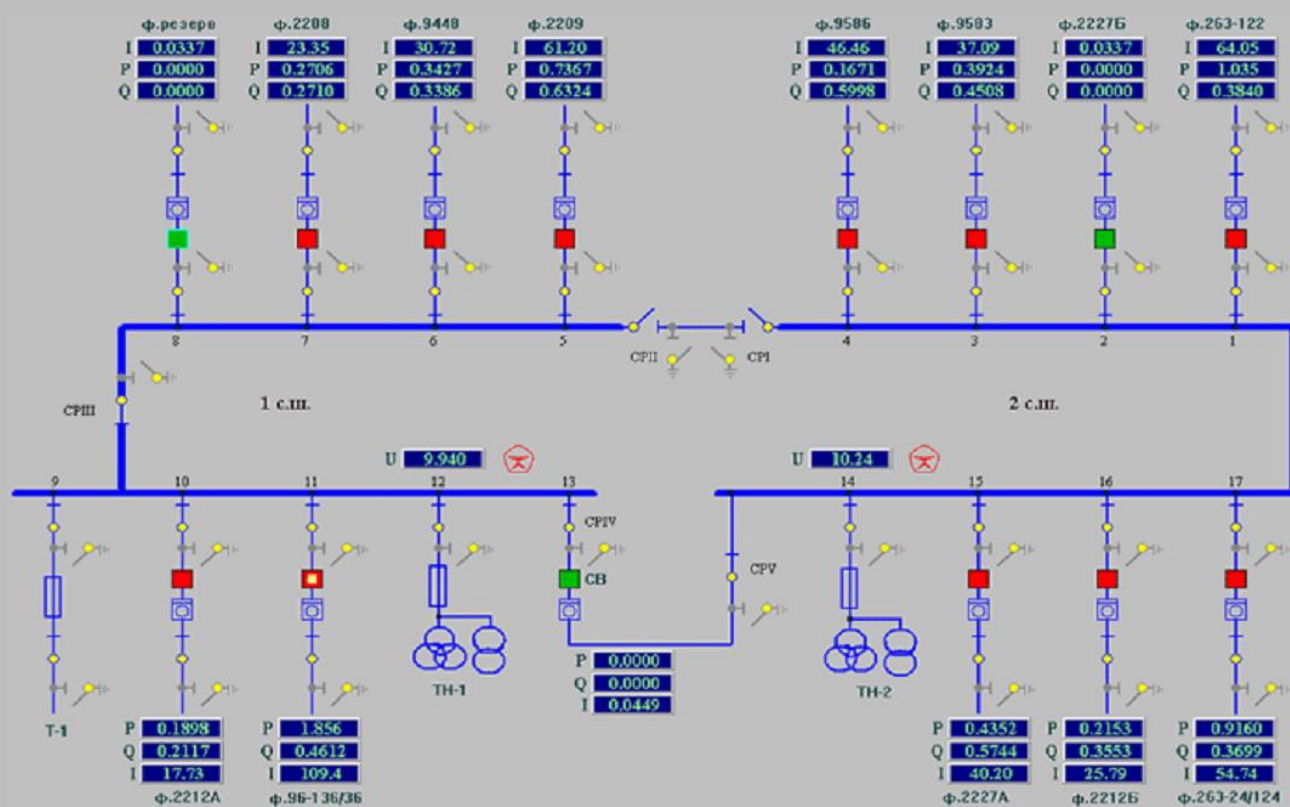


ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ

• НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

За редакцією І.Г. Абраменка



ХАРКІВ
ХНАМГ
2013

ХАРКІВСЬКА НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

За редакцією І. Г. Абраменка

Харків
ХНАМГ
2013

УДК [621.315.17](075.8)
ББК 31.29я73-6
314

Автори:

Лушкін Володимир Андрійович, доктор економічних наук, професор, заслужений енергетик України та СНД, академік Міжнародної інженерної академії, академік Академії Інженерних наук України;
Абраменко Іван Григорович, кандидат технічних наук, доцент;
Барбашов Ігор Володимирович, кандидат технічних наук, доцент;
Омеляненко Галина Вікторівна, кандидат технічних наук, доцент;
Черкашина Вероніка Вікторівна, старший викладач;
Шутенко Олег Володимирович, кандидат технічних наук, доцент

Рецензенти:

С. Ф. Артюх, доктор технічних наук, професор кафедри електричних станцій НТУ "Харківський політехнічний інститут";
А. Г. Гурін, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електроізоляційної, кабельної та конденсаторної техніки НТУ "Харківський політехнічний інститут"

Друкується за рішенням вченої Ради ХНАМГ, протокол № 4 від 30.11.2012 р.

Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних ме-
314 **реж: навч. посібник / В. А. Лушкін, І. Г. Абраменко, І. В. Барбашов та**
ін.; за ред. І. Г. Абраменка; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х. :
ХНАМГ, 2013. – 193 с.

Навчальний посібник написаний відповідно до програми підготовки бакалаврів спеціальності "Електротехнічні системи електроспоживання". Викладено теми курсу "Електричні системи та мережі" і подані завдання з прикладами розв'язання. Наведено характеристики розподільчих електричних мереж і засоби визначення параметрів їхніх усталених режимів.

Призначений для студентів електротехнічних спеціальностей, викладачів та інших читачів, які цікавляться питаннями сучасного електропостачання міст і промислових підприємств.

УДК [621.315.17](075.8)
ББК 31.29я73-6

© В. А. Лушкін, І. Г. Абраменко,
І. В. Барбашов, Г. В. Омеляненко,
В. В. Черкашина, О. В. Шутенко, 2013
© ХНАМГ, 2013

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	5
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОЗПОДІЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ	6
1.1. Основні поняття та визначення.....	6
1.2. Сучасний стан і перспективи розвитку електроенергетики України	6
1.3. Вплив електроенергетики на довкілля	10
1.4. Споживачі електроенергії.....	12
1.4.1. Класифікація споживачів	12
1.4.2. Характеристика основних типів електроприймачів.....	14
1.5. Електричні мережі.....	18
1.5.1. Вимоги до розподільних електричних мереж.....	18
1.5.2. Класифікація розподільних електричних мереж.....	19
Контрольні запитання	38
2. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ Й УМОВИ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	39
2.1. Повітряні лінії.....	39
2.1.1. Основні визначення	39
2.1.2. Проводи і троси	40
2.1.3. Опори	44
2.1.4. Ізолятори	48
2.1.5. Лінійна арматура ПЛ	49
2.1.6. Конструкції ліній різної номінальної напруги.....	51
2.1.7. Характеристика умов роботи повітряних ліній	52
2.2. Кабельні лінії	55
2.2.1. Загальні відомості	55
2.2.2. Кабелі	55
2.2.3. Конструкції кабелів	58
2.2.4. Марки кабелів.....	60
2.2.5. Кабельні муфти	62
2.2.6. Кабельні споруди	62
2.2.7. Прокладання КЛ у землі.....	62
2.2.8. Прокладання КЛ у спорудах.....	65
2.2.9. Підводна прокладка КЛ.....	66
2.2.10. Прокладання кабелів на вертикальних і крутонахилених ділянках	67
2.2.11. Захист кабелів від корозії.....	68
2.2.12. Рекомендації щодо застосування різних марок кабелів	69
2.3. Підстанції та розподільні пункти	69
2.3.1. Загальні відомості	69
2.3.2. Типи підстанцій.....	72
2.3.3. Трансформатори.....	73
2.3.4. Розподільні пристрої	76
2.4. Струмопроводи	76
2.5. Електропроводки	77
Контрольні запитання	78
3. ПІДГОТОВКА ДО РОЗРАХУНКІВ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	80
3.1. Загальні положення розрахунків режимів розподільних електричних мереж.....	80

3.2. Параметри і схеми заміщення розподільних електричних мереж	81
3.2.1. Параметри і схеми заміщення ліній розподільних електричних мереж	81
3.2.2. Параметри і схеми заміщення трансформаторів розподільних електричних мереж	87
Контрольні запитання	99
4. ВИЗНАЧЕННЯ СТРУМІВ І ПОТУЖНОСТЕЙ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	100
4.1. Розімкнені розподільні електричні мережі	100
4.2. Прості замкнені розподільні електричні мережі	100
4.2.1. Загальні характеристики простих замкнених розподільчих електричних мереж	100
4.2.2. Основні переваги замкнених мереж	101
4.2.3. Розрахунок простих замкнених мереж	102
4.3. Складні замкнені розподільчі електричні мережі	115
4.3.1. Загальні характеристики складних замкнених розподільчих електричних мереж	115
4.3.2. Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом контурних струмів (потужностей)	115
4.3.3. Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом перетворення (трансфігурації)	124
4.3.4. Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом вузлової напруги	132
4.3.5. Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом послідовних наближень	134
4.3.6. Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом накладання	139
Контрольні запитання	142
5. ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕМЕНТАХ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	143
5.1. Втрати напруги в лініях розподільчих електричних мереж	143
5.1.1. Загальні випадки розрахунку втрати напруги в лініях розподільних електричних мереж	143
5.1.2. Окремі випадки розрахунку втрати напруги в лініях трифазних розподільних мереж	145
5.1.3. Розподільні мережі напругою до 1000 В	146
5.2. Втрати напруги у трансформаторах	160
5.2.1. Втрата напруги в обмотках двообмоткових трансформаторів	160
5.2.2. Втрати напруги в обмотках триобмоткових трансформаторів	161
Контрольні запитання	162
6. ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ Й ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ	163
6.1. Втрати потужності в лініях розподільних електричних мереж	163
6.2. Втрати потужності у трансформаторах	167
6.3. Втрати електричної енергії в розподільних електричних мережах	168
Контрольні запитання	176
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	177
ДОДАТОК А	178

ПЕРЕДМОВА

Навчальний посібник призначений для студентів, що вивчають дисципліну "Електричні системи та мережі" під час навчання за спеціальністю "Електротехнічні системи електроспоживання".

В останні роки багато в чому змінилися умови та форми навчання. ВУЗи почали виконувати замовлення підприємств із підготовки фахівців, що вимагає, навіть у межах однієї спеціальності, більш індивідуального підходу до підготовки студентів, зміщенню акцентів у програмах курсів відповідно до вимог замовника. Зміни, насамперед, стосуються спеціальних курсів, до яких належить нормативна дисципліна "Електричні системи та мережі".

У посібнику поряд із традиційними питаннями аналізу і проектування електричних мереж розглянуто питання, що становлять інтерес для підготовки фахівців із експлуатації мереж, енергозбуту, енергонагляду та інших служб енергосистем.

Однією з основних причин, що спонукали авторів до написання посібника, є збільшення кількості студентів заочної форми навчання, а також створення філій із електроенергетичних спеціальностей в інших містах, характерних для багатьох ВУЗів. В умовах дефіциту літератури й обмежених можливостей у консультаціях із викладачами, виконання розрахунків електричних мереж стало доволі складним завданням для цих студентів. Тому в посібник включено необхідні довідкові матеріали та наведені приклади розв'язання основних задач розрахунку, які, на думку авторів, сприятимуть підвищенню самостійності роботи студентів.

Структура навчального посібника, зміст і методика викладення матеріалу відповідають програмі курсу "Електричні системи та мережі", розробленій на кафедрі електропостачання міст Харківської національної академії міського господарства (ХНАМГ). Під час написання книги було використано досвід викладання однойменного курсу протягом низки останніх років у ХНАМГ.

Викладені підходи до розрахунків придатні для використання в курсовому та дипломному проектах і під час розв'язання практичних завдань із проектування й експлуатації електричних систем і мереж.

Більшість розділів посібника можуть виявитися корисними для студентів електротехнічних спеціальностей інших навчальних закладів під час вивчення дисциплін, до програми яких входять питання з електропостачання.

Посібник підготовлений авторським колективом у складі:

- доктора економічних наук, професора В. А. Лушкіна – розділи 1.1–1.4;
- кандидата технічних наук, доцента І. Г. Абраменко – розділи 1.5, 2.1, 5.2, загальне редагування;
- кандидата технічних наук, доцента І. В. Барбашова – розділи 3.1– 3.2, 4.1, 4.2;
- кандидата технічних наук, доцента Г. В. Омеляненко – розділи 4.3 – 5.1;
- старшого викладача В. В. Черкашиної – розділи 2.2 – 2.3;
- кандидата технічних наук, доцента О. В. Шутенко – розділи 2.4 – 2.5, 6.1 – 6.3.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОЗПОДІЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

1.1. Основні поняття та визначення

Електрична мережа є сукупністю сполучених між собою підстанцій (ПС) і ліній електропередачі (ЛЕП).

Розрізняють такі види електричної мережі: *системоутворювальна* – електрична мережа, що об'єднує електростанції та забезпечує їхнє функціонування як єдиного об'єкта управління, одночасно здійснюючи видачу потужності електростанцій; *розподільна* – електрична мережа, що забезпечує розподіл електроенергії від джерел живлення (ДЖ).

Джерелом живлення називається розподільний пристрій (РП) електростанції або РП вторинної напруги ПС, від якого постачаються енергією мережі цієї напруги.

Підстанцією називається електроприлад, призначений для перетворення та розподілу електроенергії. Знижувальна ПС, що перетворює напругу до рівня, за якого електроенергія споживається електроприймачами, умовно позначається ТП (трансформаторна підстанція).

Приймачем електричної енергії, або електроприймачем (ЕП) називається апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії на інший вид енергії.

Примітка. Електроенергія може розподілятися не лише на ПС, але й на *розподільних пунктах* – пристроях, призначених для прийому і розподілу електроенергії на одному класі напруги (без перетворення і трансформації), що не входять до складу ПС.

Лінією електропередачі називається електроприлад, призначений для передачі електроенергії.

Споживачем електроенергії (ЕС) називається ЕП або група ЕП, об'єднані загальним технологічним процесом і розташовані на певній території.

Окрім перерахованих понять і визначень, у технічній літературі широко застосовуються терміни: *електроприлад* – сукупність машин, апаратів, ліній і допоміжного устаткування (разом зі спорудами і приміщеннями, у яких вони встановлені), призначені для виробництва, перетворення, трансформації, передачі, розподілу електроенергії та перетворення її на інший вид енергії; *електропостачання* – забезпечення споживачів електроенергією; *система електропостачання* – сукупність електроприладів, призначених для забезпечення споживачів електроенергією.

1.2. Сучасний стан і перспективи розвитку електроенергетики України

Енергетика України – стратегічна галузь національної економіки – основа функціонування загальнодержавного комплексу суспільного виробництва та забезпечення гідних умов життя населення.

Основою енергетики країни є Об'єднана енергетична система (ОЕС), що забезпечує централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів, взає-

модію з енергосистемами суміжних країн, експорт та імпорт електроенергії. ОЕС України включає 8 регіональних електроенергетичних систем – Донбаську, Дніпропетровську, Західну, Кримську, Південну, Південно-Західну, Північну та Центральну, що пов'язані між собою системоутворювальними й міждержавними ЛЕП 750 і 330–500 кВ.

На сьогодні основними виробниками електроенергії є 14 найбільш потужних тепло- і 8 гідроелектростанцій, а також 4 атомні електростанції. Характеристики деяких гідравлічних, теплових і атомних електростанцій наведені в таблицях 1.1–1.3.

Таблиця 1.1 – Найбільші гідравлічні електростанції України

Назва	Установлена потужність, МВт
Канівська	444
Кременчуцька	625
Дніпровська	1538
Дністровська	702

Таблиця 1.2 – Найбільші теплові електростанції України

Назва	Установлена потужність, МВт (на 01.01.05)	Кількість і електрична потужність турбогенераторів, шт×МВт
Вуглегірська	3600	3×800; 4×300
Запорізька	3600	3×800; 4×300
Криворізька	2820	10×282
Бурштинська	2300	8×195; 4×185
Зміївська	2150	4×275; 6×175
Ладизинська	1800	6×300
Трипільська	1800	6×300
Старобешівська	1750	10×175
Придніпровська	1765	3×285; 1×315; 4×150
Курахівська	1460	6×220; 1×200
Луганська	1325	7×175; 1×100
Зуєвська	1200	4×300

Розподіл електроенергії в ОЕС здійснюють 24 обласні акціонерні енергопостачальні компанії, енергопостачальні компанії Автономної республіки Крим і міст Києва та Севастополя.

Транспорт електроенергії від енергогенерувальних до енергопостачальних компаній магістральними електромережами, а також диспетчерські функції забезпечує Національна енергетична компанія «Укренерго», до складу якої входять 8 регіональних електроенергетичних систем із диспетчерськими центрами.

Таблиця 1.3 – Атомні електростанції Національної атомної енергогенеруючої компанії «Енергоатом»

Назва	Установлена потужність, МВт (на 01.01.05)	Кількість, електрична потужність і тип енергоблоків, шт×МВт
Запорізька	6000	6×1000 (ВВЕР)
Південно-Українська	3000	3×1000 (ВВЕР)
Рівненська	2835	2×1000; 1×420; 1×415 (ВВЕР)
Хмельницька	2000	2×1000 (ВВЕР)

Характеристика стану енергетики ОЕС України за останні роки наведена в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Характеристики стану ОЕС України

Показники	1990 р.		2000 р.		2006 р.	
	млрд кВт·г	%	млрд кВт·г	%	млрд кВт·г	%
Вироблення	296,3	100	170,8	100	192,3	100
ГЕС	10,7	3,6	11,4	6,7	12,69	6,6
АЕС	76,2	25,7	77,3	45,3	90,2	46,9
ТЕС	209,4	70,7	82,1	48,0	89,41	46,5
Електроспоживання	268,3	–	166,9	–	181,4	–
Показники	1990 р.		2000 р.		2006 р.	
	млн кВт	%	млн кВт	%	млн кВт	%
Устан. потуж. ел. ст.	54,7	100	50,9	100	52,2	100
ГЕС	4,7	8,6	4,7	9,2	4,5	8,6
АЕС	13,8	25,2	11,8	23,2	13,8	26,4
ТЕС	36,2	66,2	34,4	67,6	33,9	64,9
Макс. ел. навантаж.	41,1	–	26,3	–	28,15	–

Наразі в Україні серед нетрадиційних видів енергії найбільшу увагу приділено розвитку вітрової електроенергетики. Установлена потужність ВЕС України в 2006 р. склала 48 МВт. За розробками спеціалізованих організацій, до 2010 р. сумарна потужність ВЕС може бути доведена до 150–200 МВт, а до кінця періоду (2030 р.) – до 800–1000 МВт.

Електричні мережі Міненерго України налічують сьогодні більше 1 млн км повітряних (ПЛ) і кабельних (КЛ) ліній усіх класів напруги.

Розподільчі електричні мережі 0,4–150 кВ охоплюють усю територію України і виконують переважно функції розподілу та передачі електроенергії безпосередньо до споживачів.

Розроблена Енергетична стратегія України на період до 2030 року балансує розвиток паливно-енергетичного комплексу з розвитком економіки країни за забезпечення потреб соціальної сфери в паливно-енергетичних ресурсах.

Стратегія визначає головні цілі та завдання, основні напрями та показники, баланси виробництва і споживання, заходи з кардинального підвищення рівня енергетичної безпеки країни.

Основні цілі Енергетичної стратегії України:

1. Створення умов для постійного і якісного задоволення попиту на енергетичні продукти.

2. Забезпечення надійного функціонування енергетики, її стабільного й ефективного розвитку.

3. Підвищення рівня енергетичної безпеки.

4. Зниження енергоємності у виробництві та використанні енергетичних продуктів.

5. Зменшення техногенного навантаження на довкілля.

6. Інтеграція ОЕС України в європейську енергетичну систему з подальшим збільшенням експорту електроенергії, зміцнення позицій України як транзитної держави.

Виходячи з передбачуваного зростання ВВП, Енергетичною стратегією України до 2030 року передбачено значне зростання (у 2,2 рази) споживання електроенергії у країні – до 395 млрд кВт·г на рік за значного зниження відносної енергоємності економіки. Крім того, передбачена можливість експорту електроенергії до 2,5 млрд кВт·г на рік після 2020 року.

Надійне та безперебійне задоволення зростаючого попиту на електроенергію можливе лише за умови відповідного випереджаючого розвитку генеруючих потужностей і ліній електропередач ОЕС України.

До 2030 року величина генеруючих потужностей в ОЕС України має зрости в 1,7 рази і скласти 85500 МВт згідно з наступною структурою: АЕС – 33,3 %; ТЕС і ТЕЦ – 47,6 %; ГЕС/ГАЕС – 11,9 %; блок-станції та інші джерела – 7,1 %.

Виходячи з потреб в електроенергії на прогнозований період і оптимізованого балансу, виробництво електроенергії в 2030 році матиме таку структуру: АЕС – 52,1 %; на ТЕС, ТЕЦ блок-станціях – 43,5 %, на ГЕС/ГАЕС та за іншими джерелами – менше 5 %. Ця структура виробництва електроенергії забезпечить економічну та надійну роботу ОЕС України.

Основні напрями розвитку електричних мереж у період до 2030 року зводяться до наступного:

1. Технічне переозброєння та реконструкція системоутворювальних і розподільних мереж.

2. Забезпечення надійної й економічної роботи електростанцій і основних системоутворювальних мереж.

Функції системоутворювальної мережі зберігаються за мережами 330 і 750 кВ.

Розвиток мережі здійснюватиметься за рахунок спорудження:

- ліній видачі потужності електростанцій;
- ліній, що забезпечують посилення системоутворювальних зв'язків як усередині окремих енергорайонів, так і між регіонами;
- ліній для забезпечення електропостачання великих вузлів навантаження.

Розвиток мережі 750 кВ буде спрямовано на формування широтних магістралей, що в поєднанні з поперечними зв'язками забезпечить необхідну пропускну спроможність між регіонами ОЕС.

У цілому для забезпечення надійного електропостачання споживачів ОЕС в період до 2030 року необхідно ввести близько 5000 км системоутворювальних ПЛ і майже 25000 МВА трансформаторної потужності.

Передбачається широке вживання прогресивних технічних рішень:

- лінійних конструкцій підвищеної надійності;
- вузькобазових опор;
- багатоланцюгових ліній;
- кабельних ліній 330 кВ із полімерною ізоляцією;
- полімерних ізоляторів.

1.3. Вплив електроенергетики на довкілля

Енергетика входить як підсистема у глобальну систему життєдіяльності країни. Розвиток і життя суспільства наразі неможливі без енергетики, яка визначає прогрес усього народного господарства. Проте при розгляді переваг енергетики необхідно також враховувати її негативний вплив на довкілля.

Усі прояви шкідливого впливу на довкілля, спричинені різними електротехнічними об'єктами, можна позділити на групи [4].

1. *Забруднення повітря, води і ґрунту* відходами при спалюванні палива на теплових електростанціях у вигляді газів, золи, сірки та ін., які викидаються в повітря, ґрунт і воду, та від поховання використаних радіоактивних речовин на атомних електростанціях. Для зменшення цього слід застосовувати краще паливо та спеціальні очисні споруди (електрофільтри тощо.).

2. *Виділення в довкілля невикористаної енергії* у вигляді теплоти газів, що відходять, і підігрів холодної води.

3. *Вплив електромагнітного поля на живі організми.* Вплив магнітного й електричного полів зазвичай розглядається окремо. Шкідлива дія магнітного поля на живі організми, і в першу чергу на людину, виявляється лише за дуже високих напруженностей порядку 150–200 А/м, що виникають на відстанях до 1–1,5 м від дротів ПЛ, і становить небезпеку при роботі під напругою.

Безпосередній (біологічний) вплив електричного поля на людину пов'язаний з дією на серцево-судинну, центральну та периферійну нервові системи, м'язові тканини й інші органи. При цьому можливі зміни тиску та пульсу, серцебиття, аритмія, підвищена нервова збудливість і стомлюваність. Шкідливі наслідки перебування людини в сильному електричному полі залежать від напруженості поля та від тривалості його дії.

Для експлуатаційного персоналу ПС і ліній установлена допустима тривалість періодичного і тривалого перебування в електричному полі при напруженостях на рівні голови людини (1,8 м над рівнем землі): 0,5 кВ/м – час перебування необмежений; 10 кВ/м – 180 хв; 15 кВ/м – 90 хв; 20 кВ/м – 10 хв; 25 кВ/м – 5 хв. Виконання цих умов забезпечує самовідновлення організму протягом доби без залишкових реакцій і функціональних або патологічних змін.

У разі неможливості обмеження часу перебування персоналу під впливом електричного поля застосовується екранування робочих місць: тросові екрани над дорогами, що екранують козирки та навіси над шафами керування, вертикальні екрани між фазами, з'ємні екрани при ремонтних роботах, індивідуальні засоби та ін. Для захисту населення вживаються заходи організаційного характеру: попереджувальні плакати, роз'яснювальна робота. Надійний екрануючий ефект створюють чагарники заввишки 3–3,5 м і плодові дерева заввишки 6–8 м, що зростають під ПЛ, оскільки кущі і плодові дерева мають достатню провідність і виконують роль екрана на висоті, що перевищує зріст людини або висоту транспортних засобів.

Непряма дія електричного поля полягає у виникненні струму або короткочасних розрядів при торканні людини, що має хороший контакт із землею, ізолюваних об'єктів або, навпаки, при торканні ізолюваної від землі людини заземлених об'єктів. Такі явища пояснюються наявністю підвищених потенціалів і ЕРС, наведених на машинах, механізмах або протяжних металевих предметах, ізолюваних від землі. Розрядний струм, що протікає через людину, залежить від напруги лінії, активного опору людини, об'єму і ємкості об'єктів відносно лінії. Тривалий струм, що сягає 1 мА, для більшості людей є «порогом сприйняття». При струмі 2–3 мА виникає переляк, при 8–9 мА («поріг відпуску») – больові відчуття та м'язові судоми. Струми понад 100 мА, що протікають через людину більше 3 с, можуть призвести до смертельного наслідку. Короткочасні іскрові розряди, при яких через людину протікає імпульсний струм навіть з чималими амплітудними значеннями, не становлять небезпеки для життя.

Наразі розробляються заходи зі зменшення напруженості електричного поля шляхом її компенсації: монтаж на тих же опорах ліній нижчої напруги з меншою висотою підвісу, але з протилежним електричним полем; зближення дротів двох ліній із протилежними потенціалами; використання тросів для створення протилежних полів і так далі.

4. Збільшення шуму. Джерелами шуму є всі енергетичні об'єкти.

На лініях має місце: акустичний шум (один із проявів інтенсивної корони на дротах) і радіоперешкоди, що виникають при короні на дротах, часткових розрядах і короні на ізоляторах і деталях арматури, іскріннях у контактах лінійної арматури.

Останнім часом у практиці будівництва й експлуатації все частіше доводиться стикатися з питаннями боротьби з шумом від близьких до житлових масивів ПС. Джерелами шуму на ПС є трансформатори, вентилятори та насоси систем охолодження, синхронні компенсатори, повітряні вимикачі. Зниження шуму досягається спеціальним розміщенням ПС, уживанням шумозахисних перегородок.

5. *Вилучення з користування землі та води.* Спорудження енергетичних об'єктів вимагає відчуження значних площ. При цьому нерідко з користування вилучаються землі, які становлять інтерес для інших галузей економіки. Питання відчуження майданчиків під будівництво електростанцій і мереж у густонаселеній частині будь-якої країни є складним державним завданням.

Не зважаючи на невелику частку, що займають електромережні об'єкти порівняно з майданчиками електростанцій, у ряді випадків у густонаселених районах приймаються особливі технічні рішення для зниження відведень землі: розповсюдження багатоланцюгових ліній (до чотирьох–шести ланцюгів різної напруги на одній опорі), упровадження устаткування з елегазовою ізоляцією, частіше вживання кабельних ліній.

6. *Естетична дія ліній.* У районах із високою густотою населення одночасно з економічними та технічними проблемами з'являються проблеми естетичної дії цих ліній на довкілля. Для кращого візуально-естетичного сприйняття рекомендується: вибір опор, що відповідають вимогам промислової естетики і правильним архітектурним формам; природне прикриття (екранування) у вигляді лісу, пагорбів та ін.; маскування (забарвлення) елементів ліній для зниження їхнього блиску; використання дволанцюгових опор або опор різної висоти.

1.4. Споживачі електроенергії

1.4.1. Класифікація споживачів

Основними споживачами активної та реактивної потужностей є промисловість і будівництво, сільськогосподарське виробництво, електрифікований транспорт, споживачі побуту і сфери обслуговування в містах і сільській місцевості [6].

Залежно від експлуатаційно-технічних ознак ЕС усі споживачі систематизуються:

1) *за режимом роботи ЕС:*

– із тривало незмінним або малозмінним навантаженням, за якого вони можуть працювати тривалий час без підвищення температури окремих своїх частин понад допустиму;

– із короткочасним навантаженням, за якого за час роботи температура їхніх окремих частин не досягає сталого значення, а в період відключення вони практично встигають охолотитися до температури довкілля;

– із повторно-короткочасним навантаженням, за якого робочі періоди ЕС чергуються з короткочасними періодами відключення, а тривалість усього циклу не перевищує 10 хв; при цьому нагрів не перевищує допустимого, а охолодження не досягає температури довкілля;

2) *за потужністю та напругою ЕС:*

– велика потужність (80–100 кВт і вище) напругою 6–10 кВ;

– мала та середня потужності (нижче 80 кВт) напругою 0,38–0,66⁰ кВ;

3) *за родом струму ЕС:*

- змінний струм частотою 50 Гц;
- змінний струм підвищеної або зниженої частоти;
- постійний струм.

4) *за необхідним ступенем надійності живлення ЕС* залежно від наслідків, які можуть мати місце при раптовому припиненні подачі електроенергії, поділються на три категорії [2].

Для ЕС I категорії перерва електропостачання може спричинити небезпеку для життя людей, значний збиток господарству, пошкодження дорогого основного устаткування, масовий брак продукції, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування особливо важливих елементів комунального господарства. До цієї категорії належать ЕС операційних лікарень, шахт, копалень, залізниць, доменних і електролізних цехів, телевізійних центрів, радіостанцій, центральних вузлів радіозв'язку і телеграфу, телефонних станцій, водопроводу та каналізації, метро, споруд і об'єктів із масовим скупченням людей, що діють при штучному освітленні (театри, центральні універмаги, стадіони тощо.), а також сукупність міських споживачів із загальним навантаженням більше 10 МВА і тваринницькі комплекси, що виробляють продукцію на промисловій основі.

Із складу ЕС I категорії виділяється особлива група ЕС, безперебійна робота яких необхідна для безаварійної зупинки виробництва, щоб запобігати загрозі життя людей, вибухам, пожежам і пошкодженням дорогого основного устаткування.

Для ЕС II категорії перерва електропостачання призводить до масової недовидачі продукції, масових простоїв робітників, механізмів і промислового транспорту, порушення нормальної діяльності значної кількості міських і сільських жителів. До цієї категорії належать ЕС цехів масового потокового виробництва машинобудівної промисловості, підприємства легкої промисловості, водопровідні й каналізаційні підкачування, крупні магазини, фабрики-пральні, будівлі висотою більше п'яти поверхів, багатоквартирні будинки з електроплитами, адміністративно-суспільні, лікувальні, дитячі установи, школи та навчальні заклади, групи міських споживачів із загальним навантаженням від 300 до 1000 кВА.

До ЕС III категорії належать усі останні ЕС, що не відповідають визначенням I і II категорій. Це ЕС допоміжних цехів підприємств, невеликих селищ і т.д.

Електропостачання ЕС I категорії має забезпечуватися електроенергією від двох незалежних взаємнорезервуючих ДЖ, і перерва в енергопостачанні може бути допущена лише на час автоматичного відновлення живлення.

Незалежним ДЖ називається джерело, на якому зберігається напруга при її зникненні на інших джерелах. До незалежних ДЖ належать дві секції системи шин електростанції або ПС за одночасного виконання таких умов:

1) кожна з секцій або систем шин, у свою чергу, має живлення від незалежного джерела;

2) секції або система шин не сполучені між собою або мають зв'язок, що автоматично відключається при порушенні нормальної роботи однієї з секцій або систем шин.

Електропостачання особливої групи ЕС I категорії має передбачатися від трьох незалежних взаємнорезервуючих ДЖ. У якості третього незалежного ДЖ для особливої групи ЕС і другого незалежного ДЖ для останніх ЕС I категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї.

Електропостачання ЕС II категорії рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаємнорезервуючих ДЖ, і перерва в їхньому електропостачанні може бути допущена на час, необхідний для включення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Допускається живлення ЕС II категорії по одній ПЛ, у тому числі з кабелюною вставкою, якщо забезпечена можливість проведення аварійного ремонту цієї лінії за час не більше 1 доби. Допускається живлення ЕС II категорії по одній КЛ, яка складається не менш ніж із двох кабелів, приєднаних до одного загального апарата. За наявності централізованого резерву трансформаторів і можливості заміни трансформатора, що пошкодився, за час не більше 1 доби допускається живлення ЕС II категорії від одного трансформатора.

Електропостачання ЕС III категорії може виконуватися від одного ДЖ за умови, що перерви електропостачання, необхідні для ремонту або заміни пошкодженого елемента, не перевищують 1 доби.

1.4.2. Характеристика основних типів електроприймачів

Властивості ЕС, увімкнених у мережу, обумовлюють характер навантаження мережі та її техніко-економічні показники, здійснюють безпосередній вплив на якість електроенергії. Так, ЕС, що створюють нерівномірні за фазами навантаження, викликають несиметрію струмів і напруги; нелінійні ЕС, становлячи джерела вищих гармонік струмів і напруги в електричних мережах, збільшують відхилення напруги, втрати потужності й енергії в мережі, нагрів машин; через вплив струмів вищих гармонік, окрім цього, відбуваються пошкодження конденсаторів.

Електроприймачі з різко змінним поштовховим навантаженням створюють у мережах коливання напруг, які призводять до мигання ламп, відмови від роботи електронної апаратури, погіршення роботи двигунів. Періодичне ударне навантаження великої потужності може викликати періодичні коливання частоти обертання двигунів (гойдання). Якщо потужність двигунів порівнянна з потужністю системи, то виникають гойдання генераторів.

Таким чином, для нормальної роботи мереж, поліпшення їхніх техніко-економічних показників і стабілізації параметрів електроенергії залежно від характеру увімкнених ЕС мають вживатися ті або інші технічні заходи. При цьому в мережах із несиметричними навантаженнями можуть бути використані симетрувальні пристрої, у мережах з нелінійними приладами – поперечні філь-

три, що налаштовуються на певні частоти. Для зниження впливу коливань напруги можуть бути застосовані швидкодіючі статичні тиристорні пристрої або установки подовжньо-ємкісної компенсації, використані раціональні схеми електропостачання (наприклад, роздільне живлення силових і освітлювальних ЕС). Аби уникнути гойдань, зменшують електричну віддаленість двигунів потужних ударних навантажень від ДЖ із постійною частотою обертання. Для цього використовують подовжньо-ємкісну компенсацію.

Для мереж з ЕС, які споживають значну реактивну потужність, має бути розглянута можливість застосування відповідних засобів для її компенсації.

Особливості роботи ЕС мають враховуватися при проектуванні, аналізі режимів, а також експлуатації мереж, від яких живляться ці ЕС. Нижче наводяться деякі показники роботи основних типів ЕС.

Освітлювальні ЕС. Для електричного освітлення застосовують два типи джерел світла: лампи розжарювання та газорозрядні люмінесцентні для ламп низького тиску і ртутні високого тиску з виправленою кольоровістю.

Лампи розжарювання загального призначення випускаються потужністю 40–1500 Вт, відрізняються простотою конструкції, безперервним спектром світла, зручністю в експлуатації й вживаються переважно в освітлювальних установках житлових будівель, використовуються для місцевого освітлення й освітлення вибухонебезпечних приміщень. Недоліками ламп розжарювання є низькі значення ККД і терміну служби.

Газорозрядні лампи мають високу світлову віддачу, вони значно економніші за лампи розжарювання, проте для їхнього ввімкнення потрібна спеціальна пускорегулювальна апаратура, що призводить до додаткових втрат потужності, зниження коефіцієнта потужності, збільшення вартості світильників.

Люмінесцентні лампи низького тиску широко застосовуються для освітлення виробничих і суспільних будівель. Окрім необхідності в пускорегулювальних апаратах, до їхніх недоліків відносять значну вартість, великі розміри, що обмежують потужність ламп (15–200 Вт), і залежність терміну служби від частоти вмикань, коливань напруги, температури довкілля.

Дугові ртутні люмінесцентні лампи високого тиску з виправленою кольоровістю типу ДРЛ випускаються потужністю 80–1000 Вт. Вони мають високу світлову віддачу, займають порівняно невеликий об'єм, високоекономічні, їхні параметри не залежать від температури довкілля, що дозволяє використовувати їх для освітлення вулиць і площ у великих містах.

Електричні світильники є однофазним навантаженням, але при правильному їхньому розподілі між фазами можна досягти практично рівномірного навантаження за фазами. Значення освітлювального навантаження змінюється залежно від часу доби, року й географічного положення. Коефіцієнт потужності ламп розжарювання дорівнює 1, газорозрядних ламп 0,5–0,6. Для зниження споживаної цими лампами реактивної потужності її компенсують за допомогою конденсаторів, що встановлюються біля кожного світильника або для групи світильників. При вмиканні газорозрядних ламп у мережу з'являються вищі гармоніки струму.

Силові загальнопромислові установки. Під загальнопромисловими розуміють такі установки, які є на всіх промислових підприємствах, незалежно від специфіки їхнього виробництва. До силових загальнопромислових установок належать компресори, вентилятори, насоси, підйомно-транспортні пристрої. Основними силовими ЕС цих установок є двигуни, переважно асинхронні.

Двигуни компресорів, вентиляторів і насосів працюють у тривалому режимі і, здебільшого, належать до ЕС першої категорії. Вони створюють симетричне за фазами навантаження. Потужність – до 1000 кВт, напруга 0,22–10 кВ, коефіцієнт потужності 0,8–0,85.

Для приводу крупних насосів, компресорів і вентиляторів можуть використовуватися синхронні двигуни, що працюють із випереджаючим коефіцієнтом потужності.

Двигуни підйомно-транспортних пристроїв у поворотно-короткочасному режимі можуть живитися змінним струмом частотою 50 Гц або постійним струмом. Для них характерні часті поштовхи навантаження. Навантаження на боці змінного струму майже симетричне за фазами, коефіцієнт потужності 0,3–0,8. Підйомно-транспортні пристрої належать до ЕС першої або другої категорії.

Перетворювальні установки. Ці установки призначені для перетворення трифазного струму на постійний або трифазного струму промисловою частотою 50 Гц на три- або однофазний струм зниженої, підвищеної або високої частоти. Перетворювальні установки використовуються в електролізному, гальванічному та прокатному виробництвах, електротязі, деяких видах електрозварювання та ін. Залежно від типу перетворювача розрізняють установки напівпровідникові, з ртутним або механічним випрямлячами, з двигунами-генераторами. Перетворювальні установки можуть мати велику одиничну потужність. Наприклад, напівпровідникові перетворювачі тиристорів у прокатному виробництві металургійних підприємств працюють при струмі 10000 А і напрузі 1050 В, в електролізному виробництві хімічної промисловості – при струмі 50000 А і напрузі 450 В. Перетворювальні установки є нелінійними навантаженнями і, окрім спотворення форми кривої напруги, характеризуються великими втратами реактивної потужності. У деяких випадках (наприклад, в електропотягах великої потужності з вентилями) створюють ще й несиметрію навантаження. Належать до ЕС першої або другої категорії.

Прилади електрозварювань. Розрізняють прилади електрозварювань змінного або постійного струму. Прилад *постійного струму* складається із зварювального генератора постійного струму і двигуна змінного струму з коефіцієнтом потужності 0,7–0,8 (при холостому ході до 0,4). Навантаження в живильній мережі змінного струму за режимом роботи – змінне, за фазами розподіляється рівномірно. Вхідні у прилад випрямлячі створюють нелінійність.

Прилади електрозварювань змінного струму мають потужність до 1500 кВт, напругу 220 В (50 Гц). Вони працюють у повторно-короткочасному режимі і є однофазним нерівномірним навантаженням у вигляді зварювальних трансформаторів для дугового зварювання і зварювальних апаратів для контактного зварювання. Коефіцієнт потужності 0,3–0,35 для дугового зварювання і 0,4–0,7

– для контактного. Зварювальні прилади спричиняють значні коливання напруги в мережах. Належать до ЕС другої категорії.

Прокатні прилади. Електроприводи сучасних прокатних установок відрізняються великою потужністю і великою кількістю електродвигунів. Наприклад, для слябінга 1150 використовуються 400 двигунів загальною потужністю 35 МВт.

Навантаження прокатних приладів за характером періодичне, різкозмінне, ударне з накидами реактивної потужності при прокаті металу; при ввімкненні перетворювачів – нелінійне.

Електричні печі й електротермічні прилади. Ці пристрої служать для нагріву, розплавлення металів, гартування і т.д. За способом перетворення електричної енергії на теплову розрізняють печі опору, індукційні печі, дугові печі та печі зі змішаним нагрівом.

У *печах опору* нагрів виробу здійснюється від спеціальних нагрівальних елементів або за рахунок струму, що пропускається через виріб. Печі випускаються одно- і трифазними, потужністю від одиниць до декількох тисяч кіловат, коефіцієнт потужності 0,7–1; живляться вони струмом промислової частоти 50 Гц при напрузі 380 В. Належать до ЕС другої категорії.

В *індукційних печах* використовується тепло, що виділяється при проходженні індукційного струму; вони застосовуються для плавлення кольорових металів і їхніх сплавів, виплавки високоякісної сталі, гарту, крізного нагріву діелектриків. Печі конструюються одно-, дво- і трифазними, потужністю до декількох тисяч кіловат. Живлення здійснюється струмом промислової частоти 50 Гц при напрузі 380 В і вище, а також струмом підвищеної частоти 500–10000 Гц від тиристорних або електромашинних перетворювачів. Вони є нелінійними навантаженнями з високим споживанням реактивної потужності (коефіцієнт потужності 0,05–0,25). Належать до ЕС другої категорії.

У *дугових печах* нагрівання й розплавлення металу здійснюється теплом, що виділяється електричною дугою, яка горить між вугільними електродами або між електродом і розтоплюваним металом. Це сталеплавильні печі або печі для виплавки міді та її сплавів. Живлення здійснюється трифазним струмом промислової частоти від спеціальних пічних трансформаторів або постійним струмом від електромашинних перетворювачів і напівпровідникових випрямлячів. Дугові печі є різко-змінними нелінійними навантаженнями із значним вжитком реактивної потужності, що викликають, окрім спотворення форми кривої, несиметрію й коливання напруг. Належать до ЕС першої категорії.

До *печей зі змішаним нагрівом належать* рудотермічні печі та печі електрожувільної переплавки. Рудотермічні печі, у яких матеріал нагрівається теплом, що виділяється при протіканні струму по шихті, використовуються для здобуття феросплавів, корунду, виплавки чавуну, свинцю, сублімації фосфору. У печах електрожувільної переплавки, які використовуються для здобуття високоякісних сталей і спеціальних сплавів, нагрівання здійснюється за рахунок тепла, що виділяється в жужелі при проходженні по ній струму. Жужіль розплавляється теплом електричної дуги. Печі зі змішаним нагрівом живляться струмом промислової частоти через знижувальні трансформатори. Виконують-

ся здебільшого однофазними з коефіцієнтом потужності 0,85–0,95; є несиметричними навантаженнями. Рудотермічні печі належать до ЕС другої категорії, печі електроплавильної переплавки – до ЕС першої категорії.

Побутові ЕС. До побутових ЕС належать:

- побутові машини (підлогонатирачі, пилотяги, вентилятори, пральні машини і т. п.) з асинхронними двигунами, що працюють при коефіцієнті потужності 0,6–0,7 і відносно нетривалий час протягом року;

- побутові апарати (холодильники, кондиціонери, трансформатори, стабілізатори напруги і т. п.). У холодильниках застосовуються асинхронні двигуни з коефіцієнтом потужності 0,56. Робота холодильників характеризується регулярним включенням і відключенням із сумарною тривалістю включеного стану приблизно 1200 год./рік. Кондиціонери повітря для житлових будівель обладнуються асинхронними двигунами з коефіцієнтом потужності 0,7–0,85 і у спекотні дні працюють із великою тривалістю (майже цілодобово);

- електричні нагрівальні прилади (стаціонарні кухонні плити, радіатори, що гріють панелі й підлоги, водонагрівальні колонки та переносні електроплити, праски і т. д.). Нагрівальні прилади споживають практично лише активну потужність, працюють при напрузі 127 і 220 В, тривалість їхньої роботи залежить від багатьох умов, включаючи структуру тарифу на електроенергію;

- ЕС культурно-побутового призначення (телевізори, радіоприймачі, магнітофони, електропрогравачі й т.д.). Основний вплив на навантаження мережі здійснюють телевізори та радіоприймачі. Коефіцієнт потужності телевізорів при нормальній роботі дорівнює 0,9–0,92, проте при підключенні їх через стабілізатори коефіцієнт потужності комплексу телевізора – стабілізатор істотно погіршується.

У цілому склад побутових ЕС не лише кількісно, але і якісно впливає на навантаження мережі, оскільки сучасні побутові ЕС споживають значну реактивну потужність.

Технологічні устаткування в житлових і громадських будівлях. До технологічних установок у житлових будівлях належать ліфти, пожежні насоси, насоси водопостачання та інших сантехнічних установок. Навантаження цих силових ЕС становить більше 10 % загального навантаження будівлі висотою до п'яти поверхів і зростає при більшій поверховості будівель. Коефіцієнт потужності в середньому становить 0,7. Силове навантаження культурно-побутових, освітніх і комунальних установ сумірна з освітлювально-побутовим навантаженням житлових будівель. Його коефіцієнт потужності перебуває в межах 0,5–0,9.

1.5. Електричні мережі

1.5.1. Вимоги до розподільних електричних мереж

До електричних мереж, які служать для передачі електроенергії від місця виробництва до місця вжитку та розподілу електроенергії між споживачами, висуваються такі вимоги:

1) *забезпечувати надійне, а для ЕС I категорії безперебійне електропостачання*. Під надійністю мережі розуміють вірогідність безвідмовної її роботи впродовж заданого часу при забезпеченні необхідної якості електроенергії. Надійним вважається електропостачання, при якому в разі аварійних пошкоджень елементів мережі живлення ЕС відновлюється протягом часу, необхідного для виробництва ручних перемикачів без виконання ремонту пошкодженого елемента. Безперебійним вважається електропостачання, при якому в разі аварійних пошкоджень живлення ЕС не порушується або має місце перерва в подачі електроенергії на час роботи автоматичних пристроїв;

2) *постачати ЕС електроенергію необхідної якості*. Якість електроенергії характеризується показниками, що визначають ступінь відповідності напруги та частоти в мережі їхнім нормованим значенням;

3) *задовольняти умови економічності споруди й експлуатації*. При цьому мають виконуватися також технічні вимоги, спрямовані на вживання найбільш досконалих технічних рішень і забезпечення якнайповнішого та раціональнішого використання устаткування. Економічність є найбільш загальним критерієм, що розглядається спільно з вимогами надійності електропостачання. Щоб мережа була економічною, необхідний вибір найбільш доцільних конфігурацій, напруги, перетинів дротів і т.д. Тому варіанти рішень оцінюються (порівнюються між собою) за встановленими наразі критеріями економічної ефективності капітальних вкладень [7].

Електричні мережі повинні *забезпечувати безпеку і зручність експлуатації*, а також *можливість розвитку без докорінного переоблаштування*. Обов'язковою умовою є *випереджаючий розвиток* електричних мереж в електроенергетиці (при випереджаючому розвитку енергетики в народному господарстві).

1.5.2. Класифікація розподільних електричних мереж

Електричні мережі класифікують за рядом показників, що характеризують як мережу в цілому, так і окремі її елементи.

1. За *струмом* розрізняють мережі змінного й постійного струму.

Трифазний змінний струм 50 Гц має ряд переваг порівняно з постійним:

1) можливість трансформації з однієї напруги на іншу в широких межах;

2) можливість передачі великих потужностей на великі відстані, що досягається трансформацією напруги генераторів у вищу напругу для передачі електроенергії по лінії та зворотною трансформацією високої напруги в низьку на приймальному пункті. За такого способу передачі електроенергії втрати в лінії зменшуються, оскільки вони залежать від струму в лінії, а струм за однієї і тієї ж потужності тим менший, чим вища напруга;

3) при трифазному змінному струмі конструкція асинхронних електродвигунів проста та надійна (немає колектора). Конструкція СГ змінного струму також простіша за генератор постійного струму (відсутній колектор та ін.);

До переваг постійного струму слід віднести:

1) відсутність реактивного складника струму (можливе повне використання ліній);

2) зручне і плавне регулювання у великих межах кількості обертів електродвигунів постійного струму;

3) великий початковий обертовий момент у серієсних двигунів, що широко вживаються в електротязі та кранах;

4) можливість електролізу та ін.

Поширеними є мережі трифазного змінного струму. При великій кількості ЕС однофазного струму від трифазної мережі робляться однофазні відгалуження.

Мережі постійного струму споруджуються для живлення промислових підприємств (електролізних цехів, електричних печей і т. д.), міського електро транспорту (трамвая, тролейбуса, метрополітену). Електрифікація залізничного транспорту здійснюється як на постійному, так і змінному струмі.

Постійний струм використовують також для передачі енергії на значні відстані, оскільки застосування змінного струму з цією метою пов'язане з труднощами забезпечення стійкої паралельної роботи генераторів електростанцій. Проте на постійному струмі при цьому працює лише лінія, на живильному кінці якої змінний струм перетворюється на постійний, а на приймальному кінці відбувається інвертування постійного струму на змінний.

Постійний струм може бути використаний в електропередачах змінного струму для організації зв'язку двох електроенергетичних систем у вигляді вставки постійного струму – електропередачі постійного струму «нульової довжини», коли дві системи з'єднуються між собою через вирівнювально-перетворювальний пристрій. При цьому відхилення частоти в кожній із систем майже не відбивається на потужності, що передається.

2. За *напругою* електричні мережі поділяються на мережі напругою до 1 кВ і вище 1 кВ.

Кожна електрична мережа характеризується номінальною напругою, за якої забезпечується нормальна й найбільш економічна робота устаткування та ЕС.

Розрізняють номінальну напругу генераторів, трансформаторів, мереж і ЕС.

Номінальна напруга мережі збігається з номінальною напругою ЕС, а номінальна напруга генератора за умовами компенсації втрат напруги в мережі приймається на 5 % вище за номінальну напругу мережі.

Номінальна напруга трансформатора встановлюється для його первинної та вторинної обмоток при холостому ході. У зв'язку з тим, що первинна обмотка трансформатора є приймачем електроенергії, для знижувального трансформатора її номінальна напруга приймається рівною номінальній напрузі мережі. Напруга вторинної обмотки трансформатора, що живить мережу, при навантаженні повинна має на 5 % вище за номінальну напругу мережі. Оскільки при навантаженні відбувається втрата напруги в самому трансформаторі, то номінальна напруга (тобто напруга холостого ходу) вторинної обмотки трансформатора приймається на 10 % вище за номінальну напругу мережі.

У таблиці 1.4 наведена номінальна міжфазна напруга електричних мереж трифазного струму частотою 50 Гц.

Номинальна міжфазна/фазна напруга, В, змінного трифазного струму за ГОСТ 21128-75 приймається:

Джерела та перетворювачі	42/24	230/133	400/230	690/400
Мережі й ЕС	40/23	220/127	380/220	660/380

Електричні мережі за напругою умовно поділяються на мережі низької (220–660 В), середньої (6–35 кВ), високої (110–220 кВ), надвисокої (330–750 кВ) і ультрависокої (1000 кВ і вище) напруги.

Таблиця 1.4 – Номинальна міжфазна напруга, кВ, за ГОСТ 721-77

Ме- режі та ЕС	Гене- ратори та СК	Трансформатор і автотрансформатори				Найбільша робоча напруга електроус- таткування
		без РПН		з РПН		
		Обмотки		Обмотки		
		первинні	вторинні	первинні	вторинні	
(3)	(3,15)	(3); (3,15)	(3,15); (3,3)	–	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6	7,2
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11	12
20	21	20	22	20; 21	22	24
35		35	38,5	35; 36,75	38,5	40,5
110			121	110; 115	115; 121	126
(150)			(165)	(158)	(158)	(172)

Основна шкала напруги України [1]: 10(6)/35/110(150)/330/750 кВ. У Луганській області використовується шкала 10(6)/35/110/220 кВ, у Закарпатській – 10(6)/35/110/220/400 кВ, у Східному Криму – 10(6)/35/110/220 кВ. Основними розподільними мережами є мережі 110 кВ (у Дніпропетровській, Запорізькій, Кіровоградській, Миколаївській і Херсонській областях і прилеглих до них районах – 150 кВ). На цій напрузі здійснюється електропостачання промислових підприємств і вузлів, великих міст, електрифікація залізничного і трубопровідного транспорту, перший рівень розподілу електроенергії в сільській місцевості. Напруга 35 кВ використовується для створення центрів живлення (ЦЖ) мереж 6 і 10 кВ здебільшого в сільській місцевості. Зі зростанням електричних навантажень у ряді районів намічається тенденція до обмеження розвитку мереж 35 кВ і заміни їх мережами 110 кВ. Напруга 6–10 кВ призначена для розподільних мереж у містах, сільській місцевості й на промислових підприємствах; переважає напруга 10 кВ, мережі 6 кВ застосовуються за наявності на підприємствах значного навантаження (електродвигунів) з номінальною напругою 6 кВ. Вживання напруги 3 кВ для мереж, що проектуються, не рекомендується.

У транспорті та промисловості використовується така напруга постійного струму: для контактної мережі, що живить трамваї і тролейбуси, – 600 В, вагони метрополітену, – 825 В; для електрифікованих залізниць – 3300 і 1650 В; ві-

дкриті гірські розробки обслуговуються тролейвозами й електровозами, що живляться від контактної мережі 600, 825, 1650 і 3300 В; підземний промисловий транспорт використовує напругу 275 В. Мережі дугових печей мають напругу 75 В, електролізних установок – 220–850 В.

3. За *конструктивним виконанням* розрізняють повітряні та кабельні мережі, провідні і струмопровідні.

