

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

В. О. ПЕРЕПЕЧЕНИЙ

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для студентів денної та заочної форм навчання
та слухачів другої вищої освіти спеціальності
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2020

Перепечений В. О. Електричні системи та мережі : конспект лекцій для студентів денної та заочної форм навчання та слухачів другої вищої освіти спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В. О. Перепечений. – Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2020. – 166 с.

Автор канд. техн. наук, доц. В. О. Перепечений

Рецензент канд. техн. наук, доц. П. П. Рожков

Рекомендовано кафедрою систем електропостачання та електроспоживання міст, протокол № 7 від 25.04.2016.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ.....	8
1.1 Електрична мережа, як частина електричної системи.....	8
1.2 Номінальні напруги. Область їх використання.....	11
1.3 Область використання номінальних напруг.....	13
2 КЛАСИФІКАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	14
3 ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ.....	22
3.1 Повітряні лінії електропередач.....	22
3.2 Кабельні лінії електропередач.....	26
4 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ Й ПАРАМЕТРИ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	30
4.1 Активний опір.....	30
4.2 Індуктивний опір.....	33
4.3 Активна провідність.....	36
4.4 Реактивна провідність.....	40
4.5 Схема заміщення ЛЕП.....	41
5 ПАРАМЕТРИ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	43
5.1 Загальні відомості.....	43
5.2 Двохобмоточний трансформатор.....	44
5.3 Трьохобмоточний трансформатор.....	49
5.4 Двохобмоточний трансформатор з розщепленою обмоткою низької напруги.....	53
5.5 Автотрансформатор.....	55
6 ХАРАКТЕРИСТИКИ ОСНОВНИХ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ.....	59
6.1 Характеристики основних електроприймачів.....	59
6.2 Графіки навантаження електроприймачів.....	62
7 ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ Й ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ МЕРЕЖІ.....	66
7.1 Втрати потужності в елементах мережі.....	66
7.2 Розрахунок втрат потужності в лініях електропередач.....	66
7.3 Розрахунок втрат потужності в ЛЕП з рівномірно розподіленим навантаженням.....	68
7.4 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах.....	69
7.5 Наведені розрахункові навантаження споживачів.....	71
7.6 Розрахунок втрат електроенергії.....	73
7.7 Заходи щодо зниження втрат потужності.....	76
8 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	78
8.1 Завдання розрахунку режимів. Основні допущення.....	78

8.2	Метод розрахунку режиму при заданій напрузі наприкінці ЛЕП...	79
8.3	Розрахунок режиму при заданій напрузі на початку ЛЕП.....	82
8.4	Розрахунок мереж різних номінальних напруг.....	85
9	РОЗРАХУНОК МІСЦЕВИХ МЕРЕЖ (МЕРЕЖ НАПРУГОЮ $U_{ном} \leq 35\text{кВ}$) ЗА ВТРАТОЮ НАПРУГИ.....	89
9.1	Припустимі втрати напруги в лініях місцевих мереж.....	89
9.2	Допущення, які покладені в основу розрахунку місцевих мереж...	91
9.3	Визначення найбільшої втрати напруги.....	92
9.4	Окремі випадки розрахунку місцевих мереж.....	93
10	РОЗРАХУНОК ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ ЗА ПРИПУСТИМОЮ ВТРАТОЮ НАПРУГИ.....	96
10.1	Загальні положення методів.....	96
10.2	Розрахунок перетинів проводів з умови сталості перетинів на ділянках.....	97
10.3	Розрахунок перетинів проводів з умови мінімальної витрати провідникового матеріалу.....	98
10.4	Розрахунок перетинів проводів з умови мінімуму втрат потужності в мережі.....	102
10.5	Етапи розрахунку при різних умовах.....	104
10.6	Порівняльна характеристика методів.....	105
11	РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ПРОСТИХ ЗАМКНУТИХ МЕРЕЖ.....	107
11.1	Розрахунок ліній з двостороннім живленням.....	107
11.2	Окремі випадки розрахунку простих замкнутих мереж.....	113
12	РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ СКЛАДНОЗАМКНУТИХ МЕРЕЖ. МЕТОДИ ПЕРЕТВОРЕННЯ МЕРЕЖІ.....	115
12.1	Суть методу перетворення.....	115
12.2	Прийом 1. Заміна площі перетину проводів ділянки мережі еквівалентною.....	116
12.3	Прийом 2. Заміна паралельних ліній при відсутності на них навантажень еквівалентною лінією.....	117
12.4	Прийом 3. Заміна джерел напруги, приєднаних до однієї точки мережі, одним еквівалентним.....	118
12.5	Прийом 4. Перетворення трикутника опорів в еквівалентну зірку	121
12.6	Прийом 5. Перенос навантажень в інші точки мережі.....	123
13	БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ.....	128
14	РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ. СПОЖИВАЧІ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. ВИРОБІТОК РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ГЕНЕРАТОРАМИ ЕС.....	133
14.1	Загальні положення.....	133
14.2	Регулюючий ефект навантаження.....	134
14.3	Споживачі реактивної потужності.....	136
14.4	Генерація реактивної потужності генераторами ЕС.....	138

15 РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ.	
КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	142
15.1 Загальні положення.....	142
15.2 Синхронні компенсатори.....	143
15.3 Батарей конденсаторів.....	145
15.4 Поперечна компенсація.....	149
15.5 Поздовжня компенсація.....	152
15.6 Вибір потужності батарей конденсаторів при поперечній компенсації.....	154
15.7 Статичні джерела реактивної потужності.....	156
16 МЕТОДИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ. ПРИСТРОЇ	
РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	158
16.1 Загальні положення.....	158
16.2 Регулювання напруги в центрах живлення.....	159
16.3 Метод зустрічного регулювання.....	160
16.4 Регулювання напруги на електростанціях.....	162
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	164

ВСТУП

Ціль вивчення дисципліни полягає у формуванні знань в області теорії розрахунків і аналізу сталих режимів електричних систем і мереж та керування ними, а також в області їх проектування.

До основних завдань ставляться:

- ознайомлення з фізичною сутністю явищ, які супроводжують процес виробництва, розподілу й споживання електроенергії;
- складання схем заміщення окремих елементів мережі й ділянки електричної мережі в цілому;
- визначення їх параметрів;
- розрахунок різних режимів електричних мереж і систем та їх аналіз;
- розробка рекомендацій з поліпшення режимів.

Та величезна роль, яку відіграє електроенергія в нашому житті, зумовлена такими її властивостями:

- легкість передачі на більші відстані в порівнянні з іншими видами енергії;
- можливість перетворень в інші види енергій з високим к.к.д. незалежно від її кількості. Тому немає необхідності в її зберіганні;
- електроенергія проявляється у вигляді потоку, який розділити на частині легше, ніж інші енергетичні потоки (вугілля, нафтопродукти);
- споживання електроенергії може плавно мінятися від нуля до максимуму залежно від ходу самого процесу виробництва або навантаження робочого механізму;
- можливість значної концентрації потужності при виробництві електроенергії;
- потік електроенергії можна представити безперервним або періодичним у вигляді синусоїди. Таке подання найбільше зручно для інформаційних потоків. Тому ЛЕП часто використовують і для передачі інформації;

– електроенергія є найбільш чистим видом енергії з найменшим ступенем забруднення навколишнього середовища;

– орієнтація на використання трифазного струму додала використанню електроенергії однорідність.

Курс ґрунтується з дисциплін «Математика», «Фізика», «Технологія виробництва електроенергії», «Теоретичні основи електротехніки».

Курс передуює дисциплінам «Електроустаткування станцій і підстанцій», «Релейний захист», «Перехідні процеси в електричних системах».

1 ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ

1.1 Електрична мережа як частина електричної системи

За техніко-економічними міркуваннями всі електростанції, які розташовані в одному регіоні, з'єднуються між собою для паралельної роботи на загальне навантаження за допомогою ЛЕП різного класу напруги. Об'єднання відрізняється спільністю режиму й безперервністю процесу виробництва, розподілу й споживання теплової і електричної енергії. Воно називається *енергетичною системою*. Інакше кажучи, *енергетична система* – це сукупність всіх ланок ланцюжка одержання, перетворення, розподілу й використання теплової й електричної енергії. Схематично енергетична система надана на рисунку 1.1.

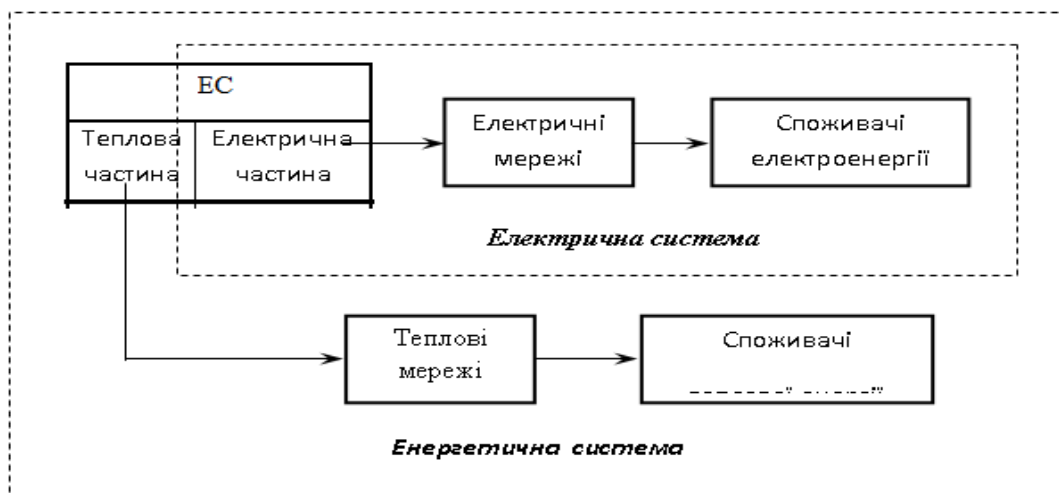


Рисунок 1.1 – Умовне позначення енергетичної та електричної систем

Електрична або *електроенергетична система* являє собою частину енергетичної системи, за виключенням теплових мереж й теплових споживачів.

Електрична система являє собою складний об'єкт. Складність обумовлена рядом специфічних особливостей:

– постійний збіг за часом процесу виробництва, передачі й вживання електроенергії;

– безперервність процесу виробництва, передачі й споживання електроенергії й необхідність у зв'язку з цим безперервного контролю за цим процесом. Процес передачі електроенергії по ланцюгу «генератор – електроприймач» можливий лише при надійному електричному і магнітному зв'язку на всьому протязі цього ланцюга;

– підвищена небезпека електричного струму для навколишнього середовища й обслуговуючого персоналу;

– швидке протікання процесів, пов'язаних з відмовою різних елементів основного технологічного ланцюжка;

– різноманіття функціональних систем і пристроїв, які здійснюють технологію виробництва електроенергії; керування, регулювання й контроль. Необхідність їх постійної й чіткої взаємодії;

– віддаленість енергетичних об'єктів друг від друга;

– залежність режимів роботи електричних систем від різних випадкових факторів (погодні умови, режим роботи енергосистеми, споживачів);

– значний обсяг робіт по ремонтно-експлуатаційному обслуговуванню великої кількості різноманітного встаткування.

На електричних схемах електрична система надається так (див. рис. 1.2).

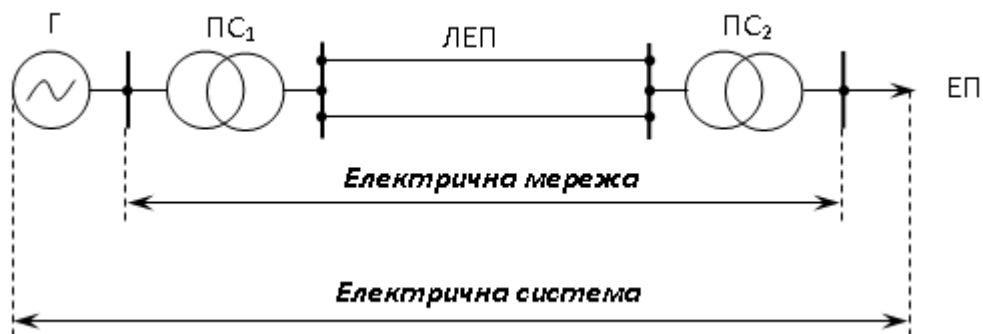


Рисунок 1.2 – Визначення електричної системи на електричних схемах

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

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

Тому що передача електроенергії економічно вигідна тільки по ЛЕП високої напруги, то енергія, що виробляється на ЕМ, перетвориться в енергію високої напруги за допомогою трансформаторів ЕМ. Підстанції, на яких виробляється ця трансформація називаються **підвищувальними (живлючими)**. На іншому кінці електропередачі будується **знижувальна (приймальна)** підстанція. Друга назва умовна, тому що знижувальна підстанція може бути одночасно й живильною).

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

Енергосистеми, розташовані в різних економічних районах, зв'язуються між собою лініями електропередач високої напруги. Це забезпечує взаємний обмін потужностями й дає наступні переваги:

- зниження сумарного максимуму;
- зменшення сумарного резерву потужності (12-20% від сумарної потужності);
- підвищується надійність і якість енергопостачання;
- підвищується економічність використання енергоресурсів;
- поліпшується використання потужності ЕМ (можна будувати потужні агрегати);
- полегшується робота систем при сезонних змінах навантаження, при ремонтах і аваріях.

Але в об'єднаних системах ускладнюються релейний захист, автоматика і керування режимами.

1.2 Номінальні напруги. Область їх використання

Виробництво, передача й споживання електроенергії виконують при різних напругах: генерація при напрузі до 30 кВ, передача – при напрузі 35 кВ і вище, споживання – сотні й тисячі вольтів.

Номінальною напругою елементів електричної мережі (електроприймачі, генератори, трансформатори) називається та напруга, на якій ці елементи мають найбільш доцільні технічні й економічні характеристики.

Таблиця 1.1 – Номінальні напруги (до 1000 В) змінного трифазного струму, В

Джерела і перетворювачі	42	230	400	690
Мережі і електроприймачі	40	220	380	660

Таблиця 1.2 – Номінальні напруги (більше 1000 В) змінного трифазного струму, кВ

Мережі й приймачі	Генератори й СК	Трансформатори й автотрансформатори			
		без РПН		з РПН	
		первинні обмотки	вторинні обмотки	первинні обмотки	вторинні обмотки
(3)	(3,15)	(3 і 3,15)	(3,15 і 3,3)	–	(3,15)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11
20	21	20	22	20; 21	22
35	–	35	38,5	35; 36,75	38,5
110	–	–	121	110; 115	115; 121
(150)	–	–	(165)	(158)	(158)
220	–	–	242	220; 230	230; 242
330	–	330	347	330	330
500	–	500	525	500	–
750	–	750	787	750	–
1150	–	–	–	1150	–

Номинальні напруги встановлюються державним стандартом (ДЕРЖСТАНДАРТ).

Номинальні напруги джерел (генератори й СК) за умовами компенсації втрат напруги в живлячій мережі, прийняті на 5 % вище номінальних напруг мережі.

Первинні обмотки трансформаторів є приймачами електроенергії. Тому для підвищувальних трансформаторів їх номінальні напруги дорівнюють номінальним напругам генераторів; для понижувальних трансформаторів – номінальним напругам мережі або на 5 % вище. Вторинні обмотки трансформаторів живлять наступну мережу. Щоб компенсувати втрату напруги в трансформаторах, їх номінальні напруги вище номінальних напруг мережі на 5–10 %.

Кожна електрична мережа характеризується номінальною напругою електроприймачів, які від неї живляться. У дійсності електроприймачі працюють при напрузі відмінній від номінальної напруги через втрати напруги. Відповідно до ДЕРЖСТАНДАРТУ, при нормальному режимі роботи мережі напруга, що підводиться до електроприймача не повинна відрізнятися від номінальної більше, ніж на $\pm 5\%$. Тобто, напруга U_1 не повинна перевищувати номінальне більш, ніж на 5 %. Напруга U_2 не повинна бути нижче більше, ніж на 5 % (див. рис. 1.3). Номінальна напруга мережі дорівнює її середньому значенню:

$$U_{\text{ном}} = \frac{U_1 + U_2}{2}.$$

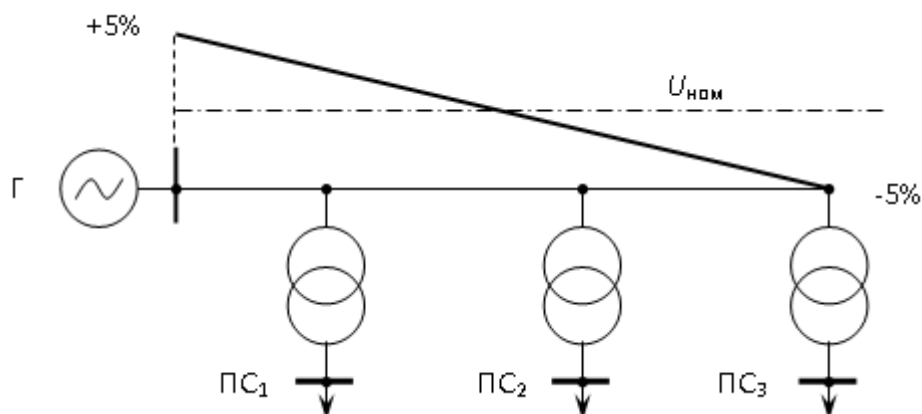


Рисунок 1.3 – Визначення номінальної напруги мережі

1.3 Область використання номінальних напруг

Напруги 220 В, 3, 20 і 150 кВ вважаються безперспективними й не рекомендуються для знову проєктованих мереж.

У мережі до 1000 В найбільше поширення одержало напругу 380 В. Використовується для живлення освітлювального навантаження усередині й поза приміщеннями, для живлення маломоторного навантаження промислових підприємств.

Напруга 660 В застосовується в заводських мережах для живлення електросилового навантаження.

Напруга 6 і 10 кВ використовуються для розподільчих мереж у міській і сільській місцевості.

Напруга 35 і 110 кВ мають найбільше поширення. Напругу 35 кВ використовують у розподільних мережах. Напруга 110 кВ виконує дві функції:

- живить великі центри споживання енергії, тобто виступає в ролі системоутворюючої. Особливо це відноситься до старих енергосистем;
- живить підстанції невеликої потужності напругою 110/10 кВ у зонах обслуговування споживачів 10 кВ, тобто виступає в ролі розподільчої.

Напругу 220 кВ застосовують в енергосистемах з вищою напругою 500 кВ при значному рості навантажень, як найбільш перспективне стосовно напруги 110 кВ.

Напруги 330 кВ і вище відіграють роль системоутворюючих напруг.

2 КЛАСИФІКАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Електричні мережі класифікуються:

- за родом струму;
- за номінальною напругою;
- за конструктивним виконанням;
- за розташуванням;
- за конфігурацією;
- за ступенем резервування;
- за виконуваними функціями;
- за характером споживачів;
- за призначенням в схемі електропостачання;
- за режимом роботи нейтралі.

За родом струму розрізняють мережі *змінного* та *постійного* струму. Основне поширення одержали мережі трифазного змінного струму.

Однофазними виконують внутріквартирні мережі. Вони виконуються як відгалуження від трифазної чотирьохпровідної мережі.

Мережі постійного струму використовуються в промисловості (електричні печі, електролізні цехи) і для живлення міського електротранспорту.

Постійний струм використовується для передачі енергії на більші відстані. Але, на постійному струмі працює тільки ЛЕП: у спочатку й кінці ЛЕП будуються перетворювальні підстанції, на яких відбувається перетворення змінного струму в постійний і назад. Використання постійного струму забезпечують стійку паралельну роботу генераторів ЕС.

Постійний струм використовується для організації зв'язку електроенергетичних систем. При цьому відхилення частоти в кожній системі практично не відображається на переданій потужності.

Існують передачі пульсуючого струму. У них електроенергія передається по загальній лінії одночасно змінним і постійним струмами. У такої передачі збільшується пропускна здатність стосовно ЛЕП змінного струму й полегшується відбір потужності в порівнянні з ЛЕП постійного струму.

За напругою відповідно до ДЕРЖСТАНДАРТУ мережі діляться на мережі напругою до 1000 В и мережі напругою вище 1000 В.

У літературі зустрічається й такий розподіл:

- мережі низьких напруг (220 - 660 В);
- мережі середніх напруг (6 - 35 кВ);
- мережі високих напруг (110 - 220 кВ);
- мережі надвисоких напруг (330 - 750 кВ);
- мережі ультрависоких напруг (більше 1000 кВ).

За конструктивним виконанням розрізняють повітряні й кабельні мережі, проводки й струмопроводи.

Струмопровід – це установка для передачі й розподілу електроенергії, що використовується на промислових підприємствах. Складається з неізольованих або ізольованих провідників, ізоляторів, захисних оболонок і опорних конструкцій.

Електропроводки призначені для виконання мереж у будинках.

За розташуванням мережі діляться на *зовнішні* й *внутрішні*. Зовнішні виконуються неізольованими (голими) проводами й кабелями. Внутрішні виконуються ізольованими проводами.

За конфігурацією мережі діляться на *розімкнуті* (див. рис. 2.1) і *замкнуті* (див. рис. 2.2).

Розімкнуті мережі живляться від одного джерела живлення й передають електроенергію до споживачів тільки в одному напрямку.

У замкнутих мережах електроприймачі одержують щонайменше із двох сторін. Розрізняють прості замкнуті мережі й складнозамкнуті мережі. Прості замкнуті мережі мають один замкнутий контур, складнозамкнуті – декілька. До простих замкнутих мереж ставляться кільцева мережа й мережа із двостороннім живленням.

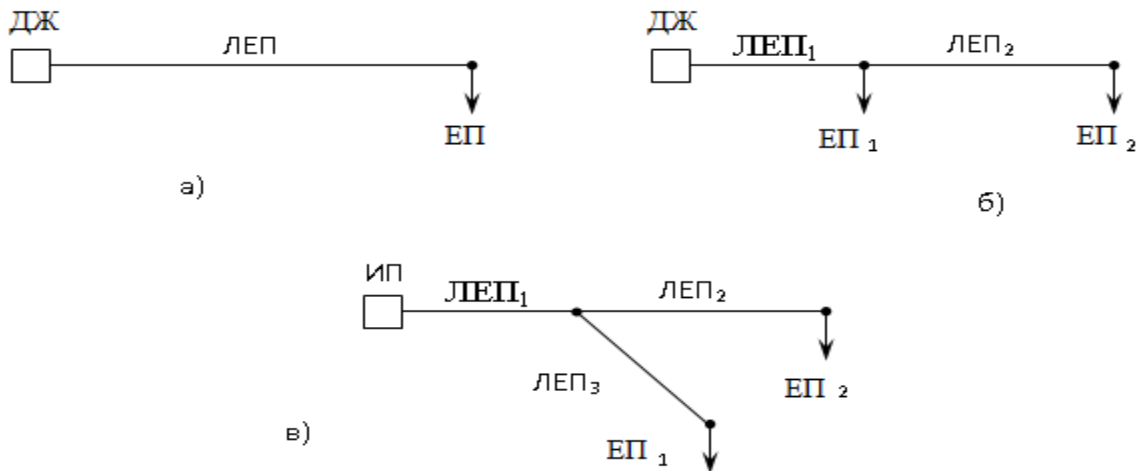


Рисунок 2.1 – Розімкнуті мережі:

а) – радіальна; б) – магістральна; в) – магістральна з відгалудженням

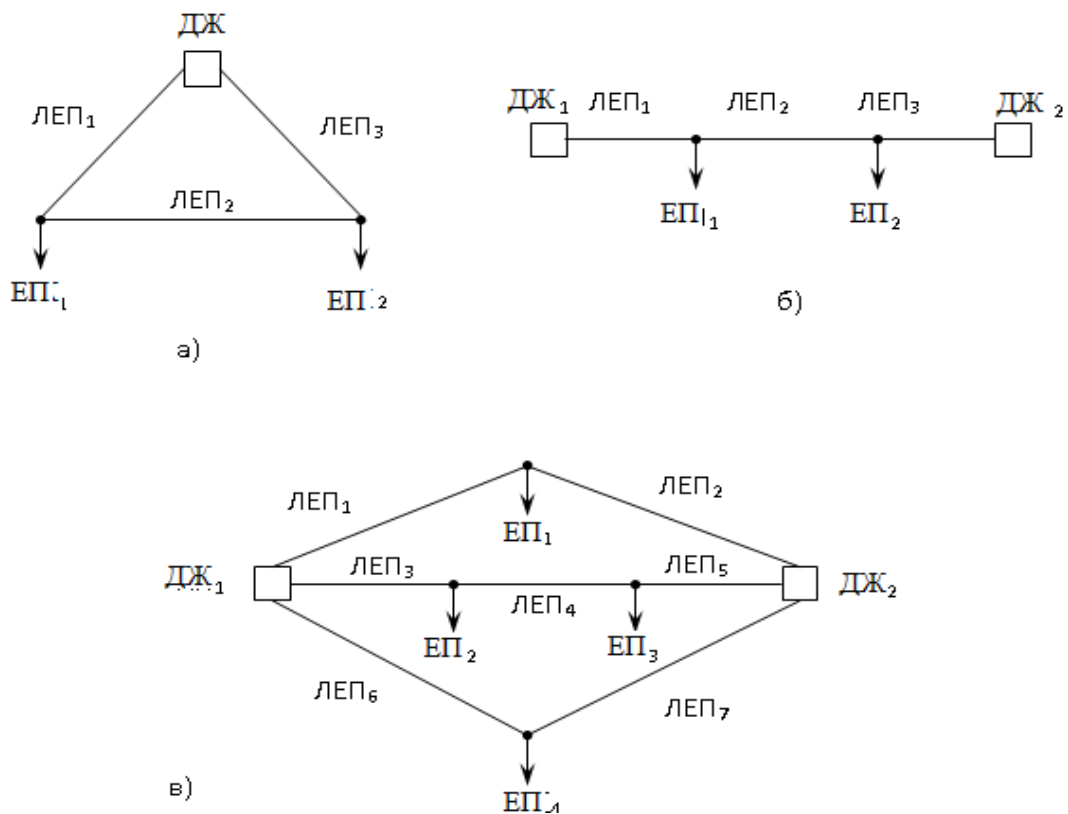


Рисунок 2.2 – Замкнуті мережі:

а) – кільцева; б) – з двохстороннім живленням; в) – складнозамкнута

За ступенем резервування мережі діляться на *нерезервовані* й *резервовані*. Замкнуті мережі завжди резервовані, тому що при відключенні будь-який ЛЕП або будь-якого джерела живлення жоден зі споживачів не втратить живлення. Магістральні мережі, виконані одним ланцюгом, є нерезервованими, тому що частина або всі споживачі втрачають живлення залежно від місця ушкодження й місць установки комутаційної апаратури. Магістральні мережі, виконані двома ланцюгами, є резервованими.

За виконуваними функціями розрізняють *системоутворюючі*, що *живлять* і *розподільні* мережі.

Системоутворюючі мережі – це мережі напругою 330 кВ і вище. Виконують функцію формування енергосистем, поєднуючи потужні ЕС і забезпечуючи їх функціонування як **єдиного** об'єкта керування. Ці мережі характеризуються більшим радіусом охопту, значними навантаженнями. Мережі виконуються по складнозамкнутим багатоконтурним схемам з декількома ДЖ.

Живильні мережі призначені для передачі електроенергії від підстанцій системоутворюючої мережі й від шин 110 - 220 кВ ЕС до районних підстанцій. 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 виконують по розімкнутих схемах. Розрізняють розподільчі мережі високої напруги (більше 1000 В) і низької напруги (до 1000В).

За характером споживачів мережі діляться на *міські*, *промислові* й *сільські*.

Міські мережі характеризуються високою щільністю електричних навантажень (до 12 МВ·А/км²) и великою кількістю різнорідних споживачів.

До промислових мереж ставляться мережі промислових підприємств. Ці мережі діляться на мережі зовнішнього й внутрішнього електропостачання.

Напруга залежить від близькості до живлячої ПС. Якщо вона розташована поблизу підприємства, то напруга зовнішнього електропостачання - 6 - 10 кВ, а внутрішнього - до 1000 В. Якщо живильна ПС розташована далеко, то напруга зовнішнього електропостачання підвищується. Для промислових мереж існує поняття «глибокого введення», коли висока напруга (220 -330 кВ) заводиться на територію заводу, минаючи додаткові трансформації. У цьому випадку в схемі внутрішнього електропостачання використовується напруга 6 - 35 кВ.

Сільські мережі – мережі напругою 0,4 – 110 кВ. Вони призначені для живлення невеликих населених пунктів, сільськогосподарських підприємств. Відрізняються великою довжиною й малою щільністю навантаження (до 15 кВ·А/км²). Сільські мережі виконуються, в основному, повітряними ЛЕП по розімкнутих схемах.

За призначенням в схемі електропостачання мережі діляться на *місцеві й районні*.

Місцеві мережі охоплюють площі радіусом до 30 км. Вони мають малу щільність навантаження й напругу до 35 кВ включно. Це сільські, комунальні й промислові-заводські мережі. До місцевих мереж ставляться «глибокі вводи» напругою 110 кВ.

Районні мережі охоплюють більші райони й мають напругу 110 кВ і вище. По районних мережах здійснюється передача електроенергії від ЕС у місця її споживання. До районних мереж ставляться основні мережі системи, магістральні ЛЕП внутрішньосистемного зв'язку й міжсистемні зв'язки.

За режимом роботи нейтралі мережі діляться:

- на мережі з ізольованою нейтраллю;
- на мережі з компенсованою нейтраллю;
- на мережі з ефективно заземленою нейтраллю;
- на мережі із глухо заземленою нейтраллю.

Режим роботи нейтралі визначається способом з'єднання нейтралі із землею. У мережах з ізолюваною нейтраллю електроустановки не мають зв'язку з землею. У мережах з компенсованою нейтраллю є зв'язок через дугогасильну котушку. У мережах із глухо заземленою нейтраллю - безпосередній зв'язок із землею. У мережах з ефективно заземленою нейтраллю – частина нейтралей трансформаторів заземлена, частина – розземлена (у нейтраль включений роз'єднувач і розрядник).

Вибір режиму роботи нейтралі в мережі до 1000 В визначається безпекою робіт. У мережі вище 1000 В- двома причинами:

- вартістю ізоляції встаткування;
- величиною струмів однофазного короткого замикання на землю.

Відповідно до «Правил улаштування електроустановок» електроустановки до 1000 В працюють або із глухо заземленою або з ізолюваною нейтраллю.

У першому випадку маємо чотирьохпровідну мережу. Замикання будь-якої фази на землю приводить до короткого замикання в мережі (струм uszkodження великий). Запобіжник uszkodженої фази перегоряє, а дві здорові фази залишаються в роботі при фазній напрузі.

У другому випадку маємо трьохпровідну мережу. У такій мережі замикання фази на землю не приводить до значного росту струму в місці uszkodження, фаза не відключається. Фазні напруги неушкоджених фаз зростають до лінійних значень, тобто зростають у $\sqrt{3}$ раз.

В обох випадках ізоляцію розраховують на лінійну напругу.

Мережі напругою 6 - 35 кВ вважаються мережами з малими струмами замикання на землю (до 500 А). Працюють такі мережі або з ізолюваною, або з компенсованою нейтраллю.

У мережі з ізолюваною нейтраллю при торканні фази землі напруга цієї фази стає рівною нулю, а на здорових фазах зростає до лінійного значення (див. рис. 2.3 а). Тому ізоляція повинна бути розрахована на лінійну напругу. Ємнісний струм в uszkodженій фазі дорівнює нулю, а в непошкоджених фазах

збільшується в $\sqrt{3}$ раз (див. рис. 2.3 б). Сумарний ємнісний струм, рівний $3 I_0$, буде протікати через місце замикання фази на землю й джерело живлення. Якщо величина цього струму в мережі 6 - 10 кВ перевищує 30 А, а в мережі 35 кВ - 10 А, то в нейтраль трансформаторів необхідно включити дугогасильну котушку. Її індуктивний струм складається з ємнісним струмом замикання на землю, що може бути скомпенсований частково або повністю.

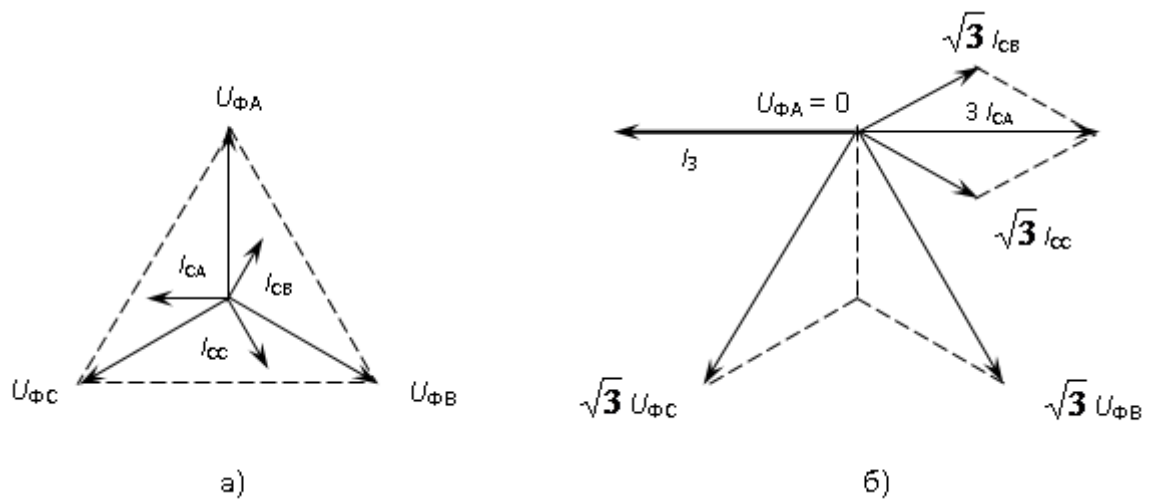


Рисунок 2.3 – Векторні діаграми напруг і струмів:
 а) нормальний режим; б) замикання фази *a* на землю

Мережі 6–35 кВ не вимагають негайного відключення й можуть працювати кілька годин. Але ушкодження можна виявити тільки при почерговому відключенні споживачів.

Мережі напругою 110 кВ і вище вважаються мережами з більшими струмами замикання на землю (понад 500 А). Вони не можуть працювати з ізольованою нейтраллю, тому що ізоляція в цьому випадку повинна розраховуватися на лінійну напругу. А це дорого. Мережі працюють із заземленою нейтраллю. При цьому струм однофазного короткого замикання може перевищувати струм трифазного к.з. У цьому випадку комутаційна апаратура повинна вибиратися по більшому струму, тобто однофазному.

У місці ушкодження в таких мережах виникає електрична дуга з більшим струмом. Дуга гаситься при відключенні ушкодження. Тому що більшість к.з є такими, що самоусуваються, то для перевірки лінія включається знову під дією АПВ. Якщо к.з. самоусунулося, то ЛЕП залишається в роботі, якщо ні, то ушкодження відключається знову. У перехідному режимі й при комутаціях у мережі виникають внутрішні перенапруги. Величина перенапруги впливає на вибір ізоляції. Величину перенапруги намагаються обмежити. Для цього заземлюють нейтралі встаткування. Але чим більше заземлених нейтралей, тим менше величина перенапруги, але тим більше величина струму однофазного к.з.

У мережах 110 кВ надходять у такий спосіб. Частина нейтралей разземляють, щоб величина струмів однофазного к.з. не перевищувала величину струмів трифазного к.з. Заземлюють нейтралі трансформаторів на електростанціях, вузлових підстанціях і на тупикових споживчих підстанціях. Напруга на неушкоджених фазах стосовно землі в сталому режимі не повинна бути більше $0,8 U_{ном}$ (лінійного). Такі мережі називаються мережами з ефективно заземленою нейтраллю.

У мережах 220 кВ і вище застосовують глухе заземлення нейтралі всіх трансформаторів. У цьому напруга на неушкоджених фазах стосовно землі в сталому режимі не перевищує фазне. Комутаційна апаратура вибирається за більшим струмом к.з.

3 ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

3.1 Повітряні лінії електропередач

Електричною *повітряною лінією електропередачі* (ПЛЕП) називається пристрій для передачі електричної енергії по проводах, розташованих на відкритому повітрі й прикріплених за допомогою ізоляторів і арматури до опор або кронштейнів інженерних споруджень. Головні елементи повітряної ЛЕП:

- проводи, які служать для передачі електроенергії;
- грозозахисні троси для захисту від атмосферних перенапруг (грозових розрядів). Вони монтуються у верхній частині опор;
- опори, що підтримують проводи й троси на певній висоті над поверхнею;
- ізолятори, що ізолюють проводи від тіла опори;
- арматура, за допомогою якої проводи закріплюються на ізоляторах, а ізолятори на опорі.

За конструктивним виконанням розрізняють одноланцюгові й дволанцюгові ЛЕП. Під ланцюгом розуміють три проводи (трифазний ланцюг) однієї ЛЕП.

Конструктивна частина ПЛЕП характеризується типами опор, довжинами прольотів, габаритними розмірами, конструкцією фази й типами гірлянд ізоляторів.

