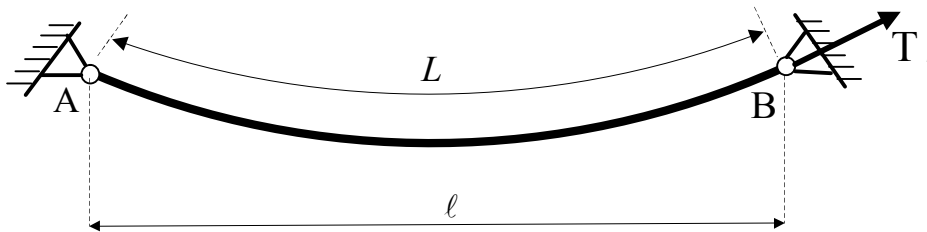


Рисунок 8.2 - Провід, підвішений у прольоті

**Приклад.** Визначити питомі навантаження на сталевалюмінієвий провід АС120/19 повітряної лінії напругою 110кВ. При розрахунку прийняти наступні умови: найбільший швидкісний напір вітру  $Q_{\max}=400\text{Па}$ ; товщина стінки ожеледі  $b_r = 15\text{мм}$ .

**Розв'язання.** Довідкові дані проводу наступні: для АС 120/19 розрахунковий перетин проводу  $F=118+18,8=136,8\text{мм}^2$ ; розрахунковий діаметр  $d= 15,2\text{мм}$ ; маса 1 км проводу 471 кг.

Питоме навантаження від маси проводу

$$\gamma_1 = \frac{9,81 \cdot 0,471}{136,8} \cdot 10^6 = 3,44 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 .$$

Питоме навантаження від ожеледі

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot 900 \cdot 3,14 \cdot 0,015(0,0152 + 0,015)}{136,8} \cdot 10^6 = 9,18 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$$

Питоме навантаження від маси проводу і маси ожеледі дорівнює

$$\gamma_3 = (3,44 + 9,18) \cdot 10^4 = 12,62 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$$

Визначимо питоме навантаження від тиску вітру на провід. Для  $Q=400\text{Па}$  буде  $\lambda = 0,85$ . Для діаметра проводу 15.2 мм  $C_x = 1.2$ ;  $K_1 = 1$ .

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 400 \cdot 0,0152}{136,8} \cdot 10^6 = 4,53 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$$

Питоме навантаження від тиску вітру на провід, покритий ожеледдю, визначимо відповідно до рекомендацій довідника з урахуванням швидкісного напору вітру  $Q = 0,25Q_{\text{max}} = 0,25 \cdot 400 = 100 \text{ Па}$ . Тоді  $\lambda = 1$ ,  $C_x = 1,2$ ,  $K_1 = 1$ .

$$\gamma_5 = \frac{1 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 100(15,2 + 30)}{136,8} \cdot 10^3 = 3,96 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$$

При відсутності ожеледі сумарне питоме навантаження на провід від його маси і тиску вітру дорівнює

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{3,44^2 + 4,53^2} \cdot 10^4 = 5,68 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$$

При наявності ожеледі сумарне питоме навантаження на провід від його маси, маси ожеледі і тиску вітру складе

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{12,62^2 + 3,96^2} \cdot 10^4 = 13,22 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$$

### 8.3. Стріла прогину проводу

Якщо провід, закріплений у двох точках на однаковій висоті, має рівномірно розподілене вертикальне навантаження, то цей провід провисає подібно однорідної важкої гнучкої нитки. Представлення проводу у виді гнучкої нитки відповідає трьом допущенням:

- 1) провід має ідеальну гнучкість, тобто не розтягується;
- 2) вага проводу рівномірно розподілена по його довжині;
- 3) на провід у будь-якій точці діє сила тяжіння  $T_c$ , спрямована по дотичній до кривої провисання проводу.

При великих відносинах довжини прольоту  $l$  до стріли прогину  $f$ , що відповідає дійсності, крива прогину проводу дуже близька до параболи виду

$$y = h + kx^2$$

При сполученні початку координат з найнижчою точкою прогину проводу, тобто думаючи  $h=0$ , рівняння параболи прийме вид

$$y = kx^2$$

Виходячи з цього рівняння і думаючи довжину проводу в прольоті приблизно рівній довжині прольоту ( $L=l$ ), виведемо формулу для розрахунку стріли прогину проводу.

Розглянемо рівновагу ділянки проводу ОС. На відрізках проводу в точках О та С діють постійні сили тяжіння  $T_E$  і  $T_C$ , а також вертикальне навантаження

$$G_{OC} = \gamma Fx.$$

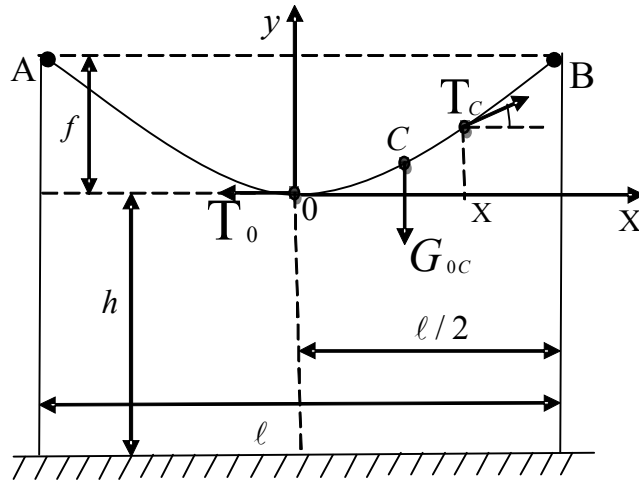


Рисунок 8.3 - Основні характеристики проводу в прольоті

Умови рівноваги відрізка проводу будуть дотримані, якщо сума проекцій усіх складових сил на осі  $x$  і  $y$  буде дорівнювати нулю

$$\sum x = 0 \quad \text{або} \quad -T_E + T_C \cos \alpha = 0; \quad T_E = T_C \cos \alpha;$$

$$\sum y = 0 \quad \text{або} \quad -\gamma Fx + T_C \sin \alpha = 0; \quad G_{0c} = \gamma Fx = T_C \sin \alpha$$

Розділивши другий вираз на перший, одержимо

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\gamma Fx}{T_0}$$

Виражаємо силу, що розтягує,  $T_E$  через напругу матеріалу проводу і перетин  $T_E$   $\sigma_0 = F$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\gamma Fx}{\sigma_0 F} = \frac{\gamma}{\sigma_0} X$$

Тангенс кута нахилу дотичної є перша похідна, тобто  $\operatorname{tg} \alpha = \frac{dy}{dx}$ .

$$\frac{dy}{dx} = \frac{\gamma}{\sigma_0} X \quad \Rightarrow \quad y = \frac{\gamma}{\sigma_0} \int x dx = \frac{\gamma}{\sigma_0} \frac{x^2}{2}; \quad y = \frac{\gamma}{\sigma_0} \frac{x^2}{2}.$$

Поклавши в останньому виразі  $x = \ell/2$ , одержимо стрілу прогину проводу для прольоту

$$f = \frac{\gamma}{\sigma_0} \frac{\ell^2}{8} = \frac{\gamma \ell^2}{8 \sigma_0}, \quad (1)$$

де  $\gamma$  – питоме навантаження на провід при даних кліматичних умовах;  $\sigma_0$  – напруга в нижчій точці проводу при питомому навантаженні  $\gamma$  і тих же кліматичних умовах;  $\ell$  - довжина прольоту.

Напруга в матеріалі проводу по його довжині неоднакова в різних точках прольоту. У нижчій точці прогину проводу воно найменше  $\sigma_0$ , а в точках за-

кріплення проводу на опорі воно під впливом вертикальних навантажень проводу на ділянках ОА або ОВ досягає найбільшої величини. У прольотах нормальної довжини різниця між  $\sigma_A$ ,  $\sigma_B$ ,  $\sigma_O$  дуже мала – не більше 0,3% - і нею звичайно зневажають, використовуючи для розрахунків дані по напрузі в нижчій точці прогину проводу  $\sigma_O$ . Але при дуже великих прольотах (порядку 500м і більш) необхідно враховувати різницю між  $\sigma_A$ ,  $\sigma_B$  и  $\sigma_O$ . У цьому випадку користаються формулою

$$\sigma_A, \sigma_B = \sigma_{\text{ПРО}} + \gamma f.$$

#### 8.4. Довжина проводу

При описі кривої провисання проводу рівнянням параболи довжину провисаючого проводу можна визначити як довжину параболи. Для цього скористаємося формулою диференціала дуги для параболи

$$d = \sqrt{(dx)^2 + (dy)^2} = dx \sqrt{1 + (dy/dx)^2}$$

Відповідно до бінома Ньютона розкладемо цей вираз в ряд

$$\sqrt{1 + (dy/dx)^2} = 1 + \frac{(dy/dx)^2}{2} - \frac{(dy/dx)^4}{8} + \dots$$

Тому що крива провисання проводу дуже положиста (для неї  $(dy/dx)^2 \ll 1$ ), то можна обмежитися двома першими членами ряду. При цьому

$$d = \left[ 1 + \frac{(dy/dx)^2}{2} \right] dx.$$

Довжина проводу в межах від  $x_1$  до  $x_2$

$$L = \int_{x_1}^{x_2} dx + \frac{1}{2} \int_{x_1}^{x_2} (dy/dx)^2 dx$$

При сполученні початку координат з найнижчою точкою проводу й описі рівняння кривої провисання у виді параболи  $y = \frac{\gamma}{2\sigma_0} x^2$ , перша похідна

$$\frac{dy}{dx} = \frac{\gamma}{2\sigma_0} 2x = \frac{\gamma}{\sigma_0} x,$$

а довжина проводу буде

$$L = \int_{x_1}^{x_2} dx + \frac{1}{2} \frac{\gamma^2}{\sigma_0^2} \int_{x_1}^{x_2} x^2 dx = \left( x + \frac{\gamma^2 x^3}{6\sigma_0^2} \right)_{x_1}^{x_2}$$

Якщо точки підвісу проводу знаходяться на однаковій висоті, то довжина його однієї гілки в межах від нуля до  $\ell/2$ , наприклад гілки ОА

$$L_{OA} = \frac{\ell}{2} + \frac{\gamma^2 \ell^3}{48\sigma_0^2}.$$

Довжина всього провисаючого проводу між точками підвісу А и В буде в 2 рази більше

$$L = \ell + \frac{\gamma^2 \ell^3}{24\sigma_0^2} \quad (2)$$

Якщо з виразу (1) підставити значення  $\frac{\gamma}{\sigma_0} = \frac{8f}{\ell^2}$  то формула для визначення довжини проводу в прольоті прийме вид:

$$L = \ell + \frac{\ell^3}{24} \frac{64f^2}{\ell^4} = \ell + \frac{8f^2}{3\ell} \quad (3)$$

Вирази (2) і (3) представляють відоме рівняння довжини дуги параболи. Використання рівняння параболи (1) відповідає допущенню, фізичний зміст якого в тім, що питоме навантаження  $\gamma$  рівномірно розподілене по довжині прольоту, а не по довжині проводу.

Довжина проводу в прольоті відрізняється від довжини прольоту менш чим на 0,1%, що вказує на правомірність допущення при визначенні стріл прогину і довжин проводів.

Приклад. Визначити стрілу прогину і довжину проводу А-95 у прольоті довжиною  $\ell=140\text{м}$ , прийнявши механічну напругу при розтяганні в нижчій точці проводу  $\sigma_0 = 40\text{Мпа}$ .

Розв'язання. З довідника знаходимо для проводу А-95 його технічні дані: розрахунковий перетин  $F=92,4\text{мм}^2$ ; маса 1 км проводу 252кг.

Питоме навантаження від маси проводу буде

$$\gamma_1 = \frac{gG_0}{F} = \frac{9,81 \cdot 0,252}{92,4} \cdot 10^6 = 2,67 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$$

Стріла прогину, відповідно до виразу (1), складає

$$f = \frac{\gamma_1 \ell^2}{8\sigma_0} = \frac{2,67 \cdot 10^4 \cdot 140^2}{8 \cdot 40 \cdot 10^6} = 1,63 \text{ м}$$

Довжину проводу в прольоті знаходимо за формулою (3)

$$L = \ell + \frac{8f^2}{3\ell} = 140 + \frac{8 \cdot 1,63^2}{3 \cdot 140} = 140,051 \text{ м.}$$

Таким чином, довжина проводу в прольоті відрізняється від довжини прольоту усього на 0,036%.

Напруга в проводі в точках закріплення його на опорах

$$\sigma_A = \sigma_B = \sigma_0 + \gamma_1 f = 40 \cdot 10^6 + 2,67 \cdot 1,63 \cdot 10^4 = 40,043 \cdot 10^6 \text{ Па,}$$

тобто відрізняється від розрахункового  $\sigma_0$  (більше його) усього на 0,11%.

## 8.5. Рівняння стану проводу

Розрахунок ПЛ за умовами механічної міцності включає визначення напруг проводів при різних умовах їхньої роботи. Якщо змінюються кліматичні умови, то змінюються питомі навантаження  $\gamma$ , температура проводу  $\theta$  і напруга в його матеріалі  $\sigma$ .



Для визначення  $\sigma$  при різних кліматичних умовах використовують рівняння стану проводу. Це рівняння стану зв'язує  $\sigma$ ,  $\theta$ ,  $\gamma$  при двох різних кліматичних умовах.

Позначимо перші умови індексом  $m$ , а другі –  $n$ . За допомогою рівняння стану можна по заданих вихідних умовах  $\gamma_m$ ,  $\sigma_m$ ,  $\theta_m$  визначити напругу в матеріалі проводу  $\sigma_n$  при нових умовах, що змінилися  $\gamma_n$ ,  $\theta_n$ . Позначимо довжину проводу при умовах  $m$  через  $L_m$ . При зміні температури від  $\theta_m$  до  $\theta_n$  довжина проводу зміниться на величину

$$\Delta L_1 = L_m \alpha (\theta_n - \theta_m), \quad (4)$$

де  $\alpha$  – температурний коефіцієнт лінійного розширення матеріалу проводу,  $\text{град}^{-1}$ .

При зміні напруги в матеріалі проводу від  $\sigma_m$  до  $\sigma_n$  довжина проводу відповідно до закону Гука зміниться на величину

$$\Delta L_2 = \frac{L_m}{E} (\sigma_n - \sigma_m), \quad (5)$$

де  $E$  – модуль пружності проводу, Па.

Нова довжина проводу  $L_n$  при умовах  $n$

$$L_n = L_m + \Delta L_1 + \Delta L_2. \quad (6)$$

Підставимо в останнє рівняння довжини проводу  $L_n$  і  $L_m$ , визначені по виразу (2), а зміни довжини проводу  $\Delta L_1$  і  $\Delta L_2$  – по виразах (4) і (5), і одержимо

$$\begin{aligned} \ell + \frac{\gamma_n^2 \ell^3}{24\sigma_n^2} &= \ell + \frac{\gamma_m^2 \ell^3}{24\sigma_m^2} + L_m \alpha (\theta_n - \theta_m) + \frac{L_m}{E} (\sigma_n - \sigma_m). \\ \frac{\gamma_n^2 \ell^3}{24\sigma_n^2} &= \frac{\gamma_m^2 \ell^3}{24\sigma_m^2} + L_m \alpha (\theta_n - \theta_m) + \frac{L_m}{E} (\sigma_n - \sigma_m). \end{aligned}$$

В останнім рівнянні і надалі маються на увазі напруги проводу в нижчій точці прогину. З огляду на те, що довжина прогину проводу  $L_m$  дуже мало відрізняється від довжини прольоту  $\ell$ , замінимо в останнім виразі  $L_m$  на  $\ell$  і одержимо рівняння стану проводу в прольоті

$$\begin{aligned} \frac{\gamma_n^2 \ell^2}{24\sigma_n^2} &= \frac{\gamma_m^2 \ell^2}{24\sigma_m^2} + \alpha (\theta_n - \theta_m) + \frac{1}{E} (\sigma_n - \sigma_m); \\ \sigma_n - \frac{E\gamma_n^2 \ell^2}{24\sigma_n^2} &= \sigma_m - \frac{E\gamma_m^2 \ell^2}{24\sigma_m^2} - \alpha E(\theta_n - \theta_m). \quad (7) \end{aligned}$$

При відомих кліматичних умовах  $m$ , тобто при відомих  $\gamma_m$ ,  $\sigma_m$ ,  $\theta_m$  рівняння стану проводу є кубічним щодо невідомого  $\sigma_n$  для заданих нових кліматичних умов  $\gamma_n$ ,  $\theta_n$

$$\sigma_n - \frac{A}{\sigma_n^2} = B; \quad \sigma_n^3 - B \sigma_n^2 - A = 0,$$

де  $A$  і  $B$  – числові коефіцієнти, що виходять при підстановці в (7) усіх п'ятьох зазначених вище відомих величин  $\gamma_m$ ,  $\sigma_m$ ,  $\theta_m$ ,  $\gamma_n$ ,  $\theta_n$ .