4. За *розташуванням* мережі поділяються на зовнішні та внутрішні. Зовнішні мережі виконують неізолюваними й ізолюваними дротами, кабелями (підземними, підводними); внутрішні кабелями, неізолюваними та ізолюваними дротами, шинами.

5. За *характером споживання* розрізняють мережі міські, промислові, сільські, електрифікованих залізниць, магістральних нафто- і газопроводів, електричних систем.

Міські мережі характеризуються високою густотою електричних навантажень (до 12 МВА/км²) і великою кількістю різнорідних споживачів, розміщених на обмеженій площі. При цьому потрібна висока надійність електропостачання, оскільки електроенергія відіграє вирішальну роль у забезпеченні нормальної життєдіяльності міста. Із урахуванням цих особливостей міські мережі утворюють специфічні системи електропостачання, що охоплюють усіх споживачів, які містять промислові підприємства, електрифікований транспорт та ін. Основними ДЖ міст є місцеві електростанції та районні ПС 110 кВ і вище.

Міські мережі діляться на електрозабезпечувальні мережі ВН, живильні і розподільні мережі середньої напруги (СН) і розподільні мережі низької напруги (НН). До електрозабезпечувальних мереж ВН належать ПЛ і ПС 110 кВ і вище. Електрозабезпечувальна мережа зазвичай виконується у вигляді кільця, що охоплює місто. У значних містах електрозабезпечувальна мережа включає, окрім кільця, мережу глибокого введення 110 кВ, що живить центральні райони міста. До живильних і розподільних мереж СН належать лінії 10(6) кВ і ТП 10(6)/0,38 кВ. За основну напругу для міських мереж СН прийнято напругу 10 кВ. У містах, де є мережі 6 кВ, вони, здебільшого, переводяться на 10 кВ. До розподільних мереж НН належать лінії 0,38/0,22 кВ.

У зв'язку з обмеженістю території, необхідністю забезпечення безпеки населення, створення необхідної надійності й архітектурно – естетичними вимогами міські живильні та розподільні мережі виконують кабельними, а ПЛ споруджують на околицях міста й у приміській зоні. Міські ПС виробляють закритого типу (при цьому потрібна менша територія і послаблюється шум від трансформаторів).

Промислові мережі. До них належать мережі промислових підприємств. Основними ДЖ промислових підприємств є мережі енергосистем. Виключення становлять підприємства з великим теплоспоживанням, для яких основним ДЖ може служити власна ТЕЦ, яка має зв'язок з енергосистемою на напрузі 110 кВ і вище.

Схеми електропостачання промислових підприємств, які живляться від енергосистеми, поділяються на схеми зовнішнього і внутрішнього електропостачання. Напруга мережі зовнішнього електропостачання залежить від напруги

електричних мереж енергосистеми й навантаження підприємства. Для електропостачання дрібних підприємств (встановлена потужність ЕС до 5 МВт) використовуються мережі 10(6) кВ із живленням від найближчих ПС енергосистеми. Для електропостачання середніх (встановлена потужність ЕС від 5 до 75 МВт) і крупних (встановлена потужність ЕС більше 75 МВт) підприємств використовують мережі 110 кВ і вище.

Схеми зовнішнього електропостачання можуть базуватися:

- на великій вузловій ПС 330(220)/110 кВ, яка називається головною знижувальною ПС (ГЗП), від якої електроенергія розподіляється між ПС 110/10(6) кВ глибоких уведень;

- на низці ПС 110/10(6) кВ, приєднаних до мережі 110 кВ енергосистеми;

- на ПС глибокого введення 330(220)/10(6) кВ – для значних підприємств із зосередженням навантаженням.

У схему внутрішнього електропостачання промислового підприємства входять постачальні та розподільні мережі 6–10 кВ і розподільні мережі до 1 кВ.

Значні підприємства, що займають великі площі, з ТЕЦ або ГЗП на своїй території мають постачальну мережу з розподільним пунктом і розподільною мережею 6–10 кВ, якою електроенергія підводиться до цехових ТП; при цьому розподільний пункт зазвичай розміщують у місцях найбільшого споживання електроенергії. Розподільні мережі 6–10 кВ виконують переважно у вигляді розімкнених магістралей або резервованих схем, а розподільні мережі до 1 кВ – радіальними або магістральними.

Сільські мережі призначені для електропостачання сільськогосподарських підприємств, невеликих населених пунктів, міст районного підпорядкування. До цих мереж приєднуються також малі та середні промислові підприємства, розташовані в сільській місцевості. Мережами сільськогосподарського призначення вважаються мережі 0,38–110 кВ, від яких отримують електроенергію переважно (більше 50 % розрахункового навантаження) сільськогосподарські споживачі. Особливістю цих мереж є їхня велика протяжність і мала густина навантажень (до 15 кВА/км²).

Основною системою напруги для електропостачання сільських споживачів є система 110/35/10/0,38 кВ. При значних навантаженнях і розвиненій мережі 110 кВ застосовується система 110/10/0,38 кВ. Ця система перспективніша і все ширше використовуватиметься при збільшенні густоти електричних навантажень.

Електропостачання сільських споживачів здійснюється здебільшого централізовано від енергосистем. Лише в окремих випадках (при невеликих навантаженнях і великій віддаленості від ДЖ) може виявитися доцільним децентралізоване електропостачання від дизельної електростанції (ДЕС) або поновлюваних джерел енергії. Система централізованого електропостачання сільських споживачів складається з постачальних і розподільних мереж. Перші призначені для передачі електроенергії від опорних ПС енергосистеми до проміжних ПС. До цих мереж належать ПЛ 35–110 кВ і ПС 110/35/10, 110/10 і 35/10 кВ.

Розподільні мережі складаються з ПЛ 10 кВ, споживчих ПС 10/0,38 і 35/0,38 кВ і ПЛ 0,38/0,22 кВ.

Сільські мережі виконують, в основному, за розімкненими схемами. Мережі 35 кВ також переважно споруджують за радіальними розімкненими схемами, а за наявності ЕС I категорії застосовують схему з двостороннім живленням від двох незалежних ДЖ. Мережі 10 кВ споруджують розгалуженими без резервування або з резервною перемичкою між мережами, що живляться від різних ДЖ. Розподільні мережі 0,38/0,22 кВ завжди працюють за розімкненою схемою.

Мережі електрифікованих залізниць відрізняються від інших видів мереж високими вимогами до надійності електропостачання, специфічною конфігурацією, обумовленою геометричною протяжністю ЕС, а також рівномірністю розташування тягових ПС. Мережі залізниць складаються з тягових мереж і мереж зовнішнього електропостачання.

Тягові мережі виконують на однофазному змінному струмі частоти 50 Гц напругою 25 кВ або на постійному струмі напругою 3,3 кВ. При електрифікації на змінному струмі тягові ПС розташовують на відстані 40–50 км одна від одної, при електрифікації на постійному струмі – на відстані 20–25 км.

Схеми зовнішнього електропостачання електрифікованих залізниць передбачають живлення тягових ПС по ПЛ 110 (220) кВ, споруджуваних уздовж залізниці. У свою чергу ці ПЛ живляться від розташованих поблизу ПС енергосистеми. За наявності розвинутої розподільної мережі в районі залізниці окремі тягові ПС можуть живитися безпосередньо від ПС енергосистеми. Оскільки тягові ПС здійснюють живлення ЕС I категорії, вони обов'язково забезпечуються двостороннім живленням.

Мережі магістральних нафто- і газопроводів. Специфіка цих мереж аналогічна мережам електрифікованих залізниць: високі вимоги до надійності електропостачання, протяжний характер мережі, рівномірність розташування нафтоперекачувальних станцій (НПС) нафтопроводів і компресорних станцій (КС) газопроводів із майже однаковими навантаженнями. Підстанції, що живлять НПС, розташовують на відстані 40–50 км одна від однієї, КС – на відстані 80–90 км.

Схема зовнішнього електропостачання НПС і КС (з електричним приводом) виконується на напрузі 110–330 кВ; КС (з газотурбінним приводом) можуть живитися по мережах 10–110 кВ від найближчих ПС, які повинні мати два незалежних ДЖ. Головні НПС і КС мають, переважно, забезпечуватися електроенергією за двома одноланцюговими ПЛ, і питання вибору схеми електропостачання повинно вирішуватися в комплексі з електропостачанням інших споживачів у прилеглому районі.

6. За *призначенням, роллю й виконуваними функціями* у схемі електропостачання електричні мережі поділяються [1] на системоутворювальні та розподільні. *Системоутворювальною* називається електрична мережа, яка об'єднує електростанції й забезпечує їхнє функціонування як єдиного об'єкта керування, одночасно здійснюючи видачу потужності електростанцій. *Розподільною* називається електрична мережа, яка забезпечує розподіл електроенергії від ДЖ. Ро-

зрізняють системоутворювальні, постачальні та розподільні мережі [8]. Системоутворювальні мережі 330 кВ і вище здійснюють функції формування об'єднаних енергосистем. Постачальні мережі призначені для передачі електроенергії від ПС системоутворювальної мережі й частково шин 110 (220) кВ електростанцій до ЦЖ розподільних мереж – районним ПС. Постачальні мережі зазвичай замкнені. Раніше напруга цих мереж була 110 (220) кВ, останнім часом напруга електричних мереж дорівнює 330 кВ. Розподільні мережі призначені для передачі електроенергії на невеликі відстані від шин нижчої напруги районних ПС до міських промислових і сільських споживачів. Такі розподільні мережі зазвичай розімкнені або працюють у розімкненому режимі. Раніше такі мережі виконувалися на напрузі 35 кВ і нижче, а на даний час – 110(220) кВ.

7. За *схемою з'єднань* електричні мережі поділяються на розімкнені, розімкнені резервовані та замкнені [6].

Розімкненими називаються мережі, у яких ЕС живиться з одного боку. На рис. 1.1 показані схеми різних видів розімкнених мереж: радіальної з одним навантаженням (рис. 1.1, *а*), магістральної з декількома навантаженнями (рис. 1.1, *б*) і розгалуженої (рис. 1.1, *в*). У таких мережах із одноланцюговими лініями пошкодження та відключення будь-якої ділянки мережі призводить до тимчасового припинення живлення відповідних споживачів до відновлення нормальної роботи мережі.

У розімкнених резервованих мережах (рис. 1.2) при порушенні живлення по одній із ліній вручну або автоматично включається резервна перемичка (показана штриховою лінією), яка за нормального режиму роботи мережі розімкнена. При цьому електропостачання здійснюється через перемичку до відновлення пошкодженої лінії.

Замкненими називаються мережі, у яких ЕС живиться щонайменше з двох боків (рис. 1.3). У таких мережах відключення однієї лінії не викликає порушення електропостачання, оскільки кожен ЕС має резервне живлення. Простими замкнутими мережами є дволанцюгові радіальні (рис. 1.3, *а*) і магістральні (рис. 1.3, *б*) лінії, лінії з двостороннім живленням (рис. 1.3, *в*) і кільцеві мережі з одним ДЖ (рис. 1.3, *г*), які можуть бути розгорнуті в мережу з двостороннім живленням.

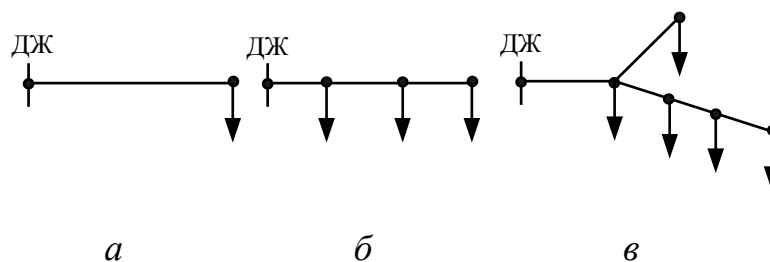


Рис. 1.1 – Схеми розімкнених мереж

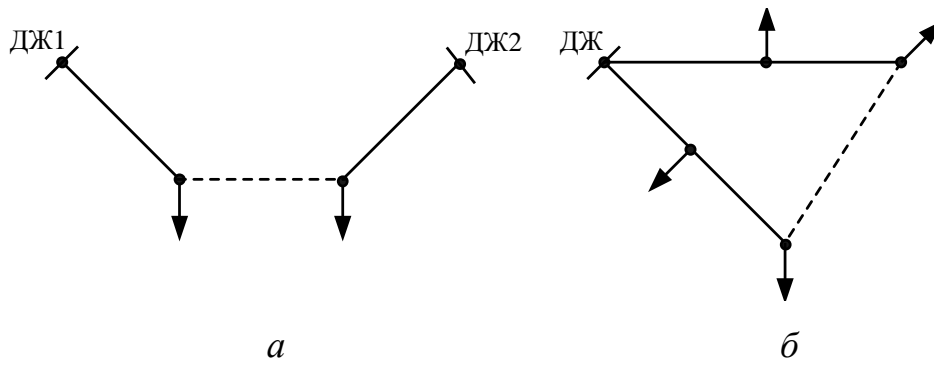


Рис. 1.2 – Схеми розімкнених резервованих мереж з двома (а) і одним (б) ДЖ

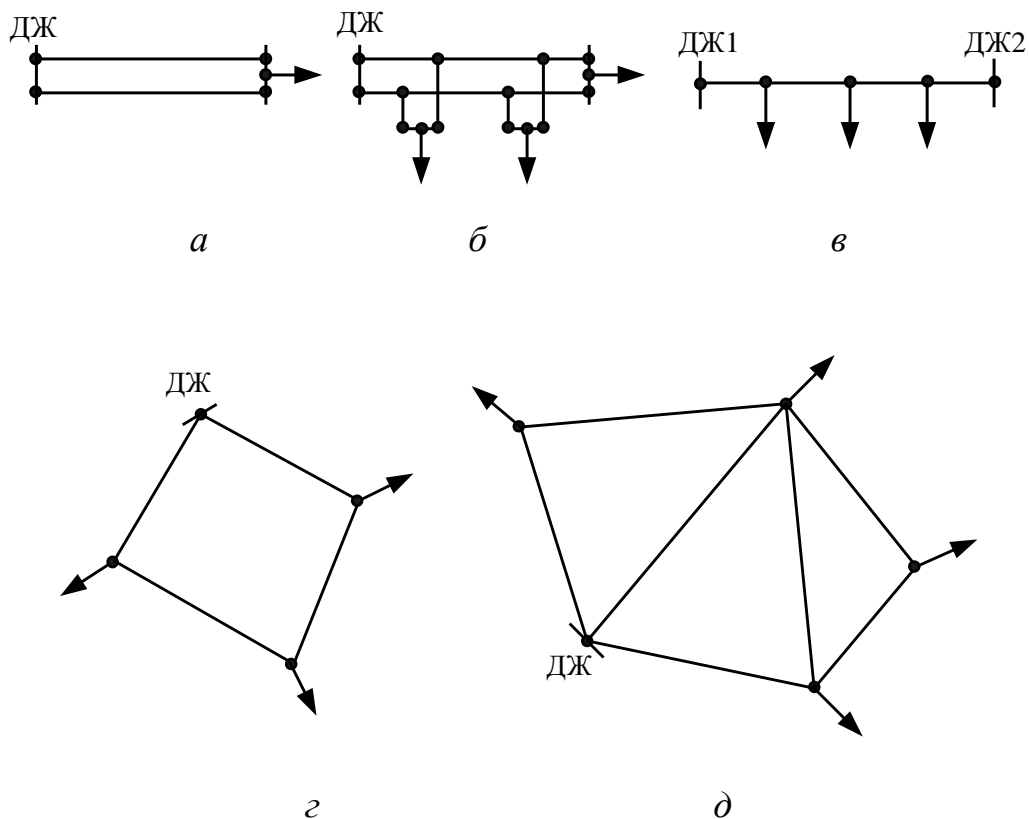


Рис. 1.3 – Схеми замкнених мереж

До складних замкнених мереж належать багато разів замкнені мережі з двома і більше контурами (рис. 1.3, д). Ці мережі можуть бути різної конфігурації, мати велику кількість ДЖ і замкнених контурів.

8. Залежно від *режиму роботи нейтралі* електричні мережі поділяють на чотири групи [2, 9, 10]:

1) мережі з глухозаземленими нейтраліями, підключені до обмоток трансформаторів, у яких нейтралі приєднані до заземлювальних пристроїв (ЗП) безпосередньо або через малий опір (наприклад, через трансформатори струму);

2) мережі з незаземленими (ізольованими) нейтралями, підключені до обмоток трансформаторів, у яких нейтралі не приєднані до ЗП або приєднані до них через прилади сигналізації, вимірювання, захисту або подібні їм пристрої, що мають великий опір;

3) мережі з резонансно заземленими (компенсованими) нейтралями, підключені до обмоток трансформаторів, у яких нейтралі приєднані до ЗП через дугогасильні (заземлювальні) реактори, які компенсують ємнісний струм мережі при однофазних замиканнях на землю;

4) мережі з ефективно заземленими нейтралями, що мають коефіцієнт замикання на землю (відношення різниці потенціалів між неушкодженою фазою та землею в точці замикання на землю іншої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою й землею в цій точці до замикання), що не перевищує значення 1,4.

Примітка. У мережах із ізолюваною або компенсованою нейтраллю «Правила улаштування електроустановок» (ПУЕ) вводять поняття мереж із заземленими через резистор нейтралями, що дозволяє здійснювати захист мережі від перенапружень, виконання селективного захисту в разі замикання на землю та ін [2].

Нейтралями трансформаторів називають загальні точки сполучених в зірку обмоток.

У цих характеристиках пропущено поняття «Нейтраль генератора», оскільки ці пристрої практично не пов'язані з розподільними електричними мережами.

Вигляд зв'язку нейтралей із землею значною мірою визначає рівень ізоляції ЕП і вибір комутаційної апаратури, значення перенапружень і способи їхнього обмеження, струми при однофазних замиканнях на землю, умови роботи релейного захисту та безпеки в електричних мережах, електромагнітний вплив на лінії зв'язку і так далі.

Мережі однієї і тієї ж номінальної напруги при різних способах заземлення нейтралей мають деякі відмінності у технічних і економічних показниках.

У мережах напругою нижче 1 кВ режим нейтралі визначається умовами електробезпеки, вище 1 кВ – окрім умов електробезпеки, струмом замикання на землю, безперебійністю електропостачання, надійністю роботи й економічністю ЕП.

Усі електричні мережі залежно від струму замикання на землю поділяються на мережі з малими (струм однофазного замикання на землю $I_3 < 500$ А) і мережі з великими (струм однофазного замикання на землю $I_3 > 500$ А) струмами замикання на землю. При напрузі вище 1 кВ до мереж із малими струмами замикання на землю належать мережі з незаземленими або резонансно заземленими нейтралями, а до мереж з великими струмами замикання на землю – мережі, у яких все або значна частина нейтралей заземляється.

Вибір режиму роботи нейтралей склався історично й пояснюється наступними чинниками [5]:

1) у мережах 3–35 кВ із малими струмами замикання на землю забезпечуються: збереження в роботі лінії, що має замикання на землю, на термін,

протягом якого можуть бути вжиті заходи з включення резерву; зниження вартості заземлювальних пристроїв, що є вельми істотним унаслідок великої кількості приладів 6–35 кВ; зменшення на 33 % кількості трансформаторів струму і скорочення кількості реле захисту. У той же час у цих мережах підвищення вартості ліній і апаратури через необхідність вибору їхньої ізоляції на підвищену в $\sqrt{3}$ рази напругу відносно землі (що виникає в режимах роботи двома непошкодженими фазами) відносно невелике;

2) у мережах 110 кВ і вище з великими струмами замикання на землю вартість ізоляції ліній і апаратури відносно землі при заземленні нейтралей значно знижується, збільшення вартості заземлювальних пристроїв неістотне, оскільки кількість приладів цієї напруги відносно невелика в порівнянні з кількістю приладів 3–35 кВ. Із цієї ж причини не настільки істотне і збільшення кількості трансформаторів струму та реле. Швидке відключення ліній у мережах 110 кВ і вище сприяє підвищенню безпеки персоналу при зіткненні із заземленими частинами, що звичайно знаходяться без напруги, але які потрапляють під напругу при замиканнях на землю. Крім того, у цих мережах стає особливо ефективним автоматичне повторне включення (АПВ) ліній.

Трифазні електричні мережі 220/127 і 380/220 В працюють із глухозаземленою нейтраллю (рис 1.4) [9, 10]. Такі мережі застосовуються для одночасного живлення трифазних і однофазних навантажень, що підключаються на фазну напругу. Так, лампи розжарювання підключаються між фазним і нульовим дротами на фазну напругу, а двигуни підключаються на всі три фази.

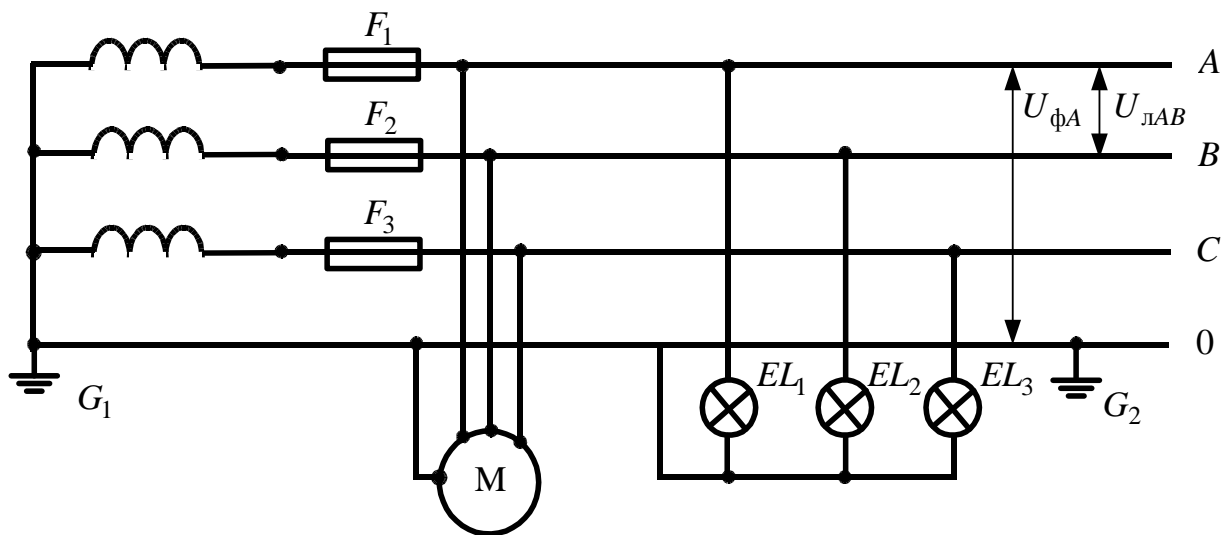


Рис. 1.4 – Електрична мережа з глухозаземленою нейтраллю

Відзначимо, що фазна напруга лімітується значенням 220 В, оскільки промисловість доки не може випускати лампи розжарювання напругою вище 220 В. Газорозрядні лампи можуть вироблятися на вищу напругу. Крім того, неможливість вживання фазної напруги вище 220 В пов'язана з електробезпекою.

Для фіксації фазної напруги за наявності однофазних навантажень застосовують нульовий провідник, пов'язаний із нейтраллю трансформатора. Цей провідник служить не лише для приєднання освітлювальних приймачів на фазну напругу, але і зрівнювання струмів несиметрії, що виникають при неоднаковому завантаженні фаз. При однаковому завантаженні всіх фаз струм по нульовому прооводу не протікає. Нульовий провід також виконує функції занулення, тобто до нього навмисно приєднують металеві частини ЕП (корпуси електродвигунів, каркаси щитів та ін.), що в нормальному режимі не знаходяться під напругою. За наявності занулення пробиття ізоляції на корпус (замикання будь-якої фази на землю) призводить до однофазного КЗ в мережі, і відбувається спрацьовування захисту (запобіжник пошкодженої фази перегорає й ізолює пошкодження від мережі). Мережа продовжує працювати в неповнофазному режимі, тобто дві інші фази залишаються в роботі при фазній напрузі. За відсутності занулення корпуса пошкодження ізоляції викличе на ньому небезпечний потенціал. Цілісність нульового провідника потрібно контролювати, оскільки його випадковий розрив може призвести до перекосу напруги по фазах (зниження його на завантажених фазах і підвищення на ненавантажених).

При необхідності приймається роздільне виконання нульового захисного і нульового робочого проводів.

У ПУЕ наводяться типи заземлення системи, що характеризують пристрій нейтрального провідника N і провідника середньої точки M , а також з'єднання із землею струмовідних частин ДЖ і відкритих провідних частин ЕП напругою до 1 кВ (рис.1.5) [2].

Система TN – система, у якій мережа живлення має глухе заземлення однієї точки струмоведучих частин ДЖ, а ЕС і відкриті провідні частини ЕП приєднуються до цієї точки за допомогою відповідно N (або M) і захисного PE провідника.

Система $TN-S$ – система TN , у якій N (або M) і PE провідники розділені по всій мережі (рис. 1.5, *а*).

Система $TN-C$ – система TN , у якій N (або M) і PE провідники з'єднані в одному PEN провіднику по всій мережі (рис. 1.5, *б*).

Система $TN-C-S$ – система TN , у якій N (або M) і PE провідники об'єднані в одному провіднику в частині мережі, починаючи від ДЖ (рис. 1.5, *в*).

Система TT – система, у якій одна точка струмоведучих частин ДЖ заземлена, а відкриті провідні частини ЕП приєднані до PE провідника, сполученого із заземлювачем, електрично незалежним від заземлювача ДЖ (рис. 1.5, *г*).

Система IT – система, у якій мережа живлення ізольована від землі (або заземлена через великий опір), а відкриті провідні частини ЕП приєднані до заземленого PE провідника (рис. 1.5, *д,е*).



- захисний провідник *PE* – провідник в ЕП напругою до 1 кВ, призначений для захисту від поразення електричним струмом;
- нейтральний провідник *N* – провідник в ЕП напругою до 1 кВ, електрично сполучений із нейтральною точкою ДЖ, що використовується для розподілу електроенергії;
- провідник середньої точки *M* – провідник в ЕП напругою до 1 кВ, електрично сполучений із середньою точкою ДЖ, що використовується для розподілу електроенергії;
- провідник *PEN* – провідник в ЕП напругою до 1 кВ, що об'єднує функції захисного *PE* і нейтрального *N* провідників.

Позначення типів заземлення мережі наведені нижче [2].

Характер заземлення ДЖ:

- безпосереднє приєднання однієї точки (у трифазних мережах, зазвичай, нейтраль ДЖ) струмоведучих частин ДЖ до заземлювача*T*;
- усі струмоведучі частини ДЖ ізольовані від землі або одна точка заземлена через великий опір (наприклад, опір пристроїв контролю ізоляції)*I*.

Характер заземлення відкритих провідних частин ЕП:

- безпосередній зв'язок відкритих провідних частин ЕП із точкою заземлення ДЖ*N*;
- безпосередній зв'язок відкритих провідних частин ЕП із землею, незалежно від характеру заземлення ДЖ*T*.

Пристрої в системі *TN* нейтрального *N* і захисного *PE* провідників:

- функції *N* і *PE* провідників виконують окремі провідники*S*;
- функції *N* і *PE* провідників виконує один *PEN* провідник*C*.

Примітка. Використані в позначенні типу заземлення мережі букви означають: *T* (від латин. «*terra*») – земля; *I* (від латин. «*isolated*») – ізольований; *N* (від англ. «*neutral*») – нейтраль; *S* (від англ. «*separate*») – розділяти; *C* (від англ. «*combine*») – об'єднувати; *PE* (від англ. «*protective earthing*») – захисне заземлення.

Трифазні електричні мережі 220, 380, 660 В працюють із ізольованою нейтраллю (рис 1.6) [10].

У таких мережах замикання на землю однієї з фаз не викликає КЗ і відключення пошкодженої фази, проте фазна напруга двох неушкоджених фаз відносно до землі зростає до лінійних значень, тобто в $\sqrt{3}$ рази. Таке підвищення напруги створює небезпеку для персоналу, тому в мережах із ізольованою нейтраллю необхідно здійснювати систематичний контроль ізоляції та швидке усунення пошкодження або автоматичне відключення пошкодженої фази.

Трифазні електричні мережі 3–35 кВ із незаземленими (ізольованими) нейтралями

У мережах з незаземленими нейтралями струми при однофазному замиканні на землю протікають через розподілені ємності фаз, які для спрощення аналізу процесу умовно замінюють ємностями, зосередженими всередині ліній (рис. 1.7).

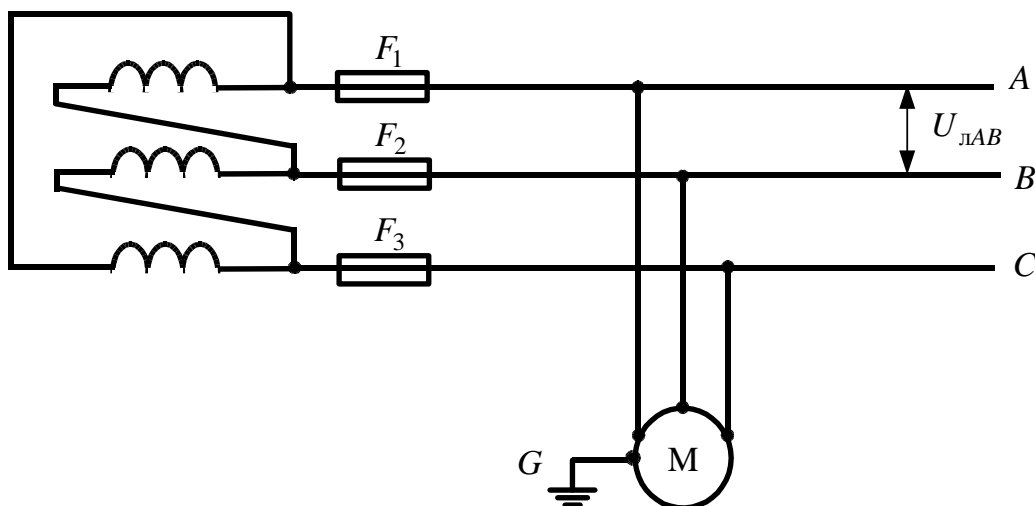


Рис. 1.6. – Електрична мережа з ізолюваною нейтраллю

Трифазні електричні мережі 3–35 кВ належать до мереж із малими струмами замикання на землю і працюють із незаземленою (ізолюваною) або резонансно-заземленою (компенсованою) нейтралями [9, 10].

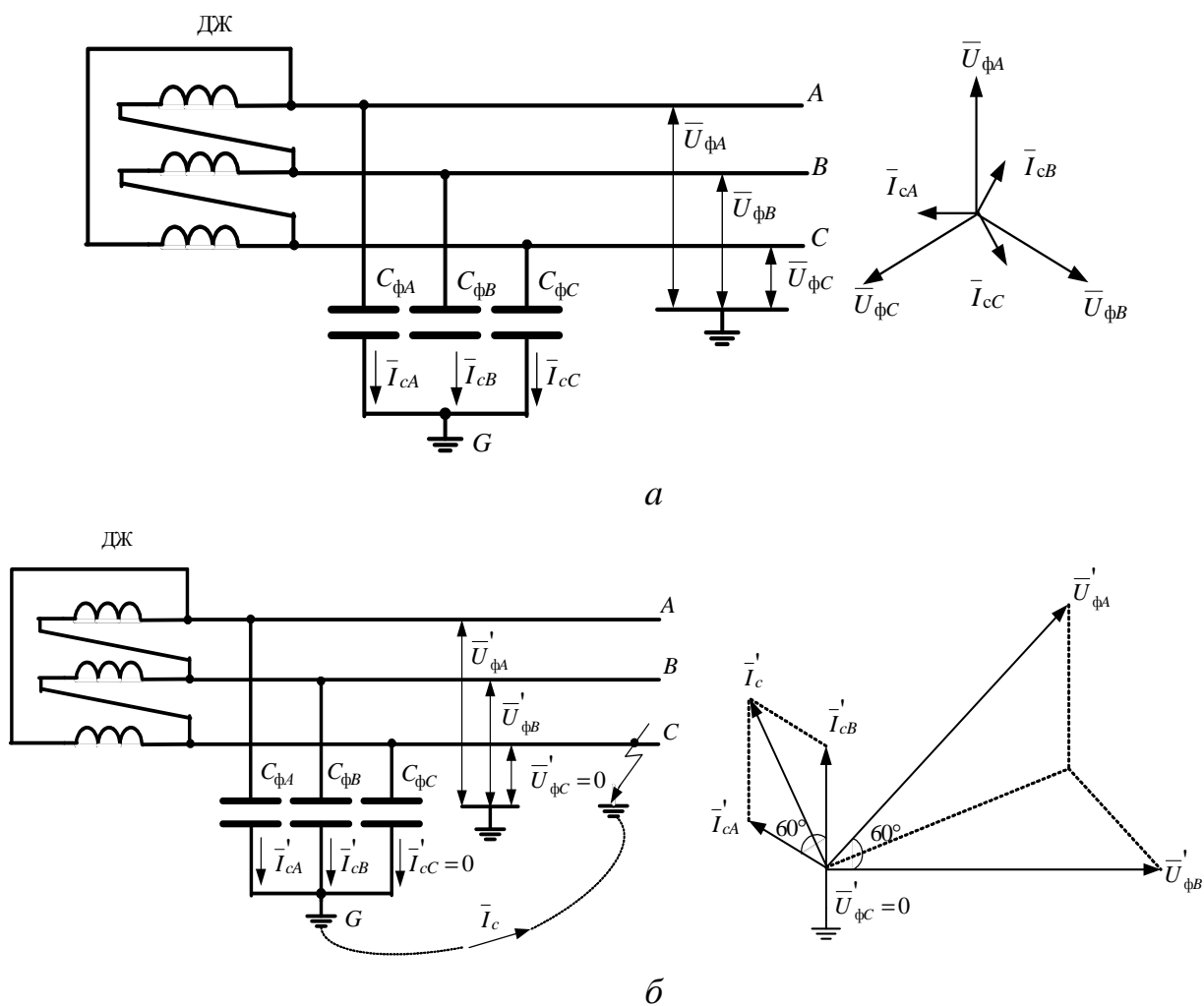


Рис. 1.7 – Електрична мережа 3–35 кВ з незаземленою (ізолюваною нейтраллю):
а – нормальний режим; б – замикання фази С на землю

Міжфазні ємності при цьому не розглядаються, оскільки при однофазних пошкодженнях їхній вплив на струми в землі не позначається. У нормальному режимі роботи напруги фаз мережі відносно землі ($\bar{U}_{\phi A}$, $\bar{U}_{\phi B}$, $\bar{U}_{\phi C}$) симетричні й дорівнюють фазній напрузі, а ємнісні (зарядні) струми фаз відносно землі (\bar{I}_{cA} , \bar{I}_{cB} , \bar{I}_{cC}) також симетричні та рівні між собою (рис. 1.7, а).

Ємнісний струм фази визначається за формулою

$$I_{c\phi} = U_{\phi} \cdot \omega \cdot C_{\phi}, \quad (1.1)$$

де C_{ϕ} – ємність фази відносно землі.

Геометрична сума ємнісних струмів трьох фаз дорівнює нулю.

У разі металевого замикання на землю в одній точці напруги неушкоджених фаз відносно землі зростають в $\sqrt{3}$ рази і дорівнюють міжфазній напрузі. Наприклад, при замиканні на землю фази C (рис 1.7, б) поверхня землі в точці пошкодження набуває потенціалу цієї фази (напруга відносно землі цієї фази дорівнюватиме нулю), а напруга фаз A і B відносно землі відповідно дорівнює міжфазній напрузі $\bar{U}_{\phi A}' = \bar{U}_{AC}$ і $\bar{U}_{\phi B}' = \bar{U}_{BC}$, і кут зсуву між векторами цієї напруги буде 60° . Ємнісні струми неушкоджених фаз A і B також збільшуються відповідно до збільшення напруги в $\sqrt{3}$ раз. Струм на землю фази C , обумовлений її власною ємністю, дорівнюватиме нулю, оскільки ця ємність виявляється замкненою.

Для струму в місці пошкодження можна записати:

$$\bar{I}_c = -(\bar{I}_{cA}' + \bar{I}_{cB}'), \quad (1.2)$$

тобто геометричну суму векторів ємнісних струмів неушкоджених фаз визначає вектор струму через місце пошкодження. Струм \bar{I}_c виявляється в 3 рази більшим, ніж ємнісний струм фази в нормальному режимі:

$$\bar{I}_c = 3\bar{I}_{c\phi} = 3U_{\phi} \cdot \omega \cdot C_{\phi}. \quad (1.3)$$

Згідно з (1.3) струм I_c залежить від напруги мережі, частоти і ємності фаз відносно землі, яка залежить переважно від конструкції ліній мережі та їхньої протяжності.

Приблизно струм I_c , А, можна визначити за такими формулами:

- для повітряних мереж

$$I_c = U \cdot l / 350; \quad (1.4)$$

- для кабельних мереж

$$I_c = U \cdot l / 10, \quad (1.5)$$

де U – міжфазна напруга, кВ;

l – довжина електрично зв'язаної мережі цієї напруги, км.

При однофазних замиканнях на землю в мережах із незаземленою нейтраллю трикутник лінійної напруги не спотворюється, тому споживачі, увімкнені на міжфазну напругу, продовжують працювати.

Унаслідок того, що при замиканні на землю напруга неушкоджених фаз відносно землі збільшується в $\sqrt{3}$ рази порівняно з нормальним значенням, ізоляція в мережах з незаземленою нейтраллю має бути розрахована на міжфазну напругу. Це обмежує сферу застосування такого режиму нейтралі мережами 35 кВ і нижче, де вартість ізоляції ЕП не є визначальною і деяке її збільшення компенсується підвищеною надійністю живлення споживачів, якщо врахувати,

що однофазні замикання на землю становлять в середньому до 65 % усіх порушень ізоляції. У той же час при роботі мережі із замкненою на землю фазою стає вірогіднішим пошкодження ізоляції іншої фази та виникнення міжфазного КЗ через землю. Друга точка замикання може знаходитися на іншій ділянці електрично зв'язаної мережі. Таким чином, КЗ торкнеться декількох ділянок мережі, спричиняючи їхнє відключення. Тому в мережах із незаземленими нейтраллями обов'язково передбачають спеціальні сигнальні пристрої, що сповіщають персонал про виникнення однофазних замикань на землю. Допустима тривалість роботи із заземленою фазою здебільшого не має перевищувати 2 годин.

При неметалічному замиканні на землю (через перехідний опір) напруга пошкодженої фази відносно землі буде більше нуля, але менше фазного, а неушкоджених фаз – більше фазного, але менше лінійного, меншим буде і струм замикання на землю. У місці замикання виникає переміжна дуга, що супроводжується повторними гасіннями та запаленнями. Між ємністю й індуктивністю мережі в цьому випадку з'являються вільні електричні коливання високої частоти, унаслідок чого в мережі виникає перенапруження. Амплітуда дугових перенапружень у мережах 6–35 кВ, згідно з проведеними дослідженнями, за відсутності ферорезонансних явищ може досягти максимально значень $3,2 U_{\phi m}$ на неушкоджених фазах і $2,2 U_{\phi m}$ – на пошкодженій. Короточасні дугові перенапруження такого значення небезпечні для нормальної ізоляції устаткування, проте вони поширюються на всю електрично зв'язану мережу, унаслідок чого можливі пробої ізоляції й утворення КЗ у частинах ЕП із ослабленою ізоляцією. Так, тривала дія перенапружень на ізоляцію (наприклад, трижильних КЛ) може призвести до іонізації та теплового пробою її в будь-якій точці мережі, крім того, наявність значного струму в дузі розвинених кабельних мереж призводить до переходу однофазних замикань у дво- і трифазні КЗ і відключення споживачів. Особливо небезпечні дуги усередині машин і апаратів, що виникають при однофазних замиканнях на заземлені корпуси або осердя.

Граничні значення ємнісного струму замикання на землю в мережах з незаземленою нейтраллю, при яких ще забезпечується самозагасання дуги в місці замикання або значення якого не є небезпечними за напругою дотику до опор при тривалому протіканні струму, установлені дослідженнями і досвідом експлуатації. Найбільш вірогідне виникнення переміжних дуг при ємнісному струмі замикання на землю більше 5–10 А, причому небезпека дугових перенапружень зростає зі збільшенням напруги мережі. Допустимі значення ємнісного струму нормуються ПУЕ і не мають перевищувати наступних значень[2]:

1) напруга мережі, кВ	3–6	10	15–20	35
2) ємнісний струм замикання на землю, А	30	20	15	10

У мережах 3–20 кВ, що мають лінії на залізобетонних і металевих опорах, допускається ємкісний струм замикання на землю не більше 10 А.

Трифазні електричні мережі 3–35 кВ із резонансно заземленими (компенсованими) нейтраллями. У мережах 3–35 кВ для зменшення струму замикання на землю з метою задоволення вказаних вище норм застосовується заземлення нейтралі через дугогасильні реактори (ДР). Практично майже всі кабельні мережі 6–35 кВ з сумарною довжиною електрично зв'язаних ліній по-

над 100 км повинні працювати з компенсованою нейтраллю. Компенсація здійснюється включенням у нейтральну точку трифазної мережі індуктивного опору – ДР із регульованим повітряним проміжком магнітопроводу або ступінчастим регулюванням кількості витків його обвитки.

На рис 1.8 наведена схема простої компенсованої мережі. Нейтраль первинної обмотки одного з мережних трансформаторів (трансформатора власних потреб або спеціально встановленого заземлювального трансформатора) зі схемою з'єднання обмоток «зірка-трикутник» заземлюється через ДР.

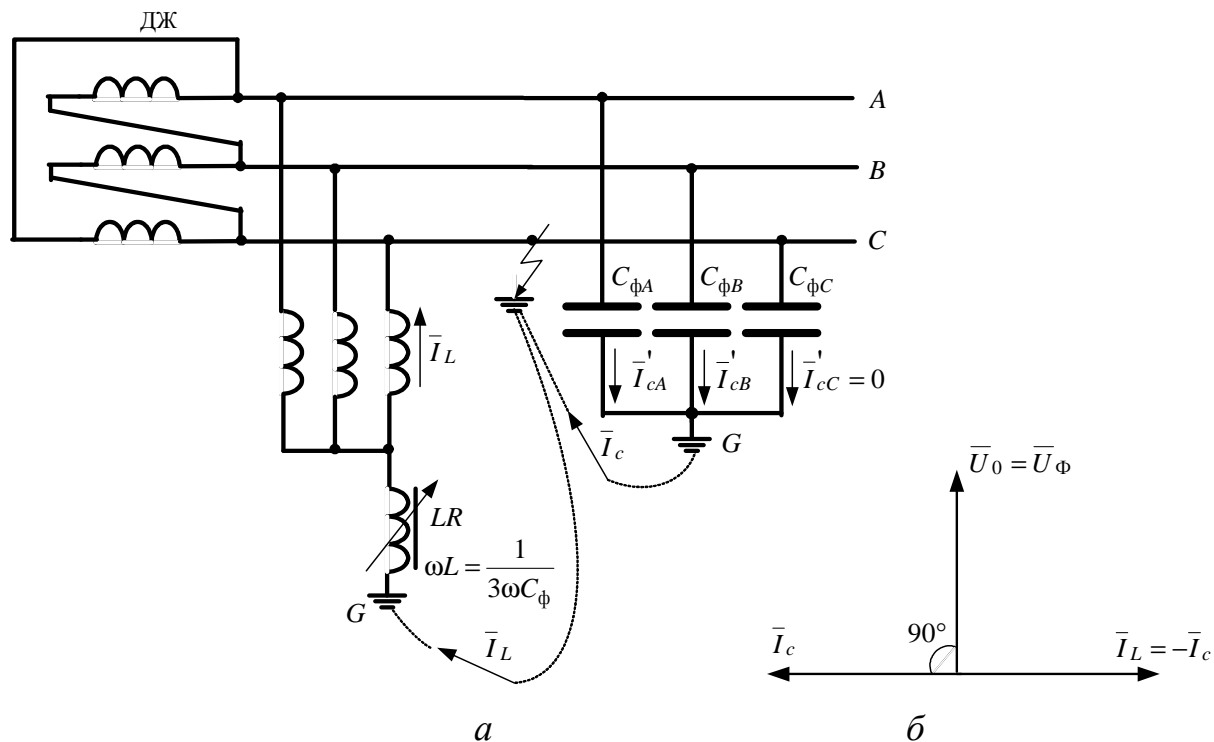


Рис. 1.8 – Електрична мережа 3–35 кВ із резонансно заземленою нейтраллю:
 а – схема протікання струмів у мережі при замиканні фази С на землю;
 б – векторна діаграма струмів у місці замикання

У нормальному режимі роботи струм через реактор майже дорівнює нулю. При повному замиканні на землю однієї фази в такій мережі напруги двох неушкоджених фаз відносно до землі, як і в мережі з ізолюваною нейтраллю, збільшаться в $\sqrt{3}$ рази, а напруга нейтралі дорівнюватиме фазній напрузі (рис 1.8, а). Під дією цієї напруги через ДР піде струм. Опір котушки добирають так, щоб індуктивний струм I_L , що протікає через неї, за значенням дорівнював би сумарному ємнісному струму I_c , який протікає через ємності фаз мережі. Оскільки індуктивний і ємнісний струми відрізняються за фазою на кут 180° , струм у місці замикання фаз на землю, що є геометричною сумою цих струмів, дорівнюватиме нулю (рис 1.8, б). Дуга в місці пошкодження не виникає, й усуваються пов'язані з нею небезпечні наслідки. Таке налаштування котушки з повною компенсацією ємнісного струму називається резонансним.

Практично через місце замикання протікає залишковий струм, що складається з активного та реактивного складника. Перша з них обумовлена активними опорами котушки й мережі, а друга (індуктивний або ємнісний струм) – не-

точним налаштуванням котушки. Цей залишковий струм малий за значенням і знаходиться у фазі або утворює невеликий кут відносно напруги на нейтралі \bar{U}_0 . Тому у випадках, коли ізоляційна міцність дугового проміжку, відновлюючись при проходженні струму через нуль, перевищує робочу напругу мережі, дуга гасне і знов не поновлюється (наприклад, при грозових перекриттях лінійної ізоляції). У разі ж порушення ізоляції (ушкодження ізоляторів, накиди на лінію, падіння проводу) дуга набуває перемежувального характеру. І мережа продовжує роботу в режимі однофазного замикання, проте, на відміну від некомпенсованої мережі, з малим струмом у дузі.

Компенсація ємнісного струму при резонансному або близькому до нього налаштуванні дугогасильного реактора знижує швидкість відновлення напруги на пошкодженій фазі й амплітуду відновлюваної напруги. Амплітуда перенапруження при такому налаштуванні, згідно досліджень, не перевищує $2,8 U_{\phi m}$, а вірогідність появи перенапруження вищої кратності менша, ніж у некомпенсованій мережі. Проте при розладі компенсації більш ніж на $\pm 5\%$ перенапруження в компенсованих мережах і вірогідність появи граничних перенапружень такі ж, як і в мережах із ізольованою нейтраллю.

За неможливості резонансного налаштування бажано мати невелику перекомпенсацію ($I_c < I_L$). Недокомпенсація ємнісного струму в аварійних випадках (при несиметрії ємностей фаз) може призвести до появи перенапружень вищих, ніж у некомпенсованій мережі.

Сумарна потужність дугогасильних реакторів для мереж визначається за виразом:

$$Q = n \cdot I_c \cdot U_{\phi}, \quad (1.6)$$

де n – коефіцієнт, що враховує розвиток мережі; орієнтовно можна прийняти $n = 1,25$;

I_c – повний струм замикання на землю, А;

U_{ϕ} – фазна напруга мережі, кВ.

За розрахованим значенням Q добираються реактори необхідної номінальної потужності. При цьому необхідно враховувати, що регульовальний діапазон реактора має бути достатнім для забезпечення повнішої компенсації ємнісного струму при вірогідних змінах схем мережі (при відключенні ліній і т.п.). При $I_c \geq 50$ А встановлюють два дугогасильні реактори з сумарною потужністю, яка розраховується за виразом (1.6). Дугогасильні реактори встановлюються в ЦЖ на вузлових живильних ПС, пов'язаних із компенсувальною мережею не менше ніж трьома лініями.

У мережах із резонансно заземленою (компенсованою) нейтраллю, так само, як і в мережах із незаземленими нейтралями, допускається тимчасова робота із замкненою на землю фазою, поки не трапиться нагода виконати необхідні перемикання для відділення пошкодженої ділянки. При цьому слід враховувати допустимий час роботи реактора – 6 годин.

Трифазні електричні мережі 110 кВ належать до мереж із великими струмами замикання на землю і працюють із ефективно заземленою нейтраллю [9].

У цих мережах із метою зниження струмів замикання на землю до значень, що визначаються параметрами апаратури, умовами зниження потужності, яка відключається, при замиканні на землю, здешевленням ЗУ ПС і виконання релейного захисту, допускається для частини трансформаторів нейтралі не заземляти, проте заземлення нейтралей інших трансформаторів має обмежувати можливе підвищення напруги на розземлених нейтралях до значень, що допускаються класом ізоляції. При ізоляції обмоток трансформаторів поблизу нейтралі класу 35 кВ, як це виконується зараз для трансформаторів, такий режим практично можливий лише в мережах 110 кВ. Нейтралі всіх трансформаторів 220 кВ і вище заземлюються [5].

Відповідно до рекомендацій Міжнародного електротехнічного комітету (МЕК) до ефективно заземлених мереж відносять мережі ВН і СВН, нейтралі яких сполучені з землею безпосередньо або через невеликий активний опір. Робота цих мереж із ізольованою або з компенсованою нейтраллю не може бути обґрунтована ані технічними, ані економічними міркуваннями через великі струми замикання на землю і необхідність надмірного посилення ізоляції, яка має бути розрахована на збільшення напруги до лінійного значення.

Цей режим нейтралі має ряд характерних особливостей:

1) при замиканні однієї фази на землю утворюється короткозамкнений контур через землю і нейтраль джерела з малим опором, до якого прикладена електрорушійна сила (ЕРС) фази (рис. 1.9).

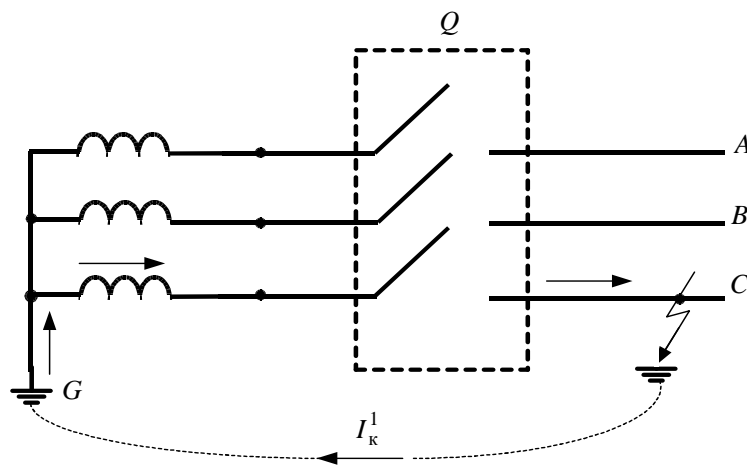


Рис. 1.9 – Електрична мережа з ефективно заземленою нейтраллю

Виникає режим КЗ, що супроводжується протіканням великих струмів. Щоб уникнути пошкодження устаткування недопустиме тривале протікання великих струмів, тому КЗ швидко відключаються релейним захистом. Значна частина однофазних пошкоджень в мережах 110 кВ і вище належить до тих, що самоусуваються, тобто зникають після зняття напруги. У таких випадках ефективні пристрої АПВ, які діють після роботи пристроїв релейного захисту, відновлюють живлення споживачів за мінімальний час;

2) значне здорожчання виконуваного в РП заземлення, яке має відвести на землю великі струми КЗ, і тому є складною інженерною спорудою;

3) значний струм однофазного КЗ, який за великої кількості заземлених нейтралей трансформаторів, а також у мережах із автотрансформаторами може перевищувати струми трифазного КЗ. Для зменшення струмів однофазних КЗ застосовують, якщо це можливо і ефективно, розглянуте вище часткове розземлення нейтралей. Можливе вживання з цією ж метою струмообмежувальних опорів, що включаються в нейтралі трансформаторів.

Контрольні запитання

1. Характеристика понять «електрична мережа», «джерело живлення», «підстанція», «лінія електропередачі», «приймач електроенергії», «споживач електроенергії», «електроприлад», «електропостачання», «система електропостачання».
2. Сучасний стан електроенергетики України.
3. Основні напрямки Енергетичної стратегії України.
4. Вплив електроенергетики на довкілля.
5. Загальна класифікація споживачів електроенергії.
6. Класифікація приймачів електроенергії за необхідним ступенем надійності живлення.
7. Характеристика основних типів електроприймачів.
8. Вимоги до розподільних електричних мереж.
9. Загальна класифікація розподільних електричних мереж.
10. Класифікація електричних мереж за напругою.
11. Класифікація електричних мереж за характером споживання.
12. Класифікація електричних мереж за схемою з'єднання.
13. Загальна класифікація електричних мереж за режимом нейтралі.
14. Режим нейтралі трифазних електричних мереж 220/127 і 380/220В.
15. Типи заземлення системи в електроприладах напругою до 1 кВ.
16. Режим нейтралі трифазних електричних мереж 220, 380 і 660кВ.
17. Режим нейтралі трифазних електричних мереж 3–35 кВ.
18. Характеристика трифазних електричних мереж 3–35 кВ із незаземленими (ізольованими) нейтралями.
19. Характеристика трифазних електричних мереж 3–35 кВ із реально заземленими (компенсованими) нейтралями.
20. Характеристика електричних мереж 110 кВ із ефективно заземленою нейтраллю.

2. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ Й УМОВИ РОБОТИ РОЗПОДІЛЬЧИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

2.1. Повітряні лінії

2.1.1. Основні визначення

Повітряною лінією (ПЛ) називається пристрій для передачі електроенергії дротами, розташованими на відкритому повітрі та прикріпленими за допомогою ізоляторів і арматури до опор, кронштейнів або стояків на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах і т. п.).