За типом опори ПЛЕП діляться на проміжні й анкерні. Проміжні й анкерні різняться способом підвіски проводів. На проміжній опорі проводи підвішуються за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів. На анкерних опорах проводи закріплені жорстко й натягнуті до заданого тяжіння за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів (див. рис. 3.1).

За призначенням розрізняють опори кутові, кінцеві, спеціального призначення.

За матеріалом опори розрізняють дерев'яні (до 220 кВ), залізобетонні (35–330 кВ) і металеві (35 кВ і вище).



Рисунок 3.1 – Кріплення проводу в фазі на проміжній (а) та анкерний (б) опорах: 1 – траверса; 2 – гірлянда ізоляторів; 3 – затискач; 4 – провід

На ПЛЕП застосовують голі проводи й троси. Перебуваючи на відкритому повітрі, вони піддаються атмосферним впливам. Тому матеріал проводів, крім гарної провідності, повинен бути стійким до корозії, володіти механічною міцністю. Для проводів застосовують наступні матеріали:

- мідь;
- алюміній;
- сталь;
- сплави алюмінію й міді з іншими металами (залізом, магнієм, кремнієм).

Мідь має питому провідність $\approx 53 \cdot 10^{-3}$ См·км/мм². Відрізняється механічною міцністю. Плівка окису захищає її від корозії й хімічних впливів. Має стійкість контакту.

Алюміній має питому провідність $\approx 31,7 \cdot 10^{-3}$ См·км/мм². Механічна міцність гірше, ніж у міді. Отже, частіше варто ставити опори. Плівка окису захищає його від корозії. Погано протистоїть хімічним впливам. Не має стійкість контакту.

Сталеві проводи мають погану провідність. Відрізняються великою механічною міцністю. Не мають стійкості до корозії. Активний опір залежить від струму, що протікає.

Виконують проводи із двох металів – сталі й алюмінію. Сталь перебуває усередині проводи й служить для збільшення механічної міцності. Алюміній перебуває зовні і є струмопровідною частиною.

У маркуванні проводів спочатку вказується матеріал, а потім перетин у мм². Мідні проводи маркують буквою **М**, алюмінієві проводи – буквою **А**, сталеві проводи – буквами **ПС** і **ПСО** й сталеалюмінієві – буквами **АС**. У маркуванні сталеалюмінієвих проводів спочатку вказують перетин алюмінію, а потім сталі. Наприклад, АС-120/19. Проводи марки **АС** випускаються з різним відношенням перетинів алюмінію й сталі при тому самому перетині алюмінію. Залежно від цього відношення розрізняють провони полегшеної конструкції, середньої, посиленої й особливо посиленої міцності.

Для захисту проводів марки **АС** від корозії й хімічних впливів використовують спеціальні захисні засоби. Тип захисту відбивається в маркуванні проводу:

- марки **АСКС**, **АСКП** – провід сталеалюмінієвий корозійностійкий із заповненням сталевого осердя (**З**) або всього проводу (**П**) змащенням;
- марка **АСК** – як і **АСКС**, сталеве осердя ізольоване поліетиленовою плівкою.

За кордоном застосовуються ізолюючі самонесучі проводи. Являють собою систему ізольованих жил, скручених навколо несучого троса. Скрутка виконується таким чином, що все механічне навантаження сприймається тільки несучим тросом. Такі проводи прокладаються без ізоляторів. На опорі можуть бути змонтовані декілька ЛЕП різних напруг.

По конструкції проводів розрізняють:

- однодротові, що складаються з одного проводу суцільного перетину;
- багатодотові з одного металу, що складаються залежно від перерізу проводу з непарної кількості проводів (від 7 до 61);
- багатодотові із двох металів. Кількість проводів сталевих сердечника - непарне (1, 7 або 19). Кількість проводів струмопровідної частини – парне.

Проводи ПЛЕП розташовують на опорі різними способами:

- на одноланцюгових опорах - трикутником або горизонтально (рис. 3.2 а, б);
- на дволанцюгових опорах – зворотною ялинкою або шестикутником у вигляді «бочки» (рис. 3.2 в, г).

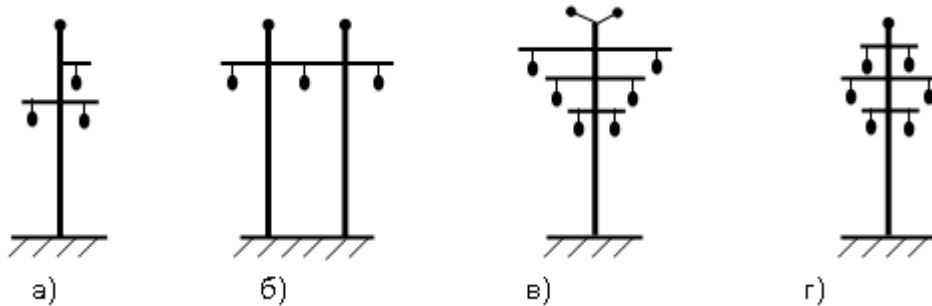


Рисунок 3.2 – Розташування проводів на опорах:
 а) трикутником; б) горизонтально; в) зворотною ялинкою; г) бочкою

Горизонтальне розташування проводів - найкраще за умовами експлуатації, тому що дозволяє застосовувати більш низькі опори й виключає сплітання проводів при скиданні ожеледі або «танцю» проводів. Танець проводів – це коливання проводів з малою частотою й великою амплітудою).

Так як у всіх варіантах несиметричне розташування проводів стосовно один одному, то для вирівнювання реактивного опору і ємнісної провідності по фазах застосовують транспозицію, тобто міняють розташування проводів на опорах (рис. 3.3).

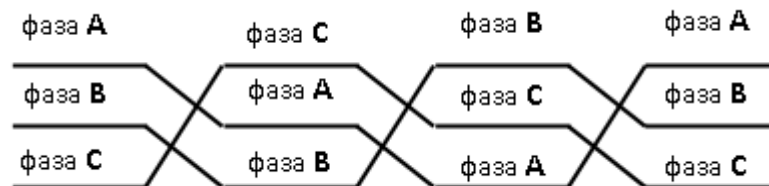


Рисунок 3.3 – Транспозиція на ПЛЕП

3.2 Кабельні лінії електропередач

Кабельна лінія електропередачі (КЛЕП) – це лінія для передачі електроенергії, що складає з одного або декількох кабелів.

Кабель – це ізольована по всій довжині металева жила (або декілька жил), поверх якої накладені захисні покриття.

Переваги КЛЕП стосовно ПЛЕП:

- неохильність атмосферним впливам;
- скритність траси й неприступність для сторонніх осіб.

Недоліки:

- дорожче ПЛЕП того класу напруги;
- більше трудомісткі в спорудженні;
- вимагають більшого строку для ремонту й більше кваліфікованого обслуговуючого персоналу;
- передача однієї й тієї ж потужності вимагає проводу більшого перетину.

Кабельні ЛЕП широко використовуються в міських мережах, на територіях підприємств, при перетинанні великих водойм, у забрудненій атмосфері.

Головними елементами КЛЕП є:

- кабель для передачі електроенергії;
- сполучні муфти;
- кінцеві муфти (закладення);
- стопорні муфти. Застосовуються на крутих ділянках траси для попередження стікання кабельної маси;
- підживлюючі апарати й система сигналізації тиску масла для ліній виконаних маслonaповненими кабелями;
- кабельні спорудження (кабельні колектори, тунелі, канали, шахти, колодязі), які застосовують на окремих ділянках траси.

До основних частин кабелю будь-якої напруги ставляться:

- струмопровідні жили;

- ізоляція або ізолюючі оболонки, що відокремлюють струмопровідні жили друг від друга й від землі;

- захисна оболонка, що охороняє ізоляцію від шкідливої дії вологи, кислот, механічних ушкоджень.

Конструкція кабелю напругою 10 кВ наведена на рис. 3.4.

Струмопровідна жила виконується з міді або алюмінію з однієї (до 16 мм²) або декількох проводів. По кількості жил розрізняють кабелі:

- одножильні. Застосовують на постійному струмі й на змінному струмі при напрузі 110 кВ і вище;

- двожильні. Застосовують на постійному струмі;

- трьохжильні. Застосовують на змінному струмі при напругах до 35 кВ;

- чотирьохжильні (три жили й нульовий провід). Застосовують на змінному струмі при напрузі до 1000В.

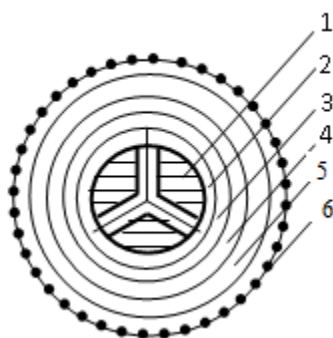


Рисунок 3.4 – Конструкція кабелю 10 кВ:

1 – струмопровідна жила; 2 – фазна ізоляція; 3 – поясна ізоляція;
4 – оболонка; 5 – броня; 6 – захисний покрив

Фазна ізоляція призначена для ізоляції жил друг від друга. Виконують зі спеціального технічного паперу із в'язким просоченням, що збільшує електричну міцність.

Поясна ізоляція забезпечує однакову електричну міцність між жилами й між будь-якою фазою й землею. Це важливо, тому що в мережі з ізольованою нейтраллю при замиканні однієї з фаз на землю дві інші фази стосовно землі виявляються під лінійною напругою.

Поділ ізоляції на фазну і поясну дозволяє зменшити діаметр кабелю. Але при наявності поясної ізоляції електричне поле відрізняється від радіального (рис. 3.5). У цьому випадку силові лінії мають різні кути нахилу стосовно шарів паперу, що обумовлює наявність у них тангенціальної складової поля. Електрична міцність уздовж шарів паперу в 8–10 разів менше, ніж поперек.

Вільний простір кабелю заповнюється паперовими джгутами. Вони утрудняють переміщення просочувального состава, подовжуючи термін служби кабелю. Вони також надають округлу форму кабелю.

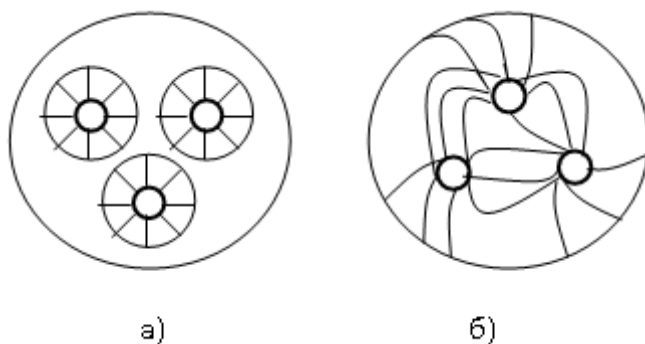


Рисунок 3.5 – Електричне поле в кабелі:
а) з екранованими жилами; б) з поясною ізоляцією

Оболонка служить для герметизації ізоляції й захисту її від проникнення вологи, повітря, хімічних продуктів, виключає старіння ізоляції під дією тепла й світла. Виконують із алюмінію, свинцю, поліетиленових матеріалів.

Броня служить для захисту оболонки від механічних ушкоджень при розкопках, сповзанні ґрунту. Виконують зі сталевих стрічок або проводів.

При підвищенні напруги шар ізоляції потрібно збільшувати. Це не вигідно. Тому що при напрузі 35 кВ і вище кабелі виконуються з окремо освинцьованими або екранованими жилами. І електричне, і теплове поля – радіальні (рис. 3.5 б).

Кабелі із грузлим просоченням мають істотний недолік: після зняття фотополяриметр навантаження, тобто при остиганні в кабелі з'являються газові включення. Це пов'язане з тим, що коефіцієнт лінійного розширення кабельної маси значно більше коефіцієнта лінійного розширення ізолюючого паперу.

Діелектрична міцність газових включень менше в кілька разів, чим у папері. При підвищенні напруженості електричного поля це може привести до пробію ізоляції.

Щоб уникнути цього при напругах 10-110 кВ застосовують газонаповнені кабелі. Це освинцьовані кабелі. Фазна ізоляція виконується з слабокопросоченого паперу. Кабель перебуває під невеликим надлишковим тиском (0,1–0,3 МПа) інертного газу (азоту). Це підвищує ізолюючі властивості паперу. Сталість тиску забезпечується безперервним підживленням газу.

При напрузі 110-500 кВ використовуються маслонаповнені кабелі. Житлові виконують порожніми й заповнюють їх малов'язким очищеним маслом під тиском до 1,6 МПа. Надлишковий тиск виключає можливість утворення порожнеч в ізоляції кабелю, що збільшує його електричну міцність. Залежно від величини тиску розрізняють маслонаповнені кабелі високого й низького тиску. Маслопровідний канал через спеціальні муфти на трасі з'єднується з баками тиску.

Маркуються кабелі по початкових буквах елементів, які характеризують їхню конструкцію:

- жила – буква **A** для алюмінію, без позначення для міді;
- оболонка – буква **A** для алюмінію, **C** – для свинцю, **B** – для полівінілхлориду, **H** – для гуми, **П** – для поліетилену;
- броня – буква **B** для сталевих стрічок, **П** – для плоских освинцьованих дротів, **K** – для круглих освинцьованих проводів, **Г** – для кабелів без броні й захисного шару.

Якщо кабелі виконуються з окремо освинцьованими жилами, то в маркуванні вказується буква **O**.

Для маслонаповнених кабелів низького тиску перед основною аббревіатурою вказують букви **MH**, а для кабелів високого тиску – **MBC**.

Після аббревіатури вказують кількість жил і перетин жил в мм².

Наприклад, ААБ-3×120 – трьохжильний алюмінієвий кабель із алюмінієвою оболонкою й бронею зі свинцю з перетином жил 120 мм²; СБ-3×95 трьохжильний мідний кабель зі свинцевими оболонкою й бронею перетином жил 95 мм².

4 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ Й ПАРАМЕТРИ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

До складу електричної мережі входять різні за призначенням й конструкції елементи (ЛЕП, трансформатори й інші). Але на кожній з ділянок її можна охарактеризувати однаковим набором параметрів, що відбивають властивості елементів, і що різняться між собою тільки кількісно.

Кожний елемент електричної мережі представляється у вигляді схеми заміщення. Розрахункова схема електричної мережі таким чином утвориться в результаті об'єднання схем заміщення окремих елементів з урахуванням послідовності з'єднання їх у мережі.

Будь-яка ЛЕП, строго говорячи, має більшу кількість рівномірно розподілених уздовж її нескінченно малих активних і реактивних опорів і провідностей. Точне їх врахування необхідне при розрахунку протяжних ліній (ПЛЕП більше 300 км, для КЛЕП більше 50 км). У практичних розрахунках обмежуються спрощеними методами й вважають, що ЛЕП має не розподілені, а зосереджені опори й провідності.

4.1 Активний опір

Активний опір залежить від матеріалу, перетину й температури. Активний опір обумовлює теплові втрати проводів і кабелів. Визначається матеріалом струмоведучих провідників і площею їх перетину.

Розрізняють опір провідника постійному струму (омічне) і змінному струму (активне). Активний опір більше омічного ($R_a > R_{ом}$) через поверхневий ефект. Змінне магнітне поле усередині провідника викликає протиелектрорушійну силу, завдяки якій відбувається перерозподіл струму по перетину провідника. Струм із центральної його частини витісняється до поверхні. Таким чином, струм у центральній частині проводу менше, ніж у поверхні, тобто опір проводу зростає в порівнянні з омічним. Поверхневий

ефект різко проявляється при струмах високої частоти, а також у сталевих проводах (через високу магнітну проникність сталі).

Для ЛЕП, виконаних з кольорового металу, поверхневий ефект на промислових частотах незначний. Отже, $R_a \approx R_{ом}$.

Звичайно впливом коливання температури на R_a провідника в розрахунках зневажають. Виключення становлять теплові розрахунки провідників. Перерахування величини опору виконують за формулою:

$$R_{\theta} = R_{20} \cdot [1 + 0,004(\theta - 20)],$$

де R_{20} – активний опір при температурі 20°C;

θ – поточне значення температури.

Активний опір залежить від матеріалу провідника й перетину:

$$R = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

де ρ – питомий опір, Ом мм²/км; l – довжина провідника, км; F – перетин провідника, мм².

Опір одного кілометра провідника називають погонним опором:

$$r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{1}{\gamma \cdot F},$$

де γ – питома провідність матеріалу провідника, км См/мм².

Для міді $\gamma_{Cu} = 53 \cdot 10^{-3}$ км См/мм², для алюмінію $\gamma_{Al} = 31.7 \cdot 10^{-3}$ км См/мм².

На практиці значення r_0 визначають за відповідними таблицями, де вони зазначені для $t^0 = 20^0\text{C}$.

Величина активного опору ділянки мережі розраховується:

$$R = r_0 \cdot l.$$

Активний опір сталевих проводів набагато більше омичного через поверхневий ефект і наявність додаткових втрат на гістерезис (перемагнічування) і від вихрових струмів у сталі:

$$r_0 = r_{0\text{пост}} + r_{0\text{доп}},$$

де $r_{0\text{пост}}$ – омичний опір одного кілометра проводу;

$r_{0\text{доп}}$ – активний опір, що визначається змінним магнітним полем усередині провідника, $r_{0\text{доп}} = r_{0\text{поверх.эф}} + r_{0\text{гистер.}} + r_{0\text{вихр.}}$

Зміна активного опору сталевих провідників показано на рис. 4.1.

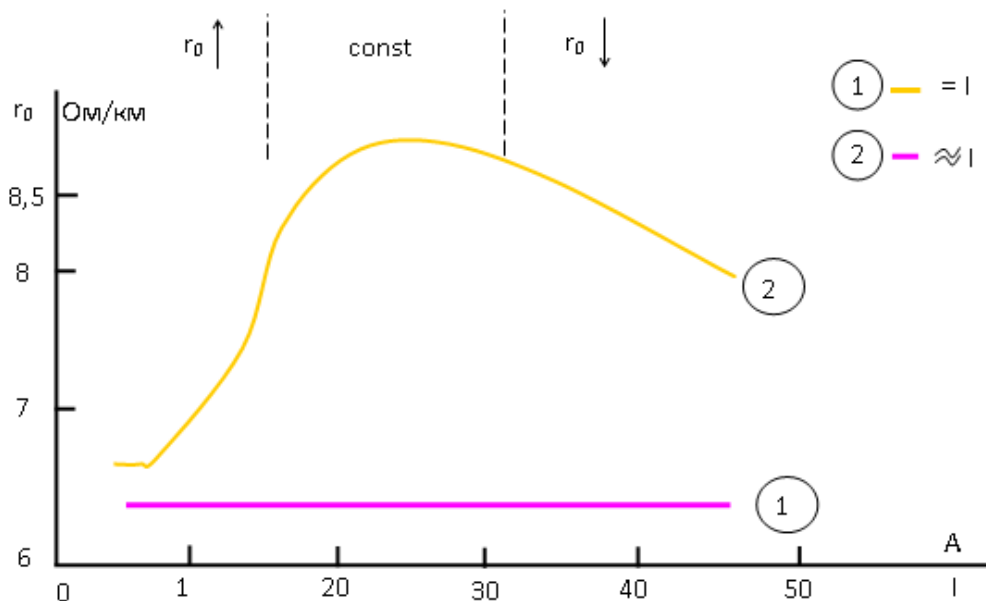


Рисунок 4.1 – Залежність активного опору сталевих провідників від величини струму:

1 – постійному струму; 2 – змінному струму

При малих величинах струму індукція прямо пропорційна току, отже, r_0 збільшується. Потім настає магнітне насичення: індукція й r_0 практично не змінюються. При подальшому збільшенні струму r_0 зменшується через зниження магнітної проникності сталі (μ).

Залежність $r_0 = f(F)$ має вигляд (див. рис. 4.2):

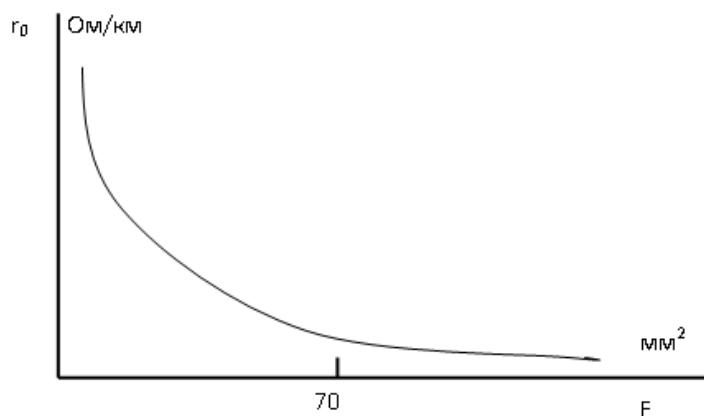


Рисунок 1.2 – Залежність погонного активного опору від перетину провідника

З рисунку 4.2 видно, що при малих значеннях перетину r_0 має велике значення. При збільшенні перетину величина r_0 зменшується.

4.2 Індуктивний опір

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*.

Величина реактивного індуктивного опору залежить як від значення струму у власному проводі, так і від величини струмів у сусідніх проводах. Ніж далі розташовані фазні проводи лінії, тим менше вплив сусідніх проводів – потік розсіювання й індуктивний опір збільшується.

На величину індуктивного опору впливає діаметр проводу, магнітна проникність (μ) і частота змінного струму. Величину погонного індуктивного опору розраховують за формулою:

$$x_0 = \omega \cdot (4,61g \frac{D_{cp}}{R_{np}} + 0,5\mu) \cdot 10^{-4} = x_0' + x_0'', \quad (4.1)$$

де ω – кутова частота; μ – магнітна проникність; D_{cp} – середньгеометрична відстань між фазами ЛЕП; R_{np} – радіус проводу.

Погонний індуктивний опір складається із двох складових x_0' і x_0'' . Величина x_0' називається зовнішнім індуктивним опором. Обумовлено зовнішнім магнітним полем і залежить тільки від геометричних розмірів ЛЕП. Величина x_0'' називається внутрішнім індуктивним опором. Обумовлено внутрішнім магнітним полем і залежить тільки від μ , тобто від струму, минаючого по провіднику.

Середньгеометрична відстань між фазними проводами розраховується за формулою:

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}.$$

На рис. 4.3 показане можливе розташування проводів на опорі.

При розташуванні проводів в одній площині (рис. 4.3 а, б) формула для розрахунку D_{cp} спрощується:

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

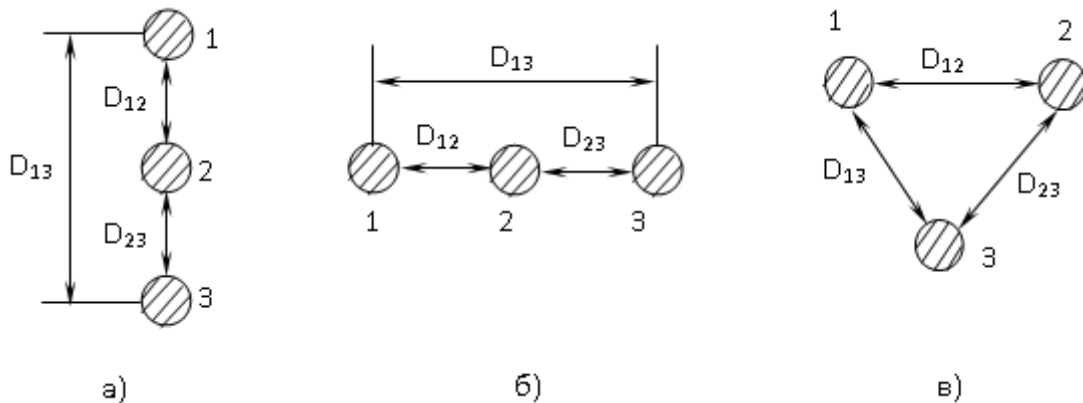


Рисунок 4.3 – Розташування проводів на опорі:
 а), б) – в одній площині; в) на верхівках трикутника

Якщо ж проводи розташовані у вершинах рівностороннього трикутника, то $D_{\text{cp}} = D$.

Для ПЛЕП напругою 6-10 кВ відстань між проводами становить 1–1,5 м; напругою 35 кВ – 2–4 м; напругою 110 кВ - 4-7 м; напругою 220 кВ – 7–9м.

При $f = 50$ Гц значення $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 3,14$ 1/с. Тоді формула (4.1) записується в такий спосіб:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{R_{\text{пр}}} + 0,016 \cdot \mu.$$

Для провідників виконаних з кольорового металу (мідь, алюміній) $\mu = 1$.

На ЛЕП високої напруги (330 кВ і вище) застосовують розщеплення фази на кілька проводів. На напрузі 330 кВ звичайно використовують 2 проводи у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 19%). На напрузі 500 кВ звичайно використовують 3 проводи у фазі (індуктивний опір знижується

приблизно на 28%). На напрузі 750 кВ використовують 4-6 проводів у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 33%).

Величина погонного індуктивного опору при розщепленій конструкції фази розраховується як:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр экв}}} + \frac{0,016 \cdot \mu}{n},$$

де n – кількість проводів у фазі;

$R_{\text{пр экв}}$ – еквівалентний радіус проводу.

При $n = 2, 3$

$$R_{\text{пр экв}} = \sqrt[n]{a^{n-1} \cdot R_{\text{пр}}},$$

де a – крок розщеплення (середньгеометрична відстань між проводами у фазі);
 $R_{\text{пр}}$ – радіус проводу.

При більшій кількості проводів у фазі їх розташовують з окружності (див. рис. 4.4). У цьому випадку величина еквівалентного радіуса проводу дорівнює:

$$R_{\text{пр экв}} = \rho_p \cdot \sqrt[n]{\frac{n \cdot R_{\text{пр}}}{\rho_p}},$$

де ρ_p – радіус розщеплення.

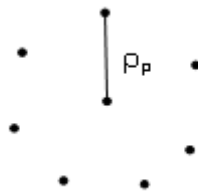


Рисунок 4.4 – Розташування проводів в фазі при $n \geq 4$

Величина погонного індуктивного опору залежить від радіуса проводу і практично не залежить від перетину (рис. 4.5).

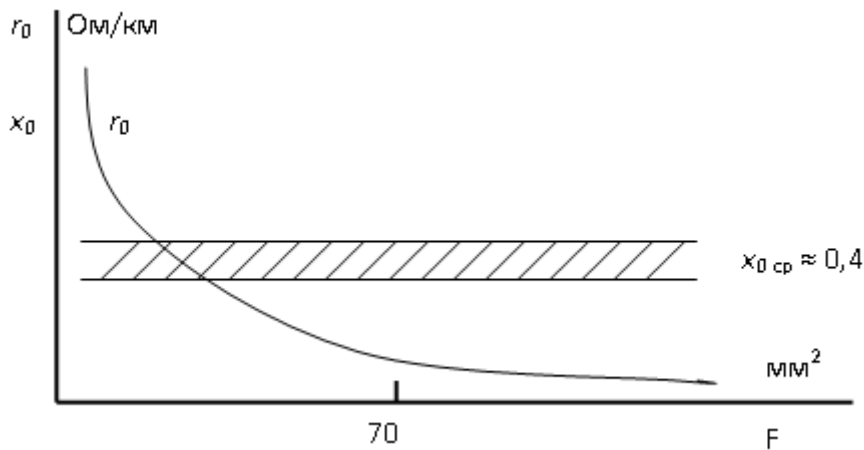


Рисунок 4.5 – Залежність погонних активного та реактивного опору від перетину проводу

Величина x_0 зменшується при збільшенні радіуса проводу. Чим менше середній діаметр проводу, тим більше x_0 , тому що в меншій степені впливають сусідні проводи, зменшується ЕРС самоіндукції. Вплив другого ланцюга для дволанцюгових ЛЕП проявляється мало, тому ним зневажають.

Індуктивний опір кабелю набагато менше, ніж у повітряних ЛЕП через менші відстані між фазами. У ряді випадків ними можна зневажити. Зрівняємо погонне індуктивне кабельних і повітряних ліній різних напруг:

Номінальна напруга, кВ	КЛЕП	ПЛЕП
6	0,06	0,31
35	0,125	0,4

Величину реактивного опору ділянки мережі розраховують:

$$X = x_0 \cdot l.$$

4.3 Активна провідність

Активна провідність (G) обумовлена втратами активної потужності в діелектриках. Її величина залежить від:

- струму витоку по ізоляторах (малі, можна зневажити);
- втрат потужності на корону.

Активна провідність приводить до втрат активної потужності в режимі холостого ходу ПЛЕП. Втрати потужності на корону ($\Delta P_{\text{кор}}$) обумовлені іонізацією повітря навколо проводів. Коли напруженість електричного поля в проводах стає більше електричної міцності повітря (21,2кВ/см), на поверхні проводу утворюються електричні розряди. Через нерівності поверхні багатодрових проводів, забруднень і задилок розряди з'являються спочатку тільки в окремих точках проводу – *місцева корона*. У міру підвищення напруженості корона поширюється на більшу поверхню проводу й в остаточному підсумку охоплює провід цілком за всією довжиною «*загальна корона*».

Втрати потужності на «корону» залежать від погодних умов. Найбільші втрати потужності на корону відбуваються при різних атмосферних опадах. Наприклад, на повітряних ЛЕП напругою 330÷750 кВ $\Delta P_{\text{кор}}$ при снігу підвищуються на 14%, дощі – на 47%, паморозі – на 107% у порівнянні з втратами при гарній погоді. Корона викликає корозію проводів, створює перешкоди на лініях зв'язку й радіоперешкоди.

Величину втрат потужності на корону можна розрахувати за формулою:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{0,18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{пр}}}{D_{\text{ср}}}} \cdot (U_{\text{ф}} - U_{\text{кор ф}})^2, \quad \text{кВт/км},$$

де δ – коефіцієнт, що враховує барометричний тиск;

$U_{\text{ф}}$, $U_{\text{кор ф}}$ – відповідно фазні робоча напруга ЛЕП і напруга, при якому виникає корона.

Початкова напруженість (у гарну погоду), при якій виникає загальна корона, розраховують за формулою Піка:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{R_{\text{пр}} \cdot \delta}}\right), \quad \text{кВ/см},$$

де m – коефіцієнт негладкості привоуду; $R_{\text{пр}}$ – радіус проводу, см; δ – коефіцієнт, що враховує барометричний тиск.

Для гладких циліндричних проводів значення $m = 1$, для багатодрових проводів – $m = 0,82 \div 0,92$.

Величину δ розраховують за формулою:

$$\delta = \frac{0,386 \cdot P}{273 + \theta},$$

де P – тиск, мм ртутного стовпа; θ – температура повітря, $^{\circ}\text{C}$.

При нормальному атмосферному тиску (760 мм рт.ст.) і температурі 20°C $\delta = 1$. Для районів з помірним кліматом середньорічне значення δ дорівнює 1,05.

Робочу напруженість при нормальних умовах роботи ЛЕП визначають за формулами:

- для нерозщепленої фази

$$E = \frac{0,355 \cdot U_{\text{екс}}}{R_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}}}; \text{кВ/см};$$

- для розщепленої фази

$$E_p = \frac{0,355 \cdot U_{\text{екс}}}{n \cdot R_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр экв}}}}, \text{кВ/см},$$

де $U_{\text{екс}}$ – середня експлуатаційна (лінійна) напруга.

Якщо величина експлуатаційної напруги невідома, то вважають, що $U_{\text{екс}} = U_{\text{ном}}$.

Величина робочої напруженості на фазах різна. У розрахунках приймають величину найбільшої напруженості:

$$E_{\text{max}} = k_{\text{розт}} \cdot k_{\text{розщ}} E,$$

де $k_{\text{розт}}$ – коефіцієнт, що враховує розташування проводів на опорі; $k_{\text{розщ}}$ – це коефіцієнт, що враховує конструкцію фази.

Для проводів, розташованих у вершинах рівностороннього трикутника або близького до нього, $k_{\text{розт}} = 1$. Для проводів, розташованих горизонтально або вертикально, $k_{\text{розщ}} = 1,05-1,07$.

Для нерозщепленої фази $k_{\text{розщ}} = 1$. При розщепленій конструкції фази коефіцієнт $k_{\text{розщ}}$ розраховують за формулами:

- при $n = 2$

$$k_{розщ} = 1 + \frac{2 \cdot R_{пр}}{a};$$

- при $n = 3$

$$k_{розщ} = 1 + \frac{3,5 \cdot R_{пр}}{a}.$$

Напругу, при якій виникає «корона», розраховують за формулою:

$$U_{кор} = \frac{U_{екс} \cdot E_0}{E_{max}}.$$

Щоб підвищити $U_{кор}$ потрібно знизити E_{max} . Для цього потрібно збільшити або радіус проводу $R_{пр}$ або $D_{ср}$. У першому випадку ефективно розщеплювати проводи у фазі. Збільшення $D_{ср}$ приводить до значної зміни габаритів ЛЕП. Захід малоефективний, тому що $D_{ср}$ перебуває під знаком логарифма.

Якщо $E_{max} > E_0$, то робота ЛЕП є неекономічною через втрати потужності на корону. Згідно з ПУЕ, корона на проводах відсутня, якщо виконується умова:

$$E_{max} \leq 0,9 E_0 (m = 0,82, \delta = 1).$$

При проектуванні вибір перетинів проводів виконують таким чином, щоб корони в гарну погоду, не було. Тому що збільшення радіуса проводу є основним засобом зниження $\Delta P_{кор}$, то встановлені мінімально припустимі перетини за умовами корони: при напрузі 110 кВ – 70мм², при напрузі 150 кВ – 120мм², при напрузі 220 кВ – 240мм².

Величину погонної активної провідності розраховують за формулою:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{кор}}{U_{ном}^2}, \text{ СМ/КМ.}$$

Активну провідність ділянки мережі знаходять в такий спосіб:

$$G = g_0 \cdot l.$$

При розрахунку сталих режимів мереж напругою до 220кВ активна провідність не враховується – збільшення радіуса проводу знижує втрати

потужності на корону практично до нуля. При $U_{\text{ном}} \geq 330\text{кВ}$ збільшення радіуса проводу приводить до значного подорожчання ЛЕП. Тому в таких мережах розщеплюють фазу й ураховують у розрахунках активну провідність.

У кабельних ЛЕП розрахунок активної провідності виконується за тими же формулами, що й для повітряної ЛЕП. Природа втрат активної потужності інша.

У кабельних лініях ΔP викликаються явищами, що відбуваються в кабелі за рахунок струму абсорбції. Для КЛЕП діелектричні втрати вказуються заводом - виготовлювачем. Діелектричні втрати в КЛЕП ураховують при $U \geq 35\text{кВ}$.

4.4 Реактивна провідність

Реактивна (ємнісна) провідність обумовлена наявністю ємності між фазами й між фазами й землею, тому що будь-яку пару проводів можна розглядати як конденсатор.

Для ПЛЕП величину погонної реактивної провідності розраховують за формулами:

- для нерозщеплених проводів

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{cp}}}{R_{\text{пр}}}}, \text{ См/км};$$

- для розщеплених проводів

$$b_{0\text{р}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{cp}}}{R_{\text{пр экв}}}}.$$

Розщеплення збільшує b_0 на 21÷33%.

Для КЛЕП величину погонної провідності частіше розраховують за формулою:

$$b_0 = \omega \cdot C_0.$$

Величина ємності C_0 наводиться в довідковій літературі для різних марок кабелю.

Реактивну провідність ділянки мережі розраховують за формулою:

$$B = b_0 \cdot l.$$

У повітряних ЛЕП значення b_0 значно менше, ніж у кабельних ЛЕП, мало, тому що $D_{\text{ср ПЛЕП}} \gg D_{\text{ср КЛЕП}}$.

Під дією напруги в провідності протікає ємнісний струм (струм зсуву або зарядний струм):

$$I_c = B \cdot U_{\text{ф}}.$$

Величина цього струму визначає втрати реактивної потужності в реактивній провідності або зарядній потужності ЛЕП:

$$\Delta Q_c = Q_{\text{зар}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c = B \cdot U^2.$$

У районних мережах зарядні струми порівняні з робочими струмами. При $U_{\text{ном}} = 110$ кВ, величина Q_c становить близько 10% від переданої активної потужності, при $U_{\text{ном}} = 220$ кВ – $Q_c \approx 30\% P$. Тому її потрібно враховувати в розрахунках. У мережі номінальною напругою до 35 кВ величиною Q_c можна зневажити.

4.5 Схема заміщення ЛЕП

Отже ЛЕП характеризується активним опором $R_{\text{л}}$, реактивним опором лінії $X_{\text{л}}$, активною провідністю $G_{\text{л}}$, реактивною провідністю $B_{\text{л}}$. У розрахунках ЛЕП може бути представлена симетричними П-П- і Т-образними схемами (рис. 4.6).

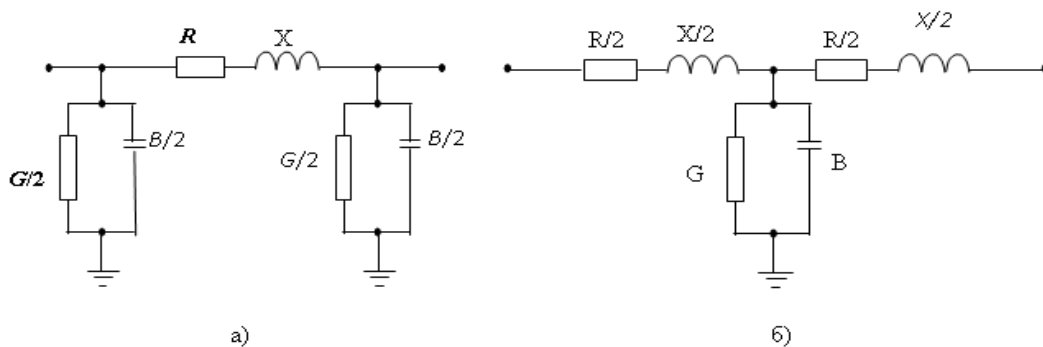


Рисунок 4.6 – Схеми заміщення ЛЕП:
а) П-образна; б) Т-образна

П-образна схема застосовується частіше.