Звичайно в якості відомих кліматичних умов  $m$  у (7) вибираються такі, при яких напруга в матеріалі проводу  $\sigma_m$  є найбільшою. Ця найбільша напруга приймається рівною припустимій –  $[\sigma]$ . Підставивши в праву частину (7) до-

пустиме напруження  $[\sigma]$ , а також відповідну йому питоме навантаження  $\gamma[\sigma]$  і температуру  $\theta[\sigma]$ , можна з (7) знайти напруга проводу в умовах монтажу ПЛ.

Визначивши  $\sigma_n$ , по виразу (1) можна знайти стрілу прогину, що буде в умовах монтажу при  $\theta_n$  і  $\gamma_n$ . Саме так для різних значень температури  $\theta_n$  будуть монтажні криві.

Монтажні криві визначають значення найбільшої стріли прогину при монтажі в залежності від зміни температури.

### 8.6. Критична довжина прольоту

Найбільші напруги в однорідному монометалічному проводі можуть виникнути в наступних кліматичних умовах:

- 1) при найбільшому навантаженні;
- 2) при найменшій температурі повітря.

Найбільше навантаження виникає при ожеледі з вітром. Розрахункова температура при ожеледі дорівнює  $-5^\circ\text{C}$ . Найменша температура  $-40^\circ\text{C}$ , при цьому немає ожеледі і вітру і на провід діє тільки питоме навантаження від його ваги  $\gamma_1$ . При низькій температурі провід стискається, і в ньому виникають великі напруги. Як впливає з рівняння стану проводу, вплив температури і навантаження на напругу в проводі залежить в основному від довжини прольоту. Щоб визначити, при якому прольоті більше позначається вплив температури, а при якому – вплив навантаження, розглянемо межі зміни напруги при зміні довжини прольоту і сталості  $\sigma_0$ , використовуючи рівняння стану проводу (7).

Перший випадок – для малих прольотів, коли в межі  $\ell=0$ . Підставимо значення  $\ell=0$  у рівняння стану проводу (7) і, спростивши його, одержимо

$$\sigma = \sigma_0 - \alpha E (\theta - \theta_0). \quad (8)$$

З рівняння (8) випливає, що при малих прольотах лінії напруга в проводі залежить від температури навколишнього середовища і приймає найбільше значення при мінімальній температурі.

Другий випадок для великих прольотів, коли в межі  $\ell=\infty$ . Розділимо рівняння стану проводу на  $\ell^2$  і, спростивши його, одержимо:

$$\frac{\sigma}{\ell^2} - \frac{E\gamma^2}{24\sigma^2} = \frac{\sigma_0}{\ell^2} - \frac{E\gamma_0^2}{24\sigma_0^2} - \alpha E (\theta - \theta_0) / \ell^2.$$

При  $\ell \rightarrow \infty$  буде

$$\frac{E\gamma^2}{24\sigma^2} = \frac{E\gamma_0^2}{24\sigma_0^2} \Rightarrow \sigma = \frac{\gamma}{\gamma_0} \sigma_0, \quad (9)$$

тобто при великих прольотах напруга в проводі залежить головним чином від навантаження  $\gamma$ . При малих прольотах на напругу в проводі більше впливає температура, а при великих прольотах – навантаження.

Проліт, при якому вплив температури і навантаження на напругу однаковий, називається критичним. Цей проліт можна знайти з рівняння стану проводу, якщо підставити в нього відомі значення найнижчої температури  $\theta_{\min}$  при навантаженні  $\gamma_{\min} = \gamma_1$  і найбільшому навантаженню  $\gamma_{\max} = \gamma_7$ , що відповідає те-

температурі утворення ожеледі  $\theta_r$  ( $-5^\circ\text{C}$ ), вважаючи напруги в проводі при цих умовах однаковими і рівними припустимому значенню  $\sigma_{\theta_{\min}} = \sigma_{\theta_r} = \sigma_{\text{доп}}$ . При зазначених умовах рівняння стану проводу прийме вид

$$\sigma_{\text{доп}} - \frac{E\gamma_1^2 \ell_{\text{кр}}^2}{24\sigma_{\text{доп}}^2} = \sigma_{\text{доп}} - \frac{E\gamma_7^2 \ell_{\text{кр}}^2}{24\sigma_{\text{доп}}^2} - \alpha E(\theta_{\min} - \theta_r)$$

Розв'язано це рівняння щодо змінної  $\ell_{\text{кр}}$ .

$$\frac{\gamma_1^2 \ell_{\text{кр}}^2}{24\sigma_{\text{доп}}^2} = \frac{\gamma_7^2 \ell_{\text{кр}}^2}{24\sigma_{\text{доп}}^2} - \alpha(\theta_r - \theta_{\min});$$

$$\sqrt{\frac{24\alpha\sigma_{\text{доп}}^2(\theta_r - \theta_{\min})}{\gamma_7^2 - \gamma_1^2}} = \ell_{\text{кр}} \Rightarrow \ell_{\text{кр}} = \sigma_{\text{доп}} \sqrt{\frac{24\alpha(\theta_r - \theta_{\min})}{\gamma_7^2 - \gamma_1^2}}. \quad (10)$$

Якщо заданий проліт менше критичного, то максимальна напруга в проводі буде при нижчій температурі навколишнього повітря  $\theta_{\min}$  і питомому навантаженню  $\gamma_1$ . Якщо заданий проліт більше критичного, то максимальна напруга в проводі буде при найбільшому питомому навантаженню  $\gamma_7$  і температурі  $\theta_m$ .

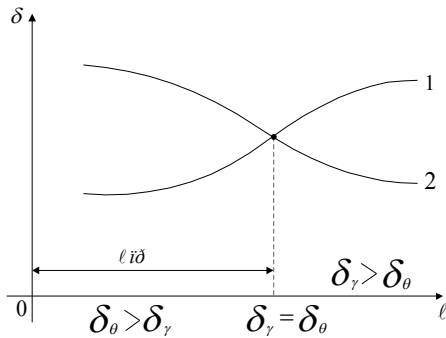


Рисунок 8.4 - Залежність напруги в проводі від довжини прольоту.

Залежність 1 напруги проводу  $\sigma_\gamma$  при найбільшому навантаженні.

Залежність 2 напруги проводу  $\sigma_\theta$  при найменшій температурі.

## 8.7. Критична температура

Розрахунок ПЛ за умовами механічної міцності включає визначення найбільшої стріли прогину проводу. Найбільші стріли прогину можуть виникнути в наступних кліматичних умовах:

- 1) при найбільшій температурі повітря;
- 2) при ожеледі без вітру.

При найбільшій розрахунковій температурі  $\theta_{\max} = +40^\circ\text{C}$  немає вітру і провід випробує навантаження тільки від своєї ваги, але через температурне подовження стріла прогину велика. При ожеледі без вітру на провід діє навантаження від ваги проводу й ожеледі при температурі утворення ожеледі  $-5^\circ\text{C}$ . На перший погляд, стріла прогину при найбільшому питомому навантаженню  $\gamma_7$  (ожеледь з вітром) більше, ніж при ожеледі без вітру  $\gamma_3$ . Дійсно, відповідно до (1) прогин проводу при  $\gamma_7$  більше, ніж при  $\gamma_3$ . Однак,  $\gamma_7$  — це відхилене вітром положення проводу  $f_7$ , а не стріла прогину у вертикальній площині  $f_3$ . Проекція  $f_7$  на вертикальну площину  $f_7$  менше, ніж  $f_3$ . Тому навантаження для  $\gamma_3$  небезпечніше, ніж  $\gamma_7$  з погляду виникнення найбільшої стріли прогину у вертикальній площині.

З'ясувати, при якому з двох умов буде найбільша стріла прогину – при найбільшій температурі або при ожеледі без вітру – можна за допомогою так названої критичної температури. При критичній температурі провід при навантаженні власною вагою  $\gamma_1$  буде мати ту ж стрілу прогину, що і при ожеледі без вітру  $\gamma_3$ . При критичній температурі  $f_{\theta_{кр}} = f_3$ .

При ожеледі без вітру стріла прогину дорівнює:

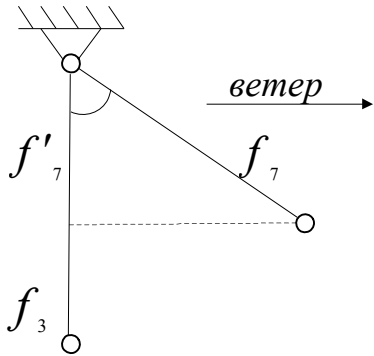


Рисунок 8.5 - Відхилене вітром положення проводу і стріла прогину у вертикальній площині

$$f_3 = \frac{\gamma_3 \ell^2}{8\sigma_3}$$

При критичній температурі стріла прогину дорівнює

$$f_{\theta_{кр}} = \frac{\gamma_1 \ell^2}{8\sigma_1}$$

З цих виразів випливає

$$\frac{\gamma_3 \ell^2}{8\sigma_3} = \frac{\gamma_1 \ell^2}{8\sigma_1} \Rightarrow \frac{\gamma_3}{\sigma_3} = \frac{\gamma_1}{\sigma_1} \Rightarrow \sigma_1 = \frac{\gamma_1}{\gamma_3} \sigma_3.$$

Підставляємо отриманий вираз в рівняння стану проводу (7). Як умови  $n$  приймаємо  $\gamma_1$ ,  $\theta_{окр}$ ,  $\sigma_1$ , а як умови  $m$  – значення  $\gamma_3$ ,  $\theta_{г}$ ,  $\sigma_3$ . Далі випливає

$$\sigma_1 - \frac{E\gamma_1^2 \ell^2}{24\sigma_1^2} = \sigma_3 - \frac{E\gamma_3^2 \ell^2}{24\sigma_3^2} - \alpha E(\theta_{кр} - \theta_{г});$$

$$\frac{\gamma_1}{\gamma_3} \sigma_3 - \frac{E\gamma_1^2 \ell^2}{24\sigma_1^2} = \sigma_3 - \frac{E\gamma_1^2 \ell^2}{24\sigma_1^2} - \alpha E(\theta_{кр} - \theta_{г});$$

$$\alpha E(\theta_{кр} - \theta_{г}) = \sigma_3 \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right);$$

$$\theta_{кр} = \theta_{г} + \frac{\sigma_3}{\alpha E} \left(1 - \frac{\gamma_1}{\gamma_3}\right). \quad (11)$$

Якщо найбільша температура повітря в даній місцевості  $\theta_{нб}$  більше критичної, то найбільша стріла прогину буде при  $\theta_{нб}$ , а не при ожеледі без вітру. Якщо найбільша температура повітря менше критичної, то найбільша стріла прогину ПЛ у даній місцевості буде при ожеледі без вітру, а не при найбільшій температурі.

## 8.8. Розрахунок однорідних (монометаличних) проводів

Межа міцності при розтяганні  $\sigma_n$  – це найбільша напруга розтягання, що провід витримує, не руйнуючись. Допустиме напруження  $[\sigma]$  приймається значно менше, ніж межа міцності проводу при розтяганні  $\sigma_n$ , тобто  $[\sigma] \leq \sigma_n / n$ , де  $n$  – коефіцієнт запасу міцності.

При розрахунку ПЛ перевіряється найбільша напруга проводу, що повинна бути не більше, ніж допустиме напруження  $[\sigma]$  при найбільшому навантаженні або найменшій температурі. Крім найбільшої напруги розраховується напруга в проводі при середньорічних умовах  $\sigma_{cr}$ , тобто при середньорічній температурі  $\theta_{cr}$  і питомому навантаженню від ваги  $\gamma_1$ . Напруга  $\sigma_{cr}$  повинна бути не більше, ніж припустиме при середньорічній температурі  $[\sigma]_{cr}$ . Ці значення приводяться в таблицях. Умова  $\sigma_{cr} \leq [\sigma]_{cr}$  гарантує запобігання зносу матеріалу проводу від втоми через вібрації в ньому. При обтіканні проводу повітряним потоком виникає складова тиску вітру, спрямована то нагору, то вниз. Відбувається вібрація проводу. На напругу розтягання матеріалу накладається додаткова знакозмінна напруга вигину. Це приводить до втоми матеріалу. Межа втоми – це найбільша напруга, що витримує провід, не руйнуючись при знакозмінних навантаженнях. Для того, щоб не відбувалися злами дротів проводу, результуюча напруга, рівна сумі напруг тяжіння і вигину, повинна бути менше межі втоми. Значення  $[\sigma]_{cr}$  менше, ніж межа втоми з урахуванням коефіцієнта запасу. Межа втоми менша межі міцності при розтяганні і  $[\sigma]_{cr}$  менше, ніж  $[\sigma]$ .

Таким чином, напруги проводу розраховують для трьох умов:

- 1) найбільшого питомого навантаження  $\gamma_{нб}$ ;
- 2) найменшої температури повітря  $\theta_{нм}$ ;
- 3) середньорічних умов  $\theta_{cr}$  і  $\gamma_1$ .

Для запобігання або зниження вібрацій до проводів підвішуються гасителі вібрації або петлі, що демпфують, із проводу тієї ж марки.

**Приклад.** Зробити механічний розрахунок проводу А-70 для лінії напругою 35кВ, що проходить у місцевості з кліматичними умовами, що повторюються один раз у 5 років: вища температура  $\theta_{max} = +40^\circ\text{C}$ ; нижча температура  $\theta_{min} = -40^\circ\text{C}$ ; середньорічна (експлуатаційна) температура  $\theta_s = -5^\circ\text{C}$ ; максимальний швидкісний напір вітру  $Q = 400\text{Н/м}^2$ ; товщина стінки ожеледі на проводах  $b = 10\text{мм}$ ; температура повітря при ожеледі  $\theta_r = -5^\circ\text{C}$ . У результаті розрахунку скласти монтажні таблиці при зміні температури від  $-40^\circ\text{C}$  до  $+40^\circ\text{C}$  без урахування вітру й ожеледі.

**Розв'язання.** Довідкові дані проводу А-70: розрахунковий перетин  $F = 69,2\text{мм}^2$ ; маса 1км проводу 189кг; граничний опір при розриві  $\sigma_n = 150\text{МПа}$ ; модуль пружності  $E = 63 \cdot 10^{-6}$  град $^{-1}$ ; температурний коефіцієнт лінійного розширення  $\alpha = 23 \cdot 10^{-6}$  град $^{-1}$ . Відомо, що довжина прольоту між опорами дорівнює  $l = 150\text{м}$ , діаметр проводу  $d = 10,7\text{мм}$ .

- 1) Питомі навантаження проводу.

Питоме навантаження від маси проводу

$$\gamma_1 = \frac{9,81 \cdot 0,189}{69,2} = 0,0268 \text{ МН/м}^3$$

Питоме навантаження від ожеледі

$$\gamma_2 = \frac{9,81 \cdot 900 \cdot 3,14 \cdot 0,0107 \cdot (0,0107 + 0,01)}{69,2} = 0,0887 \text{ МН/м}^3$$

Питоме навантаження від маси проводу і маси ожеледі:

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 0,0268 + 0,0887 = 0,1155 \text{ МН/м}^3$$

Питоме навантаження від тиску вітру на провід:

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 400 \cdot 0,0107}{69,2} = 0,0631 \text{ МН/м}^3$$

Питоме навантаження від тиску вітру на провід, покритий ожеледдю:

$$\gamma_5 = \frac{1 \cdot 1 \cdot 1,2 \cdot 100(0,0107 + 0,02)}{69,2} = 0,0532 \text{ МН/м}^3$$

При відсутності ожеледі сумарне питоме навантаження на провід від його маси і тиску вітру:

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{0,0268^2 + 0,0631^2} = 0,0685 \text{ МН/м}^3$$

При наявності ожеледі сумарне питоме навантаження на провід від його маси, маси ожеледі і тиску вітру складає

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{0,1155^2 + 0,0532^2} = 0,127 \text{ МН/м}^3$$

2) З довідника випливає, що допустиме напруження в проводі

$$\sigma_{\text{доп}} = 0,5 \sigma_{\text{п}} = 0,5 \cdot 150 = 75 \text{ МПа}$$

3) Знаходимо критичний проліт

$$\ell_{\text{кр}} = \sigma_{\text{доп}} \sqrt{\frac{24\alpha(\theta_r - \theta_{\text{min}})}{\gamma_7 - \gamma_1}} = 75 \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot 23 \cdot 10^{-6}(-5 - (-40))}{0,127^2 - 0,0268^2}} = 86,5 \text{ м}$$

Тому що заданий проліт 150м більше критичного прольоту, то напруга в проводі, рівна  $\sigma_{\text{доп}}$ , буде спостерігатися при температурі  $-5^\circ\text{C}$  и ожеледі з вітром, а не при температурі  $-40^\circ\text{C}$ . При всіх інших умовах напруга в проводі А-70 буде виходити менше припустимої.