Основними елементами ПЛ є проводи для передачі електроенергії, грозозахисні троси для захисту від атмосферних перенапружень (грозових розрядів), опори для підвіски проводів і тросів, ізолятори для ізоляції проводів від опори, лінійна арматура для кріплення проводів і тросів до ізоляторів і опор, а також для з'єднання проводів і тросів.

За конструктивним виконанням ПЛ можуть бути одно- і дволанцюговими. *Одноланцюговою* називається ПЛ, що має один комплект фазних проводів, *дволанцюговою* – ПЛ, що має два комплекти фазних проводів на загальних опорах. У цілому конструктивна частина ПЛ характеризується типами опор, довжинами прогонів, габаритними розмірами, конструкцією фази і типами гірлянд ізоляторів.

При спорудженні ПЛ для підтримки проводів застосовують *проміжні* опори, а для натягнення та жорсткого закріплення проводів у певних точках лінії – *анкерні*. Відстань між сусідніми проміжними опорами називається *проміжним прогоном* (або просто прогоном), а відстань по трасі ПЛ між сусідніми анкерними опорами – *анкерним прогоном* (анкерною ділянкою). Під *трасою* ПЛ мають на увазі смугу землі, на якій споруджена лінія.

На рис. 2.1 показані основні характеристики прогону ПЛ.

Вертикальним габаритом (габаритом лінії) h називається найменша вертикальна відстань від проводу в прогоні до землі, води або інженерних споруд, що пересікаються (шосе, проводів електрифікованої залізниці тощо.). Відстань по вертикалі від прямої, що сполучає точки підвісу проводу, до нижчої точки проводу в прогоні називається *стрілою провисання проводу* f . Якщо точки підвісу проводу перебувають на одному рівні, то найбільша стріла провисання проводу буде в середині прогону.

Габарити ПЛ встановлюються нормами за умов безпечного пересування людей і транспорту під лініями і залежать від номінальної напруги ПЛ, характеристики місцевості (населена, ненаселена, важкодоступна) і типу споруди, що пересікається.

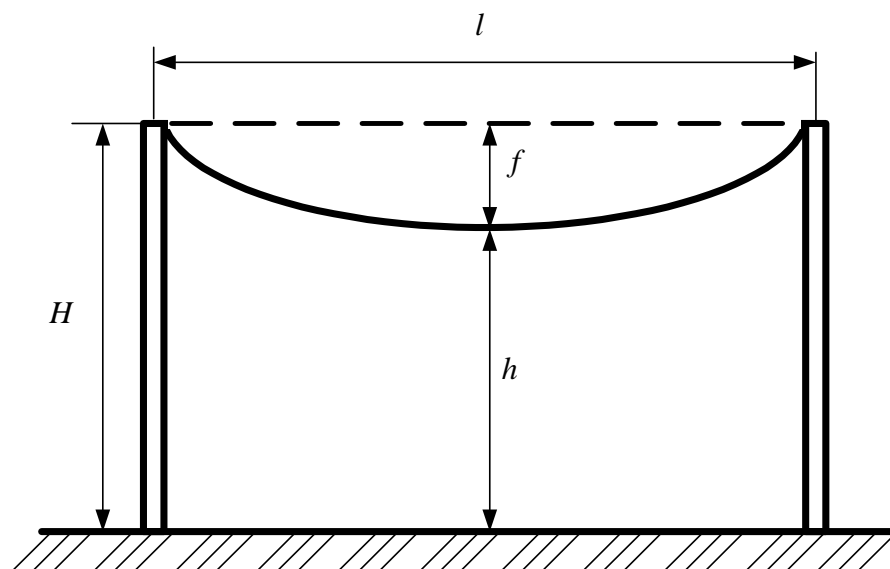


Рис. 2.1 – Характеристики габаритного прогону ПЛ

У таблиці 2.1 наведені конструктивні розміри ПЛ різної напруги при певних габаритах.

Конструктивне виконання ПЛ істотно залежить від кліматичних умов: температури, вітру, ожеледі, а також від наявності в довкіллі сірчастих газів, відкладень солей тощо.

Таблиця 2.1 – Конструктивні розміри ПЛ

Номинальна напруга, кВ	Відстань між проводами, м	Довжина прогону l , м	Висота опори H , м	Габарит лінії h , м
<1	0,5	40–50	8–9	6–7
6–10	1	50–100	10	6–7
35	3	150–200	10	6–7
110	4	170–250	13–14	6–7

2.1.2. Проводи і троси

Повітряні лінії розподільних мереж виконують голими (неізольованими) проводами. Залежно від конструкції розрізняють:

- багатодотові монометалічні проводи, які складаються залежно від перерізу проводу з 7, 19 і 37 скручених між собою окремих дровів із одного металу або сплаву;
- багатодотові біметалічні проводи, що складаються із дровів двох металів або металу і сплаву.

Перерізи проводів нормовані стандартом.

Алюмінієві проводи мають питому провідність $\gamma = 34,7 \text{ м}/(\text{Ом}\cdot\text{мм}^2)$ і питомий опір $\rho = 28,8 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$. Ці проводи відрізняються великою механічною міцністю ($\sigma_{\text{п}} = 156\text{--}180 \text{ МПа}$), що становить їхній основний недолік. Проте ви-

робництво алюмінію дешевше, ніж виробництво міді, алюміній менш дефіцитний. Це обумовило його широке використання для виготовлення проводів ПЛ. Невелика міцність алюмінію на розрив змушує виготовляти алюмінієві проводи лише багатодротовими й підвішувати їх при зменшеній відстані між опорами, аби уникнути великих стріл обвисання. Алюмінієві проводи погано протистоять дії хімічно активних домішок повітря, але добре переносять атмосферні зміни. Тому при спорудженні ПЛ поблизу морського узбережжя, солоних озер і хімічних підприємств рекомендується застосовувати алюмінієві проводи марки АКП (АпКП), захищені від корозії завдяки заповненню міждротового простору нейтральним мастилом. Для збільшення міцності проводів може бути використаний алюмінієвий сплав. Проводи з алюмінієвого сплаву рекомендується використовувати в мережах сільськогосподарського призначення напругою до 110 кВ і в районах з товщиною стінки ожеледі до 20 мм.

До багатодротових біметалічних проводів належать комбіновані проводи – *сталеалюмінієві*. Конструктивно вони складаються зі сталевго осердя, довкола якого навивається алюміній (рис. 2.2).

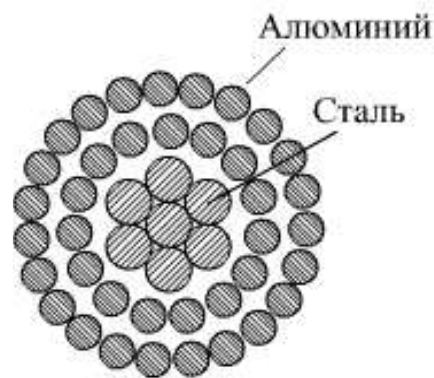


Рис. 2.2 – Конструкція багатодротових біметалічних проводів ПЛ

Сталеве осердя збільшує механічну міцність проводу, а зовнішня алюмінієва частина, переріз якої набагато більший за сталевий, маючи хорошу електричну провідність, визначає необхідні електричні характеристики проводу в цілому. Сталеалюмінієві проводи широко застосовуються при спорудженні ПЛ, що пояснюється їхньою порівняно невисокою вартістю та хорошими електричними та механічними характеристиками.

Для спорудження ПЛ, що працюють у різних умовах, сталеалюмінієві проводи всіх марок випускаються з різним відношенням перерізів алюмінієвої частини і сталевго осердя, який характеризує їхню міцність, що використовується за різних умов роботи (проводи середньої, посиленої, особливо посиленої міцності, полегшеної конструкції та ін.). Так, у районах із товщиною стінки ожеледі до 20 мм застосовують проводи марки АС із відношенням перерізів алюмінієвої частини і сталевго осердя, що дорівнює 6–8; за більшої товщини стінки ожеледі нижня межа цього відношення дорівнює 4,3.

На узбережжі морів, солоних озер, у промислових районах, де проводи руйнуються від корозії, рекомендується використовувати проводи з відношенням перерізів алюмінію і сталі 6,1–6,25.

Позначення марок дротів ПЛ наведені нижче:

Провід із алюмінієвих дротів А
 Провід із алюмінієвих дротів і сталевго осердя..... АС
 Провід марки АС, в якому сталеве осердя покрите мастилом
 підвищеної теплостійкості з ізолюваною плівкою АСК
 Провід із дротів нетермообробленого алюмінієвого сплаву АН
 Провід із дротів термообробленого алюмінієвого сплаву АЖ
 Провід марки АСК, у якого міждротовий простір
 заповнений мастилом..... АСКП, АСКС
 Переріз, мм², алюмінієвої частини / сталевго осердя

Грозозахисні троси виробляють зі сталевих оцинкованих багатодровових канатів марки ТК перерізом 35, 50 і 70 мм² або зі сталевих дротів марки ПС тих же перерізів. Останніми роками грозозахисні троси використовують для організації високочастотних каналів зв'язку. Такі троси мають виконуватися з добре провідного матеріалу. З цією метою застосовують дроти марок АС70/72 і АС95/141. При цьому кращими характеристики з точки зору проходження високочастотного сигналу зв'язку мають троси, виготовлені зі сталеалюмінієвого проводу за типом «алюмовелд» (кожен дріт має сталеве осердя, покрите алюмінієвою оболонкою).

Сталеалюмінієві троси також можуть використовуватися як струмопровідні проводи для електропостачання споживачів малої потужності. При цьому вони підвішуються на ізоляторах і для забезпечення відповідного рівня грозозахисту лінії повинні приєднуватися до заземлювачів через іскрові проміжки.

У світовій практиці спорудження ПЛ останнім часом використовують *ізолювані* проводи, що отримали назву «самонесучі ізолювані проводи» (СП). За конструкцією це ізолювані фазні струмопровідні жили, скручені довкола тримального троса, який сприймає механічне навантаження. Такі проводи можуть мати три і чотири жили (останні – для ліній до 1 кВ). У чотирижильних провідів нульова жила використовується у якості несучої (рис.2.3).

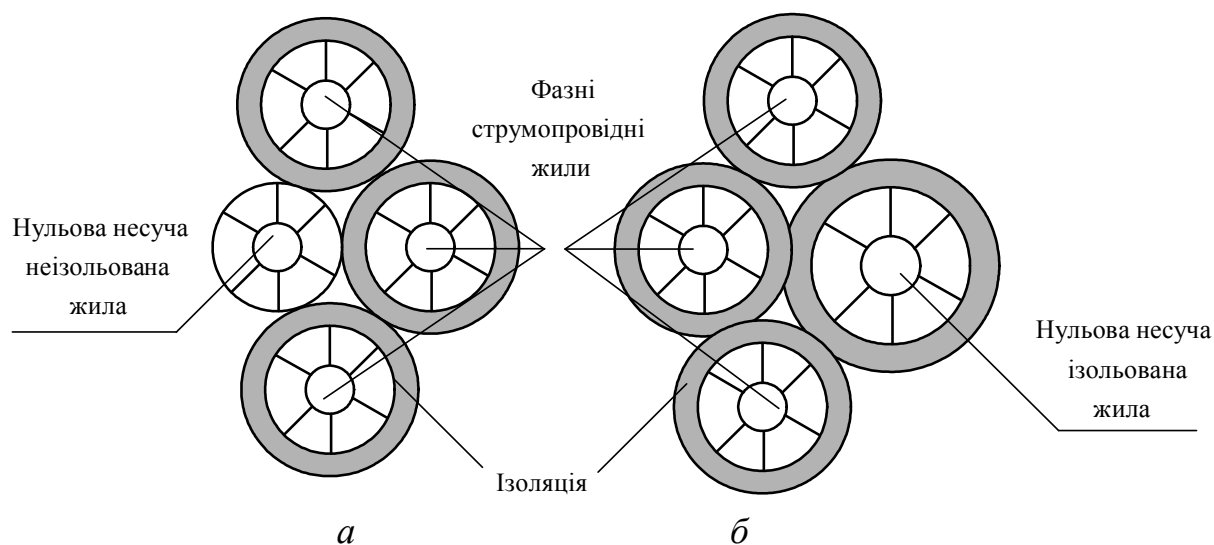


Рис. 2.3 – Конструкція самоутримних ізолюваних проводів:
 а – провід СП1; б – провід СП2

Фазні струмопровідні жили СІП виконуються багатодротовими, ущільненими, з алюмінієвого сплаву або сталєалюмінієвими, нульові несучі жили виконуються з алюмінієвого сплаву неізолюваними (СІП1) або ізолюваними (СІП2). Ізоляція жил виконується зі світлостабілізованого зшитого поліетилену (СІП1, СІП2) або термопластичного світлостабілізованого поліетилену (СІП4).

Переваги самонесучих ізолюваних проводів:

- висока надійність і безперебійне забезпечення споживачів електроенергією;
- скорочення експлуатаційних витрат за рахунок виключення систематичного розчищення трас, заміни пошкоджених ізоляторів;
- зниження енерговитрат у лінії внаслідок зменшення реактивного опору (0,1 Ом/км порівняно з 0,35 Ом/км для неізолюваних проводів);
- можливість спільного підвісу на опорах проводів з різним рівнем напруги і з телефонними лініями;
- простота монтажу й ремонту, особливо при роботах під напругою;
- скорочення обсягів аварійно-відновних робіт;
- відсутність або незначне обростання ожеледдю і мокрим снігом ізолюваної поверхні проводів;
- можливість спорудження ПЛ без вирубки просік;
- можливість монтажу ПЛ фасадами споруд, що може виключити установку частини опор, які захаращують тротуари, і поліпшити загальну естетику в міських умовах;
- виключення небезпеки виникнення пожеж у разі падіння проводів на землю;
- унеможливлення короткого замикання між фазними проводами або на землю;
- висока безпека обслуговування та відсутність ризику ураження при торканні фазних проводів, що перебувають під напругою;
- безпека робіт біля ПЛ;
- зниження вірогідності розкрадання електроенергії та руйнування.

Збільшення генерувальних потужностей і споживання електроенергії вимагає відповідного збільшення пропускної спроможності ПЛ. Постає питання: будувати нові ПЛ чи шукати альтернативні рішення? У якості альтернативи останніми роками ряд фірм Японії, Південної Кореї, Італії і США розробили нові високотемпературні проводи для ПЛ на тривало допустиму робочу температуру до 210 °С замість стандартно вживаних алюмінієвих і сталєалюмінієвих проводів, розрахованих на робочу температуру не більше 100 °С. Із підвищенням робочої температури і пропускної спроможності лінії більш ніж в 2 рази виникла потреба у вирішенні таких супутніх проблем:

- зниження стріли провисання проводу за рахунок застосування в конструкції проводу матеріалів зі зниженим як мінімум удвічі коефіцієнтом лінійного розширення;
- підвищення розривних зусиль і зниження маси проводів на одиницю довжини зі збереженням високої електропровідності.

Особливо цікаво ці проблеми вирішені в конструкції високотемпературного проводу типу ACCR (Aluminum Conductor Composite Reinforced) – алюмінієвого композитного посиленого дроту, розробленого в США. Осердя проводу з високим розривним зусиллям, низьким коефіцієнтом лінійного розширення і високою електропровідністю виконане з дротів на основі алюмінію високої чистоти, у яке заглиблено більше 25 тис. мікронних безперервних подовжніх волокон оксиду алюмінію (Al_2O_3), є типовим прикладом застосування нанотехнологій. Довкола осердя накладаються витки дроту зі сплаву алюмінію-цирконію. Основні характеристики високотемпературних проводів для ПЛ наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Властивості високотемпературних проводів для ПЛ

Властивості композитного осердя		Властивості проводів зі сплаву алюміній-цирконій	
Межа міцності на розрив	1380 МПа	Межа міцності на розрив: при діаметрі < 4 мм; при діаметрі > 4 мм	162 МПа 159 МПа
Густина	3,33 г/см ³	Граничне подовження	більш 2 %
Жорсткість	215 ГПа	Збереження міцності на розрив при нагріванні понад 280 °C/1год	більш 90 %
Електропровідність	Відповідає алюмінію	Густина	2,7 г/см ³
Температурний коефіцієнт лінійного розширення	$6 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	Питомий опір при 20 °C	менш $28,73 \cdot 10^{-9}$ Ом·м
Опір (втомна міцність)	більш 10 млн. циклів при 690 МПа	Робоча температура	210 °C
Максимальна температура при короткочасних піках навантаження	більше 300 °C	Максимальна температура при короткочасних піках навантаження	240 °C

2.1.3 Опори

Опори призначені для підвісу проводів і тросів на необхідній висоті над поверхнею землі чи води. Вони класифікуються за матеріалом, типом і призначенням, конструктивними особливостями та іншими показниками.

Позначення опор ПЛ наведені нижче.

Тип:

проміжна..... П

анкерна	А
анкерно-кутова	АК
Кількість ланцюгів:	
одноланцюгова	1Л
дволанцюгова.....	2Л
Матеріал:	
сталъна.....	Ст
залізобетонна	ЗБ
дерев'яна	Д
Конструкція:	
вільностояча.....	В
на відтяжках.....	О

Залежної від матеріалу опори ПЛ можуть бути дерев'яними, металічними або залізобетонними.

Деревина є найбільш дешевим матеріалом для виготовлення опор, але має істотний недолік – схильність до гниття, що може призвести до руйнування опори протягом 2–5 років. Для збільшення терміну служби дерев'яних опор їх просочують антисептиками (креозотом та ін.), що затримує загнивання опор і подовжує термін їхньої служби до 20 років.

Одна з найбільш стійких порід деревини – модрина. Їй поступається за міцністю і гниlostійкістю сосна, але вона легко піддається антисептуванню. Трохи поступається сосні ялина і ялиця, проте вони погано піддаються дії антисептиків, тому застосовуються лише на ПЛ до 35 кВ, а також як допоміжні елементи на ПЛ напругою вище 35 кВ і на лініях зв'язку.

Останніми роками для виготовлення дерев'яних опор застосовують клеєну деревину, яка має достатню міцність і краще протистоїть гниттю.

Для виготовлення *металевих опор* застосовують звичайну вуглецеву сталь і низьколеговані сталі. Основним недоліком металевих опор є їхня схильність до корозії, особливо в зоні промислових підприємств, а також на берегах морів і солоних озер.

Для захисту від корозії опори оцинковують або використовують антикорозійні лаки і фарби. Вельми перспективним для опор може стати вживання спеціальних корозійностійких сталей, які за високої міцності дозволяють істотно знизити масу опори і не вимагають оцинковування.

Залізобетонні опори не піддаються корозії та гниттю, прості в експлуатації. Недоліком залізобетонних опор є велика маса, що ускладнює їхнє транспортування і монтаж. Залізобетонні опори залежно від ущільнення бетону можуть бути *віброваними* й *центрифугованими*. Опори з віброваного бетону виконують двотаврового, квадратного або прямокутного перерізу. Центрифуговані залізобетонні опори виготовляють із високоміцного бетону, який ущільнюється за рахунок обертання в центрифугі. Переріз центрифугованих опор кільцеподібний, стояки опор можуть бути конічними або циліндровими. У якості арматури для залізобетонних опор застосовують сталеві стержні та дрiт. Залежно від цього залізобетонні опори поділяються на опори з *ненапруженою, частково напруженою* і *повністю напруженою* арматурою. В опорах із попередньою напругою

всієї подовжньої арматури замість стержнів використовується високоміцний сталевий дріт, а самі опори мають назву *опор зі струнобетону*. Такі опори мають підвищену міцність.

Останніми роками для виготовлення окремих елементів опор застосовують склопластики й інші полімерні матеріали, що дозволяє у ряді випадків відмовитися від ізоляторів.

За типом опори ПЛ поділяють на два основні види: *проміжні* й *анкерні*. Перші служать для підтримки проводів у нормальних режимах роботи ПЛ (при необірваних проводах і тросах), коли на них діє вертикальна маса всіх елементів лінії й ожеледі, а також тиск вітру, перпендикулярний напрямку лінії. Проводи кріплять до проміжних опор за допомогою підтримувальних гірлянд ізоляторів. Анкерні опори повністю сприймають важкість дротів і тросів у суміжних із опорою прогонах. Вони встановлюються для жорсткого закріплення проводів в особливо відповідальних точках ПЛ (на кінцях лінії, на кінцях її прямих ділянок, на пересіченнях водоймищ, залізниць, автомобільних трас тощо). Проводи до анкерної опори кріплять натяжними гірляндами ізоляторів. Проміжні опори мають носійну здатність у вертикальному напрямі й аварійних режимах (при обриві проводів) можуть деформуватися. Анкерні опори розраховуються на сприйняття значних натягів дротів і тросів при обриві частини з них у сусідньому прольоті. При цьому вони не повинні деформуватися.

За призначенням розрізняють опори *наріжні*, *кінцеві*, *перехідні*, *транспозиційні* і *відгалужувальні* (три останніх види – спеціальні).

Наріжні опори встановлюють у точках повороту ПЛ. Кутом повороту лінії називається кут α (рис. 2.4), який доповнює внутрішній кут β до 180° . Наріжні опори можуть бути *проміжними* й *анкерними*. Проміжні кутові опори застосовують при кутах повороту лінії до 20° , анкерні кутові опори - при кутах повороту лінії більш 20° .

Кінцеві опори виконують анкерними, їх установлюють перед ПС або електростанціями, від яких відходять ПЛ, і розраховують на однобічну важкість дротів і тросів з боку лінії.

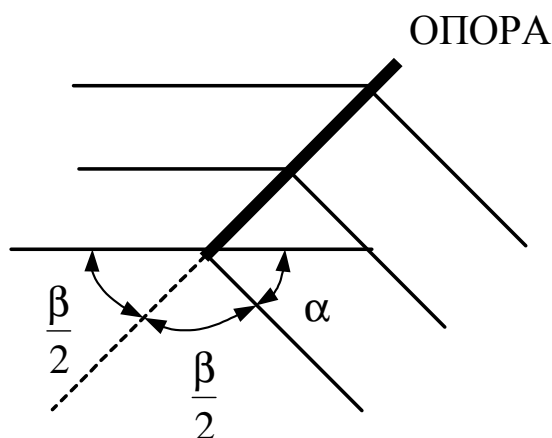


Рис. 2.4 – Кут повороту лінії

Перехідні опори служать для здійснення переходів через різні інженерні споруди і природні перешкоди (мости, річки, озера, гірські ущелини і т. п.), а також через інші ПЛ. Такі опори вищі, ніж інші типи опор, і виконуються як проміжними, так і анкерними.

Транспозиційні опори – це анкерні опори з додатковими гірляндами ізоляторів і конструктивними елементами, що дозволяють змінювати розташування проводів (виконувати їхню транспозицію). Транспозицію виконують для вирівнювання індуктивностей і ємностей і падіння напруг усіх трьох фаз ПЛ напругою 110 кВ і вище при довжинах ліній більше 100 км.

Відгалужувальні опори призначені для приєднання та розведення проводів відгалуження і основної лінії.

Залежно від кількості підвішуваних ланцюгів ПЛ розрізняють *одно- і дволанцюгові опори*. На одноланцюгових опорах проводи розташовують у вершинах трикутника або в горизонтальній площині (рис. 2.5, *а–в*), на дволанцюгових – у вигляді прямої або зворотної «ялинки» або у вигляді «бочки» (рис. 2.5, *г–е*). Пряма «ялинка» застосовується рідко через незручність монтажу, зворотна «ялинка» зручно вмонтовується, але вимагає двох захисних тросів; тому найбільш широкого вживання на ПЛ напругою 35 кВ і вище отримало розташування дротів у вигляді «бочки».

Конструкції дерев'яних опор. Дерев'яні опори застосовують лише для одноланцюгових ПЛ напругою до 220 кВ включно. Найбільш поширеними конструкціями проміжних дерев'яних опор є одностоякові: опора типу «свічка» і П-попібна; як анкерні частіше застосовуються АП-образні опори.

Конструкція і сфера застосування дерев'яних опор наведені в таблиці 3.3 [6].

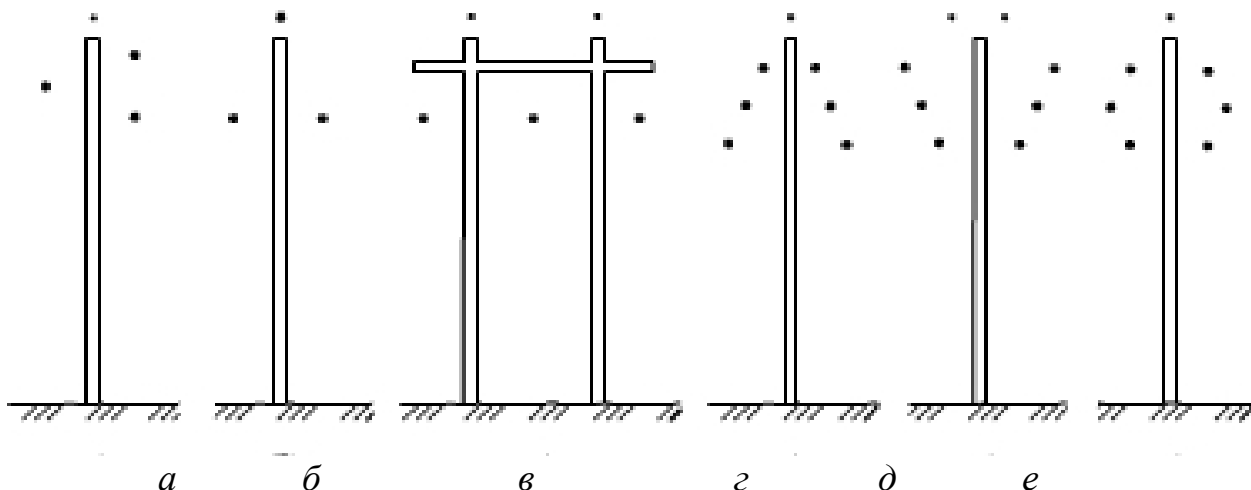


Рис. 2.5 – Розташування дротів і тросів на опорах одно- і дволанцюгових ПЛ

Конструкції металевих опор. Металеві опори встановлюються на ПЛ напругою 35 кВ і вище. Металеві опори ПЛ напругою до 110 кВ включно виконуються таких конструкцій: проміжна одно- і дволанцюгова баштового типу, проміжна одноланцюгова на відтяжках (одностоякова).

Одноланцюгові опори баштового типу мають один грозозахисний трос і розміщення проводів трикутником. На дволанцюгових металевих опорах баштового типу з трьома траверсами проводи одного ланцюга розташовуються один під іншим і підвішують один або два грозозахисні троси.

Одностоякові опори на отосах мають три пари відтяжок, які забезпечують стійкість опори і зменшують її масу.

Конструкції та сфера застосування металевих опор наведені в таблиці 3.4 [6].

Конструкції залізобетонних опор. Залізобетонні опори застосовують на ПЛ до 500 кВ включно. Траверси і тросостояки з металу до стояків цих опор кріплять за допомогою крізних болтів.

На одноланцюгових одностоякових опорах проводи розміщені трикутником на двох траверсах (два нижні проводи знаходяться на одному рівні), на дволанцюгових – «бочкою».

При горизонтальному розташуванні проводів застосовують порталні залізобетонні проміжні опори на отосах. Опори встановлюють на залізобетонних фундаментах із шарнірами в опорних точках стояків. Відтяжки виконують зі сталевих канатів. Нижні їхні кінці кріплять до розташованих у ґрунті плит за допомогою анкерних тяг.

Конструкції та сфера застосування залізобетонних опор наведені в таблиці 3.5 [6].

На рис. 41.5–41.49 [5] наведені схеми основних уніфікованих, типових або характерних опор ПЛ напругою 0,38–1150 кВ, а в таблиці 41.8 [5] зазначені основні характеристики їхніх конструкцій й умов застосування.

2.1.4. Ізолятори

Ізолятори призначені для кріплення проводів до опор і створення необхідного ізоляційного проміжку між проводом, що перебуває під напругою, і опорою. Лінійні ізолятори виготовляють із фарфору і скла. Кожен ізолятор складається з ізоляційного елемента й металевої арматури для кріплення проводів і тросів до ізоляторів, а ізоляторів – до опор. Фарфорові ізолятори відрізняються високою стійкістю до атмосферних впливів, дій температури і хімічно активних речовин, високою механічною й електричною міцністю, стійкістю до дії поверхневого розряду. Вони негігроскопічні та добре очищуються від пилу і бруду. Скляні ізолятори мають вищу механічну міцність порівняно з фарфоровими та мають менші розміри й масу, простіші в експлуатації з точки зору виявлення дефектів, візуального контролю тощо.

За конструктивним виконанням лінійні ізолятори поділяються на шпильові, підвісні та стрижневі.

Шпильові ізолятори застосовують на ПЛ до 35 кВ включно, причому на 6–10 кВ їх виготовляють суцільними, а на 20–35 кВ – складеними з двох частин, сполучених між собою цементним зв'язком і вкритих у місцях сполучення вологостійким лаком. До опор ці ізолятори кріплять за допомогою шпиль або крюків.

Основні типи шпильових ізоляторів і їхнє кріплення до опор наведені на рис. 3.12 [6].

Підвісні ізолятори мають вищі механічні характеристики, ніж шпильові. Вони застосовуються на ПЛ 35 кВ і вище. Залежно від умов забрудненості дошки використовуються різні типи підвісних ізоляторів, які відрізняються довжиною дороги струму витоків та випробувальною напругою. Так, ізолятори типу ПФ (підвісний фарфоровий) або ПС (підвісний скляний) застосовують в умовах чистої атмосфери, а ізолятори типів ПФГ, ПСГ встановлюють на ПЛ у районах із підвищеним рівнем забруднення.

Основні типи підвісних ізоляторів наведені на рис. 3.12 [6].

Підвісні ізолятори збирають у гірлянди – *підтримувальні* (для кріплення проводів до проміжних опор) і *натяжні* (для кріплення проводів до анкерних опор). Кількість ізоляторів у гірлянді залежить від напруги лінії, ступеня забрудненості атмосфери, матеріалу опор та типу вживаних ізоляторів. Натяжні гірлянди на ПЛ до 110 кВ (з невеликою кількістю ізоляторів) мають на один ізолятор більше, ніж підтримувальні гірлянди, працюючи за легших умов.

Стрижневі ізолятори використовують і як шпильові, і як підвісні. Стрижневий ізолятор шпильового типу є суцільним стрижнем циліндрової або конічної форми з рівномірно розташованими ребрами (спідницями). Нижній кінець ізолятора армується чавунним фланцем із отворами для кріплення ізолятора болтами до траверси опори. Провід може кріпитися до ізолятора в канавці, розташованій збоку або зверху його голівки, за допомогою м'якого дроту або спеціальними затискачами, укріпленими на голівці ізолятора. Ізолятор електрично непробивний. Стрижневий ізолятор підвісного типу складається з довгого стрижня з рівномірно розподіленими ребрами (спідницями) звичайної або гвинтоподібної форми. Кінці ізолятора мають конусоподібну форму, армовану шапкою з гніздами для зчеплення з арматурою. Порівняно з підвісними ізоляторами (гірляндами) стрижневі ізолятори підвісного типу економічніші внаслідок меншої витрати металу й ізоляційного матеріалу, а також зменшених витрат на контроль і експлуатацію з причини їхнього електричного непробивання. Недоліком стрижневих ізоляторів є їхня невисока механічна міцність (при механічному пошкодженні відбувається розрив ізолятора), що знижує надійність лінії. Проте використання нових високоміцних синтетичних матеріалів, склопластиків і спеціальних покриттів є перспективною основою для створення стрижневих ізоляторів не лише з хорошими електричними характеристиками, але і з високою механічною міцністю, що дозволить застосовувати їх при спорудженні ПЛ.

2.1.5. Лінійна арматура ПЛ

До лінійної арматури ПЛ належать натяжні та підтримуючі затискачі; зчіпні деталі; з'єднувачі; дистанційні розпірки; гасителі вібрації; захисні кільця й роги.

Основні елементи лінійної арматури ПЛ наведені на рис. 3.14–3.20 [6].

Натяжні затискачі призначені для кріплення проводів і тросів на анкерних опорах і виготовляються у вигляді клинових, болтових і пресованих (див.

рис. 3.14 [6]). *Підтримувальні затискачі* служать для кріплення проводів на проміжних опорах. До них належать затиски *випускаючі*, *глухі* й затиски з обмеженою міцністю закріплення проводу (див. рис. 3.15 [6]). Глухі затискачі дозволяють закріплювати провід за допомогою плашок і болтів у шарнірно пов'язаному з підвіскою човнику так, щоб виключити його проковзування в будь-якому режимі роботи лінії. Випусковчі затискачі, на відміну від глухих мають таку підвіску човника, за якої в разі появи різниці важкості проводів у сусідніх прогонах човник скидається, звільняючи провід. Затиски з обмеженою міцністю замурування принципово не відрізняються від глухих. Проте затягування притискних плашок проводу в них здійснюється так, що при зусиллях, які перевищують певне задане значення, провід в затиску проковзує, внаслідок чого діюче зусилля на опорі обмежується.

До *зчінної арматури* належать скоби, сережки, штовхачі, одно-, дволапчасті та спеціальні вушка, регулювальні та проміжні ланки, дво-, триланцюгові коромисла (див. рис. 3.16 [6]). За допомогою скоб, сережок, штовхачів і вушок ізолятори кріплять до опори, а проводи – до ізоляторів. Коромисла використовують для утворення двох або трьох паралельних гірлянд ізоляторів. Регульовальні та проміжні ланки застосовують для приєднання затискача з проводом до місця кріплення гірлянди на опорі (див. рис. 3.17 [6]).

З'єднувачі призначені для з'єднання кінців проводу у прольоті. При з'єднанні проводів до 240 мм^2 включно використовують овальні з'єднувачі, що вмонтовуються обтисканням (див. рис. 3.18 [6]) або скручуванням, для сталевих алюмінієвих проводів 300 мм^2 і більше та сталевих тросів – пресовані з'єднувачі.

Захисні кільця та *роги* служать для відведення електричної дуги від поверхні ізоляторів, що виникає при перекриттях гірлянд ізоляторів, і поліпшення розподілу електричної напруги по гірлянді.

Гасителі вібрації використовуються для захисту проводів від коливань у вертикальній площині. На ПЛ застосовують два основних види гасителів. Петльовий гаситель призначений для гасіння вібрації проводів невеликих перерізів (алюмінієвих $35\text{--}95 \text{ мм}^2$ і сталевих алюмінієвих $25\text{--}70 \text{ мм}^2$). Він виготовляється з обрізків того ж проводу, що і ПЛ, і поглинає вібрацію проводів за рахунок пружності петлі й тертя між собою дротів у петльовому відрізку проводу. Для гасіння вібрації алюмінієвих проводів 120 мм^2 і більше, сталевих алюмінієвих 95 мм^2 і більше встановлюють гасителі вібрації – два чавунних вантажі, закріплені на відрізку сталевих тросів (див. рис. 3.20 [6]). Стандартні гасителі вібрації розміщують на проводі поблизу натяжного або підтримувального затиску. Кількість їх залежить від характеру місцевості, середньої експлуатаційної механічної напруги у проводі й довжини прогону. Гасителі вібрації не встановлюють на ПЛ, прокладених у лісовому масиві, уздовж гірських долин, а також у тих випадках, коли середня експлуатаційна напруга у проводах і тросах не перевищує 35 Н/мм^2 для алюмінієвих, 40 Н/мм^2 для сталевих алюмінієвих і 180 Н/мм^2 для сталевих проводів і тросів.

2.1.6. Конструкції ліній різної номінальної напруги

Лінії напругою до 1 кВ виконують на дерев'яних і залізобетонних опорах, а також на дерев'яних із залізобетонними пасинками (приставками). Із дерев'яних опор поширення набули одностоякові типу «свічка» у вигляді одиночного цілого стовпа або стовпа з пасинком (див. табл. 3.3 [6]), а із залізобетонних опор – одностоякові з вібробетону з перерізом у вигляді квадрата, прямокутника або двутавра (див. табл. 3.5 [6]). Фазні проводи розташовують на опорі в будь-якому порядку, незалежно від району кліматичних умов, нульовий провід підвішують нижче фазних проводів, а проводи зовнішнього освітлення розміщують над нульовим проводом.

На ПЛ до 1 кВ можуть застосовуватися одно- і багатодротяні проводи. При цьому за умовами механічної міцності мінімальні перерізи алюмінієвих проводів становлять 16 мм^2 , сталевалюмінієвих – 10 мм^2 .

Проводи кріплять до опор через ізолятори на шпінях або крюках (до дерев'яних опор). Габарит і довжина прогону ПЛ наведені в таблиці 2.1.

Лінії напругою 6–20 кВ споруджують на одностоякових дерев'яних опорах із залізобетонними пасинками (див. табл. 3.3 [6]) і залізобетонних опорах з вібробетону (з квадратним, двотавровим або прямокутним перерізом) або на центрифугованих опорах круглого перерізу (див. табл. 3.5 [6]). Проводи підвішують на опорах трикутником із відстанню між ними 0,8–1 м. На дерев'яних опорах ізолятори закріплюють на подовжених крюках, а на опорах з траверсами – за допомогою шпінів. До залізобетонних опор проводи кріплять через шпінєві ізолятори, встановлені на горизонтальній металевій траверсі. За умовами механічної міцності мінімальні перерізи алюмінієвих проводів становлять 25 мм^2 , сталевалюмінієвих – 16 мм^2 .

Лінії напругою 35–220 кВ споруджують на дерев'яних, залізобетонних і металевих опорах. Дерев'яні опори можуть бути одностоякові з розміщенням проводів трикутником (для ПЛ 35 кВ) або двостоякові з горизонтальним кріпленням проводів (див. табл. 3.3 [6]).

Залізобетонні одноланцюгові проміжні опори виконують переважно одностояковими з металевими траверсами й розміщенням фаз трикутником. Для ПЛ 220 кВ широко застосовують також порталні опори, що вільно стоять, з горизонтальним розташуванням проводів (див. табл. 3.5 [6]).

Залізобетонні дволанцюгові опори споруджують одно стояковими з металевими траверсами, тросостояком і розташуванням проводів у вигляді «бочки».

На ПЛ 35–110 кВ, споруджуваних на одноланцюгових одностоякових опорах, анкерно-наріжні опори також виконують залізобетонними. Ці опори складаються з конічного стояка і трьох пар відтяжок. На ПЛ 35–110 кВ, споруджуваних на дволанцюгових залізобетонних одностоякових опорах, анкерні опори застосовують лише металеві.

Одноланцюгові металеві опори для ПЛ 35–220 кВ виконують одностояковими (з розміщенням фаз трикутником) або типу «чарка» (з горизонтальним розташуванням проводів); на дволанцюгових опорах для цих ПЛ проводи під-

вішують із розташуванням їх у вигляді зворотної «ялинки» або «бочки» (див. табл. 3.4 [6]).

Проводи на ПЛ 35–220 кВ кріплять через гірлянди підвісних ізоляторів, і лише на ПЛ напругою 35 кВ із проводами малих перерізів можуть бути використані шпильові ізолятори.

2.1.7. Характеристика умов роботи повітряних ліній

Із усіх елементів електричної мережі найчастіше пошкоджуються ПЛ. Причини пошкодження ПЛ здебільшого пояснюються перенапруженнями (атмосферними й комутаційними), змінами температури довкілля, дією вітру, ожеледно-паморозними утвореннями на проводах, вібрацією, гойданням проводів, забрудненням повітря.

Атмосферні перенапруження на лініях виникають через грозові явища. При таких короткочасних перенапруженнях часто виникають пробой ізоляційних проміжків і, зокрема, перекриття ізоляції, а інколи і її руйнування чи пошкодження. Перекриття ізоляції зазвичай супроводжується виникненням дуги, яка підтримується й після перенапруження, тобто при робочій напрузі. Утворення дуги означає коротке замикання, тому місце пошкодження потрібно автоматично відключати.

Комутаційні (внутрішні) перенапруження виникають при вмиканні та вимиканні вимикачів. Дія їх на ізоляцію мережевих пристроїв аналогічна дії атмосферних перенапружень. Місце перекриття також треба відключати автоматично. У мережах до 220 кВ зазвичай небезпечніші атмосферні перенапруження, що визначають рівень ізоляції. У мережах 330 кВ і вище небезпечніші комутаційні перенапруження.

Температура повітря впливає на ступінь натягнення і провисання проводів і тросів. Особливо небезпечні максимальна і мінімальна температури, при яких відповідно виникають найбільше провисання і натягнення проводів. Небезпечними є також низькі температури в поєднанні з великими швидкостями вітру, а також температури, що сприяють процесам обмерзання проводів і виникнення грозових явищ. Зміни температури повітря достатньо великі, інтервал може бути від -40 до $+40$ °С, крім того, провід ПЛ нагрівається струмом, і при економічно доцільній потужності температура дроту на $2-5$ °С вища, ніж повітря. Зниження температури повітря збільшує допустиму за нагрівом температуру і струм проводу. Одночасно з цим при зниженні температури зменшується довжина проводу, що при фіксованих точках закріплення підвищує механічну напругу. Підвищення температури проводів призводить до їхнього відпалу і зниження механічної міцності. Крім того, при підвищенні температури проводу подовжуються і збільшуються стріли провисання. Внаслідок цього можуть бути порушені габарити й ізоляційні відстані, тобто понижені надійність і безпека роботи ПЛ.

Дія вітру призводить до появи додаткової горизонтальної сили, отже, до додаткового поперечного механічного навантаження на проводи, троси й опори. При цьому збільшуються важкість проводів і тросів і механічна напруга їх-

нього матеріалу. З'являються також додаткові вигинаючи зусилля на опори. При сильних вітрах можливі випадки одночасних поломів ряду опор лінії.

Ожеледно-паморозні утворення, що є твердими атмосферними відкладеннями на дротах у вигляді інею, паморозі, ожеледі та суміші ожеледі з памороззю, створюють значні додаткові механічні навантаження на елементи ПЛ. Це знижує запас міцності проводів, тросів і опор лінії. На окремих прогонах змінюються стріли провисання проводів, проводи зближуються, скорочуються ізоляційні відстані. Внаслідок утворення ожеледі виникають обриви проводів і поламки опор, зближення і сплітання проводів з перекриттям ізоляційних проміжків не лише при перенапруженнях, але і при нормальній робочій напрузі. Іней і кристалічна паморозь утворюються під час безпосереднього переходу водяної пари, що знаходиться в атмосфері, в крижані кристали, які не створюють істотного додаткового навантаження на проводи. Зерниста паморозь утворюється внаслідок швидкого замерзання найдрібніших крапель переохолодженої води. Вона досягає 200 мм і більше в діаметрі і при поперечному вітрі призводить до значних додаткових навантажень на проводи і троси. Ожеледь утворюється при температурі повітря від $-0,5$ до -5 °C під час замерзання переохолоджених крапель води, що випадають при мрячках, дощах, густих туманах. Форма та щільність ожеледі на проводах залежать від розмірів переохолоджених крапель, температури повітря і проводу, швидкості та напрямку вітру. Товщина ожеледі в деяких районах досягає 50–60 мм. Маса ожеледі може на багато разів перевищити масу самого проводу, що в поєднанні з вітром створює дуже велике, інколи аварійне, навантаження для проводів, тросів і опор. За відсутності вітру й температури повітря ± 1 °C до утворення ожеледі може приводити також мокрий сніг, який укриває проводи великим шаром, а з пониженням температури повітря замерзає й міцно зчіплюється з проводами.

До найбільш небезпечної території країни щодо ожеледі відносять деякі райони Західної України, Криму та Донбасу.

Вібрація проводів – це їхнє періодичними коливання у вертикальній площині з великою частотою (5–50 Гц), малою довжиною хвилі (2–10 м) і незначною амплітудою (2–3 діаметри проводу). Ці коливання виникають при слабкому вітрі (0,5–8 м/с) і відсутності на проводах ожеледно-паморозних відкладень. Ці коливання відбуваються майже постійно і спричиняються слабким вітром, через що з'являються завихрення потоку, оточуючого поверхню проводу повітря. Під дією вібрації в проводах виникають динамічні змінні зусилля, що викликають зниження міцності матеріалу (втома) і розриви окремих дротів біля місць закріплення проводів до затискачів. Це призводить до послаблення перерізу проводів, а інколи і їхніх обривів. Вібрація збільшується зі збільшенням довжини прогону та натягненням проводів. Для усунення можливих наслідків вібрації слід підвищувати механічну міцність проводів або застосовувати засоби їхнього захисту від вібрації (віброгасителі, що армують дріт у місцях кріплення).

Гойдання проводів є коливальним процесом, що виникає при дії поривчастого вітру швидкістю 5–20 м/с на проводи, вкриті ожеледдю овальної форми. На відміну від вібрації, гойдання характеризується малою частотою (0,2–0,4

Гц), великою довжиною хвилі (один-два прольоти) і значною амплітудою коливання (0,5–5 м і більш). Тривалість цих коливань, здебільшого, невелика, але інколи досягає декількох діб. Гойдання проводів зазвичай спостерігається при порівняно сильному вітрі й ожеледі, частіше на проводах великих перерізів. При гойданні проводів виникають значні механічні зусилля в лінійній арматурі і траверсах опор, що діють на проводи й опори та часто спричиняють обриви проводів, а інколи й поламку опор. При гойданні проводів скорочуються ізоляційні відстані, через велику амплітуду коливань у деяких випадках проводи сплітаються, через що можливі перекриття при робочій напрузі лінії. Гойдання проводів спостерігається порівняно рідко, але призводить до найбільш важких аварій ПЛ. Для послаблення або припинення гойдання проводів застосовують демпфувальні пристрої, прилади плавки ожеледі електричним струмом, хлорвінілові стрічкові обмотки проводів. Зменшення наслідків гойдання проводів досягається збільшенням відстаней між проводами за вертикаллю і розташуванням їх у горизонтальній площині із значним зрушенням відносно тросів.

Забруднення повітря викидами промислових підприємств, а також випарами морів і солоних озер призводить до осадження часток золи, цементного пилу, хімічних сполук і солей на ізолятори, проводи й інші елементи ліній. Осадження цих часток на вологій поверхні ізоляції лінії й електротехнічного устаткування призводить до появи провідних каналів і до послаблення ізоляції з можливістю її перекриття не лише при перенапруженнях, але і при нормальній робочій напрузі. Забруднення через велику наявність солей і хімічних сполук у повітрі може призвести до активного окислення алюмінію й порушення механічної міцності проводів.

На надійність роботи ПЛ впливають і деякі інші умови їхньої роботи, наприклад, властивості ґрунту.

Кліматичні умови різних районів країни і їхній вплив на ПЛ визначаються на підставі статистичної обробки метеорологічних спостережень. Результати досліджень атмосферних дій на ПЛ дозволили скласти карти кліматичного районування території країни за швидкісними напорам вітру й товщиною стінки ожеледі [2].

Заходи з підвищення механічної міцності ПЛ мають важливе значення для підвищення їх надійності. Для захисту від грозових дій ПЛ на металевих і залізобетонних опорах забезпечуються тросами. У районах з сильною ожеледдю не застосовуються ПЛ із вертикальним розташуванням проводів. У місцевостях із забрудненим повітрям застосовуються ізолятори з розвиненішою поверхнею. На морському узбережжі при виконанні ПЛ застосовуються проводи зі спеціальних сплавів алюмінію. Для захисту від вібрації застосовуються спеціальні віброгасителі у вигляді вантажів, що підвішуються до проводів.

Велике значення має боротьба з утвореннями ожеледі. Із усіх заходів боротьби з ожеледдю найбільш ефективна його плавка великим струмом. При плаві ожеледі температура проводу підвищується до такого значення, за якого розплавляються утворення ожеледі або стає можливим їхнє скидання. При плаві ожеледі або виробляється тимчасова зміна схеми електропостачання, за якій в цій ПЛ тече потрібний великий струм, або заздалегідь передбачається ство-

рення короткозамкненого кола. Крім того, для плавки ожеледі застосовуються спеціальні джерела постійного (або змінного) струму. Вживання короткозамкнених схем вимагає тимчасового відключення відповідних ліній від загальної мережі. При цьому електропостачання споживачів має забезпечуватися за іншими тимчасовими схемами або з використанням місцевих резервних джерел живлення.

2.2. Кабельні лінії

2.2.1. Загальні відомості

Кабельною називається лінія для передачі електроенергії, що складається з одного або декількох паралельних кабелів із сполучними, стопорними й кінцевими муфтами і кріпильними деталями.

Порівняно з повітряними, КЛ набагато дорожчі та мають меншу пропускну спроможність на одиницю перерізу (через температурні обмеження ізоляції). КЛ більш трудомісткі при споруді та ремонті, вимагають великих витрат матеріалів і вищої кваліфікації обслуговуючого персоналу. До переваг КЛ належать їхня тривкість атмосферним діям (грозовим явищам, ожеледі), а також недоступність траси для сторонніх осіб. Кабельні лінії прокладають там, де будівництво ПЛ неможливе через обмежену територію або недоцільне з архітектурної точки зору, за умовами техніки безпеки та іншими вимогами. КЛ споруджують на території міст, промислових підприємств, через великі водні простори і т.д.

Основними елементами КЛ є кабелі, кабельні муфти та кабельні споруди.

2.2.2. Кабелі

Кабелем називається одна або декілька ізольованих струмопровідних жил, поміщених у герметичну оболонку, поверх якої за необхідності можуть бути накладені захисні покриття.

Розрізняють кабелі *силові*, призначені для передачі електроенергії, і *контрольні* – для передачі сигналів контролю, вимірювання та керування.

Силові кабелі розрізняють за напругою, перерізом і кількістю жил, а також за марками, що відображають конструкцію кабелю.

Основними елементами кабелю є (рис. 3.32 [6]) струмопровідні жили, ізоляція, оболонки та покриття.

Жилою кабелю називають один або декілька скручених дротів, поверх яких намотується фазна ізоляція. Струмопровідні жили виготовляють із міді й алюмінію. Необхідність вживання силових кабелів із мідними жилами через дефіцитність міді має бути обґрунтована в кожному окремому випадку.

Перерізи жил кабелів можуть мати (рис. 3.33 [6]) круглу, сегментну або секторну форми, причому жила може бути ущільненою або не ущільненою. За кількістю жил розрізняють одно-, дво-, три-, чотирижильні кабелі. Одножильні кабелі застосовують у КЛ постійного струму й у трифазних КЛ змінного струму напругою 110 кВ і вище, двожильні – лише в КЛ постійного струму, трижи-

льні – у трифазних КЛ змінного струму напругою вище 1 кВ, а чотирижильні – у КЛ напругою до 1 кВ. Вживання трифазних жил із перерізом сегментної або секторної форми, а четвертою нульовою – у формі трикутника дозволяє значно зменшити діаметр багатожильного кабелю порівняно з кабелем із жилами того ж перерізу, але круглої форми.

Як *ізоляційні матеріали* в кабелях використовують гуму, кабельний папір і пластмасу. Гумова ізоляція виготовляється з синтетичного або натурального каучуку й відрізняється гнучкістю та негігроскопічністю. Її недоліки – швидке старіння, відносно висока вартість і порівняно низька допустима температура нагріву, що знижує допустиме струмове навантаження кабелю. Паперова ізоляція, що виконується з сульфатної целюлози, просоченої в'язким складом із мінеральних масел і каніфолі (компаундом), має високу ізоляційну властивість, теплостійкість і невисоку вартість. Тому поширення при спорудженні КЛ набули кабелі з ізоляцією з просоченого кабельного паперу. Залежно від просочувального складу кабелі з паперовою ізоляцією випускаються з нормальним в'язким маслосланцевим або синтетичним просоченням, зі збіднено-просоченою ізоляцією і з нестічним просоченням. Найбільш широкого застосування набули силові кабелі з нормальним маслосланцевим просоченням. Кабелі зі збіднено-просоченою ізоляцією і з нестічним просоченням використовують при спорудженні вертикальних і круто нахилених трас КЛ. Із метою надання кабелю круглої форми між його ізолюваними жилами поміщають просочені маслосланцевим складом джгути з паперу або пряжі, що підвищує електричну міцність ізоляції, оскільки при цьому погіршується переміщення просочувального складу уздовж кабелю. У деяких кабелях, окрім фазної, є також *поясна* ізоляція, яка накладається поверх скручених ізолюваних жил. Це розділення ізоляції дозволяє зменшити діаметр кабелю, забезпечуючи одночасно необхідну електричну міцність між жилами та між жилами й оболонкою кабелю. У мережах з незаземленою нейтраллю поясна ізоляція створює приблизно однакову електричну міцність між фазами та між будь-якою фазою та землею. Проте в кабелях із поясною ізоляцією створюється несприятливий розподіл напруженості електричного поля усередині кабелю, обумовлене появою в ізоляції як нормальних, так і тангенціальних складових (рис. 3.35 [6]) при замиканнях на землю однієї з фаз, що знижує електричну міцність кабелю. Хоча кабелі з поясною ізоляцією дешевші у виготовленні, через відмічений недолік їх випускають лише на напругу до 10 кВ. Для підвищення електричної міцності ізоляції в кабелях 6–10 кВ поверх ізоляції поміщають екран із металізованого або напівпровідного сажного паперу.

Кабелі з в'язким просоченням мають істотний недолік, пов'язаний з тим, що коефіцієнт розширення кабельної маси набагато більше коефіцієнта розширення ізолювального паперу і при охолодженні кабелю (після зняття струмового навантаження) в його ізоляції можуть з'явитися розриви з газовими включеннями (порожнечі). Оскільки електрична міцність газових включень у декілька разів менша, ніж у просоченого паперу, це призводить до зниження міцності кабелю і може виявитися причиною його пошкодження. Для усунення цього недоліку виготовляють маслосланцеві кабелі, у яких повітряні порожнечі від-

повідно до їхнього утворення в ізоляції заповнюються таким маслом під тиском, що має високу електричну міцність. У зв'язку з тим, що кабелі з паперово-масляною ізоляцією мають ряд недоліків, пов'язаних зі складним технологічним процесом їхнього виготовлення, великою масою, складністю кінцевих пристроїв і вертикальних прокладок, останнім часом все частіше застосовують кабелі з пластмасовою ізоляцією, які значно економніші, мають меншу масу і зручніші в експлуатації. Під час їхнього виготовлення потрібно використовувати пластмасу високої чистоти, за яку беруть полівінілхлоридний пластик або поліетилен. При цьому екран виготовляють із напівпровідного паперу та металевої стрічки або з напівпровідного полівінілхлориду (у разі полівінілхлоридної ізоляції) і графітового шару (у разі поліетилену).