Залежно від класу напруги тими або іншими параметрами повної схеми заміщення можна зневажити (див. рис. 4.7):

- ПЛЕП напругою до 220 кВ ($\Delta P_{\text{кор}} \approx 0$);
- ПЛЕП напругою до 35кВ ($\Delta P_{\text{кор}} \approx 0, \Delta Q_c \approx 0$);
- ПЛЕП напругою 35кВ (реактивний опір ≈ 0);
- КЛЕП напругою 20 кВ (реактивний опір ≈ 0 , діелектричні втрати ≈ 0);
- КЛЕП напругою до 10 кВ (реактивний опір ≈ 0 , діелектричні втрати $\approx 0, \Delta Q_c \approx 0$).

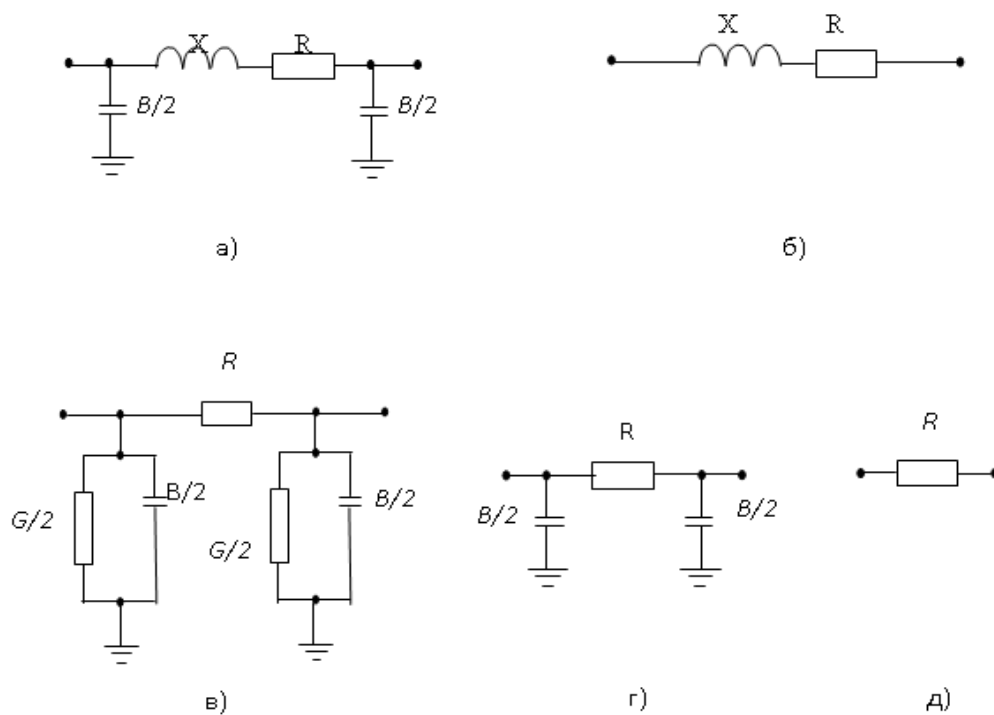


Рисунок 4.7 – Спрощенні схеми заміщення ЛЕП:
 а) ПЛЕП при $U_{\text{ном}}$ до 220 кВ; б) ПЛЕП при $U_{\text{ном}}$ до 35 кВ;
 в) КЛЕП при $U_{\text{ном}}$ 35 кВ; г) КЛЕП при $U_{\text{ном}}$ 20 кВ; д) КЛЕП при $U_{\text{ном}}$ 6-10 кВ

5 ПАРАМЕТРИ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ

5.1 Загальні відомості

На електростанціях і підстанціях встановлюються трифазні й однофазні, двохобмоточні й трьохобмоточні силові трансформатори й автотрансформатори, силові однофазні й трифазні трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги.

В аббревіатурі трансформатора послідовно (ліворуч праворуч) приводиться наступна інформація:

- вид пристрою (**А** – автотрансформатор, без позначення – трансформатор);
- кількість фаз (**О** – однофазний, **Т** - трифазний);
- наявність розщепленої обмотки нижчої напруги – **Р**;
- система охолодження (**М** – природна циркуляція масла й повітря, **Д** – примусова циркуляція повітря й природна циркуляція масла, **МЦ** – природна циркуляція повітря й примусова циркуляція масла, **ДЦ** – примусова циркуляція повітря й масла й ін);
- кількість обмоток (без позначення – двохобмоточний, **Т** – трьохобмоточний);
- наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням (**РПН**);
- виконання (**З** – захисне, **Г** – грозоупорне, **У** – удосконалене, **Л** – з литою ізоляцією);
- специфічна область застосування (**С** – для систем власних потреб електростанцій, **Ж** – для електрифікації залізниць);
- номінальна потужність у кВ А,
- клас напруги обмоток (напруги мережі, до якого підключається трансформатор) у кВ.

5.2 Двохомоточний трансформатор

На електричних схемах двохомоточний трансформатор надається в такий спосіб (рис. 5.1):

В обмотках вказується схеми з'єднання обмоток (зірка, зірка з нулем, трикутник) і режим роботи нейтралі:

- зірка - з ізолюваною нейтраллю;
- зірка з нулем - є з'єднання нейтраллі з землею.

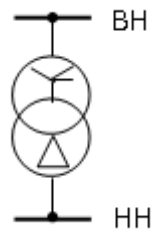


Рисунок 5.1 – Умовне зображення двохомоточного трансформатора

Відповідно до прийнятої системи позначень аббревіатура трансформатора ТДН-10000/110/10 розшифровується: трансформатор трифазний, двохомоточний із примусовою циркуляцією повітря й природною циркуляцією масла й системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність - 10000 кВ А, клас напруги обмотки вищої напруги - 110 кВ, нижчої напруги - 10 кВ.

У практичних розрахунках двохомоточний трансформатор найчастіше представляється Г-Образною схемою заміщення (рис. 5.2).

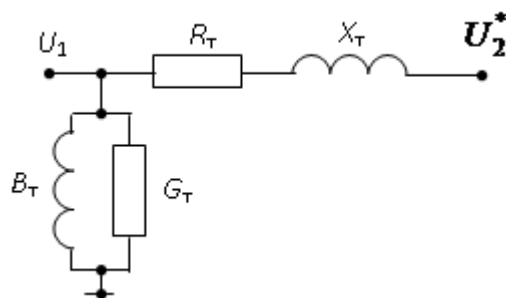


Рисунок 5.2 – Г-образна схема заміщення двохомоточного трансформатора

Активний й реактивний опір трансформатора (поздовжня гілка) являє собою суму активних і реактивних опорів обмотки вищої напруги і наведеної до неї обмотки нижчої напруги

$$R_T = R_B + R_H^*; \quad X_T = X_B + X_H^*.$$

Поперечна гілка схеми заміщення представлена активною G_T і реактивною B_T провідностями. Провідності звичайно підключають з боку первинної обмотки: для підвищувальних трансформаторів – з боку обмотки нижчої напруги, для понижувальних - з боку обмотки вищої напруги.

У такій схемі заміщення відсутня трансформація, тобто відсутній ідеальний трансформатор. Тому в розрахунках вторинна напруга U_2^* виявляється наведеною до напруги первинної обмотки.

Активна провідність обумовлена втратами активної потужності в сталі трансформатора на перемагнічування й вихрові струми, реактивна провідність – потужністю, що намагнічує. У розрахунках режимів електричної мережі провідності заміняються навантаженням, рівним втратам холостого ходу.

Параметри схеми заміщення трансформатора визначаються з двох дослідів – холостого ходу й короткого замикання. У досліді визначають наступні величини, які вказують у паспортних даних трансформатора:

- втрати активної потужності в режимі холостого ходу ΔP_x у кВт;
- втрати активної потужності в режимі короткого замикання ΔP_k у кВт;
- напруга короткого замикання U_k , в %;
- струм холостого ходу I_x , в %.

Величини активного й реактивного опорів знаходять з досліді короткого замикання (рис. 5.3). Дослід виконують у такий спосіб: обмотку нижчої напруги закорочують, а на обмотку вищої напруги подають таку напругу (U_k), щоб в обох протікав номінальний струм.

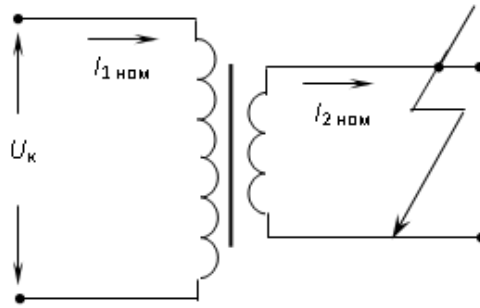


Рисунок 5.3 – Дослід короткого замикання двухобмоточного трансформатора

Тому що напруга короткого замикання набагато менше номінальної напруги трансформатора, то втрати активної потужності в провідності практично дорівнюють нулю. Таким чином, всі втрати активної потужності в режимі короткого замикання йдуть на нагрівання обмоток. Математично це можна записати:

$$\Delta P_{\text{к}} = 3 \cdot I_{1\text{ном}}^2 \cdot R_{\text{т}}. \quad (5.1)$$

Якщо у формулі (5.1) значення струму записати через потужність і номінальну напругу обмотки вищої напруги

$$I_{1\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вном}}},$$

то одержимо вираження для розрахунку активного опору двухобмоточного трансформатора:

$$R_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{вном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}.$$

Напруга короткого замикання $U_{\text{к}}$ складається зі спадання напруги на активному $U_{\text{ка}}$ й реактивному $U_{\text{кр}}$ опорах. Виразимо їх у відсотках від номінальної напруги.

Спадання напруги в активному опорі трансформатора:

$$U_{\text{ка}}, \% = \frac{U_{\text{ка}}}{U_{\text{вном}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1\text{ном}} \cdot R_{\text{т}}}{U_{\text{вном}}} \cdot 100.$$

Підставимо у вираження значення $R_{\text{т}}$. Одержимо:

$$U_{ка}, \% = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1НОМ} \cdot R_T}{U_{ВНОМ}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1НОМ} \cdot \Delta P_K \cdot U_{ВНОМ}^2}{U_{ВНОМ} \cdot S_{НОМ}^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ}} \cdot 100.$$

Таким чином, величина спадання напруги в активному опорі виражена у відсотках, пропорційна втратам активної потужності в режимі короткого замикання.

Вираження для спадання напруги в реактивному опорі у відсотках виглядає в такий спосіб

$$U_{кр}, \% = \frac{U_{кр}}{U_{ВНОМ}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{1НОМ} \cdot X_T}{U_{ВНОМ}} \cdot 100. \quad (5.2)$$

З цього можемо знайти величину реактивного опору трансформатора:

$$X_T = \frac{U_{кр} \cdot U_{ВНОМ}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{1НОМ}}.$$

Помножимо й розділимо отримане вираження на $U_{ВНОМ}$:

$$X_T = \frac{U_{кр} \cdot U_{ВНОМ}}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{1НОМ}} \cdot \frac{U_{ВНОМ}}{U_{ВНОМ}} = \frac{U_{кр} \cdot U_{ВНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}.$$

У сучасних трансформаторах активний опір набагато більше реактивного. Тому в практичних розрахунках можна прийняти, що $U_{кр} \approx U_K$. Тоді, формула для розрахунку індуктивного опору трансформатора має вигляд:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ВНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}.$$

Трансформатори мають пристрої регулювання напруги (РПН або ПБВ), які дозволяють міняти коефіцієнти трансформації. Тому величина U_K (отже, і величина індуктивного опору) залежить від відгалуження пристроїв РПН або ПБВ. У розрахунках сталих режимів цією залежністю зневажають. Її

враховують при розрахунку струмів короткого замикання при виборі пристроїв автоматики й релейного захисту.

Провідності гілки намагнічування визначаються з досліду холостого ходу (рис. 5.4), що виконується при номінальній напрузі. У цьому режимі трансформатор споживає потужність, яка дорівнює втратам холостого ходу:

$$\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x.$$

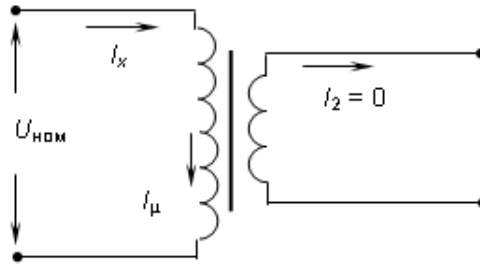


Рисунок 5.4 – Дослід холостого ходу двохобмоточного трансформатора

Втрати активної потужності пропорційні активній провідності трансформатора

$$\Delta P_x = U_{\text{ВНОМ}}^2 \cdot G_T.$$

Звідси може бути визначена величина активної провідності:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{ВНОМ}}^2}.$$

Втрати реактивної потужності пропорційні реактивній провідності трансформатора:

$$\Delta Q_x = U_{\text{ВНОМ}}^2 \cdot B_T.$$

Отже, величина реактивної провідності трансформатора дорівнює:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{ВНОМ}}^2}.$$

Величина втрат реактивної потужності пропорційна току намагнічування

$$\Delta Q_x = 3 \cdot I_\mu \cdot U_{\text{ВНОМ}} \text{ ф}, \quad (5.3)$$

де $U_{\text{НОМ}} \text{ ф}$ – фазна номінальна напруга трансформатора.

Величина струму холостого ходу складається зі струму намагнічування I_μ і струму в сталі $I_{\text{стали}}$:

$$I_x = I_\mu + I_{\text{стали}}.$$

Тому що величина струму в сталі становить близько 10 % від струму намагнічування, то вираження (5.3) можна записати:

$$\Delta Q_x \approx 3 \cdot I_x \cdot U_{\text{в ном ф}}.$$

У паспортних даних величина струму холостого ходу приводиться у відсотках від номінального струму. Тому ми можемо записати:

$$\Delta Q_x \approx \frac{3 \cdot I_x \% \cdot I_{1\text{ном}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{в ном}}}{\sqrt{3}} = \frac{I_x \% \cdot S_{\text{ном}}}{100}.$$

З урахуванням отриманого вираження, формула для розрахунку реактивної провідності має вигляд:

$$B_T = \frac{I_x \% \cdot S_{\text{ном}}}{100 \cdot U_{\text{в ном}}^2}.$$

5.3 Трьохобмоточний трансформатор

На електричних схемах трьохобмоточний трансформатор представляється в такий спосіб (рис. 5.5).

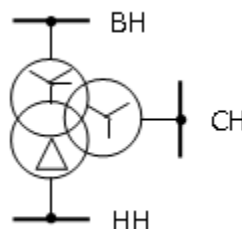


Рисунок 5.5 – Умовне зображення трьохобмоточного трансформатора

Відповідно до прийнятої системи позначень аббревіатура трансформатора ТДТН-25000/110/35/10 розшифровується: трансформатор трифазний, трьохобмоточний із примусовою циркуляцією повітря й природничою циркуляцією масла й системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність – 25000 кВ А, клас напруги обмотки вищої напруги – 110 кВ, середньої напруги – 35 кВ, нижчої напруги – 10 кВ.

Обмотки трьохобмоточного трансформатора можуть мати різні потужності. За номінальну потужність трансформатора приймається потужність, яка рівна найбільшою з потужностей його обмоток. На цю потужність трансформатор розраховується за умовами нагрівання.

Трансформатори виконуються з наступним виконанням обмоток – 100 % / 100 % / 100 %, 100 % / 100 % / 66,7 % і 100 % / 66,7 % / 66,7 %.

У розрахунках трьохобмоточний трансформатор представляється схемою заміщення у вигляді трипроменевої зірки (рис. 5.6).

Всі опори в схемі наведені до напруги вищої обмотки.

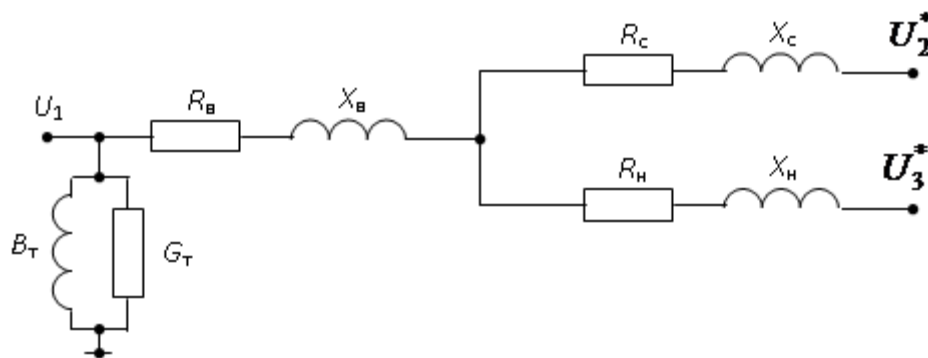


Рисунок 5.6 – Схема заміщення трьохобмоточного трансформатора

Для визначення параметрів схеми заміщення трьохобмоточного трансформатора потрібно виконати один дослід холостого ходу й три дослід короткого замикання. З дослід холостого ходу визначаються дані для розрахунку активної й реактивної провідностей. Вони розраховуються за тими же формулами, що й для двохобмоточного трансформатора.

Досліди короткого замикання виконуються в такий спосіб – одна обмотка закорочується, друга перебуває на холостому ході, а на третю обмотку подається напруга короткого замикання. У результаті дослідів визначають наступні паспортні дані:

- при закороченій обмотці низької напруги й живленні з боку обмотки вищої напруги – $U_{к\text{ВН}}, \Delta P_{к\text{ВН}}$;

- при закороченій обмотці низької напруги й живленні з боку обмотки середньої напруги – $U_{к\text{СН}}, \Delta P_{к\text{СН}}$;

- при закороченій обмотці середньої напруги й живленні з боку обмотки вищої напруги – $U_{к\text{ВС}}, \Delta P_{к\text{ВС}}$.

З огляду на умови проведення дослідів, можна записати наступні системи рівнянь:

$$\begin{cases} U_{к\text{ВН}} = U_{к\text{В}} + U_{к\text{Н}}; \\ U_{к\text{ВС}} = U_{к\text{В}} + U_{к\text{С}}; \\ U_{к\text{СН}} = U_{к\text{С}} + U_{к\text{НС}}. \end{cases} \quad \begin{cases} \Delta P_{к\text{ВН}} = \Delta P_{к\text{В}} + \Delta P_{к\text{Н}}; \\ \Delta P_{к\text{ВС}} = \Delta P_{к\text{В}} + \Delta P_{к\text{С}}; \\ \Delta P_{к\text{СН}} = \Delta P_{к\text{С}} + \Delta P_{к\text{НС}}. \end{cases}$$

Вирішуючи першу систему рівнянь, визначаємо значення напруги короткого замикання кожної обмотки:

$$U_{к\text{В}} = 0,5 \cdot (U_{к\text{ВН}} + U_{к\text{ВС}} - U_{к\text{СН}});$$

$$U_{к\text{С}} = 0,5 \cdot (U_{к\text{ВС}} + U_{к\text{СН}} - U_{к\text{ВН}});$$

$$U_{к\text{Н}} = 0,5 \cdot (U_{к\text{ВН}} + U_{к\text{СН}} - U_{к\text{ВС}}).$$

Одне зі значень напруги короткого замикання значно менше двох інших по абсолютній величині. Найчастіше це $U_{к\text{С}}$ або $U_{к\text{СН}}$. Це пояснюється конструктивним виконанням трансформатора. Обмотки на магнітопроводі трансформатора розташовуються концентрично. Тому магнітне поле обмотки, що перебуває між двома іншими обмотками, практично повністю компенсується магнітними полями цих обмоток. У практичних розрахунках величина $U_{к}$ цієї обмотки приймається рівної нулю.

Індуктивні опори обмоток трансформатора розраховують за такою ж формулою, що й для двохобмоточного трансформатора:

$$X_B = \frac{U_{KB} \cdot U_{BНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}; \quad X_C = \frac{U_{KC} \cdot U_{BНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}; \quad X_H = \frac{U_{KH} \cdot U_{BНОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}}.$$

Вирішуючи першу систему рівнянь, визначаємо значення втрати активної потужності в кожній обмотці:

$$\Delta P_{KB} = 0,5 \cdot (\Delta P_{KVH} + \Delta P_{KBC} - \Delta P_{KCH});$$

$$\Delta P_{KC} = 0,5 \cdot (\Delta P_{KBC} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KVH});$$

$$\Delta P_{KH} = 0,5 \cdot (\Delta P_{KVH} + \Delta P_{KCH} - \Delta P_{KBC}).$$

Активні опори обмоток трансформатора розраховують за такою ж формулою, що й для двохобмоточного трансформатора:

$$R_B = \frac{\Delta P_{KB} \cdot U_{BНОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad R_H = \frac{\Delta P_{KH} \cdot U_{BНОМ}^2}{S_{НОМ}^2}.$$

Дуже часто в довідковій літературі приводиться тільки одне значення ΔP_K , певне з досліду короткого замикання, виконаного для найбільш потужних обмоток. Звичайно це ΔP_{KBC} . Втрати потужності в кожній обмотці визначаються з урахуванням співвідношення номінальних потужностей обмоток при рішенні наступної системи рівнянь:

$$\begin{cases} \Delta P_{KBC} = \Delta P_{KB} + \Delta P_{KC}; \\ \frac{\Delta P_{KB}}{\Delta P_{KC}} = \frac{S_{CНОМ} \%}{S_{BНОМ} \%}. \end{cases}$$

Втрати активної потужності в обмотці нижчої напруги розраховують з кожного зі співвідношень:

$$\frac{\Delta P_{KB}}{\Delta P_{KH}} = \frac{S_{HНОМ} \%}{S_{BНОМ} \%} \quad \text{або} \quad \frac{\Delta P_{KC}}{\Delta P_{KH}} = \frac{S_{HНОМ} \%}{S_{CНОМ} \%}.$$

При співвідношеннях потужностей обмоток 100 % / 100 % / 100 %

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KіЗ} = \Delta P_{KH} = 0,5 \Delta P_{KBC},$$

а при співвідношенні 100 % / 100 % / 66,7 % -

$$\Delta P_{KB} = \Delta P_{KіЗ} = 0,5 \Delta P_{KBC}; \quad \Delta P_{KH} = 1,5 \Delta P_{KB}.$$

5.4 Двохомоточний трансформатор з розщепленою обмоткою низької напруги

Двохомоточні трансформатори потужністю 25 МВ А і більше, виконуються з розщепленою обмоткою нижчої напруги. Умовна позначка на схемах надана на рис. 5.7.

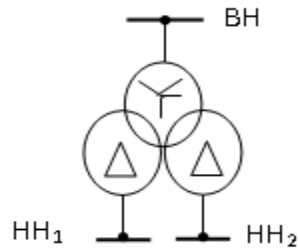


Рисунок 5.7 – Умовне зображення двох обмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою НН

Відповідно до прийнятої системи позначень аббревіатура трансформатора ТДРН-25000/110/10 розшифровується: трансформатор трифазний, двохомотковий з розщепленою обмоткою нижчої напруги із примусовою циркуляцією повітря й природною циркуляцією масла і системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність - 25000 кВ А, клас напруги обмотки вищої напруги – 110 кВ, нижчої напруги – 10 кВ.

Трансформатори мають трипроменеву схему заміщення (рис. 5.8).

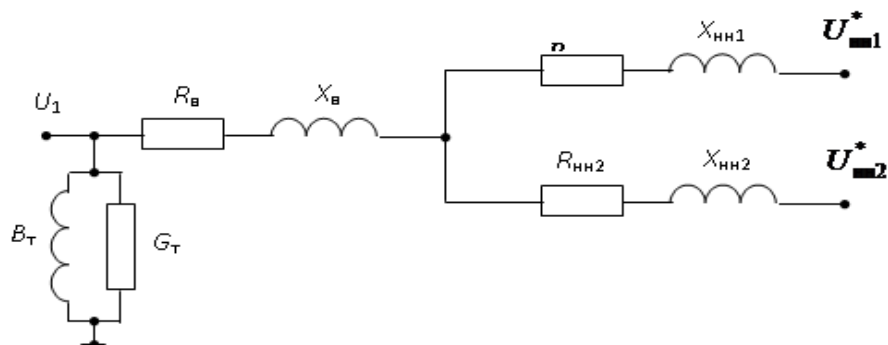


Рисунок 5.8 – Схема заміщення двохобмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою НН

З достатньої для практики точністю такий трансформатор може розглядатися як два незалежних двохобмоточних трансформатори, які живляться від загальної мережі.

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

$$R_{\text{нн1}} = R_{\text{нн2}} = 2 R_{\text{в}}. \quad (5.4)$$

Дослід короткого замикання виконується при паралельному з'єднанні обмоток нижчої напруги. За отриманими даними визначають загальні активний і індуктивний опори трансформатора:

$$R_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \quad \text{і} \quad X_{\text{общ}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{\text{в ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}.$$

Відповідно до умов виконання дослідження короткого замикання

$$R_{\text{общ}} = R_{\text{в}} + \frac{R_{\text{нн1}} \cdot R_{\text{нн2}}}{R_{\text{нн1}} + R_{\text{нн2}}}; \quad (5.5)$$

$$X_{\text{общ}} = X_{\text{в}} + \frac{X_{\text{нн1}} \cdot X_{\text{нн2}}}{X_{\text{нн1}} + X_{\text{нн2}}}. \quad (5.6)$$

Підставивши вираження (5.3) в (5.5), одержимо:

$$R_{\text{нн1}} = R_{\text{нн2}} = R_{\text{общ}} \quad \text{і} \quad R_{\text{в}} = 0,5 R_{\text{общ}}.$$

Для визначення індуктивних опорів обмоток, потрібно враховувати розташування обмоток на магнітопроводі, тобто вплив магнітних полів.

Так, для групи однофазних трансформаторів:

$$X_{\text{в}} = 0 \quad \text{і} \quad X_{\text{нн1}} = X_{\text{нн2}} = 2 X_{\text{общ}}.$$

Для трифазних трансформаторів при розташуванні обмоток одна над іншою:

$$X_B = 0,125 X_{\text{общ}} \quad \text{і} \quad X_{\text{нн1}} = X_{\text{нн2}} = 1,75 X_{\text{общ}}$$

Провідності трансформатора з розщепленою обмоткою визначають так само, як і для двохобмоточного трансформатора.

Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками для роздільного живлення секцій нижчої напруги дозволяє знизити струм короткого замикання практично у два рази й обійтися в багатьох випадках без струмообмежуючих реакторів.

5.5 Автотрансформатор

На електричних схемах автотрансформатор зображується в такий спосіб (рис. 5.9).

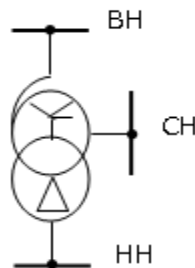


Рисунок 5.9 – Умовне зображення автотрансформатора

Відповідно до прийнятої системи позначень абрєвіатура автотрансформатора АТДЦТН-125000/ 220/110/10 розшифровується: автотрансформатор трифазний, трьохобмоточний із примусовою циркуляцією повітря і масла та системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність – 25000 кВ А, клас напруги обмотки вищої напруги – 220 кВ, середньої напруги – 110 кВ, нижчої напруги – 10 кВ.

Автотрансформатор відрізняється від трьохобмоточного трансформатора тим, що його обмотки вищої й середньої напруг, крім магнітного зв'язку, мають

ще й електричний зв'язок (рис. 5.10). Обмотка середньої напруги є частиною обмотки вищої напруги.

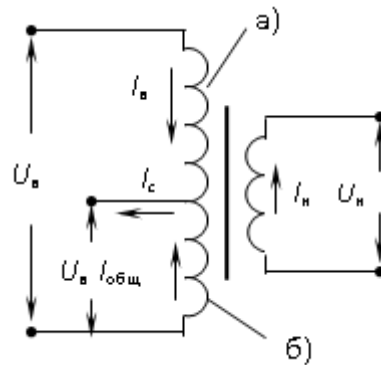


Рисунок 5.10 – Схема з'єднання обмоток автотрансформатора:
а) – послідовна обмотка; б) – загальна обмотка.

Обмотка вищої напруги складається із двох частин – послідовної обмотки й загальної обмотки.

При роботі автотрансформатора в режимі зниження напруги в послідовній обмотці протікає струм I_B . Він створює магнітний потік і наводить у загальній обмотці струм $I_{общ}$. Струм навантаження в обмотці середньої напруги дорівнює сумі цих струмів:

$$I_c = I_B + I_{общ}.$$

Струм I_B визначається електричним зв'язком обмоток, а струм $I_{общ}$ – магнітним зв'язком.

Повна потужність, що передається з обмотки вищої напруги в обмотку середньої напруги, називається номінальною потужністю автотрансформатора. Вона розраховується, як:

$$S_{ном} = \sqrt{3} \cdot U_{в ном} \cdot I_{в ном} = \sqrt{3} \cdot U_{с ном} \cdot I_{с ном}.$$

Це вираження можна записати в такий спосіб:

$$S_{ном} = \sqrt{3} \cdot U_{в ном} \cdot I_{в ном} = \sqrt{3} \cdot I_{в ном} \cdot (U_{в ном} - U_{с ном}) =$$

$$= \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot (U_{\text{ВНОМ}} - U_{\text{СНОМ}})}_{\text{ТРАНСФОРМАТОРНАЯ МОЩНОСТЬ, ПЕРЕДАВАЕМАЯ МАГНИТНЫМ ПУТЕМ ИЗ ОБМОТКИ ВЫСШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ В ОБМОТКУ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ. НАЗЫВАЕТСЯ ТИПОВОЙ МОЩНОСТЬЮ. РАЗМЕРЫ МАГНИТОПРОВОДА ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ЭТОЙ МОЩНОСТЬЮ.}} + \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ВНОМ}} \cdot U_{\text{СНОМ}}}_{\text{ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ, ПЕРЕДАВАЕМАЯ ЗА СЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СВЯЗИ ОБМОТОК. ЭТА МОЩНОСТЬ НЕ НАГРУЖАЕТ ОБЩУЮ ОБМОТКУ.}}$$

Типова потужність менше номінальної потужності. З'ясуємо в скільки разів. Для цього візьмемо відношення типової потужності до номінальної:

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

Коефіцієнт α називається коефіцієнтом вигідності. Вигідність автотрансформатора визначається стосовно трьохобмоточного трансформатора тієї ж потужності.

Обмотка нижчої напруги має з обмотками вищої й середньої напруг тільки магнітний зв'язок. Потужність цієї обмотки не може бути більше типової потужності автотрансформатора. Інакше розміри магнітопроводу автотрансформатора будуть визначатися потужністю обмотки нижчої напруги.

З огляду на викладене, можна записати співвідношення номінальних потужностей обмоток автотрансформатора:

$$100 \% / 100 \% / \alpha \%$$

Переваги автотрансформатора в порівнянні із трьохобмоточним трансформатором:

- менша витрата матеріалів (міді, сталі, ізоляції);
- менші габарити;
- менші втрати активної потужності в режимах холостого ходу й короткого замикання;

- більший коефіцієнт корисної дії;
- більше легкі умови охолодження.

Недоліки:

- складність виконання незалежного регулювання напруги;
- небезпека переходу атмосферних перенапруг з обмотки вищої напруги в обмотку середньої напруги й назад через електричний зв'язок обмоток;
- необхідність обов'язкового глухого заземлення нейтралі. Це приводить до того, що струм однофазного короткого замикання може бути більше струму трифазного короткого замикання. Якщо ж разземлити нейтраль, то ізоляцію обмоток потрібно розраховувати на лінійну напругу.

Автотрансформатор має таку ж схему заміщення, що й трьохобмоточний трансформатор. Параметри схеми заміщення розраховуються аналогічно. При цьому варто враховувати, що частина паспортних даних може бути наведена не до номінальної потужності, а до типової. Обмотка нижчої напруги розраховується на типову потужність. Тому, при короткому замиканні обмотки нижчої напруги напруга піднімається до значення, що визначає струм у цій обмотці. У цьому випадку параметри $\Delta P_{\text{к вн}}$, $\Delta P_{\text{к сн}}$, $U_{\text{к вн}}$ і $U_{\text{к сн}}$ виявляються наведеними до типової потужності автотрансформатора.

Якщо в паспортних даних відзначається ця особливість, то зазначені параметри варто привести до номінальної потужності за формулами:

$$\Delta P_{\text{к вн}} = \frac{\Delta P_{\text{к вн}}^*}{\alpha^2}; \quad \Delta P_{\text{к сн}} = \frac{\Delta P_{\text{к сн}}^*}{\alpha^2};$$

$$U_{\text{к вн}} = \frac{U_{\text{к вн}}^*}{\alpha} \quad U_{\text{к сн}} = \frac{U_{\text{к сн}}^*}{\alpha}$$

Знак «*» вказує, що параметри були наведені до типової потужності автотрансформатора.

6 ХАРАКТЕРИСТИКИ ОСНОВНИХ ЕЛЕКТРОПРИЙМАЧІВ

6.1 Характеристики основних електроприймачів

Електричні мережі споруджуються для передачі енергії від ЕС до споживачів. Необхідна цими споживачами потужність визначає електричне навантаження мережі. Від характеру навантаження залежать вимоги, які пред'являються до електричної мережі.

Всі споживачі електроенергії умовно діляться на наступні групи:

- комунально-побутові;
- промислові;
- електрифікований транспорт;
- виробничі споживачі сільського господарства;
- інші споживачі.

До *комунально-побутової* групи відносяться: освітлення житлових домів і суспільних будинків, двигуни ліфтів, холодильників, технологічне встаткування підприємств громадського харчування й установ побутового обслуговування.

До *промислових* електроприймачів відносяться електродвигуни, освітлювальні прилади, електротермічні установки, випрямні установки для перетворення змінного струму в постійний.

Навантаження тягових ПС залізниці, тягових випрямних ПС трамваїв, тролейбусів, метро відноситься до *електрифікованого транспорту*.

До *виробничих споживачів сільського господарства* належить обладнання тваринницьких ферм, млинів, підприємств по переробці сільсько-господарської продукції.

До *інших* споживачів відносяться насосні установки водопроводу та водовідведення, компресорні станції.

Залежно від *експлуатаційно-технічних* ознак всі електроприймачі діляться:

- за режимами роботи;
- за потужністю й напругою;
- за родом струму;
- за ступенем надійності.

За *режимами роботи* розрізняють електроприймачі:

- з тривало незмінним або малозмінним навантаженням.

Характеризуються тим, що довгостроково працюють без перевищення довгостроково припустимої температури. Сюди відносяться електродвигуни насосів, вентиляторів;

- з короткочасним навантаженням. При роботі електроприймачів їх температура нижче довгостроково припустимої температури, а за час зупинки струмопровідні частини остигають до температури навколишнього середовища. Сюди відносяться більшість електроприводів металорізальних верстатів;

- з повторно-короткочасним навантаженням. Тривалість циклу «включення-відключення» не перевищує 10 хвилин. При роботі електроприймачів їх температура нижче довгостроково припустимої температури, а за час зупинки струмоведучі частини не остигають до температури навколишнього середовища;

- нагрівальні апарати, що працюють у тривалому режимі із практично постійним навантаженням;

- електричне освітлення. Електроприймачі характеризуються різкою зміною навантаження.

За *потужністю й напругою* розрізняють електроприймачі:

- великої потужності (80 - 100 кВт і більше), напругою 6 - 10 кВ.

Наприклад, печі;

- малої й середньої потужності (менш 80 кВт) напругою 380 - 660 В.

За *родом струму* розрізняють електроприймачі:

- змінного струму промислової частоти;

- змінного струму підвищеної або зниженої частоти;
- постійного струму.

Ступінь надійності електроприймачів установлюється залежно від наслідків, які мають місце при раптовій перерві в електропостачанні. Розрізняють електроприймачі:

- I категорії. Перерва в електропостачанні таких споживачів пов'язана з небезпекою для життя людей, значним збитком економіки держави, ушкодженням устаткування, масовим браком продукції. До споживачів I категорії надійності ставляться шахти, залізниці, доменні й електролізні цехи, метро, стадіони, міські споживачі загальним навантаженням більше 10 МВ·А. Живлення споживачів I категорії надійності повинно здійснюватися від двох незалежних джерел живлення. *Незалежними* вважаються джерела втрати напруги на одному з яких і будь-якої причини не приводить до втрати напруги на іншому. Дві системи шин вважаються незалежними джерелами живлення. Серед споживачів I категорії надійності виділяють особливу групу електроприймачів. До неї відносять електроприймачі, для яких безперебійне електропостачання необхідно для безаварійної зупинки виробництва, пов'язаного з можливістю виникнення пожеж, вибухів, загибеллю людей. Для них необхідно передбачити три незалежних джерела живлення. Це – операційні лікарні, хімічне виробництво. Перерва в електропостачанні споживачів I категорії надійності допускається на час автоматичного перемикавання на резервне живлення;

- II категорії. Перерва в електропостачанні таких споживачів пов'язаний з масовим недовипусканням продукції, простоєм робітників, механізмів, промислового транспорту, порушенням нормальної життєдіяльності значної кількості міських жителів. До споживачів II категорії надійності відносяться великі магазини, підприємства легкої промисловості, будинки висотою більше 5 поверхів, багатоквартирні будинки з електроплитами, навчальні заклади, групи споживачів із загальним навантаженням від 300 до 1000 кВ·А.