4) Визначимо максимальну стрілу прогину проводу. Вона може бути:

а) при вищій температурі  $+40^\circ\text{C}$ ; б) при ожеледі  $-5^\circ\text{C}$ .

$$\sigma_{+40} - \frac{E\gamma_1^2\ell^2}{24\sigma_{+40}^2} = \sigma_{\text{доп}} - \frac{E\gamma_7^2\ell^2}{24\sigma_{\text{доп}}^2} - \alpha E (\theta_{\text{max}} - \theta_r)$$

$$\sigma_{+40} - \frac{150^2 \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot 0,0268^2}{24\sigma_{+40}^2} = 75 - \frac{150^2 \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot 0,127^2}{24 \cdot 75^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3 (40 - (-5))$$

Приходимо до рівняння

$$\sigma_{+40} - \frac{44810}{\sigma_{+40}^2} + 151 = 0$$

При розв'язанні одержуємо

$$\sigma_{+40} = 16,4 \text{ МПа}$$

Стріла прогину при  $+40^\circ\text{C}$  буде

$$f_{+40} = \frac{\gamma_1 \ell^2}{8\sigma_{+40}} = \frac{0,0268 \cdot 150^2}{8 \cdot 16,4} = 4,7 \text{ м}$$

б) Надходячи аналогічно, знайдемо для ожеледі без вітру при температурі  $-5^\circ\text{C}$  напруга в проводі

$$\sigma_3 - \frac{E\gamma_3^2\ell^2}{24\sigma_3^2} = \sigma_{\text{доп}} - \frac{E\gamma_7^2\ell^2}{24\sigma_{\text{доп}}^2} - \alpha E (\theta_{\Gamma} - \theta_{\Pi})$$

$$\sigma_3 - \frac{150^2 \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot 0,1155^2}{24\sigma_3^2} = 75 - \frac{150^2 \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot 0,127^2}{24 \cdot 75^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3 (-5 - (-5))$$

$$\sigma_3 - \frac{737875}{\sigma_3^2} + 86 = 0$$

Розв'язання буде таким:  $\sigma_3 = 69 \text{ МПа}$ .

Стріла прогину при ожеледі без вітру:

$$f_3 = \frac{\gamma_3 \ell^2}{8\sigma_3} = \frac{0,1155 \cdot 150^2}{8 \cdot 69} = 4,56 \text{ м}$$

Порівнюючи значення  $f_{+40}$  і  $f_3$ , бачимо, що максимальна стріла прогину, рівна 4.7м, буде при вищій температурі  $+40^\circ\text{C}$ .

До цього ж висновку можна прийти, визначаючи критичну температуру за формулою (11):

$$Q_{\text{кр}} = -5 + \frac{69}{23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3} \left(1 - \frac{0,0268}{0,1155}\right) = 31^\circ\text{C}.$$

Тому що вища температура  $+40^\circ\text{C}$  більше критичної температури  $+31^\circ\text{C}$ , то максимальна стріла прогину виникне при  $+40^\circ\text{C}$ .

5) Визначимо напругу в проводі при середньорічній температурі  $\theta_3$  і при відсутності зовнішніх навантажень (ожеледь, вітер). З цією метою вирішимо рівняння стану проводу виду

$$\sigma_3 - \frac{E\gamma_1^2\ell^2}{24\sigma_3^2} = \sigma_{\text{доп}} - \frac{E\gamma_7^2\ell^2}{24\sigma_{\text{доп}}^2} - \alpha E (\theta_3 - \theta_{\Gamma})$$

$$\sigma_3 - \frac{150^2 \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot 0,0268^2}{24\sigma_3^2} = 75 - \frac{150^2 \cdot 63 \cdot 10^3 \cdot 0,127^2}{24 \cdot 75^2} - 23 \cdot 10^{-6} \cdot 63 \cdot 10^3 (-5 - (-5))$$

$$\sigma_3 - \frac{44810}{\sigma_3^2} + 86 = 0$$

Після розв'язання одержимо:

$$\sigma_3 = 20,4 \text{ МПа}$$

Відповідно до довідкових зведень, необхідно, щоб напруга в проводі при середньорічній температурі  $\theta_3$  не перевищувала 30% її граничного опору  $\sigma_{\Pi}$ . У нашому випадку будемо мати:

$$\sigma_3 \% = \frac{20,4}{150} \cdot 100\% = 13,6\% = \frac{\sigma_3}{\sigma_{\Pi}} \cdot 100\%, \quad \text{що припустимо.}$$

б) Складання монтажної таблиці.

Оскільки провід монтується у дні, коли немає ні ожеледі, ні сильного вітру, то при розрахунку монтажних стріл прогину в рівнянні стану проводу враховують залежність напруги проводу тільки від зміни температури навколишнього середовища (повітря).

Чисельні значення величин для монтажних таблиць одержують, знаходячи напругу в проводі по рівняннях стану проводу в прольоті при різних температурах. При цьому вирішують рівняння:

$$\sigma - \frac{E\gamma_1^2\ell^2}{24\sigma^2} = \sigma_{\text{доп}} - \frac{E\gamma_7^2\ell^2}{24\sigma_{\text{доп}}^2} - \alpha E (\theta - \theta_{\Gamma})$$

Температуру  $\theta$  беруть у діапазоні від  $\theta_{\min} = -40^\circ\text{C}$  до  $\theta_{\max} = +40^\circ\text{C}$  с кроком у десять градусів. Всі інші величини в рівнянні залишаються без зміни. Однак, права частина рівняння змінюється так, як змінюється температура  $\theta$ . Отже корінь рівняння  $\sigma$  теж буде змінюватися. Через це змінюється стріла прогину  $f$  і сила тяжіння проводу  $T = \sigma \cdot F$ .

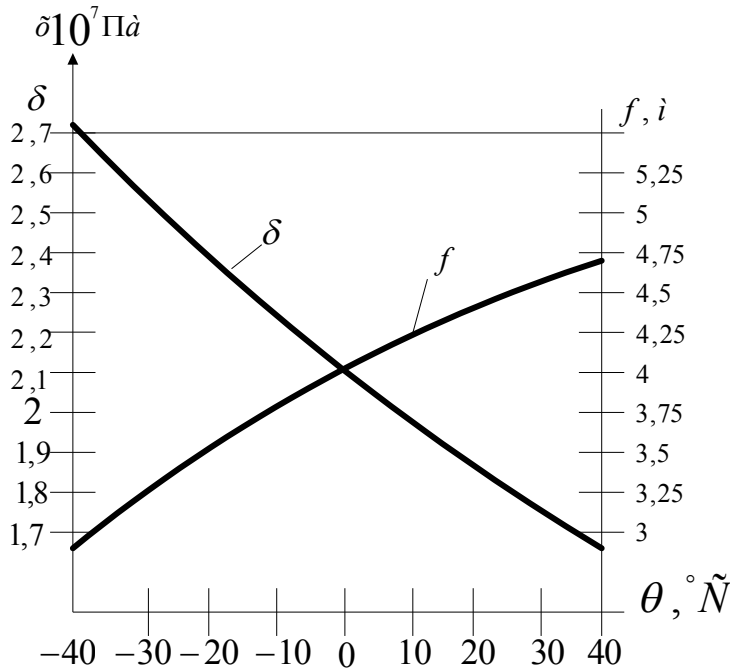


Рисунок 8.6 - Монтажні криві

Монтажна таблиця

Температура $\theta$ , $^\circ\text{C}$	Напруга в провіді $\delta$ , МПа	Тяжіння проводу $T$ , МН	Стріла прогину $f$ , м
-40	27,3	1895	2,81
-30	24,5	1695	3,13
-20	22,7	1570	3,38
-10	21,1	1460	3,64
0	20,45	1415	3,75
+10	19,9	1378	3,86
+20	18,75	1298	4,09
+30	17,91	1240	4,28
+40	16,4	1135	4,7

Граничний опір при розриві  $\sigma_{\text{п}}$  для будь-якого проводу знаходиться за формулою:

$$\sigma_{\text{п}} = R/F,$$

де  $R$  – розривне зусилля, Н;  $F$  – сумарна площа перетину дротів, що складають провід,  $\text{мм}^2$ . Наприклад, для проводу А-70 по довіднику знаходимо:  $R = 10850\text{Н}$ ;  $F = 69,2\text{мм}^2$ . Тоді



$$\sigma_{\text{п}} = \frac{R}{F} = \frac{10850}{69,2} = 156,8 \approx 157 \text{ МПа}$$

### 8.9. Визначення стріли прогину в прольотах з підвіскою проводів на різних висотах

При проектуванні повітряних ліній часто приходиться мати справу з прольотами, у яких точки підвісу проводу розташовані на різних висотах. Це буває викликано профілем поверхні землі або застосуванням підвищених опор на перетинаннях з інженерними спорудами (лінії зв'язку і освітлення, залізниці і т.п.).

Для визначення стріли прогину проводу, що має різні по висоті точки підвісу, існують два способи розрахунку: точний і наближений. Точний метод розрахунку, заснований на теорії провисання важкої гнучкої нитки, не розглядається, тому що застосовується в рідких випадках розрахунку переходів через широкі водянні простори або при прокладці ліній у гірській місцевості при великій різниці в оцінках місць установки опор.

Наближений метод розрахунку застосовують, якщо різниця висот точок підвісу проводу не перевищує 15% від довжини прольоту. Цей метод заснований на методі еквівалентного прольоту і полягає в наступному.

Розглянемо провід із прольотом  $\ell$ , закріплений у точках А і В.

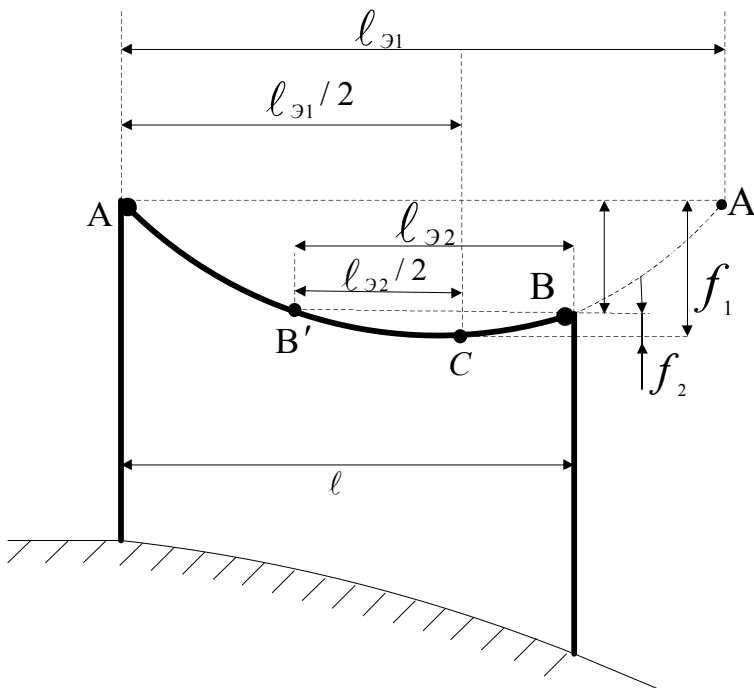


Рисунок 8.7 - До розрахунку проводів з різною висотою точок підвісу

Різниця висот підвісу  $h$ . Найбільше провисання проводу буде в середині еквівалентних прольотів  $l_{\text{э1}}$  і  $l_{\text{э2}}$ , що відповідають умові закріплення проводу на одній висоті в точках  $AA'$  і  $BB'$ . Стріли прогину проводу  $f_1$  і  $f_2$  можуть бути

знайдені, якщо будуть відомі еквівалентні прольоти  $l_{\varepsilon 1}$  і  $l_{\varepsilon 2}$ . Справедливо наступне:

$$h = f_1 - f_2 = \frac{\gamma l_{\varepsilon 1}^2}{8\sigma_0} - \frac{\gamma l_{\varepsilon 2}^2}{8\sigma_0} = \frac{\gamma}{8\sigma_0} (l_{\varepsilon 1}^2 - l_{\varepsilon 2}^2) = \frac{\gamma}{8\sigma_0} (l_{\varepsilon 1} + l_{\varepsilon 2})(l_{\varepsilon 1} - l_{\varepsilon 2}). \quad (1)$$

З малюнка випливає, що

$$l = \frac{l_{\varepsilon 1}}{2} + \frac{l_{\varepsilon 2}}{2} \quad \text{чи} \quad l_{\varepsilon 1} + l_{\varepsilon 2} = 2l \quad (2)$$

Тоді рівність (1) приймає вид:

$$h = \frac{\gamma}{8\sigma_0} 2l(l_{\varepsilon 1} - l_{\varepsilon 2}) = \frac{\gamma}{4\sigma_0} l(l_{\varepsilon 1} - l_{\varepsilon 2}).$$

Відкіля знайдемо

$$l_{\varepsilon 1} - l_{\varepsilon 2} = \frac{4\sigma_0 h}{\gamma l}.$$

Підставимо замість  $l_{\varepsilon 2}$  його значення з виразу (2):  $l_{\varepsilon 2} = 2l - l_{\varepsilon 1}$ ,

$$l_{\varepsilon 1} - 2l + l_{\varepsilon 1} = \frac{4\sigma_0 h}{\gamma l} \quad \text{і} \quad l_{\varepsilon 1} = l + \frac{2\sigma_0 h}{\gamma l}. \quad (3)$$

Далі знаходимо  $l_{\varepsilon 2}$  – другий еквівалентний проліт:

$$l_{\varepsilon 2} = 2l - l - \frac{2\sigma_0 h}{\gamma l}, \quad l_{\varepsilon 2} = l - \frac{2\sigma_0 h}{\gamma l}. \quad (4)$$

Визначення стріли прогину проводу при різних висотах точок підвісу починають з того, що для дійсного прольоту  $l$  по рівнянню стану проводу в прольоті (7) знаходять напругу  $\sigma$  при цікавлячих нас кліматичних умовах. Потім за формулою (3) визначають довжину еквівалентного прольоту  $l_{\varepsilon 1}$ , після чого за формулою (1) знаходять стрілу прогину  $f_1$ .

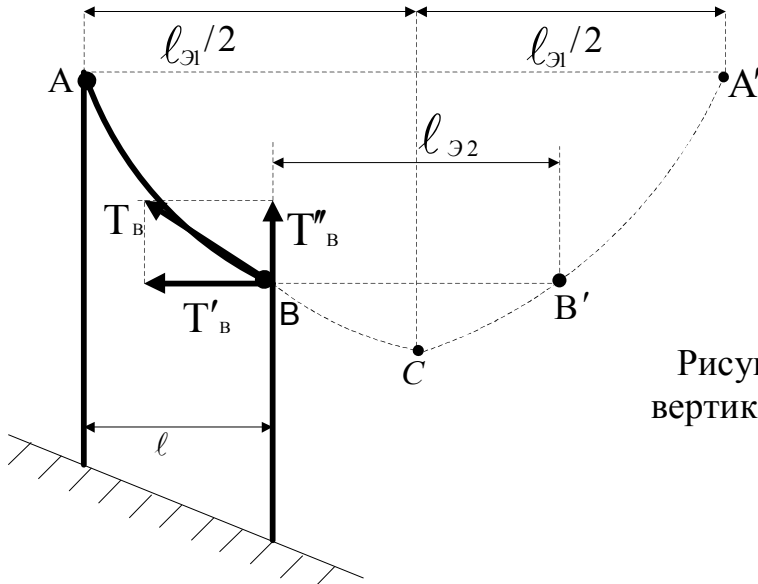


Рисунок 8.8 - До визначення вертикальної складової тяжіння по проводу

Аналіз рівняння (4) показує, що в деяких випадках, наприклад, при значній різниці висот точок підвісу в невеликому прольоті, еквівалентний проліт  $l_{\varepsilon 2}$  буде мати негативне значення. Це означає, що нижча точка прогину проводу в умовному прольоті знаходиться поза межами дійсного прольоту. У цьому випадку вертикальна складова тяжіння по проводу  $T_B''$  в опорі буде спрямована нагору. Ця сила  $T_B''$  дорівнює половині маси проводу умовного прольоту  $l_{\varepsilon 2}$

$$T_B'' = \gamma \cdot F \frac{\ell_{\text{э}2}}{2} = \gamma \cdot F \left( \ell - \frac{\ell_{\text{э}1}}{2} \right). \quad (5)$$

Тому що гірлянда ізоляторів або штирьовий ізолятор проміжної опори В виявиться одночасно під впливом вертикальних сил обох суміжних прольотів, то для судження про те, чи буде результуюча сила спрямована нагору або вниз, необхідно розглянути і суміжний проліт.

Зусилля, спрямоване нагору, може привести до зриву штирьового ізолятора на проміжній опорі або до підйому підтримуючої гірлянди ізоляторів. Щоб уникнути цих явищ, при розбивці опор по профілю роблять графічну перевірку на відсутність вертикальної складової тяжіння проводу нагору. Якщо різні варіанти перестановки опор по профілю не дають бажаного результату, то проміжну опору підвищують або заміняють анкерною опорою. При незначній величині  $T_B''$ , спрямованої нагору, досить до гірлянди проміжної опори підвісити вантаж, що компенсує.

**Приклад.** Визначити вертикальну складову тяжіння проводу АС-120/19 на опорі В. Значення різностей висот точок підвісу проводів у прольотах рівні:  $h_1 = 13,5\text{м}$ ,  $h_2 = 4,5\text{м}$ . В анкерному прольоті з опорами А, В і С напруга в проводі  $\sigma = 82,5\text{МПа}$ , питома навантаження  $\gamma_1 = 0,0352\text{МН/м}^3$ , перетин проводу  $F = 136,8\text{мм}^2$ ,  $\ell_1 = 145\text{м}$ ,  $\ell_2 = 255\text{м}$ .