Оболонки кабелю служать для герметизації ізоляції та захисту її від проникнення вологи, повітря, хімічних продуктів, а також виключення старіння під дією тепла і світла. Вони виготовляються зі свинцю, алюмінію, полівінілхлориду або гуми. Свинцю властива вологонепроникність, достатня гнучкість, можливість накладення його за допомогою преса на кабелі за порівняно невеликої температури (200–260°C), відносна стійкість до хімічних дій ґрунту. Проте свинець є дефіцитним і дорогим металом, тому в даний час кабелі у свинцевих оболонках застосовують лише в особливих випадках (підводні лінії, у корозійних середовищах і т.д.) або за спеціальними обґрунтуваннями. Зазвичай, використовуються кабелі в алюмінієвих оболонках, які мають істотні недоліки – слабку корозійну стійкість і недостатню гнучкість, але знижують масу кабелю і його вартість. Для гумових оболонок застосовують гуму на основі поліхлоропренового каучуку, що відрізняється морозостійкістю (до –30°C), маслобензостійкістю та підвищеною опірністю до горіння, а для здобуття полівінілхлоридних оболонок – високоміцний шланговий пластик, що має високу вібро- і морозостійкість (до –50 °C), а також стійкість до горіння.

Металеві оболонки кабелів мають бути захищені від корозії, яка викликається блукаючими струмами в районах із електрифікованим транспортом на постійному струмі (електрозахист ділянок КЛ, прокладених в корозійнонебезпечних зонах, за допомогою катодних установок і електродренажу, подачею негативного потенціалу на оболонки кабелю, унаслідок чого припиняється стікання блукаючих струмів у землю і тим самим запобігається корозія) або агресивністю ґрунту відносно свинцю або алюмінію (протекторний захист). Оболонки всіх видів підлягають захисту від механічних пошкоджень. Для цього на оболонку накладають *захисні покриття*, які зазвичай складаються з трьох основних елементів: броньоване покриття (броні), подушка під броню та зовнішнє захисне покриття поверх броні. Броня захищає кабель від механічних пошкоджень і виконується зі сталевих стрічок або сталевих оцинкованих дротів. Дротяна броня має високу механічну міцність при розтяжних зусиллях, і тому використовується при підводних прокладках і вертикальних трасах КЛ. Без броні виготовляють кабелі, що прокладаються в місцях, де виключаються механічні дії, а також однофазні кабелі, аби уникнути нагріву броні та втрат енергії за рахунок магнітного поля розсіяння. Подушка оберігає оболонку кабелю від пошкоджень бронею та захищає її від хімічної й електролітичної корозії. Розрізняють норма-

льні та посилені подушки. Нормальна подушка складається з послідовно накладених концентричних шарів із бітумного складу, просочених стрічок кабельного паперу, знову бітумного складу, просоченої кабельної пряжі та знову бітумного складу. Посилена подушка виготовляється для алюмінієвих оболонок і відрізняється від нормальної подушки додатковим уведенням до складу концентричних шарів двох стрічок полівінілхлоридного пластика. Зовнішнє захисне покриття, що виконується неспалимим захисним шаром або звичайним захисним шаром, оберігає броню кабелю від корозії.

2.2.3. Конструкції кабелів

Кабелі до 1 кВ випускаються чотирижильними; одна з жил, що має менший переріз, є нульовою. У чотирипровідних мережах із глухозаземленою нейтраллю можливе вживання трижильних кабелів із використанням алюмінієвої оболонки як нульового проводу.

Кабелі 6–10 кВ виготовляються трижильними з секторними жилами в паперовій, гумовій або пластмасовій ізоляції. Простір між жилами залежно від вигляду ізоляції заповнюють джгутами з паперу, гуми або пряжі, просоченої антисептиком, полівінілхлоридом або поліетиленом. Для вертикальних прокладок КЛ випускаються кабелі зі збіднено-просоченою (осушеною) ізоляцією або з нестічним церезиновим просоченням (церезин – продукт переробки нафти і сланцевого масла).

Кабелі 20–35 кВ виготовляються трижильними з окремими свинцевими (окремо освинцьовані) або алюмінієвими оболонками або з екранованими жилами. Наявність окремих свинцевих оболонок або екранів у кожній жилі сприяє кращому використанню ізоляції кабелю, оскільки при цьому електричне поле усередині кабелю має більш рівномірну структуру – лише радіальнонаправлені силові лінії.

Кабелі 110 кВ є маслonaповненими. Ці кабелі заповнюються малов'язким очищеним маслом під тиском. У мережах 110 кВ набули найбільшого поширення маслonaповнені кабелі низького тиску. Це одножильні кабелі з центральним маслопроводним каналом. Основні елементи конструкції такого кабелю наведені на рис. 3.36, б [6]. Окрім зазначеної конструкції, застосовують одножильні кабелі 110 кВ із пластмасовою ізоляцією.

У зв'язку з тим, що на виготовлення кабелів витрачається ряд дефіцитних матеріалів, постає завдання пошуку нових конструктивних рішень, спрямованих на зниження вартості КЛ. При розв'язанні цього завдання широко використовуються заміна мідних жил і свинцевих оболонок алюмінієвими жилами й оболонками, вживання алюмінієвих оболонок у мережах до 1 кВ як нульовий провід, а також взагалі відмова від захисних металевих оболонок і покриття алюмінієвої оболонки антикорозійними синтетичними плівками.

Все ширше застосовуються кабелі з ізоляцією зі штучних матеріалів, наприклад, кабелі з ізоляцією із зшитого поліетилену (ЗПЕ). Наразі більшість країн світу повністю використовують у розподільних мережах 10–35 кВ кабелі зі зшитим поліетиленом.

Основні переваги кабелів із ЗПЕ-ізоляцією:

- виготовляються на напругу до 500 кВ;
- термін служби кабелів становить не менше 30 років;
- пропускна спроможність залежно від умов прокладки на 15–30 % вища, ніж у кабелів із паперовою або маслонаповненою ізоляцією, оскільки кабелі зі ЗПЕ-ізоляцією розраховані на тривалу роботу при температурі жили 90 °С, а їх паперово-масляні аналоги допускають нагрів до 70 °С;
- відповідають екологічним вимогам;
- значні будівельні довжини;
- прокладка й монтаж менше залежать від погоди і можуть проводитися навіть за температурі –20 °С;
- можливість прокладки на трасах із необмеженою різницею рівнів;
- значно дешевшими і простішими стають обслуговування та ремонт при механічних пошкодженнях, істотно легше і швидше виконуються прокладка й монтаж сполучних муфт і кінцевих закладень у польових умовах.

Зазначені переваги визначають привабливість кабелів із ЗПЕ-ізоляцією. В той же час до високих показників їхньої надійності потрібно ставитися не настільки оптимістично, оскільки відсутній досвід напращування кабелів із ЗПЕ-ізоляцією у вітчизняних розподільних мережах практично відсутній, а поширення зарубіжного досвіду експлуатації кабелів зі ЗПЕ-ізоляцією стосовно наших умов недоцільно. Останнє обумовлено наступним основним недоліком кабелів із ЗПЕ-ізоляцією.

Досвід експлуатації кабелів із паперовою ізоляцією у вітчизняних розподільних мережах показав, що електричний пробій ізоляції при однофазних замиканнях на землю (ОЗЗ) у 60–70 % випадків самоліквідується й експлуатаційний персонал ці аварійні режими не фіксує. Висока «живучість» кабелів з паперовою ізоляцією обумовлена специфікою діелектричного середовища – паперово-масляної ізоляції. У такому випадку переміжна дуга горить у замкненому обсязі ізоляції в місці виникнення ОДЗ і залежно від значення ємнісного струму замикання на землю, швидкості відновлення електричної міцності в місці горіння дуги та напруги (залежної від параметрів мережі), що відновлюється, аварійний режим самоліквідується. Інша картина матиме місце при впровадженні в розподільну мережу кабелів із ЗПЕ-ізоляцією. При електричному пробіі твердого діелектрика кабель не зможе відновити свою електричну міцність, і будь-яке ОЗЗ призводитиме до стійкого аварійного режиму. У цьому випадку експлуатаційному персоналу кожне виникнення ОДЗ в ізоляційній системі КЛ необхідно буде усувати. Таким чином, поряд із безперечними перевагами кабелі зі ЗПЕ-ізоляцією мають істотний недолік, що полягає у відсутності ефекту самоліквідування ЗПЕ-ізоляції. Саме цю обставину необхідно враховувати, завчасно передбачити і створити такі умови експлуатації кабелів із ЗПЕ-ізоляцією, які б мінімізували їхній можливий каскадний вихід з ладу.

2.2.4. Марки кабелів

Позначення типів (марок) кабелів наведені нижче.

Із пластмасовою ізоляцією:

Жила

мідна –

алюмінієва А

Оболонка з поліетилену, самозатухаючого й вулканізованого пластикату, алюмінію П, Пс, Пв, В, А

Броньований..... Б_б

Без зовнішнього покриття Г

Шлаг із полівінілхлоридного пластикату..... Ш_в

$n_{\text{ф жил}} \times F_{\text{ф жил}} + n_{0 \text{ жил}} \times F_{0 \text{ жил}}, \text{ шт.} \times \text{мм}^2$.

Із паперовою ізоляцією та в'язким просоченням:

Ізоляція

Звичайна –

просочена нестічним складом..... Ц

мідна –

алюмінієва А

Ізольовані жили

Спільно –

Окремо..... О

Оболонка

Свинцева..... С

Алюмінієва..... А

Тип покриття..... Б, Б_л, Б_{2л}, Б_н, П_н, К, Ш_в, Ш_{пс}

Без зовнішнього покриття Г

Удосконалене..... У

$n_{\text{ф жил}} \times F_{\text{ф жил}} + n_{0 \text{ жил}} \times F_{0 \text{ жил}}, \text{ шт.} \times \text{мм}^2$.

Маслонаповнені:

Маслонаповнений (із мідною жилою) М

Тиск масла низький..... Н

Оболонка

свинцева С

алюмінієва, алюмінієва гофрована..... А, Аг

Покриття

асфальтове..... А

броньоване круглими дротами..... К

Шланг із полівінілхлоридного пластикату..... Ш_в

Такий же, з посиленням захисним шаром..... Ш_{вг}

$F_{\text{жил}}, \text{мм}^2$.

Марки кабелів зі **ЗПЕ-ізоляцією** містять наступні позначення:

Кількість кабелів	–	один кабель, одножильний або трижильний (без позначення)
	3х	три одножильних кабелі, скручених разом
Струмopровідна жила	А	алюмінієва жила
	–	мідна жила (без позначення)
Ізоляція	Пв	ізоляція зі зшитого поліетилену
Екранування	Э	мідний екран по ізольованій жилі
	Эо	загальний мідний екран сердечника трижильних кабелів
	г	поздовжня герметизація екрана водонабухаючими стрічками
	га	поздовжня й поперечна герметизація екрана водонабухаючими матеріалами й алюмополімерною стрічкою
Броня	Б	броня зі сталевих стрічок
	К	броня із круглих сталевих дротів
	Ак	броня з алюмінієвих круглих дротів
Зовнішня оболонка	П	зовнішня оболонка з поліетилену або сополімеру поліетилену
	Пу	посилена поліетиленова оболонка
	В	зовнішня оболонка із ПВХ пластикату
	Внг	зовнішня оболонка із ПВХ пластикату, що не поширює горіння
	Внгд	зовнішня оболонка із ПВХ пластикату, що не поширює горіння та з низьким виділенням диму й корозійноактивних газів

Примітка. Індеси, що вказують на типи захисних покриттів, розшифровуються таким чином:

1. Внутрішнє покриття (подушка) – не має індексу при найпростішій конструкції та має індекси при додаванні до конструкції подушки додаткових елементів:

л – стрічки полівінілхлоридні, поліамідні або інші рівноцінні в 1 шар;

2л – те ж, у декілька шарів;

п – випресований поліетиленовий захисний шланг;

пс – захисний шланг із кассполену;

в – те ж, полівінілхлоридний.

Відсутність подушки позначається індексом «б».

2. Броня має позначення:

Б – броня зі сталевих стрічок;

П – броня зі сталевих оцинкованих плоских дротів;

К – те ж, із круглих.

3. Зовнішнє покриття не має індексу при найпростішій конструкції та має індекси при додаванні до конструкції покриття додаткових елементів:

н – неспалимий склад;

Шп – стрічки полівінілхлоридні, поліамідні або інші рівноцінні і поліетиленовий захисний шланг;

Шв – те ж, але полівінілхлоридний захисний шланг.

Відсутність зовнішнього покриття позначається індексом «Г».

Приклад позначення: «Кабель АПвЭгП-10 1х150/25 ТУ В 31.3-00214534-017-2003»

А – алюмінієва струмопровідна жила;

Пв – ізоляція зі зшитого поліетилену;

Ег – екран із мідних стрічок із поздовжньою герметизацією;

П – зовнішня оболонка з поліетилену;

10 – номінальна лінійна напруга, кВ;

1 – число жил;

150 – номінальний перетин струмопровідної жили, мм²;

25 – номінальний перетин екрану, мм²;

ТУ В 31.3-00214534-017-2003 – позначення технічних умов.

2.2.5. Кабельні муфти

Будівельні довжини кабелів сполучають між собою муфтами, а приєднують кабелі до затискачів ЕС за допомогою муфт і закладень. Детальна характеристика кабельних муфт наведена в пункті 3.2.5 [6].

2.2.6. Кабельні споруди

Кабельною називається споруда, спеціально призначена для розміщення в ній кабелів, кабельних муфт, а також маслопідживлювальних апаратів та іншого устаткування, що забезпечує нормальну роботу КЛ.

До кабельних споруд належать кабельні тунелі, канали, колектори, шахти, поверхи й подвійні підлоги, блоки, естакади та галереї, короби та підживлювальні пункти. Детальна характеристика кабельних споруд наведена в пункті 3.2.6 [6].

2.2.7. Прокладання КЛ у землі

В одній траншеї можлива прокладка не більше 5–6 кабелів. Подальше збільшення кількості кабелів різко знижує їхню пропускну спроможність через взаємний тепловий вплив.

Кабелі у траншеї прокладаються «змійкою» (із запасом по довжині до 3 %) для компенсації температурних деформацій і через можливі зсуви ґрунту. Габарити кабельних траншей і охоронних зон приймаються за таблицею 2.3 і рис. 2.6.

Таблиця 2.3 – Габарити траншей і охоронних зон для КЛ напругою до 35 кВ

Тип траншеї	Розміри, мм			Кількість кабелів одного призначення у траншеї			
	B	H	B_1	Силових, напругою, кВ			Контрольних
				35	20	до 10	
T-1	200	900	2200	–	–	1	1–5
T-2	300	900	2300	–	1	1–2	6–10
T-3	300	1250	2300	1	–	–	–
T-4	400	900	2400	–	–	2–3	8–12
T-5	500	900	2500	–	–	3–4	10–16
T-6	630	900	2630	–	2	4–5	12–20
T-7	630	1250	2630	2	–	–	–
T-8	800	900	2800	–	–	5–6	16–26

Примітки:

1. Глибина траншеї (900 і 1250 мм) задана від поверхні землі остаточно спланованої території (від планувальної відмітки).

2. В одній траншеї рекомендується прокласти не більше 6 силових кабелів.

3. Траншеї завглибшки до 1 м можуть виконуватися без укосів.

4. Охоронна зона (B_1) виділяється для КЛ напругою 1 кВ і вище, у межах якої забороняється скидати великі тягарі, виливати кислоти й луги, обладнувати різні звалища, у тому числі звалища шлаку і снігу; не допускається укладання інших комунікацій без узгодження з організацією, експлуатуючою КЛ.

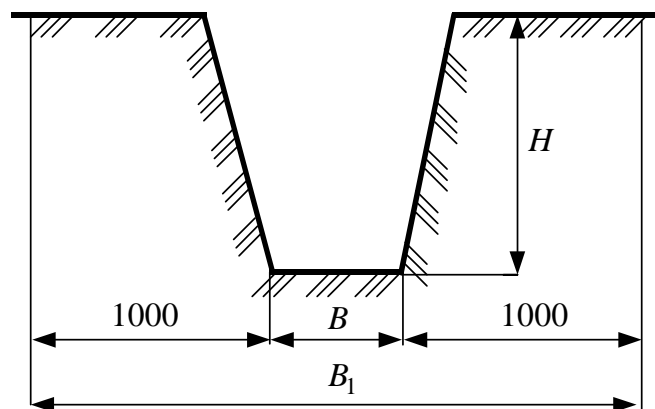


Рис. 2.6 – Габарити траншей і охоронних зон для КЛ напругою до 35 кВ

Захист від механічних пошкоджень виконується для кабелів 20–35 кВ залізобетонними плитами, для кабелів до 10 кВ – плитами або цеглиною, а для кабелю до 1 кВ – лише в місцях частих розкопок.

Глибина закладення КЛ від планувальної відмітки має бути не менше: при напрузі до 20 кВ – 0,7 м, а 35 кВ – 1 м, при пересіченні вулиць і площ – 1 м. Кабельні маслонаповнені лінії напругою 110кВ прокладаються нижче за рівень промерзання ґрунту й повинні мати глибину закладання від планувальної відмітки не менше 1,5 м.

Приклад прокладки в траншеї маслонаповненої дволанцюгової КЛ напругою 110 кВ низького тиску показаний на рис. 2.7. Однофазні кабелі кожного ланцюга розташовуються у вершинах рівностороннього трикутника. Кабелі по всій довжині захищаються від механічних пошкоджень залізобетонними плитами.

В одній траншеї з кабелями 110 кВ і вище прокладається сигнальний кабель, який зверху захищається цеглою.

На рис. 2.8 наведені приклади прокладки кабелів до 35 кВ у траншеях.

Перехід кабельної лінії через магістральну автодорогу або залізницю може бути виконаний закритим способом методом проколу або горизонтального буріння. В окремих випадках перехід може бути виконаний методом щитової проходки. У місцях схрещення інших вулиць кабелі прокладаються відкритим способом в окремих азбестоцементних трубах внутрішнім діаметром 100–150 мм.

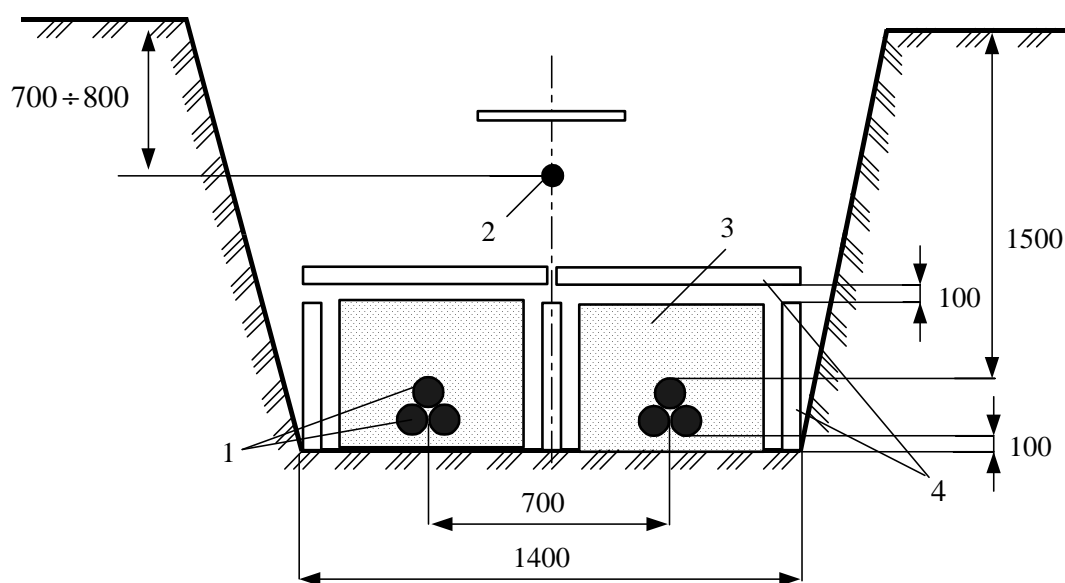


Рис. 2.7 – Прокладка дволанцюгової КЛ 110 кВ низького тиску у траншеї:
1 – кабель 110 кВ; 2 – контрольний кабель; 3 – засипка просіяним ґрунтом;
4 – залізобетонні плити

По трасі кабельної лінії встановлюються покажчики колодязів і кутів повороту.

Кабельна лінія має бути заземлена. Металева оболонка кабелю і броня з'єднуються між собою і з корпусом кінцевих, сполучних стопорних муфт, які у свою чергу приєднуються до заземлювального пристрою.

2.2.8. Прокладання КЛ у спорудах

При великій кількості ліній кабелі прокладаються у спеціальних підземних спорудах. На магістральних проїздах використовуються загальні підземні колектори, для кварталів застосовуються внутрішньоквартальні колектори.

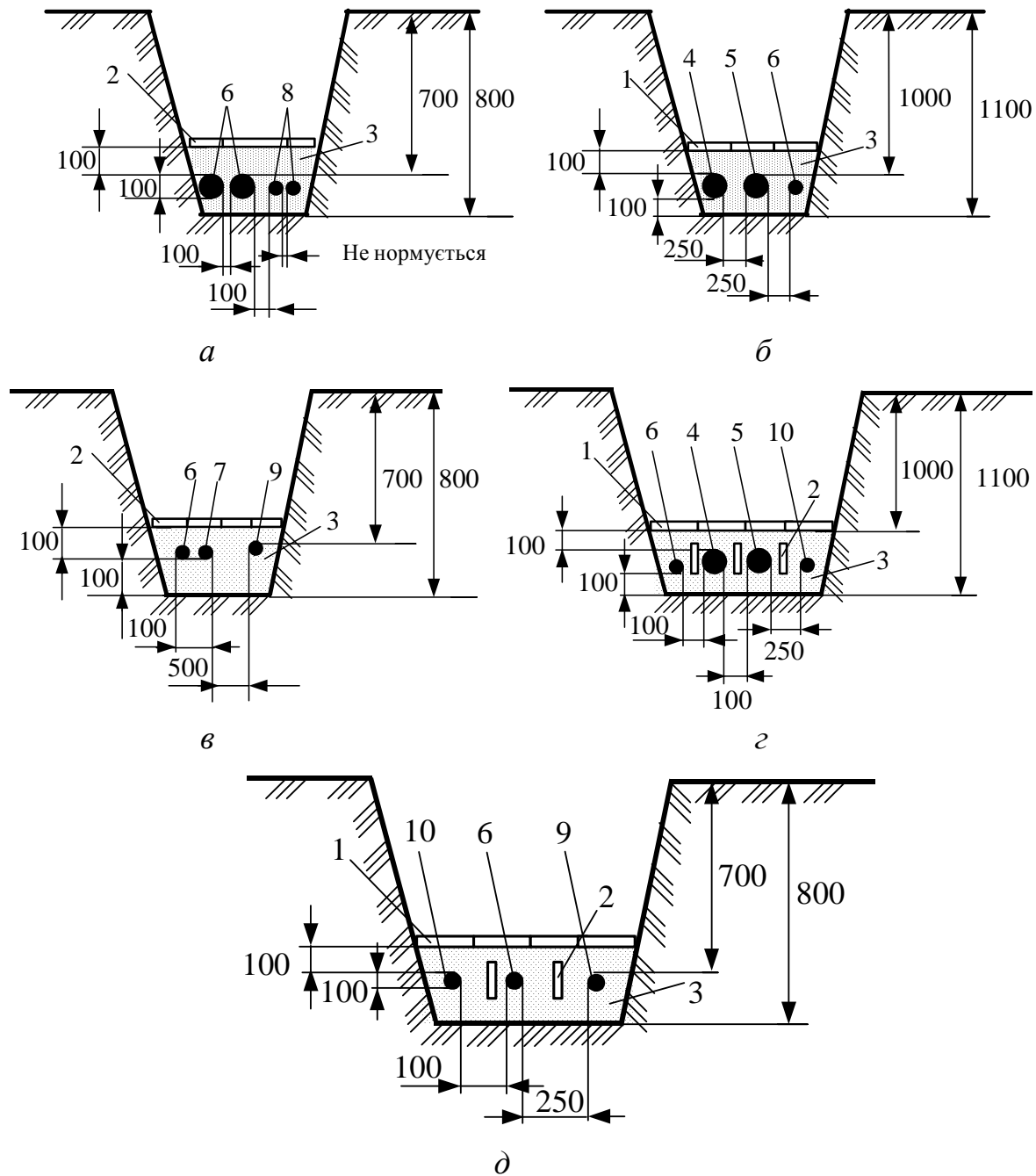


Рис. 2.8 – Приклади прокладки кабелів до 35 кВ у траншеях:

а – кабелі 10 кВ із контрольними кабелями; *б* – кабелі 35 кВ з кабелями 20 або 10 кВ або контрольними кабелями; *в* – кабелі 10 кВ з кабелями 1 кВ і з кабелями іншої організації або кабелями зв'язку; *г* – кабелі 35 кВ з кабелями 20 або 10 кВ і з кабелями іншої організації; 1 – залізобетонні плити; 2 – цеглина або залізобетонні плити; 3 – засипка просіяним ґрунтом; 4 – кабель 35 кВ; 5 – кабель 20 кВ; 6 – кабель 10 кВ; 7 – кабель до 1 кВ; 8 – контрольний кабель; 9 – кабель зв'язку; 10 – кабель іншої організації

Для розміщення лише силових і контрольних кабелів використовуються тунелі прохідного (висота – 2,1 м) і напівпрохідного (1,65 м) виконання. Довжина останнього не має перевищувати 10–15 м.

Підземні тунелі повинні мати над перекриттям шар землі завтовшки не менше 0,5 м.

По території ПС потік КЛ, що відходять, прокладається зазвичай у каналах, які часто виходять за межі огорожі. Прокладка в каналах застосовується при середній кількості кабелів у потоці 20–30.

У кабельних спорудах кабелі рекомендується прокладати цілими будівельними довжинами. Розміщення кабелів у спорудах приймається таким: контрольні кабелі й кабелі зв'язку, силові кабелі напругою до 1 кВ, силові кабелі вище 1 кВ. Контрольні кабелі та кабелі зв'язку можуть розміщуватися й під силовими кабелями.

При прокладці силових кабелів у колекторах спільно з іншими інженерними мережами їхнє розташування приймається:

а) при дворядному розташуванні мереж: із одного боку проходу, зверху мають бути прокладені кабелі зв'язку та контрольні, під ними – теплопроводи; з другого боку проходу, зверху – силові кабелі, нижче кабелі зв'язку, знизу водопроводи;

б) при однорядному розташуванні: зверху мають бути розташовані силові кабелі, під ними кабелі зв'язку й контрольні, нижче – теплопроводи та водопроводи.

Вертикальна відстань між консолями для укладання силових кабелів приймається 200 мм, для укладання контрольних кабелів і кабелів зв'язку – 150 мм, горизонтальна відстань у світлу між силовими кабелями – 35 мм, але не менше діаметра кабелю.

Відстань між паралельно прокладеними силовими кабелями і трубопроводами, зазвичай, має бути не менше 0,5 м, а між газопроводами і трубопроводами з горючими рідинами – не менше 1 м.

2.2.9. Підводна прокладка КЛ

Підводні кабельні переходи споруджують через річки, канали, озера, водосховища, морські затоки і протоки.

Довжина кабельного переходу через водні перешкоди і способи заглиблення кабелю, марка кабелю підводного переходу, берегоукріплювальні та інші види робіт залежать від конкретних місцевих гідрогеологічних умов і ґрунтуються на ретельних інженерних дослідженнях.

При пересіченні КЛ напругою до 35 кВ річок, каналів та ін. прокладка здійснюється на ділянках із дном і берегами, мало схильними до розмивання, а при прокладці в морі з врахуванням глибини, швидкості та сили переміщення води в місці переходу, профілю дна, хімічного складу дна та води.

Кабелі здебільшого мають заглиблюватися у дно на глибину 1 м на прибережних і мілководних ділянках, а також на судноплавних і сплавних дорогах (при маслonaповнених кабелях – 2м).

Відстань між кабелями, що заглиблюються в дно річок, каналів та ін. з шириною водоймища до 100 м, рекомендується приймати не менше 0,25 м. Знов споруджувані підводні КЛ мають прокладатися на відстані від діючих не менше 1,25 м. При прокладці у воді маслонаповнених КЛ низького тиску на глибині 5–15 м і при швидкості течії до 1 м/с відстань між окремими фазами рекомендується приймати не менше 0,5 м, а між крайніми кабелями паралельних ліній – не менше 5 м.

При прокладці у воді трьох і більш кабелів напругою до 35 кВ включно має бути передбачений один резервний кабель на кожні три робочі. При прокладці у воді маслонаповнених КЛ з однофазних кабелів має бути передбачений резерв: для однієї лінії – одна фаза, для двох ліній – дві фази, для трьох і більше – за проектом, але не менше двох фаз. Резервні фази мають бути прокладені так, щоб вони могли бути використані замість робочих діючих фаз.

2.2.10. Прокладання кабелів на вертикальних і крутонахилених ділянках

Кабелі напругою 1–6 кВ з паперовою ізоляцією випускаються з в'язкою просоченою ізоляцією і збідненою ізоляцією. Зазначені кабелі без вживання спеціальних пристроїв (наприклад, стопорних муфт) призначені для прокладки на трасах із різницею рівнів між вищою і нижчою точкою розташування кабелю, наведені у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Допустима різниця рівнів прокладки кабелів без вживання спеціальних пристроїв

Номінальна напруга кабелю, кВ	Просочення ізоляції	Характеристика кабелів	Різниця рівнів, м
1; 3	В'язка	Неброньовані: в алюмінієвій оболонці у свинцевій оболонці	25 20
	Збіднена	Броньовані: в алюмінієвій оболонці у свинцевій оболонці	без обмеження 100
6	В'язка	в алюмінієвій оболонці в свинцевій оболонці	20 15
	Збіднена	в алюмінієвій або свинцевій оболонці	100
10	В'язка	в алюмінієвій або свинцевій оболонці	15
20; 35	В'язка	в алюмінієвій або свинцевій оболонці	15

У разі з'єднання відрізів кабелів за допомогою свинцевих сполучних муфт необхідно керуватися даними таблиці 2.4 про допустимі різниці рівнів і в необхідних випадках передбачати спеціальні стопорні муфти. Зараз промисловістю випускаються сполучні епоксидні муфти, які виконують роль стопорних, що дозволяє значно розширити сферу застосування звичайних кабелів із паперовою ізоляцією і в'язким просоченням при різниці рівнів між вищою й нижчою точками траси, що перевищує допустимі різниці рівнів.

Силові кабелі з паперовою ізоляцією, просоченою нестічним складом, призначені для прокладки на вертикальних і крутонахилених ділянках трас без обмеження різниці рівнів. Ці кабелі достатньо дефіцитні, вживання їх не рекомендується обмежувати, використовуючи по можливості звичайні кабелі з паперовою ізоляцією і в'язким просоченням із застосуванням епоксидних сполучних муфт, що виконують роль стопорних.

2.2.11. Захист кабелів від корозії

Захист кабелів від корозії включає захист від ґрунтової корозії та захист від корозії блукаючими струмами.

Корозійна активність ґрунтів, ґрунтових та інших вод відносно броні кабелю (сталь) і його оболонок (свинець, алюміній) оцінюється за даними відповідних хімічних аналізів за показниками, що характеризують їхню найбільшу корозійну активність (низька, середня, висока).

Засоби захисту кабелів від ґрунтової корозії й корозії блукаючими струмами включають раціональний вибір траси прокладки кабелю, конструкції захисного покриття кабелю, використання спеціальних методів прокладки кабелю (канали, тунелі, колектори), катодну поляризацію.

Для захисту кабелю від корозії блукаючими струмами також вживаються заходи щодо обмеження значення блукаючих струмів на їхніх джерелах (електрифіковані залізниці, метрополітен, трамвай, промислові підприємства).

Катодна поляризація здійснюється постійним струмом, що протікає з ґрунту в кабель під дією прикладеної різниці потенціалів «кабель-земля».

Джерелом постійного струму є катодна станція або протектори, що разом з кабелем і довкіллям є електрохімічним джерелом постійного струму. За принципом дії ці два види катодного захисту однакові, але захист за допомогою катодної станції є потужнішим. Для підтримки захисних потенціалів у необхідному діапазоні ефективно вживання автоматичних катодних станцій.

Для розрахунку катодного захисту використовуються величини подовжнього, перехідного і вхідного опору, а також питомий опір ґрунту. Величини опорів істотно залежать від старіння захисного покриття кабелю й від сезонних змін температури та вологості ґрунту. Точний розрахунок катодного захисту практично неможливий. Корективи в захисні параметри вносяться при налаштуванні катодного захисту.

Зараз випускається кабель марки ААШпс із захисним шлангом із кассполу, що має високі фізико-механічні характеристики і хороші електроізоляційні властивості. Цей кабель рекомендується використовувати для прокладки у

грунтах із високою корозійною активністю й за наявності блукаючих струмів. Для прокладки в агресивних грунтах слід застосовувати кабель марки ААШп із захисним шлангом з поліетилену. При застосуванні кабелів зазначених марок захист від ґрунтової корозії та блукаючих струмів не потрібен.

2.2.12. Рекомендації щодо застосування різних марок кабелів

При виборі кабелів слід враховувати:

а) наведені в таблицях марки кабелів можуть бути використані для живлення споживачів усіх категорій щодо надійності електропостачання;

б) за базові марки силових кабелів, наведених у таблицях, прийняті кабелі з алюмінієвими жилами;

в) вживання силових кабелів у свинцевій захисній оболонці слід передбачати для випадків: підводних ліній; у шахтах, небезпечних за газом і пилом; для прокладки в особливо небезпечних корозійних середовищах;

г) у таблицях 2.5 і 2.6 наведені марки кабелів, які розташовані послідовно, починаючи з найбільш переважних;

д) при розробці класифікації кабельних трас за ступенем складності при визначенні складних ділянок трас слід керуватися наступним: при прокладці в землі до складних ділянок трас, на яких прокладається одна будівельна довжина (зазначена в технічній документації на кабелі), належать: ділянки трас із більш ніж чотирма поворотами під кутом, більшим за 30°; прямолінійні ділянки трас з більш ніж чотирма переходами в трубах завдовжки більше 20 м або більш ніж двома переходами у трубах завдовжки більш 40 м;

е) на складних ділянках трас, де при прокладочно-монтажних або ремонтно-експлуатаційних роботах виникає небезпека пошкоджень захисного полівінілхлоридного шланга, вживання кабелів марки ААШв не рекомендоване;

ж) в умовах можливої появи значних розтяжних зусиль для прокладки слід застосовувати кабелі, броньовані круглими або плоскими сталевими дротами.

2.3. Підстанції та розподільні пункти

2.3.1. Загальні відомості

Підстанції споруджують для перетворення й розподілу електроенергії з метою її використання або подальшої передачі. ПС є невід'ємними елементами електричних мереж, що визначають їхню структуру та властивості, у той же час їхнє розміщення, схема й потужність залежать від мереж, для живлення яких вони призначені. ПС можуть бути класифіковані за різними ознаками: місце розташування, призначення та роль в енергосистемі, приєднання до мережі, головна схема електричних з'єднань, спосіб керування і обслуговування та ін. Залежно від виконуваної функції розрізняють ПС *трансформаторні* й *перетворювальні*.

До елементів ПС належать: трансформатори, автотрансформатори та перетворювачі; розподільчі пристрої; КУ (на окремих ПС); пристрої керування.

Таблиця 2.5 – Тип і марка кабелів для прокладки в землі (траншеях)

Застосування	Кабель прокладається по трасі	Із паперовою просоченою ізоляцією		Із пластмасовою і гумовою ізоляцією та оболонкою
		У процесі експлуатації не піддається розтяжним зусиллям	У процесі експлуатації піддається значним розтяжним зусиллям	У процесі експлуатації не піддається розтяжним зусиллям
У ґрунті (траншеях) з низькою корозійною активністю	Без блукаючих струмів	ААШпс, ААШв ААШп, ААБл АСБ	ААПл АСПл	_____
	Із наявністю блукаючих струмів	ААШпс, ААШв ААШп, ААБ2л АСБ	ААП2л АСПл	_____
Те саме, з середньою корозійною активністю	Без блукаючих струмів	ААШпс, ААШв ААШп, ААБ2л АСБ, АСБл ААБл	ААПл АСПл	АВВГ* АПсВГ* АПвВГ* АПВГ* АПвПБ АПБбШв
	Із наявністю блукаючих струмів	ААШпс ААШп, ААШв ААБ2л, ААБв АСБл, АСБ2л	ААП2л АСПл	АПвПбШв АВБбШв АВБбШп АПсБбШв АПсАШв АВРБ, АНРБ
Те саме, з високою корозійною активністю	Без блукаючих струмів	ААШпс, ААШп ААШв, ААБ2л ААБ2лШв ААБ2лШп АСБл, АСБ2л	ААП2лШв АСП2л	_____
	Із наявністю блукаючих струмів	ААШпс, ААШп ААБв, АСБ2л АСБ2лШв	ААП2лШв АСП2л	_____

*) кабелі на номінальну напругу до 1 кВ включно.

Примітка. Кабелі з пластмасовою ізоляцією в алюмінієвій оболонці не слід застосовувати для прокладки на трасах із наявністю блукаючих струмів у ґрунтах із високою корозійною активністю.

Таблиця 2.6 – Тип і марка кабелів для прокладки в повітрі

Вживання	Із паперовою просоченою ізоляцією в металевій оболонці		Із пластмасовою та гумовою ізоляцією й оболонкою	
	за відсутності небезпеки механічних пошкоджень в експлуатації	за наявності небезпеки механічних пошкоджень в експлуатації	за відсутності небезпеки механічних пошкоджень в експлуатації	за наявності небезпеки механічних пошкоджень в експлуатації
Прокладка у приміщеннях (тунелях), каналах, кабельних напівповерхах, шахтах, колекторах, виробничих та інших приміщеннях: - сухих - сирих, частково затоплюваних за наявності середовища зі слабкою корозійною активністю - сирих, частково затоплюваних за наявності середовища з середньою і високою корозійною активністю	ААГ, ААШв	ААБлГ	АВРГ, АНРГ, АПвВГ* АПВГ* АпвсВГ АПсВГ	АПвБбШв* АПсБбШв, АПвсБбШв, АНРБГ
	ААШв	ААБлГ		
	ААШв, АСШв	ААБвГ ААБ2лШв ААБлГ АСБлГ АСБ2лГ, АСБ2лШв**		
Прокладка на естакадах: - технологічних - спеціальних кабельних - по мостах	ААШв ААБлГ ААБвГ** АСБлГ	ААБлГ, ААБвГ, ААБ2лШв, АСБлГ	—	АВВБГ, АНРБГ, АПсВБГ, АПвсБГ, АВАШв
	ААШв	ААБлГ	АВВГ, АВРГ АНРГ, АПсВГ АПвВГ, АПВГ АПвсВГ АВАШв АПАШв	АВРБГ, АНРБГ, АВАШв
Прокладка у блоках	СГ, АСГ		АВВГ, АПсВГ, АПвВГ, АПВГ	
Прокладка у воді	СКл, АСКл, ОСК, АОСК		—	

*) для одиночних кабельних ліній, що прокладаються у приміщеннях;

**) застосовується за наявності хімічно активного середовища.

Примітка. Під значними розтяжними зусиллями розуміють зусилля, що виникають у процесі експлуатації кабелів, прокладених у насипних, болотистих, багаторічно мерзлих ґрунтах, у воді, а також вертикальних ділянках та ін.

До категорії ПС належать і деякі електроприлади без трансформаторів: пункти перемикачів, призначені для секціонування ЛЕП, включення БК подовжньої компенсації та шунтувальних реакторів, а також розподільні пункти, що споруджуються в міських і промислових мережах для розподілення потужності між споживачами.

2.3.2. Типи підстанцій

За конструктивним виконанням ПС поділяють на ПС, що виконуються за спрощеними схемами (без вимикачів, із малим числом ліній і вимикачів) і вузлові ПС (потужні комутаційні вузли системи).

За призначенням ПС поділяють на *споживчі* і *системні*. Перші характеризуються установкою двообмоточних трансформаторів до 330 кВ. В окремих випадках до таких ПС належать ПС з установкою триобмоточних трансформаторів 110/35/10(6) і 220/35/10(6) кВ. Системні ПС у всіх випадках є вузловими. До системних відносяться також усі ПС з установкою автотрансформаторів.

Системні ПС здійснюють прямий електричний зв'язок між мережами ВН і СН з видачею значних потоків потужності – однобічних (з мережі ВН у мережу СН), реверсивних (з мережі ВН у мережу СН і навпаки) або комбінованих (з живленням навантаження на стороні НН).

За способом приєднання до мережі ПС діляться на *тупикові*, *відгалужувальні*, *прохідні* й *вузлові*. Перші живляться по одній або двох тупикових лініях; інші підключаються до однієї або двох прохідних ліній; треті включаються в розсікання лінії; четверті, окрім тих, що живлять, мають також одну-дві лінії, що відходять. За місцем розташування прохідні й вузлові ПС розділяються на ПС, що розташовуються на трасах одиночних слабких внутрішніх або міжсистемних зв'язків систем, і на ПС, що є потужними комутаційними вузлами системи, через які на стороні ВН по лініях проходять великі міжсистемні транзитні потоки потужності.

За кількістю трансформаторів споруджуються ПС одно-, дво-, три- і чотиритрансформаторні. Установка трьох і чотирьох трансформаторів характерна для вузових ПС.

За типом трансформаторів, що застосовуються, ПС виконуються з дво- і триобмоточними трансформаторами, з трансформаторами, що мають розщеплені обмотки НН, і з автотрансформаторами.

За кількістю напруги розрізняють ПС з двома напругами: ВН + НН або ВН + СН (можлива наявність третинної компенсаційної обмотки НН); із трьома напругами: ВН + СН + НН; з чотирма напругами: ВН + СН + СН + НН (можлива також наявність двох напруг НН, наприклад, 10 і 35 кВ для живлення віддалених споживачів місцевого району). Велика кількість напруг на ПС небажана.

За типом установлюваної апаратури на стороні ВН споруджують ПС без вимикачів (із роз'єднувачами), комбіновані (із застосуванням вимикачів у різних поєднаннях з іншою комутаційною апаратурою).

За типом КУ і спеціальними системними функціями можливі ПС з установленням: синхронних компенсаторів і конденсаторів паралельного включен-

ня; поздовжньо-ємнісної компенсації; шунтувальних реакторів; статичних тиристорних компенсаторів; пунктів перемикання електропередачі, що споруджуються самостійно або сполучно з системною ПС.

За способом керування ПС діляться на повністю автоматичні (без чергового персоналу); із чергуванням вдома; із постійним черговим персоналом.

За способом обслуговування ПС можуть споруджуватися без ремонтної бази і ремонтного персоналу; поєднані з ремонтною базою і з ремонтним персоналом мережевого району.

Залежно від значення ВН умовно ПС розділяються на *районні й розподільні*. До перших належать ПС з ВН 35–750 кВ; до других – ТП міських і цехових мереж, споживчі ПС сільських мереж напругою 6–10 кВ.

2.3.3. Трансформатори

Трансформатори призначені для перетворення змінного струму однієї напруги у змінний струм іншої напруги тієї ж частоти і служать для з'єднання електричних мереж різної номінальної напруги. Вони можуть бути *знижувальними і підвищувальними, дво- і триобмоточними*.

Двообмоточні трансформатори мають дві електрично незв'язані між собою обмотки і застосовуються для зв'язку мереж двох напруг, а триобмоточні трансформатори – три обмотки і використовуються для зв'язку мереж трьох номінальних напруг. Передача електроенергії від мережі однієї напруги до мережі іншої напруги через трансформатори здійснюється за допомогою магнітного потоку.

Трансформатори характеризуються *номінальною* потужністю і *номінальною* напругою обмоток. Додатковою характеристикою автотрансформаторів є так звана *типова* потужність. Номінальною потужністю трансформатора називають потужність, на яку він розрахований за умовами нагріву.

За виконанням трансформатори як дво-, так і триобмоткові бувають три- або однофазними. Однофазні трансформатори на ПС комплектують в одну трифазну трансформаторну групу. Трифазні трансформатори дешевші, ніж групи з однофазних одиниць. Тому на сьогодні однофазні трансформатори виготовляють лише в тих випадках, коли трифазне виконання (з урахуванням транспортування) недопустиме за габаритами.

Основними частинами трансформатора є обмотки, осердя, система охолодження і пристрій для регулювання напруги. Обмотки виконують із мідного або алюмінієвого ізольованого проводу у вигляді кругових циліндрів і розташовують на стержні магнітопроводу. Взаємне розташування обмоток на стержні залежить від типу трансформатора і його призначення. Обмотку ВН у всіх випадках поміщають зовні (за умовами відведення тепла). Обмотки НН і СН у триобмоточних трансформаторах можуть розташовуватися як біля стержня, так і всередині.

Різновидом двообмоточного трансформатора є трансформатор з розщепленою обмоткою НН. У такому трансформаторі обмотка НН виконана з двох паралельних гілок, розташованих симетрично стосовно обмотки ВН. Номіналь-

на напруга гілок однакова, а потужності їх складають частину номінальної потужності трансформатора і в сумі дорівнюють потужності обмотки ВН. У цьому відмінність трансформаторів з розщепленими обмотками від триобмоткових трансформаторів, в яких сумарна потужність обмоток СН і НН завжди більше потужності обмотки ВН. Перевагою трансформатора з розщепленою обмоткою є збільшення реактивного опору між гілками, що дозволяє обмежувати струм короткого замикання на стороні НН. Тому знижувальні трансформатори з розщепленими обмотками набули широкого розповсюдження. Підвищувальні трансформатори з розщепленими обмотками застосовують рідко. Їх встановлюють на електростанціях, коли декілька генераторів доцільно приєднати до одного трансформатора. У цьому випадку число розщеплених обмоток трансформатора повинне відповідати числу генераторів, що підключаються.

Осердя трансформаторів збирають із листів спеціальної електротехнічної сталі й разом зі всіма кріпильними конструкціями і деталями вони утворюють остови.

Для охолодження трансформаторів використовують такі системи:

1) *природне повітряне охолодження*, при якому осердя й інші частини трансформатора мають безпосереднє зіткнення з оточуючим повітрям або через захисний кожух. Охолодження відбувається за допомогою випромінювання і природної конвекції повітря та застосовується у трансформаторах до 10 кВ потужністю до 0,75–1 МВА;

2) *природне масляне охолодження*, що передбачає розміщення осердя з обмотками в баці з трансформаторним маслом. Обмотки і осердя охолоджуються при цьому шляхом природної конвекції масла, а поверхня бака – за допомогою випромінювання і природної конвекції повітря. У деяких випадках бак заповнюють замість масла негорючою синтетичною рідиною, наприклад, совтолом. Природна система охолодження маслом або іншою рідиною застосовується у трансформаторах потужністю 0,01–10 МВА.

3) *масляне охолодження з дуттям*, при якому тепловіддача з поверхні бака формується шляхом її обдування вентиляторами при природній конвекції масла усередині бака. Ця система охолодження дозволяє збільшити тепловіддачу приблизно в 1,5–1,6 рази в порівнянні з природним охолодженням і застосовується у трансформаторах потужністю 10–60 МВА.

4) *масляне охолодження з примусовою циркуляцією масла*. Масло з бака відкачується насосом, прогоняється через водяний або повітряний теплообмінник і охолоджене повертається в бак. Таке охолодження застосовується у трансформаторах потужністю 40 МВА і більше.

Сучасні трансформатори виготовляють з пристроями регулювання напруги. Для цього їх обмотки забезпечують спеціальними регульовальними відгалуженнями, при перемиканні яких можна змінювати коефіцієнт трансформації. Залежно від способу перемикання регульовальних відгалужень розрізняють трансформатори з регулюванням напруги шляхом перемикання відгалужень обмоток без збудження (ПБЗ) при відключеному трансформаторі та з регулюванням напруги під навантаженням (РПН).

Позначення типів силових і регулювальних трансформаторів наведено нижче.

Силові трансформатори

Автотрансформатор	А
Число фаз:	
трифазний.....	Т
однофазний	О
з розщепленою обмоткою	Р
Охолодження:	
природне повітряне	С
природне масляне	М
масляне з дуттям.....	Д
масляне з дуттям і примусовою циркуляцією масла.....	ДЦ
масляно-водяне із природною циркуляцією масла.....	МВ
масляно-водяне із примусовою циркуляцією масла	МВЦ
Триобмотковий.....	Т
Вид перемикання відгалужень:	
виконання однієї з обмоток із пристроєм регулювання	
під навантаженням (РПН)	Н
те саме, з автоматичним РПН	АН
Особливість виконання:	
грозостійке	Г
захисне.....	З
удосконалене.....	У
для електрифікації залізниць	Ж (Э)
для власних потреб електростанцій	С
Номінальна потужність, кВА;	

Клас напруги обмоток ВН (для автотрансформаторів з обмоткою СН 110 кВ і вище – також клас напруги обмотки СН); кВ.

Регулювальні трансформатори

Послідовний регулювальний трансформатор	
(трансформаторний агрегат)	ВР
Лінійний регулювальний трансформатор.....	Л
Трифазний	Т
Охолодження масляне з дуттям і природною циркуляцією масла	Д
Регулювання під навантаженням.....	Н
Поперечне регулювання	П
Виконання:	
грозостійке	Г
з посиленням введенням	У
Номінальна потужність, кВА;	
Клас напруги, кВ.	

2.3.4. Розподільні пристрої

За конструктивним виконанням РП бувають відкритими (ВРП) і закритими (ЗРП).

Відкритим називається РП, усе або основне устаткування якого розташоване на відкритому повітрі, а *закритим* – РП, устаткування якого розміщене в будівлі. За вартістю ЗРП дорожче ВРП, тому їх, як правило, споруджують при напрузі до 20 кВ включно. ЗРП вищої напруги (35, 110 і навіть 220 кВ) споруджують у тих випадках, коли будівництво ВРП неможливе за умовами території міста або промислового підприємства, а також поблизу морського побережжя, у районах великої загазованості й т. п. У всіх останніх випадках РП 35, 110, 220 кВ і вище, а також комплектні РП (КРП) зовнішньої установки і щоглові ПС (із розташуванням устаткування на спеціальних конструкціях або опорах ПЛ) до 20 кВ виконують відкритими.

Розрізняють *збірні* РП, що збираються з окремих елементів і вузлів (шаф, вічок, панелей), виготовлених на заводах, і *комплектні* РП, що повністю виготовляються на заводах. КРП для зовнішньої установки скорочено позначається КРПН. Блоки КРП і КРПН призначені не лише для комплектування окремих РП, але і формування комплектних трансформаторних і перетворювальних ПС – КТП і КПП, що складаються із трансформаторів або перетворювачів і блоків устаткування, що поставляються в зібраному або повністю підготовленому для збірки вигляді. КТП і КПП встановлюють як у закритих приміщеннях, так і на відкритому повітрі й широко застосовують в електричних мережах до 110 кВ. Останніми роками набули поширення КРП, заповнені елегазом – КРПЕ. Вони високонадійні, займають невелику площу, особливо економічні при спорудженні підстанцій глибокого введення на території з високою щільністю забудови, а також у районах із забрудненою атмосферою або поганими кліматичними умовами (низькі температури, ожеледні утворення, тумани). До останнього часу застосовувалися КРПЕ лише внутрішньої установки, тепер вони все ширше випускаються для зовнішньої установки. При цьому на ПС 110 кВ вони займають приблизно в 10 разів меншу площу, ніж ВРП, і в 3 рази меншу, ніж ЗРП. Як істотна частина РП входять до складу не лише ПС, але і розподільчих пунктів, які конструктивно виконуються у вигляді одноповерхових ЗРП.

2.4. Струмопроводи

Струмопроводом називається установка для передачі та розподілу електроенергії, що складається з неізольованих або ізольованих провідників та ізоляторів, що належать до них, захисних оболонки, відгалужувальних пристроїв, підтримувальних і опорних конструкцій. Залежно від вигляду *провідників* струмоводи підрозділяються на *гнучкі* й *жорсткі*. Для виконання гнучких струмоводів використовують проводи і кабелі, а для виконання жорстких – шини, і такі струмоводи називаються *шинопроводами*.

Струмопроводи на напругу 6–20 кВ призначені для передачі значних потужностей на промислових підприємствах від ТЕЦ або ГПП до цехових ПС і

окремих потужних ЕС. Ці струмоводи прокладають у закритих галереях і тунелях або виконують у вигляді шинних мостів або гнучких струмоводів. Гнучкі струмоводи мають зовнішнє виконання і є по суті ПЛ. Опори струмоводів споруджують із залізобетону або сталі, поєднаними інколи з естакадами технологічного призначення. При великих потужностях, що передаються, фази струмоводу розщеплюють на декілька проводів.

Струмопроводи на напругу до 1 кВ застосовують у цехових мережах промислових підприємств. Для цього використовують комплектні шино- і струмопроводи заводського виготовлення.

Комплектний струмпровід – це багатопровідний пристрій з міцно закріплених декількох провідників, що забезпечують їх ізоляцію і захист від впливу довкілля, а також можливість виконання з'єднань і приєднань. Окремі секції такого струмоводу складаються з коробів або лотків з розміщеними в них елементами струмоводів, відгалужувальної та ввідної коробок, приєднаних через відгалужувальну секцію до магістралі.

Комплектний шинопровід складається з секцій у вигляді відрізків шин, закріплених на прокладках у коробі із затискачами для приєднання ЕС. Довжина таких секцій за умовами транспортування не перевищує 6 м. Шинопровід виконується з мідними або алюмінієвими шинами, а також шинами з алюмінієвих сплавів. За конструкцією шинопроводи бувають три-, чотирипровідними з нульовим або нейтральним провідником, причому провідник кожної фази може складатися з однієї або декількох смуг. Короби шинопроводів різної форми виготовляють зі сталі або алюмінію і його сплавів і використовують для захисту шин від впливу довкілля і пошкоджень, а у ряді випадків як нульовий або заземлювальний провідник.