Рекомендується живлення від двох незалежних джерел живлення. Допускається живлення від одного джерела живлення й від одного трансформатора при наявності резерву по вторинній стороні. Допускається перериви в електропостачанні на час перемикань за вводом резервного живлення черговим персоналом. Тривалість ремонту не повинна перевищувати одну добу;

- III категорії. До них ставляться всі невідповідальні споживачі: невеликі житлові селища, будинки до п'яти поверхів. Перерва в електропостачанні таких споживачів допускається на час до однієї доби.

6.2 Графіки навантаження електроприймачів

Властивості електроприймачів, що включені у мережу, обумовлюють характер навантаження і її техніко-економічні показники, безпосередньо впливають на якість електроенергії. Наприклад, електроприймачі, що створюють нерівномірні за фазами навантаження, викликають несиметрію струму й напруги. Або електроприймачі з різкозмінним поштовховим навантаженням створюють у мережах коливання напруги. Це викликає миготіння ламп, відмову від роботи електронної апаратури, погіршення роботи електродвигунів.

Для нормальної роботи мереж, поліпшення їх техніко - економічних показників приймаються різні технічні міри. Наприклад, роздільне живлення силових і освітлювальних електроприймачів.

Таким чином, особливості роботи електроприймачів повинні враховуватися при проектуванні, аналізі режимів, в експлуатації мереж.

Споживання електроенергії залежить від призначення електроприймача режиму його роботи, часу роботи й багатьох інших факторів. Процес споживання електроенергії в часі відбивається графіками навантаження.

За видом фіксуємого параметра розрізняють графіки активної, реактивної, повної потужності й струму електроприймача.

Графіки відображують зміну навантаження за певний період часу. За цією ознакою їх підрозділяють на *добові* (24 ч), *сезонні* й *річні*.

Фактичний графік навантаження електроприймача може бути отриманий за допомогою приладів, що реєструють, які фіксують зміну відповідного параметра в часі. Обриси добових графіків навантаження того самого електроприймача міняються залежно від того, розглядаються робоча доба або вихідні дні, від пори року. На його обрис впливає й безліч випадкових факторів. Тому одним добовим графіком навантаження не можна охарактеризувати роботу електроприймача.

Для зручності розрахунків реально знятий графік заміняють східчастим. Звичайно для кожного споживача дається кілька добових графіків, які характеризують його роботу в різну пору року й у різні дні тижня. Це графіки зимової й літньої доби для робочих днів, графік вихідного дня. Основним є зимовий графік робочого дня. Його максимальне навантаження приймається за 100%, а ординати всіх інших графіків задаються у відсотках саме від цього значення.

За графіками однотипних підприємств одержують типові графіки навантаження, які приводяться в довідковій літературі.

При відсутності графіків реактивної потужності, їх можна одержати із графіків активної потужності:

$$Q_{\max} = P_{\max} \operatorname{tg} \varphi_{\max},$$

де $\operatorname{tg} \varphi_{\max}$ – визначається за значенням $\cos \varphi_{\max}$, що задається як вихідний параметр для кожного споживача.

За добовими графіками навантаження будують річні графіки навантаження за тривалості. Навантаження на графіку розташовують у порядку їхнього убутання від P_{\max} до P_{\min} (див. рис. 6.1).

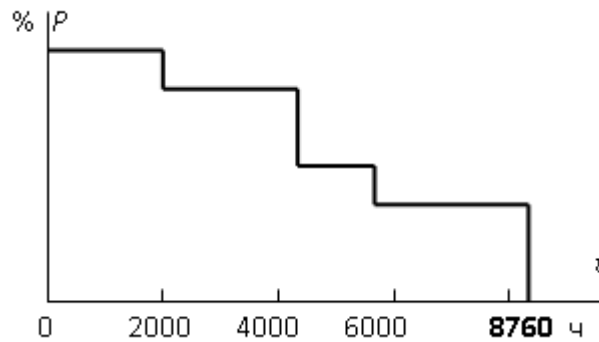


Рисунок 6.1 – Річний графік за тривалості

Графік за тривалості навантажень застосовують у розрахунках техніко – економічних показників установки, розрахунках втрат електроенергії, при оцінці використання встаткування протягом року.

Площа, обмежена кривою графіка активного навантаження, чисельно дорівнює енергії, спожитої електроприймачем за рік:

$$W_{\Pi} = \sum P_i \cdot \Delta t_i,$$

де P_i – потужність i - ступені графіка;

Δt_i – тривалість ступені.

Середнє навантаження за рік дорівнює:

$$P_{\text{cp}} = W_{\Pi} / 8760.$$

Ступінь нерівномірності графіка роботи установки оцінюють коефіцієнтом заповнення:

$$k_{\text{зп}} = \frac{W_{\Pi}}{P_{\text{max}} \cdot 8760} = \frac{P_{\text{cp}}}{P_{\text{max}}}.$$

Коефіцієнт заповнення графіка показує, у скільки разів спожита кількість електроенергії менше тієї кількості енергії, що була б спожита, якби навантаження установки увесь час були максимальними. Очевидно, чим рівномірніше графік, тим значення коефіцієнта заповнення ближче до одиниці.

Для характеристики графіка користуються часом використання максимального навантаження T_{\max} . Це час, протягом якого при роботі установки з максимальним навантаженням з мережі споживається така ж кількість електроенергії, що й за графіком навантаження. Значення T_{\max} можна розрахувати в такий спосіб:

$$T_{\max} = W_{\Pi} / P_{\max}.$$

Значення T_{\max} для різних споживачів приводиться в довідковій літературі.

7 ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ Й ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ МЕРЕЖІ

7.1 Втрати потужності в елементах мережі

Для кількісної характеристики роботи елементів електричної мережі розглядаються її робочі режими. *Робочий режим* – це сталий електричний стан, що характеризується значеннями струмів, напруг, активної, реактивної й повної потужностей.

Основною метою розрахунку режимів є визначення цих параметрів, як для перевірки допустимості режимів, так і для забезпечення економічності роботи елементів мереж.

Визначення значень струмів в елементах мережі й напруг у її вузлах починається з побудови картини розподілу повної потужності по елементі, тобто з визначення потужностей на початку й кінці кожного елемента. Таку картину називають поточкорозподілом.

Розраховуючи потужності на початку й наприкінці елемента електричної мережі, ураховують втрати потужності в опорах елемента й вплив його провідностей.

7.2 Розрахунок втрат потужності в лініях електропередач

Втрати активної потужності на ділянці ЛЕП (див. рис. 7.1) обумовлені активним опором проводів і кабелів, а також недосконалістю їхньої ізоляції.

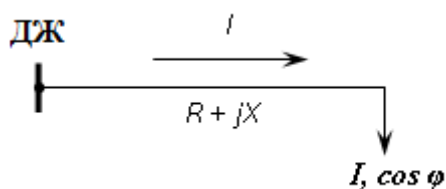


Рисунок 7.1 – До розрахунку втрат потужності в ЛЕП

Потужність, що втрачається в активних опорах трифазної ЛЕП і витрачається на її нагрівання, визначають за формулою:

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3I^2 R = 3 \cdot [(I \cos \varphi)^2 + (I \sin \varphi)^2] \cdot R = \\ &= 3 \cdot (I_a^2 + I_p^2) \cdot R = 3 \cdot \left[\left(\frac{P}{\sqrt{3}U} \right)^2 + \left(\frac{Q}{\sqrt{3}U} \right)^2 \right] \cdot R = \\ &= 3 \cdot \left(\frac{P^2}{3U^2} + \frac{Q^2}{3U^2} \right) \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{3U^2} R = \frac{S^2}{3U^2} R,\end{aligned}$$

де I, I_a, I_p – повний, активний і реактивний струми в ЛЕП;

P, Q, S – активна, реактивна й повна потужності на початку або кінці ЛЕП;

U – лінійна напруга на початку або кінці ЛЕП;

R – активний опір однієї фази ЛЕП.

Втрати активної потужності в проводах ЛЕП обумовлені недосконалістю ізоляції. У повітряних ЛЕП – появою корони й у дуже незначному ступені витоком струму по ізоляторах. У кабельних ЛЕП – появою струму провідності, а його абсорбцій. Розраховують втрати за формулою:

$$\Delta P = U^2 \cdot G,$$

де U – лінійна напруга на початку або кінці ЛЕП; G – активна провідність ЛЕП.

При проектуванні повітряних ЛЕП втрати потужності на корону прагнуть звести до нуля, вибираючи такий діаметр проводу, коли можливість виникнення корони практично відсутня.

Втрати реактивної потужності на ділянці ЛЕП обумовлені індуктивними опорами проводів і кабелів. Реактивна потужність, що втрачається в трифазній ЛЕП, розраховується аналогічно потужності, що втрачається в активних опорах:

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

Генеруємою ємнісною провідністю зарядну потужністю ЛЕП розраховують за формулою:

$$\Delta Q_c = U^2 \cdot B,$$

де U – лінійна напруга на початку або кінці ЛЕП; B – реактивна провідність ЛЕП.

Зарядна потужність зменшує реактивне навантаження мережі й тим самим знижує втрати потужності в ній.

7.3 Розрахунок втрат потужності в ЛЕП з рівномірно розподіленим навантаженням

У лініях місцевих мереж ($U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ) споживачі однакової потужності можуть розташовуватися на однаковій відстані один від одного (наприклад, джерела світла). Такі ЛЕП називаються лініями з рівномірно розподіленим навантаженням (див. рис. 7.2).

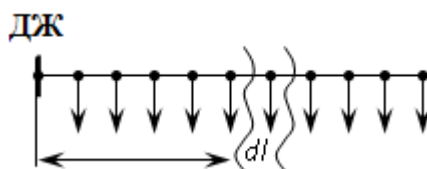


Рисунок 7.2 – ЛЕП с рівномірно розподіленим навантаженням

У рівномірно навантаженій лінії трифазного змінного струму довжиною L із сумарного фотополяриметра навантаженням I щільність струму на одиницю довжини складе I/L . При погонному активному опорі r_0 втрати активної потужності складуть:

$$\Delta P = 3 \int_0^L \left(\frac{I}{L} l\right)^2 \cdot r_0 \cdot dl = 3 \frac{I^2}{L^2} r_0 \int_0^L l^2 dl = 3 \frac{I^2}{L^2} r_0 \frac{l^3}{3} \Big|_0^L = I^2 \cdot r_0 \cdot l = I^2 \cdot R.$$

Якби навантаження було зосереджено наприкінці, то втрати потужності визначалися б як:

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

Порівнюючи наведені вираження, бачимо, що втрати потужності в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням в 3 рази менше.

7.4 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах

Втрати активної й реактивної потужності в трансформаторах і автотрансформаторах розділяються на втрати в сталі і втрати в міді (навантажувальні втрати). Втрати в сталі – це втрати в провідностях трансформаторів. Вони залежать від прикладеної напруги. Навантажувальні втрати – це втрати в опорах трансформаторів. Вони залежать від струму навантаження.

Втрати активної потужності в сталі трансформаторів – це втрати на перемагнічування й вихрові струми. Визначаються втратами холостого ходу трансформатора ΔP_x , які приводяться в його паспортних даних.

Втрати реактивної потужності в сталі визначаються за струмом холостого ходу трансформатора, значення якого у відсотках приводиться в його паспортних даних:

$$\Delta Q_{ст} = \Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_{ном}.$$

Втрати потужності в обмотках трансформатора можна визначити двома шляхами:

- за параметрами схеми заміщення;
- за паспортними даними трансформатора.

Втрати потужності за параметрами схеми заміщення визначаються за тими же формулами, що й для ЛЕП:

$$\Delta P_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U^2} R_{\text{т}}; \quad \Delta Q_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U^2} X_{\text{т}},$$

де S – потужність навантаження; U – лінійна напруга на вторинній стороні трансформатора.

Для трьохобмоточного трансформатора або автотрансформатора втрати в міді визначаються як сума втрат потужності кожної з обмоток.

Одержимо вираження для визначення втрат потужності за паспортними даними двохобмоточного трансформатора.

Втрати короткого замикання, наведені в паспортних даних, визначені при номінальному струмі трансформатора

$$\Delta P_{\text{к}} = 3 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot R_{\text{т}} = \frac{S_{\text{ном}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{т}}. \quad (7.1)$$

При будь-якому іншому навантаженні втрати в міді трансформатора рівні

$$\Delta P_{\text{мд}} = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{т}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{т}}. \quad (7.2)$$

Розділивши вираження (7.1) на (7.2), одержимо:

$$\frac{\Delta P_{\text{к}}}{\Delta P_{\text{мд}}} = \frac{S_{\text{ном}}^2}{S}.$$

Звідки знайдемо $\Delta P_{\text{мд}}$:

$$\Delta P_{\text{мд}} = \Delta P_{\text{к}} \left(\frac{S}{S_{\text{ном}}} \right)^2.$$

Якщо у вираження для розрахунку $\Delta Q_{\text{мд}}$, підставити вираження для визначення реактивного опору трансформатора, то одержимо:

$$\Delta Q_{\text{мд}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{\text{т}} = \frac{S^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}.$$

Таким чином, повні втрати потужності у двохобмоточному трансформаторі рівні:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2;$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}.$$

Якщо на підстанції із сумарним навантаженням S працює паралельно n однакових трансформаторів, то їхні еквівалентні опори в n раз менше, а провідності в n раз більше. Тоді,

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2;$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_x + \frac{1}{n} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}.$$

Для n паралельно працюючих однакових трьохобмоточних трансформаторів (автотрансформаторів) втрати потужності розраховують за формулами:

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_C}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_H}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right];$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_x + \frac{1}{100 \cdot n \cdot S_{\text{НОМ}}} (U_{\text{КВ}} \cdot S_B^2 + U_{\text{КС}} \cdot S_C^2 + U_{\text{КН}} \cdot S_H^2),$$

де S_B , S_C , S_H – відповідно до потужності, що проходять через обмотки вищої, середньої й нижчої напруг трансформатора.

7.5 Наведені розрахункові навантаження споживачів

Розрахункова схема заміщення ділянки мережі являє собою досить складну конфігурацію, якщо враховувати повну схему заміщення ЛЕП і трансформаторів. Для спрощення розрахункових схем мереж з номінальною напругою до 220 кВ включно вводять поняття «наведених» та «розрахункових» навантажень (див. рис. 7.3).

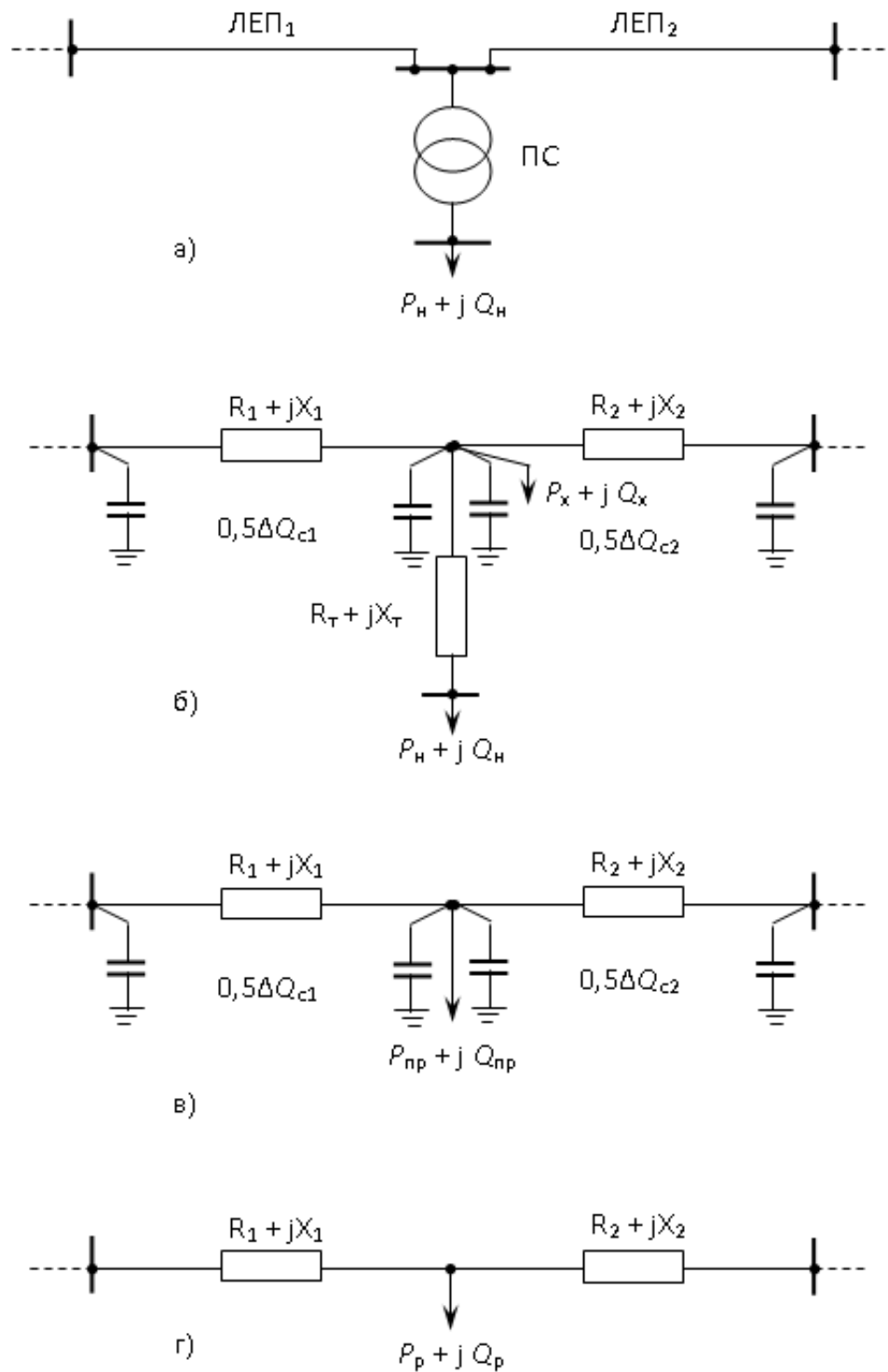


Рисунок 7.3 – Етапи спрощення розрахункової схеми:

а) вихідна схема; б) повна схема заміщення; в) схема заміщення з наведеним навантаженням; г) схема заміщення з розрахунковим навантаженням

Наведена до сторони вищої напруги навантаження споживчої ПС являє собою суму заданих потужностей навантажень на шинах нижчої й середньої напруг і втрат потужності в опорах і провідностях трансформаторів. Наведене

до сторони вищої напруги навантаження ЕС являє собою суму потужностей генераторів за винятком навантаження місцевого району і втрат потужності в опорах та провідностях трансформаторів.

Розрахункове навантаження ПС або ЕС визначається як алгебраїчна сума наведеного навантаження й половин зарядних потужностей ЛЕП, приєднаних до шин вищої напруги ПС або ЕС.

Зарядні потужності визначаються до розрахунку режиму по номінальній, а не реальній напрузі, що вносить цілком припустиму погрішність у розрахунок.

Можливість спрощення розрахункової схеми при використанні понять «наведених» і «розрахункових» навантажень надане на рис. 7.3:

$$P_{\text{пр}} + jQ_{\text{пр}} = P_{\text{н}} + jQ_{\text{н}} + \Delta P_{\text{т}} + j\Delta Q_{\text{т}};$$
$$P_{\text{р}} + jQ_{\text{р}} = P_{\text{пр}} + jQ_{\text{пр}} - 0,5j\Delta Q_{\text{с1}} - 0,5j\Delta Q_{\text{с2}}.$$

7.6 Розрахунок втрат електроенергії

При передачі електроенергії частина її витрачається на нагрівання, створення електромагнітних полів і інші ефекти. Цю витрату прийнято називати втратами. В електроенергетиці термін «втрати» має специфічне значення. Якщо в інших виробництвах втрати пов'язані з браком продукції, то втрати електроенергії – це технологічна витрата на її передачу.

Величина втрат електроенергії залежить від характеру зміни навантаження в розглянутий період часу. Наприклад, у ЛЕП, що працює з незмінним навантаженням, втрати електроенергії за час t розраховують в такий спосіб:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t,$$

де ΔP – сумарні втрати активної потужності в опорі й провідності ЛЕП.

Якщо навантаження міняється, то втрати електроенергії можна розрахувати різними способами. Залежно від використаної математичної моделі методи діляться на дві групи:

- детерміновані;
- ймовірносно-статистичні.

Найбільш точним з детермінованих методів є метод розрахунку втрат електроенергії за *графіком* навантажень для кожного споживача.

Припустимо, що навантаження споживача в році мінялося за графіком (див. рис. 7.4).

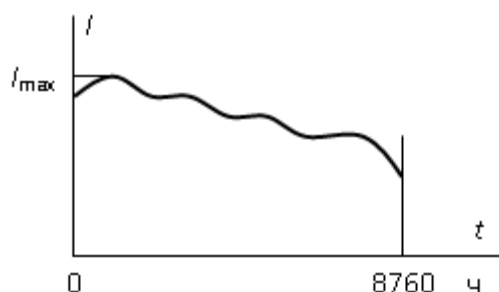


Рисунок 7.4 – Графік навантаження споживача

Тоді,

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \int_0^{8760} I_t^2 \cdot dt = R \cdot \int_0^{8760} \frac{S_t^2}{U^2} dt = R \cdot \left(\int_0^{8760} \frac{P_t^2}{U^2} dt + \int_0^{8760} \frac{Q_t^2}{U^2} dt \right).$$

Інтеграл – це фактично площа, обмежена графіком зміни квадрата струму. Таким чином, втрати активної електроенергії пропорційні площі квадратичного річного графіка навантаження.

Тому що напруга на шинах електроприймача міняється незначно, то його значення можна вважати незмінним. Заміняючи інтеграл сумою площ прямокутників із кроком Δt_i , одержимо:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i.$$

Втрати електроенергії в трансформаторах при заданому графіку навантаження і використанні його паспортних даних розраховують за формулами:

- для двохобмоточних

$$\Delta W_T = [n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2] \cdot \Delta t_i;$$

- для трьохобмоточних трансформаторів (автотрансформаторів)

$$\Delta W_T = \left\{ n \cdot \Delta P_x + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_C}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_H}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 \right] \right\} \cdot \Delta t_i.$$

Достоїнство методу – висока точність розрахунку. Недолік – це велика кількість обчислень.

Графіки навантажень не завжди відомі. У цьому випадку втрати електроенергії можна обчислити іншим детермінованим методом – через τ_m . Метод заснований на двох допущеннях:

- максимальні втрати в електричній мережі спостерігаються в період максимуму навантаження в енергосистемі (ранковий максимум з 9 до 11 годин; вечірній - з 17 до 21 години);
- графіки активної й реактивної потужності подібні, тобто графік реактивної потужності перелічений із графіка активної потужності.

Час максимальних втрат τ_m – це час, у плинні якого при роботі споживача з максимальним навантаженням з мережі споживається така ж кількість електроенергії, що й при роботі з реального графіка навантаження. Виходячи з визначення, запишемо:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \cdot \Delta t_i = \frac{R}{U^2} (P_{\text{max}}^2 \cdot \tau_a + Q_{\text{max}}^2 \cdot \tau_p),$$

де τ_a , τ_p – відповідно час максимальних втрат для активного й реактивного навантажень.

На практиці ці значення усереднюють і заміняють загальним – τ_m . Тоді,

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_{\max}^2 \cdot \tau_m.$$

Для типових графіків навантаження величину τ_m визначають за відомою величиною T_m :

$$\tau_m = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000}\right)^2 \cdot 8760. \quad (7.3)$$

Відповідно до цього методу втрати електроенергії в елементах мережі розраховують за формулами:

- у лінії електропередач

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \cdot \tau_m;$$

- у двохобмоточних трансформаторах

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot \tau_m;$$

- у трьохобмоточних трансформаторах (автотрансформаторах)

$$\Delta W_T = n \cdot \Delta P_x \cdot 8760 + \frac{1}{n} \left[\Delta P_{\text{КВ}} \left(\frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot \tau_{\text{МВ}} + \Delta P_{\text{КС}} \left(\frac{S_C}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot \tau_{\text{МС}} + \Delta P_{\text{КН}} \left(\frac{S_H}{S_{\text{НОМ}}}\right)^2 \cdot \tau_{\text{МН}} \right].$$

Величину $\tau_{\text{МВ}}$ розраховують за формулою (7.3) по величині $T_{\text{МВ}}$, значення якої визначається як середньозважене:

$$T_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\max i} \cdot T_{\text{МВ} i}}{\sum_{i=1}^n P_{\max i}}.$$

Аналогічно визначається величина τ_m для ЛЕП, що живить небагато споживачів.

7.7 Заходи щодо зниження втрат потужності

Втрати потужності й електроенергії досягають значних величин і є одним з основних фактів, що впливають на економічність мереж. Їхня величина регламентується постановами Національного комітету з регулювання

електроенергії (НКРЕ) у мережах напругою до 35 кВ і в мережах напругам 35 кВ і вище.

Більша частина втрат електроенергії (60-70%) доводиться на мережі напругою 6 - 10 кВ. Тому перераховані нижче заходи ставляться до мереж цих напруг і до електроприймачів:

- застосування більше високого ступеня напруги (10 кВ замість 6 кВ);
- підвищення рівня напруги в мережі шляхом застосування пристроїв регулювання напруги;
- регулювання потоків активної й реактивної потужностей в окремих ланках мережі;
- застосування раціональних схем живлення споживачів, які дозволяють здійснювати більш економічне завантаження ЛЕП і трансформаторів;
- раціоналізація енергогосподарств підприємств – поліпшення $\cos\varphi$, правильний вибір потужності й завантаження електродвигунів.

8 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

8.1 Завдання розрахунку режимів. Основні допущення

Завдання розрахунку режиму полягає у визначенні параметрів режиму, до яких ставляться:

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

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

Вихідними даними для розрахунку режиму є:

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

Теоретично мережу можна розрахувати за допомогою методів, відомих у ТОЕ, засновані на законах Кирхгофа. Однак, безпосередньо їх застосувати важко за двома причинами:

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

Специфіка завдання вихідних даних полягає в наступному – задаються потужності навантажень і напруга на джерелі живлення. Для того, щоб побудувати картину поточкорозподілення, тобто знайти значення потужностей наприкінці й початку кожного елемента, потрібно обчислити втрати потужності. Для їхнього обчислення необхідно знати струм у кожному елементі. Його значення можна обчислити при відомій напрузі на шинах навантаження. А воно на початку розрахунків невідомо. Тому застосовувати закони Кирхгофа безпосередньо для одержання однозначного рішення неможливо.

Основним методом розрахунку режимів електричних мереж є метод послідовних наближень – ітераційний метод. Він полягає в тому, 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 й дорівнюють номінальному значенню мережі. За прийнятими значеннями напруги й заданої потужності споживачів можна розрахувати значення параметрів режиму, у тому числі й значення напруги у вузлах мережі. Ці значення напруги будуть другим наближенням(першою ітерацією). Розрахунок повторюють доти, поки результати наступних наближень не будуть відрізнятися друг від друга із заданою точністю.

Найчастіше досить 1-2 ітерацій. Якщо ж вирішуються завдання оптимізації режиму, пов'язані із втратами потужності, то потрібно багато ітерацій.

Можливість малої кількості ітерацій привела до появи нестрогих, але методів, що дають прийнятні результати. Такими є:

- метод розрахунку режиму при заданій напрузі наприкінці ЛЕП;
- метод розрахунку режиму при заданій напрузі на початку ЛЕП (на джерелі живлення).

8.2 Метод розрахунку режиму при заданій напрузі наприкінці ЛЕП

Етапи розрахунку покажемо стосовно до схеми, показаної на рисунку 8.1.

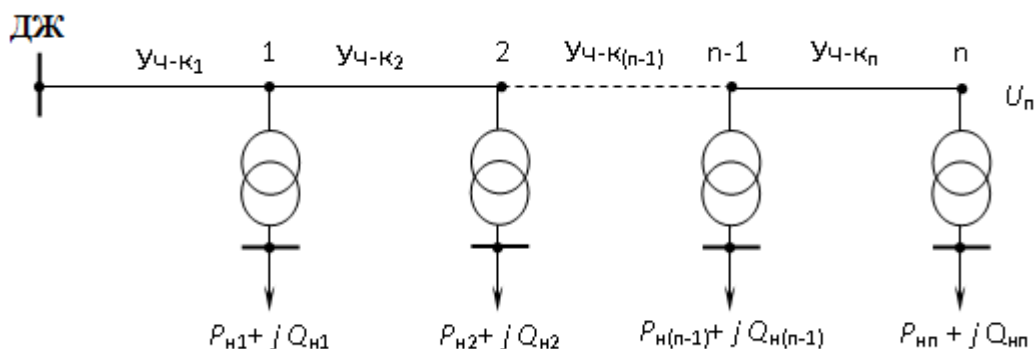


Рисунок 8.1 – Схема розрахунку режиму при заданій напрузі наприкінці ЛЕП

Відомі:

- потужності навантажень;
- опір й провідність ділянок ЛЕП;
- напруга наприкінці останньої ділянки (напруга у вузлі n).

Розрахунок полягає в послідовному визначенні при русі від кінця ЛЕП до її початку невідомих потужностей і напруг при використанні законів Ома й Кирхгофа.

Послідовність розрахунку.

1. Визначаються потужності, що входять в обмотку вищої напруги трансформаторів

$$P'_T = P_{hi} + \Delta P_{md}; \quad Q'_T = Q_{hi} + \Delta Q_{md},$$

де $\Delta P_{md}, \Delta Q_{md}$ – втрати активної й реактивної потужності в міді трансформаторів.

2. Визначаються наведені навантаження всіх споживачів

$$P_{пр} = P'_T + \Delta P_{ст}; \quad Q_{пр} = Q'_T + \Delta Q_{ст},$$

де $\Delta P_{ст}, \Delta Q_{ст}$ – втрати активної й реактивної потужності в сталі трансформаторів.

3. Визначається зарядна потужність останнього n вузла

$$\Delta Q_{cn} = 0,5 \cdot U_n^2 \cdot B_n,$$

де B_n – реактивна провідність останнього n -го ділянки ЛЕП, розрахована з урахуванням кількості ланцюгів, $B_n = n_{ц} \cdot b_0 \cdot l$.

4. Визначається розрахункове навантаження останнього вузла

$$P_{pn} = P_{прn}; \quad Q_{pn} = Q_{прn} - \Delta Q_{cn}.$$

5. Визначається потужність наприкінці останньої n -ї ділянки ЛЕП

$$P_n'' = P_{pn}; \quad Q_n'' = Q_{pn}.$$

6. Визначається втрати потужності на останній n -ій ділянці ЛЕП

$$\Delta \underline{S}_n = \Delta P_n + j\Delta Q_n = \frac{(P_n'')^2 + (Q_n'')^2}{U_n^2} (R_n + jX_n),$$

де R_n, X_n – активний і реактивний опір останньої n -ї ділянки ЛЕП, певне з урахуванням кількості ланцюгів на ділянці

$$R_n = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}; \quad X_n = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}.$$

7. Визначається потужність на початку останньої n -ї ділянки ЛЕП

$$P_n' = P_n'' + \Delta P_n; \quad Q_n' = Q_n'' + \Delta Q_n.$$

8. Визначаються складові спадання напруги на останній n -ій ділянці ЛЕП

$$\Delta U_n = \frac{P_n'' R_n + Q_n'' X_n}{U_n};$$

$$\delta U_n = \frac{P_n'' X_n - Q_n'' R_n}{U_n} \quad (\text{враховується при } U_{\text{ном}} \geq 220 \text{кВ}).$$

9. Визначається напруга на початку останньої n -ї ділянки або напруга вузла $(n-1)$ за умови сполучення вектора напруги з віссю звіту аргументу

$$U_{n-1} = \sqrt{(U_n + \Delta U_n)^2 + \delta U_n^2}.$$

10. Визначається зарядна потужність $(n-1)$ вузла

$$\Delta Q_{cn-1} = 0,5 \cdot U_{n-1}^2 \cdot (B_{n-1} + B_n).$$

11. Визначається розрахункове навантаження $(n-1)$ вузла

$$P_{pn-1} = P_{прn-1}; \quad Q_{pn-1} = Q_{прn-1} - \Delta Q_{cn-1}.$$

12. По I закону Кирхгофа визначається потужність наприкінці n -ї ділянки ЛЕП

$$P_{n-1}'' = P_{p_{n-1}} + P_n'; \quad Q_{n-1}'' = Q_{p_{n-1}} + Q_n'$$

Далі розрахунок по пунктах 6-12 виконують доти, поки не буде знайдена потужність на початку першої ділянки.

8.3 Розрахунок режиму при заданій напрузі на початку ЛЕП (на джерелі живлення)

Етапи розрахунку покажемо стосовно до схеми, показаної на рисунку 8.2.

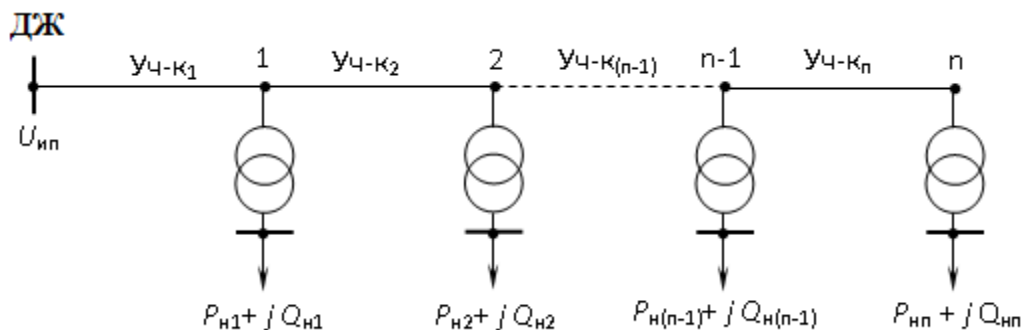


Рисунок 8.2 – Схема розрахунку режиму при заданій напрузі на джерелі живлення

Відомі:

- потужності навантажень;
- опір і провідність ділянок ЛЕП;
- напруга на джерелі живлення.

У цьому випадку неможливо послідовно від кінця ЛЕП до початку визначити невідомі потужності й напруги за першим законом Кирхгофа, тому що напруга наприкінці ділянки невідома. У цьому випадку використовують метод послідовних наближень. Розрахунки виконують у два етапи.

На *першому* етапі приймається допущення, що напруги у всіх вузлах мережі рівні й рівні її номінальній напрузі.

Послідовність розрахунку першого етапу

1. Визначаються потужності, що входять в обмотку вищої напруги трансформаторів

$$P'_T = P_{hi} + \Delta P_{мд}; \quad Q'_T = Q_{hi} + \Delta Q_{мд},$$

де $\Delta P_{мд}, \Delta Q_{мд}$ – втрати активної й реактивної потужності в міді трансформаторів.

2. Визначаються наведені навантаження всіх споживачів

$$P_{пр} = P'_T + \Delta P_{ст}; \quad Q_{пр} = Q'_T + \Delta Q_{ст},$$

де $\Delta P_{ст}, \Delta Q_{ст}$ – втрати активної й реактивної потужності в сталі трансформаторів.

3. Визначаються зарядні потужності вузлів

– останнього n вузла

$$\Delta Q_{cn} = 0,5 \cdot U_{ном}^2 \cdot B_n;$$

– інших вузлів ($i \neq n$)

$$\Delta Q_{ci-1} = 0,5 \cdot U_{ном}^2 \cdot (B_{i-1} + B_i),$$

де B_i, B_{i-1} – реактивні провідності ділянок ЛЕП, що примикають до кожного вузла, розраховані з обліком кількості ланцюгів (наприклад, $B_i = n_{ц} \cdot b_0 \cdot l$).

4. Визначаються розрахункові навантаження вузлів

$$P_{pn} = P_{прn}; \quad Q_{pn} = Q_{прn} - \Delta Q_{cn};$$

5. Визначається потужність наприкінці останньої n -ї ділянки ЛЕП

$$P_n'' = P_{pn}; \quad Q_n'' = Q_{pn}.$$

6. Визначаються втрати потужності на останній n -ій ділянці ЛЕП

$$\Delta S_n = \Delta P_n + j\Delta Q_n = \frac{(P_n'')^2 + (Q_n'')^2}{U_{\text{ном}}^2} (R_n + jX_n),$$

де R_n, X_n – активний і реактивний опір останньої n -ї ділянки ЛЕП, певне з урахуванням кількості ланцюгів на ділянці

$$R_n = \frac{r_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}; \quad X_n = \frac{x_0 \cdot l}{n_{\text{ц}}}.$$

7. Визначається потужність на початку останньої n -ї ділянки ЛЕП

$$P_n' = P_n'' + \Delta P_n; \quad Q_n' = Q_n'' + \Delta Q_n.$$

8. За першим законом Кірхгофа визначається потужність наприкінці n -ї ділянки ЛЕП

$$P_{n-1}'' = P_{pn-1} + P_n'; \quad Q_{n-1}'' = Q_{pn-1} + Q_n'.$$

Далі розрахунок по пунктах 6-8 виконується доти, поки не буде знайдена потужність на початку першої ділянки.