**Розв'язання.** Еквівалентний проліт АВ відповідно до формули (3):

$$\ell_{\text{э}1}^{\text{AB}} = 145 + \frac{2 \cdot 82,5 \cdot 13,5}{0,0352 \cdot 145} = 570\text{м}.$$

Вертикальна складова тяжіння по проводу в опорі В за формулою (5) буде:

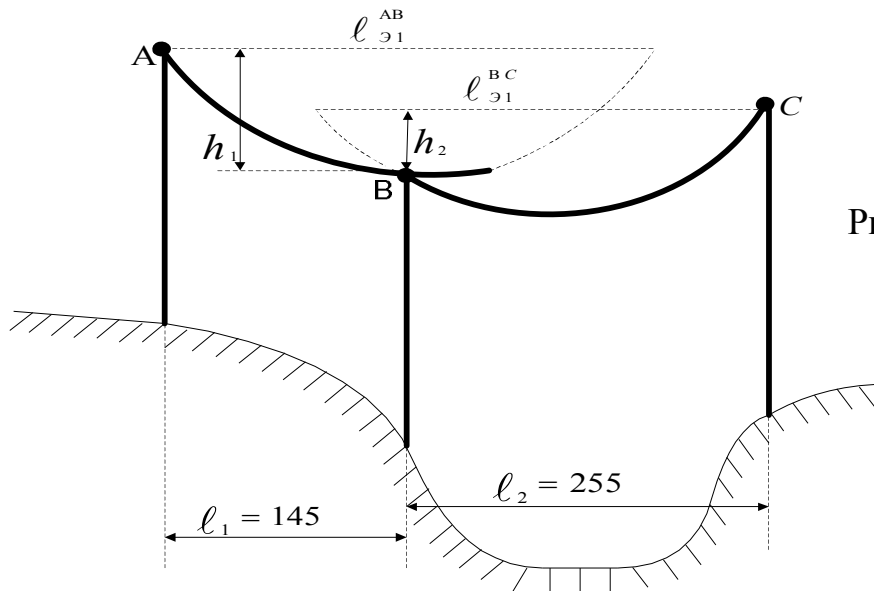


Рис.8.9 - Профіль лінії

$$T_B'' = 0,0352 \cdot 136,8 \cdot \left( 145 - \frac{570}{2} \right) = -695\text{МПа}.$$

Еквівалентний проліт ВР за тих самих умов:

$$\ell_{\text{э}1}^{\text{BP}} = 255 + \frac{2 \cdot 82,5 \cdot 4,5}{0,0352 \cdot 255} = 337,5\text{м}.$$

Вертикальна складова тяжіння по проводу в опорі В:

$$T_B'' = 0,0352 \cdot 136,8 \cdot \left(255 - \frac{337,5}{2}\right) = 430 \text{ МПа.}$$

Тиск, створюваний вагою підтримуючої гірлянди ізоляторів, дорівнює 320 МПа. Тоді сумарна вертикальна складова тяжіння на опорі В від дії суміжних з нею прольотів дорівнює:

$$\sum T_B'' = -695 + 430 + 320 = 55 \text{ МПа}$$

Знак «плюс» у результуючій вертикальній складовій тяжіння показує, що підйому гірлянди ізоляторів на опорі В не буде.

## 8.10. Розрахунок напруг у сталеалюмінієвих проводах

Застосування мідних проводів на ПЛ не допускається без спеціальних обґрунтувань. При звичайних умовах також не рекомендується застосування сталевих проводів. Як правило, застосовують проводи алюмінієві, сталеалюмінієві або зі сплавів алюмінію.

Сталеалюмінієвий провід складається зі сталевої й алюмінієвої частин. Сталь і алюміній мають різні фізико-механічні властивості і по різному сприймають навантаження розтягання або навантаження через зміну температури.

Розрахунок механічної міцності сталеалюмінієвих або інших комбінованих проводів проводять по тим же формулам, що і проводи з одного металу, але при цьому використовують фіктивні напруги  $\sigma$ , модуль пружності  $E$  і коефіцієнт температурного розширення  $\alpha$ , що відносяться до всього проводу в цілому.

### 8.10.1. Напряга в сталеалюмінієвому проводі від сили, що розтягує

Від дії сили, що розтягує,  $T$  сталева й алюмінієва частини проводу, що поводиться як єдине ціле, одержують однакові подовження  $\Delta \ell$ .

Модулі пружності сталі й алюмінію  $E_c$  і  $E_a$  різні. Відповідно різні напруги сталевого сердечника й алюмінієвої частини  $\sigma_c$  і  $\sigma_a$ .

Сила  $T$ , що діє на провід, може бути представлена сумою сил  $T_c$  і  $T_a$ :  
 $T = T_c + T_a$ .

Напруги в сталевій і алюмінієвій частинах рівні:

$$\sigma_c = T_c / F_c; \quad \sigma_a = T_a / F_a,$$

де  $F_c$ ,  $F_a$  – площі поперечного перерізу сталевій й алюмінієвій частин, причому перетин проводу  $F = F_c + F_a$ .

Фіктивну напругу визначимо, виходячи з припущення, що провід є однорідним, тобто  $\sigma = T/F$ .

За законом Гука відносне подовження  $\Delta \ell$  виразиться так

$$\Delta \ell = \frac{\sigma_a}{E_a} = \frac{\sigma_c}{E_c} = \frac{\sigma}{E},$$

де  $E_a$ ,  $E_c$ ,  $E$  – модулі пружності алюмінію, стали і всього проводу в цілому.

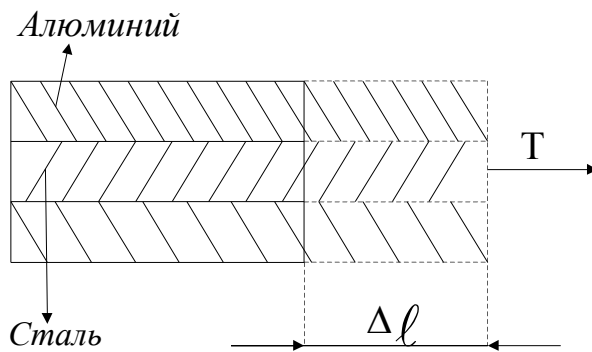


Рисунок 8.10 - Розтягання сталєалюмінієвого проводу

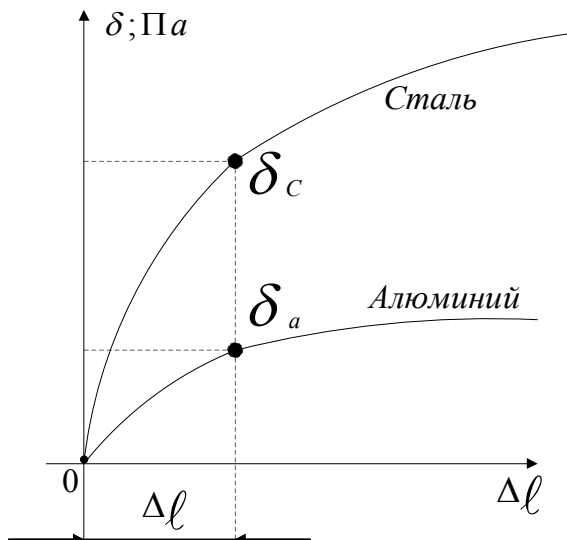


Рисунок 8.11 - Криві подовжень сталевий й алюмінієвий дротів

Тоді  $\sigma_a = \Delta l \cdot E_a$ ;  $\sigma_c = \Delta l \cdot E_c$ ;  $\sigma = \Delta l \cdot E$ , тобто напруги в окремих частинах проводу  $\sigma_a$  і  $\sigma_c$  розподіляються пропорційно величинам модулів пружності  $E_a$  й  $E_c$ .

Модуль пружності стали майже в 3 рази більше модуля пружності алюмінію. Тому напруга в сталевій частині проводу  $\sigma_c$  у стільки ж раз більше, ніж в алюмінієвій  $\sigma_a$ . Однак межа міцності стали при розтяганні приблизно в 8 разів більше, ніж алюмінію й обмежує навантаження проводу напругою в алюмінієвій частині. Тому розрахунок сталєалюмінієвого проводу потрібно вести, виходячи з напруги, що виникає в його алюмінієвій частині.

Напругу алюмінієвої частини можна виразити через фіктивну напругу так:

$$\sigma_a = \sigma E_a / E,$$

або фіктивна напруга проводу:

$$\sigma = \sigma_a E / E_a.$$

Вираз для сили, що діє на провід, ( $T = T_a + T_c$ ), представимо як:

$$\sigma F = \sigma_c F_c + \sigma_a F_a.$$

Якщо в останньому рівнянні виразити напруги  $\sigma$ ,  $\sigma_c$ ,  $\sigma_a$  з закону Гука, то одержимо:

$$\Delta l E_a F_a + \Delta l E_c F_c = \Delta l E F.$$

Скоротивши на  $\Delta l$ , одержимо:

$$E_a F_a + E_c F_c = E F = E (F_a + F_c)$$

$$E = \frac{E_a F_a + E_c F_c}{F_a + F_c}.$$

Значення модуля пружності  $E$  для сталевалюмінієвих проводів різних перетинів приведені в довідниках.

Розділивши чисельник і знаменник на  $F_c$  і ввівши позначення  $K = F_a/F_c$ , одержуємо:

$$E = \frac{KE_a + E_c}{K + 1}.$$

Підставивши у формулі  $m = E_a/E_c$ , одержимо:

$$E = E_c \frac{km + 1}{k + 1}.$$

Тому що  $m < 1$  і  $k > 0$ , то

$$E_a < E < E_c.$$

Наприклад, для проводу АС-120/19 буде:  $k=118/18,8 = 6,3$ ;  $m = 0,315$ ;  $E_c=200 \cdot 10^3$  МПа;  $E = 200 \cdot 10^3 \cdot \frac{6,3 \cdot 0,315 + 1}{6,3 + 1} = 81,8 \cdot 10^3$  МПа.

### 8.10.2. Напряга в сталевалюмінієвому проводі від зміни температури

Температурний коефіцієнт лінійного розширення алюмінію, рівний  $\alpha_a = 23 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ , майже в два рази більше температурного коефіцієнта лінійного розширення сталі  $\alpha_3 = 12 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ . Тому якби між алюмінієвою і сталевною частинами в проводі було відсутнє тертя, то при нагріванні проводу від температури його виготовлення  $\theta_0$  до  $\theta > \theta_0$ , алюмінієва частина проводу одержала б більше подовження, чим сталевая. У розрахунках приймають, що температура при виготовленні сталевалюмінієвого проводу  $\theta_0 = +15^\circ\text{C}$ . При зниженні температури проводу до  $\theta < \theta_0$ , навпаки, алюмінієва частина стала б коротше сталевій.

При температурах, відмінних від  $\theta_0 = +15^\circ\text{C}$ , в алюмінії і сталі проводу виникають температурні напруги (зусилля) через різницю температурних коефіцієнтів лінійного розширення. У дійсності, дроти з алюмінію і сталі скручені між собою і переміщатися відносно один одного не можуть. Провід поводить себе як єдине ціле і подовження алюмінію і сталі при нагріванні буде однаковим. При цьому алюмінієва частина проводу стискується, а сталевая розтягується. У них виникають температурні напруги.

Якби при нагріванні проводу від  $\theta_0$  до  $\theta$  алюмінієва і сталевая частини розширювалися незалежно, то вони одержали би подовження

$$\Delta l_a = \alpha_a l (\theta - \theta_0) \quad (1)$$

$$\Delta l_c = \alpha_3 l (\theta_0 - \theta) \quad (2)$$

де  $\alpha_a$ ,  $\alpha_3$  – коефіцієнти температурного розширення алюмінію і сталі.

У дійсності обидві частини подовжуються на

$$\Delta l = \alpha l (\theta - \theta_0), \quad (3)$$

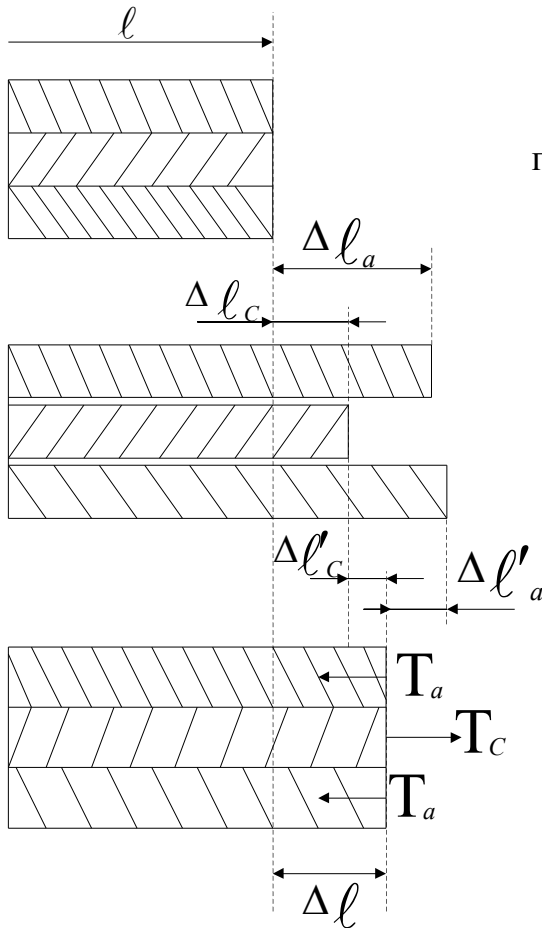


Рисунок 8.12 – Сталеалюмінієвий провід при підвищенні температури

де  $\alpha$  – фіктивний коефіцієнт температурного розширення, що характеризує провід у цілому.

При підвищенні температури сталеалюмінієвий провід одержав подовження  $\Delta l$ , більше, ніж  $\Delta l_c$  і менше, чим  $\Delta l_a$ , тобто:

$$\Delta l_c < \Delta l < \Delta l_a$$

Отже, загальний температурний коефіцієнт лінійного розширення всього проводу менше  $\alpha_a$  і більше  $\alpha_c$ , тобто  $\alpha_a > \alpha > \alpha_c$ .

Дійсне подовження алюмінієвої частини буде менше на

$$\Delta l'_a = -(\Delta l_a - \Delta l) = -\alpha_a l(\theta - \theta_0) + \alpha l(\theta - \theta_0) = -(\alpha_a - \alpha)l(\theta - \theta_0) \quad (4)$$

а сталевій більше на

$$\Delta l'_c = \Delta l - \Delta l_c = \alpha l(\theta - \theta_0) - \alpha_c l(\theta - \theta_0) = (\alpha - \alpha_c)l(\theta - \theta_0) \quad (5)$$

у порівнянні з незалежним подовженням.

Результат стиску алюмінієвої частини проводу довжиною  $l$  за законом Гука має наступний вид:

$$\frac{\Delta l'_a}{l} = \frac{T_a}{F_a E_a} \rightarrow \Delta l'_a = \frac{T_a l}{F_a E_a} \quad (6)$$

Дорівнюючи праві частини виразів (4) і (6) одержуємо:

$$\frac{T_a l}{F_a E_a} = -(\alpha_a - \alpha)l(\theta - \theta_0) \rightarrow T_a = -(\alpha_a - \alpha)(\theta - \theta_0)F_a E_a \quad (7)$$

Подібним чином можна визначити, що

$$T_c = (\alpha_z - \alpha) (\theta - \theta_0) F_c E_c. \quad (8)$$

Стискаюча і розтягуюча сили усередині проводу взаємно врівноважуються, тобто

$$T_c - T_a = 0.$$

Дорівнюючи праві частини рівнянь (7) і (8) одержуємо:

$$-(\alpha_a - \alpha) (\theta - \theta_0) F_a E_a = (\alpha_z - \alpha) (\theta - \theta_0) F_c E_c. \quad (9)$$

Вирішимо це рівняння відносно  $\alpha$ :

$$-\alpha_a F_a E_a + \alpha F_a E_a = \alpha_z F_c E_c - \alpha F_c E_c \rightarrow \alpha F_a E_a + \alpha F_c E_c = \alpha_a F_a E_a + \alpha_z F_c E_c.$$

$$\alpha = \frac{\alpha_a F_a E_a + \alpha_z F_c E_c}{F_a E_a + F_c E_c}. \quad (10)$$

Підставивши в рівняння  $F_a/F_c = k$ ,  $E_a/E_c = m$  і  $\alpha_a/\alpha_z = n$ , одержимо вираження для визначення загального температурного коефіцієнта лінійного розширення всього проводу

$$\alpha = \alpha_c \frac{kmn + 1}{km + 1}. \quad (11)$$

Наприклад, для проводу АС-120/19 буде  $k=6.3$ ;  $m=0.315$ ;  $n=1.92$ . Тоді температурний коефіцієнт лінійного розширення дорівнює

$$\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \left( \frac{6,3 \cdot 0,315 \cdot 1,92 + 1}{6,3 \cdot 0,315 + 1} \right) = 19,3 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$$

Значення температурних коефіцієнтів лінійного розширення  $\alpha$  для сталелеюмінієвих проводів приводяться в довідниках. Результируюча напруга в сталелеюмінієвому проводі дорівнює алгебраїчній сумі напруг від механічного навантаження і від зміни температури. Результируюча напруга в алюмінієвій частині  $\sigma_a$  визначається так

$$\sigma_a = \sigma_{aT} + \sigma_{a\theta},$$

де  $\sigma_{aT}$ ,  $\sigma_{a\theta}$  – напруги від механічного навантаження і від зміни температури. Тоді будемо мати

$$\sigma_a = \sigma \frac{E_a}{E} - (\alpha_a - \alpha)(\theta - \theta_0) E_a = \sigma \frac{E_a}{E} + (\alpha_a - \alpha)(\theta - \theta_0) E_a$$

Фіктивна напруга проводу в цілому дорівнює

$$\sigma = \sigma_a \frac{E}{E_a} - (\alpha_a - \alpha)(\theta - \theta_0) E = \sigma_a \frac{E}{E_a} + (\alpha_a - \alpha)(\theta - \theta_0) E. \quad (12)$$

Допустиме напруження сталелеюмінієвого проводу  $[\sigma]$  визначається за виразом, аналогічному (12):

$$[\sigma] = ([\sigma]_a + (\alpha_a - \alpha)(\theta - \theta_0) E_a) \frac{E}{E_a}, \quad (13)$$

де  $[\sigma]_a$ ,  $\alpha_a$ ,  $E_a$  – допустиме напруження, коефіцієнт температурного розширення і модуль пружності алюмінієвих дротів;  $\alpha$  і  $E$  визначаються по формулах (1.0) і (10) і приводяться в довіднику;  $\theta$  – температура проводу;  $\theta_0$  – температура при виготовленні проводу.