Залежно від призначення шинопроводи можуть бути: *магістральні, розподільні, тролейні й освітлювальні*. Перші призначені для приєднання до них розподільних струмоводів, щитів і окремих потужних ЕС, другі – приєднання ЕС, треті – для живлення пересувних ЕС і четверті – для живлення світильників і ЕС невеликої потужності. Конструкція різних струмоводів показана на рис. 3.39, 3.40 [6].

2.5. Електропроводки

Електропроводками називаються проводи і кабелі з електроустановлювальними і електромонтажними виробами, призначені для виконання внутрішніх мереж у будівлях.

Як установлювальні проводи використовують ізольовані проводи і шнури з мідними або алюмінієвими жилами. За кількістю струмопровідних жил проводи виготовляють одно-, дво-, три-, чотири і багатожильними, а шнури – переважно дво-жильними. Ізоляцію проводів і шнурів виконують з гуми або полівінілхлоридного пластика. Проводи і шнури з гумовою ізоляцією мають обплетення з волокнистих матеріалів, а проводи і шнури з полівінілхлоридною ізоляцією виготовляють без захисних покриттів.

До електроустановлювальних виробів належать вимикачі, штепсельні розетки і блоки з вимикачів-розеток, а до електромонтажних – коробки для установки вимикачів і штепсельних розеток, кріпки для підвіски світильників, розетки для оформлення отворів і розміщення люстрових затискачів.

Електропроводки виконують *відкритими* і *прихованими*. Відкриту електропроводку прокладають по поверхні стін, стель, по фермах та інших будівельних елементах будівель і споруд. При цьому застосовують різні способи прокладки: безпосередньо по поверхні, на струнах, смугах, тросах, роликах, у трубах, коробках, лотках, вільну підвіску і т.д. Відкрита проводка може бути *стаціонарною, пересувною і переносною*.

Приховану електропроводку прокладають усередині конструктивних елементів будівель і споруд (стінах, підлогах, перекриттях). При цьому її розташовують у трубах, гнучких металевих рукавах, коробах та борознах. Окрім вказаних вище видів електропроводки, використовують *зовнішню* електропроводку, яку вмонтовують по зовнішніх стінах будівель і споруд.

Способи виконання електропроводок залежать від призначення приміщення, особливостей будівельних конструкцій і зручності експлуатації мережі. В громадських, адміністративних і житлових будівлях переважно застосовують приховану прокладку проводів, що найбільшою мірою відповідає архітектурним і гігієнічним вимогам.

Контрольні запитання

1. Основні визначення, пов'язані з повітряними лініями; загальна характеристика конструктивного виконання повітряних ліній; прогони, габарити повітряних ліній.
2. Проводи і троси повітряних ліній, їх основні типи, матеріали і конструктивні особливості.
3. Самоутримувальні ізолювані проводи, високотемпературні проводи для повітряних ліній.
4. Опори повітряних ліній, їх основні типи, матеріал і конструктивні особливості.
5. Ізолятори повітряних ліній, їх основні типи і сфери застосування.
6. Лінійна арматура повітряних ліній, її основна характеристика і призначення.
7. Конструкція повітряних ліній різної номінальної напруги.
8. Характеристика умов роботи повітряних ліній, причини ушкодження повітряних ліній.
9. Переваги і недоліки кабельних ліній в порівнянні з повітряними лініями.
10. Основні елементи кабелів.
11. Кабелі на напругу до 35 кВ включно, їх основні типи, конструктивні особливості, способи прокладення.
12. Переваги і недоліки кабелів з паперово-масляною і ЗПЕ-ізоляцією.
13. Прокладення кабелів у землі.
14. Прокладення кабельних ліній у спорудах.

15. Підводна прокладка кабелів.
16. Прокладення кабелів на вертикальних і крутонахилених ділянках траси.
17. Захист кабелів від корозії.
18. Вживання різних марок кабелів.
19. Основні елементи ПС, їх призначення, типи, конструктивне виконання.
20. Трансформатори, їх призначення, типи, конструктивне виконання.
21. Розподільні пристрої, розподільні пункти, їх призначення, типи, конструктивне виконання.
22. Струмоводи, їх призначення, типи, конструктивне виконання.
23. Електропроводки, їх призначення, типи, конструктивне виконання.

3. ПІДГОТОВКА ДО РОЗРАХУНКІВ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

3.1. Загальні положення розрахунків режимів розподільних електричних мереж

Для кількісної характеристики роботи елементів електричної мережі розглядаються їх *сталі режими* – умовні сталі електричні стани, які визначають параметрами, до яких належать значення струмів, напруги, повної або окремо активної та реактивної потужностей.

Основною метою розрахунку режимів є визначення їх параметрів як для перевірки допустимих показників режимів (значень напруги, наприклад, за умовами роботи ізоляції; значень струмів – за умовами нагрівання проводів і так далі), так і для забезпечення економічності роботи елементів мережі й електричної мережі в цілому.

Початковими даними при розрахунках режимів елементів електричної мережі є: опори і провідність цих елементів, значення активних і реактивних навантажень, а також номінальної напруги елементів електричної мережі.

Розрахунок сталих режимів розподільної електричної мережі починають із побудови картини розподілу струмів, повної або окремо активної і реактивної потужностей, які називаються струморозподілом або потокорозподіленням відповідно. Потім визначаються втрати напруги до найбільш віддалених точок мережі та втрати потужності й електроенергії в елементах мережі і електричної мережі в цілому.

Особливості розрахунку розподільних електричних мереж пов'язані з порівняно найбільшим радіусом їх дії (15–30 км), обмеженням напруги ВЛ значеннями 110 (150) кВ, а КЛ – 35 кВ (рідше 110 кВ). Розподільні мережі, як правило, розімкнені або працюють у розімкненому режимі. Ці мережі містять велику кількість навантажень і значну загальну протяжність.

Указані обставини дозволяють при розрахунку ПЛ напругою до 35 кВ і КЛ напругою до 10 кВ приймати в більшості випадків такі допущення:

- 1) зарядна потужність ліній ($Q_{\text{зар}}$) не враховується (рис. 3.1, а).
- 2) реактивний опір кабелів ($X_{\text{к}}$) не враховується (рис. 3.1, б).
- 3) втрати потужності у сталі трансформаторів ($\Delta S_{\text{х}}$) не враховуються (рис. 3.1, в).

Примітка. Втрати потужності у сталі трансформаторів ураховуються при підрахунку втрат активної потужності ΔS й електричної енергії ΔW усієї мережі;

- 4) втрати потужності в лініях ($\Delta S_{\text{л}}$) при розрахунку потоків потужності не враховуються (рис. 3.1, г), тобто

$$S_{12}^{\text{н}} = S_{12}^{\text{к}} = S_{12}, \quad (3.1)$$

де $S_{12}^{\text{н}}$ і $S_{12}^{\text{к}}$ – потужності на початку і кінці лінії;

- 5) поперечна складова падіння напруги δU не враховується, тобто відсутнє зміщення напруги за фазою між окремими вузлами мережі (рис. 3.1, д). Тоді поздовжня складова падіння напруги ΔU , що враховується при розрахунку, рів-

ня втрати напруги:

$$\underline{U}_1 - \underline{U}_2 = \Delta U_{12} = U_1 - U_2; \quad (3.2)$$

б) втрата напруги визначається за номінальною напругою мережі:

$$\Delta U_{12} = (P_{12} \cdot R_{\text{л}} + Q_{12} \cdot X_{\text{л}}) / U_{\text{ном}}, \quad (3.3)$$

де P_{12} , Q_{12} – активна і реактивна потужності в лінії;

$R_{\text{л}}$, $X_{\text{л}}$ – активний і реактивний опори лінії.

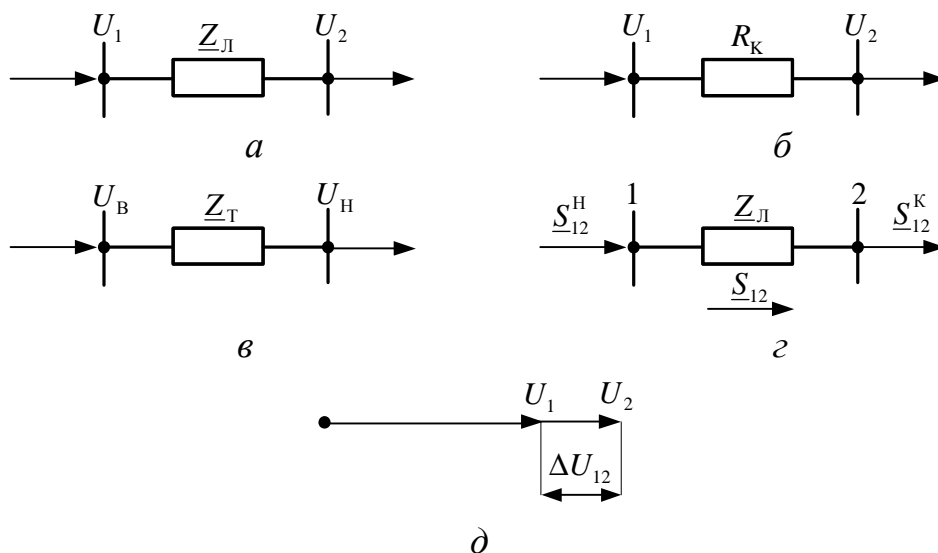


Рис. 3.1 – Допущення при розрахунку ВЛ напругою до 35 кВ і КЛ напругою до 10 кВ:

a – схема заміщення ВЛ; *б* – схема заміщення КЛ; *в* – схема заміщення трансформатора; *г* – схема заміщення для розрахунку потоків потужності; *д* – векторна діаграма напруги

3.2. Параметри і схеми заміщення розподільних електричних мереж

3.2.1. Параметри і схеми заміщення ліній розподільних електричних мереж

Будь-яка лінія електричної мережі має велику кількість рівномірно розподілених уздовж неї нескінченно малих опорів і провідностей. Точний їх облік необхідний при розрахунку дуже довгих ліній. У практичних розрахунках приймають, що лінія має не розподілені, а зосереджені опори і провідність.

Активний опір ліній

Розрізняють опори провідника постійному струму (омічне) і змінному струму (активне).

За своїм значенням активний опір більше омічного унаслідок поверхневого ефекту, що полягає в перерозподілі струму по перерізу провідника з центральної його частини до поверхні. Це відбувається завдяки появі протиелектро-рушійної сили, що створюється змінним магнітним полем, розташованим у середині провідника. У результаті струм у центральній частині провідника менший, ніж у поверхні, перетинання провідника використовується не повністю і його опір зростає. Поверхневий ефект особливо різко з'являється при струмах

високої частоти, а також у сталевих проводах, у яких магнітний потік усередині дроту значно більший завдяки високій магнітній проникності сталі.

Для ліній, виконаних провідниками з кольорового металу, явище поверхневого ефекту при частоті 50 Гц незначне, тому в практичних розрахунках активні опори таких провідників зазвичай приймають рівними їх омичним опорам.

Нехтують також впливом на значення активного опору провідника коливань його температури і користуються в розрахунках значенням опору при температурі +20 °С. Необхідність обліку дійсної температури виникає при виконанні розрахунків, пов'язаних з уточненням визначенням втрат активної потужності на нагрівання провідників.

Примітка. При температурі θ , що відрізняється від розрахункової, фактичний опір дорівнює:

$$r_{\theta} = r_0 (1 + 0,004 (\theta - 20)). \quad (3.4)$$

Значення активного опору лінії визначається за формулою, Ом:

$$R = r_0 \cdot l, \quad (3.5)$$

де r_0 – активний опір 1 км лінії, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

Для провідників, виконаних з кольорового металу, значення опору r_0 визначається за формулою, Ом/км:

$$r_0 = \rho / F, \quad (3.6)$$

де ρ – розрахунковий питомий опір, Ом·мм²/км;

F – площа перетину провідника, мм².

Середні значення ρ для провідників при +20 °С становлять:

мідний – 18,0 Ом·мм²/км;

алюмінієвий – 28,8 Ом·мм²/км.

Враховуючи, що дійсні перерези провідників усіх конструкцій відрізняються від їх номінального перетину, вказаного в марці провідника, рекомендується користуватися точнішими готовими значеннями опорів r_0 , наведеними в довідкових таблицях.

Індуктивний опір ліній

Змінний струм, проходячи по лінії, утворює навколо провідників змінне магнітне поле, яке спричиняє в провідниках електрорушійну силу (ЕРС) зворотного напрямку, – ЕРС самоіндукції. При цьому струмі у провіднику і відсутності активного опору в ньому ЕРС самоіндукції повністю врівноважує прикладену напругу:

$$I \cdot \omega L = U_{\phi}, \quad (3.7)$$

де L – коефіцієнт самоіндукції провідника.

Опір струму, обумовлений протидією ЕРС самоіндукції, називається реактивним індуктивним опором. Сусідні провідники трифазної лінії, що є зворотними провідниками для струму певного провідника, у свою чергу, викликають у ньому ЕРС, погоджену з основним струмом напрямку, що зменшує ЕРС самоіндукції та відповідно реактивний опір. Тому, чим далі один від одного розташовані фазні провідники лінії, тим вплив сусідніх провідників буде меншим, а потік розсіяння між провідниками і, отже, індуктивний опір лінії – більшим.

На індуктивний опір впливає також діаметр провідника, магнітна прони-

кність матеріалу провідника і частота змінного струму.

Індуктивний опір 1 км лінії виражається формулою, Ом/км:

$$x_0 = \omega((4,6 \lg(2D_{\text{ср}}/d) + 0,5\mu) \cdot 10^{-4}), \quad (3.8)$$

де $\omega = 2f\pi = 314$ – кутова частота при 50 Гц;

$D_{\text{ср}}$ – середня геометрична відстань між осями провідників;

d – фактичний зовнішній діаметр провідника;

μ – магнітна проникність матеріалу провідника.

Середня геометрична відстань між осями провідників:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{(D_{AB}D_{BC}D_{AC})}, \quad (3.9)$$

де D_{AB}, D_{BC}, D_{AC} – фактична відстань між провідниками фаз A, B, C .

Стосовно провідників, розташованих у вершинах рівностороннього трикутника зі стороною D , маємо $D_{\text{ср}} = D$.

Для провідників, розташованих в одній горизонтальній або вертикальній площині та віддалених один від одного на відстань D , дійсна рівність:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{(D \cdot D \cdot 2D)} = D \sqrt[3]{2} = 1,26D. \quad (3.10)$$

Із формули (4.5) видно, що при заданій частоті змінного струму індуктивний опір залежить тільки від відстані між провідниками та їх діаметра, причому вплив цих величин незначний, оскільки вони входять у вираз під знаком логарифма.

Відстань між проводами ВЛ збільшується із збільшенням номінальної напруги: при 6–10 кВ – приймається $D \approx 1$ м, а при 35–110 кВ доводиться до 3,5–5 м. Разом з цим збільшується, як правило, і діаметр дроту, хоча меншою мірою. Тому в ліній високої напруги індуктивний опір декілька вище, ніж у ліній менш високої напруги.

У КЛ з їх малими відстанями між струмопровідними жилами індуктивні опори значно менші, ніж у повітря. Це у ряді випадків дозволяє нехтувати (особливо при невеликих перетинаннях) індуктивним опором КЛ напругою до 10 кВ і враховувати тільки активний опір.

Як видно з формули (4.3), активний опір r_0 має гіперболічну залежність від перерізу провідника, різко знижуючись при його збільшенні; індуктивний опір x_0 в цих же умовах змінюється трохи.

Для ліній із провідниками з кольорового металу ($\mu = 1$) при частоті 50 Гц формула (3.8) набуває вигляду:

$$x_0 = 0,144 \lg(2D_{\text{ср}}/d) + 0,016. \quad (3.11)$$

Формули (3.8) і (3.11) складені для симетричних ліній з розташуванням проводів у вершинах правильного трикутника.

У лініях розподільчих мереж, що мають невелику протяжність, при несиметричному розташуванні проводів вплив несиметрії настільки невеликий, що формулами (3.8) і (3.11) можна користуватися при цілком допустимих похибках.

Значення індуктивного опору лінії визначається за формулою, Ом:

$$X = x_0 \cdot l. \quad (3.12)$$

Готові значення опорів x_0 ВЛ наведені в довідкових таблицях залежно від середньої геометричної відстані між осями проводів $D_{\text{ср}}$ та їх перетинань. Для

визначення x_0 КЛ формули (3.8) і (3.11) не застосовуються, оскільки вони не враховують конструктивних особливостей кабелів. Тому при розрахунках користуються заводськими даними, наведеними в довідкових таблицях.

Активна провідність ліній

Активна провідність ліній обумовлена втратами активної потужності в діелектриках.

У ПЛ ці втрати пов'язані з коронуванням проводів і недосконалістю ізоляторів. Витоки струму через ізолятори незначні навіть у районах із сильно забрудненою атмосферою, тому втрати потужності в ізоляторах не враховують.

Утрати на корону викликані іонізацією повітря навколо проводів, що виникає у тому випадку, коли напруженість електричного поля у поверхні проводів перевищує електричну міцність повітря. При цьому частина повітря іонізується і воно стає ніби провідним. Цей процес супроводжується утворенням німба, що світиться, навколо дроту (звідки і з'явилася назва «корона») і потріскуванням. При появі корони дріт ніби товщає, напруженість падає і подальша іонізація повітря припиняється. Корона залежить від трьох чинників: напруги електропередачі, радіуса дроту й атмосферних умов. Чим більше вологість атмосфери, тим, природно, створюються сприятливіші умови для «пробою» повітря поблизу провідника. Особливо інтенсивно коронують проводи в вологу погоду, при різних атмосферних осіданнях; в цей час втрати на корону значно зростають.

Втрати активної потужності й енергії на корону можуть бути значними, явище корони створює перешкоди на лініях зв'язку, радіо й телевізійні перешкоди, а також підвищує інтенсивність корозії проводів і арматури ПЛ. Для виключення цих явищ на ПЛ вживаються певні заходи, щоб у нормальних умовах (при гарній погоді) проводи не коронували.

Проте навіть при гарній погоді не може бути виключена корона, наприклад, у місцях пошкодження поверхні дроту й арматури гірлянд, на елементах кріплення, тобто в точках місцевого посилення поля. Таку корону називають місцевою на відміну від загальної корони, що існує на всій поверхні проводів.

За умовами утворення корони рекомендується приймати мінімальний діаметр проводів на ПЛ 110 кВ, який дорівнює 11,4 мм, що відповідає перерізу 70 мм², тобто це той переріз, менше якого дроти на ПЛ 110 кВ використовувати не можна. Для ПЛ 150 кВ мінімальним перерізом за умовами корони є переріз 120 мм².

Мінімальний переріз проводів ПЛ при гарній (сухі, без опадів) погоді забезпечує відсутність виникнення загальної корони. Виключити утворення загальної корони при поганій погоді (з осіданнями у вигляді сухого снігу, дощів і мокрого снігу, а також паморозі, ожеледі та інею) застосуванням мінімальних перерізів проводів ПЛ – неможливо.

Застосування проводів мінімальних перерізів з урахуванням умов коронування дозволяє знизити втрати потужності на корону у ПЛ 110 (150) кВ до одиниць кіловат на 1 км лінії. У результаті втрати на корону вказаних ПЛ у розрахунках не враховуються та їх активна провідність приймається рівною нулю.

Діелектричні втрати й активна провідність КЛ визначаються втратами ак-

тивної потужності в ізоляції кабелів і розраховуються за відомими заводськими характеристиками кабелів (реактивною провідністю B і тангенсу кута діелектричних втрат $\operatorname{tg}\delta$):

$$G = B \cdot \operatorname{tg}\delta; \quad (3.13)$$

$$\Delta P_{\text{из}} = G \cdot U^2, \quad (3.14)$$

де U – лінійна напруга КЛ;

$\operatorname{tg}\delta$ – тангенс кута діелектричних утрат ізоляційних матеріалів; для ізоляції кабелів $\operatorname{tg}\delta$ знаходиться в межах 0,003–0,006.

Діелектричні втрати й активна провідність КЛ враховуються при напрузі 35 кВ і вище.

Реактивна провідність

Реактивна провідність ПЛ обумовлена наявністю ємності між фазами і між фазами і землею. Для КЛ реактивна провідність пов'язана з ємностями між фазами і між фазами і заземленою оболонкою.

Проводи ПЛ розташовані несиметрично один щодо іншого і землі. При цьому заряди окремих проводів не пропорційні їх окремим потенціалам, а залежать також і від потенціалів проводів інших фаз. Якщо врахувати наявність повного циклу транспозиції дротів і нехтувати впливом землі, то робоча ємність ПЛ трифазного струму з допустимою для інженерних розрахунків похибкою (в межах 5 %) визначається за формулою:

$$C = 0,02415\xi / \lg(2D_{\text{ср}}/d), \quad (3.15)$$

де ξ – коефіцієнт, що враховує вплив землі і тросів; для одноланцюгових ПЛ з двома тросами $\xi = 1,05$.

Для кабелів значення робочої ємності приймається за заводськими характеристиками, оскільки при її розрахунку треба знати діелектричну проникність ізоляції, геометричні розміри й інші конструктивні дані кабелю.

Реактивна (ємнісна) провідність 1 км лінії при частоті струму 50 Гц визначається за формулою, См/км:

$$b_0 = \omega \cdot C = 2\pi \cdot f \cdot C = 314C. \quad (3.16)$$

У КЛ ємнісна провідність вища, ніж у ПЛ, через малі відстані між жилами, а також жилами і заземленими оболонками і зважаючи на високу діелектричну проникність ізоляції.

При підстановці (3.15) у формулу (3.16) отримуємо для ПЛ:

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} \xi / \lg(2D_{\text{ср}}/d). \quad (3.17)$$

Значення ємнісної провідності лінії визначається за формулою, См:

$$B = b_0 \cdot l. \quad (3.18)$$

Наявність ємнісної провідності в лінії обумовлює проходження ємнісного струму (струму зсуву) та ємнісної потужності, які називаються *зарядним* струмом і *зарядною* потужністю лінії відповідно.

Зарядний струм розраховується за формулою:

$$I_3 = B \cdot U_{\phi}, \quad (3.19)$$

де U_{ϕ} – фазна напруга лінії.

$$Q_{\text{зар}} = \sqrt{3} U \cdot I_3 = B \cdot U^2, \quad (3.20)$$

де U – лінійна напруга лінії.

Зарядна потужність, що генерується лінією, визначається в основному напругою лінії та набуває істотних значень у ПЛ 110 кВ і вище.

Ємнісні струми і зарядні потужності у КЛ більші, ніж у ПЛ, тому їх слід враховувати при розрахунку КЛ напругою 20 кВ і вище.

Схеми заміщення ліній

У ПЛ до 110 кВ включно втрати потужності на корону, а в КЛ до 35 кВ діелектричні втрати незначні. Тому в розрахунках ними нехтують і відповідно приймають рівною нулю активну провідність.

При вирішенні питання, коли слід враховувати ємнісну провідність і зарядну потужність, разом із протяжністю мереж до уваги приймається сумірність зарядної та навантаженої потужностей. У мережах до 35 кВ включно при невеликій протяжності ємнісні струми і зарядні потужності значно менше навантаження. Тому ємнісну провідність КЛ урахують тільки при напрузі 20 кВ і вище, а у ПЛ до 35 кВ включно нею нехтують. У мережах 110 кВ і вище за значну протяжність зарядні потужності можуть виявитися сумарними з навантаженнями і підлягають обов'язковому обліку або безпосередньо (рис. 3.2, *а*), або введенням ємнісної провідності (рис. 3.2, *б*).

Що стосується співвідношення між активними і індуктивними опорами, то в проводах ПЛ при малих перерізах переважають активні опори, а при великих перерізах властивості мереж визначаються їх індуктивностями. Активні і індуктивні опори проводів ПЛ середніх перерізів (50–185 мм²) близькі один до одного. У КЛ до 10 кВ визначальним є активний опір.

Виходячи з указаних співвідношень між активними й індуктивними опорами і провідністю, у схемах заміщення ПЛ 110 (150) кВ не враховується активна провідність (рис. 3.2, *а*, *б*), а в схемах заміщення ПЛ до 35 кВ взагалі відсутня поперечна гілка (рис. 3.2, *в*).

Схеми заміщення КЛ до 10 кВ містять тільки активний опір (рис. 3.3, *а*), а при 20 кВ додається індуктивний опір поздовжній гілці та ємнісна провідність у поперечній (рис. 3.3, *б*); при 35 кВ і вище додатково вводиться активна провідність у поперечній гілці (рис. 3.3, *в*).

При розрахунках багатоланцюгових ПЛ і КЛ їх результуючі параметри визначаються за виразами:

$$\underline{Z}/n_{\text{ц}} = (R + jX)/n_{\text{ц}}; \quad (3.21)$$

$$\underline{Y} \cdot n_{\text{ц}} = (G + jB) \cdot n_{\text{ц}}; \quad (3.22)$$

$$Q_{\text{зар}} \cdot n_{\text{ц}}, \quad (3.23)$$

де $n_{\text{ц}}$ – кількість ланцюгів ліній.

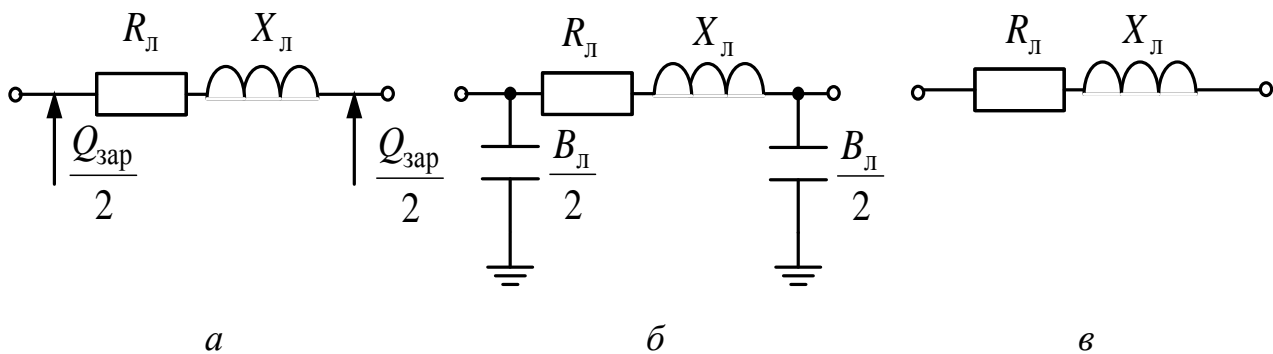


Рис. 3.2 – Спрощені схеми заміщення ВЛ 110 (150) кВ (а, б), до 35 кВ (в)

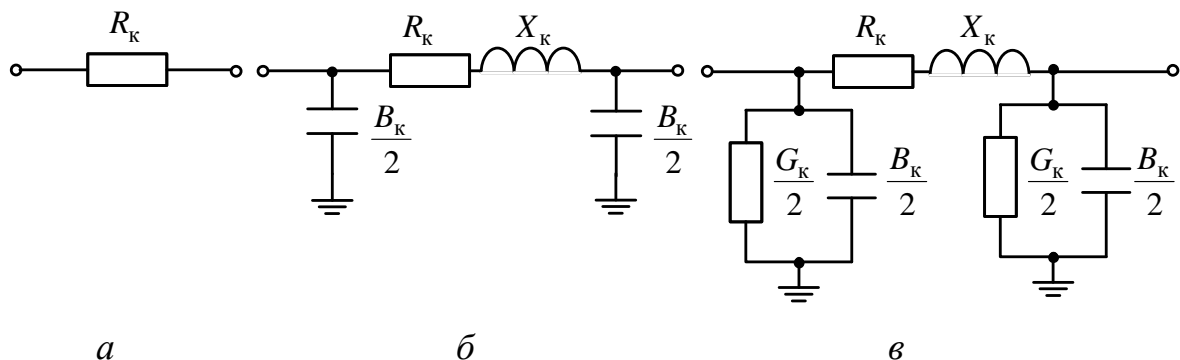


Рис. 3.3 – Спрощені схеми заміщення КЛ до 10 кВ (а), 20 кВ (б), 35 кВ і вище (в)

3.2.2. Параметри і схеми заміщення трансформаторів розподільних електричних мереж

Двообмоткові трансформатори

Двообмоткові трансформатори (рис. 3.4, а) з достатнім ступенем точності подають Г-подібними схемами заміщення (рис. 3.4, б), де провідність для понижувальних трансформаторів підключається з боку обмотки ВН.

Примітка. У вказаній схемі заміщення відсутній ідеальний трансформатор, який слід враховувати при розрахунках мереж, пов'язаних трансформаторами, параметри яких не приведені до однієї базисної напруги.

Поздовжня частина схеми заміщення трансформатора містить R_T і X_T – активний і індуктивний опори трансформатора. Ці опори дорівнюють сумі відповідно активних і реактивних опорів обмотки вищої напруги (R_B , X_B) і приведених до неї опорів обмотки нижчої напруги (R_H' , X_H'):

$$R_T = R_B + R_H'; \quad X_T = X_B + X_H'; \quad \underline{Z}_T = R_T + jX_T. \quad (3.24)$$

Поперечна гілка схеми заміщення (гілка намагнування) складається з активної і реактивної провідності G_T і B_T :

$$\underline{Y}_T = G_T - jB_T. \quad (3.25)$$

Активна провідність G_T обумовлена втратами активної потужності у сталі трансформатора від струму намагнічування I_m (на перемагнічування і вихрові струми).

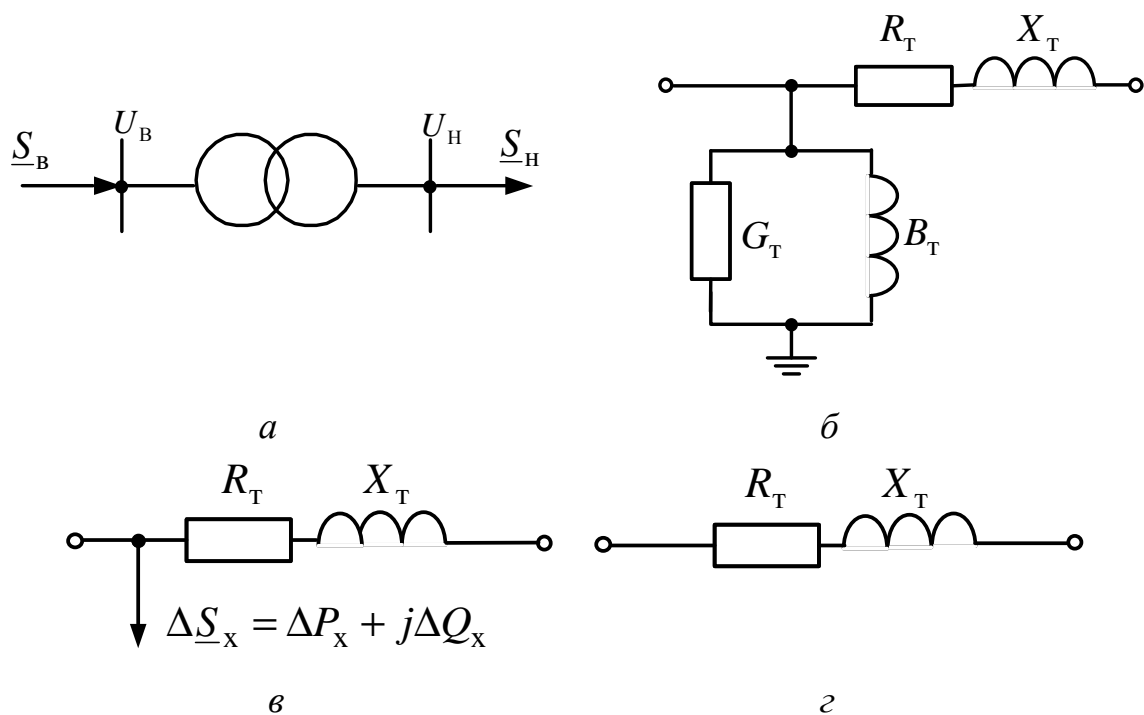


Рис. 3.4 – Позначення і схеми заміщення двообмоткових трансформаторів

Реактивна провідність B_T визначається магнітним потоком взаємоіндукції в обмотках трансформатора, так званою потужністю, що намагнічує.

Двообмоткові трансформатори при напрузі вищої сторони до 110 (150) кВ подаються спрощеною схемою заміщення (рис. 3.4, в). У цій схемі замість гілки намагнічування враховуються у вигляді додаткового навантаження втрати потужності у сталі трансформатора (втрати холостого ходу):

$$\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x. \quad (3.26)$$

Для двообмоткових трансформаторів при напрузі вищої сторони до 10 кВ впливом провідності нехтують і використовують просту схему заміщення, що складається тільки з послідовно сполучених активного й індуктивного опорів (рис. 3.4, г).

Опори і провідність двообмоткових трансформаторів визначають за їх паспортними (каталожним) даними:

$S_{н.т}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$U_{н.в}$, $U_{н.н}$ – номінальна напруга обмоток вищої та нижчої напруги, кВ;

ΔP_k – втрати короткого замикання (втрати в міді), кВт;

ΔP_x – втрати холостого ходу (втрати у сталі), кВт;

u_k – напруга короткого замикання, %;

I_x – струм холостого ходу, %.

Активний опір трансформатора визначається за формулою, Ом:

$$R_T = \Delta P_k \cdot U_{н.в}^2 / S_{н.т}^2. \quad (3.27)$$

Індуктивний опір трансформатора визначається за формулою, Ом:

$$X_T = u_k'' \cdot U_{н.в}^2 / (100 S_{н.т}), \quad (3.28)$$

де u_k'' – падіння напруги в індуктивному опорі від струму, що протікає в режимі короткого замикання, %.

Із трикутника короткого замикання:

$$u_k'' = \sqrt{(u_k')^2 - u_k'^2}, \quad (3.29)$$

де u_k' – падіння напруги в активному опорі від струму, що протікає в режимі короткого замикання, %.

$$u_k' = 100\sqrt{3R_T \cdot I_{\text{ном}} / U_{\text{н.в}}} = 100\Delta P_K / S_{\text{н.т.}} \quad (3.30)$$

У потужних трансформаторах при $u_k' \ll u_k''$ можна прийняти

$$u_k'' \approx u_k. \quad (3.31)$$

Тоді індуктивний опір трансформатора буде дорівнювати:

$$X_T = u_k \cdot U_{\text{н.в.}}^2 / (100S_{\text{н.т.}}). \quad (3.32)$$

Провідності трансформатора визначаються за формулами, См:

$$G_T = \Delta P_X / U_{\text{н.в.}}^2; \quad B_T = \Delta Q_X / U_{\text{н.в.}}^2. \quad (3.33)$$

Якщо на ПС працюють паралельно n_T однакових трансформаторів, то їх еквівалентні опори в n_T разів менше і дорівнюють R_T/n_T , X_T/n_T , а провідності в n_T разів більше і дорівнюють $n_T \cdot G_T$, $n_T \cdot B_T$; аналогічно втрати потужності в сталі трансформаторів будуть $n_T \cdot \Delta P_X$, $n_T \cdot \Delta Q_X$.

Трансформатори з розщепленими обмотками

Трансформатори з розщепленими обмотками (рис. 3.5, а) мають схему заміщення у вигляді трипроменевої зірки (рис. 3.5, б, в), де $R_{\text{н1}}$, $R_{\text{н2}}$, $X_{\text{н1}}$, $X_{\text{н2}}$ – активні й індуктивні опори розщеплених обмоток нижчої напруги, приведені до напруги обмотки вищої напруги.

При паралельному з'єднанні обмоток нижчої напруги трансформатор з розщепленими обмотками працюватиме як звичайний двообмотковий. При цьому опори трансформатора між виводами обмотки вищої напруги і загальним виводом обмоток нижчої напруги 1 і 2 будуть дорівнювати опорам R_T і X_T :

$$R_T = R_B + R_{\text{н1}} \cdot R_{\text{н2}} / (R_{\text{н1}} + R_{\text{н2}}); \quad X_T = X_B + X_{\text{н1}} \cdot X_{\text{н2}} / (X_{\text{н1}} + X_{\text{н2}}). \quad (3.34)$$

Потужність кожної обмотки нижчої напруги дорівнює половині потужності обмотки вищої напруги, тобто половині номінальної потужності трансформатора. Відповідно опори будуть:

$$R_{\text{н1}} = R_{\text{н2}} = 2R_B. \quad (3.35)$$

З урахуванням першого виразу (4.31):

$$R_B = 0,5R_T. \quad (3.36)$$

Індуктивний опір обмотки вищої напруги $X_B = 0$, тобто можна вважати X_T цілком зосередженим в обмотках нижчої напруги, включених паралельно. Враховуючи, що $X_{\text{н1}} = X_{\text{н2}}$, із другого співвідношення (3.34):

$$X_{\text{н1}} = X_{\text{н2}} = 2X_T. \quad (3.37)$$

Основний сенс застосування трансформаторів з розщепленими обмотками полягає в можливості набуття підвищених значень індуктивних опорів на стороні НН. За рахунок цього потужність короткого замикання на шинах НН знижується майже удвічі, що дозволяє у багатьох випадках обійтися без струмообмежувальних реакторів.

Провідність трансформаторів із розщепленими обмотками визначається за формулами (3.33).

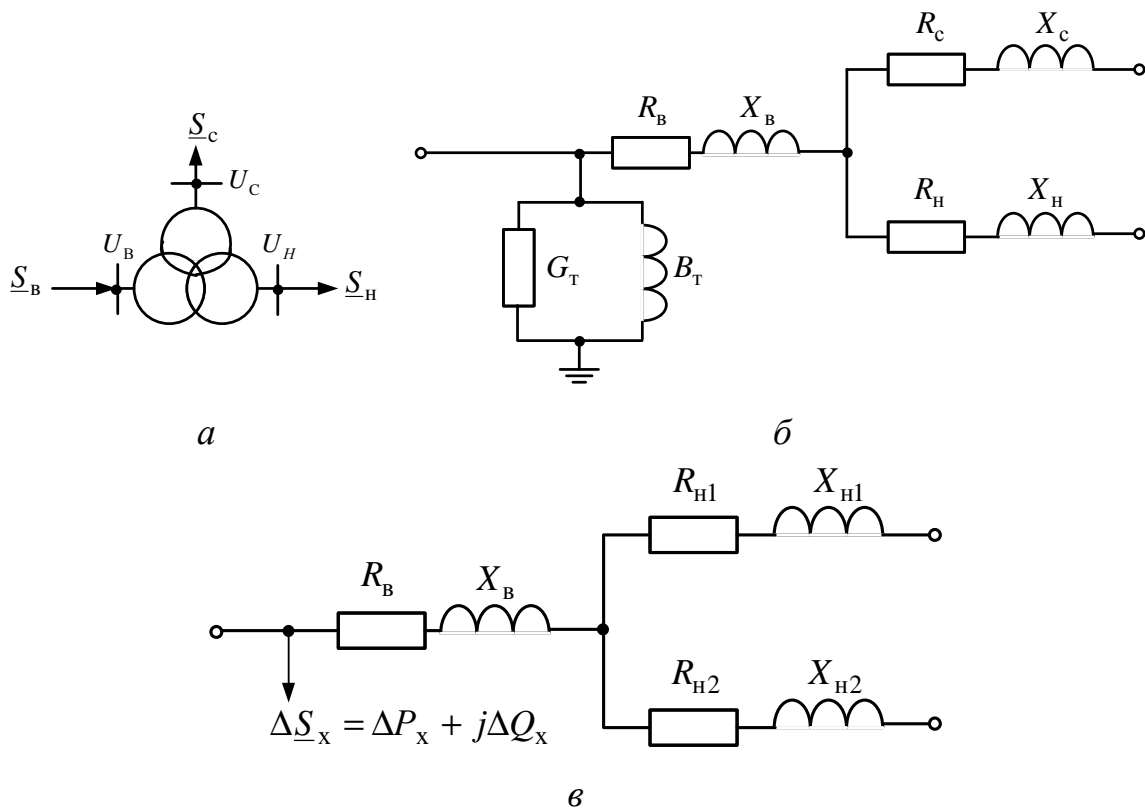


Рис. 3.5 – Позначення і схеми заміщення трансформаторів із розщепленими обмотками

Триобмоткові трансформатори

Схема заміщення триобмоткового трансформатора (рис. 3.6, а) є трипроменевою зіркою (рис. 3.6, б), де R_c , X_c , R_n , X_n – відповідно активні і індуктивні опори обмоток середньої та нижчої напруги, приведені до сторони вищої напруги, а G_T і B_T – активна і реактивна провідності.

Схема заміщення триобмоткового трансформатора при напрузі вищої сторони до 110(150) кВ наведена на рис. 3.6, в. Як і для двообмоткового трансформатора, у наведених схемах заміщення відсутній ідеальний трансформатор, але опори обмоток середньої та нижчої напруги приведені до напруги вищої сторони.

Опори і провідність триобмоткових трансформаторів визначають за їх паспортними (каталожним) даними:

$S_{H,T}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$U_{H,B}$, $U_{H,C}$, $U_{H,H}$ – номінальна напруга обмоток вищої, середньої та нижчої напруги, кВ;

ΔP_K – втрати короткого замикання (втрати в міді), для обмоток вищої та середньої напруги, тобто $\Delta P_K = \Delta P_{K,B-C}$, кВт;

ΔP_X – втрати холостого ходу (втрати в сталі), кВт;

$u_{K,B-C}$, $u_{K,B-H}$, $u_{K,C-H}$ – напруга короткого замикання, %;

I_X – струм холостого ходу, %.

Для схеми заміщення триобмоткового трансформатора, на відміну від двообмоткового, потрібно визначати опори кожної обмотки окремо. Активні та реактивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів знаходять за даними

дослідів короткого замикання, кожен з яких проводять при замиканні однієї з обмоток і відсутності навантаження на іншій.

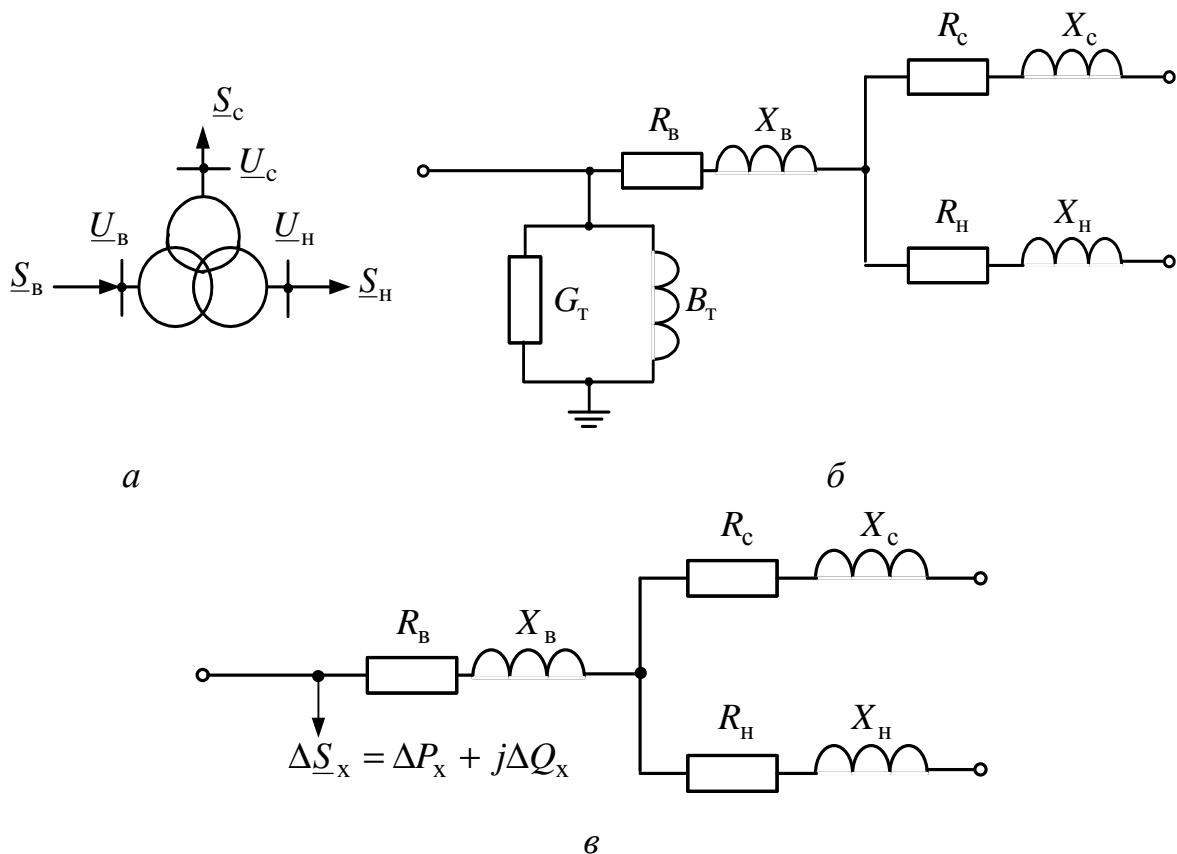


Рис. 3.6 – Позначення і схеми заміщення триобмоткових трансформаторів

Усі сучасні триобмоткові трансформатори випускаються із співвідношенням потужностей обмоток 100/100/100 %, тобто $S_B = S_C = S_H = S_{H.T.}$, тому активні опори схеми заміщення, приведені до напруги обмотки вищої напруги, приблизно однакові:

$$R_B \approx R_C \approx R_H. \quad (3.38)$$

Тоді для розрахунків активних опорів променів схеми заміщення достатньо знати втрати короткого замикання тільки для однієї пари обмоток, причому в паспортних даних даються максимальні втрати $\Delta P_{K.B-C}$.

Активні опори променів схеми заміщення триобмоткових трансформаторів дорівнюють, Ом:

$$R_B = R_C = R_H = \Delta P_{K.B-C} \cdot U_{H.B}^2 / (2S_{H.T}^2). \quad (3.39)$$

Примітка. При потужностях обмоток, відмінних від співвідношення 100/100/100 %, активні опори променів схеми заміщення зворотно пропорційні потужностям відповідних обмоток. Так, опір обмотки потужністю 66,7 % номінально буде в 1,5 рази більше опору обмотки потужністю 100 %, тобто

$$R_{66,7} = R_{100} / (S_{66,7} / S_{100}) = R_{100} / (66,7 / 100) = 1,5 R_{100}. \quad (3.40)$$

Для триобмоткових трансформаторів напруги КЗ у каталожних даних наводяться для кожної пари обмоток у відсотках від номінального.

Згідно з еквівалентною схемою заміщення променів триобмоткового трансформатора при одній з обмоток, що залишається не включеною, можна записати:

$$u_{K.B-C} = u_{K.B} + u_{K.C}; \quad u_{K.B-H} = u_{K.B} + u_{K.H}; \quad u_{K.C-H} = u_{K.C} + u_{K.H}. \quad (3.41)$$

Розв'язавши спільно рівняння (3.41), можна знайти напругу КЗ для кожного променя:

$$\begin{aligned} u_{K.B} &= 0,5(u_{K.B-C} + u_{K.B-H} - u_{K.C-H}); \\ u_{K.C} &= 0,5(u_{K.B-C} + u_{K.C-H} - u_{K.B-H}); \\ u_{K.H} &= 0,5(u_{K.B-H} + u_{K.C-H} - u_{K.B-C}). \end{aligned} \quad (3.42)$$

За знайденими значеннями $u_{K.B}$, $u_{K.C}$, і $u_{K.H}$ визначаються індуктивні опори обмоток трансформатора:

$$\begin{aligned} X_B &= u_{K.B} \cdot U_{H.B}^2 / (100 S_{H.T}); \\ X_C &= u_{K.C} \cdot U_{H.B}^2 / (100 S_{H.T}); \\ X_H &= u_{K.H} \cdot U_{H.B}^2 / (100 S_{H.T}). \end{aligned} \quad (3.43)$$

Оскільки триобмоткові трансформатори мають значну номінальну потужність $u_K' \ll u_K''$, можна прийняти $u_K'' \approx u_K$.

Індуктивний опір одного з променів схеми заміщення триобмоткового трансформатора (зазвичай X_C), відповідний обмотці, розташованій між двома іншими обмотками, через взаємний вплив цих обмоток близький до нуля, і в практичних розрахунках ним нехтують.

Провідність триобмоткових трансформаторів визначається за формулами (3.33).

Приклад 3.1. Визначення питомих параметрів ПЛ і КЛ 0,38 кВ.

Повітряна лінія виконана проводами А-50, розташованими на одностоякових опорах по вершинах рівностороннього трикутника ($D = 0,5$ м). Кабельна лінія виконана кабелем ААБ-3х50+1х25.

1. Довідкові дані, звичайно, не містять дійсні значення перетинів провідників і діаметрів жил кабелів, тому в практичних розрахунках r_0 приймаються за довідковими даними. Так, $r_{0B} = 0,558$ Ом/км (табл. А.1), $r_{0K} = 0,62$ Ом/км (табл. А.5).

2. Питомі індуктивні опори ПЛ визначаються за виразом, Ом/км:

$$x_0 = 0,144 \lg(2D_{cp}/d) + 0,016,$$

де D_{cp} – середня геометрична відстань між фазами ліній; для заданого трикутного розташування фаз ПЛ $D_{cp} = D$, тобто $D_{cp.B} = 0,5$ м;

d – діаметр провідника; діаметр дроту А-50 $d_B = 9$ мм (табл. А.1).

Тоді $x_{0B} = 0,144 \lg(2 \cdot 500/9) + 0,016 = 0,311$ Ом/км.

Довідкові дані, звичайно, не містять дійсні значення відстаней між жилами кабелів і діаметрів жил, тому в практичних розрахунках x_{0K} приймається за довідковими даними. Так, $x_{0K} = 0,0625$ Ом/км (табл. А.5).

3. Відношення питомих індуктивних і активних опорів ПЛ і КЛ відповідно дорівнюють:

$$x_{0B}/r_{0B} = 0,311/0,558 \approx 0,56; \quad x_{0K}/r_{0K} = 0,0625/0,62 \approx 0,1.$$

Таким чином, значення x_{0K} становить приблизно 10 % значення r_{0K} і реактивні опори можуть не враховуватися у схемах заміщення КЛ 0,38 кВ.

4. Повні питомі опори ПЛ і КЛ будуть дорівнювати:

$$\begin{aligned} r_{0B} + jx_{0B} &= (0,558 + j0,311) \text{ Ом/км}; \\ z_{0K} &= r_{0K} = 0,62 \text{ Ом/км}. \end{aligned}$$

Приклад 3.2. Визначення питомих параметрів ПЛ і КЛ 10 кВ.

Повітряна лінія виконана проводами А-50, розташованими на одностоякових опорах по вершинах рівностороннього трикутника ($D = 1$ м). Кабельна лінія виконана кабелем ААБ-3х50.

1. Довідкові дані, звичайно, не містять дійсні значення перетинів провідників і діаметрів жил кабелів, тому в практичних розрахунках r_0 приймаються за довідковими даними. Так, $r_{0в} = 0,558$ Ом/км (табл. А.1), $r_{0к} = 0,62$ Ом/км (табл. А.5)

2. Питомі індуктивні опори ПЛ визначаються за виразом, Ом/км:

$$x_0 = 0,144 \lg(2D_{\text{ср}}/d) + 0,016,$$

де $D_{\text{ср}}$ – середня геометрична відстань між фазами ліній; для заданого трикутного розташування фаз ВЛ $D_{\text{ср}} = D$, тобто $D_{\text{ср.в}} = 1$ м;

d – діаметр провідника; діаметр дроту А-50 $d_{\text{в}} = 9$ мм (табл. А.1).

Тоді $x_{0в} = 0,144 \lg(2 \cdot 1000/9) + 0,016 = 0,354$ Ом/км.

Довідкові дані, звичайно, не містять дійсні значення відстаней між жилами кабелів і діаметри жил, тому в практичних розрахунках $x_{0к}$ приймається за довідковими даними. Так, $x_{0к} = 0,09$ Ом/км (табл. А.5).

3. Питома реактивна провідність ВЛ визначається за виразом, См/км:

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(2D_{\text{ср}}/d).$$

Тоді $b_{0в} = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(2 \cdot 1000/9) = 3,22 \cdot 10^{-6}$ См/км.

Оскільки довідкові дані, звичайно, не містять дійсні значення відстаней між жилами кабелів і діаметри жил, тому в практичних розрахунках $b_{0к}$ приймаються за довідковими даними. Так, $b_{0к} = 91 \cdot 10^{-6}$ См/км (табл. А.5).

4. Питомі зарядні потужності ПЛ і КЛ, що генеруються, визначаються за виразом, Мвар/км:

$$q_0 = b_0 \cdot U^2.$$

Тоді $q_{0в} = 3,22 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 = 3,22 \cdot 10^{-4}$ МВАр/км;

$q_{0к} = 91 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 = 91 \cdot 10^{-4}$ МВАр/км.

5. Економічну густину струму для дроту А-50 і жили кабелю ААБ-3х50 приймаємо рівними $j_{\text{ек.в}} = 1,1$ А/мм², $j_{\text{ек.к}} = 1,4$ А/мм².

Економічні потужності ПЛ і КЛ визначаються за виразом, МВА,

$$S_{\text{ек}} = \sqrt{3} I_{\text{ек}} \cdot U.$$

Тоді $S_{\text{ек.в}} = \sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 0,95$ МВА;

$S_{\text{ек.к}} = \sqrt{3} \cdot 1,4 \cdot 50 \cdot 10 \cdot 10^{-3} = 1,21$ МВА.

6. Відношення питомих індуктивних і активних опорів ПЛ і КЛ відповідно дорівнюють:

$$x_{0в}/r_{0в} = 0,354/0,558 \approx 0,63; \quad x_{0к}/r_{0к} = 0,09/0,62 \approx 0,15.$$

Таким чином, значення $x_{0к}$ становить приблизно 15 % значення $r_{0к}$ і реактивні опори можуть не враховуватися у схемах заміщення КЛ 10 кВ.