На *другому* етапі розраховуються напруги у всіх вузлах мережі по потужностях і напрузі на початку кожної ділянки.

Послідовність розрахунку другого етапу.

1. Напруга на початку першої ділянки приймається рівним напрузі ДЖ

$$U_1' = U_{\text{ин}}.$$

2. Визначаються складові спадання напруги на першій ділянці ЛЕП

$$\Delta U_1 = \frac{P_1' R_1 + Q_1' X_1}{U_1'};$$

$$\delta U_1 = \frac{P_1' X_1 - Q_1' R_1}{U_1'} \quad (\text{враховується при } U_{\text{ном}} \geq 220 \text{ кВ}).$$

3. Визначається напруга наприкінці першої ділянки або напруга 1-го вузла за умови сполучення вектора напруги з віссю відліку аргументу

$$U_1'' = U_1 = \sqrt{(U_1' - \Delta U_1)^2 + \delta U_1^2}.$$

Далі розрахунок по пунктах 2-3 виконується доти, поки не буде знайдена напруга наприкінці останньої ділянки (напруга останнього вузла).

8.4 Розрахунок мереж різних номінальних напруг

Електропередачу спрощено можна представити двома елементами – послідовно включеними лінією електропередачі й трансформатора (рис. 8.3).



Рисунок 8.3 – Спрощена схема системи електропередачі

Розрахунок мережі різних номінальних напруг можна проводити двома способами.

Суть *першого способу* полягає в приведенні мережі до однієї базисної напруги. При цьому в схемі заміщення відсутні ідеальні трансформатори, а всі опори схеми заміщення наведені до однієї напруги через коефіцієнти

трансформації трансформаторів. Наприклад, при приведенні до $U_{\text{ВНОМ}}$ наведені опори розраховують за формулою:

$$Z_* = Z \cdot \left(\frac{U_{\text{ВНОМ}}}{U_{\text{ННОМ}}} \right)^2,$$

де Z – дійсний опір елемента.

Розрахунок може бути виконаний і в іменованих одиницях, і у відносних одиницях.

Приведення мережі до однієї напруги часто використовується при розрахунку струмів короткого замикання й рідко при розрахунку сталих режимів електричних мереж.

У *другому способі* враховується ідеальний трансформатор, тобто враховуються коефіцієнти трансформації при визначенні напруг.

Трансформатор представляється у вигляді двох елементів – опору трансформатора $Z_{\text{т}}$ і ідеального трансформатора (коефіцієнта трансформації).

Розрахунок режиму мережі з декількома номінальними напругами може бути виконаний для будь-яких заданих умов і зведений до розрахунку або при заданій напрузі наприкінці передачі, або при заданій напрузі на початку передачі.

Більший практичний інтерес представляє розрахунок при заданій напрузі на початку передачі. У результаті розрахунку режиму визначаються напруги у всіх вузлах схеми з боку вищої напруги трансформаторів. А далі для кожної трансформаторної підстанції розраховується напруга на шинах навантаження (на стороні нижчої напруги). Покажемо розрахунок на прикладі схеми, наведеної на рисунку 8.4.

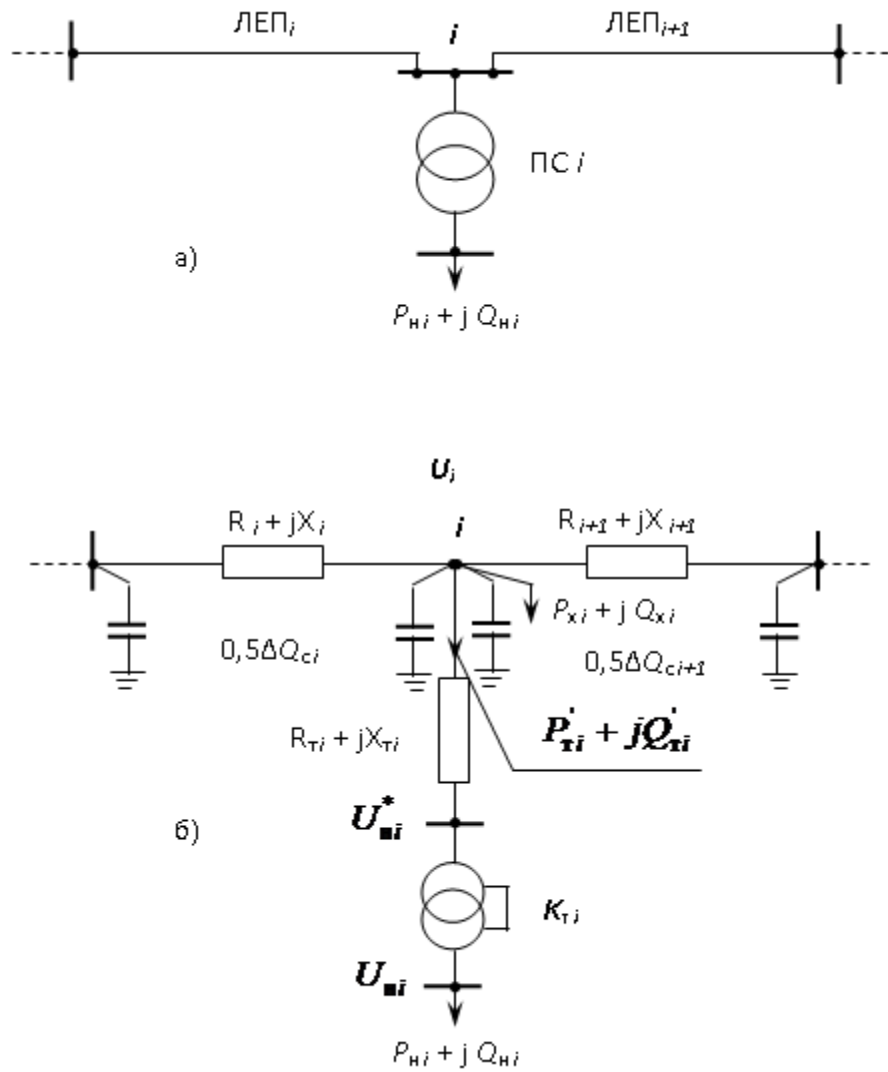


Рисунок 8.4 – Ділянка електричної мережі:
 а) вихідна схема; б) повна схема заміщення

За потужністю, що входить у вищу обмотку трансформатора $P'_{Ti} + jQ'_{Ti}$ (див. визначення розрахункового навантаження) і напрузі в точці i розраховують складові спадання напруги в трансформаторі:

$$\Delta U_{Ti} = \frac{P'_{Ti} R_{Ti} + Q'_{Ti} X_{Ti}}{U_i};$$

$$\delta U_{Ti} = \frac{P'_{Ti} X_{Ti} - Q'_{Ti} R_{Ti}}{U_i} \quad (\text{враховується при } U_{\text{ном}} \geq 220 \text{ кВ}).$$

Далі розраховується напруга на стороні нижчої напруги ПС, наведене до вищої напруги:

$$U_{Hi}^* = \sqrt{(U_i - \Delta U_{Ti})^2 + \delta U_{Ti}^2}.$$

Фактична напруга на шинах нижчої напруги ПС буде дорівнювати:

$$U_{Hi} = \frac{U_{Hi}^*}{K_{Ti}} = \frac{U_{Hi}^*}{\frac{U_{ВНОМ}}{U_{ННОМ}}} = \frac{U_{Hi}^* \cdot U_{ННОМ}}{U_{ВНОМ}}.$$

Розрахунок виконаний вірно, якщо величина фактичної напруги вийшла того ж класу напруги, що й номінальна напруга на нижчій стороні трансформатора.

9 РОЗРАХУНОК МІСЦЕВИХ МЕРЕЖ (МЕРЕЖ НАПРУГОЮ $U_{\text{НОМ}} \leq 35$ кВ)

ЗА ВТРАТОЮ НАПРУГИ

9.1 Припустимі втрати напруги в лініях місцевих мереж

До місцевих мереж ставляться мережі номінальної напруги 6-35 кВ. Місцеві мережі по довжині значно перевершують довжину мереж районного значення. Витрати провідникового матеріалу й ізоляційних матеріалів значно перевершують їх потребу 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* й *коливання* напруги.

Відхилення напруги обумовлені процесами, що протікають повільно, змінами навантажень в окремих елементах мережі, зміною режимів напруги на джерелах живлення. У результаті таких змін напруги в окремих точках мережі міняються по величині, відхиляючись від номінального значення.

Колівання напруги – це швидко протікаючі (зі швидкістю не менш 1% у хвилину) короточасні зміни напруги. Виникають при різких порушеннях нормального режиму роботи при різких включеннях або відключеннях потужних споживачів, коротких замиканнях.

Відхилення напруги виражаються у відсотках стосовно номінальної напруги мережі

$$[\Delta U_i] = \frac{U_i - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%.$$

Колівання напруги розраховують в такий спосіб:

$$V_i = \frac{U_{\text{max}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%,$$

де U_{\max} , U_{\min} – найбільше й найменше значення напруги в одній і тій же точці мережі.

Щоб забезпечити нормальну роботу електроприймачів, на їхніх шинах необхідно підтримувати напругу, близьку до номінальної.

ДЕРЖСТАНДАРТ установлює наступні припустимі відхилення в нормальному режимі роботи:

- на затискачах електродвигунів – $\pm (5 - 10)\%$ від $U_{\text{ном}}$;
- на затискачах освітлювальних приладів (внутрішнє й зовнішнє висвітлення) – $\pm (2,5 - 5)\%$ від $U_{\text{ном}}$;
- на затискачах інших приймачів $\pm 5\%$ від $U_{\text{ном}}$.

У післяаварійних режимах допускається додаткове зниження напруги на 5% до зазначених величин.

Щоб забезпечити належний рівень напруги на шинах електроприймачів, застосовують наступні міри:

- застосовують трансформатори з коефіцієнтами трансформації, які враховують втрату напруги як в обмотках трансформатора, так і в живильній мережі. Наприклад, (див. рис. 9.1), допустимо, що напруга на низькій стороні підстанції наведена до високої сторони U_2' дорівнює 105 кВ. При коефіцієнті трансформації $k_T = 110/10$ фактична напруга на шинах низької напруги буде дорівнювати:

$$U_{\phi} = \frac{U_2'}{k_T} = \frac{105 \cdot 10}{110} = 9,6 \text{ кВ.}$$

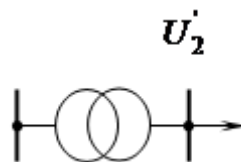


Рисунок 9.1 – Схема трансформатора напруги

При коефіцієнті трансформації $k_T = 121/11$ фактична напруга на шинах

низької напруги буде ближче до номінальної:

$$U_{\phi} = \frac{U_2'}{k_T} = \frac{105 \cdot 11}{121} = 10 \text{ кВ.}$$

- Обмотки трансформаторів забезпечуються відгалуженнями, які дозволяють міняти коефіцієнт трансформації в деяких межах. Напруга у вузлах схеми, розташованих ближче до джерела живлення, звичайно вище номінальної, а у вилучених – нижче номінальної. Щоб на вторинній стороні трансформаторів, включених у цих вузлах, одержати напругу необхідного рівня, необхідно підібрати відгалуження в обмотках трансформаторів. У вузлах з підвищеним рівнем напруги встановлюються коефіцієнти трансформації вище номінальної, а у вузлах зі зниженим рівнем напруги коефіцієнти трансформації трансформаторів встановлюються нижче номінальних.

- Схему мережі номінальної напруги, перетину проводів вибирають таким чином, щоб втрата напруги не перевищувала припустимого значення.

Припустима втрата напруги встановлюється з деяким ступенем точності, виходячи з нормованих значень відхилень напруги на шинах електроприймачів:

- для живлення до останнього електроприймача від 5 - 6,5%;

- для живильної мережі напругою 6-35 кВ – від 6 до 8% у нормальному режимі, від 10 до 12 % у післяаварійному режимі;

- для сільських мереж напругою 6-35 кВ – до 10 % у нормальному режимі.

- мереж напругою 220-380 В на всьому протязі від джерела Ці значення припустимої втрати напруги підібрані таким чином, щоб при належному регулюванні напруги в мережі задовольнялися вимоги ПУЕ відносно відхилень напруг на шинах електроприймачів.

9.2 Допущення, які покладені в основу розрахунку місцевих мереж

При розрахунку мереж напругою до 35 кВ включно приймають наступні допущення:

- не враховується зарядна потужність ЛЕП;
- не враховується індуктивний опір кабельних ЛЕП;
- не враховуються втрати потужності в сталі трансформаторів. Втрати потужності в сталі трансформаторів ураховуються лише при підрахунку втрат активної потужності й електроенергії у всій мережі;
- при розрахунку потоків потужності не враховуються втрати потужності, тобто потужність на початку ділянки дорівнює потужності наприкінці ділянки;
- не враховується поперечна складова спадання напруги. Це значить, що не враховується зрушення напруги по фазі між вузлами схеми;
- розрахунок втрат напруги ведеться за номінальною напругою, а не за реальною напругою у вузлах мережі.

9.3 Визначення найбільшої втрати напруги

З урахуванням допущень, прийнятих при розрахунку місцевих мереж, напруга в будь-якому i -вузлі мережі розраховують за спрощеною формулою:

$$U_i = U_{\text{ип}} - \Delta U_{\text{ип-}i} = U_{\text{ип}} - \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_j \cdot R_j + Q_j \cdot X_j),$$

де P_j, Q_j – відповідно активна й реактивна потужності, що протікають по ділянці j ; R_j, X_j – відповідно активний і індуктивний опори ділянки j .

Неврахування втрати потужності в місцевих мережах дозволяє розраховувати втрати напруги або за потужностями ділянок, або за потужностями навантажень.

Якщо розрахунок ведеться за потужностями ділянок, то враховуються активний і реактивний опори цих же ділянок. Якщо розрахунок ведеться за потужностями навантажень, то необхідно враховувати сумарні активні й реактивні опори від ДЖ до вузла підключення навантаження. Стосовно до рисунку 9.2 маємо:

- за потужностями ділянок

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = \frac{1}{U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_j \cdot R_j + Q_j \cdot X_j);$$

- за потужностями навантажень

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = \frac{1}{U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{j=1}^i (P_{\text{н}j} \cdot R_{\text{ип-}j} + Q_{\text{н}j} \cdot X_{\text{ип-}j}).$$

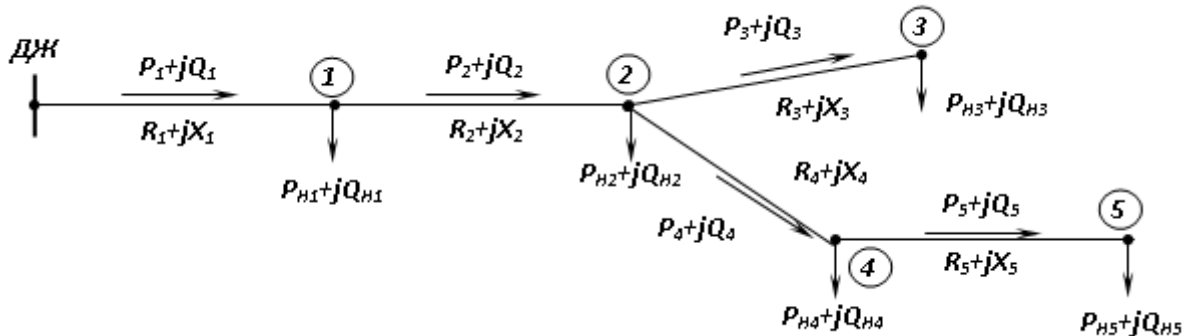


Рисунок 9.2 – Схема ділянки електричної мережі

У нерозгалуженій мережі найбільша втрата напруги – це втрата напруги від ДЖ до кінцевої точки мережі.

У розгалуженій мережі найбільшу втрату напруги визначають в такий спосіб:

- розраховують втрату напруги від ДЖ до кожної кінцевої точки;
- серед цих втрат вибирається найбільша. Її величина не повинна перевищувати припустиму втрату напруги для даної мережі.

9.4 Окремі випадки розрахунку місцевих мереж

На практиці зустрічаються наступні окремі випадки розрахунку місцевих мереж (формули наведені для розрахунку за потужностями ділянок):

- ЛЕП по всій довжині виконана проводами одного перетину з однаковим розташуванням

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = \frac{r_0 \sum_{j=1}^i P_j \cdot l_j + x_0 \sum_{j=1}^i Q_j \cdot l_j}{U_{\text{ном}}};$$

- ЛЕП по всій довжині виконана проводами одного перетину з однаковим розташуванням. Навантаження мають однаковий $\cos\varphi$

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = (r_0 + jx_0 \cdot \text{tg}\varphi) \frac{\sum_{j=1}^i P_j \cdot l_j}{U_{\text{ном}}};$$

- ЛЕП, що живлять чисто активні навантаження ($Q = 0, \cos\varphi = 1$), або кабельні ЛЕП напругою до 10 кВ ($X=0$)

$$\Delta U_{\text{ип-}i} = \frac{\sum_{j=1}^i P_j \cdot R_j}{U_{\text{ном}}}.$$

Втрата напруги в ЛЕП з рівномірним розподіленням навантаженням.

У більшості практичних випадків доводиться мати справу із чисто активним рівномірно розподіленням навантаженням. Для мережі, наведеної на рисунку 9.3, маємо:

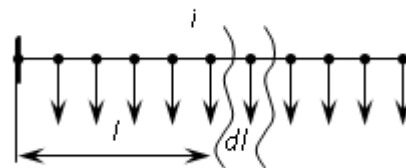


Рисунок 9.3 – Схема ЛЕП з рівномірно розподіленою потужністю

Втрата напруги, що створюється струмом i на довжині ділянки l

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

Втрата напруги на всій довжині L

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot i \cdot \int_0^L dl = \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot i \cdot \frac{l^2}{2} \Big|_0^L = \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot i \cdot \frac{L^2}{2}.$$

При сумарному навантаженні ЛЕП $I = i \cdot L$, струм $i = I/L$. Тоді,

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot I \cdot \frac{L}{2}.$$

З отриманої формули видно, що рівномірно розподілене навантаження можна замінити сумарним зосередженим навантаженням, прикладеним в середині ЛЕП.

Якщо розрахунок ведеться в потужностях, то $P = \sqrt{3} \cdot I \cdot U_{\text{ном}}$. Тоді величина втрати напруги дорівнює

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot I \cdot \frac{L}{2} = \sqrt{3} \cdot r_0 \cdot \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \frac{L}{2} = r_0 \cdot \frac{P}{U_{\text{ном}}} \cdot \frac{L}{2}.$$

Отриманим правилом заміни рівномірно розподіленого навантаження сумарно можна користуватися в більш складних випадках. Наприклад, коли рівномірно розподілене навантаження є тільки на одній з ділянок (рис. 9.4):

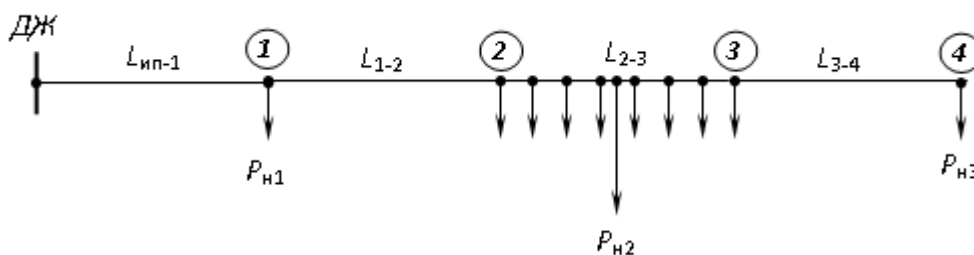


Рисунок 9.4 – Ділянка електричної мережі

$$\Delta U = \frac{r_0}{U_{\text{ном}}} [P_{н3} \cdot (L_{3-4} + \frac{L_{2-3}}{2}) + (P_{н2} + P_{н3}) \cdot (L_{1-2} + \frac{L_{2-3}}{2}) + (P_{н1} + P_{н2} + P_{н3}) \cdot L_{ип-1}].$$

10 РОЗРАХУНОК ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ ЗА ПРИПУСТИМОЮ ВТРАТОЮ НАПРУГИ

10.1 Загальні положення методів

Методи вибору перетинів за припустимою втратою напруги розроблені для провідників, виготовлених з кольорового металу в мережі напругою до 35 кВ включно. Методи розроблені виходячи з допущень прийнятих у мережах такої напруги.

В основу методів визначення перетину за припустимою втратою напруги покладена та обставина, що величина реактивного опору провідників 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.

Величину припустимої втрати напруги в ЛЕП розраховують за потужностями і опорами ділянок за формулою:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i) = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i}{U_{\text{ном}}} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot x_{0i} \cdot l_i}{U_{\text{ном}}} = \Delta U_{\text{доп а}} + \Delta U_{\text{р}}$$

і складається із двох складових – втрати напруги в активних опорах $\Delta U_{\text{доп а}}$ і втрати напруги в реактивних опорах $\Delta U_{\text{р}}$.

З огляду на обставину, що x_0 практично не залежить від перетину проводу, величину $\Delta U_{\text{р}}$ можна обчислити до розрахунку перетину провідника, задавшись середнім значенням реактивного опору $x_{0\text{порівн}}$ у зазначених діапазонах його зміни:

$$\Delta U_{\text{р}} = \frac{x_{0\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_i.$$

За заданою величиною допустимого напруження в ЛЕП розраховують частку втрати напруги в активних опорах:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{р}}.$$

У вираженні для розрахунку втрати напруги в активних опорах

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i$$

від перетину залежить параметр $r_0 = \frac{1}{\gamma \cdot F}$,

де γ – питома провідність матеріалу проводу.

Якщо ЛЕП складається тільки з однієї ділянки, то величину перетину можна визначити з вираження для $\Delta U_{\text{доп а}}$:

$$F = \frac{P \cdot l}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а}}}.$$

При більшій кількості ділянок ЛЕП для розрахунку перетинів провідників потрібні додаткові умови. Їх три:

- сталість перетинів на всіх ділянках $F = \text{const}$;
- мінімальна витрата провідникового матеріалу $V \rightarrow \text{min}$;
- мінімальні втрати активної потужності $\Delta P \rightarrow \text{min}$.

10.2 Розрахунок перетинів проводів з умови сталості перетинів на ділянках

Часто із практичних міркувань для однотипності проекрованої ЛЕП її ділянки виконують проводом однієї марки. У цьому випадку формула для розрахунку величини втрати напруги в активних опорах може бути представлена в такий спосіб:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i = \frac{r_0}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i = \frac{1}{\gamma \cdot F \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i.$$

Звідки перебуває величина перерізу проводу:

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а}}}$$

Отриману величину перетину округляють до найближчого стандартного. Для нього з довідника визначають значення r_0 і x_0 . Перевірочним розрахунком визначають дійсну втрату напруги

$$\Delta U = \frac{r_0}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i + \frac{x_0}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_i$$

і порівнюють її з припустимою. Якщо дійсна величина втрати напруги більше припустимої величини, то перетин збільшують до наступного стандартного і розрахунок повторюють.

Перевірочний розрахунок не виконується, якщо перетин округляють до найближчого більшого значення, а дійсна величина x_0 цього проводу менше $x_{0\text{порівн}}$.

Остаточно обраний перетин перевіряють по нагріванню:

$$I \leq I_{\text{доп}}.$$

10.3 Розрахунок перетинів проводів з умови мінімальної витрати провідникового матеріалу

У ЛЕП, що споживають небагато споживачів, навантаження зменшується в міру видалення від джерела живлення. Застосування на ЛЕП проводів одного перетину, хоча й вигідно в експлуатаційному і будівельному аспектах, не завжди вигідно економічно. На останніх ділянках проводи завжди недовантажені. Це приводить до перевитрати провідникового матеріалу.

Таким чином, необхідно знати як повинні зменшуватися величини перетинів у міру видалення від джерела живлення, щоб не перевищити

величину $\Delta U_{\text{доп}}$ і забезпечити максимальну економію провідникового матеріалу.

Розглянемо ЛЕП із двома навантаженнями (рис. 10.1).

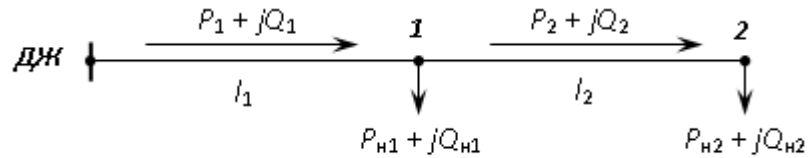


Рисунок 10.1 – Ділянка ЛЕП з двома навантаженнями

У наведеній мережі відомими є:

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

Необхідно визначити перетин проводів на ділянках з умови $V \rightarrow \min$.

Потужності ділянок мережі визначають за першим законом Кирхгофа, починаючи від кінцевої точки:

$$P_2 + jQ_2 = P_{н2} + jQ_{н2};$$

$$P_1 + jQ_1 = P_{н1} + jQ_{н1} + P_2 + jQ_2 = P_{н1} + jQ_{н1} + P_{н2} + jQ_{н2}.$$

Задавшись $x_{0\text{порівн}}$, розрахуємо втрату напруги в реактивних опорах:

$$\Delta U_p = \frac{x_{0\text{ср}}}{U_{\text{ном}}} \cdot \sum_{i=1}^2 Q_i \cdot l_i$$

і частку втрати напруги в активних опорах:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p.$$

Припустимо, що нам відома величина втрати напруги в активному опорі 1-ої ділянки $\Delta U_{\text{доп а}1}$. Тоді величина втрати напруги в активному опорі 2-ої ділянки складе:

$$\Delta U_{\text{доп а 2}} = \Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}}$$

У цьому випадку перетини на ділянках будуть рівні:

$$F_1 = \frac{P_1 \cdot l_1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}} \quad \text{и.} \quad F_2 = \frac{P_2 \cdot l_2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})}$$

Витрата провідникового матеріалу в мережі на фазу складе:

$$V = F_1 \cdot l_1 + F_2 \cdot l_2 = \frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}} + \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})}$$

У цій формулі всі величини відомі, крім $\Delta U_{\text{доп а 1}}$. Для визначення мінімуму витрати провідникового матеріалу необхідно взяти частинну похідну за невідомою величиною й прирівняти її до нуля:

$$\frac{\partial V}{\partial \Delta U_{\text{доп а 1}}} = -\frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} + \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2} = 0.$$

Одержимо рівність:

$$\frac{P_1 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{P_2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}$$

Помножимо і розділимо ліві частини рівності на P_1 , а праву частину – на P_2 . Одержимо вираження:

$$\frac{1}{P_1} \cdot \frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{1}{P_2} \cdot \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma \cdot U_{\text{ном}} \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}$$

Помножимо обидві частини рівності на $\frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{ном}}}$, одержуємо:

$$\frac{1}{P_1} \cdot \frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} = \frac{1}{P_2} \cdot \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}. \quad (10.1)$$

У цій формулі вираження

$$\frac{P_1^2 \cdot l_1^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп а 1}}^2} \quad \text{і} \quad \frac{P_2^2 \cdot l_2^2}{\gamma^2 \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot (\Delta U_{\text{доп а}} - \Delta U_{\text{доп а 1}})^2}$$

являють собою квадрати перетинів ділянок ЛЕП.

Формулу (10.1) можна представити в такий спосіб:

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

Таким чином, ми одержали умову, при дотриманні якої при розрахунку перетинів ділянок ЛЕП, втрата напруги не перевищить припустимої величини при мінімальній витраті провідникового матеріалу.

Цей вивід можна поширити на будь-яку кількість ділянок ЛЕП.

Величина $k_p = \frac{F}{\sqrt{P}}$ є постійною для заданої ЛЕП і визначається за припустимою втратою напруги в активних опорах:

$$\Delta U_{\text{доп а}} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{P_i}}{F_i} \sqrt{P_i} \cdot l_i = \frac{1}{k_p} \cdot \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} \cdot l_i \Rightarrow$$

$$k_p = \frac{\sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} \cdot l_i}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \Delta U_{\text{доп а}}}.$$

Знаючи величину k_p , визначають перетин кожної ділянки ЛЕП:

$$F_i = k_p \cdot \sqrt{P_i}.$$

Перетини проводів округляють до найближчих стандартних і перевіряють за втратою напруги й нагріванню. Якщо перетини не задовольняють припустимій втраті напруги, то збільшують перетини на тих ділянках, величина втрати напруги на яких найбільша.

10.4 Розрахунок перетинів проводів з умови мінімуму втрат потужності в мережі

Перетини проводів, обрані за умовою мінімуму витрати провідникового матеріалу, не забезпечують мінімальних втрат потужності.

Знайдемо перетини проводів, які відповідають умові $\Delta P \rightarrow \min$.

Для ЛЕП, наведеної на рисунку 10.1, втрати активної потужності розраховують за формулою:

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_1 + \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_2 = \frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_1}{\gamma \cdot F_1} + \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_2}{\gamma \cdot F_2}. \quad (10.2)$$

Позначимо обсяг провідникового матеріалу однієї фази на всій ЛЕП через V , на першій ділянці – V_1 , тоді величини перетинів ділянок будуть рівні:

$$F_1 = \frac{V_1}{l_1} \quad \text{та} \quad F_2 = \frac{V - V_1}{l_2}.$$

Підставимо ці вираження у формулу (10.2) і одержимо:

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

У цій формулі всі величини відомі, крім V_1 . Для визначення мінімуму втрат активної потужності необхідно взяти частинну похідну по невідомій величині й дорівняти її до нуля:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial V_1} = -\frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1^2} + \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)^2} = 0.$$

Одержимо рівність:

$$\frac{S_1^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_1^2}{\gamma \cdot V_1^2} = \frac{S_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{l_2^2}{\gamma \cdot (V - V_1)^2}.$$

Скоротимо отримане вираження на $\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}$:

$$\frac{S_1^2 \cdot l_1^2}{V_1^2} = \frac{S_2^2 \cdot l_2^2}{(V - V_1)^2}. \quad (10.3)$$

Тому що $V_1 = F_1 \cdot l_1$, а $V - V_1 = F_2 \cdot l_2$, то формулу (10.3) можна переписати в такий спосіб:

$$\frac{S_1^2 \cdot l_1^2}{F_1^2 \cdot l_1^2} = \frac{S_2^2 \cdot l_2^2}{F_2^2 \cdot l_2^2} \Rightarrow \frac{S_1^2}{F_1^2} = \frac{S_2^2}{F_2^2} \Rightarrow \frac{S_1}{F_1} = \frac{S_2}{F_2}.$$

Виразимо потужності ділянок через струми й номінальну напругу ЛЕП:

$$\frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_1}{F_1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_2}{F_2} \Rightarrow \frac{I_1}{F_1} = \frac{I_2}{F_2}.$$

Відношення струму до перетину називається щільністю струму $j_{\Delta P}$ (А/мм²). Таким чином, отримана умова, при виконанні якої вибір перетинів, втрати активної потужності будуть найменшими:

$$j_{\Delta P} = \text{const.}$$

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

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{доп а}} &= \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{P_i \cdot l_i}{F_i} = \frac{1}{\gamma \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_i \cdot \cos \varphi_i \cdot l_i}{F_i} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot j_{\Delta P}}{\gamma} \cdot \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i \cdot l_i \Rightarrow \end{aligned}$$

$$j_{\Delta P} = \frac{\gamma \cdot U_{\text{доп а}}}{\sqrt{3} \cdot \sum_{i=1}^n \cos \varphi_i \cdot l_i}.$$

Перетини на ділянках розраховують по струмах ділянок:

$$F_i = \frac{I_i}{j_{\Delta P}},$$

де $I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$.

Перетини проводів округляють до найближчих стандартних і перевіряють за втратою напруги й нагріванню. Якщо перетини не задовольняють припустиму втрату напруги, то збільшують перетини на тих ділянках, величина втрати напруги на які найбільша.

10.5 Етапи розрахунку при різних умовах

Вибір перетинів по припустимій втраті напруги виконується за наступним алгоритмом:

- задаються значенням $x_{\text{порівн}}$ у зазначених діапазонах його зміни;
- обчислюють частку втрати напруги в реактивних опорах ΔU_p ;
- обчислюють припустиму втрату напруги в іменованих одиницях:

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

- обчислюють припустиму частку втрат напруги в активних опорах $\Delta U_{\text{доп а}}$.

Розраховують перетин проводу, виходячи із заданої умови:

- сталість перетинів на всіх ділянках: $F = \dots$;
- мінімальна витрата провідникового матеріалу: $k_p = \dots \rightarrow F = \dots$;
- мінімальні втрати активної потужності: $j_{\Delta P} = \dots \rightarrow F = \dots$

Перетини проводів округляють до найближчих стандартних і перевіряють по втраті напруги (загальна формула):

$$\Delta U = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum_{i=1}^n (P_i \cdot r_{0i} \cdot l_i + Q_i \cdot x_{0i} \cdot l_i) \leq \Delta U_{\text{доп}}.$$

Якщо перетини не задовольняють припустимій втраті напруги, то збільшують перетини на тих ділянках, величина втрати напруги на які найбільша. Перевірку повторюють.

Остаточно обраний перетин перевіряють по нагріванню:

$$I \leq I_{\text{доп}}.$$

10.6 Порівняльна характеристика методів

Визначення перетину по припустимій втраті напруги застосовують до ліній місцевих мереж, перетини 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 більше 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 (обслуговування й ремонт ЛЕП). Метод застосовують для споживачів з малим числом використання максимального навантаження T_m і малих фотополяриметрів навантаженнях. Для споживачів з більшими фотополяриметрами навантаженнями й значною величиною T_m краще використовувати метод вибору перетинів з умови $\Delta P \rightarrow \min$. Це приводить до зменшення змінних експлуатаційних витрат, пов'язаних із втратами потужності (електроенергії) у ЛЕП.

Вибір перетину по економічній щільності струму враховує обоє факторів. Тому метод є основним.

Якщо довжина ЛЕП велика, то перетин, обраний по економічній щільності струму $j_{ек}$, може не забезпечити припустиму втрату напруги. Це приводить до необхідності перерахування перетину. Тому потрібно спочатку визначити щільність струму з умови припустимої втрати напруги $j_{\Delta P}$. Цю щільність струму порівнюють з економічною. Перетин розраховують по щільності струму, величина якої менше.

11 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ ПРОСТИХ ЗАМКНУТИХ МЕРЕЖ

11.1 Розрахунок ліній з двостороннім живленням

До простих замкнутих мереж ставляться кільцеві мережі й мережі з двостороннім живленням. Кільцеву мережу можна перетворити в мережу з двостороннім живленням, якщо розрізати її по джерелу живлення.

Розглянемо ЛЕП із двостороннім живленням (рис. 11.1). Відомі:

- потужності навантажень;
- опори ділянок ЛЕП;
- напруги на джерелах живлення.

Необхідно знайти розподіл потужностей на ділянках ЛЕП. Розрахунок виконаємо при наступних допущеннях:

- у ЛЕП відсутні втрати потужності;
- напруги у всіх вузлах навантажень однакові й дорівнюють номінальній напрузі мережі.