З (13) можна одержати, що допустиме напруження при нижчій температурі  $\theta_{HM}$  відрізняється від припустимої напруги  $\sigma_{\gamma H\theta}$  при найбільшому навантаженні. Якщо підставити в (13)  $\theta_{HM} = -40^\circ\text{C}$  і  $\theta_{H\theta} = -5^\circ\text{C}$ , то одержимо



$$\sigma_{\theta_{\text{HM}}} < \sigma_{\gamma_{\text{H6}}}$$

Раніш припустима напруга сталелегалюмінієвого проводу визначалася наступними значеннями: при нижчій температурі  $\sigma_{\theta_{\text{HM}}} = 0.37 \sigma_{\text{п}}$ ; при найбільших навантаженнях  $\sigma_{\gamma_{\text{H6}}} = 0.42 \sigma_{\text{п}}$  і при середньорічній температурі  $\sigma_{\text{сг}} = 0.25 \sigma_{\text{п}}$ . Тут  $\sigma_{\text{п}}$  – межа міцності при розтяганні. Напруга в алюмінієвій частині проводу при нижчій температурі досягає в цьому випадку величини  $0.6 \sigma_{\text{ап}}$ .

Досвід експлуатації ПЛ показав можливість збільшення припустимої напруги  $\sigma_{\theta_{\text{HM}}}$  до  $\sigma_{\gamma_{\text{H6}}}$ . Зараз прийняті допустимі напруження  $\sigma_{\theta_{\text{HM}}} = \sigma_{\gamma_{\text{H6}}} = (0.35 \div 0.45) \sigma_{\text{п}}$  і для режиму середньорічної температури  $\sigma_{\text{сг}} = 0.3 \sigma_{\text{п}}$ . При цьому напруга в алюмінієвій частині проводу не виходить за припустимі межі.

### 8.11. Три критичних прольоти

Напруги в проводі повинна бути менше припустимих при трьох найбільш небезпечних умовах:

- 1) при найменшій температурі  $\sigma_{\theta_{\text{HM}}} \leq \sigma_{\text{п}}$ ;
- 2) при найбільшому навантаженні  $\sigma_{\gamma_{\text{H6}}} \leq \sigma_{\text{п}}$ ;
- 3) при середньоексплуатаційних умовах  $\sigma_{\text{сг}} \leq \sigma_{\text{п}}$ .

За допомогою трьох критичних прольотів знаходять, яке з трьох зазначених умов варто приймати як вихідну умову  $m$  у рівнянні стану проводу. При обмеженні напруги в проводі трьома вихідними режимами повинні існувати вже три критичних прольоти, що відповідають прикордонним умовам цих режимів.

Вирази для будь-якого критичного прольоту впливають з рівняння стану проводу (7). Виведемо цей вираз:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{п}} - \frac{E\gamma_{\text{н}}^2 \ell_{\text{кр}}^2}{24\sigma_{\text{н}}^2} &= \sigma_{\text{м}} - \frac{E\gamma_{\text{м}}^2 \ell_{\text{кр}}^2}{24\sigma_{\text{м}}^2} - \alpha E(\theta_{\text{н}} - \theta_{\text{м}}); \\ \sigma_{\text{п}} - \sigma_{\text{м}} + \alpha E(\theta_{\text{н}} - \theta_{\text{м}}) &= \frac{\ell_{\text{кр}}^2 E}{24} \left( \frac{\gamma_{\text{н}}^2}{\sigma_{\text{н}}^2} - \frac{\gamma_{\text{м}}^2}{\sigma_{\text{м}}^2} \right); \\ \ell_{\text{кр}} &= \sqrt{\frac{24((\sigma_{\text{н}} - \sigma_{\text{м}}) \frac{1}{E} + \alpha(\theta_{\text{н}} - \theta_{\text{м}}))}{\frac{\gamma_{\text{н}}^2}{\sigma_{\text{н}}^2} - \frac{\gamma_{\text{м}}^2}{\sigma_{\text{м}}^2}}} = \frac{2\sigma_{\text{п}}}{\gamma_{\text{м}}} \sqrt{\frac{6((\sigma_{\text{н}} - \sigma_{\text{м}}) \frac{1}{E} + \alpha(\theta_{\text{н}} - \theta_{\text{м}}))}{\left(\frac{\gamma_{\text{н}}}{\gamma_{\text{м}}}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\text{н}}}{\sigma_{\text{м}}}\right)^2}}. \end{aligned} \quad (1)$$

Критичні прольоти визначаються при наступних умовах:

- а)  $\ell_{1\text{кр}}$  – проліт, для якого напруга проводу в режимі нижчої температури  $\theta_{\text{HM}}$  досягає припустимої напруги  $\sigma_{\theta_{\text{HM}}}$ , а в режимі середньорічної температури  $\theta_{\text{сг}}$  – значення  $\sigma_{\text{сг}}$ ;
- б)  $\ell_{2\text{кр}}$  – проліт, при якому напруга проводу в режимі найбільшого навантаження дорівнює припустимій напрузі  $\sigma_{\gamma_{\text{H6}}}$ , а в режимі нижчої температури дорівнює  $\sigma_{\theta_{\text{HM}}}$ ;
- в)  $\ell_{3\text{кр}}$  – проліт, при якому напруга проводу в режимі середньорічної температури  $\theta_{\text{сг}}$  дорівнює припустимій напрузі  $\sigma_{\text{сг}}$ , а в режимі найбільшого навантаження дорівнює  $\sigma_{\theta_{\text{H6}}}$ .

Критичні прольоти можна розрахувати, підставляючи у формулу (1) значення  $\gamma$ ,  $\theta$ ,  $\sigma$ , що характеризують вихідні режими:

$$\begin{aligned} \ell_{1\text{кр}} &= \frac{2\sigma_{\text{сг}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6(\sigma_{\text{сг}} - \sigma_{\theta_{\text{нм}}}) \frac{1}{E} + \alpha(\theta_{\text{сг}} - \theta_{\text{нм}})}{1 - \left(\frac{\sigma_{\text{сг}}}{\sigma_{\theta_{\text{нм}}}}\right)^2}}; \\ \ell_{2\text{кр}} &= \frac{2\sigma_{\gamma_{\text{нб}}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6(\sigma_{\gamma_{\text{нб}}} - \sigma_{\theta_{\text{нм}}}) \frac{1}{E} + \alpha(\theta_{\gamma} - \theta_{\text{нм}})}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma_{\text{нб}}}}{\sigma_{\theta_{\text{нм}}}}\right)^2}}; \\ \ell_{3\text{кр}} &= \frac{2\sigma_{\gamma_{\text{нб}}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6(\sigma_{\gamma_{\text{нб}}} - \sigma_{\text{сг}}) \frac{1}{E} + \alpha(\theta_{\gamma} - \theta_{\text{сг}})}{\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_{\gamma_{\text{нб}}}}{\sigma_{\text{сг}}}\right)^2}}. \end{aligned} \quad (2)$$

Правила вибору вихідних умов у рівнянні стану проводу приведені нижче в таблиці. У першу чергу краще визначити  $\ell_{2\text{кр}}$  і порівняти його з дійсним прольотом. Далі при  $\ell < \ell_{2\text{кр}}$  потрібно визначити  $\ell_{1\text{кр}}$ , а при  $\ell > \ell_{2\text{кр}}$  обчислити  $\ell_{3\text{кр}}$ . Потім вибрати вихідні умови розрахунку проводів по таблиці.

**Приклад 1.** ЛЕП напругою 220кВ із проводом АС-300/39, з алюмінієвим дротом марки АТп споруджують на місцевості з кліматичними умовами: товщина стінки ожеледі  $b=10\text{мм}$ ; швидкісний напір вітру  $Q=400\text{Н/м}^2$ ;  $\theta_{\gamma} = -10^{\circ}\text{C}$ ;  $\theta_{\text{нм}} = -40^{\circ}\text{C}$ ;  $\theta_{\text{сг}} = -5^{\circ}\text{C}$ ;  $\theta_{\text{нб}} = +35^{\circ}\text{C}$ . Потрібно виконати розрахунок проводу для прольотів 200, 360, 420 метрів.

Таблиця. Вибір вихідних умов при розрахунках проводів

Відношення критичних прольотів	Відношення дійсного и критичного прольотів	Вихідні розрахункові умови
$\ell_{1\text{кр}} < \ell_{2\text{кр}} < \ell_{3\text{кр}}$	$\ell < \ell_{1\text{кр}}$	Найменша температура $\theta_{\text{нм}}, \gamma_1, \sigma_{\theta_{\text{нм}}}$
	$\ell_{1\text{кр}} < \ell < \ell_{3\text{кр}}$	Середньорічні $\theta_{\text{сг}}, \gamma_1, \sigma_{\text{сг}}$
	$\ell > \ell_{3\text{кр}}$	Найбільше навантаження $\theta_{\gamma_{\text{нб}}}, \gamma_{\text{нб}}, \sigma_{\gamma_{\text{нб}}}$
$\ell_{1\text{кр}} > \ell_{2\text{кр}} > \ell_{3\text{кр}}$	$\ell < \ell_{2\text{кр}}$	Найменша температура $\theta_{\text{нм}}, \gamma_1, \sigma_{\theta_{\text{нм}}}$
	$\ell > \ell_{2\text{кр}}$	Найбільше навантаження $\theta_{\gamma_{\text{нб}}}, \gamma_{\text{нб}}, \sigma_{\gamma_{\text{нб}}}$

**Розв'язання.**

- 1) По довіднику знаходимо:  $F = 301 + 38,6 = 339,6\text{мм}$ ;  $d = 24\text{мм}$ ; маса 1км проводу 1132кг.
- 2) Питомі навантаження проводу рівні (обчислені по приведеним вище формулах):  $\gamma_1 = 0,0333\text{МН/м}^3$ ;  $\gamma_2 = 0,0284\text{МН/м}^3$ ;  $\gamma_3 = 0,0617\text{МН/м}^3$ ;  $\gamma_5 = 0,0156\text{МН/м}^3$ ;  $\gamma_7 = 0,0635\text{МН/м}^3$ .

3) Визначимо фізико-механічні характеристики проводу:

$$E = 78,57 \cdot 10^3 \text{ МПа}; \alpha = 19,81 \cdot 10^{-6} \text{ К}^{-1}; \sigma_{\Pi} = T/F = 92360/339,6 = 272 \text{ МПа}.$$

$$\sigma_{\gamma_{\text{нб}}} = 0,42 \cdot 272 = 114 \text{ МПа}; \sigma_{\theta_{\text{нм}}} = 0,37 \cdot 272 = 101 \text{ МПа}; \sigma_{\text{ср}} = 0,25 \cdot 272 = 68 \text{ МПа}.$$

4) По формулах (2) знаходимо значення критичних прольотів:

$$\ell_{1\text{кр}} = \frac{2 \cdot 68}{0,0333} \sqrt{\frac{6[(68-101) \frac{1}{78,57 \cdot 10^3} + 19,81 \cdot 10^{-6} (-5 - (-40))]}{1 - (\frac{68}{101})^2}} = 224 \text{ м}$$

$$\ell_{2\text{кр}} = \frac{2 \cdot 114}{0,0333} \sqrt{\frac{6[(114-101) \frac{1}{78,57 \cdot 10^3} + 19,81 \cdot 10^{-6} (-10 - (-40))]}{(\frac{0,0635}{0,0333})^2 - (\frac{114}{101})^2}} = 301 \text{ м}$$

$$\ell_{3\text{кр}} = \frac{2 \cdot 114}{0,0333} \sqrt{\frac{6[(114-68) \frac{1}{78,57 \cdot 10^3} + 19,81 \cdot 10^{-6} (-10 - (-5))]}{(\frac{0,0635}{0,0333})^2 - (\frac{114}{68})^2}} = 407 \text{ м}$$

На підставі розрахунку виявилось, що  $\ell_{1\text{кр}} < \ell_{2\text{кр}} < \ell_{3\text{кр}}$ , у результаті чого приходимо до наступних висновків. Для розрахунку проводу з заданим прольотом  $\ell = 200 \text{ м} < \ell_{1\text{кр}}$  у рівнянні стану проводу в якості вихідного варто прийняти режим нижчої температури. Для прольоту  $\ell_{1\text{кр}} < \ell = 360 \text{ м} < \ell_{3\text{кр}}$  приймається режим середньоексплуатаційних умов. Для прольоту  $\ell = 420 \text{ м} > \ell_{3\text{кр}}$  береться режим найбільшого навантаження.

Тоді рівняння стану для цих трьох прольотів запишеться так:

а) для прольоту 200м:

$$\sigma - \frac{E\gamma^2 \ell^2}{24\sigma^2} = \sigma_{\theta_{\text{нм}}} - \frac{E\gamma_1^2 \ell^2}{24\sigma_{\theta_{\text{нм}}}^2} - \alpha E(\theta - \theta_{\text{нм}});$$

б) для прольоту 360м:

$$\sigma - \frac{E\gamma^2 \ell^2}{24\sigma^2} = \sigma_{\text{ср}} - \frac{E\gamma_1^2 \ell^2}{24\sigma_{\text{ср}}^2} - \alpha E(\theta - \theta_{\text{ср}});$$

в) для прольоту 420м:

$$\sigma - \frac{E\gamma^2 \ell^2}{24\sigma^2} = \sigma_{\gamma_{\text{нб}}} - \frac{E\gamma_7^2 \ell^2}{24\sigma_{\gamma_{\text{нб}}}^2} - \alpha E(\theta - \theta_{\gamma});$$

Подальший розрахунок сталелегуючого проводу для всіх прольотів виконується в тій же послідовності, як і для проводу з однорідного металу.

**Приклад 2.** ЛЕП напругою 110кВ із проводом АС-120/19 споруджується на місцевості з кліматичними умовами:  $b=10\text{мм}$ ;  $Q=300\text{Н/м}^2$ ;  $\theta_{\gamma} = -5^{\circ}\text{C}$ ;  $\theta_{\text{нм}} = -35^{\circ}\text{C}$ ;  $\theta_{\text{ср}} = +10^{\circ}\text{C}$ ;  $\theta_{\text{нб}} = +45^{\circ}\text{C}$ . Потрібно виконати розрахунок проводу для прольотів довжиною 200 і 250 метрів.

### Розв'язання.

- 1) По довіднику:  $F = 118 + 18,8 = 136,8 \text{ мм}^2$ ;  $d = 15,2 \text{ мм}$ ; маса 1км проводу 471кг;
- 2) Питомі навантаження проводу рівні:  $\gamma_1 = 0,0344 \text{ МН/м}^3$ ;  $\gamma_7 = 0,082 \text{ МН/м}^3$ .

3) Визначимо фізико-механічні характеристики проводу:

$E = 81,82 \cdot 10^3$  МПа;  $\alpha = 19,3 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ ;  $\sigma_{\text{п}} = T/F = 40640/136,8 = 297$  МПа;  $\sigma_{\text{тнм}} = 0,37 \cdot 297 = 110$  МПа;  $\sigma_{\text{тнб}} = 0,42 \cdot 297 = 125$  МПа;  $\sigma_{\text{сг}} = 0,25 \cdot 297 = 74,2$  МПа.