7. Відношення питомих зарядних і економічних потужностей ПЛ і КЛ відповідно дорівнюють:

$$q_{0в}/S_{\text{ек.в}} = 3,22 \cdot 10^{-4}/0,95 = 0,0003; \quad q_{0к}/S_{\text{ек.к}} = 91 \cdot 10^{-4}/1,21 = 0,0075.$$

Таким чином, значення $q_{0в}$ становить приблизно 0,03 %, а $q_{0к}$ – 0,75 % відповідних значень $S_{\text{ек}}$ і зарядні потужності не враховуються в схемах замі-

щення ПЛ і КЛ 10 кВ.

Примітка. Навіть для реальних ПЛ і КЛ 10 кВ при, наприклад, $l = 10$ км значення $Q_{\text{зар.в}}$ становить приблизно 0,3 %, а $Q_{\text{зар.к}}$ – 7,5 % відповідних значень $S_{\text{ек}}$.

8. Повні питомі опори ПЛ і КЛ дорівнюють:

$$\underline{z}_{0\text{в}} = r_{0\text{в}} + jx_{0\text{в}} = (0,558 + j0,354) \text{ Ом/км};$$

$$z_{0\text{к}} = r_{0\text{к}} = 0,62 \text{ Ом/км}.$$

9. При виконанні КЛ 10 кВ ЗПЕ-кабелем з номінальним перерізом алюмінієвих жил 50 мм^2 і розташуванням жил трикутником питомий активний опір $r_{0\text{спе}} = 0,641 \text{ Ом/км}$ (табл. А.7), питомий індуктивний опір $x_{0\text{спе}} = 0,126 \text{ Ом/км}$ (табл. А.8), а питома ємність $c_{0\text{спе}} = 0,23 \text{ мкФ/км}$ (табл. А.9).

Питома реактивна провідність визначається за виразом, См/км.

$$b_{0\text{в}} = \omega \cdot c_{0\text{спе}}.$$

$$\text{Тоді } b_{0\text{в}} = 314 \cdot 0,23 \cdot 10^{-6} = 72,22 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Питома зарядна потужність, МВАр/км, що генерується ЗПЕ-кабелем, знаходиться як

$$q_{0\text{спе}} = e_{0\text{спе}} \cdot U^2.$$

$$\text{Тоді } q_{0\text{спе}} = 72,22 \cdot 10^{-6} \cdot 10^2 = 72,22 \cdot 10^{-4} \text{ МВАр/км}.$$

Таким чином, питомі параметри КЛ 10 кВ, виконані кабелями з паперовою ізоляцією і ЗПЕ-кабелем, близькі за значеннями.

Приклад 3.3. Визначення питомих параметрів ПЛ і КЛ 35 кВ.

Повітряна лінія виконана проводами АС-70/11, розташованими горизонтально ($D = 2,8$ м). Кабельна лінія виконана кабелем АОСБ-3х70.

1. Довідкові дані, звичайно, не містять дійсні значення перетинів провідників і діаметрів жил кабелю, тому в практичних розрахунках r_0 приймаються за довідковими даними. Так $r_{0\text{в}} = 0,429 \text{ Ом/км}$ (табл. А.1), $r_{0\text{к}} = 0,443 \text{ Ом/км}$ (табл. А.5).

2. Питомі індуктивні опори ПЛ визначаються за виразом, Ом/км:

$$x_0 = 0,144 \lg(2D_{\text{ср}}/d) + 0,016,$$

де $D_{\text{ср}}$ – середня геометрична відстань між фазами ліній; для заданого горизонтального розташування фаз ПЛ $D_{\text{ср}} = 1,26D$, тобто $D_{\text{ср.в}} = 1,26 \cdot 2,8 = 3,5$ м; d – діаметр провідника; діаметр дроту А-70/11 $d_{\text{в}} = 11,4$ мм (табл. А.1).

$$\text{Тоді } x_0 = 0,144 \lg(2 \cdot 3500/11,4) + 0,016 = 0,418 \text{ Ом/км}.$$

Довідкові дані звичайно не містять дійсні значення відстаней між жилами кабелю і діаметри жил, тому в практичних розрахунках $x_{0\text{к}}$ приймається за довідковими даними. Так, $x_{0\text{к}} = 0,137 \text{ Ом/км}$ (табл. А.5).

3. Питома реактивна провідність ПЛ визначається за виразом, См/км:

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(2D_{\text{ср}}/d).$$

$$\text{Тоді } b_{0\text{в}} = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(2 \cdot 3500/11,4) = 2,72 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Оскільки довідкові дані, звичайно, не містять дійсні відстані між жилами кабелів і діаметри жил, тому в практичних розрахунках $e_{0\text{к}}$ приймається за довідковими даними. Так, $e_{0\text{к}} = 56,6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$ (табл. А.5).

4. Питомі зарядні потужності ПЛ і КЛ, що генеруються, визначаються за виразом, Мвар/км:

$$q_0 = b_0 \cdot U^2.$$

Тоді $q_{0В} = 2,72 \cdot 10^{-6} \cdot 35^2 = 33,31 \cdot 10^{-4}$ МВАр/км;

$q_{0К} = 56,6 \cdot 10^{-6} \cdot 35^2 = 693,35 \cdot 10^{-4}$ МВАр/км.

5. Питома активна провідність КЛ визначається за виразом, См/км,

$$g_{0К} = b_{0К} \cdot \operatorname{tg} \delta.$$

Тоді $g_{0К} = 56,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,006 = 0,34 \cdot 10^{-6}$ См/км.

6. Питомі діелектричні втрати КЛ визначаються за виразом, МВт/км:

$$\Delta P_{\text{із0}} = q_{0К} \cdot U^2.$$

Тоді $\Delta P_{\text{із0}} = 0,34 \cdot 10^{-6} \cdot 35^2 = 4,16 \cdot 10^{-4}$ МВт/км.

7. Економічна густина струму для дроту АС-70/11 і жили кабелю АОСБ-3х70 приймаємо рівними $j_{\text{ек.В}} = 1,1$ А/мм², $j_{\text{ек.К}} = 1,4$ А/мм².

Економічні потужності ПЛ і КЛ визначаються за виразом, МВА,

$$S_{\text{ек}} = \sqrt{3} I_{\text{ек}} \cdot U.$$

Тоді $S_{\text{ек.В}} = \sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot 70 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 4,68$ МВА;

$S_{\text{ек.К}} = \sqrt{3} \cdot 1,4 \cdot 70 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 5,94$ МВА.

8. Відношення питомих індуктивних і активних опорів ПЛ і КЛ відповідно дорівнюють:

$$x_{0В}/r_{0В} = 0,418/0,429 = 0,97; \quad x_{0К}/r_{0К} = 0,137/0,443 = 0,31.$$

Таким чином, значення $x_{0В}$ і $x_{0К}$ співрозмірні з відповідними значеннями $r_{0В}$ і $r_{0К}$ і мають враховуватися у схемах заміщення ПЛ і КЛ 35 кВ.

9. Відношення питомих зарядних і економічних потужностей ПЛ і КЛ відповідно дорівнюють:

$$q_{0В}/S_{\text{ек.В}} = 33,31 \cdot 10^{-4}/4,68 = 0,007; \quad q_{0К}/S_{\text{ек.К}} = 693,35 \cdot 10^{-4}/5,94 = 0,012.$$

Таким чином, значення $q_{0В}$ становить приблизно 0,7 %, а $q_{0К}$ – 1,2 % відповідного значення $S_{\text{ек}}$ і зарядна потужність $q_{0В}$ може не враховуватися у схемах заміщення ПЛ 35 кВ, а $q_{0К}$ доцільно враховувати в схемах заміщення КЛ 35 кВ.

10. Відношення питомих діелектричних втрат і економічної потужності КЛ рівне $\Delta P_{\text{із0}}/S_{\text{ек.К}} = 4,16 \cdot 10^{-4}/5,94 = 0,00007$.

Таким чином, значення $\Delta P_{\text{із0}}$ становить приблизно 0,007 % $S_{\text{ек.К}}$ і діелектричні втрати $\Delta P_{\text{із}}$ не враховуються у схемах заміщення КЛ 35 кВ.

Примітка. Навіть для реальних КЛ 10 кВ при, наприклад, $l = 15$ км значення $\Delta P_{\text{із}}$ складає приблизно 0,11 %, від $S_{\text{ек.К}}$.

11. Повні питомі опори ПЛ і КЛ дорівнюють:

$$\underline{z}_{0В} = r_{0В} + jx_{0В} = (0,429 + j0,418) \text{ Ом/км};$$

$$\underline{z}_{0К} = r_{0К} + jx_{0К} = (0,443 + j0,137) \text{ Ом/км}.$$

12. Повна питома провідність ПЛ і КЛ:

$$y_{0В} = jb_{0В} = j2,72 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$y_{0К} = g_{0К} + jb_{0К} = (0,34 \cdot 10^{-6} + j56,6 \cdot 10^{-6}) \text{ См/км}.$$

13. Повні питомі поперечні потужності у схемах заміщення ПЛ і КЛ:

$$S_{\text{попер.В}} = -jq_{0В} = -j33,31 \cdot 10^{-4} \text{ Мвар/км};$$

$$S_{\text{попер.К}} = \Delta P_{\text{із0}} - jq_{0К} = (4,16 \cdot 10^{-4} - j693,35 \cdot 10^{-4}) \text{ МВА/км}.$$

14. При виконанні КЛ 35 кВ ЗПЕ-кабелем із номінальним перетином алюмінієвих жил 70 мм² і розташуванням жил трикутником питомий активний

опір $r_{0\text{спе}} = 0,443 \text{ Ом/км}$ (табл. А.7), питомий індуктивний опір $x_{0\text{спе}} = 0,144 \text{ Ом/км}$ (табл. А.8), а питома ємкість $c_{0\text{спе}} = 0,16 \text{ мкФ/км}$ (табл. А.9).

Питома реактивна провідність визначається за виразом, См/км,

$$b_{0\text{спе}} = \omega \cdot c_{0\text{спе}}.$$

Тоді $b_{0\text{спе}} = 314 \cdot 0,16 \cdot 10^{-6} = 50,24 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$.

Питома зарядна потужність, МВАр/км, що генерується ЗПЕ-кабелем, знаходиться:

$$q_{0\text{спе}} = b_{0\text{спе}} \cdot U^2.$$

Тоді $q_{0\text{спе}} = 50,24 \cdot 10^{-6} \cdot 35^2 = 615,44 \cdot 10^{-4} \text{ МВАр/км}$.

Таким чином, питомі параметри КЛ 35 кВ, виконані кабелями з паперовою ізоляцією з окремо освинцьованими жилами і ЗПЕ-кабелем, близькі за значеннями.

Приклад 3.4. Визначення параметрів схеми заміщення двообмоткового трансформатора типу ТМ-630/10, приведених до номінальної напруги первинної та вторинної обмоток.

Каталожні дані трансформатора (табл. А.10): $S_{\text{н.т}} = 630 \text{ кВА}$;

$U_{\text{н.в}} = 10 \text{ кВ}$; $U_{\text{н.н}} = 0,4 \text{ кВ}$; $\Delta P_{\text{к}} = 8,5 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{х}} = 1,68 \text{ кВт}$; $u_{\text{к}} = 5,5 \%$; $I_{\text{х}} = 3 \%$.

1. Активні опори обмоток трансформатора, зараховані до номінальної напруги первинної обмотки ($U_{\text{н.в}} = 10 \text{ кВ}$) і вторинної обмотки ($U_{\text{н.н}} = 0,4 \text{ кВ}$), визначаються за виразами:

$$R_{\text{т}}^{\text{в}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{н.в}}^2 / S_{\text{н.т}}^2; \quad R_{\text{т}}^{\text{н}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot U_{\text{н.н}}^2 / S_{\text{н.т}}^2.$$

Тоді $R_{\text{т}}^{\text{в}} = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 10^2 / 0,63^2 = 2,14 \text{ Ом}$;

$R_{\text{т}}^{\text{н}} = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,4^2 / 0,63^2 = 3,43 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$.

2. Для визначення індуктивних опорів обмоток трансформатора знаходиться значення $u_{\text{к}}''$:

$$u_{\text{к}}' = 100 \Delta P_{\text{к}} / S_{\text{н.т}}; \quad u_{\text{к}}'' = \sqrt{(u_{\text{к}}^2 - u_{\text{к}}'^2)}.$$

Тоді $u_{\text{к}}' = 100 \cdot 8,5 \cdot 10^{-3} / 0,63 = 1,35 \%$;

$u_{\text{к}}'' = \sqrt{(5,5^2 - 1,35^2)} = 5,33 \%$.

3. Індуктивні опори обмоток трансформатора визначаються за виразами:

$$X_{\text{т}}^{\text{в}} = u_{\text{к}}'' \cdot U_{\text{н.в}}^2 / (100 S_{\text{н.т}}); \quad X_{\text{т}}^{\text{н}} = u_{\text{к}}'' \cdot U_{\text{н.н}}^2 / (100 S_{\text{н.т}}).$$

Тоді $X_{\text{т}}^{\text{в}} = 5,33 \cdot 10^2 / (100 \cdot 0,63) = 8,46 \text{ Ом}$;

$X_{\text{т}}^{\text{н}} = 5,33 \cdot 0,4^2 / (100 \cdot 0,63) = 13,5 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$.

4. Активна провідність намагнічування трансформатора визначається за виразами:

$$G_{\text{т}}^{\text{в}} = \Delta P_{\text{х}} / U_{\text{н.в}}^2; \quad G_{\text{т}}^{\text{н}} = \Delta P_{\text{х}} / U_{\text{н.н}}^2.$$

Тоді $G_{\text{т}}^{\text{в}} = 1,68 \cdot 10^{-3} / 10^2 = 1,68 \cdot 10^{-5} \text{ См}$;

$G_{\text{т}}^{\text{н}} = 1,68 \cdot 10^{-3} / 0,4^2 = 1,03 \cdot 10^{-2} \text{ См}$.

5. Реактивна провідність намагнічування трансформатора визначається за виразами:

$$B_{\text{т}}^{\text{в}} = I_{\text{х}} \cdot S_{\text{н.т}} / (100 U_{\text{н.в}}^2); \quad B_{\text{т}}^{\text{н}} = I_{\text{х}} \cdot S_{\text{н.т}} / (100 U_{\text{н.н}}^2).$$

Тоді $B_{\text{т}}^{\text{в}} = 3 \cdot 0,63 / (100 \cdot 10^2) = 18,9 \cdot 10^{-5} \text{ См}$;

$B_{\text{т}}^{\text{н}} = 3 \cdot 0,63 / (100 \cdot 0,4^2) = 12,0 \cdot 10^{-2} \text{ См}$.

6. Для трансформаторів з вищою напругою до 110(150) кВ допустиме використання схеми заміщення, де гілка намагнічування замінюється потужністю

втрат холостого ходу, тобто

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

де ΔQ_x – реактивна потужність утрат холостого ходу;

$$\Delta Q_x = I_x \cdot S_{н.т} / 100.$$

Тоді $\Delta Q_x = 3 \cdot 0,63 / 100 = 18,9 \cdot 10^{-3}$ Мвар.

7. Відношення потужностей втрат холостого ходу і номінальної потужності трансформатора відповідно дорівнюють:

$$\Delta P_x / S_{н.т} = 1,68 \cdot 10^{-3} / 0,63 = 0,0027; \Delta Q_x / S_{н.т} = 18,9 \cdot 10^{-3} / 0,63 = 0,03.$$

Таким чином, значення ΔP_x становить приблизно 0,3 %, а ΔQ_x – 3 % номінальної потужності трансформатора і потужності втрат холостого ходу не враховуються в схемах заміщення двообмоткових трансформаторів 10 кВ.

8. Повні опори обмоток трансформатора

$$\underline{Z}_T^B = R_T^B + jX_T^B = (2,14 + j8,46) \text{ Ом};$$
$$\underline{Z}_T^H = R_T^H + jX_T^H = (3,43 \cdot 10^{-3} + j13,5 \cdot 10^{-3}) \text{ Ом}.$$

9. Повна провідність намагнічування трансформатора

$$\underline{Y}_T^B = G_T^B - jB_T^B = (1,65 \cdot 10^{-5} - j18,9 \cdot 10^{-5}) \text{ См};$$
$$\underline{Y}_T^H = G_T^H - jB_T^H = (1,03 \cdot 10^{-2} - j12,0 \cdot 10^{-2}) \text{ См}.$$

10. Повна потужність утрат холостого ходу трансформатора

$$\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x = (1,68 \cdot 10^{-3} + j18,91 \cdot 10^{-3}) \text{ МВА}.$$

Приклад 3.5. Визначення параметрів схеми заміщення двообмоточного трансформатора типу ТМН-6300/35, приведених до номінальної напруги первинної обмотки.

Каталожні дані трансформатора (табл. А.12): $S_{н.т} = 63000$ кВА;

$U_{н.в} = 35$ кВ; $U_{н.н} = 11$ кВ; $\Delta P_k = 46,5$ кВт; $\Delta P_x = 9,2$ кВт; $u_k = 7,5$ %; $I_x = 0,9$ %.

1. Активний опір обмоток трансформатора визначається за виразом:

$$R_T = \Delta P_k \cdot U_{н.в}^2 / S_{н.т}^2.$$

Тоді $R_T = 46,5 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 / 6,3^2 = 1,4$ Ом.

2. Для визначення індуктивного опору обмоток трансформатора знаходиться значення u_k'' :

$$u_k' = 100 \Delta P_k / S_{н.т}; \quad u_k'' = \sqrt{(u_k^2 - u_k'^2)}.$$

Тоді $u_k' = 100 \cdot 46,5 \cdot 10^{-3} / 6,3 = 0,738$ %;

$$u_k'' = \sqrt{(7,5^2 - 0,738^2)} = 7,46 \text{ \%}.$$

Оскільки $u_k'' = 7,46$ % трохи відрізняється від $u_k = 7,5$ % при розрахунку X_T замість u_k'' використана величина u_k .

3. Індуктивний опір обмоток трансформатора визначається за виразом:

$$X_T = u_k \cdot U_{н.в}^2 / (100 S_{н.т}).$$

Тоді $X_T = 7,5 \cdot 35^2 / (100 \cdot 6,3) = 14,5$ Ом.

4. Активна провідність намагнічування трансформатора визначається:

$$G_T = \Delta P_x / U_{н.в}^2.$$

Тоді $G_T = 9,2 \cdot 10^{-3} / 35^2 = 7,5 \cdot 10^{-6}$ См.

5. Реактивна провідність намагнічування трансформатора визначається за виразом:

$$B_T = I_x \cdot S_{н.т} / (100 U_{н.в}^2).$$

Тоді $B_T = 0,9 \cdot 6,3 / (100 \cdot 35^2) = 46,2 \cdot 10^{-6}$ См.

6. Реактивна потужність утрат холостого ходу трансформатора визначається за виразом

$$\Delta Q_x = I_x \cdot S_{H.T} / 100.$$

Тоді $\Delta Q_x = 0,9 \cdot 6,3 / 100 = 56,7 \cdot 10^{-3}$ Мвар.

7. Відношення потужностей втрат холостого ходу і номінальної потужності трансформатора відповідно дорівнюють:

$$\Delta P_x / S_{H.T} = 9,2 \cdot 10^{-3} / 6,3 = 0,0015; \Delta Q_x / S_{H.T} = 56,7 \cdot 10^{-3} / 6,3 = 0,009.$$

Таким чином, значення ΔP_x становить приблизно 0,15 %, а ΔQ_x – 0,9 % номінальної потужності трансформатора і потужності втрат холостого ходу можуть не враховуватися у схемах заміщення двообмоткових трансформаторів 35 кВ.

8. Повний опір обмоток трансформатора:

$$\underline{Z}_T = R_T + jX_T = (1,4 + j14,5) \text{ Ом.}$$

9. Повна провідність намагнічування трансформатора:

$$\underline{Y}_T = G_T - jB_T = (7,5 \cdot 10^{-6} - j46,2 \cdot 10^{-6}) \text{ См.}$$

10. Повна потужність утрат холостого ходу трансформатора:

$$\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x = (9,2 \cdot 10^{-3} + j56,7 \cdot 10^{-3}) \text{ МВА.}$$

Приклад 3.6. Визначення параметрів схеми заміщення триобмоткового трансформатора типу ТМТН-6300/35, приведених до номінальної напруги первинної обмотки.

Каталожні дані трансформатора (табл. А.13): $S_{H.T} = 6300$ кВА;
 $U_{H.B} = 35$ кВ; $U_{H.C} = 10,5$ кВ; $U_{H.H} = 6,3$ кВ; $\Delta P_K = 55$ кВт; $\Delta P_x = 12$ кВт;
 $u_{K.B-C} = 7,5$ %; $u_{K.B-H} = 7,5$ %; $u_{K.C-H} = 16,5$ %; $I_x = 0,85$ %.

1. Активні опори обмоток трансформатора визначаються за виразом

$$R_B = R_C = R_H = \Delta P_{K.B-C} \cdot U_{H.B}^2 / (2S_{H.T}^2).$$

Тоді $R_B = R_C = R_H = 55 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 / (2 \cdot 6,3^2) = 0,85$ Ом.

2. Для визначення індуктивних опорів обмоток трансформатора знаходиться напруга короткого замикання обмоток:

$$u_{K.B} = 0,5(u_{K.B-C} + u_{K.B-H} - u_{K.C-H});$$

$$u_{K.C} = 0,5(u_{K.B-C} + u_{K.C-H} - u_{K.B-H});$$

$$u_{K.H} = 0,5(u_{K.B-H} + u_{K.C-H} - u_{K.B-C}).$$

Тоді $u_{K.B} = 0,5(7,5 + 7,5 - 16,5) = -0,75$ % ≈ 0 ;

$u_{K.C} = 0,5(7,5 + 16,5 - 7,5) = 8,25$ %;

$u_{K.H} = 0,5(7,5 + 16,5 - 7,5) = 8,25$ %.

3. Індуктивні опори обмоток трансформатора визначаються за виразами:

$$X_B = u_{K.B} \cdot U_{H.B}^2 / (100S_{H.T}); X_C = u_{K.C} \cdot U_{H.B}^2 / (100S_{H.T}); X_H = u_{K.H} \cdot U_{H.B}^2 / (100S_{H.T}).$$

Тоді $X_B = 0 \cdot 35^2 / (100 \cdot 6,3) = 0$ Ом;

$X_C = 8,25 \cdot 35^2 / (100 \cdot 6,3) = 16,04$ Ом;

$X_H = 8,25 \cdot 35^2 / (100 \cdot 6,3) = 16,04$ Ом.

4. Активна провідність намагнічування трансформатора визначається за виразом:

$$G_T = \Delta P_x / U_{н.в}^2.$$

Тоді $G_T = 12,0 \cdot 10^{-3} / 35^2 = 9,7 \cdot 10^{-6}$ См.

5. Реактивна провідність намагнічування трансформатора визначається за виразом:

$$B_T = I_x \cdot S_{н.т} / (100 U_{н.в}^2).$$

Тоді $B_T = 0,85 \cdot 6,3 / (100 \cdot 35^2) = 43,7 \cdot 10^{-6}$ См.

6. Реактивна потужність втрат холостого ходу трансформатора визначається за виразом:

$$\Delta Q_x = I_x \cdot S_{н.т} / 100.$$

Тоді $\Delta Q_x = 0,85 \cdot 6,3 / 100 = 53,6 \cdot 10^{-3}$ Мвар.

7. Відношення потужностей втрат холостого ходу і номінальної потужності трансформатора відповідно дорівнюють:

$$\Delta P_x / S_{н.т} = 12,0 \cdot 10^{-3} / 6,3 = 0,0019; \Delta Q_x / S_{н.т} = 53,6 \cdot 10^{-3} / 6,3 = 0,0085.$$

Таким чином, значення ΔP_x становить приблизно 0,2 %, а ΔQ_x – 0,85 % номінальної потужності трансформатора і потужності втрат холостого ходу можуть не враховуватися у схемах заміщення триобмоткових трансформаторів 35 кВ.

8. Повний опір обмоток трансформатора:

$$\underline{Z}_B = R_B + jX_B = (0,85 + j0) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_C = R_C + jX_C = (0,85 + j16,04) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_H = R_H + jX_H = (0,85 + j16,04) \text{ Ом}.$$

9. Повна провідність намагнічення трансформатора

$$\underline{Y}_T = G_T - jB_T = (9,7 \cdot 10^{-6} - j43,7 \cdot 10^{-6}) \text{ См}.$$

10. Повна потужність втрат холостого ходу трансформатора

$$\Delta \underline{S}_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x = (12,0 \cdot 10^{-3} + j53,6 \cdot 10^{-3}) \text{ МВА}.$$

Контрольні запитання

1. Загальні положення розрахунків режимів розподільних електричних мереж.
2. Допущення при розрахунку ПЛ напругою до 35 кВ і КЛ напругою до 10 кВ.
3. Активний опір ліній розподільних електричних мереж.
4. Індуктивний опір ліній розподільних електричних мереж.
5. Активна провідність ліній розподільних електричних мереж.
6. Реактивна провідність розподільних електричних мереж.
7. Схеми заміщення ПЛ і КЛ розподільних електричних мереж.
8. Параметри і схеми заміщення двообмоткових трансформаторів розподільних електричних мереж.
9. Параметри і схеми заміщення трансформаторів розподільних електричних мереж із розщепленими обмотками.
10. Параметри і схеми заміщення триобмоткових трансформаторів розподільних електричних мереж.

4. ВИЗНАЧЕННЯ СТРУМІВ І ПОТУЖНОСТЕЙ У РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

4.1. Розімкнені розподільні електричні мережі

Розімкненими називаються мережі, в яких електроенергія подається споживачам з одного боку.

Розподіл струмів і потужностей у розімкнених мережах є примусовим і визначається навантаженнями споживачів і умовою балансу струмів та потужностей у вузлах електричної мережі на основі першого закону Кірхгофа (при допущенні $\Delta S = 0$).

Приклади визначення струмів і потужностей для різних схем розімкнених електричних мереж наведені на рис. 4.1.

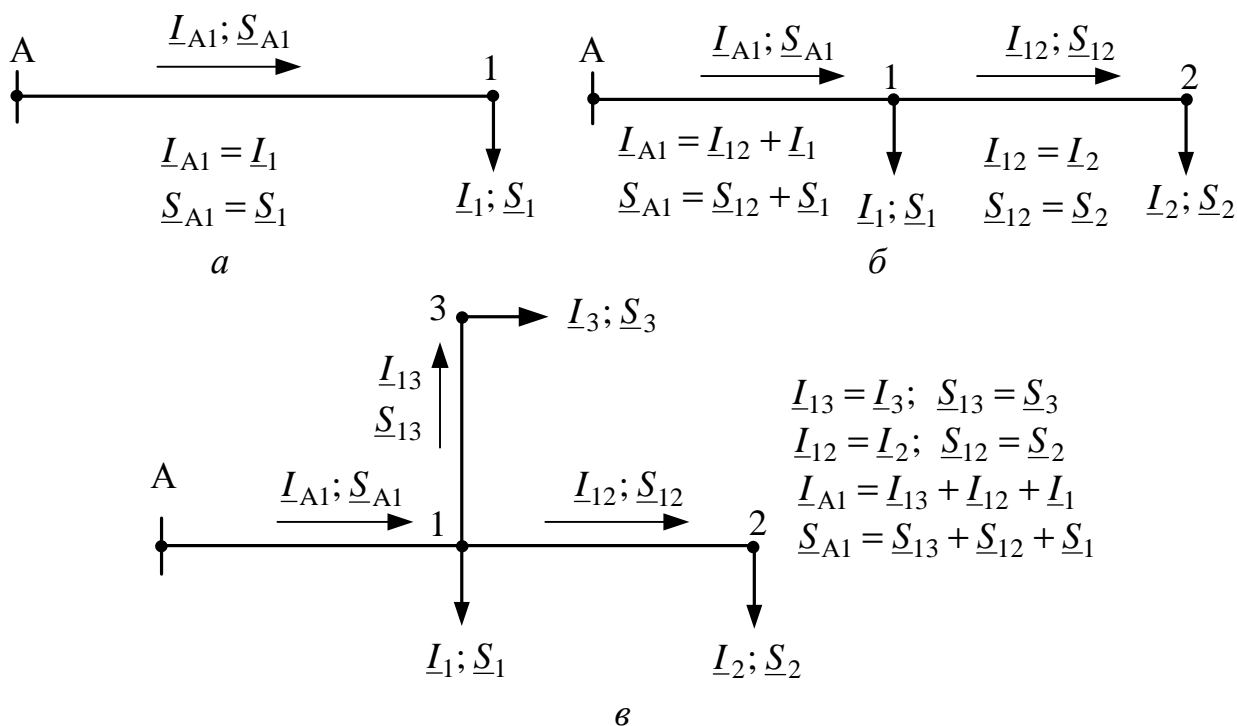


Рис. 4.1 – Визначення струмів і потужностей для різних схем розімкнених електричних мереж:

a – радіальна мережа; *б* – магістральна мережа; *в* – складнорозгалуджена мережа

4.2. Прості замкнені розподільні електричні мережі

4.2.1. Загальні характеристики простих замкнених розподільчих електричних мереж

Істотним недоліком розімкнених мереж є те, що у разі виходу з роботи якої-небудь ділянки цих мереж значна частина споживачів залишається без електропостачання. Тому для забезпечення надійним електропостачанням відповідалних споживачів, що не терплять тривалих перерв в електропостачанні, застосовують замкнені мережі, в яких електроенергія до споживачів подається

не менше ніж з двох сторін. Розрізняють *прості* замкнені мережі, в яких приєднані до них навантаження живляться не більше ніж із двох сторін, і *складні* замкнені мережі, до вузлових точок яких електроенергія може подаватися з трьох і більше сторін.

Проста замкнена мережа може мати одне джерело живлення і виконуватися у вигляді замкнутого кільця (*кільцева мережа*) або два джерела живлення, що живлять лінію з двох сторін (*мережа з двостороннім живленням*).

На рис. 4.2, *а* подана замкнена кільцева мережа з одним джерелом живлення А, а на рис. 5.2, *б* – мережа із двостороннім живленням від джерел А і Б. Кільцеву мережу можна перетворити на мережу з двостороннім живленням, розрізаючи її по джерелу живлення.

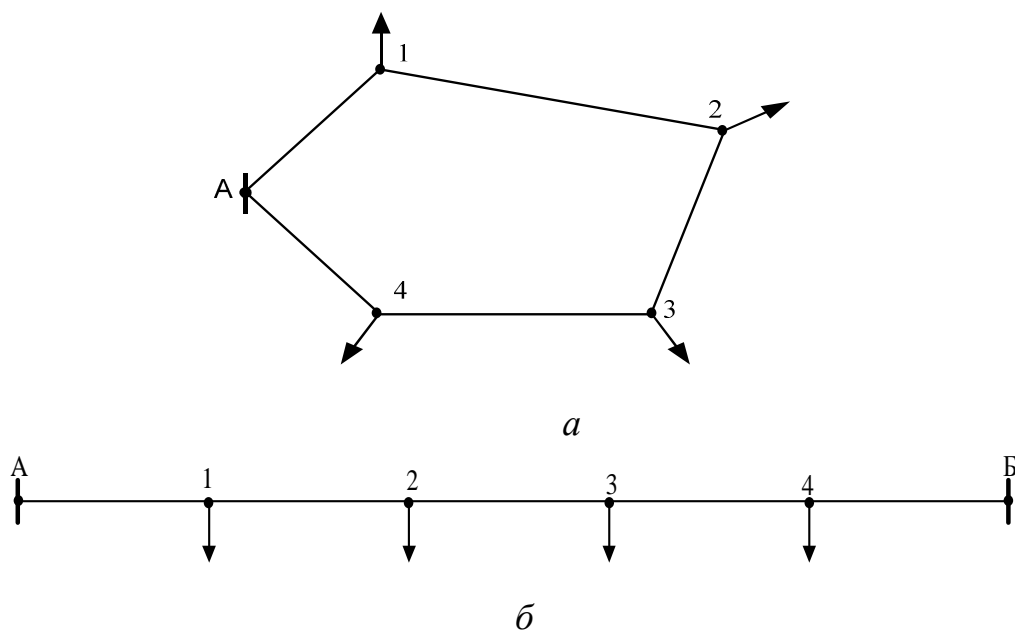


Рис. 4.2 – Схеми простих замкнених мереж:
а – кільцева мережа; *б* – мережа із двостороннім живленням

4.2.2. Основні переваги замкнених мереж

Надійність роботи. При виході з ладу одного з джерел (А або Б) все навантаження після короткочасної перерви, необхідної для відключення пошкодженого об'єкта, може продовжувати отримувати енергію від іншого джерела. Це ж стосується й аварії на якій-небудь ділянці лінії. Наприклад, при пошкодженні ділянки А-1 живлення всіх споживачів може продовжуватися від джерела Б, а при відключенні ділянки 2-3 частина споживачів продовжує отримувати енергію від джерела А, частина – від джерела Б.

Гнучкість. Короткочасні поштовхи навантажень або тривалі їх зміни викликають у замкненій мережі менші коливання значень напруги у споживачів і менші втрати напруги, ніж у розімкненій.

Втрати потужності. При однаковій напрузі джерел ($U_A = U_B$), унаслідок природного розподілу потужностей, втрати в замкненій однорідній мережі виходять мінімальними. Вільні зміни потоків потужності у процесі зміни навантажень (а навантаження змінюються безперервно) забезпечують оптимальний

розподіл струмів (потужностей) по ділянках мережі при їх замкненій роботі. Так звані *точки струморозділу (потокорозділу)* вільно переміщаються по замкненій мережі, тоді як у розімкненій, отриманій «розрізанням» замкненій мережі, розподіл струмів (потужностей) примусовий.

Різну напругу живильних пунктів ($U_A \neq U_B$) створюють *зрівняльні струми (потужності)*. Ці струми (потужності) спричиняють **додаткові втрати потужності**.

Можливості розвитку мережі без корінної реконструкції. Через вільний перерозподіл потужностей в замкненій мережі є велика можливість збільшення її пропускної спроможності, тобто навантаження можуть зрости, а мережу можна не реконструювати. Усе це справедливо, зрозуміло, у певних межах зростання навантажень.

4.2.3. Розрахунок простих замкнених мереж

1. Кільцева мережа і мережа з двостороннім живленням при $U_A = U_B$.

При однаковій напрузі живильних пунктів (А і А' або А і Б) схема має вигляд, наведений на рис. 4.3.

Завдання полягає в тому, щоб при заданих опорах ділянок і струмах (потужностях) навантажень розрахувати струми (потужності) на ділянках і знайти точки струморозподілу (потокорозподілу).

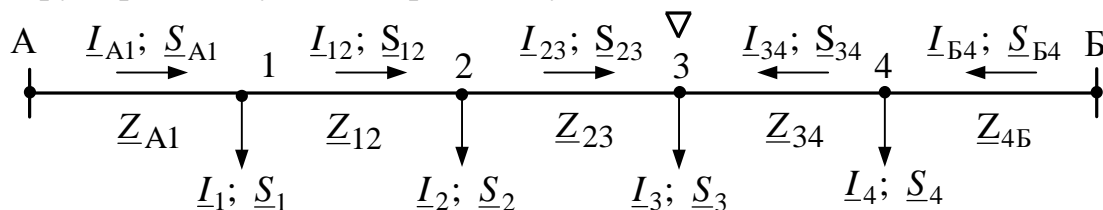


Рис. 4.3 – Схема мережі з двостороннім живленням

Для цього складається рівняння за другим законом Кірхгофа: **сума падінь напруги між пунктами А і Б дорівнює нулю**. Наприклад, для наведених на рис. 4.3 напрямів струмів рівняння має вигляд:

$$I_{A1} \cdot Z_{A1} + I_{12} \cdot Z_{12} + I_{23} \cdot Z_{23} - I_{34} \cdot Z_{34} - I_{B4} \cdot Z_{B4} = 0. \quad (4.1)$$

Виразивши на основі першого закону Кірхгофа струми ділянок через струми навантажень I_1, I_2, I_3, I_4 і струм головної ділянки I_{A1}

$$\begin{aligned} I_{12} &= I_{A1} - I_1; \quad I_{23} = I_{12} - I_2 = I_{A1} - I_1 - I_2; \\ I_{34} &= I_1 + I_2 + I_3 - I_{A1}; \quad I_{B4} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 - I_{A1} \end{aligned} \quad (4.2)$$

і підставивши значення струмів у (4.1), визначаємо струм на головній ділянці:

$$I_{A1} = [I_1(Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{B4}) + I_2(Z_{23} + Z_{34} + Z_{B4}) + I_3(Z_{34} + Z_{B4}) + I_4 \cdot Z_{B4}] / (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{B4}). \quad (4.3)$$

У загальному вигляді вираз (4.3) має вигляд ($1 \leq i \leq 4$):

$$I_{A1} = \sum I_i \cdot Z_{iB} / Z_{AB}. \quad (4.4)$$

Як видно з (4.3) і (4.4), струм, що витікає з живильного пункту А, дорівнює сумі добутків струму кожного навантаження й опору протилежного плеча, тобто сумарного опору Z_{iB} від навантаження до протилежного живильного пункту Б, діленого на загальний опір мережі між пунктами А і Б.

Аналогічно, струм, що витікає з живильного пункту Б, дорівнює:

$$I_{B4} = [I_4(Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34}) + I_3(Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23}) + I_2(Z_{A1} + Z_{12}) + I_1 \cdot Z_{A1}] / (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{34} + Z_{B4}), \quad (4.5)$$

або в загальному вигляді ($1 \leq i \leq 4$):

$$I_{B4} = \sum I_i \cdot Z_{iA} / Z_{AB}. \quad (4.6)$$

Щоб уникнути помилок, при розрахунках слід визначати струми, які витікають з обох живильних пунктів А і Б, що дозволить провести перевірку отриманих результатів:

$$I_{A1} + I_{B4} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4. \quad (4.7)$$

За струмами, що витікають з будь-якого живильного пункту, визначаються струми на кожній ділянці мережі за виразами (4.2). Визначивши струми кожної ділянки і їх напрям, знаходиться точка струморозподілу ∇ – точка, в якій струми, що підтікають з обох боків, повністю споживаються навантаженням.

Примітка. При заданні навантажень мережі модулями повних струмів комплексні опори ділянок мережі у формулах (4.3) – (4.6) можуть замінюватися модулями повних опорів.

При заданні потужностей навантажень S_1, S_2, S_3, S_4 потужності на головних ділянках мережі (див. рис. 4.3) мають загальний вигляд ($1 \leq i \leq 4$)

$$S_{A1} = \sum S_i \cdot Z_{iB}^* / Z_{AB}^*, \quad (4.8)$$

$$S_{B4} = \sum S_i \cdot Z_{iA}^* / Z_{AB}^*. \quad (4.9)$$

де Z^* – сполучений комплекс опору мережі.

Примітка. При n навантаженнях кільцевої мережі потужності на головних ділянках мережі визначаються ($1 \leq i \leq n$):

$$S_{A1} = \sum S_i \cdot Z_{iB}^* / Z_{AB}^*, \quad (4.10)$$

$$S_{Bn} = \sum S_i \cdot Z_{iA}^* / Z_{AB}^*. \quad (4.11)$$

За потужностями, що витікають з будь-якого живильного пункту, за першим законом Кірхгофа визначаються потужності на кожній ділянці мережі та знаходяться точки потокорозподілу, яких може бути дві (за активною і реактивною потужностями). У багатьох випадках ці точки збігаються.

Зазвичай прості замкнені мережі експлуатуються як розімкнені з відключенням найменш навантаженої ділянки мережі.

2. Мережа з двостороннім живленням при $U_A \neq U_B$.

При різній напрузі живильних пунктів А і Б розрахунок мережі може бути проведений або з безпосереднім застосуванням законів Кірхгофа, або методом накладення.

У першому випадку зберігається рівняння (4.1) з тією відмінністю, що у правій частині замість нуля підставляється різниця напруги живильних пунктів $\Delta U_\phi = U_{A\phi} - U_{B\phi}$, тобто:

$$I_{A1} \cdot Z_{A1} + I_{12} \cdot Z_{12} + I_{23} \cdot Z_{23} - I_{34} \cdot Z_{34} - I_{B4} \cdot Z_{B4} = \Delta U_\phi. \quad (4.12)$$

Другий випадок зводиться до визначення і накладення двох режимів: режиму мережі при $U_A = U_B$ з урахуванням навантажень і режиму мережі при $U_A \neq U_B$ без урахування навантажень. У цьому режимі знаходиться викликаний різницею потенціалів, зрівняльний струм:

$$I_{3p} = (U_{A\phi} - U_{B\phi}) / Z_{AB} \quad (4.13)$$

або зрівняльна потужність:

$$\underline{S}_{зр} = 3 \underline{U}_{\phi} \cdot \underline{I}_{зр}^* \quad (4.14)$$

Приблизно прийнявши $\underline{U}_{\phi} = \underline{U}_{\phi, ном}$, отримуємо

$$\underline{S}_{зр} = (\underline{U}_A - \underline{U}_B) \cdot \underline{U}_{ном} / \underline{Z}_{AB}^* \quad (4.15)$$

Повний струморозподіл (потокорозподіл) знаходиться за допомогою складання струмів (потужностей) з урахуванням їх напрямів.

Наприклад, для мережі з двостороннім живленням (див. рис. 4.3.) при $U_A < U_B$ повний потокорозподіл буде:

$$\underline{I}_{A1} = \underline{I}_{A1} - \underline{I}_{зр}; \underline{I}_{12} = \underline{I}_{12} - \underline{I}_{зр}; \underline{I}_{23} = \underline{I}_{23} - \underline{I}_{зр}; \underline{I}_{34} = \underline{I}_{34} + \underline{I}_{зр}; \underline{I}_{B4} = \underline{I}_{B4} + \underline{I}_{зр}. \quad (4.16)$$

Примітка. Мережа за умови, що $X/R = x_0/r_0 = \text{const}$ для всіх ліній, називається однорідною. При постійності r_0 і x_0 повний питомий опір $\underline{z}_0 = r_0 + jx_0$ також постійний і $\underline{Z}_{ik} = \underline{z}_0 \cdot l_{ik}$.

Окремі випадки, що полегшують і спрощують розрахунок.

1. Перетин F однаковий на всіх ділянках електричної мережі. Замінюючи в (4.4) і (4.6) або (4.8) і (4.9) опори $\underline{Z}_{iB} = \underline{z}_0 \cdot l_{iB}$, $\underline{Z}_{iA} = \underline{z}_0 \cdot l_{iA}$ і $\underline{Z}_{AB} = \underline{z}_0 \cdot l_{AB}$, отримуємо ($1 \leq i \leq 4$)

$$\underline{I}_{A1} = \sum \underline{I}_i \cdot l_{iB} / l_{AB}; \quad (4.17)$$

$$\underline{I}_{B4} = \sum \underline{I}_i \cdot l_{iA} / l_{AB}. \quad (4.18)$$

$$\underline{S}_{A1} = P_{A1} + jQ_{A1} = \sum \underline{S}_i \cdot l_{iB} / l_{AB} = \sum (P_i + jQ_i) \cdot l_{iB} / l_{AB}; \quad (4.19)$$

$$\underline{S}_{B4} = P_{B4} + jQ_{B4} = \sum \underline{S}_i \cdot l_{iA} / l_{AB} = \sum (P_i + jQ_i) \cdot l_{iA} / l_{AB}; \quad (4.20)$$

Розділяючи (4.19) і (4.20) на дійсні й уявні члени, отримуємо

$$P_{A1} = \sum P_i \cdot l_{iB} / l_{AB}; \quad Q_{A1} = \sum Q_i \cdot l_{iB} / l_{AB}; \quad (4.21)$$

$$P_{B4} = \sum P_i \cdot l_{iA} / l_{AB}; \quad Q_{B4} = \sum Q_i \cdot l_{iA} / l_{AB}. \quad (4.22)$$

Вирази (4.21) і (4.22) значно спрощують розрахунок, оскільки виключаються дії з комплексними величинами і розрахунок проводиться з використанням довжин, а не опорів.

Примітка. За наявності в мережі декількох ділянок довжиною l_i' , перетини F_i' яких відмінні від решти перетинів F , можлива заміна цих перетинів (для забезпечення умови $F = \text{const}$ у всій мережі введенням приведених довжин таких ділянок, визначуваних за співвідношенням $l_i = l_i' \cdot (F/F_i')$).

2. Індуктивний опір X малий, і ним можна нехтувати. Прийнявши $X = 0$ у виразах (4.4) і (4.6) або (4.8) і (4.9), отримуємо ($1 \leq i \leq 4$)

$$\underline{I}_{A1} = \sum \underline{I}_i \cdot R_{iB} / R_{AB}; \quad (4.23)$$

$$\underline{I}_{B4} = \sum \underline{I}_i \cdot R_{iA} / R_{AB}. \quad (4.24)$$

$$\underline{S}_{A1} = P_{A1} + jQ_{A1} = \sum (P_i + jQ_i) \cdot R_{iB} / R_{AB}; \quad (4.25)$$

$$\underline{S}_{B4} = P_{B4} + jQ_{B4} = \sum (P_i + jQ_i) \cdot R_{iA} / R_{AB}; \quad (4.26)$$

Розділяючи (4.25) і (4.26) на дійсні і уявні члени, отримуємо

$$P_{A1} = \sum P_i \cdot R_{iB} / R_{AB}; \quad Q_{A1} = \sum Q_i \cdot R_{iB} / R_{AB}; \quad (4.27)$$

$$P_{B4} = \sum P_i \cdot R_{iA} / R_{AB}; \quad Q_{B4} = \sum Q_i \cdot R_{iA} / R_{AB}. \quad (4.28)$$

У (4.27) і (4.28) також виключаються дії з комплексними величинами.

У **післяаварійних режимах** при пошкодженні якої-небудь ділянки мережі, наприклад 2-3 (рис. 4.4, а), ця ділянка відключається і навантаження отримують живлення з одного боку, тобто мережа перетворюється на розімкнену і продовжує роботу як дві ізольовані мережі А-1-2 і Б-4-3. Гіршим випадком є відключення головних ділянок А-1 або Б-4 (рис. 4.4, б, в)

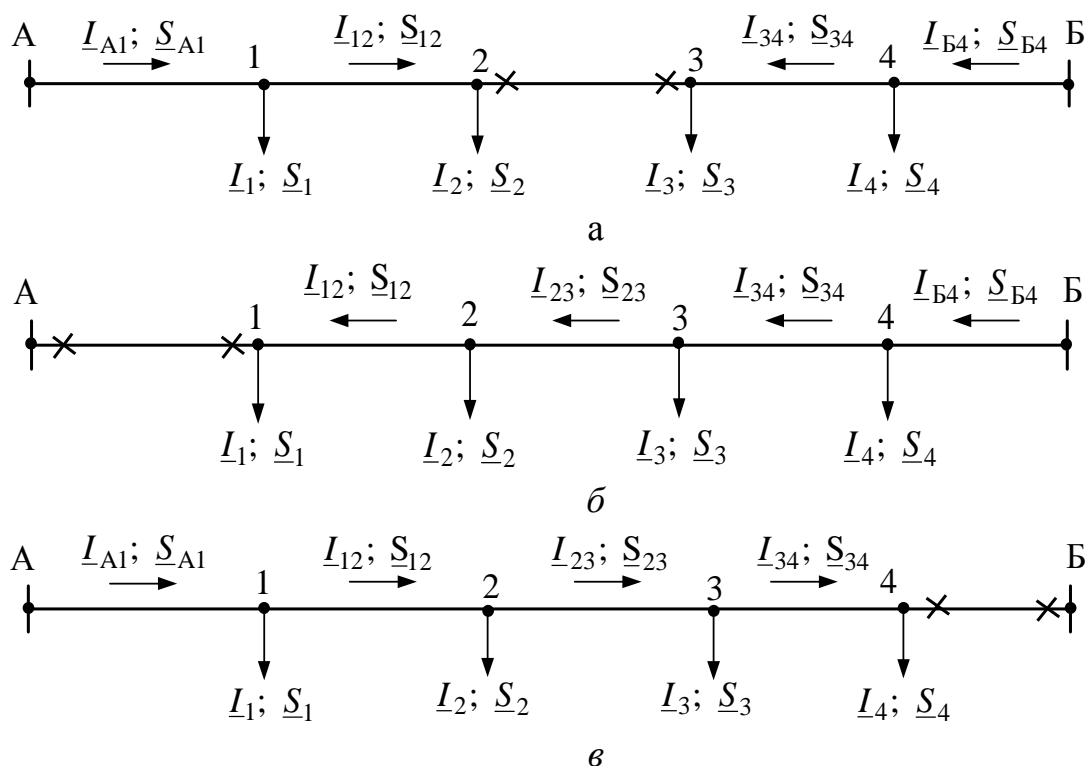
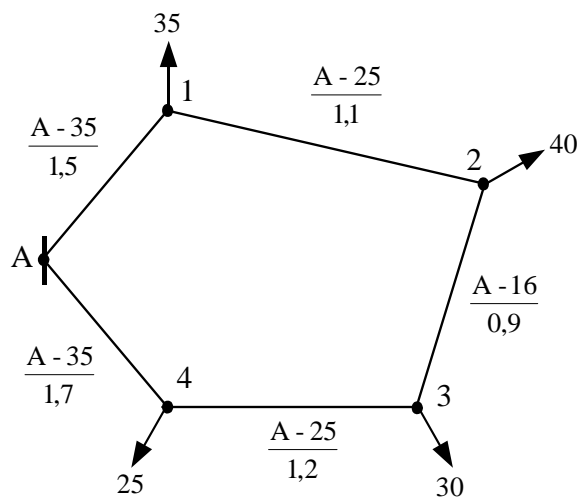


Рис. 4.4 – Схеми післяаварійних режимів виходу з роботи окремих ділянок мережі з двостороннім живленням

Приклад 4.1. Визначення струморозподілу в кільцевій електричній мережі 10 кВ. Мережа виконана алюмінієвими проводами марки А, довжини ділянок мережі в кілометрах і навантаження вузлів в амперах визначені на схемі мережі.



1. Параметри схеми заміщення ділянок електричної мережі визначаються за виразом:

$$\underline{Z}_{ik} = R_{ik} + jX_{ik} = (r_{0ik} + jx_{0ik}) \cdot l_{ik},$$

де r_{0ik} , x_{0ik} – розрахункові опори 1 км алюмінієвих проводів i - k ділянки мережі (табл. А.1 і А.3);

А-16: $r_0 = 1,838$ Ом/км; $x_0 = 0,391$ Ом/км;

А-25: $r_0 = 1,165$ Ом/км; $x_0 = 0,377$ Ом/км;

А-35: $r_0 = 0,85$ Ом/км; $x_0 = 0,366$ Ом/км;

Тоді

$$\underline{Z}_{A1} = (0,85 + j0,366) \cdot 1,5 = (1,275 + j0,549) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{12} = (1,165 + j0,377) \cdot 1,1 = (1,282 + j0,415) \text{ Ом};$$

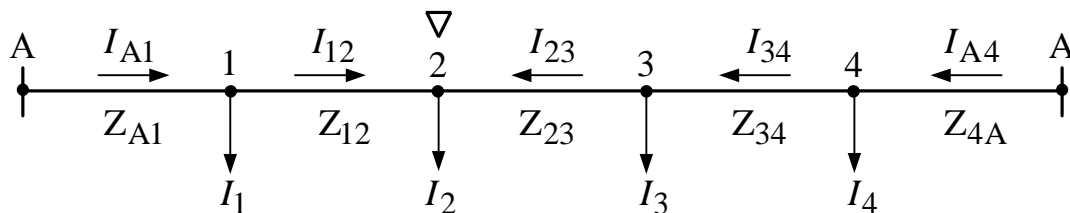
$$\underline{Z}_{23} = (1,838 + j0,391) \cdot 0,9 = (0,754 + j0,352) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{34} = (1,165 + j0,377) \cdot 1,2 = (1,4 + j0,452) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{A4} = (0,85 + j0,366) \cdot 1,7 = (1,445 + j0,622) \text{ Ом},$$

а модулі повних опорів будуть $Z_{A1} = 1,388 \text{ Ом}; Z_{12} = 1,347 \text{ Ом};$
 $Z_{23} = 0,832 \text{ Ом}; Z_{34} = 1,471 \text{ Ом}; Z_{A4} = 1,573 \text{ Ом}.$

2. Розрізаємо кільцеву електричну мережу по джерелу живлення А і розгортаємо схему:



3. Визначаємо струми на головних ділянках мережі за формулами:

$$\underline{I}_{A1} = [\underline{I}_1(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{A4}) + \underline{I}_2(\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{A4}) + \underline{I}_3(\underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{A4}) + \underline{I}_4 \cdot \underline{Z}_{A4}] /$$

$$/(\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{A4}) =$$

$$= [35 \cdot (1,347 + 0,832 + 1,471 + 1,573) + 40 \cdot (0,832 + 1,471 + 1,573) + 30 \cdot (1,471 + 1,573) + 25 \cdot 1,573] / (1,388 + 1,347 + 0,832 + 1,471 + 1,573) = 70,9 \text{ A};$$

$$\underline{I}_{A4} = [\underline{I}_4(\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34}) + \underline{I}_3(\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23}) + \underline{I}_2(\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12}) + \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}] /$$

$$/(\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{A4}) =$$

$$= [25 \cdot (1,388 + 1,347 + 0,832 + 1,471) + 30 \cdot (1,388 + 1,347 + 0,832) + 40 \cdot (1,388 + 1,347) + 35 \cdot 1,388] / (1,388 + 1,347 + 0,832 + 1,471 + 1,573) = 59,1 \text{ A}.$$

Виконуємо перевірку умови:

$$I_{A1} + I_{A4} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4;$$

$$I_{A1} + I_{A4} = 70,9 + 59,1 = 130 \text{ A};$$

$$I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = 35 + 40 + 30 + 25 = 130 \text{ A}.$$

4. Визначаємо струми на ділянках мережі:

$$I_{12} = I_{A1} - I_1 = 70,9 - 35 = 35,9 \text{ A};$$

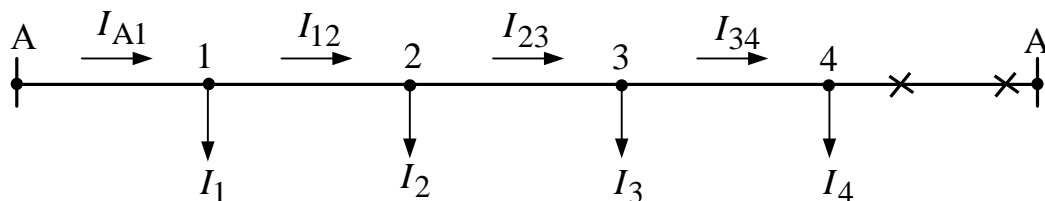
$$I_{23} = I_2 - I_{12} = 40 - 35,9 = 4,1 \text{ A};$$

$$I_{34} = I_{23} + I_3 = 4,1 + 30 = 34,1 \text{ A};$$

$$I_{A4} = I_{34} + I_4 = 34,1 + 25 = 59,1 \text{ A}.$$

5. Визначаємо струми на ділянках мережі в післяаварійних режимах:

а) відключення ділянки А-4:



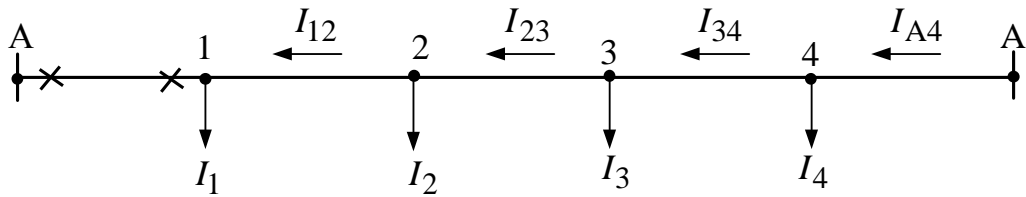
$$I_{34} = I_4 = 25 \text{ A};$$

$$I_{23} = I_{34} + I_3 = 25 + 30 = 55 \text{ A};$$

$$I_{12} = I_{23} + I_2 = 55 + 40 = 95 \text{ A};$$

$$I_{A1} = I_{12} + I_1 = 95 + 35 = 130 \text{ A}.$$

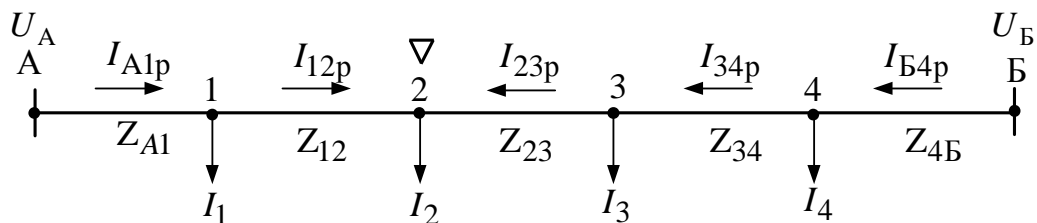
б) відключення ділянки А-1:



$$\begin{aligned} I_{12} &= I_1 = 35 \text{ A}; \\ I_{23} &= I_{12} + I_2 = 35 + 40 = 75 \text{ A}; \\ I_{34} &= I_{23} + I_3 = 75 + 30 = 105 \text{ A}; \\ I_{A4} &= I_{34} + I_4 = 105 + 25 = 130 \text{ A}. \end{aligned}$$

Приклад 4.2. Визначення струмозподілу в мережі з двостороннім живленням для умов прикладу 4.1 при $U_A = 10 \text{ кВ}$ і $U_B = 10,3 \text{ кВ}$.