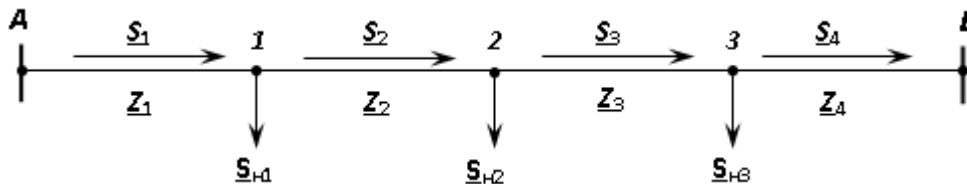


Рисунок 11.1 – Лінія електропередач з двостороннім живленням

Припустимо, що нам відома потужність, що протікає на головній ділянці А-1. Тоді потужності на інших ділянках ЛЕП визначають за першим законом Кирхгофа:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{12} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{H1};$$

$$\underline{S}_3 = \underline{S}_{23} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{H2} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{H1} - \underline{S}_{H2}; \quad (11.1)$$

$$\underline{S}_4 = \underline{S}_{34} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{H3} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{H1} - \underline{S}_{H2} - \underline{S}_{H3}.$$

Падіння напруги на будь-якій ділянці ЛЕП розраховують за формулою:

$$\Delta \underline{U}_i = \sqrt{3} \cdot \underline{I}_i \cdot \underline{Z}_i. \quad (11.2)$$

За формулою для розрахунку потужності на ділянці ЛЕП ($\underline{S}_i = \sqrt{3} \cdot \underline{I}_i^* \cdot \underline{U}_i$) знайдемо струм ділянки

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_i}$$

і підставимо його в (11.2):

$$\Delta \underline{U}_i = \sqrt{3} \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_i} \cdot \underline{Z}_i = \frac{\underline{S}_i}{\underline{U}_i} \cdot \underline{Z}_i^*.$$

При обліку другого допущення одержимо:

$$\Delta \underline{U}_i = \frac{\underline{S}_i}{U_{\text{НОМ}}} \cdot \underline{Z}_i^*.$$

Знайдемо спадання напруги у всієї ЛЕП:

$$\underline{U}_A - \underline{U}_B = \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{12}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{23}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{3B}^*}{U_{\text{НОМ}}}$$

або

$$(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{НОМ}} = \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^* + \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{12}^* + \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{23}^* + \underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{3B}^*.$$

В отримане вираження підставимо значення струмів ділянок:

$$\begin{aligned} (\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{НОМ}} = & \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^* + (\underline{S}_1 - \underline{S}_{H1}) \cdot \underline{Z}_{12}^* + (\underline{S}_1 - \underline{S}_{H1} - \underline{S}_{H2}) \cdot \underline{Z}_{23}^* + \\ & + (\underline{S}_1 - \underline{S}_{H1} - \underline{S}_{H2} - \underline{S}_{H3}) \cdot \underline{Z}_{3B}^*. \end{aligned}$$

Виконаємо перетворення:

$$\begin{aligned} (\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{НОМ}} = & \underline{S}_1 \cdot (\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) - \underline{S}_{H1} \cdot (\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) - \\ & - \underline{S}_{H2} \cdot (\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) - \underline{S}_{H3} \cdot \underline{Z}_{3B}^*. \end{aligned} \quad (11.3)$$

Суми опорів являють собою опору:

$$\begin{aligned}(\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) &= \underline{Z}_{AB}^*; & (\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) &= \underline{Z}_{1B}^*; \\ (\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3B}^*) &= \underline{Z}_{2B}^*.\end{aligned}$$

Виразення (11.3) можемо записати в такий спосіб:

$$(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{НОМ}} = \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{AB}^* - \underline{S}_{H1} \cdot \underline{Z}_{1B}^* - \underline{S}_{H2} \cdot \underline{Z}_{2B}^* - \underline{S}_{H3} \cdot \underline{Z}_{3B}^* = \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{AB}^* - \sum_{i=1}^3 \underline{S}_{Hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*.$$

В отриманому вираженні тільки одна невідома величина – потужність першої головної ділянки:

$$\underline{S}_{\text{ГОЛ1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{НОМ}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^3 \underline{S}_{Hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Якби ми визначали спадання напруги $(\underline{U}_B - \underline{U}_A)$ і виконали аналогічні перетворення, то знайшли б потужність другої головної ділянки:

$$\underline{S}_{\text{ГОЛ2}} = \underline{S}_4 = \underline{S}_{3B} = \frac{(\underline{U}_B - \underline{U}_A) \cdot U_{\text{НОМ}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^3 \underline{S}_{Hi} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

При n навантаженнях:

$$\underline{S}_{\text{ГОЛ1}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot U_{\text{НОМ}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{Hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*};$$

(11.4)

$$\underline{S}_{\text{ГОЛ2}} = \underline{S}_4 = \underline{S}_{3B} = \frac{(\underline{U}_B - \underline{U}_A) \cdot U_{\text{НОМ}}}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{Hi} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Правильність отриманих розрахунків підтверджується виконанням балансу потужності – рівністю зробленої й спожитої потужності:

$$\underline{S}_{\text{ГОЛ1}} + \underline{S}_{\text{ГОЛ2}} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_{Hi}.$$

Потужності на інших ділянках визначають за вираженням (11.1).

Значення частини потужностей ділянок вийдуть негативними, тобто вони мають зворотний напрямок стосовно прийнятого. Таким чином, у схемі виявиться точка, до якої потужності підходять із двох сторін. Така точка називається точкою розділу потужності або точкою потокорозподілу.

Точки розділу активної й реактивної потужності можуть не збігатися. Якщо точки розділу активної й реактивної потужності збігаються, то над цією точкою ставиться знак \blacktriangledown . Якщо не збігаються, то над точкою розділу активної потужності ставиться знак \blacktriangledown , а над точкою розділу реактивної потужності – знак \triangledown (рис. 11.2).

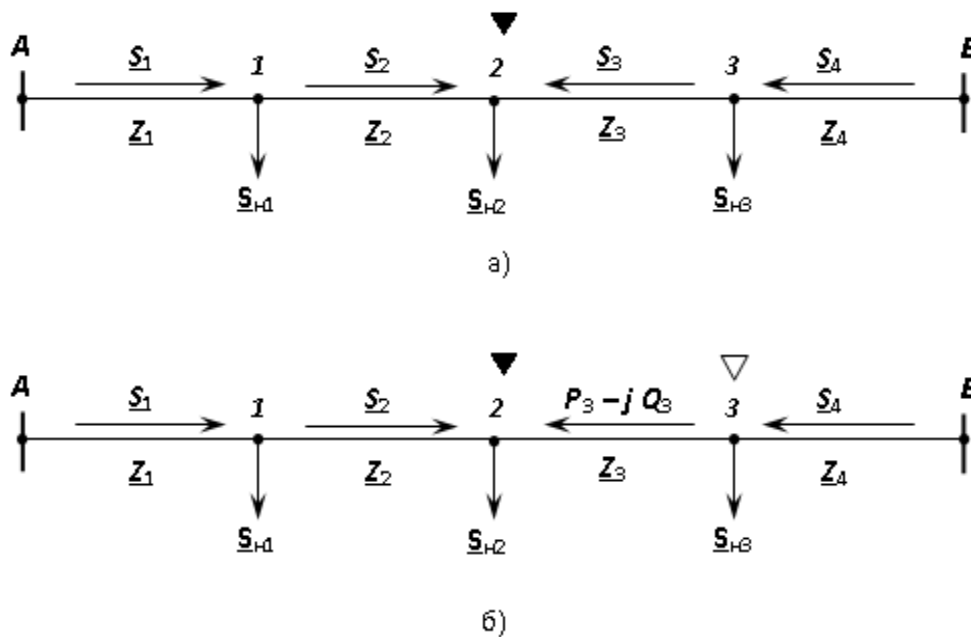


Рисунок 11.2 – Розподіл потужності в ЛЕП з двостороннім живленням:

а) з однією точкою потокорозподілу; б) з двома точками потокорозподілу

У вираженнях (11.4) складова $\frac{(U_B - U_A) \cdot U_{\text{ном}}}{Z_{AB}^*}$ являє собою зрівняльну

потужність, що протікає в ЛЕП, через різницю напруг на джерелах живлення. При рівності напруг $U_A = U_B$ (або в кільцевій мережі) зрівняльна потужність дорівнює нулю.

Другий член рівнянь (11.4) являє собою суму моментів навантажень щодо іншого джерела живлення, розділену на сумарний опір ЛЕП.

При однакових напругах на джерелах живлення очевидно, що падіння напруги від обох ДЖ до точки розділу потужності однакове. Тому в цій точці ЛЕП може бути розрізана на дві магістральні ділянки.

При цьому навантаження в кінцевій точці лівої магістральної ділянки буде рівнятися потужності, що протікає у вихідній мережі по першій ділянці ліворуч від точки поточкорозподілу. Навантаження в кінцевій точці правої магістральної ділянки рівняються потужності, що протікає у вихідній мережі по першій ділянці праворуч від точки розділу потужності. Сума потужностей цих навантажень повинна рівнятися навантаженню в точці розділу потужності в замкнутій мережі (див. рис. 11.3):

$$S_2 + S_3 = S_{H2}.$$

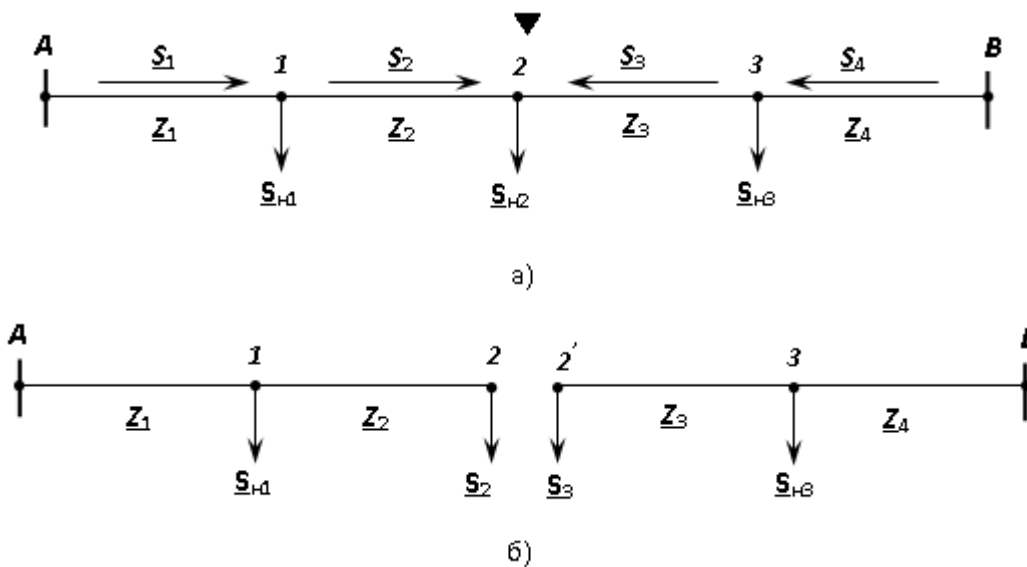


Рисунок 11.3 – Розподіл потужності на ділянці мережі:
а) вихідна схема; б) магістральні ділянки

Якщо в схемі дві точки розділу потужності, то мережу можна розрізати двома способами:

- по точці розділу активної потужності (див. рис. 11.4, а). У всіх подальших розрахунках урахувувати знак «мінус» перед реактивною потужністю на одній з ділянок;

- виключити ділянку між точками розділу потужності (див. рис. 11.4, б).
 Попередньо варто обчислити втрати потужності на ділянці між точками розділу потужності

$$\Delta P_{23} + j\Delta Q_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (R_{23} + jQ_{23})$$

і уточнити потужності навантажень у точках 2 і 3

$$P_2^{\text{НОВ}} + jQ_2^{\text{НОВ}} = P_2 + jQ_2 + j\Delta Q_{23};$$

$$P_3^{\text{НОВ}} + jQ_3^{\text{НОВ}} = P_4 + jQ_4 + \Delta P_{23};$$

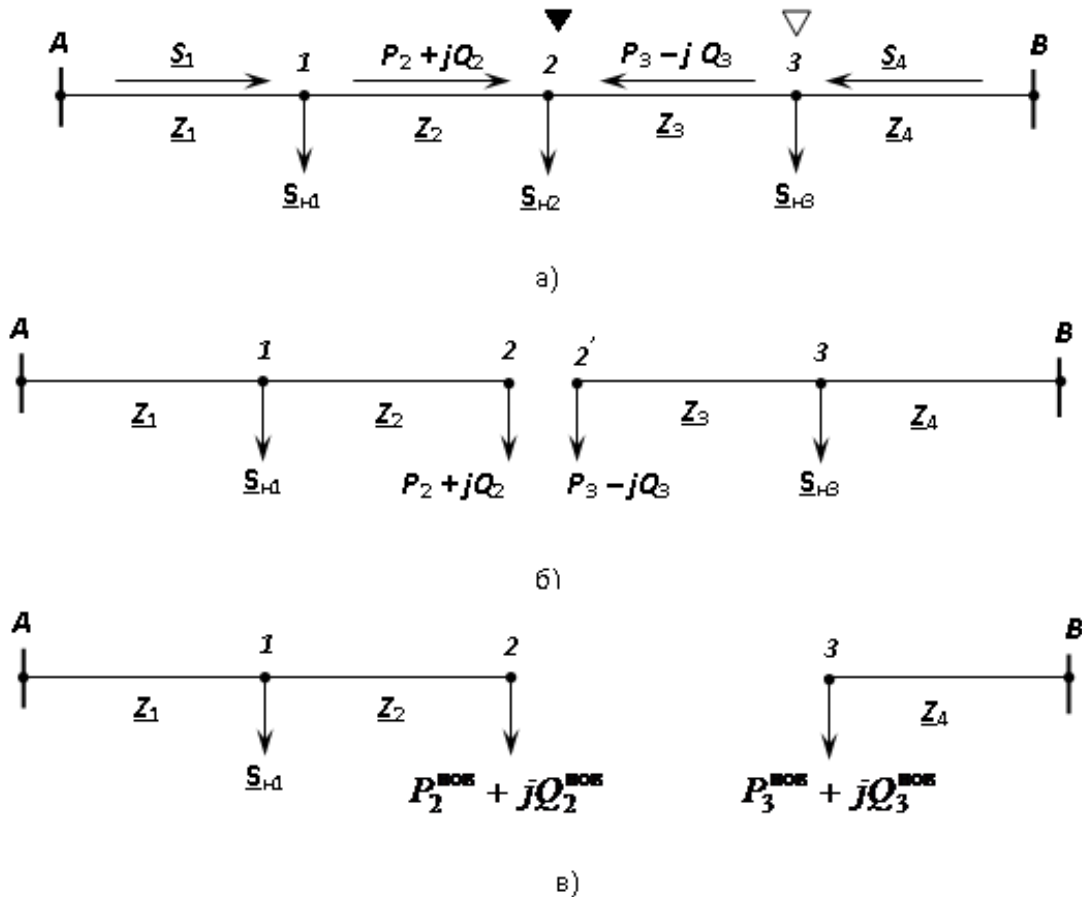


Рисунок 11.4 – Розподіл потужності на ділянках мережі:
 а) вихідна схема; б) ЛЕП розрізана по точці розділу активної потужності;
 в) виключена ділянка між точками розділу потужностей

11.2 Окремі випадки розрахунку простих замкнених мереж

У загальному випадку розрахунок режиму мережі з двостороннім живленням проводиться в комплексній формі. Але можливі наступні окремі випадки:

1. Однорідна ЛЕП.

В однорідній ЛЕП відношення X_i / R_i ділянок однакове по всій довжині ЛЕП. Позначимо це відношення буквою m . Для такої ЛЕП реактивний опір ділянок можна виразити активно - $X_i = R_i \cdot m$.

Тоді другий доданок виражень (12.4) можна представити в такий спосіб:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{голл}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot (R_{iB} - jX_{iB})}{(R_{AB} - jX_{AB})} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot R_{iB} \cdot (1 - jm)}{R_{AB} \cdot (1 - jm)} = \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}}. \end{aligned} \quad (11.5)$$

Таким чином, активні й реактивні потужності головних ділянок розраховуються незалежно друг від друга по активних опорах ділянок.

2. Однорідна ЛЕП з однаковим перетином проводів на ділянках.

Для такої ЛЕП вираження (12.5) напишемо в такий спосіб:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{голл}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot r_0 \cdot l_{iB}}{r_0 \cdot l_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot r_0 \cdot l_{iB}}{r_0 \cdot l_{AB}} = \\ &= \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi} \cdot l_{iB}}{l_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_{hi} \cdot l_{iB}}{l_{AB}}. \end{aligned}$$

Таким чином, активні й реактивні потужності головних ділянок розраховують незалежно друг від друга по довжинах ділянок.

3. Однорідна ЛЕП і однаковий $\cos\varphi$ навантажень.

Для такої ЛЕП вираження (11.5) запишемо так:

$$P_{\text{гол1}} + jQ_{\text{гол1}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ні}} \cdot R_{iB}}{R_{AB}} + j \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ні}} \cdot \text{tg}\varphi \cdot R_{iB}}{R_{AB}} = P_{\text{гол1}} + jP_{\text{гол1}} \cdot \text{tg}\varphi.$$

Таким чином, реактивні потужності головних ділянок можна розраховувати по активній потужності цих ділянок.

12 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ СКЛАДНОЗАМКНУТИХ МЕРЕЖ.

МЕТОДИ ПЕРЕТВОРЕННЯ МЕРЕЖІ

12.1 Суть методу перетворення

Електричні мережі великих електричних систем, міст і промислових підприємств містять велику кількість окремих ліній і навантажень, зв'язаних у загальну схему. Розрахунки режимів таких мереж являють собою складне завдання. Труднощі в рішенні зростають із ростом числа елементів. Такі мережі, як правило, розраховують за допомогою комп'ютерних технологій. Але при разовому розрахунку мереж невеликої складності знайшли застосування методи спрощених розрахунків. Одним з таких методів є метод поступового перетворення складнозамкнутої схеми.

Ідея методу полягає в тому, що задана складнозамкнута мережа шляхом поступових перетворень приводиться до лінії з двостороннім живленням. У перетвореній схемі визначають потужності й струми на ділянках. Потім шляхом послідовних зворотних перетворень перебуває дійсний розподіл струмів і потужностей у вихідній мережі.

У результаті таких перетворень перебувають попередній розподіл потужностей і точки розділу потужностей. Точок розділу активної й реактивної потужностей може бути кілька. Складнозамкнута мережа розрізається по струмах розділу активної потужності. В отриманих спрощених схемах виконується розрахунок режиму при заданій напрузі на джерелах живлення.

Метода поступового перетворення складнозамкнутої мережі використовує ряд простих прийомів. Кожний з прийомів дозволяє виконати перетворення ділянки мережі з малою кількістю елементів. Для цієї ділянки можна зробити потрібний розрахунок, а потім за допомогою зворотних перетворень повернутися до вихідної схеми.

Розглянемо 5 прийомів. Деякі з них вам відомі з курсу « Теоретичні основи електротехніки». З деякими ви зустрінетесь уперше.

12.2 Прийом 1. Заміна площі перетину проводів ділянки мережі еквівалентною

Застосовується в мережах, у яких можна зневажити індуктивним опором і враховувати тільки активні опори. Наприклад, у кабельних мережах напругою до 35 кВ. З огляду на те, що індуктивний опір повітряних ЛЕП змінюється в малих межах, прийом може використовуватися й для перетворення мереж більш високої напруги.

Для спрощення розрахунків перетину всіх проводів мережі приводяться до одного загального перетину. У якості наведеної (еквівалентної) площі перетину приймається площа перетину проводів, які найбільше часто зустрічаються в заданій мережі. Після приведення площ перетинів всіх ділянок до еквівалентної розрахунок перетвореної мережі ведеться не по опорах ділянок мережі, а по їх довжинах. Це спрощує розрахунок.

В основу прийому покладена умова, що електричний стан мережі до й після перетворення не змінюється. Це значить, що розподілення потужності й втрата напруги однакові до й після перетворення.

Умова дотримується, якщо активні опори ділянок до й після перетворення не зміняться.

Припустимо, що ділянка довжиною l_1 виконана перетином F_1 . Перетин ділянки потрібно замінити перетином F . Математично умова перетворення записується в такий спосіб:

$$R_1 = R_2 \quad \text{або} \quad \frac{l_1}{\gamma \cdot F_1} = \frac{l}{\gamma \cdot F}.$$

Для виконання умови повинна змінитися довжина ділянки мережі. Її величина визначається з наведеного вираження:

$$l = l_1 \cdot \frac{F}{F_1}.$$

12.3 Прийом 2. Заміна паралельних ліній при відсутності на них навантажень еквівалентною лінією

Пряме завдання. Відомі потужності $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_n$ паралельних ліній і їхнього опору $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \dots, \underline{Z}_n$ (див. рис. 12.1, а). Необхідно знайти значення $\underline{S}_{екв}$ й $\underline{Z}_{екв}$ у перетвореній схемі (див. рис. 12.1, б).

Умова еквівалентності схем – однакова напруга в точці 0 у перетвореній і вихідній схемах.

Якщо напруга в точках 1 – n однакова, то ми можемо записати:

$$\underline{Z}_{екв} = \frac{1}{\underline{Y}_{екв}} \quad \text{і} \quad \underline{S}_{екв} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i.$$

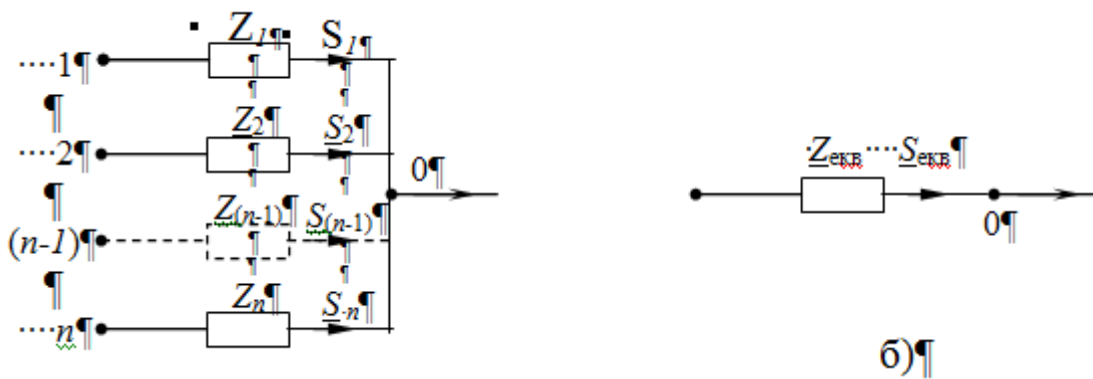


Рисунок 12.1 – Пояснення к прийому 2:
а) вихідна схема; б) перетворена схема

Еквівалентну провідність схеми розраховують за формулою:

$$\underline{Y}_{екв} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\underline{Z}_i}.$$

Зворотне завдання. Відома потужність $\underline{S}_{екв}$ і опір $\underline{Z}_{екв}$ у перетвореній схемі (див. рис. 12.1, б). Знайти потужності $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_n$ у вихідній схемі (див.рис.12.1, а).

Так як напруга в точці 0 однакова, то однакове спадання напруги на опорах у перетвореній і вихідній схемах:

$$\Delta \underline{U}_1 = \Delta \underline{U}_2 = \dots = \Delta \underline{U}_n = \Delta \underline{U}_{\text{ЭКВ}}$$

або

$$\frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^*}{\underline{U}_0} = \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^*}{\underline{U}_0} = \dots = \frac{\underline{S}_n \cdot \underline{Z}_n^*}{\underline{U}_0} = \frac{\underline{S}_{\text{ЭКВ}} \cdot \underline{Z}_{\text{ЭКВ}}^*}{\underline{U}_0}.$$

З отриманої рівності можна знайти значення потужностей $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_n$:

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{S}_{\text{ЭКВ}} \cdot \underline{Z}_{\text{ЭКВ}}^*}{\underline{Z}_1^*}; \quad \underline{S}_2 = \frac{\underline{S}_{\text{ЭКВ}} \cdot \underline{Z}_{\text{ЭКВ}}^*}{\underline{Z}_2^*}; \quad \dots \quad \underline{S}_n = \frac{\underline{S}_{\text{ЭКВ}} \cdot \underline{Z}_{\text{ЭКВ}}^*}{\underline{Z}_n^*}.$$

12.4 Прийом 3. Заміна джерел напруги, приєднаних до однієї точки мережі, одним еквівалентним

Пряме завдання. Відомі значення струмів $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \dots, \underline{I}_n$ паралельних ліній, їхнього опору $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \dots, \underline{Z}_n$ й значення фазних ЕРС $\underline{E}_{1\phi}, \underline{E}_{2\phi}, \dots, \underline{E}_{n\phi}$ (див. рис. 12.2 а). Необхідно знайти значення $\underline{I}_{\text{ЭКВ}}$ й $\underline{E}_{\text{ЭКВ}\phi}$ у перетвореній схемі (див. рис. 12.2 б).

Умова еквівалентності схем – однакова напруга в точці 0 у перетвореній і вихідній схемах.

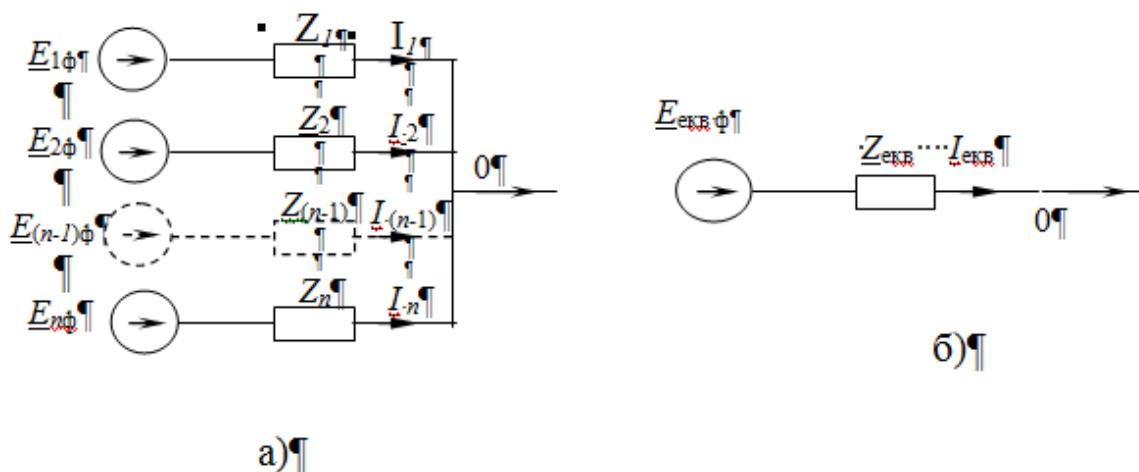


Рисунок 12.2 – Пояснення к прийому 3:
а) вихідна схема; б) перетворена схема

$$\underline{E}_{\text{экв } \phi} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{E}_{i\phi} \cdot \underline{Y}_i}{\sum_{i=1}^n \underline{Y}_i} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{E}_{i\phi} \cdot \underline{Y}_i}{\underline{Y}_{\text{экв}}}$$

Зворотнє завдання. Відомі значення $\underline{I}_{\text{экв}}$ й $\underline{E}_{\text{экв } \phi}$ у перетвореній схемі (див. рис. 12.2 б). Необхідно знайти значення струмів $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \dots, \underline{I}_n$ у вихідній схемі. (див.рис.12.2 а).

Величина спадання напруги на опорах у вихідній схемі визначається як:

$$\underline{E}_{1\phi} - \underline{U}_{0\phi} = \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_1;$$

.....

$$\underline{E}_{n\phi} - \underline{U}_{0\phi} = \underline{I}_n \cdot \underline{Z}_n.$$

Аналогічне вираження можна записати для перетвореної схеми:

$$\underline{E}_{\text{экв } \phi} - \underline{U}_{0\phi} = \underline{I}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}}.$$

З отриманих виражень знайдемо значення напруги в точці 0:

$$\underline{U}_{0\phi} = \underline{E}_{1\phi} - \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_1;$$

.....

$$\underline{U}_{0\phi} = \underline{E}_{n\phi} - \underline{I}_n \cdot \underline{Z}_n$$

(12.3)

та

$$\underline{U}_{0\phi} = \underline{E}_{\text{экв } \phi} - \underline{I}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}}.$$

(12.4)

Дорівнюючи по черзі вираження з (12.3) до вираження (12.4), одержимо:

$$\underline{E}_{1\phi} - \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_1 = \underline{E}_{\text{экв } \phi} - \underline{I}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}};$$

.....

$$\underline{E}_{n\phi} - \underline{I}_n \cdot \underline{Z}_n = \underline{E}_{\text{экв } \phi} - \underline{I}_{\text{экв}} \cdot \underline{Z}_{\text{экв}}.$$

Із цих рівностей можна визначити шукані значення струмів:

$$I_1 = \frac{E_1 \phi - E_{екв} \phi}{Z_1} + I_{экв} \cdot \frac{Z_{екв}}{Z_1};$$

.....

$$I_n = \frac{E_n \phi - E_{екв} \phi}{Z_n} + I_{экв} \cdot \frac{Z_{екв}}{Z_n}$$

Щоб визначити значення потужностей у галузях, потрібно сполучені комплекси струмів помножити на значення напруги в точці 0 і корінь із трьох:

$$S_n = \sqrt{3} \cdot U_0 \cdot I_n^*$$

12.5 Прийом 4. Перетворення трикутника опорів в еквівалентну зірку

Пряме завдання. Відомі значення потужностей у галузях трикутника S_{12} , S_{23} , S_{31} , їхнього опору Z_{12} , Z_{23} , Z_{31} . (див. рис. 12.3). Необхідно знайти значення потужностей S_1 , S_2 , S_3 у променях зірки і їхнього опору Z_1 , Z_2 , Z_3 .

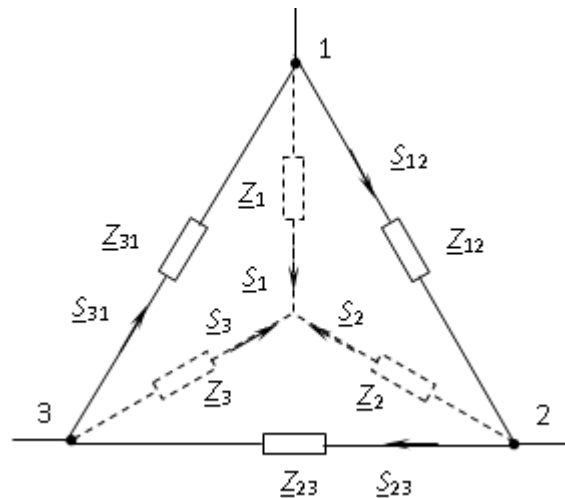


Рисунок 12.3 – Пояснення к прийому 4

Умова *еквівалентності схем* – режим за точками 1, 2 і 3 залишається незмінним до й після перетворення.

Опір променів зірки розраховують за формулами:

$$Z_1 = \frac{Z_{12} \cdot Z_{31}}{Z_{12} + Z_{23} + Z_{31}};$$

$$\underline{Z}_2 = \frac{\underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}};$$

$$\underline{Z}_3 = \frac{\underline{Z}_{31} \cdot \underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{31}}.$$

Потужності в променях зірки визначають за першим законом Кирхгофа, складеного для вузлів 1, 2, 3. При прийнятих напрямках потужностей одержимо:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{31} - \underline{S}_{12}; \quad \underline{S}_2 = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{23}; \quad \underline{S}_3 = \underline{S}_{23} - \underline{S}_{31}.$$

Зворотнє завдання. Відомі значення потужностей \underline{S}_1 , \underline{S}_2 , \underline{S}_3 у променях зірки і їхнього опору \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 , \underline{Z}_3 (див. рис. 12.3). Необхідно знайти значення потужностей у галузях трикутника \underline{S}_{12} , \underline{S}_{23} , \underline{S}_{31} , їхнього опору \underline{Z}_{12} , \underline{Z}_{23} , \underline{Z}_{31} .

Опору сторін трикутника розраховують за формулами:

$$\underline{Z}_{12} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2}{\underline{Z}_3}; \quad \underline{Z}_{23} = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1};$$

$$\underline{Z}_{31} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_2}.$$

Потужності в галузях трикутника розраховують за другим законом Кирхгофа, складеного для замкнутих контурів. При прийнятому напрямку обходу контурів по годинниковій стрілці, маємо наступні рівняння:

$$\frac{\underline{S}_{12} \cdot \underline{Z}_{12}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^*}{U_{\text{НОМ}}} - \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^*}{U_{\text{НОМ}}} = 0;$$

$$\frac{\underline{S}_{23} \cdot \underline{Z}_{23}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_3^*}{U_{\text{НОМ}}} - \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^*}{U_{\text{НОМ}}} = 0;$$

$$\frac{\underline{S}_{31} \cdot \underline{Z}_{31}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^*}{U_{\text{НОМ}}} - \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_3^*}{U_{\text{НОМ}}} = 0.$$

Вирішуючи отримані рівняння, визначаємо значення потужностей у трикутнику:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^* - \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^*}{\underline{Z}_{12}^*}; \quad \underline{S}_{23} = \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_2^* - \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_3^*}{\underline{Z}_{23}^*};$$

$$\underline{S}_{31} = \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_3^* - \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_1^*}{\underline{Z}_{31}^*}.$$

Прямим може бути перетворення зірки в трикутник. Тоді зворотне завдання – перетворення трикутника в зірку.

12.6 Прийом 5. Перенос навантажень в інші точки мережі

Іноді заміну декількох ЛЕП однією еквівалентною або декількох джерел одним еквівалентним не можна виконати через проміжні навантаження. Тому спочатку необхідно виконати перетворення, що називається переносом навантаження. Ідея даного перетворення полягає в заміні схеми з проміжним навантаженням схемою, у якій навантаження розділене на частини й включено по кінцях ділянки ЛЕП.

Розглянемо мережу із двостороннім живленням (рис. 12.4 а). Вважаємо, що напруги у всіх точках мережі рівні за величиною й збігаються по фазі:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 = \dots = \underline{U}_n = \underline{U}_A = \underline{U}_B.$$

Припустимо, що виконанню якогось перетворення заважає навантаження в точці 1.

Пряме завдання. Перенести навантаження із точки один на шини джерел живлення й знайти розподіл потужності в перетвореній схемі (рис.12.4 б).

Умова перетворення – режим мережі за границями перетвореної ділянки залишається таким же, як і до перетворення.

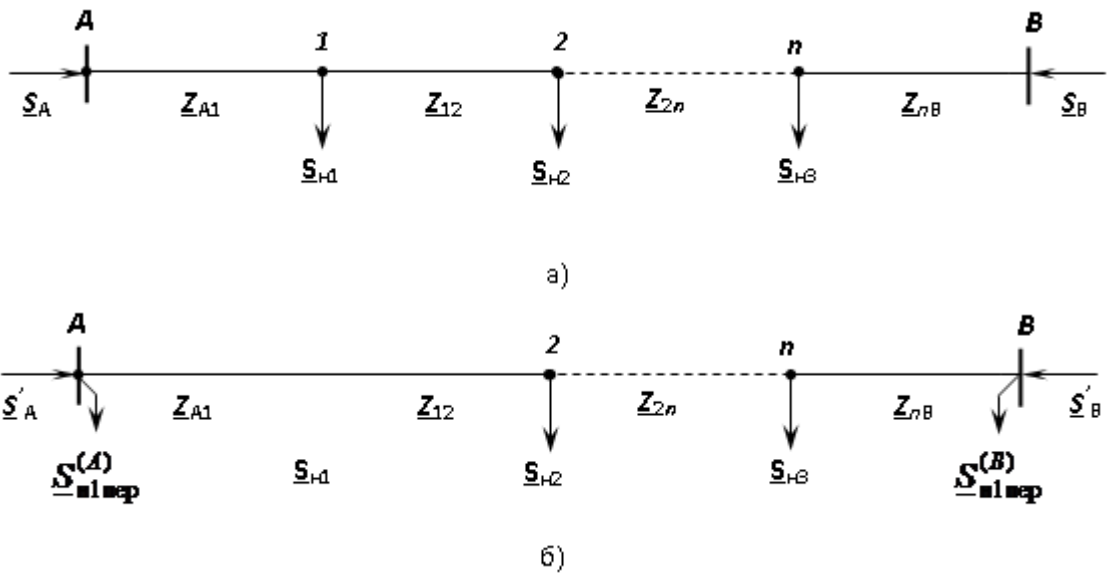


Рисунок 12.4 – Пояснення к прийому 5
 а) вихідна схема; б) перетворена схема

Знайдемо потужності головних ділянок у вихідній схемі:

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}; \quad \underline{S}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Значення потужностей головних ділянок у перетвореній схемі:

$$\underline{S}'_A = \frac{\sum_{i=2}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^* + \underline{S}_{n1 пер}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AB}^* + \underline{S}_{n1 пер}^{(B)} \cdot \underline{Z}_{BB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*};$$

$$\underline{S}'_B = \frac{\sum_{i=2}^n \underline{S}_{hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^* + \underline{S}_{n1 пер}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AA}^* + \underline{S}_{n1 пер}^{(B)} \cdot \underline{Z}_{AB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Опір $\underline{Z}_{AA}^* = \underline{Z}_{BB}^* = 0$.

Умова перетворення в математичному виді записується в такий спосіб:

$$\underline{S}_A = \underline{S}'_A; \quad \underline{S}_B = \underline{S}'_B.$$

Дорівняємо вираження для потужностей \underline{S}_A і \underline{S}'_A :

$$\frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_{Hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} = \frac{\sum_{i=2}^n \underline{S}_{Hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^* + \underline{S}_{H1 \text{ пер}}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AB}^* + \underline{S}_{H1 \text{ пер}}^{(B)} \cdot \underline{Z}_{BB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Виконаємо перетворення:

$$\underline{S}_{H1} \cdot \underline{Z}_{1B} + \sum_{i=2}^n \underline{S}_{Hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^* = \sum_{i=2}^n \underline{S}_{Hi} \cdot \underline{Z}_{iB}^* + \underline{S}_{H1 \text{ пер}}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AB}^*.$$

Скоротимо однакові елементи рівності й знайдемо ту частину потужності навантаження 1, що була перенесена на джерело живлення А:

$$\underline{S}_{H1 \text{ пер}}^{(A)} = \underline{S}_{H1} \cdot \frac{\underline{Z}_{1B}}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Якщо виконати аналогічні перетворення, дорівнявши потужності \underline{S}_B й \underline{S}'_B , то знайдемо ту частину потужності навантаження 1, що була перенесена на джерело живлення В:

$$\underline{S}_{H1 \text{ пер}}^{(B)} = \underline{S}_{H1} \cdot \frac{\underline{Z}_{1A}}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Правильність розрахунків підтверджується наступною перевіркою:

$$\underline{S}_{H1 \text{ пер}}^{(A)} + \underline{S}_{H1 \text{ пер}}^{(B)} = \underline{S}_{H1}.$$

Для зручності виконання перетворення ми виконали перенос навантаження на джерела живлення. Фактично перенос навантаження може бути зроблений у будь-які два вузли лінійної ділянки мережі. При цьому потужності навантажень у цих вузлах зміняться на величину перенесеної потужності.