4) По формулах (2) знаходимо значення критичних прольотів:

$$\ell_{1\text{кр}} = \frac{2 \cdot 74,2}{0,0344} \sqrt{\frac{6[(74,2 - 110) \frac{1}{81,82 \cdot 10^3} + 19,3 \cdot 10^{-6} (10 - (-35))]}{1 - (\frac{74,2}{110})^2}} = 297 \text{ м}$$

$$\ell_{2\text{кр}} = \frac{2 \cdot 125}{0,0344} \sqrt{\frac{6[(125 - 110) \frac{1}{81,82 \cdot 10^3} + 19,3 \cdot 10^{-6} (-5 - (-35))]}{(\frac{0,082}{0,0344})^2 - (\frac{125}{110})^2}} = 234 \text{ м}$$

$$\ell_{3\text{кр}} = \frac{2 \cdot 125}{0,0344} \sqrt{\frac{6[(125 - 74,2) \frac{1}{81,82 \cdot 10^3} + 19,3 \cdot 10^{-6} (-5 - 10)]}{(\frac{0,082}{0,0344})^2 - (\frac{125}{74,2})^2}} = 192 \text{ м}$$

Вийшло, що  $\ell_{1\text{кр}} > \ell_{2\text{кр}} > \ell_{3\text{кр}}$ . При цієї нерівності прольоти  $\ell_{1\text{кр}}$  і  $\ell_{3\text{кр}}$  не мають фізичного сенсу. Тоді для прольоту  $\ell = 200 \text{ м} < \ell_{2\text{кр}}$  варто прийняти режим нижчої температури, а для прольоту  $\ell = 250 \text{ м} > \ell_{2\text{кр}}$  – режим найбільшого навантаження.

### Контрольні питання.

1. Механічні навантаження, що діють на проводи ЛЕП.
2. Розрахунок стріли прогину проводу.
3. Виведення формули для визначення довжини проводу у прольоті.
4. Рівняння стану проводу.
5. Отримання формули для визначення критичної довжини прольоту.
6. Формула для розрахунку критичної температури.
7. Визначення стріли прогину в прольотах з підвіскою проводів на різних висотах.
8. Механічна напруга у проводі від сили, що розтягує.
9. Механічна напруга у проводі від зміни температури.
10. Що таке три критичних прольоти.
11. Формули та умови при яких розраховують три критичних прольоти.

## 9. Оптимальний розподіл потоків потужності \1,3,7,8,13\

При керуванні режимами важливе значення мають методи розрахунку оптимальних режимів. Оптимальний режим повинний бути припустимим, тобто задовольняти умовам надійності електропостачання і якості електроенергії і, крім того, найбільш економічним серед припустимих режимів.

Найбільше часто зважуються оптимізаційні задачі трьох видів: 1) оптимізація режиму енергосистем по активній потужності теплових електростанцій (розподіл  $P$  між електростанціями); 2) оптимізація режиму електричної мережі,

тобто зменшення втрат активної потужності в мережі при оптимізації режиму по напрузі, реактивній потужності і комплексному коефіцієнту трансформації; 3) більш загальна задача комплексної оптимізації режиму електроенергетичних систем. Ці задачі повинні зважуватися, а в ряді випадків уже зважуються при оперативному й автоматичному, тобто в темпі процесу, керуванні режимами електроенергетичних систем. Оптимізація режиму електричної мережі в математичній постановці є задачею нелінійного програмування з обмеженнями-рівностями у виді рівнянь сталого режиму й обмеженнями - нерівностями на контрольовані параметри режиму. Змінні в задачах усіх трьох видів безперервні.

### 9.1. Визначення потоків і втрат потужності

Розрахунок сталих режимів електроенергетичних систем методом вузлових напруг складається з двох частин:

- 1) визначення напруг вузлів;
- 2) визначення струмів, потоків і втрат потужності в гілках.

Напруги вузлів визначаються в результаті розв'язання системи рівнянь вузлових напруг. Після того як напруги усіх вузлів знайдені, можна легко визначити для кожної гілки струм за законом Ома, а також потоки і втрати потужності.

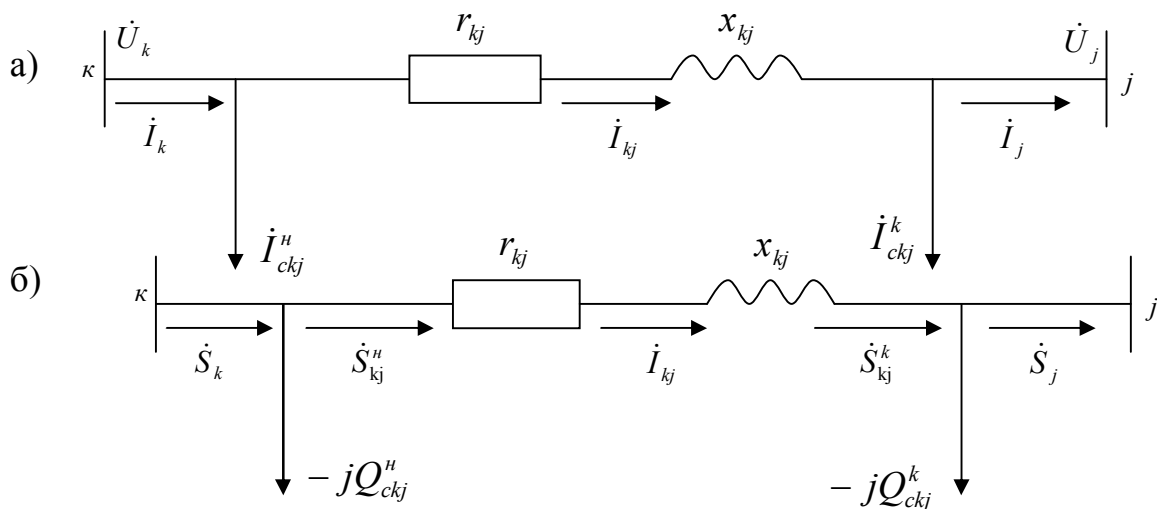


Рисунок 9.1 - Розрахунок струмів, потоків і втрат потужності в лінії  
 а) – струми; б) – потоки потужності.

Фазний струм у подовжній частині лінії дорівнює

$$\dot{I}_{kj} = \frac{\dot{U}_k - \dot{U}_j}{\sqrt{3}Z_{kj}} = -\frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{U}_k - \dot{U}_j)\dot{Y}_{kj}, \quad (1)$$

де  $\dot{U}_k$ ,  $\dot{U}_j$  - лінійні напруги вузлів  $\underline{k}$  і  $\underline{j}$ ;  $Z_{kj} = r_{kj} + jx_{kj}$  - опір галузі  $kj$ ;  $\dot{Y}_{kj} = -\frac{1}{Z_{kj}}$  - взаємна провідність вузлів  $kj$ .

Струм  $\dot{I}_k$ , що протікає від вузла  $k$  у лінію  $kj$ , по першому закону Кірхгофа дорівнює

$$\dot{I}_k = \dot{I}_{kj} + I_{ckj}^n = -\frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{U}_k - \dot{U}_j)\dot{Y}_{kj} + \frac{1}{2\sqrt{3}}jU_k b_{ckj}, \quad (2)$$

де  $I_{ckj}^n$  – фазний ємнісний струм на початку лини  $kj$ ;  $\frac{1}{2}b_{ckj}$  – половина ємнісної провідності на землю лінії  $kj$ .

Струм  $\dot{I}_j$ , що протікає з лінії  $kj$  до вузла  $j$ , дорівнює

$$\dot{I}_j = \dot{I}_{kj} - I_{ckj}^k = -\frac{1}{\sqrt{3}}(\dot{U}_k - \dot{U}_j)\dot{Y}_{kj} - \frac{1}{2\sqrt{3}}j\dot{U}_j b_{ckj}. \quad (3)$$

Напруга може бути представлена у виді суми дійсної і мнимої складових  $\dot{U}_k = U_{ak} + jU_{rk}$ , а провідність – як сума активної і реактивної складових  $\dot{Y}_{kj} = g_{kj} - jb_{kj}$ , де  $g_{kj}$ ,  $b_{kj}$  – активна і реактивна складові взаємної провідності між вузлами  $k$  та  $j$ .

$$\dot{I}_{kj} = I_{akj} + jI_{rkj} = \frac{-1}{\sqrt{3}}(U_{ak} + jU_{rk} - U_{aj} - jU_{rj})(g_{kj} - jb_{kj});$$

$$I_{akj} = -\frac{1}{\sqrt{3}}(U_{ak} - U_{aj})g_{kj} - \frac{1}{\sqrt{3}}(U_{rk} - U_{rj})b_{kj}, \quad (4)$$

$$I_{rkj} = \frac{1}{\sqrt{3}}(U_{ak} - U_{aj})b_{kj} - \frac{1}{\sqrt{3}}(U_{rk} - U_{rj})g_{kj}, \quad (5)$$

Потужність наприкінці подовжньої частини лінії  $kj$ , тобто, що підтікає по подовжній частині лінії від вузла  $k$  до вузла  $j$  дорівнює

$$\dot{S}_{kj}^k = \sqrt{3}\dot{U}_j \dot{I}_{kj}^* = -\dot{U}_j(\dot{U}_k^* - \dot{U}_j^*)\dot{Y}_{kj}^* = -\dot{Y}_{kj}^* \dot{U}_j \dot{U}_k^* + \dot{Y}_{kj}^* \dot{U}_j^2. \quad (6)$$

Потужність трьох фаз на початку подовжньої частини лінії  $kj$ , тобто поточна по подовжній частині лінії від вузла  $k$  до вузла  $j$  дорівнює

$$\dot{S}_{kj}^n = \sqrt{3}\dot{U}_k \dot{I}_{kj}^* = -\dot{U}_k(\dot{U}_k^* - \dot{U}_j^*)\dot{Y}_{kj}^* = -\dot{Y}_{kj}^* \dot{U}_k^2 + \dot{Y}_{kj}^* \dot{U}_k \dot{U}_j^*. \quad (7)$$

Активні і реактивні складові потоків потужності в подовжній частині лінії можна визначити по виразах (6), (7). Наприклад з (7) впливає

$$S_{kj}^n = P_{kj}^n + jQ_{kj}^n = \sqrt{3}(U_{ak} + jU_{rk})(I_{akj} - jI_{rkj}),$$

$$P_{kj}^n = \sqrt{3}U_{ak}I_{akj} + \sqrt{3}U_{rk}I_{rkj}; \quad Q_{kj}^n = \sqrt{3}U_{rk}I_{akj} - \sqrt{3}U_{ak}I_{rkj}, \quad (8)$$

де  $P_{kj}^n$ ,  $Q_{kj}^n$  – активна і реактивна потужності на початку подовжньої частини лінії  $kj$ ;  $I_{akj}$ ,  $I_{rkj}$  – активна і реактивна складові струму в лінії  $kj$ ;  $U_{ak}$ ,  $U_{rk}$  – активна і реактивна складові напруги вузла  $k$ .

Втрати потужності в подовжній частині лінії  $kj$  (в опорі  $Z_{kj}$ ) рівні різниці потоків потужності на початку і наприкінці лінії, тобто

$$\dot{S}_{kj}^n - \dot{S}_{kj}^k = -\dot{Y}_{kj}^* U_k^2 + \dot{Y}_{kj}^* \dot{U}_k \dot{U}_j^* + \dot{Y}_{kj}^* \dot{U}_j \dot{U}_k^* - \dot{Y}_{kj}^* U_j^2 = -\dot{Y}_{kj}^* \dot{U}_k \dot{U}_k^* + \dot{Y}_{kj}^* \dot{U}_k \dot{U}_j^* +$$

$$+ \dot{Y}_{kj}^* \dot{U}_j \dot{U}_k^* - \dot{Y}_{kj}^* \dot{U}_j \dot{U}_j^* = -\dot{Y}_{kj}^* (\dot{U}_k \dot{U}_k^* + \dot{U}_j \dot{U}_j^* - \dot{U}_k \dot{U}_j^* - \dot{U}_j \dot{U}_k^*) =$$

$$= -\dot{Y}_{kj}^* [\dot{U}_k (\dot{U}_k^* - \dot{U}_j^*) - \dot{U}_j (\dot{U}_k^* - \dot{U}_j^*)] = -\dot{Y}_{kj}^* (\dot{U}_k - \dot{U}_j) (\dot{U}_k^* - \dot{U}_j^*) = -\dot{Y}_{kj}^* |\dot{U}_k - \dot{U}_j|^2 \quad (9)$$

В останньому виразі враховано, що добуток комплексно-сполучених чисел дорівнює квадрату їхнього модуля.

Потужність, що протікає від вузла  $k$  у лінію  $kj$  можна одержати з (2)

$$S_k = \dot{S}_{kj}^n - jQ_{ckj}^n = -\dot{U}_k (\dot{U}_k^* - \dot{U}_j^*) \dot{Y}_{kj}^* - \frac{1}{2} jU_k^2 b_{ckj} \quad (10)$$

Потужність, що протікає до вузла  $j$  з лінії  $kj$ , відповідно до (3) дорівнює

$$S_j = \dot{S}_{kj}^k - (-jQ_{ckj}^k) = -\dot{U}_j (\dot{U}_k^* - \dot{U}_j^*) \dot{Y}_{kj}^* + \frac{1}{2} jU_j^2 b_{ckj} \quad (11)$$

Втрати потужності  $\Delta \dot{S}_{kj}$  в лінії  $kj$  включають як втрати в подовжній частині лінії  $Z_{kj}$ , так і реактивну потужність, що генерується на початку і наприкінці лінії. Втрати  $\Delta \dot{S}_{kj}$  можна визначити як різницю потоків потужності, що течуть від вузла  $k$  у лінію  $kj$  і з лінії  $kj$  до вузла  $j$ .

$$\Delta \dot{S}_{kj} = \dot{S}_k - \dot{S}_j = \dot{S}_{kj}^n - \dot{S}_{kj}^k - jQ_{ckj}^n - jQ_{ckj}^k = -\dot{Y}_{kj}^* (\dot{U}_k - \dot{U}_j) (\dot{U}_k^* - \dot{U}_j^*) - \frac{1}{2} jU_k^2 b_{ckj} - \frac{1}{2} jU_j^2 b_{ckj} \quad (12)$$

Якщо додати ці вирази по всіх гілках складної системи, то одержимо вираження для сумарних втрат потужності електричної системи. Втрати потужності в активному й індуктивному опорах лінії, тобто в її подовжній частині, рівні різниці потоків потужності на початку і наприкінці подовжньої частини лінії. Сумарні втрати потужності в подовжній частині електричної мережі можна визначити, додавши втрати потужності в подовжній частині всіх ліній, тобто по наступному виразу

$$\sum (\dot{S}_{kj}^n - \dot{S}_{kj}^k) \quad (13)$$

де підсумовування ведеться по всіх гілках мережі. Сумарні втрати потужності в мережі  $\Delta \dot{S}_{\Sigma}$ , тобто в її подовжній і поперечній частинах, виходять у результаті додавання до (13) реактивної потужності, що генерується у ємнісних провідностях ліній. Часто використовується вираження втрат потужності у виді квадратичної форми від вузлових напруг. Втрати потужності рівні різниці між потужностями генераторів і навантажень у вузлах. Якщо для вузла, що генерує, потужність і струм приймаються зі знаком плюс, а для навантажувального вузла зі знаком мінус, то втрати потужності в мережі з  $(n+1)$  вузлами визначаються так

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \sum_{k=1}^{n+1} \dot{S}_k = \sum_{k=1}^{n+1} \sqrt{3} \dot{U}_k \dot{I}_k^* \quad (14)$$

Підкреслимо, що  $\Delta \dot{S}_{\Sigma}$  - це сумарні втрати в подовжній і поперечній частинах мережі. У матричній формі (14) записується в такий спосіб

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \sqrt{3} \dot{I}^{*T} \dot{U} \quad (15)$$

де  $\dot{I}^{*T}$  - вектор-рядок сполучених вузлових струмів розмірності  $(n+1)$ ;  $\dot{U}$  - вектор-стовпець комплексних вузлових напруг розмірності  $(n+1)$ ; індекс «Т» означає транспонування матриці.