1. Виконуємо розрахунок струмозподілу в мережі з двостороннім живленням методом накладення. На режим струмозподілення при $U_A = U_B$, розрахованого у прикладі 4.1, накладаємо режим протікання зрівняльного струму при $U_A \neq U_B$ ($U_A < U_B$) і відсутності навантажень у вузлах 1 – 4.



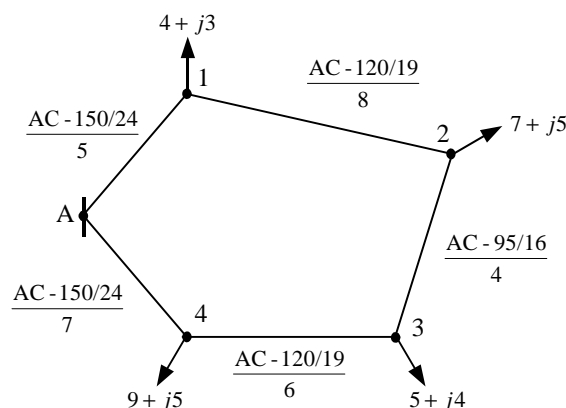
Зрівняльний струм знаходимо за формулою:

$$I_{yp} = (U_{Bф} - U_{Aф}) / Z_{AB} = (10,3 - 10) / [\sqrt{3}(1,388 + 1,347 + 0,832 + 1,471 + 1,573)] = 26,2 \text{ A}.$$

2. Результуюче струмозподілення буде таке:

$$\begin{aligned} I_{A1p} &= I_{A1} - I_{yp} = 70,9 - 26,2 = 44,7 \text{ A}; \\ I_{12p} &= I_{12} - I_{yp} = 35,9 - 26,2 = 9,7 \text{ A}; \\ I_{23p} &= I_{23} + I_{yp} = 4,1 + 26,2 = 30,3 \text{ A}; \\ I_{34p} &= I_{34} + I_{yp} = 34,1 + 26,2 = 60,3 \text{ A}; \\ I_{B4p} &= I_{B4} + I_{yp} = 59,1 + 26,2 = 85,3 \text{ A}. \end{aligned}$$

Приклад 4.3. Визначення потокорозподілу в кільцевій електричній мережі 35 кВ. Мережа виконана сталевалюмінієвими проводами марки АС, довжини ділянок мережі в кілометрах і навантаження вузлів у мегавольтамперах указані на схемі мережі.



1. Параметри схеми заміщення ділянок електричної мережі визначаються за виразом:

$$\underline{Z}_{ik} = R_{ik} + jX_{ik} = (r_{0ik} + jx_{0ik}) \cdot l_{ik},$$

де r_{0ik} , x_{0ik} – розрахункові опори 1 км сталевалюмінієвих проводів i -к ділянки мережі (табл. А.1 і А.4);

$$\text{АС-95/16: } r_0 = 0,301 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,421 \text{ Ом/км;}$$

$$\text{АС-120/19: } r_0 = 0,244 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,414 \text{ Ом/км;}$$

$$\text{АС-150/24: } r_0 = 0,204 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,406 \text{ Ом/км.}$$

Тоді

$$\underline{Z}_{A1} = (0,204 + j0,406) \cdot 5 = (1,02 + j2,03) \text{ Ом;}$$

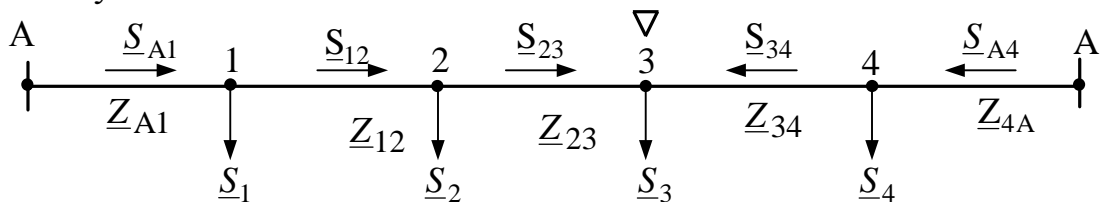
$$\underline{Z}_{12} = (0,244 + j0,414) \cdot 8 = (1,95 + j3,31) \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_{23} = (0,301 + j0,421) \cdot 4 = (1,2 + j1,68) \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_{34} = (0,244 + j0,414) \cdot 6 = (1,46 + j2,48) \text{ Ом;}$$

$$\underline{Z}_{A4} = (0,204 + j0,406) \cdot 7 = (1,43 + j2,84) \text{ Ом.}$$

2. Розрізаємо кільцеву електричну мережу по джерелу живлення А і розгортаємо схему:



Визначаємо потужності на головних ділянках мережі за формулами:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= [\underline{S}_1(\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{34}^* + \underline{Z}_{A4}^*) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{34}^* + \underline{Z}_{A4}^*) + \underline{S}_3(\underline{Z}_{34}^* + \underline{Z}_{A4}^*) + \\ &\quad + \underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{A4}^*] / (\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{A4}) = \\ &= [(4 + j3)(1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68 + 1,46 - j2,48 + 1,43 - j2,84) + \\ &\quad + (7 + j5)(1,2 - j1,68 + 1,46 - j2,48 + 1,43 - j2,84) + \\ &\quad + (5 + j4)(1,46 - j2,48 + 1,43 - j2,84) + (9 + j5)(1,43 - j2,84)] / \\ &\quad / (1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68 + 1,46 - j2,48 + 1,43 - j2,84)) = \\ &= (11,54 + j8,11) \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A4} &= [\underline{S}_4(\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34}) + \underline{S}_3(\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23}) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12}) + \\ &\quad + \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}] / (\underline{Z}_{A1} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34} + \underline{Z}_{A4}) = \\ &= [(9 + j5)(1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68 + 1,46 - j2,48) + \\ &\quad + (5 + j4)(1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68) + \\ &\quad + (7 + j5)(1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31) + (4 + j3)(1,02 - j2,03)] / \\ &\quad / (1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68 + 1,46 - j2,48 + 1,43 - j2,84)) = \\ &= (13,46 + j8,89) \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Виконуємо перевірку умови:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A4} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4;$$

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A4} = (11,54 + j8,11) + (13,46 + j8,89) = (25 + j17) \text{ МВА;}$$

$$\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = (4 + j3) + (7 + j5) + (5 + j4) + (9 + j5) = (25 + j17) \text{ МВА.}$$

3. Визначаємо потужності на ділянках мережі:

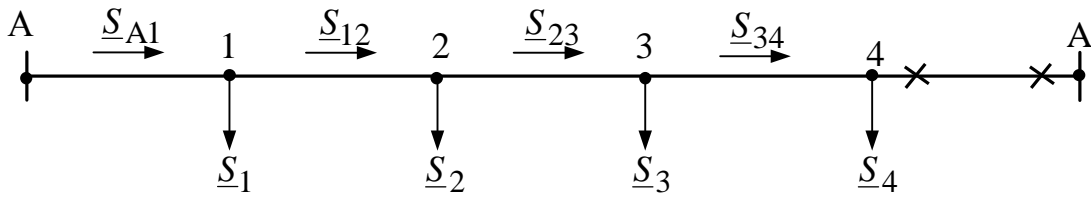
$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = (11,54 + j8,11) - (4 + j3) = (7,54 + j5,11) \text{ МВА;}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 = (7,54 + j5,11) - (7 + j5) = (0,54 + j0,11) \text{ МВА;}$$

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{23} = (5 + j4) - (0,54 + j0,11) = (4,46 + j3,89) \text{ МВА;}$$

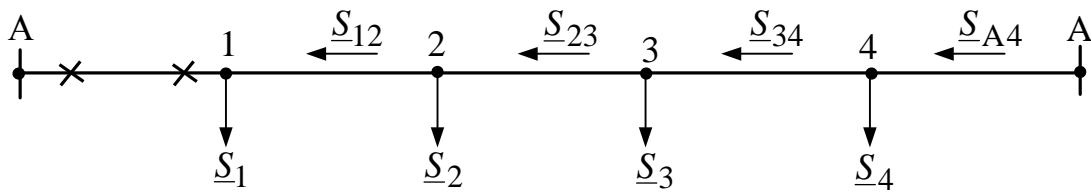
$$\underline{S}_{A4} = \underline{S}_{34} + \underline{S}_4 = (4,46 + j3,89) + (9 + j5) = (13,46 + j8,89) \text{ МВА.}$$

4. Визначаємо потужності на ділянках мережі в післяаварійних режимах:
а) відключення ділянки А-4:



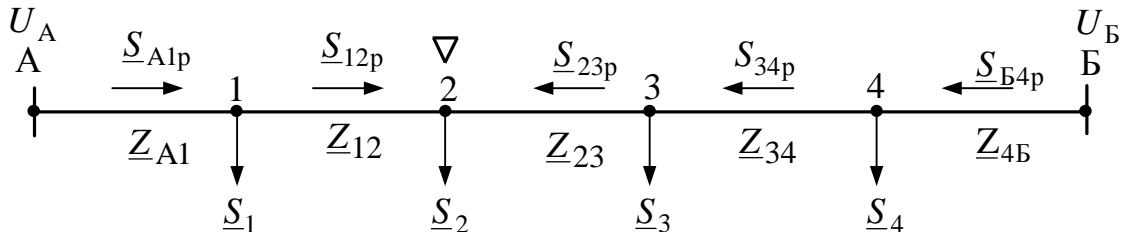
$$\begin{aligned} \underline{S}_{34} &= \underline{S}_4 = (9 + j5) \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{23} &= \underline{S}_{34} + \underline{S}_3 = (9 + j5) + (5 + j4) = (14 + j9) \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{12} &= \underline{S}_{23} + \underline{S}_2 = (14 + j9) + (7 + j5) = (21 + j14) \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{A1} &= \underline{S}_{12} + \underline{S}_1 = (21 + j14) + (4 + j3) = (25 + j17) \text{ MBA}; \end{aligned}$$

б) відключення ділянки А-1:



$$\begin{aligned} \underline{S}_{12} &= \underline{S}_1 = (4 + j3) \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{23} &= \underline{S}_{12} + \underline{S}_2 = (4 + j3) + (7 + j5) = (13 + j8) \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{34} &= \underline{S}_{23} + \underline{S}_3 = (13 + j8) + (5 + j4) = (18 + j12) \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{A4} &= \underline{S}_{34} + \underline{S}_4 = (18 + j12) + (9 + j5) = (27 + j17) \text{ MBA}. \end{aligned}$$

Приклад 4.4. Визначення потокорозподілу в мережі з двостороннім живленням для умов прикладу 4.3 при $U_A = 35$ кВ і $U_B = 36,1$ кВ.



1. Виконуємо розрахунок потокорозподілу в мережі з двостороннім живленням методом накладення. На режим потокорозподілу при $U_A = U_B$, розрахованого в прикладі 4.3, накладаємо режим протікання зрівняльної потужності при $U_A \neq U_B$ ($U_A < U_B$) і відсутності навантажень у вузлах 1–4.

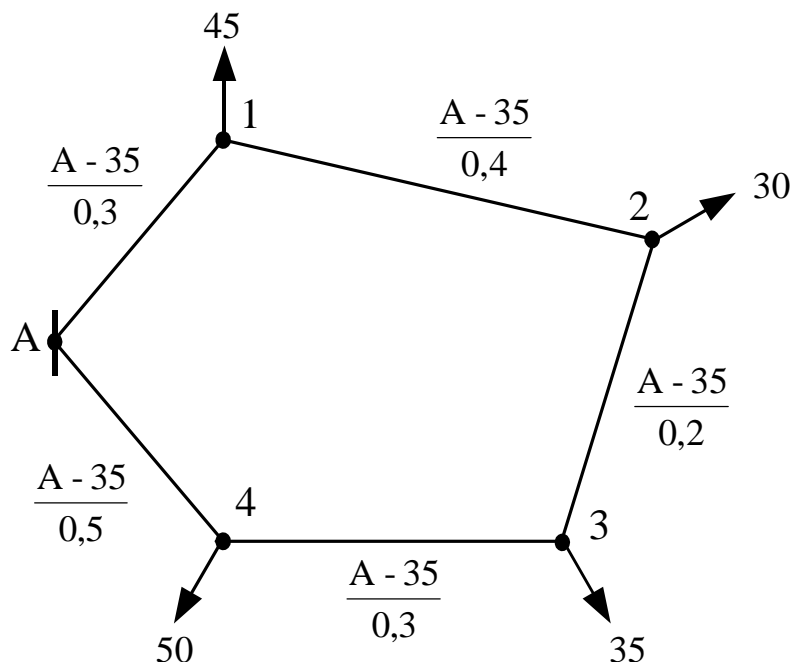
Зрівняльну потужність знаходимо за формулою:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{yp} &= (\underline{U}_B - \underline{U}_A) \underline{U}_{ном} / \underline{Z}_{AB}^* = \\ &= (36,1 - 35) \cdot 35 / (1,02 - j2,03 + 1,92 - j3,31 + 1,2 - j1,68 + 1,46 - j2,48 + \\ &+ 1,43 - j2,84) = (1,35 + j2,35) \text{ MBA}. \end{aligned}$$

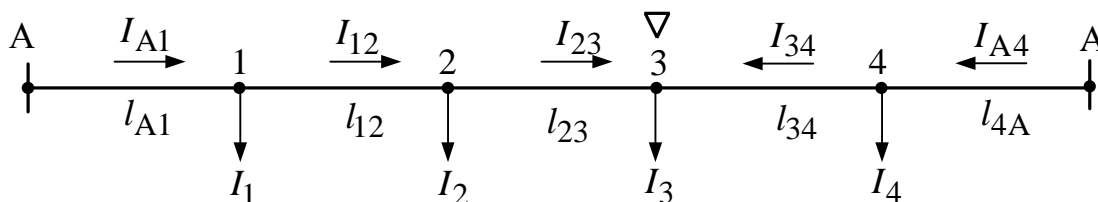
2. Результуюче потокорозподілення буде таким:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1p} &= \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{yp} = (11,54 + j11,8) - (1,35 + j2,35) = (10,19 + j9,45) \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{12p} &= \underline{S}_{12} - \underline{S}_{yp} = (7,54 + j5,11) - (1,35 + j2,35) = (6,19 + j2,76) \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{23p} &= \underline{S}_{23} - \underline{S}_{yp} = (0,54 + j0,11) - (1,35 + j2,35) = -(0,81 + j2,24) \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{34p} &= \underline{S}_{34} + \underline{S}_{yp} = (4,46 + j3,89) + (1,35 + j2,35) = (5,81 + j6,24) \text{ MBA}; \\ \underline{S}_{B4p} &= \underline{S}_{B4} + \underline{S}_{yp} = (13,46 + j8,89) + (1,35 + j2,35) = (14,81 + j11,24) \text{ MBA}. \end{aligned}$$

Приклад 4.5. Визначення струмозподілу в кільцевій електричній мережі 0,4 кВ. Мережа виконана алюмінієвими проводами марки А, довжини ділянок мережі в кілометрах і навантаження вузлів в амперах указані на схемі мережі.



1. Розрізаємо кільцеву електричну мережу по джерелу живлення А і розгортаємо схему:



Оскільки переріз F однаковий на всіх ділянках електричної мережі, визначаємо струми на головних ділянках мережі за формулами:

$$\begin{aligned}
 I_{A1} &= [I_1(l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{A4}) + I_2(l_{23} + l_{34} + l_{A4}) + I_3(l_{34} + l_{A4}) + I_4 \cdot l_{A4}] / \\
 &\quad / (l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{A4}) = \\
 &= [45(0,4 + 0,2 + 0,3 + 0,5) + 30(0,2 + 0,3 + 0,5) + 35(0,3 + 0,5) + 50 \cdot 0,5] / \\
 &\quad / (0,3 + 0,4 + 0,2 + 0,3 + 0,5) = 85,88 \text{ A}; \\
 I_{A4} &= [I_4(l_{34} + l_{23} + l_{12} + l_{A1}) + I_3(l_{23} + l_{12} + l_{A1}) + I_2(l_{12} + l_{A1}) + I_1 \cdot l_{A1}] / \\
 &\quad / (l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{A4}) = \\
 &= [50(0,3 + 0,4 + 0,2 + 0,3) + 35(0,3 + 0,4 + 0,2) + 30(0,3 + 0,4) + 45 \cdot 0,3] / \\
 &\quad / (0,3 + 0,4 + 0,2 + 0,3 + 0,5) = 74,12 \text{ A}.
 \end{aligned}$$

Виконуємо перевірку умови:

$$\begin{aligned}
 I_{A1} + I_{A4} &= I_1 + I_2 + I_3 + I_4; \\
 I_{A1} + I_{A4} &= 85,88 + 74,12 = 160 \text{ A}; \\
 I_1 + I_2 + I_3 + I_4 &= 45 + 30 + 35 + 50 = 160 \text{ A}.
 \end{aligned}$$

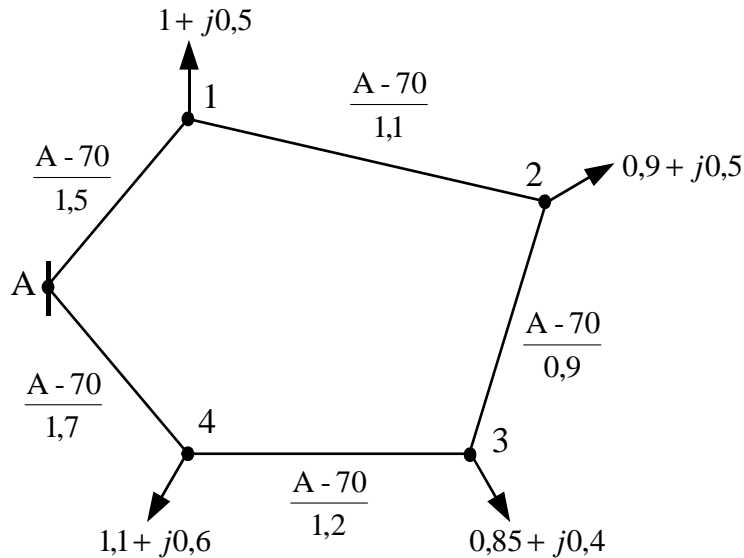
2. Визначаємо струми на ділянках мережі:

$$\begin{aligned}
 I_{12} &= I_{A1} - I_1 = 85,88 - 45 = 40,88 \text{ A}; \\
 I_{23} &= I_{12} - I_2 = 40,88 - 30 = 10,88 \text{ A};
 \end{aligned}$$

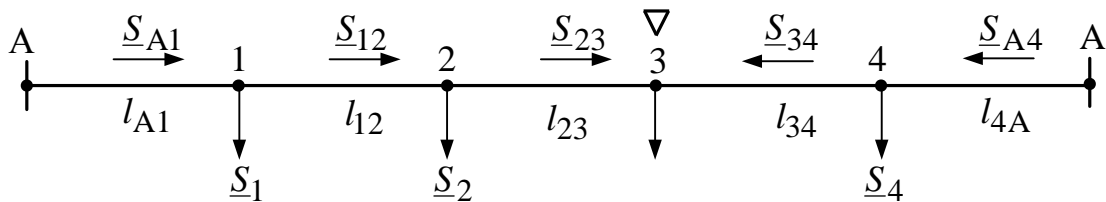
$$I_{34} = I_3 - I_{23} = 35 - 10,88 = 24,12 \text{ A};$$

$$I_{A4} = I_{34} + I_4 = 24,12 + 50 = 74,12 \text{ A}.$$

Приклад 4.6. Визначення поточкорозподілу в кільцевій електричній мережі 10 кВ. Мережа виконана алюмінієвими проводами марки А, довжини ділянок мережі в кілометрах і навантаження вузлів у мегавольтамперах указані на схемі мережі.



1. Розрізаємо кільцеву електричну мережу по джерелу живлення А і розгортаємо схему:



Оскільки переріз F однаковий на всіх ділянках електричної мережі, визначаємо струми на головних ділянках мережі за формулами:

$$\underline{S}_{A1} = [\underline{S}_1(l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{A4}) + \underline{S}_2(l_{23} + l_{34} + l_{A4}) + \underline{S}_3(l_{34} + l_{A4}) + \underline{S}_4 \cdot l_{A4}] / (l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{A4}) =$$

$$= [(1 + j0,5)(1,1 + 0,9 + 1,2 + 1,7) + (0,9 + j0,5)(0,9 + 1,2 + 1,7) + (0,8 + j0,4)(1,2 + 1,7) + (1,1 + j0,6) \cdot 1,7] / (1,5 + 1,1 + 0,9 + 1,2 + 1,7) =$$

$$= (2,05 + j1,07) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{A4} = [\underline{S}_4(l_{34} + l_{23} + l_{12} + l_{A1}) + \underline{S}_3(l_{23} + l_{12} + l_{A1}) + \underline{S}_2(l_{12} + l_{A1}) + \underline{S}_1 \cdot l_{A1}] / (l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{34} + l_{A4}) =$$

$$= [(1,1 + j0,6)(1,2 + 0,9 + 1,1 + 1,5) + (0,8 + j0,4)(0,9 + 1,1 + 1,5) + (0,8 + j0,5)(1,1 + 1,5) + (1 + j0,5) \cdot 1,5] / (1,5 + 1,1 + 0,9 + 1,2 + 1,7) =$$

$$= (1,75 + j0,93) \text{ MBA}.$$

Виконуємо перевірку умови:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A4} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4;$$

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A4} = (2,05 + j1,07) + (1,75 + j0,93) = (3,8 + j2) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = (1 + j0,5) + (0,9 + j0,5) + (0,8 + j0,4) + (1,1 + j0,6) =$$

$$= (3,8 + j2) \text{ MBA}.$$

2. Визначаємо потужності на ділянках мережі:

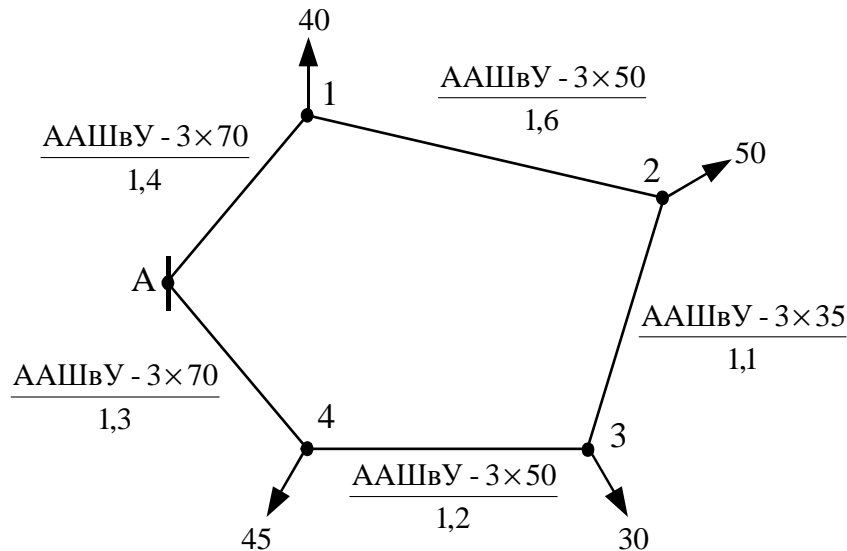
$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = (2,05 + j1,07) - (1 + j0,5) = (1,05 + j0,57) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{12} = (1,05 + j0,57) - (0,9 + j0,5) = (0,15 + j0,7) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{23} = (0,8 + j0,4) - (0,15 + j0,7) = (0,65 + j0,33) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A4} = \underline{S}_{34} + \underline{S}_4 = (0,65 + j0,33) + (1,1 + j0,6) = (1,75 + j0,93) \text{ МВА}.$$

Приклад 4.7. Визначення строморозподілу в кільцевій електричній мережі 10 кВ. Мережа виконана кабелями марки ААШвУ, довжини ділянок мережі в кілометрах і навантаження вузлів в амперах вказані на схемі мережі.



1. Параметри схеми заміщення ділянок електричної мережі визначаються за виразом:

$$\underline{Z}_{ik} = R_{ik} + jX_{ik} = (r_{0ik} + jx_{0ik}) \cdot l_{ik},$$

де r_{0ik} , x_{0ik} – розрахункові опори 1 км алюмінієвих проводів i -к ділянки мережі (табл. А.5):

$$\text{ААШвУ-3х35; } r_0 = 0,89 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,095 \text{ Ом/км};$$

$$\text{ААШвУ-3х50; } r_0 = 0,62 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,09 \text{ Ом/км};$$

$$\text{ААШвУ-3х70; } r_0 = 0,443 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,086 \text{ Ом/км}.$$

Тоді

$$\underline{Z}_{A1} = (0,443 + j0,086) \cdot 1,4 = (0,62 + j0,12) \text{ Ом};$$

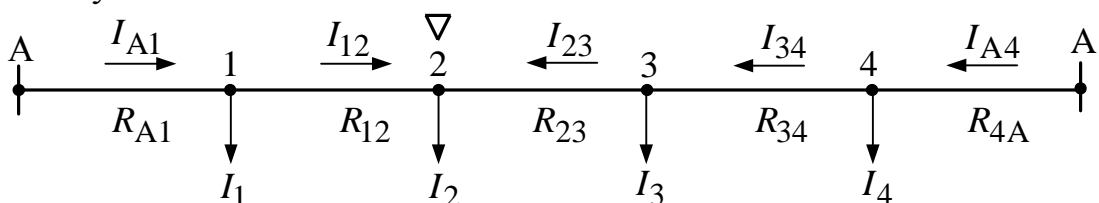
$$\underline{Z}_{12} = (0,62 + j0,09) \cdot 1,6 = (0,992 + j0,144) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{23} = (0,89 + j0,095) \cdot 1,1 = (0,979 + j0,105) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{34} = (0,62 + j0,09) \cdot 1,2 = (0,744 + j0,108) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{A4} = (0,443 + j0,086) \cdot 1,3 = (0,576 + j0,112) \text{ Ом}.$$

2. Розрізаємо кільцеву електричну мережу по джерелу живлення А і розгортаємо схему:



Оскільки індуктивний опір X малий і ним можна нехтувати, визначаємо струми на головних ділянках мережі за формулами:

$$\begin{aligned}
I_{A1} &= [I_1(R_{12} + R_{23} + R_{34} + R_{A4}) + I_2(R_{23} + R_{34} + R_{A4}) + I_3(R_{34} + R_{A4}) + I_4 \cdot R_{A4}] / \\
&\quad / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{34} + R_{A4}) = \\
&= [40(0,922 + 0,979 + 0,744 + 0,576) + 50(0,979 + 0,744 + 0,576) + \\
&30(0,744 + 0,576) + 45 \cdot 0,576] / (0,62 + 0,922 + 0,979 + 0,744 + 0,576) = 79,8 \text{ A}; \\
I_{A4} &= [I_4(R_{34} + R_{23} + R_{12} + R_{A1}) + I_3(R_{23} + R_{12} + R_{A1}) + I_2(R_{12} + R_{A1}) + I_1 \cdot R_{A1}] / \\
&\quad / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{34} + R_{A4}) = \\
&= [45(0,62 + 0,922 + 0,979 + 0,744) + 30(0,62 + 0,922 + 0,979) + \\
&+ 50(0,62 + 0,922) + 40 \cdot 0,62] / (0,62 + 0,922 + 0,979 + 0,744 + 0,576) = 85,2 \text{ A}.
\end{aligned}$$

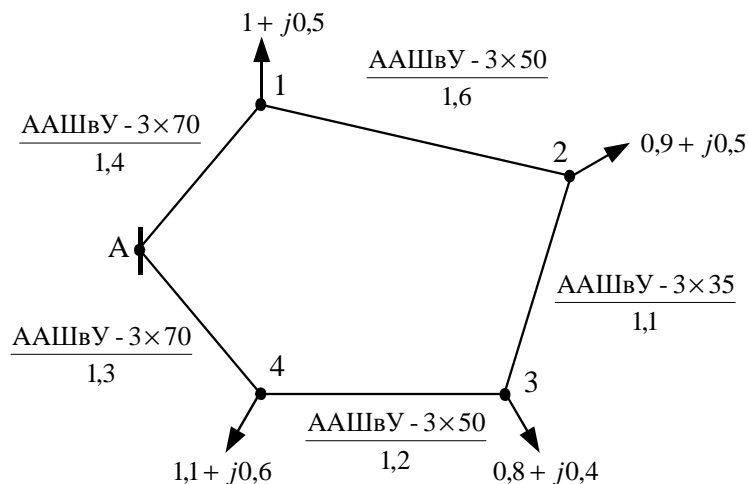
Виконуємо перевірку умови:

$$\begin{aligned}
I_{A1} + I_{A4} &= I_1 + I_2 + I_3 + I_4; \\
I_{A1} + I_{A4} &= 79,8 + 85,2 = 165 \text{ A}; \\
I_1 + I_2 + I_3 + I_4 &= 40 + 50 + 30 + 45 = 165 \text{ A}.
\end{aligned}$$

2. Визначаємо струми на ділянках мережі:

$$\begin{aligned}
I_{12} &= I_{A1} - I_1 = 79,8 - 40 = 39,8 \text{ A}; \\
I_{23} &= I_2 - I_{12} = 50 - 39,8 = 10,2 \text{ A}; \\
I_{34} &= I_{23} + I_3 = 10,2 + 30 = 40,2 \text{ A}; \\
I_{A4} &= I_{34} + I_4 = 40,2 + 45 = 85,2 \text{ A}.
\end{aligned}$$

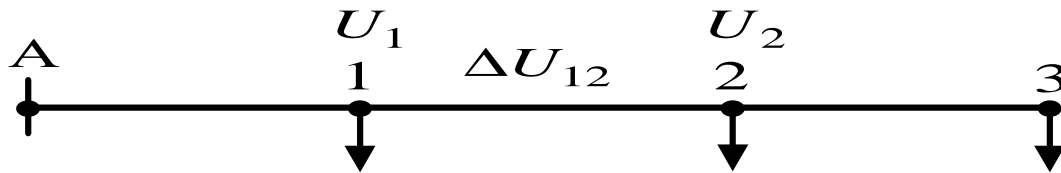
Приклад 4.8. Визначення потокорозподілу в кільцевій електричній мережі 10 кВ. Мережа виконана кабелями марки ААШвУ, довжини ділянок мережі в кілометрах і навантаження вузлів у мегавольтамперах указані на схемі мережі.



1. Параметри схеми заміщення ділянок електричної мережі такі (див. приклад 4.7):

$$\begin{aligned}
\underline{Z}_{A1} &= (0,62 + j0,12) \text{ Ом}; \\
\underline{Z}_{12} &= (0,992 + j0,144) \text{ Ом}; \\
\underline{Z}_{23} &= (0,979 + j0,104) \text{ Ом}; \\
\underline{Z}_{34} &= (0,744 + j0,108) \text{ Ом}; \\
\underline{Z}_{A4} &= (0,576 + j0,112) \text{ Ом}.
\end{aligned}$$

2. Розрізаємо кільцеву електричну мережу по джерелу живлення А і розгортаємо схему:



Оскільки індуктивний опір X малий і ним можна нехтувати, визначаємо потужності на головних ділянках мережі за формулами:

$$P_{A1} = [P_1(R_{12} + R_{23} + R_{34} + R_{A4}) + P_2(R_{23} + R_{34} + R_{A4}) + P_3(R_{34} + R_{A4}) + P_4 \cdot R_{A4}] / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{34} + R_{A4}) =$$

$$= [1(0,992 + 0,979 + 0,744 + 0,576) + 0,9(0,979 + 0,744 + 0,576) + 0,8(0,744 + 0,576) + 1,1 \cdot 0,576] / (0,62 + 0,992 + 0,979 + 0,744 + 0,576) =$$

$$= 1,8 \text{ МВт};$$

$$Q_{A1} = [Q_1(R_{12} + R_{23} + R_{34} + R_{A4}) + Q_2(R_{23} + R_{34} + R_{A4}) + Q_3(R_{34} + R_{A4}) + Q_4 \cdot R_{A4}] / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{34} + R_{A4}) =$$

$$= [0,5(0,992 + 0,979 + 0,744 + 0,576) + 0,5(0,979 + 0,744 + 0,576) + 0,4(0,744 + 0,576) + 0,6 \cdot 0,576] / (0,62 + 0,992 + 0,979 + 0,744 + 0,576) =$$

$$= 0,94 \text{ МВАр};$$

$$P_{A4} = [P_4(R_{34} + R_{23} + R_{12} + R_{A1}) + P_3(R_{23} + R_{12} + R_{A1}) + P_2(R_{12} + R_{A1}) + P_1 \cdot R_{A1}] / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{34} + R_{A4}) =$$

$$= [1,1(0,744 + 0,979 + 0,992 + 0,62) + 0,8(0,979 + 0,992 + 0,62) + 0,9(0,992 + 0,62) + 1 \cdot 0,62] / (0,62 + 0,992 + 0,979 + 0,744 + 0,576) = 2 \text{ МВт};$$

$$Q_{A4} = [Q_4(R_{34} + R_{23} + R_{12} + R_{A1}) + Q_3(R_{23} + R_{12} + R_{A1}) + Q_2(R_{12} + R_{A1}) + Q_1 \cdot R_{A1}] / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{34} + R_{A4}) =$$

$$= [0,6(0,744 + 0,979 + 0,992 + 0,62) + 0,4(0,979 + 0,992 + 0,62) + 0,5(0,992 + 0,62) + 0,5 \cdot 0,62] / (0,62 + 0,992 + 0,979 + 0,744 + 0,576) =$$

$$= 1,06 \text{ МВАр};$$

$$\underline{S}_{A1} = P_{A1} + jQ_{A1} = (1,80 + j0,94) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A4} = P_{A4} + jQ_{A4} = (2 + j1,06) \text{ МВА}.$$

Виконуємо перевірку умови:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A4} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4;$$

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A4} = (1,80 + j0,94) + (2 + j1,06) = (3,8 + j2) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = (1 + j0,5) + (0,9 + j0,5) + (0,8 + j0,4) + (1,1 + j0,6) =$$

$$= (3,8 + j2) \text{ МВА}.$$

2. Визначаємо потужності на ділянках мережі:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = (1,8 + j0,94) - (1 + j0,5) = (0,8 + j0,44) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{12} = (0,9 + j0,5) - (0,8 + j0,44) = (0,1 + j0,06) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_{23} + \underline{S}_3 = (0,1 + j0,06) + (0,8 + j0,4) = (0,9 + j0,46) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A4} = \underline{S}_{34} + \underline{S}_4 = (0,9 + j0,46) + (1,1 + j0,6) = (2 + j1,06) \text{ МВА}.$$

4.3. Складні замкнені розподільчі електричні мережі

4.3.1. Загальні характеристики складних замкнених розподільчих електричних мереж

Складною замкненою електричною мережею називається мережа, що має вузлові точки. Під вузовими точками розуміють такі, в яких з'єднується не менше трьох гілок, не рахуючи навантаження.

Розрахунок складних замкнених електричних мереж може бути проведений методами:

- контурних струмів (потужностей);
- перетворення (трансфігурації);
- вузлової напруги;
- послідовних наближень;
- накладення та ін.

Перший і другий методи – важко програмовані, тому вони використовуються при так званому «ручному рахунку». Метод вузлової напруги є основним, використовуваним при розрахунках режимів складних замкнених електричних мереж на ЕОМ.

Основне завдання розрахунку сталих режимів складних замкнених електричних мереж полягає у визначенні струмів (або потужностей) на ділянках при заданих навантаженнях і опорах (або довжинах) ліній. Потім визначаються втрати потужності на ділянках електричної мережі та напруги у вузлах електричної мережі напругою 35 кВ і вище або втрати напруги до найбільш віддалених вузлів електричної мережі напругою нижче 35 кВ.

4.3.2. Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом контурних струмів (потужностей)

Розрахунок складної замкненої електричної мережі (рис. 4.5) методом контурних струмів виконується в такій послідовності:

- 1) визначається число незалежних контурів, що дорівнює числу ліній мінус число вузлів;
- 2) задається напрям обходу кожного контуру (як правило, за годинниковою стрілкою);
- 3) задаються невідомі струми на ділянках (за числом незалежних контурів), і виражається за першим законом Кірхгофа решта струмів через задані струми вузлів;
- 4) складаються за другим законом Кірхгофа контурні рівняння (за числом незалежних контурів); наприклад, для позначених на рис. 4.5 напрямів струмів на ділянках отримуємо:

$$\begin{aligned} I_{A3} \cdot Z_{A3} - I_{23} \cdot Z_{23} - I_{12} \cdot Z_{12} - I_{A1} \cdot Z_{A1} &= 0; \\ I_{A4} \cdot Z_{A4} + I_{34} \cdot Z_{34} - I_{A3} \cdot Z_{A3} &= 0. \end{aligned} \quad (4.29)$$

- 5) з рівнянь знаходяться невідомі струми, струми на кожній ділянці та визначаються точки струморозподілу.

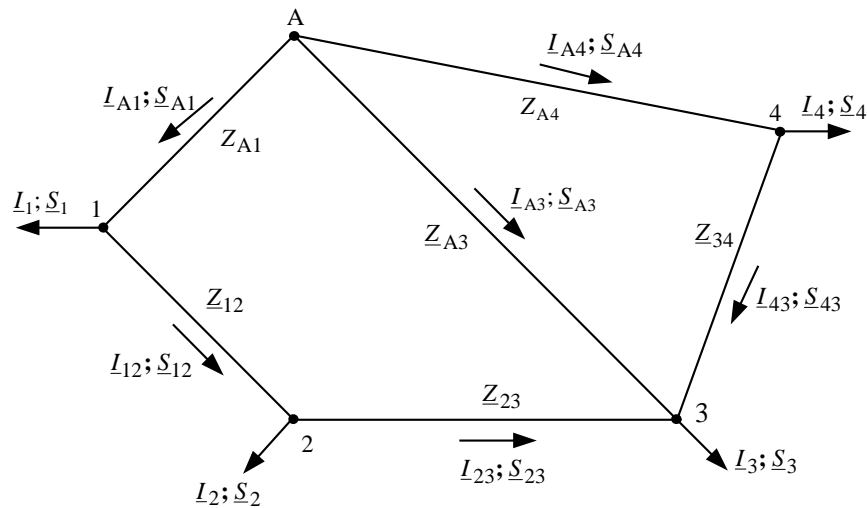


Рис. 4.5 – Схема двоконтурної електричної мережі

При відключенні найменш навантажених ділянок мережі складні замкнені мережі можуть експлуатуватися як розімкнені.

Примітка. При заданні навантажень мережі модулями повних струмів комплексні опори ділянок мережі в рівняннях (6.1) можуть замінюватися модулями повних опорів.

При заданні потужностей навантажень рівняння (4.29) набувають вигляду:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A3} \cdot \underline{Z}_{A3}^* - \underline{S}_{23} \cdot \underline{Z}_{23}^* - \underline{S}_{12} \cdot \underline{Z}_{12}^* - \underline{S}_{A1} \cdot \underline{Z}_{A1}^* &= 0; \\ \underline{S}_{A4} \cdot \underline{Z}_{A4}^* + \underline{S}_{34} \cdot \underline{Z}_{34}^* - \underline{S}_{A3} \cdot \underline{Z}_{A3}^* &= 0. \end{aligned} \quad (4.30)$$

При однакових перерізах на всіх ділянках електричної мережі рівняння (4.1) набудуть вигляду:

$$\begin{aligned} P_{A3} \cdot l_{A3} - P_{23} \cdot l_{23} - P_{12} \cdot l_{12} - P_{A1} \cdot l_{A1} &= 0; \\ Q_{A3} \cdot l_{A3} - Q_{23} \cdot l_{23} - Q_{12} \cdot l_{12} - Q_{A1} \cdot l_{A1} &= 0; \\ P_{A4} \cdot l_{A4} + P_{34} \cdot l_{34} - P_{A3} \cdot l_{A3} &= 0; \\ Q_{A4} \cdot l_{A4} + Q_{34} \cdot l_{34} - Q_{A3} \cdot l_{A3} &= 0. \end{aligned} \quad (4.31)$$

Вирази (4.31) значно спростують розрахунок, оскільки виключаються дії комплексними величинами і розрахунок проводиться з використанням довжин, а не опорів.

Примітка. За наявності в мережі декількох ділянок довжиною l_i' , перетини F_i' яких відмінні від решти перетинів F , можлива заміна цих перетинів (для забезпечення умови $F = \text{const}$ у всій мережі введенням приведених довжин таких ділянок, визначуваних за співвідношенням $l_i = l_i' \cdot (F/F_i')$).

При малих індуктивних опорах ділянок електричної мережі ними нехтують, і рівняння (4.29) перетворюються до вигляду:

$$\begin{aligned} P_{A3} \cdot R_{A3} - P_{23} \cdot R_{23} - P_{12} \cdot R_{12} - P_{A1} \cdot R_{A1} &= 0; \\ Q_{A3} \cdot R_{A3} - Q_{23} \cdot R_{23} - Q_{12} \cdot R_{12} - Q_{A1} \cdot R_{A1} &= 0; \\ P_{A4} \cdot R_{A4} + P_{34} \cdot R_{34} - P_{A3} \cdot R_{A3} &= 0; \\ Q_{A4} \cdot R_{A4} + Q_{34} \cdot R_{34} - Q_{A3} \cdot R_{A3} &= 0. \end{aligned} \quad (4.32)$$

Приклад 4.9. Визначення струмозподілу в двоконтурній електричній мережі 10 кВ. Мережа виконана алюмінієвими проводами марки А, довжини ділянок в кілометрах і навантаження вузлів в амперах вказані на схемі мережі.

1. Модулі повних опорів ділянок мережі дорівнюють:

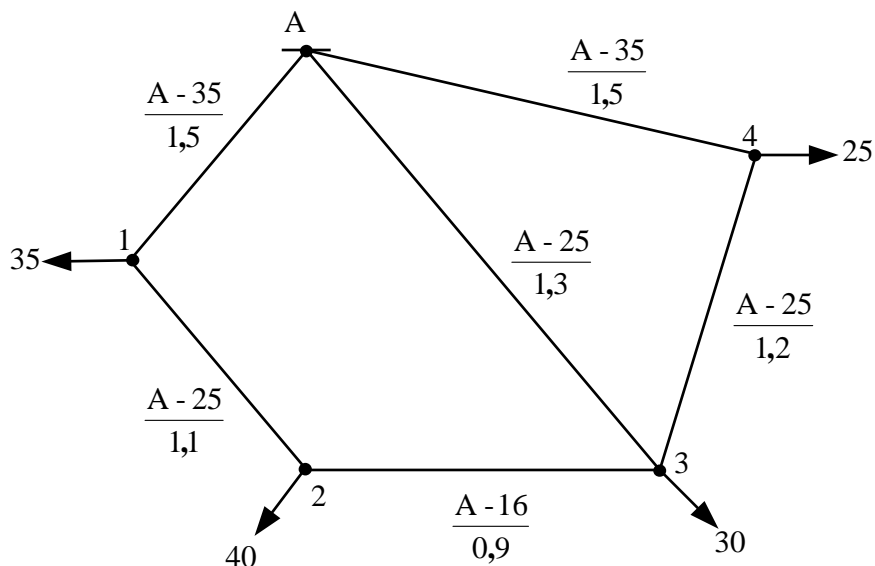
$$Z_{A1} = 1,39 \text{ Ом}; Z_{12} = 1,35 \text{ Ом}; Z_{23} = 0,83 \text{ Ом}; Z_{34} = 1,47 \text{ Ом}; \\ Z_{A4} = 1,57 \text{ Ом}; Z_{A3} = 1,59 \text{ Ом}.$$

2. Задаємося невідомими струмами I_{A1} , I_{A4} і виражаємо струми на ділянках мережі, прийнявши вказані на рис. 4.5 напрями струмів:

$$I_{12} = I_{A1} - I_1 = I_{A1} - 35; I_{23} = I_{12} - I_2 = I_{A1} - 75; \\ I_{34} = I_{A4} - I_4 = I_{A4} - 25; I_{A3} = I_3 - I_{23} - I_{34} = 130 - I_{A1} - I_{A4}.$$

3. Складаємо контурні рівняння, прийнявши напрями обходу контурів за годинниковою стрілкою:

$$I_{A3} \cdot Z_{A3} - I_{23} \cdot Z_{23} - I_{12} \cdot Z_{12} - I_{A1} \cdot Z_{A1} = 0; I_{A4} \cdot Z_{A4} + I_{34} \cdot Z_{34} - I_{A3} \cdot Z_{A3} = 0.$$



При підстановці струмів на ділянках мережі та модулів повних опорів цих ділянок отримуємо вирази:

$$(130 - I_{A1} - I_{A4}) \cdot 1,59 - (I_{A1} - 75) \cdot 0,83 - (I_{A1} - 35) \cdot 1,35 - I_{A1} \cdot 1,39 = 0; \\ I_{A4} \cdot 1,57 + (I_{A4} - 25) \cdot 1,47 - (130 - I_{A1} - I_{A4}) \cdot 1,59 = 0.$$

Розв'язуємо рівняння відносно невідомих струмів:

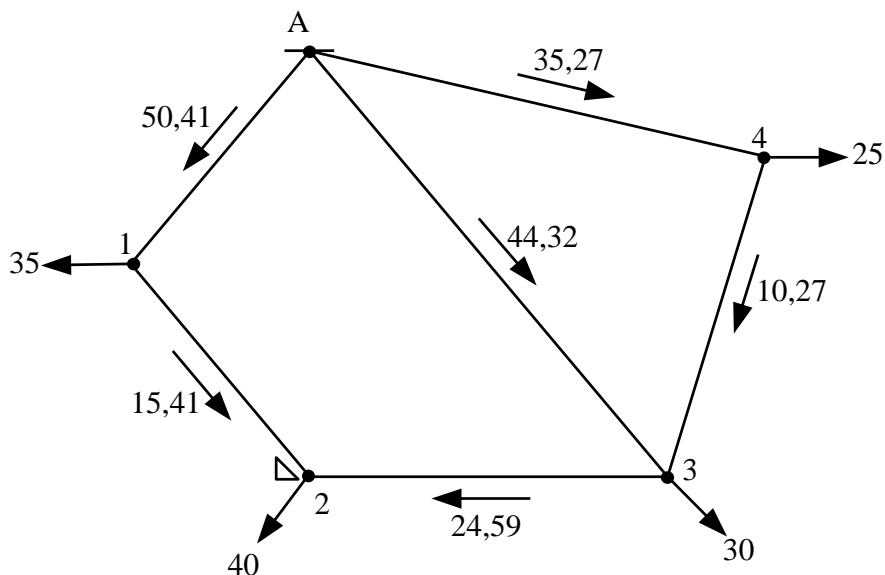
$$I_{A1} = 50,41 \text{ А}; I_{A4} = 35,27 \text{ А}.$$

4. Визначаємо струми на ділянках мережі:

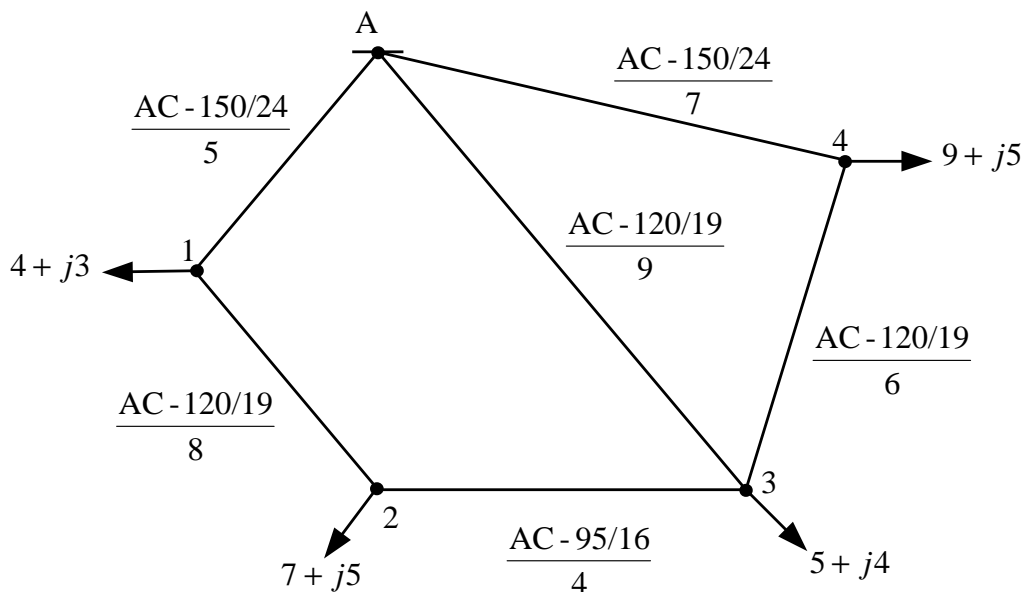
$$I_{12} = 50,41 - 35 = 15,41 \text{ А}; I_{23} = 15,41 - 40 = -24,59 \text{ А}; \\ I_{34} = 35,27 - 25 = 10,27 \text{ А}; I_{A3} = 130 - 50,41 - 35,27 = 44,32 \text{ А}.$$

Примітка. Напрямок струму I_{23} змінюємо на зворотний.

5. Подаємо результати розрахунку на схемі мережі.



Приклад 4.10. Визначення потокорозподілу в двоконтурній електричній мережі 35 кВ. Мережа виконана сталевалюмінієвими проводами марки АС, довжини ділянок у кілометрах і навантаження вузлів у мегавольтамперах указані на схемі мережі.