Зворотне завдання. Повернути навантаження в точку один і знайти розподіл потужності у вихідній схемі (рис.12.4 а).

У вихідній схемі потужність на ділянці А-1 дорівнює потужності джерела живлення А:

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_A. \quad (12.5)$$

У перетвореній схемі потужність на ділянці А-2 дорівнює:

$$\underline{S}_{A2} = \underline{S}'_A - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)}. \quad (12.6)$$

Віднімемо з вираження (12.5) вираження (12.6). Одержимо:

$$\underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A2} = \underline{S}_A - (\underline{S}'_A - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)}).$$

Тому що $\underline{S}_A = \underline{S}'_A$, те

$$\underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A2} = \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)}.$$

Шукана потужність визначається як:

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)}.$$

Будемо рухатися від джерела живлення В. У вихідній схемі потужність на ділянці 1-2 дорівнює:

$$\underline{S}_{12} = -(\underline{S}_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i). \quad (12.7)$$

У перетвореній схемі потужність на ділянці А-2 дорівнює:

$$\underline{S}_{A2} = -(\underline{S}'_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)}). \quad (12.8)$$

Віднімемо з вираження (12.7) вираження (12.8). Одержимо:

$$\underline{S}_{12} - \underline{S}_{A2} = -(\underline{S}_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i) + \underline{S}'_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)}.$$

Скоротимо на суму й з огляду на $\underline{S}_B = \underline{S}'_B$, одержимо вираження

$$\underline{S}_{12} - \underline{S}_{A2} = -\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)},$$

з якого знайдемо шукану потужність \underline{S}_{12} :

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)}.$$

З отриманих перетворень можна записати наступне правило повернення навантаження.

Якщо напрямок повернення навантаження збігається з напрямком потужності на ділянці в перетвореній схемі, то для визначення потужності у вихідній схемі необхідно скласти перенесене навантаження й потужність на ділянці в перетвореній схемі. Якщо напрямок повернення не збігається, то для визначення потужності у вихідній схемі, потрібно з потужності на ділянці в перетвореній схемі відняти потужність перенесеного навантаження.

13 БАЛАНС ПОТУЖНОСТЕЙ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

Передача електроенергії по ЛЕП електромагнітними хвилями виконується зі швидкістю, близькою до швидкості світла, тобто практично миттєво. Це приводить до того, що виробництво, розподіл і споживання електроенергії відбувається одночасно. Тому в будь-який момент часу сталого режиму системи повинні виробляти потужність, рівну потужності споживачів й втратам потужності в елементах системи. Інакше кажучи, в енергосистемі повинен мати баланс видаваної й споживаної потужності:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{н}} + \sum \Delta P; \quad (13.1)$$

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q,$$

де $\sum P_{\Gamma}$ – активна потужність, що виробляється генераторами електростанцій за винятком потужності, що витрачається на власні потреби електростанцій;

$\sum P_{\Pi}$ – сумарна споживана активна потужність, що складається з потужності навантажень $\sum P_{\text{н}}$ і втрат потужності $\sum \Delta P$;

$\sum Q_{\Gamma}$ – реактивна потужність, що виробляється генераторами електростанцій за винятком потужності, що витрачається на власні потреби електростанцій, а також реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності;

$\sum Q_{\Pi}$ – сумарна споживана реактивна потужність, що складається з потужності навантажень $\sum Q_{\text{н}}$ і втрат потужності $\sum \Delta Q$.

Втрати активної потужності містять у собі втрати потужності в повітряних й кабельних ЛЕП, електромагнітних апаратів і пристроїв керування режимами системи.

Сумарні втрати реактивної потужності – це алгебраїчна сума втрат потужності в опорах і проводах повітряних і кабельних ЛЕП, трансформаторах, потужності намагнічування й розсіювання електромагнітних апаратів.

При незмінному составі навантажень активна й реактивна потужність, споживана системою, є функцією частоти й напруги на шинах споживачів. Баланс потужності в системі відповідає деяким певним значенням частоти й напруги. При зміні їх значень змінюються в тому або іншому ступені права й ліва частини рівняння балансу і навпаки.

Кількісну оцінку зміни величин, що входять у рівняння балансу, можна виконати по статичних характеристиках навантаження (споживачів) P_{Π} і Q_{Π} .

Статичні характеристики являють собою залежності споживаної активної й реактивної потужностей від частоти й напруги ($P_{\Pi} = F(U)$, $P_{\Pi} = F(f)$, $Q_{\Pi} = F(U)$ і $Q_{\Pi} = F(f)$) при таких малих їхніх змінах, що кожний новий режим може вважатися сталою. Вони наведені на рисунку 13.1.

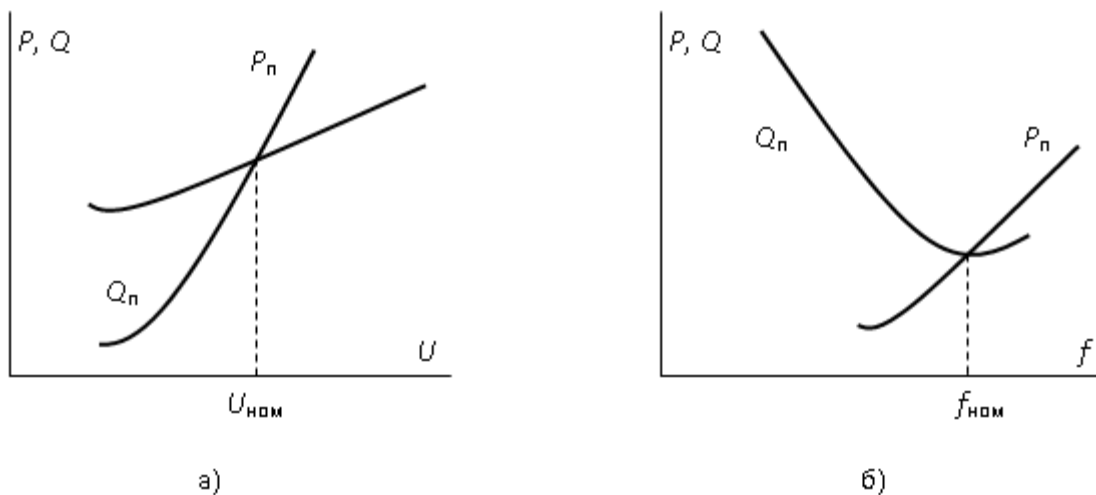


Рисунок 13.1 – Статичні характеристики потужності:
а) за напругою; б) за частотою.

Проаналізуємо величини похідних $\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U}$, $\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U}$, $\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f}$ і

$\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f}$ при незначних змінах напруги й частоти на околицях точки $(U_{\text{ном}}, f_{\text{ном}})$:

$$\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} > 0; \quad \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} > 0; \quad \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} > 0 \quad \text{та} \quad \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} < 0. \quad (13.2)$$

Виходячи з виду статичних характеристик, можна записати:

$$\left| \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \right| \gg \left| \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \right| \quad \text{і} \quad \left| \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \right| \gg \left| \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \right|. \quad (13.3)$$

Припустимо, що в первісному режимі рівняння балансу виконується при значеннях напруги й частоти рівних U_0 і f_0 :

$$P_{\Pi}(U_0, f_0) = P_{\Gamma}(U_0, f_0); \quad (13.4)$$

$$Q_{\Pi}(U_0, f_0) = Q_{\Gamma}(U_0, f_0).$$

При незначній зміні потужності джерел на величину $\Delta \underline{S}_{\Gamma} = \Delta P_{\Gamma} + j\Delta Q_{\Gamma}$ зміняться й рівняння балансу.

При розкладанні в ряд Тейлора функцій $P_{\Pi}(U, f)$ і $Q_{\Pi}(U, f)$ на околицях точки (U_0, f_0) при врахуванні тільки похідних першого порядку, одержимо:

$$\frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta f = \Delta P_{\Gamma}; \quad (13.5)$$

$$\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta f = \Delta Q_{\Gamma}.$$

Запишемо в матричній формі систему (13.5):

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial U} & \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \\ \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial U} & \frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta U \\ \Delta f \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta P_{\Gamma} \\ \Delta Q_{\Gamma} \end{pmatrix}. \quad (13.6)$$

Вирішуємо рівняння (13.6) щодо збільшень ΔU , Δf :

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} \cdot \left(\frac{\partial Q_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta P_{\Gamma} - \frac{\partial P_{\Pi}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta Q_{\Gamma} \right); \quad (13.7)$$

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} \cdot \left(-\frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta P_{\text{г}} + \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta Q_{\text{г}} \right), \quad (13.8)$$

де визначник матриці дорівнює

$$\Delta = \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \cdot \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} - \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \cdot \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U}.$$

Проаналізуємо отримане рішення за допомогою статичних характеристик навантаження. Допустимо, що відбувається збільшення генеруваної активної потужності при незмінній реактивній потужності, тобто $\Delta P_{\text{г}} > 0$ й $\Delta Q_{\text{г}} = 0$.

У цьому випадку рівняння (13.7) і (13.8) мають вигляд:

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta P_{\text{г}}; \quad (13.9)$$

$$\Delta f = -\frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta P_{\text{г}}. \quad (13.10)$$

Проаналізуємо отримане рішення. З огляду на знаки похідних (див. формулу (13.2)), значення визначника буде негативним – $\Delta < 0$.

Тому що

$$\frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} > 0, \quad \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} < 0,$$

то збільшення напруги й частоти будуть позитивними ($\Delta U > 0$, $\Delta f > 0$).

Згідно з (13.3),

$$\left| \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \right| \gg \left| \frac{\partial Q_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \right|.$$

Тому частота збільшується більшою мірою, чим напруга.

Аналізуємо далі. Відбувається збільшення генеруваної реактивної потужності при незмінній активній потужності, тобто $\Delta Q_{\text{г}} > 0$ й $\Delta P_{\text{г}} = 0$. У цьому випадку рівняння (13.7) і (13.8) мають вигляд:

$$\Delta U = -\frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta Q_{\text{Г}}; \quad (13.11)$$

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial Q P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta Q_{\text{Г}}. \quad (13.12)$$

Тому що $\Delta < 0$, $\frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} > 0$, $\frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} > 0$, то збільшення $\Delta U > 0$, а

$\Delta f < 0$. А оскільки $\left| \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial f} \right| \gg \left| \frac{\partial P_{\text{п}}(U, f)}{\partial U} \right|$, напруга буде збільшуватися

більшою мірою, чим частота.

З аналізу балансу потужностей в енергосистемі треба: для регулювання напруги потрібно впливати, у першу чергу, на реактивну потужність, а для регулювання частоти потрібно змінювати активну потужність.

Тому в завдання регулювання режиму входять підрозділи:

- регулювання активної потужності й частоти в енергосистемі;
- регулювання реактивної потужності й напруги в енергосистемі.

Такий поділ пояснюється й фізикою процесу виробництва електроенергії.

Частота струму визначається частотою обертання синхронних машин, що залежить від співвідношення обертаючих і гальмового моментів на валу агрегату турбіна-генератор. Для зміни їхнього співвідношення потрібно змінити (збільшити або зменшити) впуск енергоносія в турбіну. При цьому змінюється виробництво активної потужності, частота обертання синхронних машин і, як наслідок, частота струму в енергосистемі.

Крім того, варто враховувати, що:

- до зміни частоти в енергосистемі пред'являються більш тверді вимоги, чим до зміни напруги;
- для кожної електростанції задається оптимальний графік роботи;
- крім генераторів, існують додаткові джерела реактивної потужності, які можна встановлювати в місцях більш близьких до споживачів.

14 РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ. СПОЖИВАЧІ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. ВИРОБІТОК РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ГЕНЕРАТОРАМИ ЕС

14.1 Загальні положення

З балансу реактивної потужності в енергосистемі виходить, що у випадку, коли генерація реактивної потужності перевищує її споживання, напруга в мережі зростає. При дефіциті реактивної потужності – напруга зменшується. Цей висновок ми вже одержували, коли розглядали векторну діаграму лінії електропередачі напругою 110 кВ. Ємнісний струм ЛЕП, що працює на холостому ході, або, інакше кажучи, потужність, генерируєма ЛЕП, підвищує напругу наприкінці ЛЕП.

На відміну від балансу активної потужності, баланс реактивної потужності не може повною мірою визначити вимоги, які пред'являються до джерел реактивної потужності. Якщо активну потужність виробляють тільки генератори електростанцій, то реактивну потужність можна одержати від додаткових джерел, які можуть установлюватися поблизу споживачів. Ці додаткові джерела називаються установками, що компенсують.

При проектуванні електричної мережі потрібно перевіряти баланс реактивної потужності як у цілому по енергосистемі, так і в окремих її частинах. При цьому варто враховувати й необхідність резерву реактивної потужності.

Баланс реактивної потужності варто передбачати окремо для кожного режиму мережі. Характерними режимами в системі є:

- режим найбільшого реактивного навантаження. Для режиму характерно найбільше споживання реактивної потужності й найбільша потужність пристроїв, що компенсують;

- режим найбільшого активного навантаження. Режим пов'язаний з найбільшим завантаженням генераторів активної потужності при найменшому виробітку реактивної потужності;

- режим найменшого активного навантаження. У цьому режимі частину генераторів відключають. Виробіток реактивної потужності генераторами електростанцій зменшується;

- післяаварійні й ремонтні режими. У цих режимах найбільші обмеження за передачі реактивної потужності.

Якщо в енергосистемі спостерігається дефіцит активної потужності, то він покривається за рахунок надлишку активної потужності в інших системах. Для покриття недоліку реактивної потужності її економніше генерувати компенсуючими пристроями, які встановлюються в даній енергосистемі, а не передавати із сусідніх систем.

14.2 Регулюючий ефект навантаження

Зміна активної й реактивної від напруги відбувається по статичних характеристиках (рис. 14.1). Розглянемо, яким чином реагує навантаження на зміну режиму в найпростішій системі (рис. 14.2).

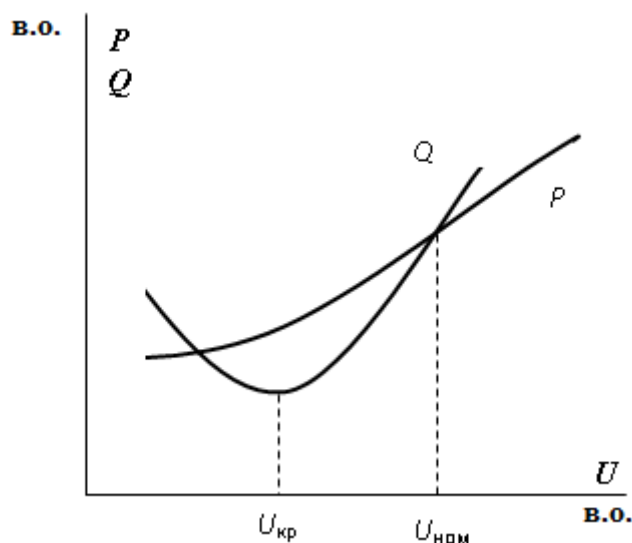


Рисунок 14.1 – Статичні характеристики потужності

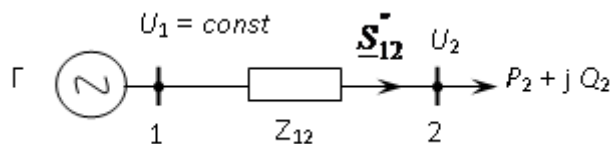


Рисунок 14.2 – Схема найпростішої електричної мережі

У нормальному режимі роботи на шинах навантаження підтримується номінальна напруга. Споживач бере з мережі потужність рівну $P_2 + jQ_2$.

При постійній напрузі на початку ЛЕП, напруга на її кінці може бути розрахована наступним чином:

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}'' \cdot R_{12} + Q_{12}'' \cdot X_{12}}{U_2}.$$

Припустимо, що напруга наприкінці ЛЕП зменшується. Відповідно зі статичними характеристиками активна й реактивна потужності споживача будуть зменшуватися.

Отже, будуть зменшуватися потужність наприкінці ЛЕП $P_2'' + jQ_2''$ і втрата напруги ΔU_{12} , а напруга наприкінці ЛЕП U_2 буде збільшуватися.

Цей вивід справедливий, коли напруга наприкінці ЛЕП буде більше критичного напруження:

$$U > U_{кр}.$$

Критичне напруження становить (0,7 – 0,8) від $U_{ном}$.

Таким чином, при напругах більших ніж критичне, навантаження, змінюючи свою потужність, намагається підтримати незмінною напругу на своїх шинах. У цьому випадку говорять про позитивний регулюючий ефект навантаження.

При напругах, менших чим критичні, проявляється негативний регулюючий ефект навантаження. Активна потужність споживача у відповідності зі статичними характеристиками зменшується. Споживання реактивної потужності починає зростати. Причому, значення реактивної

потужності збільшується більшою мірою, чим зниження активної. Отже, активна потужність наприкінці ЛЕП зменшується $P_{12}'' \downarrow$, реактивна потужність збільшується $Q_{12}'' \uparrow\uparrow$. Втрата напруги на ділянці збільшується $\Delta U_{12} \uparrow$, а напруга на шинах навантаження знижується $U_2 \downarrow$. Це приводить до збільшення споживання реактивної потужності й подальшому зниженню напруги U_2 й т. д. Виникає явище, що називається лавиною напруги. При такій аварії гальмуються асинхронні двигуни. Реактивна потужність асинхронних двигунів росте, баланс реактивної потужності порушується, причому споживання реактивної потужності значною мірою перевищує виробництво:

$$\sum Q_{\text{п}} \gg \sum Q_{\text{г}}.$$

Це у свою чергу приводить до зниження напруги. Зупинити зниження напруги при цій аварії можна, лише відключивши навантаження.

Щоб напруга не знижувалася нижче критичного на генераторах і потужних синхронних двигунах установлюються автоматичні регулятори порушення (АРВ). Під їхньою дією генератори й синхронні двигуни збільшують виробіток реактивної потужності.

14.3 Споживачі реактивної потужності

Робота споживачів ємнісного характеру заснована на створенні електричного поля, енергія якого в непарну чверть (перша, третя) періоду віддається джерелу, а в парну чверть (друга, четверта) періоду береться від джерела. Для споживачів індуктивного характеру робота заснована на створенні магнітного поля. При цьому в непарну чверть (перша, третя) періоду енергія береться від джерела, а в парну чверть (друга, четверта) періоду віддається джерелу.

Коливання енергії в магнітному й електричному полях різних пристроїв змінного струму обумовлює споживання ними реактивної індуктивної або реактивної ємнісної потужності. В інженерній практиці під *реактивною*

потужністю мають на увазі індуктивну потужність, яка споживається індуктивними елементами електричної системи, та генерується в ємнісних елементах.

Основними споживачами реактивної потужності в електричних системах є трансформатори, повітряні лінії електропередач, асинхронні двигуни, вентильні перетворювачі, індукційні електропечі, зварювальні агрегати.

На промислових підприємствах основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни. На їхню частку доводиться 65-70 % реактивної потужності, що споживається підприємством. 20-25% споживання реактивної потужності доводиться на трансформатори підприємств і близько 10% - на інші приймачі й лінії електропередач.

Сумарні втрати реактивної потужності в мережі становлять близько 50 % від потужності, що надходить у мережу. Це набагато більше, ніж втрати активної потужності. Для порівняння, середньостатистичні втрати активної потужності в ЛЕП складають 3%, а в трансформаторах - 2%. Приблизно 70-75% всіх втрат реактивної потужності становлять втрати в трансформаторах. Наприклад, у трьохобмоточному трансформаторі потужністю 40 МВ·А напругою 220 кВ (ТДТН-40000/220) при коефіцієнті загрузки, який дорівнює 0,8, втрати реактивної потужності складають біля 12% від номінальної потужності трансформатора.

Сумарні втрати реактивної потужності в системі складаються із втрат в опорах $\Delta Q_{\text{лєп}}$, провідностях ΔQ_c ліній електропередач і втрат у трансформаторах:

$$\sum \Delta Q = \sum \Delta Q_{\text{лєп}} - \sum \Delta Q_c + \sum \Delta Q_{\text{тр}}.$$

Втрати реактивної потужності в опорах ЛЕП розраховують за формулою

$$\Delta Q_{\text{лєп}} = \frac{S_{\text{лєп}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot X_{\text{лєп}}$$

і становлять приблизно 5 % від потужності, що проходить по ЛЕП.

Генерацію реактивної потужності в провідностях ЛЕП визначають так:

$$\Delta Q_c = U_{\text{ном}}^2 \cdot B_{\text{лэп}}.$$

Середнє значення реактивної потужності, генерируємої у ЛЕП довжиною 100 км, становить:

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	150	220
$\Delta Q_c, \text{Мвар}$	3	6,5	12,6

Для повітряних ЛЕП напругою 110-150 кВ втрати реактивної в опорах і генерація у провідностях приблизно однакові:

$$|\sum \Delta Q_{\text{лэп}}| \approx |\sum \Delta Q_c|.$$

У цьому випадку по ЛЕП передається натуральна потужність.

Втрати реактивної потужності в опорах трансформаторів розраховують за формулою:

$$\Delta Q_{\text{тр}} \approx \Delta Q_{\text{мд}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}$$

і становлять приблизно 10 % від переданої потужності.

14.4 Генерація реактивної потужності генераторами ЕС

Повна потужність, що виробляється генератором, включає активну й реактивну складові:

$$\underline{S}_{\text{г}} = P_{\text{г}} + jQ_{\text{г}}.$$

Модуль повної потужності може бути знайдений через активну потужність і коефіцієнт потужності генератора:

$$S_{\text{г}} = \frac{P_{\text{г}}}{\cos \varphi}.$$

Зміна реактивної потужності відбувається при зміні струму порушення i_f . У номінальному режимі при номінальному коефіцієнті потужності $\cos \varphi_{\text{ном}}$ генератор виробляє номінальні значення активної $P_{\text{ном}}$ і реактивної $Q_{\text{ном}}$

потужностей. Генератор може збільшити виробіток реактивної потужності понад номінальної, але при зниженні виробітку активної потужності стосовно номінальної. Таке збільшення допускається в межах, які обмежуються номінальними значеннями струмів статора і ротора.

Умови обмеження за виробництвом реактивної потужності можна визначити їх векторною діаграми. Схема заміщення генератора для побудови векторної діаграми представлена на рис. 14.3. У неї генератор входить синхронним індуктивним опором x_d і ЕРС \underline{E}_q .

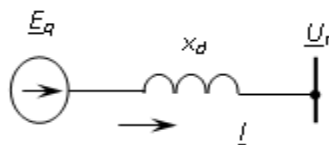


Рисунок 14.3 – Схема заміщення генератора

Величина комплексної ЕРС дорівнює сумі векторів \underline{U}_r і спадання напруги в опорі x_d :

$$\underline{E}_q = \underline{U}_r + j\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot x_d \cdot$$

Побудуємо ВД (рис. 14.4).

По дійсній осі відкладаємо напругу U_r . Отримуємо точку a . Під кутом $\varphi_{\text{ном}}$ відкладаємо струм $I_{\text{ном}}$. Розкладаємо його на активну $I_{\text{нома}}$ й реактивну $I_{\text{номр}}$ складові. Із точки a відкладаємо вектор спадання напруги в опорі x_d від реактивної складової номінального струму $\sqrt{3} \cdot I_{\text{номр}} \cdot x_d$. Він збігається щодо напрямку з напругою U_r . Одержуємо точку c . Із точки c відкладаємо вектор спадання напруги в опорі x_d від активної складової номінального струму $\sqrt{3} \cdot I_{\text{нома}} \cdot x_d$. Цей вектор перпендикулярний напрузі U_r . Одержуємо точку b . Вектор \overline{ab} – це вектор повного спадання напруги від номінального струму в опорі x_d : $\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}} \cdot x_d$. З'єднуємо початок координат із точкою b . Вектор \overline{ob} пропорційний ЕРС \underline{E}_q і току порушення i_f .

З початку координат радіусом рівним E_q проведемо дугу. Вона визначає припустимі значення струму порушення або ЕРС \underline{E}_q за умовами нагрівання

але при зниженні активної потужності стосовно номінальної

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{1a} < P_{\text{ном}}.$$

Генератор при роботі з підвищеним косинусом ($\varphi_2 < \varphi_{\text{ном}}$ і $\cos\varphi_2 > \cos\varphi_{\text{ном}}$) виробляє активну потужність більшу ніж номінальна. При цьому реактивна потужність стає менше номінальної:

$$P_2 > P_{\text{ном}} \text{ і } Q_2 < Q_{\text{ном}}.$$

Значення ЕРС E_{q2} обмежується нагріванням статора.

Робота генератора при більшій ніж номінальна активної потужності пов'язана з перевантаженням турбіни й не завжди припустима.

Можливість збільшення реактивної потужності за рахунок зменшення активної припустимо використовувати у випадку надлишку активної потужності, тобто в режимі мінімального навантаження. У цьому випадку частина генераторів може переводитися на роботу зі зниженим коефіцієнтом потужності.

Резерв реактивної потужності й можливість перевантажень по реактивній потужності важливі при аварійному зниженні напруги. Всі генератори мають пристрої АВР, які при зниженні напруги на затискачах генераторів автоматично збільшують струм порушення й виробіток реактивної потужності.

15 РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ. КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

15.1 Загальні положення

На відміну від активної потужності реактивна потужність може генеруватися не тільки генераторами електростанцій, але й пристроями, які називаються компенсуючими (КП). Ці пристрої розташовують у безпосередній близькості від споживачів. До них відносяться:

- синхронні компенсатори (СК);
- батареї конденсаторів (БК);
- статичні джерела реактивної потужності (СТК або ДРП).

Досвід експлуатації показує, що при номінальному навантаженні генератори ЕС виробляють близько 60 % необхідної реактивної потужності, 20% генерується лініями електропередач високої напруги, 20% виробляють компенсуючі пристрої.

Виріток 1 квар реактивної потужності на ЕС коштує в кілька разів дешевше, чим її виробіток за допомогою КП. Але техніко-економічні розрахунки показують, що більша частина реактивної потужності повинна вироблятися КП. Це пояснюється впровадженням потужних генераторів з відносно високим $\cos \varphi$, ростом довжини й напруги передачі. Тому знижується економічність виробітку реактивної потужності генераторами ЕС.

Компенсація реактивної потужності застосовується для наступних цілей:

- для виконання балансу реактивної потужності;
- для зниження втрат потужності й електроенергії;
- для регулювання напруги.

При використанні КП необхідно враховувати обмеження їх потужності по технічних і режимних вимогах. Потужність КП повинна задовольняти:

- необхідний резерв потужності у вузлах навантаження;
- розташування реактивної потужності на ЕС;

- відхилення напруги на шинах споживачів;
- пропускну здатність ЛЕП.

Для зменшення перетікань реактивної потужності по ЛЕП і трансформаторах КП повинні розміщатися поблизу місць споживання реактивної потужності. При цьому елементи мережі розвантажуються по реактивній потужності. Це приводить до зменшення втрат потужності й напруги.

15.2 Синхронні компенсатори

З аналізу роботи синхронного генератора витікає, що збільшити виробіток реактивної потужності можна тільки за рахунок зниження виробітку активної потужності. Цей принцип реалізований у синхронному компенсаторі (СК).

Синхронний компенсатор – це синхронний двигун, що працює в режимі холостого ходу, тобто практично без активного навантаження на валу. Таким чином, СК завантажений тільки реактивним струмом.

Схема заміщення СК наведена на рисунку 15.1.

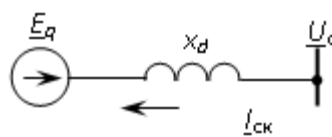


Рисунок 15.1 – Схема заміщення СК

Напруга мережі в точці підключення СК дорівнює сумі зворотної ЕРС \underline{E}_q і падіння напруги в опорі x_d :

$$\underline{U}_c = \underline{E}_q + j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{ск} \cdot x_d \cdot$$

Значення й знак реактивної потужності СК залежать від співвідношення між ЕРС \underline{E}_q і напругою мережі \underline{U}_c . Оскільки $P_{СК} = 0$, то

$$Q_{СК} = S_{СК} = \sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{СК} = U_c \cdot \frac{U_c - E_q}{x_d}.$$

Величина ЕРС \underline{E}_q визначається величиною струму порушення. Росту струму порушення відповідає збільшення ЕРС \underline{E}_q .

Як і синхронний двигун, СК може працювати у двох режимах: перепорушення й недопорушення. При перепорушенні ЕРС СК більше напруги в точці його підключення

$$\underline{E}_q > \underline{U}_c.$$

Синхронний компенсатор генерує в мережу реактивну потужність. Струм СК випереджає напругу на 90° . Векторна діаграма режиму перепорушення СК наведена на рис. 15.2 а.

Зменшуючи струм збудження, можна одержати режим недопорушення. У цьому режимі ЕРС СК менше напруги в точці його підключення $\underline{E}_q < \underline{U}_c$ і струм СК відстає від напруги на 90° . Векторна діаграма режиму недопорушення СК наведена на рисунку 15.2, б. У цьому режимі СК споживає реактивну потужність, одержуючи її з мережі.

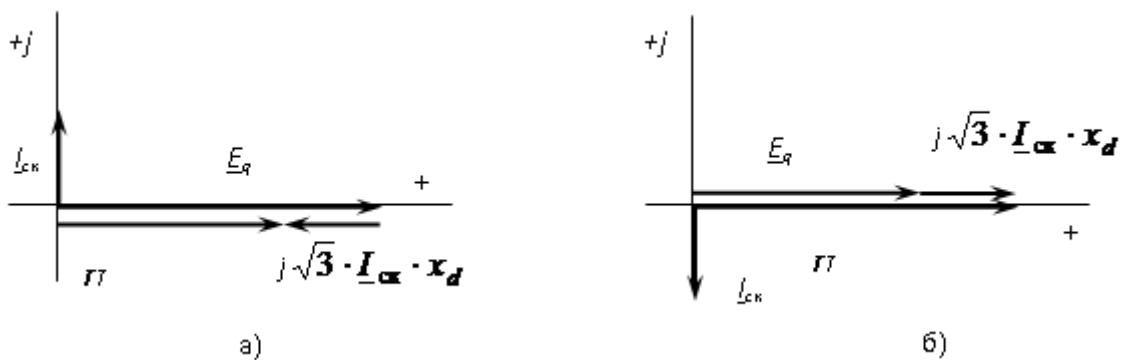


Рисунок 15.2 – Векторні діаграми СК:
 а) – в режимі перезбудження; б) – в режимі недозбудження

Номинальна потужність СК вказується для режиму перепорушення. У режимі недопорушення

$$Q_{СК}^{нед} = 0,5 \cdot Q_{СК\ ном}.$$

Це зв'язано, по-перше, з нагріванням у лобових частинах СК - у режимі недозбудження потоки складаються (рис. 15.2 б). По-друге, через порушення усталеної роботи СК не можна значно знижувати струм порушення.

Достоїнства СК:

- можливість збільшення генерируємої потужності при зниженні напруги в мережі за рахунок регулювання струму порушення;
- можливість плавного й автоматичного регулювання реактивної потужності.

15.3 Батареї конденсаторів

Батареї конденсаторів застосовують:

- для генерації реактивної потужності у вузлах мережі – поперечна компенсація. Батареї конденсаторів називають шунтовими (ШБК);
- для зменшення індуктивного опору ЛЕП – поздовжня компенсація. Батареї конденсаторів називають пристроями поздовжньої компенсації (УПК).

Шунтові БК включають на шини ПС паралельно навантаженню, УПК включають у розсік ЛЕП.

Батареї конденсаторів комплектуються з окремих конденсаторів, які з'єднуються послідовно й паралельно. Конденсатори випускаються в однофазному й трифазному виконанні на номінальну напругу від 0,22 до 10,5 кВ. Одинична потужність конденсаторів змінюється від 10 до 125 квар. Збільшення напруги досягається за рахунок збільшення числа послідовно включених конденсаторів, збільшення потужності – за рахунок паралельного включення конденсаторів (рис. 15.3).

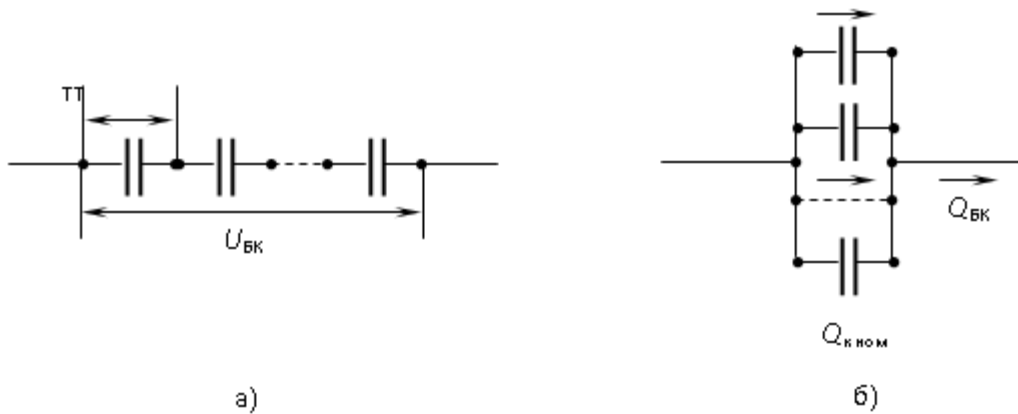


Рисунок 15.3 – З'єднання конденсаторів:
а) – послідовне; б) – паралельне.

Число послідовно включених конденсаторів визначають за формулою:

$$n = \frac{U_{\text{БК max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{к ном}} \cdot k_p},$$

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 послідовно включених конденсаторів дорівнює:

$$n = \frac{Q_{\text{БК}}}{Q_{\text{к ном}}},$$

де $Q_{\text{БК}}$ – необхідна потужність БК; $Q_{\text{к ном}}$ – номінальна потужність конденсатора.

У мережах трифазного струму конденсатори включаються зіркою й трикутником (рис. 15.4). Потужність батареї конденсаторів розраховують за формулою:

$$Q_{\text{БК}} = U^2/X_{\text{БК}},$$

де U – напруга в місці підключення батареї конденсаторів.

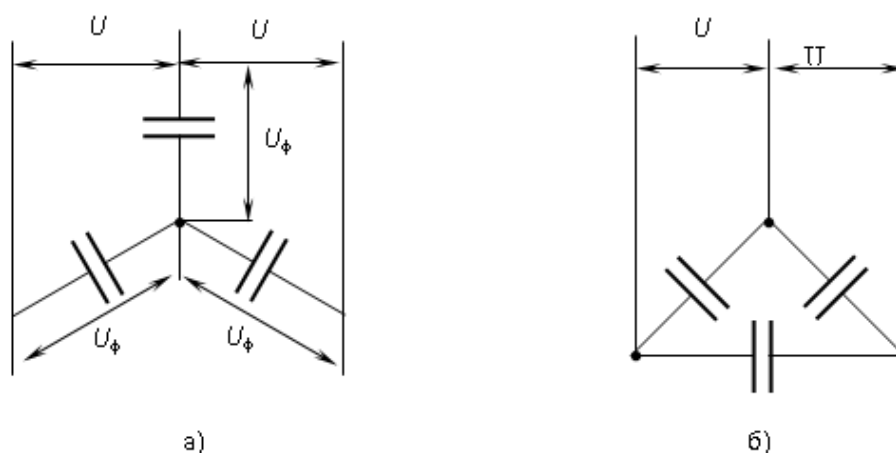


Рисунок 15.4 – З'єднання фаз БК:
а) – зіркою; б) – трикутником

При з'єднанні конденсаторів зіркою потужність батареї дорівнює

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}^2}{x_c} = 3 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \omega \cdot C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{x_c}.$$

При з'єднанні трикутником при використанні таких же конденсаторів потужність БК буде:

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}^2}{x_c/3} = 9 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C = 9 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C,$$

у три рази більше, ніж при з'єднанні конденсаторів зіркою.

При з'єднанні конденсаторів у зірку режим роботи нейтралі БК визначається режимом роботи нейтралі мережі, де вона встановлена.

Батареї конденсаторів бувають регульовані й нерегульовані. У нерегульованій БК число конденсаторів незмінно. У регульованій БК залежно від режиму роботи частина конденсаторів можна відключати. Відключення може виконуватися як вручну, так і автоматично. Тому що відразу відключається частина конденсаторів, то потужність БК змінюється не плавно, а ступінчасто. Регулювання буває одноступінчасте й багаступінчасте. Одноступінчасте регулювання – це фактично нерегульована БК, тому що можна включити або відключити відразу всі конденсатори. При

багатоступінчастому регулюванні кожна секція БК постачена контактором або вимикачем.

При відключенні конденсаторів вони автоматично розряджаються на активний опір, приєднаний до БК. Як розрядний опір для конденсаторних установок 6-10 кВ використовують активний опір трансформаторів напруги (рис. 15.5).