Рівняння вузлових напруг з урахуванням правил дій з матрицями можна записати в наступному виді

$$\sqrt{3} \dot{I}^{*T} = \dot{U}^{*T} \dot{Y}^{*T} \quad (16)$$

Якщо підставити (16) у (15), втрати потужності можна обчислити за наступною формулою

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} + j\Delta Q_{\Sigma} = \dot{U}^{*T} \dot{Y}^{*T} \dot{U}, \quad (17)$$

де  $\dot{Y}$  – повна комплексна матриця вузлових провідностей розмірності  $(n+1)$ . Вираження в правій частині (17) називається квадратичною формою від напруг. Позначимо

$$\dot{Y} = G - jB; \quad \dot{U} = U_a + jU_r; \quad \dot{Y}^T = G^T - jB^T = G - jB; \quad \dot{U}^T = U_a^T + jU_r^T. \quad (18)$$

У (18) опущений індекс транспонування у матриць  $G$  і  $B$  у силу їхньої симетричності, тобто  $G^T = G$ ;  $B^T = B$ . Підставимо (18) у (17)

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{\Sigma} &= \Delta P_{\Sigma} + j\Delta Q_{\Sigma} = (U_a - jU_r)^T (G + jB)^T (U_a + jU_r) = \\ &= (U_a^T - jU_r^T) (G^T + jB^T) (U_a + jU_r) = (U_a^T - jU_r^T) ((GU_a - BU_r) + j(BU_a + GU_r)) = \\ &= (U_a^T GU_a - U_a^T BU_r + U_r^T BU_a + U_r^T GU_r) + j(U_a^T BU_a + U_a^T GU_r - U_r^T GU_a + U_r^T BU_r). \end{aligned}$$

$$\Delta P_{\Sigma} = U_a^T GU_a + U_r^T GU_r \quad (19)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = U_a^T BU_a + U_r^T BU_r. \quad (20)$$

У виразах (19) і (20) втрати визначаються як квадратичні форми від активних і реактивних складових напруг вузлів. Якщо використовувати матрицю власних і взаємних опорів вузлів  $\dot{Z}_y$  розмірності  $(n+1)$ , то вираження втрат у виді квадратичної форми від струмів у вузлах

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = 3\dot{I}^{*T} \dot{Z}_y \dot{I}. \quad (21)$$

Струми у вузлах виражаються через потужності у вузлах у такий спосіб

$$\dot{I}^{*T} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{S}^T \dot{U}_{\text{диаг}}^{-1}; \quad \dot{I} = \frac{1}{\sqrt{3}} (\dot{U}_{\text{диаг}}^*)^{-1} \dot{S}^*. \quad (22)$$

Підставимо (22) у (21)

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \dot{S}^T \dot{U}_{\text{диаг}}^{-1} \dot{Z}_y (\dot{U}_{\text{диаг}}^*)^{-1} \dot{S}^*, \quad (23)$$

де  $\dot{S}^T$  – вектор-рядок комплексних вузлових потужностей розмірності  $(n+1)$ ;  $\dot{S}^*$  – вектор-стовпець сполучених вузлових потужностей розмірності  $(n+1)$ ;  $\dot{U}_{\text{диаг}}^{-1}$ ,  $(\dot{U}_{\text{диаг}}^*)^{-1}$  – діагональні матриці розмірності  $(n+1)$ ,  $k$ -і елементи яких рівні відповідно  $\dot{U}_k^{-1}$  і  $(\dot{U}_k^*)^{-1}$ .

## 9.2 Оптимізація розподілу потужностей у замкнутому контурі

Це окрема задача оптимізації режиму електричної мережі. Якщо у вузлах задані незмінні потужності, то будемо визначати їх по номінальній напрузі

$$\dot{S}_k = \sqrt{3} \dot{I}_k^* U_{\text{ном}}, \quad (1)$$

де  $\dot{S}_k$ ,  $\dot{I}_k$  – задані комплексні потужність і струм у кожному вузлі;  $U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга мережі.



При виконанні умови (1) рівняння сталого режиму залишаються лінійними  $\dot{I}_k = \frac{\dot{S}_k^*}{\sqrt{3}U_{ном}}$ , тобто замість заданих комплексних струмів у вузлах можна використовувати комплексні потужності у вузлах, а замість струмів у гілках – потужності в гілках.

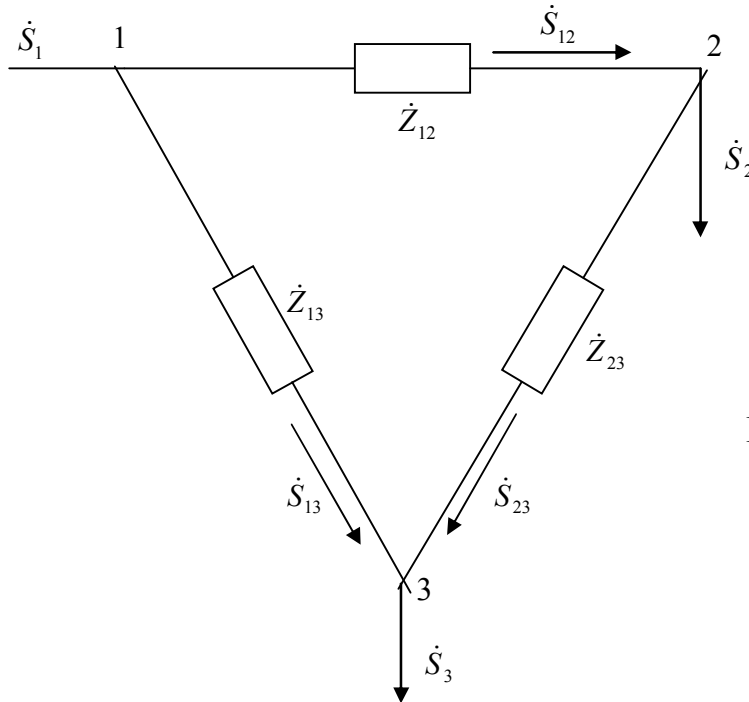


Рисунок 9.1 - Схема замкненої мережі

На рисунку представлена схема замкненої мережі. Потрібно визначити такі значення потужностей у лініях  $\dot{S}_{12}$ ,  $\dot{S}_{23}$ ,  $\dot{S}_{13}$ , що відповідають мінімуму втрат активної потужності в мережі  $\min \Delta P$  при виконанні наступних обмежень-рівностей першого закону Кірхгофа для вузлів 2 і 3

$$\dot{S}_{12} - \dot{S}_{23} = \dot{S}_2; \quad \dot{S}_{13} + \dot{S}_{23} = \dot{S}_3. \quad (2)$$

або для активних і реактивних потужностей

$$\begin{aligned} P_{12} - P_{23} &= P_2; & Q_{12} - Q_{23} &= Q_2; \\ P_{13} + P_{23} &= P_3; & Q_{13} + Q_{23} &= Q_3. \end{aligned} \quad (3)$$

Втрати активної потужності в мережі рівні

$$\Delta P = \frac{S_{12}^2}{U_{ном}^2} R_{12} + \frac{S_{13}^2}{U_{ном}^2} R_{13} + \frac{S_{23}^2}{U_{ном}^2} R_{23}.$$

Умова мінімуму втрат запишеться так

$$\min \Delta P = \min \left( \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} R_{12} + \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{ном}^2} R_{23} + \frac{P_{13}^2 + Q_{13}^2}{U_{ном}^2} R_{13} \right) = \min \sum \frac{P_{kj}^2 + Q_{kj}^2}{U_{ном}^2} R_{kj}. \quad (4)$$

Втрати потужності (4) – це цільова функція задачі оптимізації режиму мережі, умови (3) – це обмеження у виді рівностей. Задача (3), (4) – одне з найпростіших формулювань задачі оптимізації режиму електричної мережі. Система обмежень (3) містить чотири рівняння і шість невідомих потоків потужності в гілках  $P_{12}$ ,  $P_{13}$ ,  $P_{23}$ ,  $Q_{12}$ ,  $Q_{13}$ ,  $Q_{23}$ . Така задача має нескінченну безліч розв'язань. Можна задати будь-які значення чотирьох потоків  $P_{13}$ ,  $P_{23}$ ,  $Q_{13}$ ,  $Q_{23}$  і

з (3) знайти значення потоків  $P_{12}$ ,  $Q_{12}$ . Тому параметри режиму мають два ступені волі. Змінюючи параметри режиму, можна знайти такі їхні значення, при яких втрати потужності  $\Delta P$  у мережі мінімальні. Визначимо потоки потужності, що відповідають мінімуму втрат. Для цього виразимо  $P_{13}$ ,  $P_{23}$ ,  $Q_{13}$ ,  $Q_{23}$  з (3) через невідомі потоки  $P_{12}$ ,  $Q_{12}$  і задані навантаження у вузлах.

$$\begin{aligned} P_{23} &= P_{12} - P_2; & P_{13} &= P_3 - P_{23} = -P_{12} + P_2 + P_3; \\ Q_{23} &= Q_{12} - Q_2; & Q_{13} &= Q_3 - Q_{23} = -Q_{12} + Q_2 + Q_3. \end{aligned} \quad (5)$$

Підставимо (5) у цільову функцію (4) і виразимо втрати через два невідомі потоки  $P_{12}$  і  $Q_{12}$

$$\Delta P = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} R_{12} + \frac{(P_{12} - P_2)^2 + (Q_{12} - Q_2)^2}{U_{ном}^2} R_{23} + \frac{(-P_{12} + P_2 + P_3)^2 + (-Q_{12} + Q_2 + Q_3)^2}{U_{ном}^2} R_{13} \quad (6)$$

Одержали цільову функцію, що залежить тільки від двох невідомих  $P_{12}$  і  $Q_{12}$ . При цьому задача визначення умовного екстремуму функції шести невідомих зведена до відшукування безумовного екстремуму функції двох змінних. Він визначається з умови рівності нулю часткових похідних від  $\Delta P$  по  $P_{12}$  і  $Q_{12}$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{12}} &= \frac{1}{U_{ном}^2} [2P_{12}R_{12} + 2(P_{12} - P_2)R_{23} - 2(-P_{12} + P_2 + P_3)R_{13}] = 0; \\ \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_{12}} &= \frac{1}{U_{ном}^2} [2Q_{12}R_{12} + 2(Q_{12} - Q_2)R_{23} - 2(-Q_{12} + Q_2 + Q_3)R_{13}] = 0. \end{aligned} \quad (7)$$

Вирішимо ці рівняння.

$$\begin{aligned} P_{12}R_{12} + P_{12}R_{23} - P_2R_{23} + P_{12}R_{13} - P_2R_{13} - P_3R_{13} &= 0; \\ P_{12}(R_{12} + R_{13} + R_{23}) &= P_3R_{13} + (R_{23} + R_{13})P_2; \\ P_{12} &= \frac{P_2(R_{23} + R_{13}) + P_3R_{13}}{R_{12} + R_{23} + R_{13}} \end{aligned} \quad (8)$$

Для реактивної потужності одержимо аналогічний вираз

$$Q_{12} = \frac{Q_2(R_{23} + R_{13}) + Q_3R_{13}}{R_{12} + R_{23} + R_{13}}. \quad (9)$$

Додамо вирази (8) і (9) та одержимо формулу для повної потужності

$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_2(R_{23} + R_{13}) + \dot{S}_3R_{13}}{R_{12} + R_{23} + R_{13}}. \quad (10)$$

Щоб переконатися в тім, що знайдені значення змінних (8), (9) дають мінімум цільової функції (6) візьмемо другі часткові похідні від (6).

$$\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial P_{12}^2} = \frac{1}{U_{ном}^2} (2R_{12} + 2R_{23} + 2R_{13}) > 0; \quad (11)$$

$$\frac{\partial^2 \Delta P}{\partial Q_{12}^2} = \frac{1}{U_{ном}^2} (2R_{12} + 2R_{23} + 2R_{13}) > 0.$$

З (11) випливає, що обидві похідні позитивні. Тому знайдений екстремум (8), (9) є мінімум функції сумарних втрат потужності (6). З (8), (9), (10) випливає, що на відміну від природного поточкорозподілу, де потоки потужності пропорційні комплексним опорам ділянок мережі, в економічному поточкорозподілі потоки потужності пропорційні активним опорам віток.

### 9.3 Застосування методу Лагранжа

Застосування методу складається у визначенні мінімуму функції Лагранжа, у яку входять втрати активної потужності (4) і рівняння першого закону Кірхгофа (3), кожне з яких збільшується на відповідний множник Лагранжа. Розглянемо задачу оптимізації режиму мережі, коли потоки реактивної потужності в лініях  $Q_{kj}$  дорівнюють нулю. Рівність нулю потоків  $Q$  у лініях 12, 23, 31 означає, що у вузлах 2 і 3 має місце повна компенсація реактивної потужності. Задача має вид: визначити мінімум функції

$$\min \Delta P = \min \left( \frac{P_{12}^2}{U_{ном}^2} R_{12} + \frac{P_{23}^2}{U_{ном}^2} R_{23} + \frac{P_{13}^2}{U_{ном}^2} R_{13} \right), \quad (12)$$

при виконанні двох обмежень рівностей з (3)

$$P_{12} - P_{23} = P_2 \quad ; \quad P_{13} + P_{23} = P_3 . \quad (13)$$

Функція Лагранжа має вид

$$\Phi = \frac{P_{12}^2}{U_{ном}^2} R_{12} + \frac{P_{23}^2}{U_{ном}^2} R_{23} + \frac{P_{13}^2}{U_{ном}^2} R_{13} + \lambda_1 (P_{12} - P_{23} - P_2) + \lambda_2 (P_{13} + P_{23} - P_3) , \quad (14)$$

де  $\lambda_1, \lambda_2$  – множники Лагранжа.

Задача на умовний екстремум (12), (13) із трьома змінними  $P_{12}, P_{23}, P_{13}$  зведена до визначення безумовного екстремуму (мінімуму) функції Лагранжа (14), що залежить від п'яти змінних: трьох потоків потужності і двох множників Лагранжа  $\lambda_1$  і  $\lambda_2$ .

Мінімум функції Лагранжа збігається з розв'язанням вихідної задачі і визначається рівністю нулю п'яти часткових похідних

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial P_{12}} &= \frac{2P_{12}}{U_{ном}^2} R_{12} + \lambda_1 = 0 ; \\ \frac{\partial \Phi}{\partial P_{23}} &= \frac{2P_{23}}{U_{ном}^2} R_{23} - \lambda_1 + \lambda_2 = 0 ; \\ \frac{\partial \Phi}{\partial P_{13}} &= \frac{2P_{13}}{U_{ном}^2} R_{13} + \lambda_2 = 0 ; \\ \frac{\partial \Phi}{\partial \lambda_1} &= P_{12} - P_{23} - P_2 = 0 ; \\ \frac{\partial \Phi}{\partial \lambda_2} &= P_{13} + P_{23} - P_3 = 0 . \end{aligned} \quad (15)$$

Розглянемо перші три рівняння. З них випливає

$$P_{12} R_{12} + P_{23} R_{23} - P_{13} R_{13} = 0 , \quad (16)$$

З останніх двох рівнянь випливає

$$P_{23} = P_{12} - P_2 ; \quad P_{13} + P_{12} - P_2 - P_3 = 0 ; \quad P_{13} = P_2 + P_3 - P_{12} . \quad (17)$$

Підставимо (17) у (16)

$$\begin{aligned} P_{12} R_{12} + (P_{12} - P_2) R_{23} - (P_2 + P_3 - P_{12}) R_{13} &= 0 ; \\ P_{12} R_{12} + P_{12} R_{23} - P_2 R_{23} - P_2 R_{13} - P_3 R_{13} + P_{12} R_{13} &= 0 ; \\ P_{12} &= \frac{P_2 (R_{23} + R_{13}) + P_3 R_{13}}{R_{12} + R_{23} + R_{13}} , \end{aligned} \quad (18)$$

Розв'язання задачі (12), (13) методом Лагранжа (18) збігається з вираженням (8). Як правило, розв'язання задачі оптимізації знаходять у результаті чисельного рішення системи рівнянь, що відповідає умові мінімуму функції Лагранжа. Запишемо вираження для складної мережі в матричному виді. Розглянемо найпростіший випадок, коли всі потоки реактивної потужності дорівнюють нулю. Втрати активної потужності в мережі є квадратичною формою потоків активної потужності в лініях, яку можна записати в такий спосіб

$$\Delta P = \frac{1}{U_{\text{ном}}^2} P_B^T R_B P_B, \quad (19)$$

де  $P_B$  - вектор-стовпець потоків активних потужностей у гілках, порядок якого дорівнює числу гілок  $m$ ; індекс «Т» означає транспонування;  $R_B$  - діагональна матриця активних опорів гілок порядку  $m$ , 1-й елемент якої дорівнює активному опору 1-й гілки. Для мережі на рис.9.1 втрати потужності можна записати в такому виді

$$\Delta P = \frac{1}{U_{\text{ном}}^2} (P_{12}, P_{23}, P_{31}) \begin{pmatrix} R_{12} & 0 & 0 \\ 0 & R_{23} & 0 \\ 0 & 0 & R_{31} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{31} \end{pmatrix}. \quad (20)$$

Перший закон Кірхгофа записується так

$$MP_B = P, \quad (21)$$

де  $P$  – вектор-стовпець активних потужностей у вузлах, порядок якого дорівнює числу незалежних вузлів  $n$ ;  $M$  – перша матриця інциденцій, число рядків якої дорівнює  $n$ ; а число стовпців – числу гілок  $m$ . Для мережі на рис.9.1

$M = \begin{pmatrix} -1 & +1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 \end{pmatrix}$ , а перший закон Кірхгофа має вид

$$\begin{pmatrix} -1 & +1 & 0 \\ 0 & -1 & -1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{31} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_2 \\ P_3 \end{pmatrix}. \quad (22)$$

Задача оптимізації (12), (13) у матричному виді має наступний вид: визначити

$$\min \Delta P = \frac{1}{U_{\text{ном}}^2} P_B^T R_B P_B, \quad (23)$$

при виконанні умови (21). Математично це задача квадратичного програмування, тому що цільова функція (19) – квадратична форма, а обмеження (21) – система лінійних алгебраїчних рівнянь. Запишемо функцію Лагранжа (14) у матричному виді

$$\Phi = \frac{1}{U_{\text{ном}}^2} P_B^T R_B P_B + \lambda^T (MP_B - P), \quad (24)$$

де  $\lambda$  - вектор-стовпець множників Лагранжа. Для мережі на рисунку 9.1 при потоках  $Q$ , рівних нулю

$$\lambda = \begin{pmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \end{pmatrix}. \quad (25).$$

Мінімум функції Лагранжа визначається наступною системою рівнянь

$$\begin{cases} \frac{\partial \Phi}{\partial P_B} = \frac{2}{U_{ном}^2} R_B^T P_B + M^T \lambda = 0 \\ \frac{\partial \Phi}{\partial \lambda} = M P_B - P = 0 \end{cases} \quad (26)$$

Покажемо, що рівняння (26) еквівалентні рівнянню вузлових напруг

$$P_g = -\frac{U_{ном}^2}{2} R_g^{-1} M^T \lambda, \quad (27)$$

Підставимо (27) у друге рівняння (26)

$$-\frac{U_{ном}^2}{2} M R_g^{-1} M^T \lambda - P = 0 \quad \text{або} \quad -\frac{U_{ном}^2}{2} G_y \lambda - P = 0, \quad (28)$$

де  $G_y = M R_g^{-1} M^T$  - матриця активних власних і взаємних провідностей вузлів.