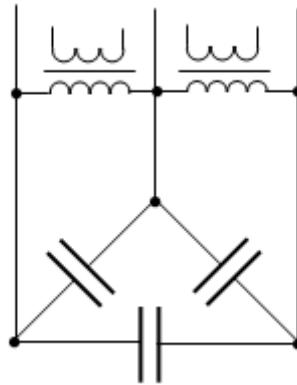


Рисунок 15.5 – Схема розрядки БК через трансформатор напруги

Для БК напругою до 1 кВ використовуються спеціальні розрядні активні опори. Розряджати БК потрібно тому, що при її відключенні від мережі, у конденсаторах залишається електричний заряд і зберігається напруга, яка близька за значенням до напруги мережі. При замиканні БК на розрядний опір конденсатори втрачають електричний заряд, напруга спадає до нуля. Цим забезпечується безпека обслуговування БК.

Переваги:

- простота пристрою і його обслуговування;
- відсутність обертових частин дає безпеку обслуговування;
- малі втрати активної потужності - $\Delta P_{\text{кп}} = 0,003 \text{ МВт/Мвар}$.

Недоліки:

- залежність потужності БК від напруги;
- ступінчасте регулювання потужності БК і її напруги;
- чутливість до перекручування кривої форми напруги;
- недостатня електрична міцність конденсаторів і малий строк їх експлуатації.

15.4 Поперечна компенсація

Поперечна компенсація застосовується для зменшення перетікань реактивної потужності в мережі. Батареї конденсаторів у цьому випадку підключають на шини 6–10 кВ підстанцій паралельно навантаженню. Це приводить до зменшення втрат потужності й напруги у всій мережі до точки підключення БК. Покажемо це на прикладі найпростішої мережі (рис. 15.6).

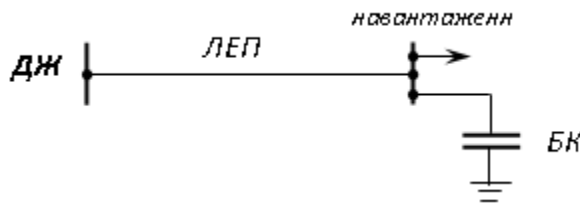


Рисунок 15.6 – Схема ділянки електричної мережі

Схеми заміщення й розподіл потужності до й після підключення БК надані на рисунку 15.7.

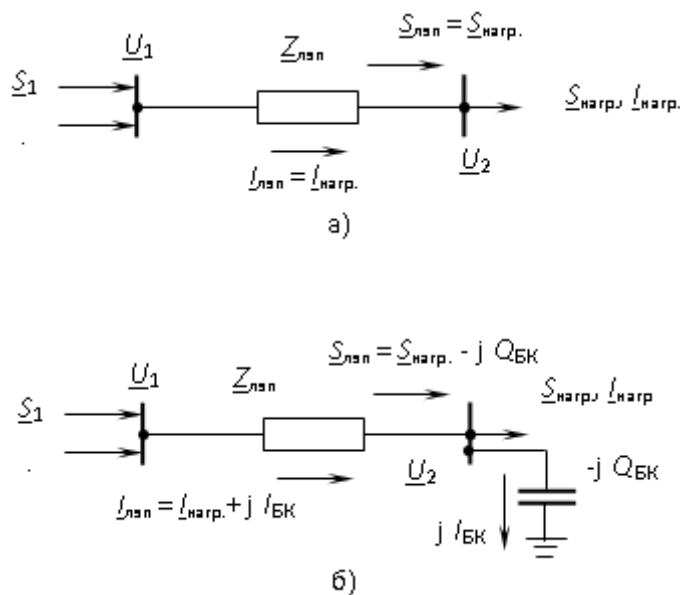


Рисунок 15.7 – Схема заміщення мережі:
а) – без БК; б) – із БК

Векторні діаграми струмів і потужностей надані на рисунку 15.8.

Векторна діаграма напруг наведена на рисунку 15.9. Побудова векторної діаграми до використання батареї конденсаторів виконується також як і для ЛЕП з одним навантаженням у мережі 35 кВ.

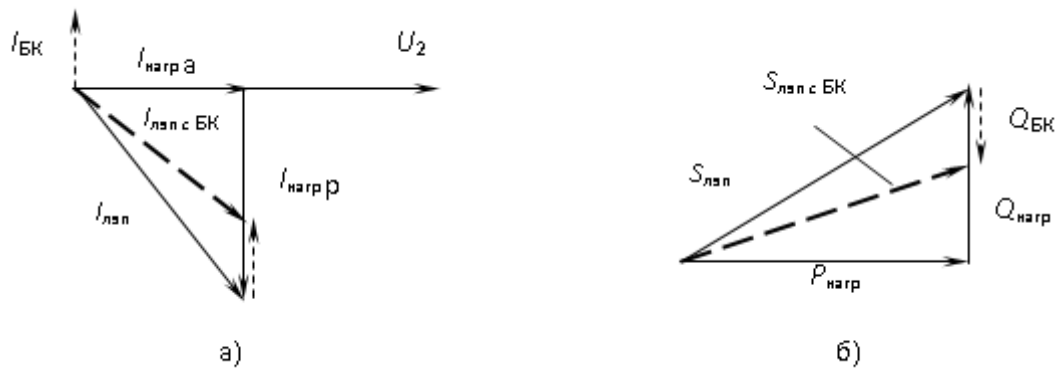


Рисунок 15.8 – Векторні діаграми:
а) – струмів; б) – потужностей

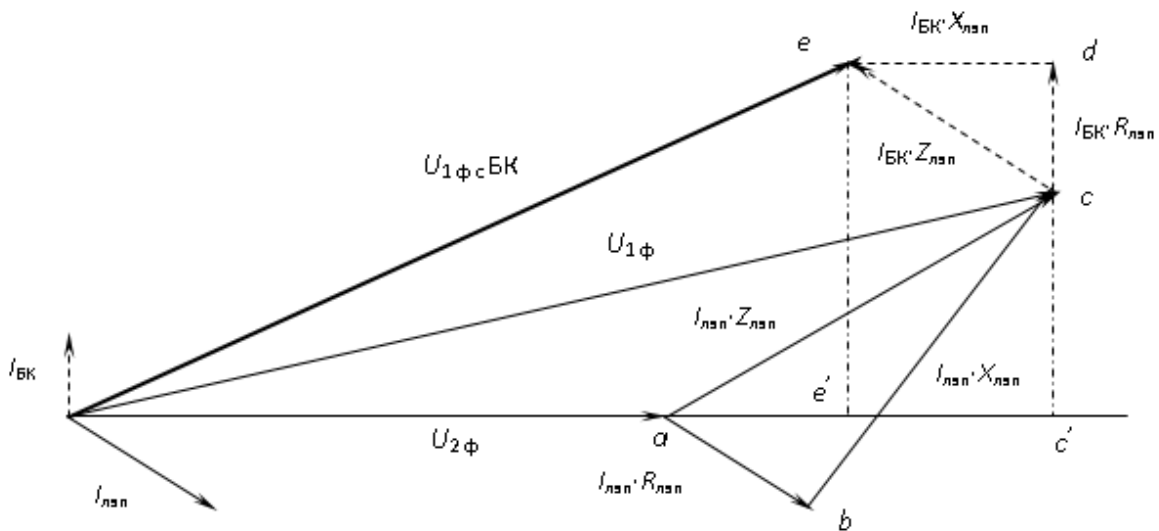


Рисунок 15.9 – Векторна діаграма напруг

Для одержання значення напруги на початку передачі до напруги наприкінці передачі потрібно додати спадання напруги від струму навантаження в активному й реактивному опорах ЛЕП. На векторній діаграмі це трикутник *авс*. Величина фазної напруги на початку передачі до підключення КП дорівнює $\underline{U}_1 \text{ ф}$. Відрізок *ас'* чисельно дорівнює втраті напруги в мережі.

Добудовуємо трикутник спадання напруги від струму БК в опорах ЛЕП. Це трикутник cde . З'єднуємо початок координат із точкою e й визначаємо величину фазної напруги на початку ЛЕП після установки БК $\underline{U}_{1\text{ ф із БК}}$. По модулю $\underline{U}_{1\text{ ф із БК}}$ менше напруги $\underline{U}_{1\text{ ф}}$.

Величина втрати напруги після установки БК чисельно дорівнює відрізьку ae' . Порівнюємо відрізьки ac' і ae' і бачимо, що підключення БК приводить до зменшення втрати напруги.

З аналізу можна зробити вивід, що при заданій напрузі на початку ділянки мережі при установці БК поліпшується режим напруги наприкінці ділянки.

Оцінимо вплив величини потужності навантаження. При малих навантаженнях зменшуються розміри трикутника $авс$. Якщо використовується нерегульована БК, розміри трикутника cde залишаються без змін. У цьому режимі напруга наприкінці передачі може бути більше напруги на початку передачі. Це неприпустимо. Отже, потрібно використовувати регульовані БК. Ефект регулювання тим більше, чим більше потужність БК і індуктивний опір мережі.

Таким чином, на векторних діаграмах видно, що величина струму, потужності й втрати напруги в лінії електропередач, зменшилася після підключення на шини споживача батареї конденсаторів. Цей вивід виходить й з розрахункових формул:

Параметр	Без БК	Із БК
Потужність	$\underline{S}_{\text{лэп}} = \underline{S}_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + jQ_{\text{нагр}}$	$\underline{S}_{\text{лэп}} = \underline{S}_{\text{нагр}} = P_{\text{нагр}} + j(Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})$
Струм	$\underline{I}_{\text{лэп}} = \underline{I}_{\text{нагр}} = I_{\text{нагр а}} - jI_{\text{нагр р}}$	$\underline{I}_{\text{лэп}} = \underline{I}_{\text{нагр}} = I_{\text{нагр а}} + j(I_{\text{нагр р}} - I_{\text{БК}})$
Втрата потужності	$\Delta P = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot R_{\text{лэп}}$ $\Delta Q = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + Q_{\text{нагр}}^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot X_{\text{лэп}}$	$\Delta P = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot R_{\text{лэп}}$ $\Delta Q = \frac{P_{\text{нагр}}^2 + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}})^2}{U_{\text{нагр}}^2} \cdot X_{\text{лэп}}$
Втрата напруги	$\Delta U = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{лэп}} + Q_{\text{нагр}} \cdot X_{\text{лэп}}}{U_{\text{нагр}}}$	$\Delta U = \frac{P_{\text{нагр}} \cdot R_{\text{лэп}} + (Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{БК}}) \cdot X_{\text{лэп}}}{U_{\text{нагр}}}$

15.5 Поздовжня компенсація

Поздовжня компенсація застосовується для зменшення реактивного опору ЛЕП. Компенсація забезпечується послідовним включенням у розсік ЛЕП ємнісного опору у вигляді конденсаторів. Побудуємо векторну діаграму напруг з УПК для наступної мережі (рис. 15.10).

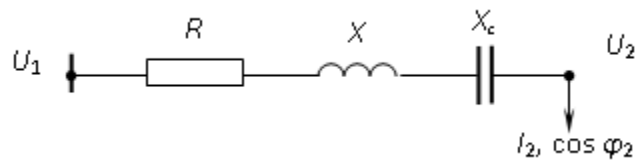


Рисунок 15.10 – Схема застосування УПК в мережі

Векторна діаграма напруг до застосування УПК аналогічна векторній діаграмі для ЛЕП з одним навантаженням у мережі 35 кВ (рис. 15.11). У результаті побудови одержуємо величину напруги на початку передачі $U_{1\phi}$. При введенні УПК у розсік ЛЕП зменшується індуктивний опір мережі й складової падіння в реактивному опорі – відрізок bd замість bc . З'єднаємо початок координат із точкою d і одержимо вектор напруги на початку передачі при використанні УПК. Оцінимо вплив УПК на складові спадання напруги.

Поздовжня (відрізок ac') і поперечна (відрізок cc') складової спадання напруги у вихідній мережі рівні:

$$\Delta U_{\phi} = I_2 \cdot (R \cos \varphi_2 + X \sin \varphi_2);$$

$$\delta U_{\phi} = I_2 \cdot (X \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2).$$

При компенсації:

- поздовжня (відрізок ad')

$$\Delta U_{\phi}^{\text{упк}} = I_2 \cdot [R \cos \varphi_2 + (X - X_c) \sin \varphi_2];$$

- поперечна (відрізок dd')

$$\delta U_{\phi}^{\text{упк}} = I_2 \cdot [(X - X_c) \cos \varphi_2 - R \sin \varphi_2].$$

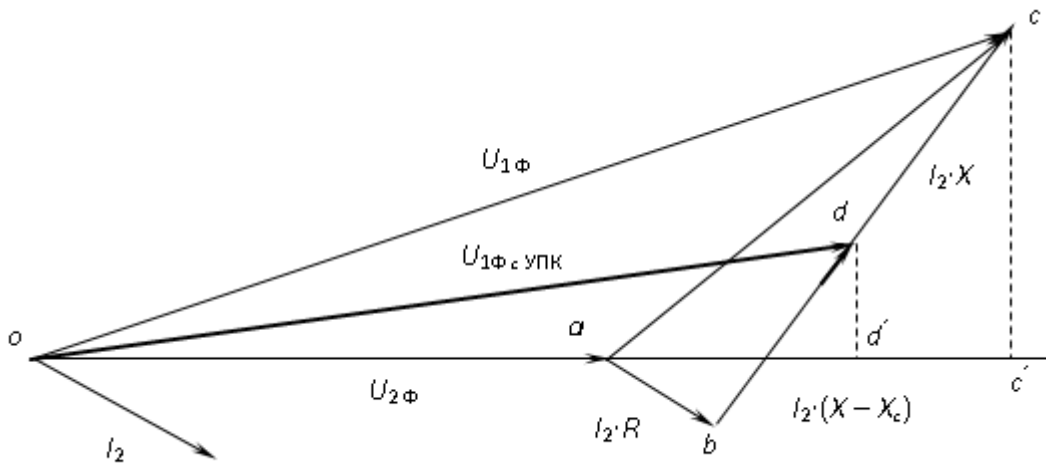


Рисунок 15.11 – Векторна діаграма напруги при використанні УПК

З векторної діаграми виходить, що застосування УПК приводить до зменшення напруги на початку передачі, поздовжнього й поперечного складового спадання напруги.

Якщо підібрати УПК так, що $X = X_c$, тобто забезпечити повну компенсацію індуктивного опору ЛЕП, то спадання напруги буде визначатися тільки величиною активного опору ЛЕП

$$\Delta U_{\phi} = I_2 \cdot R \cos \varphi_2; \quad \delta U_{\phi} = I_2 \cdot X \cos \varphi_2.$$

У цьому випадку напруга на початку передачі буде дорівнювати відрізку ob .

Можна знайти таке значення X_c , щоб втрата напруги в мережі рівнялася нулю. Якщо зневажити поперечною складовою спадання напруги, маємо

$$\Delta U_{\phi}^{\text{УПК}} = I_2 \cdot [R \cos \varphi_2 + (X - X_c) \sin \varphi_2] = 0.$$

Знайдемо величину X_c :

$$R \cos \varphi_2 = (X - X_c) \sin \varphi_2;$$

$$X_c = X + R \operatorname{ctg} \varphi_2.$$

За величиною X_c підбирають потужність батареї конденсаторів. На практиці найчастіше не застосовують повну компенсацію і опір УПК

розраховують із втрати напруги, що забезпечує бажаний рівень напруги в мережі.

З формули для розрахунку втрати напруги з обліком УПК видно, що застосування конденсаторів доцільно при значній реактивній складовій струму, тобто коли $\operatorname{tg}\varphi_2$ близький до одиниці. При малих значеннях $\operatorname{tg}\varphi_2$ втрата напруги в ЛЕП визначається в основному активним опором.

Переваги УПК:

- автоматичне й безінерційне регулювання напруги;
- відсутність частин, що рухаються, робить установки простими й надійними в експлуатації;
- при однаковому регулюючому ефекті потужність БК, обраної тільки для регулювання напруги, менше ніж при поперечній компенсації.

Недоліки:

- можливі резонансні явища, які викликають хитання роторів двигунів, миготіння ламп накаливання;
- збільшення струмів короткого замикання;
- при коротких замиканнях виникає небезпека появи на конденсаторах високої напруги. Тому для шунтування БК при коротких замиканнях застосовують швидкодіючі розрядники.

15.6 Вибір потужності батарей конденсаторів при поперечній компенсації

КП, установлюваний поблизу споживачів у системі, в цілому визначається на основі балансу реактивної потужності. Однак, у розподільній мережі 35-110 кВ величина Q_{KV} визначається по величині економічного тангенса. Його значення встановлюється енергосистемою залежно від живлячої напруги мережі. Для $U_{1НОМ} = 220\text{кВ}$ $\operatorname{tg}\varphi_{ЭК} = 0.23$, $U_{1НОМ} = 110\text{кВ}$ $\operatorname{tg}\varphi_{ЭК} = 0.28$, $U_{1НОМ} = 35\text{кВ}$ $\operatorname{tg}\varphi_{ЭК} = 0.32$.

Значення тангенса навантаження розраховують в такий спосіб:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{нагр}} = \frac{Q_{\text{нагр}}}{P_{\text{нагр}}}.$$

Якщо його значення більше значення економічного тангенса, застосовують компенсацію реактивної потужності й знижують тангенс навантаження:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{эк}} = \frac{Q_{\text{нагр}} - Q_{\text{ку}}}{P_{\text{нагр}}}.$$

Виконаємо перетворення наведеного вираження:

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{эк}} = \frac{Q_{\text{нагр}}}{P_{\text{нагр}}} - \frac{Q_{\text{ку}}}{P_{\text{нагр}}} = \operatorname{tg}\varphi_{\text{нагр}} - \frac{Q_{\text{ку}}}{P_{\text{нагр}}}.$$

Потужність установки, що компенсує, дорівнює:

$$Q_{\text{ку}} = P_{\text{нагр}} \cdot (\operatorname{tg}\varphi_{\text{нагр}} - \operatorname{tg}\varphi_{\text{эк}}).$$

Значення $P_{\text{нагр}}$ вибирається за графіком вузла навантаження. Це найбільша активна потужність вузла навантаження в години найбільших навантажень в енергосистемі (з 9 до 11 або з 17 до 21 години). Для цієї ж години вибирається й значення реактивної потужності й визначається тангенс навантаження.

Очевидно, що якщо $\operatorname{tg}\varphi_1 < \operatorname{tg}\varphi_2$, то необхідності в компенсації Q немає.

Найчастіше на споживчих ПС у якості КП використовуються конденсаторні батареї у вигляді комплектних установок типу КК. У мережі 6 кВ застосовуються КК потужністю 300, 400, 450, 675, 900, 1125, 1350, 1800 і 2700 квар. У мережі 10 кВ застосовуються КК, починаючи з потужності 450 квар.

Потужність КП розподіляється рівномірно на секції шин 6-10 кВ ПС, тобто кількість однотипних КК повинно бути кратним 2 при двохобмоточних і трьохобмоточних трансформаторах (типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН, АТ)

підстанцій і кратна 4 - при трансформаторах з розщепленою обмоткою низької напруги (типу ТРДН).

15.7 Статичні джерела реактивної потужності

Батареї конденсаторів мають істотний недолік - зміна потужності БК носить ступінчастий характер. Джерела нового типу - статичні джерела реактивної потужності (ДРМ або СТК) не мають цей недолік. СТК складається з нерегульованої батареї конденсаторів і регульованого реактора. Батарея конденсаторів і реактор можуть бути включені й послідовно (рис. 15.12, а), і паралельно (рис. 15.12, б). Плавність регулювання забезпечує тиристорний блок керування (ТБК).

Статичні джерела реактивної потужності застосовуються на різних напругах. Досвід експлуатації й проведені дослідження дозволяють стверджувати, що в ряді випадків застосування СТК ефективніше застосування синхронних компенсаторів.

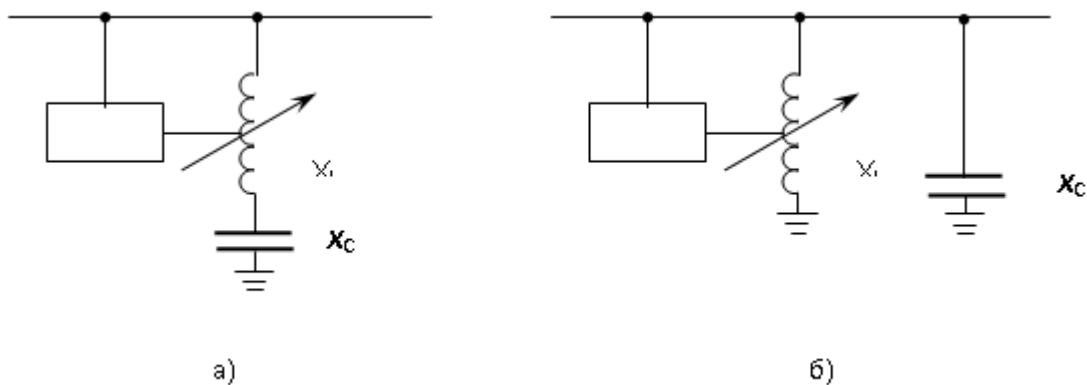


Рисунок 15.12 – Схеми СТК:

а) – послідовне включення; б) – паралельне включення

Більший інтерес представляють СТК із паралельним включенням батареї конденсаторів і реактора. Сумарна потужність СТК при паралельному з'єднанні дорівнює:

$$Q_{\text{СТК}} = Q_L - Q_C.$$

Величини реактивної потужності реактора і батареї конденсаторів визначаються в такий спосіб:

$$Q_L = \frac{U^2}{X_L} = \text{var}; \quad Q_C = \frac{U^2}{X_C} = \text{const.}$$

Діапазон зміни потужності СТК (регулювальний діапазон) визначається співвідношенням потужностей батареї конденсаторів і реактора. Якщо батарея конденсатор і реактор мають однакову по величині потужність і потужність реактора міняється від нуля до номінальної потужності, то потужність СТК змінюється в діапазоні:

$$0 \leq Q_{\text{СТК}} \leq Q_C.$$

У цьому випадку СТК генерує реактивну потужність.

Якщо потужність реактора більше потужності батареї конденсаторів, то СТК може працювати й у режимі генерування, і в режимі споживання реактивної потужності. Перехід з одного режиму в інший виконується плавно.

Недоліки СТК із паралельним включенням:

- негативний регулюючий ефект (при збільшенні напруги необхідно зменшити виробіток реактивної потужності, відбувається її збільшення);
- резонанс напруги при переході з одного режиму роботи в інший.

16 МЕТОДИ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ. ПРИСТРОЇ РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

16.1 Загальні положення

Напруга у вузлах мережі постійно міняється через зміну навантаження, режиму роботи джерел живлення, схеми мережі.

Режим напруг в електричній мережі повинен бути таким, щоб були виконані вимоги ДСТУ відносно припустимих відхилень напруги для електроприймачів, які живляться від цієї мережі. Значення відхилень напруги часто перевищують припустимі за наступними причинами:

- більші втрати напруги в мережі;
- неправильний вибір перетинів струмоведучих елементів і потужності силових трансформаторів;
- неправильна побудова схеми мережі.

Дуже часто ці причини виникають при розвитку мережі, при її реконструкції. Тому щоб забезпечити необхідні відхилення напруги на шинах електроприймачів варто застосовувати регулювання напруги.

Регулюванням напруги називається процес зміни напруги в характерних точках мережі за допомогою спеціальних технічних засобів.

Способи регулювання напруги виникли з виникненням електричних мереж. Їхній розвиток починав від нижчих рівнів керування до вищих. Спочатку використовувалося регулювання напруги в центрах живлення розподільних мереж безпосередньо в споживачів і на енергоблоках електростанцій. Зараз ці методи регулювання напруги називаються локальними. У міру розвитку мереж і об'єднання їх у великі енергосистеми виникла необхідність координувати роботу локальних методів. Координування ставиться до вищих рівнів регулювання напруги.

Локальне регулювання може бути централізованим і місцевим. Централізоване керування виконується в центрах живлення. Місцеве

регулювання проводиться безпосередньо в споживачів. Регулювання напруги в центрах живлення приводить до зміни режиму напруги у всій мережі, що живиться від нього. Місцеве регулювання приводить до зміни режиму напруги в обмеженій частині мережі.

16.2 Регулювання напруги в центрах живлення

Центрами живлення (ЦЖ) можуть бути шини генераторної напруги електричних станцій, нижчої напруги районних підстанцій або підстанцій глибокого введення.

Регулювання напруги на генераторах електростанцій виконується за рахунок зміни струму порушення за допомогою пристрою автоматичного регулювання порушення (АРВ).

Регулювання напруги на шинах нижчої напруги понижувальних підстанцій виробляється за допомогою:

- трансформаторів з убудованими пристроями для регулювання напруги під навантаженням (РПН);
- синхронних компенсаторів (СК);
- лінійних регуляторів (ЛР).

При цьому регулювання напруги виробляється автоматично в межах розташованого діапазону регулювання. Регулювання напруги відбувається одночасно для всіх ліній електропередач мережі, які живляться від шин центра живлення.

Якість напруги забезпечується тільки в тому випадку, коли до шин центра живлення приєднані однорідні споживачі. Для них графік зміни навантаження є однотипним.

Якщо електроприймачі мають різні графіки навантаження, то в центрі живлення застосовують схеми групового централізованого регулювання. У цьому випадку електроприймачі ділять на групи відповідно до характеру їхнього навантаження. Лінії електропередач, які живлять такі групи

електроприймачів, намагаються приєднати до різних секцій шин центра живлення й регулювати напругу на кожній секції окремо.

Якщо такої можливості немає, то в центрі живлення виконується регулювання як для групи однорідних споживачів. У тих споживачів, яким цього регулювання напруги виявилось недостатньо, виконується й місцеве регулювання напруги.

Залежно від характеру електроприймачів можна виділити три підтипи регулювання напруги:

- стабілізація напруги;
- двоступінчасте регулювання напруги;
- зустрічне регулювання.

Стабілізація напруги застосовується для споживачів із практично незмінним навантаженням протягом доби (тризмінні підприємства).

Двоступінчасте регулювання виконується для електроприймачів з яскраво вираженим двоступінчастим характером зміни навантаження. (одноміні підприємства). У цьому випадку підтримується дві рівні напруги в добу відповідно до графіка навантаження.

У випадку змінного добового навантаження виконується *зустрічне регулювання*. Цей підтип регулювання напруги найпоширеніший.

16.3 Метод зустрічного регулювання

Суть методу зустрічного регулювання полягає в зміні напруги залежно від зміни графіка навантаження електроприймача.

Згідно з методом зустрічного регулювання напруга на шинах нижчої напруги районних підстанцій у період максимального навантаження повинна підтримуватися на 5 % вище номінальної напруги мережі, що живиться. Ця цифра наведена в ПУЕ. Досвід експлуатації показує, що варто підвищувати напругу на 10%, якщо при цьому відхилення напруги в найближчих споживачів

не перевершує припустимого значення. У період мінімального навантаження ($P_{\min} \leq P_{\max}$) напруга на шинах 6-10 кВ ПС знижується до номінальної напруги.

Розглянемо цей метод на прикладі наступної мережі (рис. 16.1).

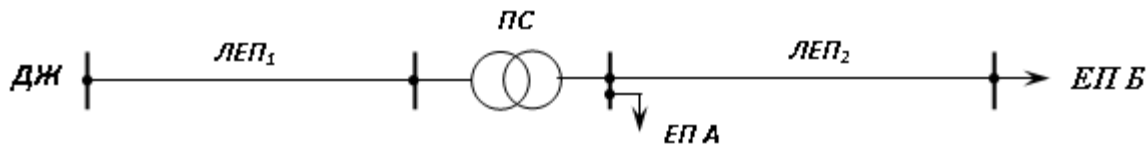


Рисунок 16.1 – Схема ділянки електричної мережі

У режимі максимального навантаження в центрі живлення підтримується напруга $U_{1\text{нб}}$. На шинах вищої напруги ПС напруга нижче через втрати напруги в ЛЕП₁. Позначимо цю напругу $U_{2\text{в}}$. Напруга на шинах нижчої напруги цієї підстанції наведена до напруги вищої обмотки $U_{2\text{н}}^*$, нижче напруги $U_{2\text{в}}$ на величину втрати напруги в трансформаторі. Якби на ПС не було регулювання напруги ($K_{\text{т}}=1$), то фактична напруга на шинах нижчої напруги ПС у відносних одиницях було б дорівнювати напрузі $U_{2\text{н}}^*$. Це і є напруга на шинах електроприймача А. Його величина задовольняє нормам ПУЕ. Напруга на шинах електроприймача Б ($U_{\text{Б без рег.}}$) менше напруги на шинах електроприймача А на величину втрати напруги в ЛЕП₂. Його величина не відповідає вимогам ПУЕ. При регулюванні напруги ($K_{\text{т}} \neq 1$) напруга на шинах нижчої напруги ПС підтримується на 5 % вище номінальної напруги мережі. Підняти напругу на 10% вище номінального значення напруги мережі не можна, тому що в цьому випадку напруга на шинах споживача А не відповідала б нормам ПУЕ. При регулюванні напруги величина напруги на шинах електроприймача Б входить у зону припустимих значень.

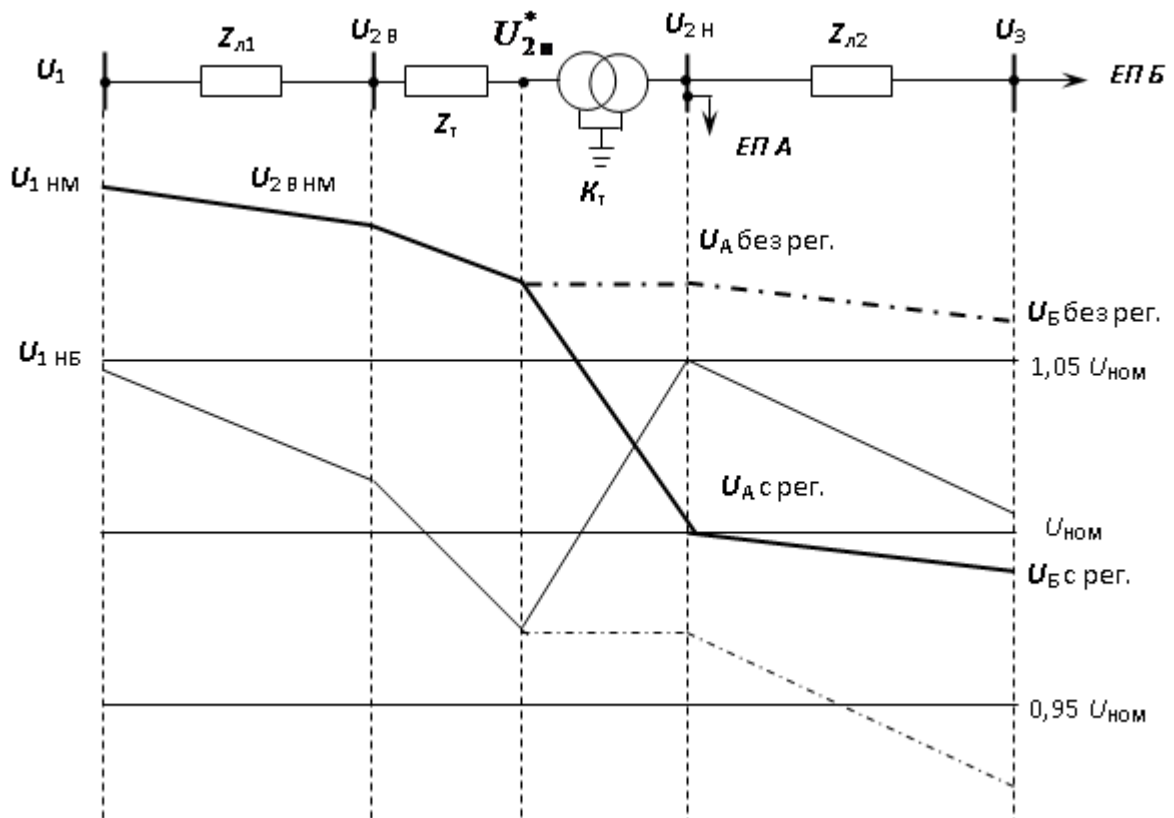


Рисунок 16.2 – Зустрічне регулювання напруги

У режимі мінімальних навантажень напруга в центрі живлення вище, втрати напруги в елементах мережі менше. Тому без регулювання напруги й напруга на споживачі А, і напруга на споживачі Б вище рекомендованих ПУЕ. Зміною коефіцієнта трансформації забезпечується припустима величина відхилення напруги на шинах обох споживачів.

Найбільше відхилення напруги спостерігається в аварійних режимах роботи системи. У цьому випадку підтримувати напругу у всіх споживачів у заданих межах для нормального режиму роботи без значних витрат на спеціальні пристрої регулювання напруги неможливо. Тому в аварійних режимах допускається більше відхилення напруги.

16.4 Регулювання напруги на електростанціях

На електростанціях регулювання напруги виробляється на генераторах і підвищувальних трансформаторах.

Зміна напруги генераторів можлива за рахунок регулювання струму порушення. Не міняючи активну потужність генератора, напругу можна змінювати в межах $\pm 5\%$. Підвищення напруги на 5 % понад номінальної супроводжується збільшенням втрат у сталі й підвищенням її нагрівання. При зниженні напруги до $0,95 U_{\text{ном}}$ номінальний струм статора зростає на 5% і відповідно збільшується нагрів обмотки.

На кожній ступені трансформації губиться приблизно 5-10 % напруги. Тому регульовального діапазону генераторів явно недостатньо, щоб підтримувати необхідний рівень напруги в мережі. Крім того, важко погодити вимоги до регулювання напруги в близьких і вилучених електроприймачів. Тому генератори електростанцій є допоміжним засобом регулювання напруги. Як єдиний засіб регулювання генератори застосовуються тільки для найпростішої системи: електростанція – це нерозподілене навантаження. У цьому випадку на шинах електростанцій здійснюється зустрічне регулювання напруги. Зміною струму порушення підвищують напругу в години максимального навантаження і знижують у період мінімального навантаження.

Підвищувальні трансформатори на електростанціях теж є допоміжним засобом регулювання напруги. Трансформатори потужністю до 250 МВА напругою 110 і 220 кВ мають пристрій регулювання напруги типу ПБВ (перемикання без порушення, тобто з відключенням від мережі). Пристрій має межу регулювання напруги $\pm 2 \times 2,5 \%$. Підвищувальні трансформатори більшої потужності випускаються без пристроїв ПБВ.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Блок В. М. Электрические сети и системы : Учебное пособие для электрических специальностей вузов. – М.: Высшая школа, 1986. – 430 с.
2. Электрические сети и системы / Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач; под ред. Г. И. Денисенко. – Київ : Вища школа, 1986. – 584 с.
3. Веников В. А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В. А. Веников, В. Г. Журавлев, Г. А. Филиппова. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 351с.
4. ГКД 34.20.507. Технічна експлуатація електричних станцій та мереж. Правила. – Київ : Мінпаливенерго, 2003. – 598с.
5. ГОСТ 13109. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Минск : Госстандарт, 1997. – 34с.
6. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. – Київ : Мінпаливенерго, 2006. – 129 с.
7. Зуев Э. Н. Выбор основных параметров линий электропередачи районных электрических сетей в современных условиях. – М.: Информэлектро, 2003. – 64 с.
8. Идельчик В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
9. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття / Під ред. А. К. Шидловського, М. П. Ковалко. – Київ : Українські енциклопедичні знання, 2001. – 398 с.
10. Посібник з вивчення правил улаштування електроустановок. Розділ 1 Загальні правила. Глава 1.7 Заземлення і захисні заходи електробезпеки / В. Г. Стафійчук, В. Г. Сантоцький, І. Я. Капець, А. О. Квіцинський – Київ : «АСЕЛЕНЕРГО», 2008. – 156 с.

11. Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Глава 1.7. Заземлення і захисні заходи електробезпеки / Мінпаливенерго України. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ», 2006. – 66 с.
12. Правила улаштування електроустановок. Розділ 1. Загальні правила. Глава 1.9. Зовнішня ізоляція електроустановок / Мінпаливенерго України. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ», 2006. – 66 с.
13. Правила улаштування електроустановок. Розділ 2. Передавання електроенергії. Глава 2.3. Кабельні лінії напругою до 330 кВ. – Київ : «КВІЦ», 2009. – 80с.
14. Правила улаштування електроустановок. Розділ 2. Передавання електроенергії. Глава 2.4. Повітряні лінії електропередавання напругою до 1 кВ. Глава 2.5. Повітряні лінії електропередавання напругою вище 1 кВ до 750 кВ. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ», 2006. – 157с.
15. РД К28-003:2007. Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 6 до 35 кВ – Харьков : « Южкабель», 2007. – 104с.
16. Романюк Ю. Ф. Електричні системи та мережі. – Київ : Знання, 2007. – 292 с.
17. Руководство по устройству электроустановок. Технические решения Schneider Electric. / М.: «Шнейдер Электрик», 2007. – 394 с.
18. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
19. Электрические системы. / Под ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1998. – 511 с.

Навчальне видання

ПЕРЕПЕЧЕНИЙ Віталій Олександрович

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

з дисципліни

«ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ»

*(для студентів денної та заочної форм навчання
та слухачів другої вищої освіти спеціальності
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)*

Відповідальний за випуск *П. П. Рожков*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *В. О. Перепечений*

План 2017, поз. 154 Л

Підп. до друку 14.05.2019. Формат 60 x 84/16

Друк на різнографі. Ум. друк. арк. 9,6.

Тираж 50 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002.

Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 5328 від 11.04.2017.