Якщо прийняти  $U_k = -\lambda_k \frac{U_{ном}^2}{2}$ , то (28) буде рівнянням вузлових напруг у мережі, для якої  $G_y$  - матриця активних вузлових провідностей;  $P$  – вектор вузлових потужностей;  $\lambda$ -вектор вузлових напруг, ділених на  $-U_{ном}^2/2$ .

#### 9.4. Оптимізація розподілу активної потужності між тепловими електростанціями

Розглянемо основні положення методу невизначених множників Лагранжа. Нехай мається цільова функція  $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$ , екстремум якої визначається. Змінні  $x_1, x_2, \dots, x_n$  зв'язані між собою  $k$  рівняннями зв'язку

$$\begin{cases} w_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ w_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \dots\dots\dots \\ w_k(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad (29)$$

При використанні методу множників Лагранжа замість екстремуму функції  $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$  знаходяться умови екстремуму спеціально складеної функції (функції Лагранжа), що включає і цільову функцію і рівняння зв'язку. Функція Лагранжа при цьому має вид

$$\Phi = F(x) + \sum_{i=1}^k \lambda_i w_i(x). \quad (30)$$

Постійні коефіцієнти  $\lambda_i$  – називаються невизначеними множниками Лагранжа. Диференціюючи функцію по незалежним змінним  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  і дорівнюючи нулю часткові похідні, знаходимо екстремум функції



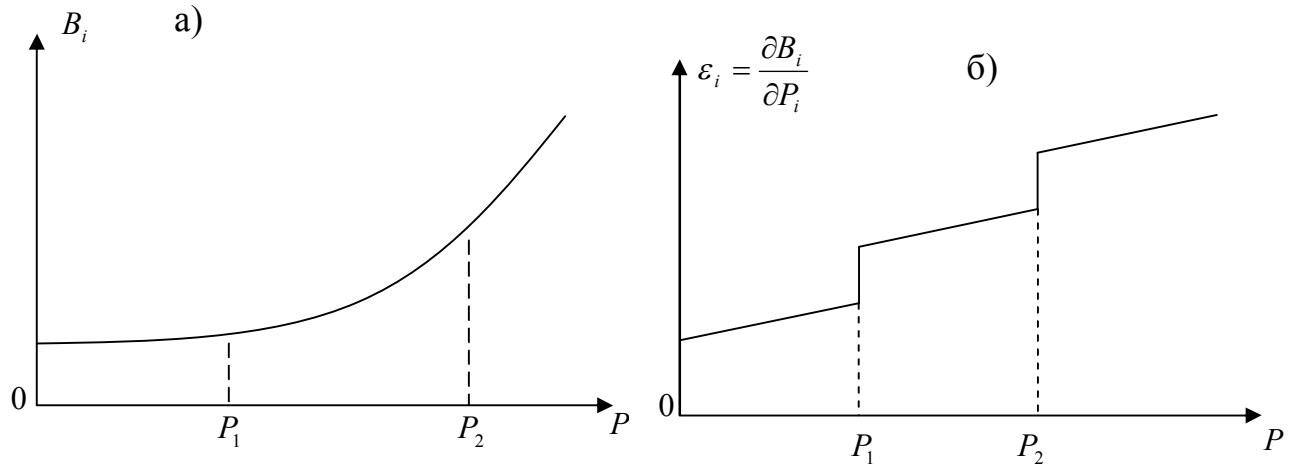


Рисунок 9.2 - а) видаткова характеристика;  
б) характеристика приросту питомих витрат електростанції

Рівняння мети

$$F = B = B_1(P_1) + B_2(P_2) + \dots + B_n(P_n) \Rightarrow \min, \quad (1)$$

Шукані змінні зв'язані одним рівнянням балансу активних потужностей

$$w = P_1 + P_2 + \dots + P_n - \sum P_n - \Delta P = 0 \quad (2)$$

Функція Лагранжа

$$\Phi = B + \lambda w = B_1 + B_2 + \dots + B_n + \lambda(P_1 + P_2 + \dots + P_n - \sum P_n - \Delta P), \quad (3)$$

$\sum P_n$  - сумарне навантаження;  $\Delta P$  - сумарні втрати активної потужності.

Тому що вираз в дужках дорівнює нулю, то мінімуми функції Лагранжа (3) і цільової функції (1) збігаються. Диференціюємо функцію Лагранжа по змінним  $P_i$  і дорівнюємо похідні нулю

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_1} = \frac{\partial B_1}{\partial P_1} + \lambda \left( 1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1} \right) = 0 \quad (4)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_n} = \frac{\partial B_n}{\partial P_n} + \lambda \left( 1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_n} \right) = 0$$

$$\frac{\frac{\partial B_1}{\partial P_1}}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_1}} = \dots = \frac{\frac{\partial B_n}{\partial P_n}}{1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_n}} = -\lambda \quad (5)$$

Рівняння (5) разом з рівнянням (2) вирішують задачу оптимального розподілу активної потужності з урахуванням зміни втрат у мережах. Часткова похідна від витрат по активній потужності називається відносним приростом витрати палива електростанції і позначається  $\varepsilon_i = \frac{\partial B_i}{\partial P_i}$ . Величина  $\varepsilon_i$  показує, як зміниться витрата палива  $i$ -ї станції  $B_i$ , якщо її навантаження зміниться на вели-

чину  $\partial P_i$ ;  $\sigma_i = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_i}$  - відносний приріст втрат активної потужності в мережах, тобто величина, що показує наскільки зміняться втрати в мережах, якщо потужність тільки  $i$ -ої станції зміниться на  $\partial P_i$ .

Застосовуючи введені позначення, одержуємо умови найвигіднішого розподілу навантаження

$$\frac{\varepsilon_i}{1 - \sigma_i} = idem . \quad (6)$$

Символ у правій частині означає однаковість умови для всіх електростанцій. З'ясуємо фізичний зміст цієї умови. Запишемо (6) у кінцевих різностях і помножимо чисельник і знаменник на  $\Delta P_\Gamma$ .

$$\frac{\frac{\Delta B}{\Delta P_\Gamma} \Delta P_\Gamma}{\left(1 - \frac{\Delta P}{\Delta P_\Gamma}\right) \Delta P_\Gamma} = \frac{\Delta B}{\Delta P_\Gamma - \Delta P} = \frac{\Delta B}{\Delta P_n} = idem , \quad (7)$$

де  $\Delta P_n$  - активна потужність, доведена до споживача.

З (7) випливає, що при найвигіднішому розподілі навантаження витрати палива  $\Delta B$  на потужність  $\Delta P_n$  у місці її споживання повинні бути рівними для всіх електростанцій. При неврахуванні змін втрат активної потужності, тобто при  $\Delta P = const$ ,  $\sigma_i = 0$ , умова найвигіднішого розподілу навантаження має вид

$$\varepsilon_i = idem \text{ інакше } \frac{\partial B_1}{\partial P_1} = \frac{\partial B_2}{\partial P_2} = \dots = \frac{\partial B_n}{\partial P_n} = -\lambda . \quad (8)$$

Оптимальний режим відповідає рівності відносних приростів витрати палива для всіх електростанцій. Якщо такої рівності немає, то вигідно збільшувати активну потужність агрегату з меншим питомим приростом, знижуючи її в агрегаті з великим приростом. При цьому в першому агрегаті (з меншим приростом) питомий приріст збільшується, а в другого – знижується. Такий перерозподіл вигідно продовжувати доти, поки всі питомі прирости не зрівняються. Отриманий режим буде оптимальним. Дійсні видаткові характеристики станцій являють собою криволінійні функції  $B_i = f(P_i)$ , іноді зі зламами. Тому характеристики питомих приростів  $\varepsilon_i = f'(P_i)$  станції можуть мати розриви. Ці розриви відповідають відкриттю додаткових клапанів парових турбін. У точці розриву питомий приріст має два значення: більше відповідає росту навантаження, менше – її зниженню.

Таким чином, при неврахуванні змін сумарного навантаження точок ( $\sum P_n = const$ ) і втрат у мережах ( $\Delta P = const$ ) умовою оптимального розподілу активних потужностей є принцип рівності питомих приростів витрати палива окремих електростанцій.

Знайдемо умови, при яких виходить мінімум витрат. Визначимо знак другого диференціала від функції Лагранжа  $\Phi$ .

$$d^2 \Phi = d^2 B + \lambda d^2 W . \quad (9)$$

Тут складові цього вираження рівні



$$d^2 B = \frac{\partial^2 B_1}{\partial P_1^2} (d P_1)^2 + \frac{\partial^2 B_2}{\partial P_2^2} (d P_2)^2 + \dots + 2 \frac{\partial^2 B}{\partial P_1 \partial P_2} (d P_1 d P_2) + 2 \frac{\partial^2 B}{\partial P_1 \partial P_3} (d P_1 d P_3) + \dots$$

Другі змішані часткові похідні від витрати  $B$  завжди дорівнюють нулю, тому що питомий приріст одного агрегату не залежить від потужності іншого агрегату. Тому буде

$$d^2 B = \frac{\partial^2 B_1}{\partial P_1^2} (d P_1)^2 + \frac{\partial^2 B_2}{\partial P_2^2} (d P_2)^2 + \dots + \frac{\partial^2 B_n}{\partial P_n^2} (d P_n)^2.$$

Очевидно також, що

$$d^2 W = \frac{\partial^2 W}{\partial P_1^2} (d P_1)^2 + \frac{\partial^2 W}{\partial P_2^2} (d P_2)^2 + \dots + 2 \frac{\partial^2 W}{\partial P_1 \partial P_2} (d P_1 d P_2) + \dots = 0.$$

Тому що  $\frac{\partial W}{\partial P_1} = 1$ ;  $\frac{\partial W}{\partial P_2} = 1$ ; ... ;  $\frac{\partial^2 W}{\partial P_1^2} = 0$ ; ... ;  $\frac{\partial^2 W}{\partial P_1 \partial P_2} = 0$  ...

Отже, умова  $d^2 \Phi > 0$  має місце, якщо

$$\frac{\partial^2 B_1}{\partial P_1^2} \geq 0; \quad \frac{\partial^2 B_2}{\partial P_2^2} \geq 0; \quad \dots; \quad \frac{\partial^2 B_n}{\partial P_n^2} > 0, \quad (10)$$

тобто якщо з неубутних кривих  $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n$  хоча б одна є зростаючою. Це означає, що питомі прирости не знижуються при зростанні активної потужності, а хоча б в одного з агрегатів зростають.

## 9.5. Оптимальний розподіл реактивної потужності

У практичних розрахунках часто допускається незалежний розподіл активного і реактивного навантажень між станціями системи. Задача розподілу реактивних навантажень може бути також вирішена методом множників Лагранжа. Оскільки генерація реактивної потужності впливає головним чином на режим напруг і поточкорозподіл потужностей системи, то критерієм оптимальності є втрати активної потужності. Мінімізуючи втрати активної потужності, можна знизити витрату палива станцій системи. Запишемо цю задачу. Рівняння мети (цільова функція) – мінімум втрат активної потужності, тобто

$$\Delta P \Rightarrow \min \quad (11).$$

Рівняння обмеження – це балансове рівняння реактивних навантажень  $Q_n$  і потужностей джерел реактивної потужності  $Q_i$ , тобто

$$W = Q_n + \Delta Q - \sum_{i=1}^n Q_i = 0 \quad (12)$$

Функція Лагранжа включає вирази (11) і (12).

$$\Phi = \Delta P + \lambda W = \Delta P + \lambda \left( Q_n + \Delta Q - \sum_{i=1}^r Q_i \right) \quad (13)$$

Невідомими в цій задачі є  $r$  потужностей джерел реактивної потужності  $Q_i$  і множник Лагранжа  $\lambda$ , усього  $r+1$  невідомих. Для вирішення задачі складається  $r$  рівнянь диференціюванням функції Лагранжа по всім незалежним змінним, і одне рівняння балансове (12).

Диференціюючи функцію Лагранжа, одержуємо  $r$  рівнянь

$$\frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} + \lambda \left( \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_i} - 1 \right) \Rightarrow \frac{\partial \Phi}{\partial Q_i} = \frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} - \lambda \left( 1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_i} \right) = 0$$

$$\frac{\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_1}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_1}} = \frac{\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_2}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_2}} = \dots = \frac{\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_r}}{1 - \frac{\partial \Delta Q}{\partial Q_r}} = \lambda. \quad (14)$$

Ця умова справедлива тільки для випадків, коли генерація реактивної потужності не зв'язана безпосередньо з витратами палива або мало впливає на них. У протилежному випадку задачі розподілу активних і реактивних потужностей повинні зважуватися спільно. Умова (14) спроститься, якщо зневажити втратами реактивної потужності, тобто прийняти  $\Delta Q=0$ , тоді умова оптимальності має вид

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial Q_i} = \lambda = \text{idem}, \quad (15)$$

З'ясуємо фізичний сенс умови (14). Запишемо (14) у кінцевих різницях і перемножимо чисельник і знаменник на  $\Delta Q$ .

$$\frac{\frac{\Delta(\Delta P)}{\Delta Q} \Delta Q}{\left[ 1 - \frac{\Delta(\Delta Q)}{\Delta Q} \right] \Delta Q} = \frac{\Delta(\Delta P)}{\Delta Q - \Delta(\Delta Q)} = \frac{\Delta(\Delta P)}{\Delta Q_n} = \text{idem}, \quad (16)$$

де  $\Delta Q_n$  – реактивна потужність у споживачів.

З (16) випливає, що оптимальним буде такий режим, коли для всіх джерел реактивної потужності буде мати місце рівність втрат активної потужності  $\Delta P$  на одиницю реактивної потужності в споживача  $\Delta Q_n$ .

Вирази (14) дають можливість визначити оптимальні реактивні потужності всіх джерел, що відповідають мінімуму втрат активної потужності в мережах.

### Контрольні питання.

1. Формули для визначення потоків і втрат потужності.
2. Оптимізація розподілу повної потужності у замкненому контурі.
3. Застосування методу множників Лагранжа для розв'язання оптимізаційних задач електроенергетики.
4. При якій умові реалізується оптимальний розподіл активної потужності між тепловими електростанціями.
5. Оптимальний розподіл реактивної потужності між тепловими електростанціями.

## Рекомендована література

### Базова

1. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи. – Львів: Львівська політехніка, 2009. – 492с.
2. Сулейманов В.Н., Кацадзе Т.Л. Электрические сети и системы. – К.: НТУУ КПИ, 2007. – 506с.
3. Лыкин А.В. Электрические системы и сети. – М.: Логос, 2008. – 253с.
4. Перехідні процеси в системах електропостачання: підруч. для вузів/ Г.Г. Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен. – 2-е вид., доправ. та доп. – Дніпропетровськ : Нац. гірн. ун-т, 2002. – 597 с.
5. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підруч. / В.Є. Шестеренко. – Вінниця : Нова Книга, 2004. – 656 с
6. Сегеда М.С. Математичне моделювання в електроенергетиці: навч. посіб./ М.С. Сегеда. –Львів: вид-во НУ «Львівська політехніка»,2002.–300 с.
7. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.- 592с.
8. Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И., Перхач В.С. Электрические системы и сети. – К.: Вища школа, 1986.- 585с.
9. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях/ Под ред. Веникова В.А., М.: Энергоатомиздат, 1983. – 504с.
10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования) – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
11. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей/ Под ред. Блок В.М. – М.: Высшая школа, 1981. – 304с.
12. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ Под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. – М.: Энергия, 1977. – 288с.

### Допоміжна

13. Веников В.А., Журавлёв В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1981. – 464с.
14. Электрические системы/ Под ред. Веникова В.А. , Т.3 – Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения. – М.: Высшая школа, 1972. – 368с.
15. Справочник по проектированию линий электропередачи/ Под ред. Реута М.А., Рокотяна С.С. – М.: Энергия, 1980. – 296с.

### Інформаційні ресурси

1. Інформаційний портал ДДТУ – [www.dstu.dp.ua](http://www.dstu.dp.ua)
2. Інформаційний портал кафедри – [elm.dstu.dp.ua](http://elm.dstu.dp.ua)

Конспект лекцій з дисципліни «Електричні мережі та системи» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Укладач: кандидат технічних наук, доцент Ключев Олег Володимирович

51918, м. Кам'янське, вул. Дніпробудівська, 2

Підписано до друку

Формат 60/84 1/16. Обсяг д.а.

Тираж екз. Замовлення \_\_\_\_\_