1. Повні опори ділянок електричній мережі дорівнюють:

$$\underline{Z}_{A1} = (1,02 + j2,03) \text{ Ом}; \underline{Z}_{12} = (1,95 + j3,31) \text{ Ом}; \underline{Z}_{23} = (1,2 + j1,68) \text{ Ом}; \\ \underline{Z}_{34} = (1,46 + j2,28) \text{ Ом}; \underline{Z}_{A4} = (1,43 + j2,84) \text{ Ом}; \underline{Z}_{A3} = (2,1 + j3,73) \text{ Ом}.$$

2. Задаємося невідомими потужностями \underline{S}_{A1} , \underline{S}_{A4} і виражаємо потужності на ділянках, прийнявши вказані на рис. 4.5 напрями потужностей:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} - (4 + j3); \underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 = \underline{S}_{A1} - (11 + j8); \\ \underline{S}_{34} = \underline{S}_{A4} - \underline{S}_4 = \underline{S}_{A4} - (9 + j5); \underline{S}_{A3} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{23} - \underline{S}_{34} = (25 + j17) - \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A4}.$$

3. Складаємо контурні рівняння, прийнявши напрям обходу контурів за годинниковою стрілкою:

$$\underline{S}_{A3} \cdot \underline{Z}_{A3}^* - \underline{S}_{23} \cdot \underline{Z}_{23}^* - \underline{S}_{12} \cdot \underline{Z}_{12}^* - \underline{S}_{A1} \cdot \underline{Z}_{A1}^* = 0; \underline{S}_{A4} \cdot \underline{Z}_{A4}^* + \underline{S}_{34} \cdot \underline{Z}_{34}^* - \underline{S}_{A3} \cdot \underline{Z}_{A3}^* = 0.$$

При підстановці потужностей на ділянках і зв'язаних комплексів опорів ділянок отримуємо вирази:

$$\begin{aligned} & [(25 + j17) - \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A4}] \cdot (2,1 - j3,73) - [\underline{S}_{A1} - (11 + j8)] \cdot (1,2 - j1,68) - \\ & - [\underline{S}_{A1} - (4 + j3)] \cdot (1,95 - j3,31) - \underline{S}_{A1} \cdot (1,02 + j2,03) = 0; \\ & \underline{S}_{A4} \cdot (1,43 - j2,84) + [\underline{S}_{A4} - (9 + j5)] \cdot (1,46 - j2,28) - \\ & - [(25 + j17) - \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A4}] \cdot (2,1 - j3,73) = 0. \end{aligned}$$

Розв'язуємо рівняння відносно невідомих потужностей:

$$\underline{S}_{A1} = (8,38 + j6,11) \text{ МВА}; \underline{S}_{A4} = (9,31 + j6,03) \text{ МВА}.$$

4. Визначаємо потужності на ділянках мережі:

$$\underline{S}_{12} = (8,38 + j6,11) - (4 + j3) = (4,38 + j3,11) \text{ МВА};$$

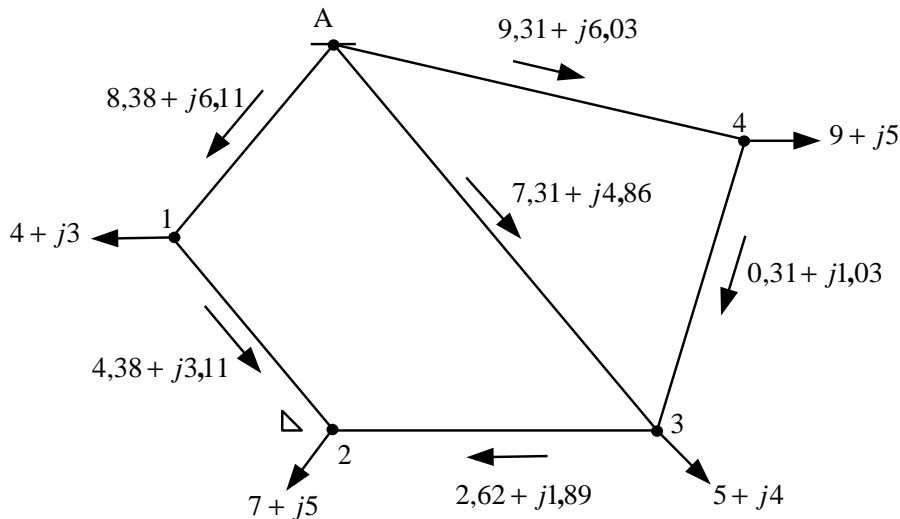
$$\underline{S}_{23} = (4,38 + j3,11) - (7 + j5) = -(2,62 + j1,89) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{34} = (9,31 + j6,03) - (9 + j5) = (0,31 + j1,03) \text{ МВА};$$

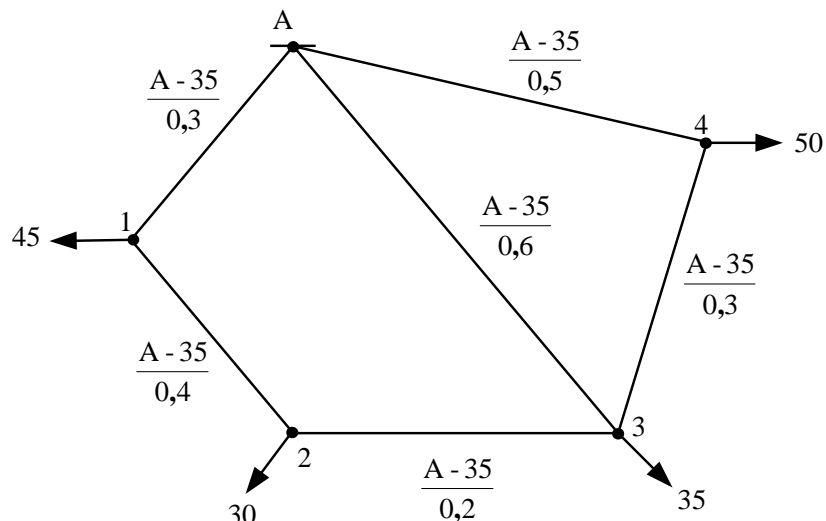
$$\underline{S}_{A3} = (25 + j17) - (8,38 + j6,11) - (9,31 + j6,03) = (7,31 + j4,86) \text{ МВА}.$$

Примітка. Напрямок потужності \underline{S}_{23} міняємо на зворотний.

5. Подаємо результати розрахунку на схемі мережі.



Приклад 4.11 Визначення струмозподілу в двоконтурній електричній мережі 0,4 кВ. Мережа виконана алюмінієвими проводами марки А, довжини ділянок у кілометрах і навантаження вузлів у амперах указані на схемі мережі.



1. Задаємося невідомими струмами I_{A1} , I_{A4} і виражаємо струми на ділянках мережі, прийнявши вказані на рис. 4.5 напрями струмів:

$$I_{12} = I_{A1} - I_1 = I_{A1} - 45; I_{23} = I_{12} - I_2 = I_{A1} - 75;$$

$$I_{34} = I_{A4} - I_4 = I_{A4} - 50; I_{A3} = I_3 - I_{23} - I_{34} = 160 - I_{A1} - I_{A4}.$$

2. Складаємо контурні рівняння, прийнявши напрям обходу контурів за годинниковою стрілкою:

$$I_{A3} \cdot l_{A3} - I_{23} \cdot l_{23} - I_{12} \cdot l_{12} - I_{A1} \cdot l_{A1} = 0; I_{A4} \cdot l_{A4} + I_{34} \cdot l_{34} - I_{A3} \cdot l_{A3} = 0.$$

При підстановці струмів на ділянках мережі та довжин цих ділянок отримуємо вирази:

$$(160 - I_{A1} - I_{A4}) \cdot 0,6 - (I_{A1} - 75) \cdot 0,2 - (I_{A1} - 45) \cdot 0,4 - I_{A1} \cdot 0,3 = 0;$$

$$I_{A4} \cdot 0,5 + (I_{A4} - 50) \cdot 0,3 - (160 - I_{A1} - I_{A4}) \cdot 0,6 = 0.$$

Розв'язуємо рівняння відносно невідомих струмів:

$$I_{A1} = 65,5 \text{ А}; I_{A4} = 51,2 \text{ А}.$$

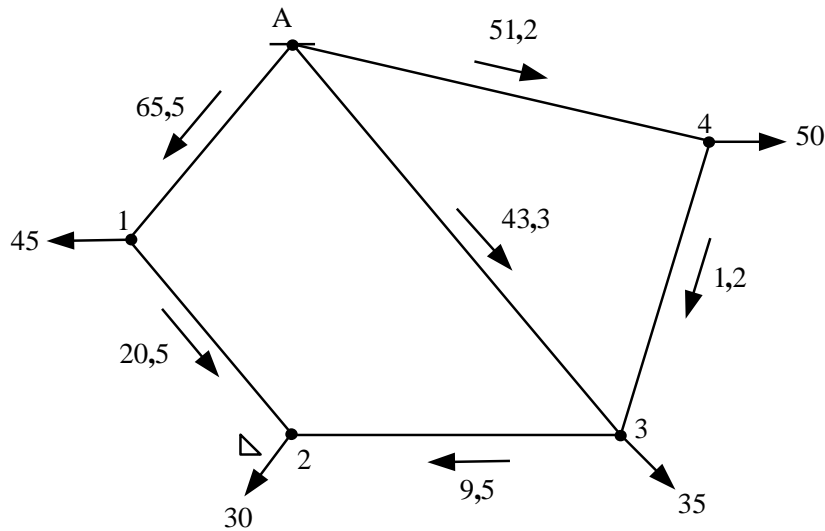
3. Визначаємо струми на ділянках мережі:

$$I_{12} = 65,5 - 45 = 20,5 \text{ А}; I_{23} = 65,5 - 75 = -9,5 \text{ А};$$

$$I_{34} = 51,2 - 50 = 1,2 \text{ А}; I_{A3} = 160 - 65,5 - 51,2 = 43,3 \text{ А}.$$

Примітка. Напрямок струму I_{23} змінюємо на зворотний.

4. Подаємо результати розрахунку на схемі мережі.



Приклад 4.12. Визначення потокорозподілу в двоконтурній електричній мережі 10 кВ. Мережа виконана алюмінієвими проводами марки А, довжини ділянок в кілометрах і навантаження вузлів у мегавольтамперах указані на схемі мережі.

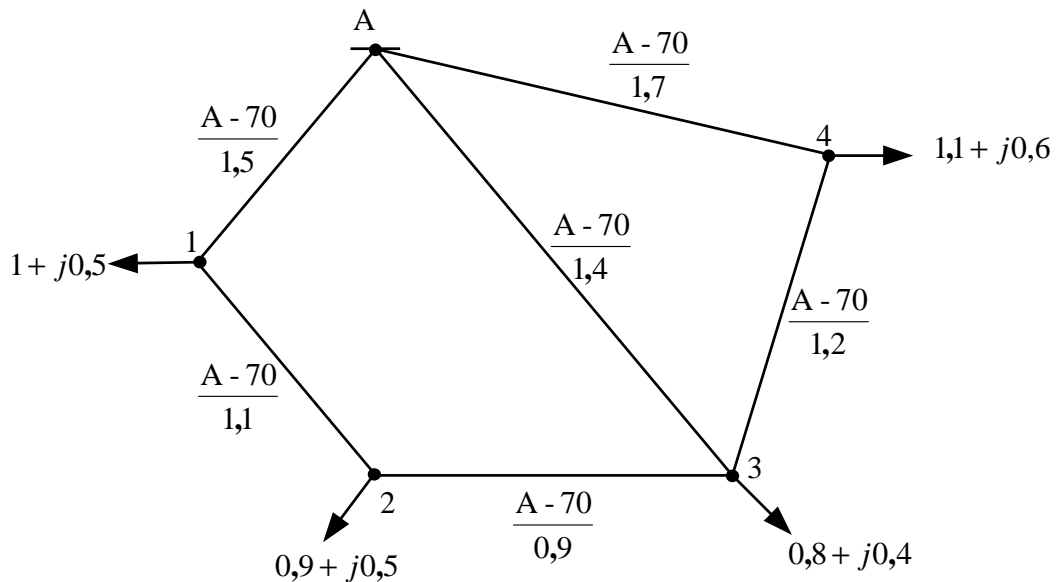
1. Задаємося невідомими потужностями \underline{S}_{A1} , \underline{S}_{A4} і виражаємо потужності на ділянках, прийнявши вказані на рис. 4.5 напрями потужностей:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = \underline{S}_{A1} - (1 + j0,5); \underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 = \underline{S}_{A1} - (1,9 + j1);$$

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_{A4} - \underline{S}_4 = \underline{S}_{A4} - (1,1 + j0,6); \underline{S}_{A3} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{23} - \underline{S}_{34} = (3,8 + j2) - \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A4}.$$

2. Складаємо контурні рівняння, прийнявши напрям обходу контурів за годинниковою стрілкою:

$$\underline{S}_{A3} \cdot l_{A3} - \underline{S}_{23} \cdot l_{23} - \underline{S}_{12} \cdot l_{12} - \underline{S}_{A1} \cdot l_{A1} = 0; \underline{S}_{A4} \cdot l_{A4} + \underline{S}_{34} \cdot l_{34} - \underline{S}_{A3} \cdot l_{A3} = 0.$$



При підстановці потужностей на ділянках і довжин цих ділянок отримуємо вирази:

$$[(3,8 + j2) - \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A4}] \cdot 1,4 - [\underline{S}_{A1} - (1,9 + j1)] \cdot 0,9 - [\underline{S}_{A1} - (1 + j0,5)] \cdot 1,1 - \underline{S}_{A1} \cdot 1,5 = 0;$$

$$\underline{S}_{A4} \cdot 1,7 + [\underline{S}_{A4} - (1,1 + j0,6)] \cdot 1,2 - [(3,8 + j2) - \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A4}] \cdot 1,4 = 0.$$

Розв'язуємо рівняння відносно невідомих потужностей:

$$\underline{S}_{A1} = (1,34 + j0,7) \text{ МВА}; \underline{S}_{A4} = (1,11 + j0,59) \text{ МВА}.$$

3. Визначаємо потужності на ділянках мережі:

$$\underline{S}_{12} = (1,34 + j0,7) - (1 + j0,5) = (0,34 + j0,2) \text{ МВА};$$

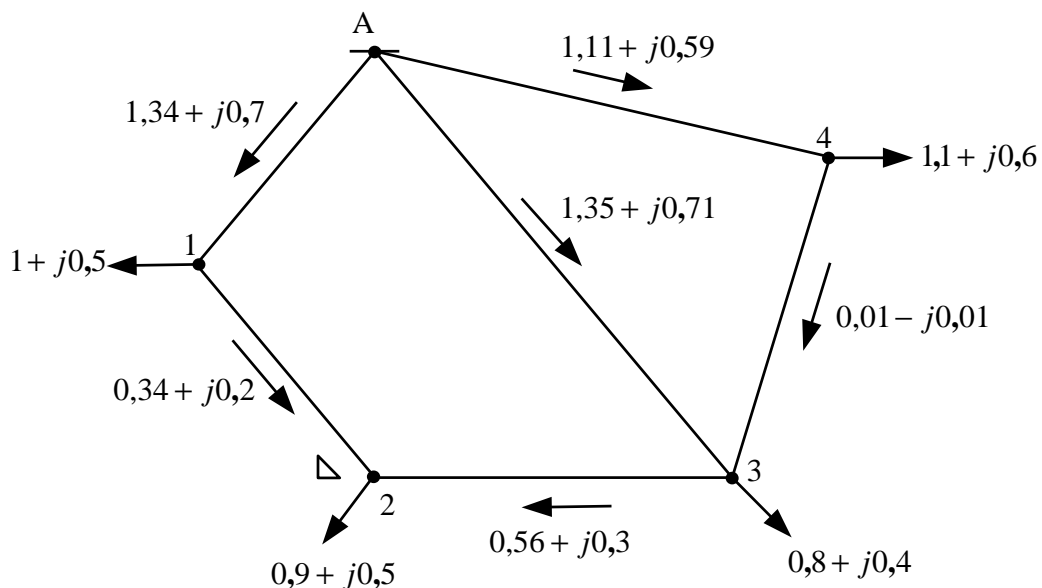
$$\underline{S}_{23} = (1,34 + j0,7) - (1,9 + j1) = -(0,56 + j0,3) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{34} = (1,11 + j0,59) - (1,1 + j0,6) = (0,01 - j0,01) \text{ МВА};$$

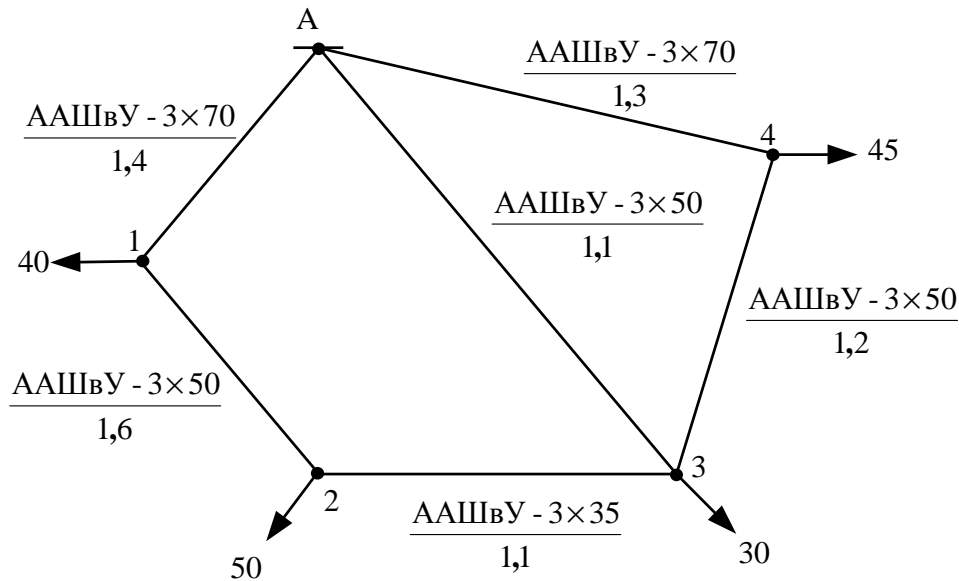
$$\underline{S}_{A3} = (3,8 + j2) - (1,34 + j0,7) - (1,11 + j0,59) = (1,35 + j0,71) \text{ МВА}.$$

Примітка. Напрямок потужності \underline{S}_{23} змінюємо на зворотний.

4. Подаємо результати розрахунку на схемі.



Приклад 4.13. Визначення поточкорозподілу в двоконтурній електричній мережі 10 кВ. Мережа виконана кабелями марки ААШвУ, довжини ділянок у кілометрах і навантаження вузлів у амперах указані на схемі мережі.



1. Активні опори ділянок мережі дорівнюють:

$$R_{A1} = 0,62 \text{ Ом}; R_{12} = 0,992 \text{ Ом}; R_{23} = 0,979 \text{ Ом}; R_{34} = 0,744 \text{ Ом}; \\ R_{A4} = 0,576 \text{ Ом}; R_{A3} = 0,682 \text{ Ом}.$$

2. Задаємося невідомими струмами I_{A1} , I_{A4} і виражаємо струми на ділянках мережі, прийнявши вказані на рис. 4.5 напрями струмів:

$$I_{12} = I_{A1} - I_1 = I_{A1} - 40; I_{23} = I_{12} - I_2 = I_{A1} - 90; \\ I_{34} = I_{A4} - I_4 = I_{A4} - 45; I_{A3} = I_3 - I_{23} - I_{34} = 165 - I_{A1} - I_{A4}.$$

3. Складаємо контурні рівняння, прийнявши напрями обходу контурів за годинниковою стрілкою:

$$I_{A3} \cdot R_{A3} - I_{23} \cdot R_{23} - I_{12} \cdot R_{12} - I_{A1} \cdot R_{A1} = 0; I_{A4} \cdot R_{A4} + I_{34} \cdot R_{34} - I_{A3} \cdot R_{A3} = 0.$$

При підстановці струмів на ділянках мережі й активних опорів цих ділянок отримуємо вирази:

$$(165 - I_{A1} - I_{A4}) \cdot 0,682 - (I_{A1} - 90) \cdot 0,979 - (I_{A1} - 40) \cdot 0,992 - I_{A1} \cdot 0,62 = 0; \\ I_{A4} \cdot 0,576 + (I_{A4} - 45) \cdot 0,744 - (165 - I_{A1} - I_{A4}) \cdot 0,682 = 0.$$

Розв'язуємо рівняння відносно невідомих струмів:

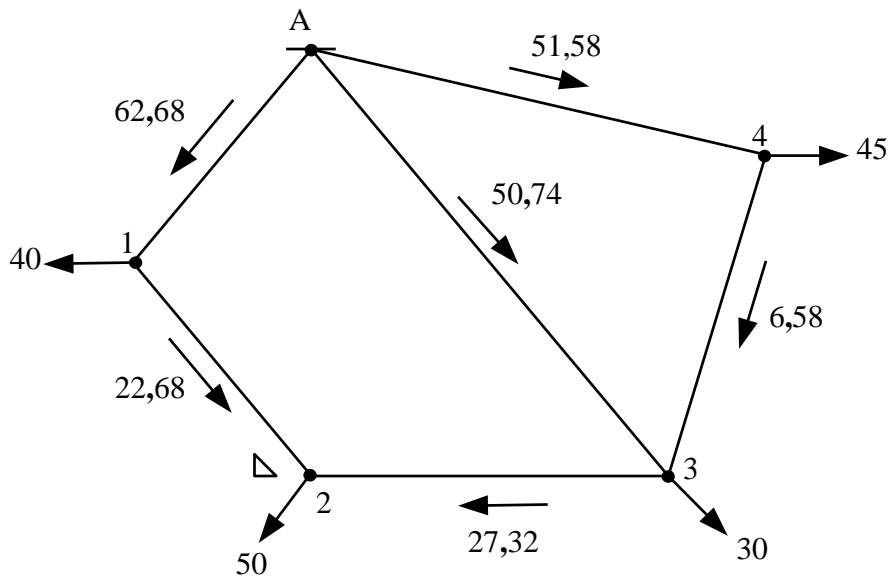
$$I_{A1} = 62,68 \text{ А}; I_{A4} = 51,58 \text{ А}.$$

4. Визначаємо струми на ділянках мережі:

$$I_{12} = 62,68 - 40 = 22,68 \text{ А}; I_{23} = 62,68 - 90 = -27,23 \text{ А}; \\ I_{34} = 51,58 - 45 = 6,58 \text{ А}; I_{A3} = 165 - 62,68 - 51,58 = 50,74 \text{ А}.$$

Примітка. Напрямок струму I_{23} змінюємо на зворотний.

5. Подаємо результати розрахунку на схемі мережі.

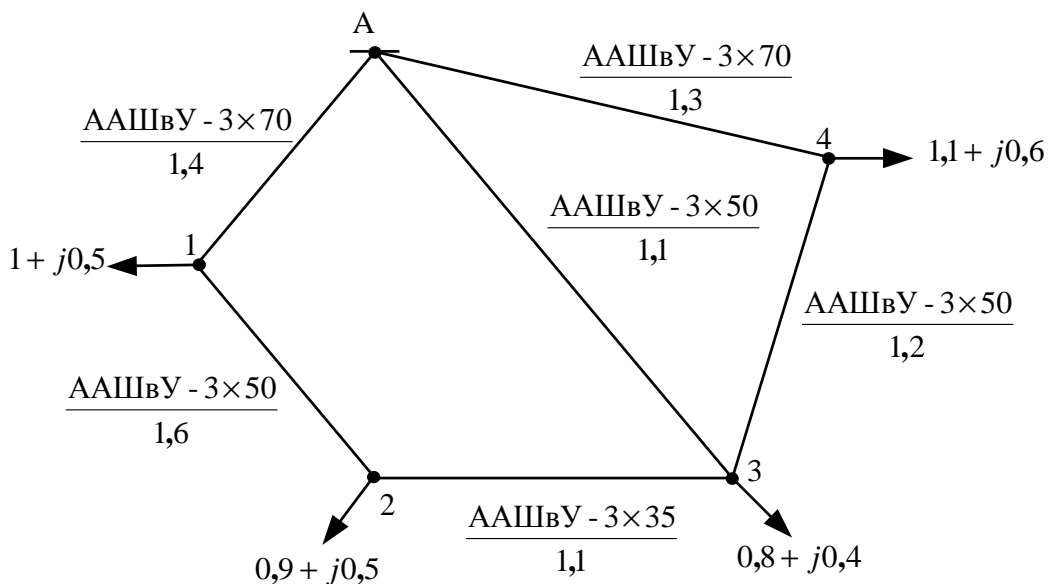


Приклад 4.14. Визначення покороподілу в двоконтурній електричній мережі 10 кВ. Мережа виконана кабелями марки ААШВУ, довжини ділянок у кілометрах і навантаження вузлів у мегавольтамперах указані на схемі мережі.

1. Активні опори ділянок мережі дорівнюють:

$$R_{A1} = 0,62 \text{ Ом}; R_{12} = 0,992 \text{ Ом}; R_{23} = 0,979 \text{ Ом}; R_{34} = 0,744 \text{ Ом};$$

$$R_{A4} = 0,576 \text{ Ом}; R_{A3} = 0,682 \text{ Ом}.$$



2. Задаємося невідомими потужностями P_{A1} , P_{A4} , Q_{A1} , Q_{A4} і виражаємо потужності на ділянках мережі, прийнявши вказані на рис. 4.5 напрямки потужностей:

$$P_{12} = P_{A1} - P_1 = P_{A1} - 1; P_{23} = P_{12} - P_2 = P_{A1} - 1,9;$$

$$P_{34} = P_{A4} - P_4 = P_{A4} - 1,1; P_{A3} = P_3 - P_{23} - P_{34} = 3,8 - P_{A1} - P_{A4};$$

$$Q_{12} = Q_{A1} - Q_1 = Q_{A1} - 0,5; Q_{23} = Q_{12} - Q_2 = Q_{A1} - 1;$$

$$Q_{34} = Q_{A4} - Q_4 = Q_{A4} - 0,6; Q_{A3} = Q_3 - Q_{23} - Q_{34} = 2 - Q_{A1} - Q_{A4}.$$

3. Складаємо контурні рівняння, прийнявши напрями обходу контурів за годинниковою стрілкою:

$$P_{A3} \cdot R_{A3} - P_{23} \cdot R_{23} - P_{12} \cdot R_{12} - P_{A1} \cdot R_{A1} = 0; P_{A4} \cdot R_{A4} + P_{34} \cdot R_{34} - P_{A3} \cdot R_{A3} = 0;$$

$$Q_{A3} \cdot R_{A3} - Q_{23} \cdot R_{23} - Q_{12} \cdot R_{12} - Q_{A1} \cdot R_{A1} = 0; Q_{A4} \cdot R_{A4} + Q_{34} \cdot R_{34} - Q_{A3} \cdot R_{A3} = 0;$$

При підстановці потужностей на ділянках мережі й активних опорів цих ділянок отримуємо вирази:

$$(3,8 - P_{A1} - P_{A4}) \cdot 0,682 - (P_{A1} - 1,9) \cdot 0,979 - (P_{A1} - 1) \cdot 0,992 - P_{A1} \cdot 0,62 = 0;$$

$$P_{A4} \cdot 0,576 + (P_{A4} - 1,1) \cdot 0,744 - (3,8 - P_{A1} - P_{A4}) \cdot 0,682 = 0.$$

$$(2 - Q_{A1} - Q_{A4}) \cdot 0,682 - (Q_{A1} - 1) \cdot 0,979 - (Q_{A1} - 0,5) \cdot 0,992 - Q_{A1} \cdot 0,62 = 0;$$

$$Q_{A4} \cdot 0,576 + (Q_{A4} - 0,6) \cdot 0,744 - (2 - Q_{A1} - Q_{A4}) \cdot 0,682 = 0.$$

Розв'язуємо рівняння щодо невідомих потужностей:

$$P_{A1} = 1,408 \text{ МВт}; P_{A4} = 1,224 \text{ МВт};$$

$$Q_{A1} = 0,731 \text{ Мвар}; Q_{A4} = 0,665 \text{ Мвар}.$$

4. Визначаємо потужності на ділянках мережі:

$$P_{12} = 1,408 - 1 = 0,408 \text{ МВт}; P_{23} = 1,408 - 1,9 = -0,492 \text{ МВт};$$

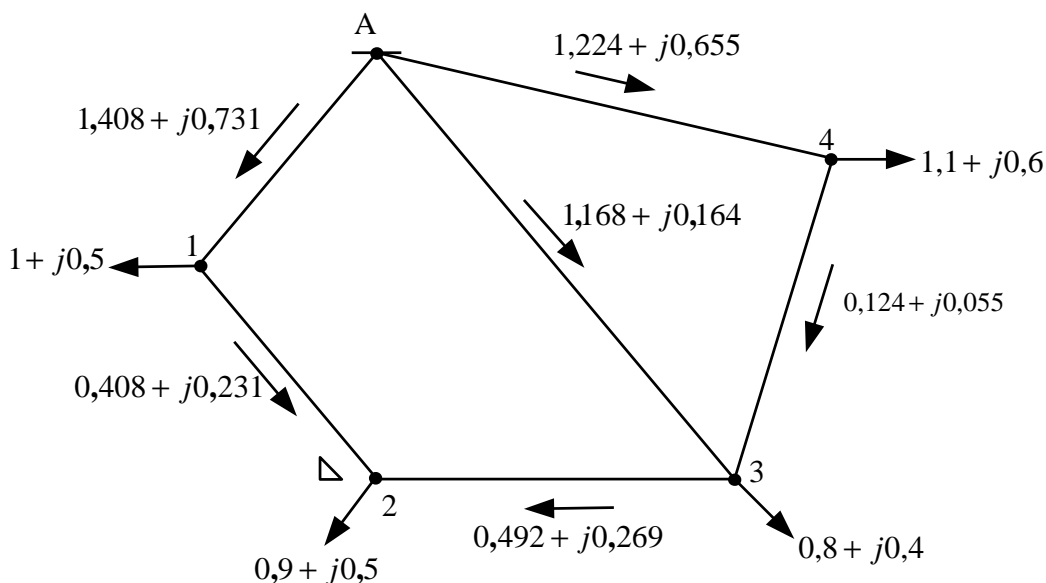
$$P_{34} = 1,224 - 1,1 = 0,124 \text{ МВт}; P_{A3} = 3,8 - 1,408 - 1,224 = 1,168 \text{ МВт};$$

$$Q_{12} = 0,731 - 0,5 = 0,231 \text{ МВар}; Q_{23} = 0,731 - 1 = -0,269 \text{ МВар};$$

$$Q_{34} = 0,665 - 0,6 = 0,055 \text{ МВар}; Q_{A3} = 2 - 0,731 - 0,655 = 0,614 \text{ МВар}.$$

Примітка. Напрямок потужностей P_{23} і Q_{23} змінюємо на зворотний.

5. Представляємо результати розрахунку на схемі мережі у формі $\underline{S} = (P + jQ)$.



4.3.3. Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом перетворення (трансфігурації)

У процесі перетворення складної замкненої електричної мережі використовуються спеціальні операції: складання паралельних гілок, перенесення навантажень в інші точки мережі, зведення мережі до одного перерізу та ін.

1. Заміна паралельних гілок (за відсутності на них навантажень) еквівалентною:

- при двох гілках:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{ек} &= \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2 / (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2); \\ \underline{I}_{ек} &= \underline{I}_1 + \underline{I}_2; \text{ або } \underline{S}_{ек} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2; \end{aligned} \quad (4.33)$$

- при трьох гілках:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{ек} &= \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3 / (\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2 + \underline{Z}_2 \cdot \underline{Z}_3 + \underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_3); \\ \underline{I}_{ек} &= \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 \text{ або } \underline{S}_{ек} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3. \end{aligned} \quad (4.34)$$

Якщо перетини ділянок електричної мережі однакові, то розрахунок можна вести по довжинах їх ділянок:

$$l_{ек} = l_1 \cdot l_2 / (l_1 + l_2); \quad l_{ек} = l_1 \cdot l_2 \cdot l_3 / (l_1 \cdot l_2 + l_2 \cdot l_3 + l_1 \cdot l_3). \quad (4.35)$$

Зворотне завдання полягає у визначенні за відомими еквівалентними $\underline{I}_{ек}$ або $\underline{S}_{ек}$ і $\underline{Z}_{ек}$ струмів або потужностей у гілках:

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{ек} \cdot \underline{Z}_{ек} / \underline{Z}_1; \quad \underline{I}_2 = \underline{I}_{ек} \cdot \underline{Z}_{ек} / \underline{Z}_2; \quad \underline{I}_3 = \underline{I}_{ек} \cdot \underline{Z}_{ек} / \underline{Z}_3; \quad (4.36)$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{ек} \cdot \underline{Z}_{ек}^* / \underline{Z}_1^*; \quad \underline{S}_2 = \underline{S}_{ек} \cdot \underline{Z}_{ек}^* / \underline{Z}_2^*; \quad \underline{S}_3 = \underline{S}_{ек} \cdot \underline{Z}_{ек}^* / \underline{Z}_3^*. \quad (4.37)$$

2. Перенесення навантажень в інші точки мережі. Перетворення полягає в заміні схеми із проміжним навантаженням (рис. 4.6, а) схемою (рис. 4.6, б), в якій навантаження розділене на частини і включене на кінцях даної ділянки мережі. При цьому режим роботи мережі за межами перетвореної ділянки залишається незмінним.

Перенесене навантаження забезпечується індексами: нижній вказує вузол, навантаження якого переноситься; верхній – вузли, куди переноситься навантаження. Наприклад, необхідно перенести навантаження \underline{I}_2 в точки 1 і 3. Тоді навантаження, перенесені в точки 1 і 3, визначаються за формулами:

$$\underline{I}_2^1 = \underline{I}_2 \cdot \underline{Z}_{23} / (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23}); \quad \underline{I}_2^3 = \underline{I}_2 \cdot \underline{Z}_{12} / (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23}). \quad (4.38)$$

Після перетворення навантаження в точках 1 і 3 будуть:

$$\underline{I}_1' = \underline{I}_1 + \underline{I}_2^1; \quad \underline{I}_3' = \underline{I}_3 + \underline{I}_2^3. \quad (4.39)$$

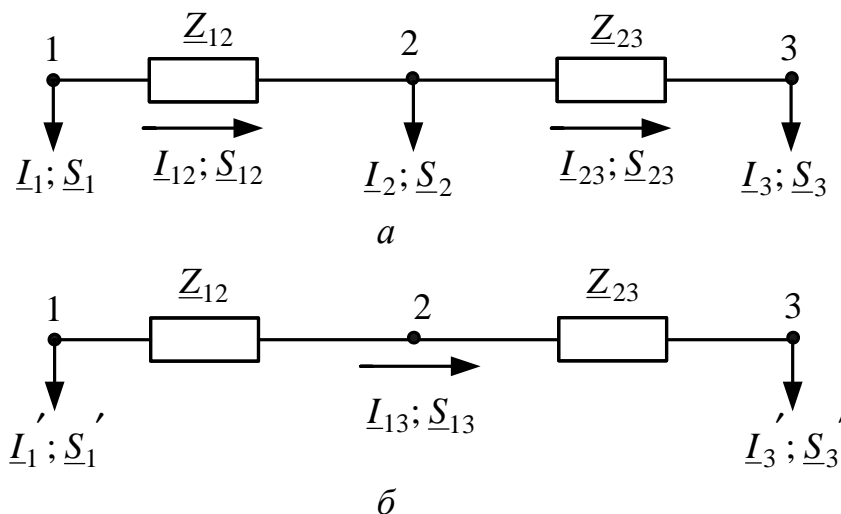


Рис. 4.6 – Перенесення навантаження в інші точки мережі

Зворотне завдання полягає в поверненні навантаження в точку 2. Так, якщо між точками 1 і 3 протікає струм I_{13} і з точки 1 повернути в точку 2 струм I_2^1 , по ділянці 1-2 протікатиме струм:

$$I_{12} = I_{13} + I_2^1, \quad (4.40)$$

а коли з точки 3 повернути в точку 2 струм I_2^3 , по ділянці 2-3 протікатиме струм

$$I_{23} = I_{13} - I_2^3. \quad (4.41)$$

Примітка. При заданні навантажень мережі модулями повних струмів комплексні опори ділянок мережі в рівняннях (4.38) можуть замінюватися модулями повних опорів.

При заданих навантаженнях потужностями (рис. 4.6) вирази (4.38) – (4.41) набувають вигляду:

$$\underline{S}_2^1 = \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{23}^* / (\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^*); \underline{S}_2^3 = \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{12}^* / (\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^*). \quad (4.42)$$

$$\underline{S}_1' = \underline{S}_1 + \underline{S}_2^1; \underline{S}_3' = \underline{S}_3 + \underline{S}_2^3. \quad (4.43)$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{13} + \underline{S}_2^1, \underline{S}_{23} = \underline{S}_{13} - \underline{S}_2^3. \quad (4.44)$$

При однакових перерізах на всіх ділянках мережі вирази (4.42) – (4.44) набувають вигляду:

$$P_2^1 = P_2 \cdot l_{23} / (l_{12} + l_{23}); P_2^3 = P_2 \cdot l_{12} / (l_{12} + l_{23}); \\ Q_2^1 = Q_2 \cdot l_{23} / (l_{12} + l_{23}); Q_2^3 = Q_2 \cdot l_{12} / (l_{12} + l_{23}). \quad (4.45)$$

$$P_1' = P_1 + P_2^1; P_3' = P_3 + P_2^3; \\ Q_1' = Q_1 + Q_2^1; Q_3' = Q_3 + Q_2^3. \quad (4.46)$$

$$P_{12} = P_{13} + P_2^1; P_{23} = P_{13} - P_2^3; \\ Q_{12} = Q_{13} + Q_2^1; Q_{23} = Q_{13} - Q_2^3. \quad (4.47)$$

Примітка. За наявності в мережі декількох ділянок довжиною l_i' , перетини F_i' яких відмінні від решти перетинів F , можлива заміна цих перетинів (для забезпечення умови $F = \text{const}$ у всій мережі введенням приведених довжин таких ділянок, визначуваних за співвідношенням $l_i = l_i' \cdot (F/F_i')$).

При нехтуванні індуктивними опорами X вирази (4.42) набувають вигляду:

$$P_2^1 = P_2 \cdot R_{23} / (R_{12} + R_{23}); P_2^3 = P_2 \cdot R_{12} / (R_{12} + R_{23}); \\ Q_2^1 = Q_2 \cdot R_{23} / (R_{12} + R_{23}); Q_2^3 = Q_2 \cdot R_{12} / (R_{12} + R_{23}), \quad (4.48)$$

а вирази (4.43) і (4.44) будуть аналогічні (4.46) і (4.47).

Приклад 4.15. Виконаємо перевірку отриманих у прикладі 4.9 результатів методом перетворення мережі.

1. Переносимо струм навантаження 4 в точки А і 3 мережі, складаємо паралельні гілки А-4-3 і А-3 і переходимо від двоконтурної до кільцевої мережі:

$$I_4^A = I_4 \cdot Z_{34} / (Z_{A4} + Z_{34}) = 25 \cdot 1,47 / (1,57 + 1,47) = 12,09 \text{ А};$$

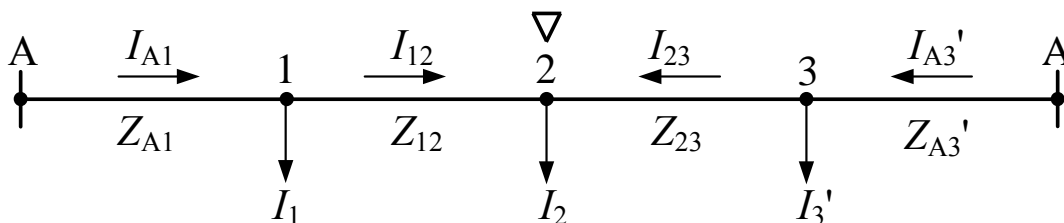
$$I_4^3 = I_4 \cdot Z_{A4} / (Z_{A4} + Z_{34}) = 25 \cdot 1,57 / (1,57 + 1,47) = 12,91 \text{ А};$$

$$I_3' = I_3 + I_4^3 = 30 + 12,91 = 42,91 \text{ А};$$

$$Z_{A43} = Z_{A4} + Z_{34} = 1,57 + 1,47 = 3,04 \text{ Ом};$$

$$Z_{A3}' = Z_{A43} \cdot Z_{A3} / (Z_{A43} + Z_{A3}) = 3,04 \cdot 1,59 / (3,04 + 1,59) = 1,04 \text{ Ом}.$$

2. Розрізаємо кільцеву мережу по джерелу А і розгортаємо схему:



Визначаємо струми на головних ділянках мережі:

$$I_{A1} = [I_1(Z_{12} + Z_{23} + Z_{A3'}) + I_2(Z_{23} + Z_{A3'}) + I_3' \cdot Z_{A3'}] / (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{A3'}) = [35(1,35 + 0,83 + 1,04) + 40(0,83 + 1,04) + 42,91 \cdot 1,04] / (1,39 + 1,35 + 0,83 + 1,04) = 50,35 \text{ A};$$

$$I_{A3'} = [I_3'(Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23}) + I_2(Z_{A1} + Z_{12}) + I_1 \cdot Z_{A1}] / (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{A3'}) = [42,91(1,39 + 1,35 + 0,83) + 40(1,39 + 1,35) + 35 \cdot 1,39] / (1,39 + 1,35 + 0,83 + 1,04) = 67,56 \text{ A}.$$

Виконуємо перевірку розрахунку:

$$I_{A1} + I_{A3'} = 50,35 + 67,56 = 117,91 \text{ A};$$

$$I_1 + I_2 + I_3' = 35 + 40 + 42,91 = 117,91 \text{ A}.$$

Визначаємо струми на ділянках мережі:

$$I_{12} = I_{A1} - I_1 = 50,35 - 35 = 15,35 \text{ A};$$

$$I_{23} = I_{A3'} - I_3' = 67,56 - 42,91 = 24,65 \text{ A};$$

$$I_{A3} = I_{A3'} \cdot Z_{A43} / (Z_{A43} + Z_{A3}) = 67,56 \cdot 3,04 / (3,04 + 1,59) = 44,36 \text{ A};$$

$$I_{A43} = I_{A3'} \cdot Z_{A3} / (Z_{A43} + Z_{A3}) = 67,56 \cdot 1,59 / (3,04 + 1,59) = 23,2 \text{ A};$$

$$I_{A4} = I_{A43} + I_4^A = 23,2 + 12,09 = 35,29 \text{ A};$$

$$I_{34} = I_{A43} - I_4^3 = 23,2 - 12,91 = 10,29 \text{ A}.$$

Результати розрахунків обома способами практично збігаються.

Приклад 4.16. Виконаємо перевірку отриманих у прикладі 4.10 результатів методом перетворення мережі.

1. Переносимо потужність навантаження 4 в точки А і 3 мережі, складаємо паралельні гілки А-4-3 і А-3 і переходимо від двоконтурної до кільцевої мережі:

$$\underline{S}_4^A = \underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{34}^* / (\underline{Z}_{A4} + \underline{Z}_{34}^*) = (9 + j5) \cdot (1,46 - j2,48) / [(1,43 - j2,84) + (1,46 - j2,48)] = (4,19 + j2,52) \text{ МВА};$$

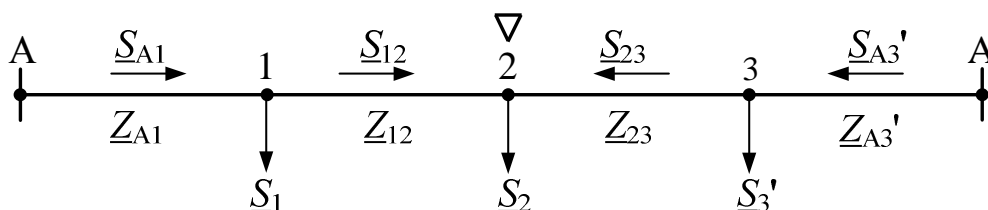
$$\underline{S}_4^3 = \underline{S}_4 \cdot \underline{Z}_{A4}^* / (\underline{Z}_{A4} + \underline{Z}_{34}^*) = (9 + j5) \cdot (1,43 - j2,84) / [(1,43 - j2,84) + (1,46 - j2,48)] = (4,81 + j2,48) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_3' = \underline{S}_3 + \underline{S}_4^3 = (5 + j4) + (4,81 + j2,48) = (9,81 + j6,48) \text{ МВА};$$

$$\underline{Z}_{A43} = \underline{Z}_{A4} + \underline{Z}_{34} = (1,43 + j2,84) + (1,46 + j2,48) = (2,89 + j5,32) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{A3}' = \underline{Z}_{A43} \cdot \underline{Z}_{A3} / (\underline{Z}_{A43} + \underline{Z}_{A3}) = (2,89 + j5,32) \cdot (2,1 + j3,73) / [(2,89 + j5,32) + (2,1 + j3,73)] = (1,22 + j2,19) \text{ Ом}.$$

2. Розрізаємо кільцеву мережу по джерелу А і розгортаємо схему:



Визначаємо потужності на головних ділянках мережі:

$$\begin{aligned}\underline{S}_{A1} &= [\underline{S}_1(\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{A3}^*) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{A3}^*) + \underline{S}_3' \cdot \underline{Z}_{A3}^*] / (\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{A3}^*) = \\ &= [(4 + j3)(1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68 + 1,22 - j2,19) + \\ &+ (7 + j5)(1,2 - j1,68 + 1,22 - j2,19) + (9,81 + j6,48)(1,22 - j2,19)] / \\ &/ (1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68 + 1,22 - j2,19) = (8,37 + j6,12) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{A3}' &= [\underline{S}_3'(\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^*) + \underline{S}_2(\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^*) + \underline{S}_1 \cdot \underline{Z}_{A1}^*] / (\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{A3}^*) = \\ &= [(9,81 + j6,48)(1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68) + \\ &+ (7 + j5)(1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31) + (4 + j3)(1,02 - j2,03)] / \\ &/ (1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68 + 1,22 - j2,19) = (12,44 + j8,37) \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Виконуємо перевірку розрахунку:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3}' = (8,37 + j6,12) + (12,44 + j8,37) = (20,81 + j14,48) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3' = (4 + j3) + (7 + j5) + (9,81 + j6,48) = (20,81 + j14,48) \text{ МВА}.$$

3. Визначаємо потужності на ділянках мережі:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = (8,37 + j6,12) - (4 + j3) = (4,37 + j3,12) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A3}' - \underline{S}_3' = (12,44 + j8,37) - (9,81 + j6,48) = (2,63 + j1,89) \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned}\underline{S}_{A3} &= \underline{S}_{A3}' \cdot \underline{Z}_{A43}^* / (\underline{Z}_{A43}^* + \underline{Z}_{A3}^*) = (12,44 + j8,37) \cdot (2,89 - j5,32) / \\ &/ [(2,89 - j5,32) + (2,1 - j3,73)] = (7,31 + j8,86) \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{S}_{A43} &= \underline{S}_{A3}' \cdot \underline{Z}_{A3}^* / (\underline{Z}_{A43}^* + \underline{Z}_{A3}^*) = (12,44 + j8,37) \cdot (1,22 - j2,19) / \\ &/ [(2,89 - j5,32) + (2,1 - j3,73)] = (5,12 + j3,51) \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\underline{S}_{A4} = \underline{S}_{A43} + \underline{S}_4^A = (5,12 + j3,51) + (4,19 + j2,52) = (9,31 + j4,86) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_{A43} - \underline{S}_4^A = (5,12 + j3,51) - (4,81 + j2,48) = (0,31 + j1,03) \text{ МВА}.$$

Результати розрахунків обома способами практично збігаються.

Приклад 4.17. Виконаємо перевірку отриманих у прикладі 4.11 результатів методом перетворення мережі.

1. Переносимо струм навантаження 4 в точки А і 3 мережі, складаємо паралельні гілки А-4-3 і А-3 і переходимо від двоконтурної до кільцевої мережі:

$$I_4^A = I_4 \cdot l_{34} / (l_{A4} + l_{34}) = 50 \cdot 0,3 / (0,5 + 0,3) = 18,75 \text{ А};$$

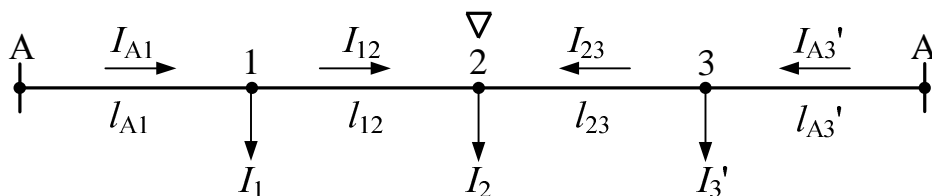
$$I_4^3 = I_4 \cdot l_{A4} / (l_{A4} + l_{34}) = 50 \cdot 0,5 / (0,5 + 0,3) = 31,25 \text{ А};$$

$$I_3' = I_3 + I_4^3 = 35 + 31,25 = 66,25 \text{ А};$$

$$l_{A43} = l_{A4} + l_{34} = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ км};$$

$$l_{A3}' = l_{A43} \cdot l_{A3} / (l_{A43} + l_{A3}) = 0,8 \cdot 0,6 / (0,8 + 0,6) = 0,34 \text{ км}.$$

2. Розрізаємо кільцеву мережу по джерелу А і розгортаємо схему:



Визначаємо струми на головних ділянках мережі:

$$\begin{aligned}I_{A1} &= [I_1(l_{12} + l_{23} + l_{A3}') + I_2(l_{23} + l_{A3}') + I_3' \cdot l_{A3}'] / (l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{A3}') = \\ &= [45(0,4 + 0,2 + 0,34) + 30(0,2 + 0,34) + 66,25 \cdot 0,34] / (0,3 + 0,4 + 0,2 + 0,34) = 65,5 \text{ А};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}I_{A3}' &= [I_3'(l_{A1} + l_{12} + l_{23}) + I_2(l_{A1} + l_{12}) + I_1 \cdot l_{A1}] / (l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{A3}') = \\ &= [66,25(0,3 + 0,4 + 0,2) + 30(0,3 + 0,4) + 45 \cdot 0,3] / (0,3 + 0,4 + 0,2 + 0,34) = 75,7 \text{ А}.\end{aligned}$$

Виконуємо перевірку розрахунку:

$$I_{A1} + I_{A3}' = 65,5 + 75,7 = 141,2 \text{ А};$$

$$I_1 + I_2 + I_3' = 45 + 30 + 66,25 = 141,25 \text{ A.}$$

Визначаємо струми на ділянках мережі:

$$I_{12} = I_{A1} - I_1 = 66,5 - 45 = 20,5 \text{ A;}$$

$$I_{23} = I_{A3}' - I_3' = 75,7 - 66,25 = 9,5 \text{ A;}$$

$$I_{A3} = I_{A3}' \cdot Z_{A43} / (Z_{A43} + Z_{A3}) = 75,7 \cdot 0,8 / (0,8 + 0,6) = 43,3 \text{ A;}$$

$$I_{A43} = I_{A3}' \cdot Z_{A3} / (Z_{A43} + Z_{A3}) = 75,7 \cdot 0,6 / (0,8 + 0,6) = 32,5 \text{ A;}$$

$$I_{A4} = I_{A43} + I_4^A = 32,5 + 18,75 = 51,25 \text{ A;}$$

$$I_{34} = I_{A43} - I_4^3 = 32,5 - 31,25 = 1,25 \text{ A.}$$

Результати розрахунків обома способами практично збігаються.

Приклад 4.18. Виконаємо перевірку отриманих у прикладі 4.12 результатів методом перетворення мережі.

1. Переносимо струм навантаження 4 в точки А і 3 мережі, складаємо паралельні гілки А-4-3 і А-3 і переходимо від двоконтурної до кільцевої мережі:

$$\underline{S}_4^A = \underline{S}_4 \cdot l_{34} / (l_{A4} + l_{34}) = (1,1 + j0,6) \cdot 1,2 / (1,7 + 1,2) = (0,46 + j0,25) \text{ МВА;}$$

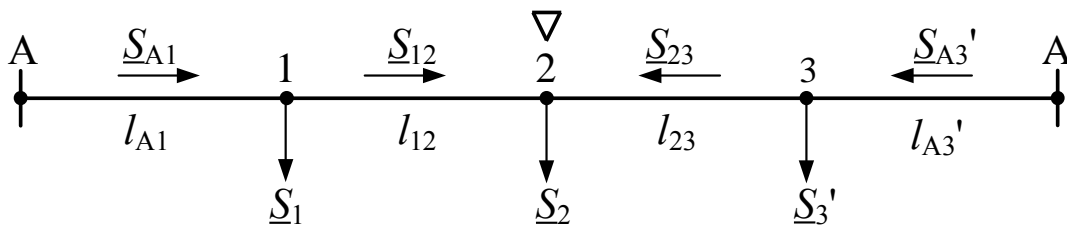
$$\underline{S}_4^3 = \underline{S}_4 \cdot l_{A4} / (l_{A4} + l_{34}) = (1,1 + j0,6) \cdot 1,7 / (1,7 + 1,2) = (0,64 + j0,35) \text{ МВА;}$$

$$\underline{S}_3' = \underline{S}_3 + \underline{S}_4^3 = (0,8 + j0,4) + (0,64 + j0,35) = (1,44 + j0,75) \text{ МВА;}$$

$$l_{A43} = l_{A4} + l_{34} = 1,7 + 1,2 = 2,9 \text{ км;}$$

$$l_{A3}' = l_{A43} \cdot l_{A3} / (l_{A43} + l_{A3}) = 2,9 \cdot 1,4 / (2,9 + 1,4) = 0,94 \text{ км.}$$

2. Розрізаємо кільцеву мережу по джерелу А і розгортаємо схему:



Визначаємо потужності на головних ділянках мережі:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= [\underline{S}_1(l_{12} + l_{23} + l_{A3}') + \underline{S}_2(l_{23} + l_{A3}') + \underline{S}_3' \cdot l_{A3}'] / (l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{A3}') = \\ &= [(1 + j0,5)(1,1 + 0,9 + 0,94) + (0,9 + j0,5)(0,9 + 0,94) + (1,44 + j0,75) \cdot 0,94] / \\ &\quad / (1,5 + 1,1 + 0,9 + 0,94) = (1,34 + j0,7) \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A3}' &= [\underline{S}_3'(l_{A1} + l_{12} + l_{23}) + \underline{S}_2(l_{A1} + l_{12}) + \underline{S}_1 \cdot l_{A1}] / (l_{A1} + l_{12} + l_{23} + l_{A3}') = \\ &= [(1,44 + j0,75)(1,5 + 1,1 + 0,9) + (0,9 + j0,5)(1,5 + 1,1) + (1 + j0,5) \cdot 1,5] / (1,5 + 1,1 \\ &\quad + 0,9 + 0,94) = (2 + j1,05) \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Виконуємо перевірку розрахунку:

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3}' = (1,34 + j0,7) + (2 + j1,05) = (3,34 + j1,75) \text{ A;}$$

$$\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3' = (1 + j1,5) + (0,9 + j0,5) + (1,44 + j0,75) = (3,34 + j1,75) \text{ A.}$$

Визначаємо потужності на ділянках мережі:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = (1,34 + j0,7) - (1 + j0,5) = (0,34 + j0,2) \text{ МВА;}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{A3}' - \underline{S}_3' = (2 + j1,05) - (1,44 + j0,75) = (0,56 + j0,3) \text{ МВА;}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A3} &= \underline{S}_{A3}' \cdot \underline{Z}_{A43}^* / (\underline{Z}_{A43}^* + \underline{Z}_{A3}^*) = (1,44 + j0,75) \cdot 1,4 / (2,9 + 1,4) = \\ &= (0,33 + j0,25) \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A43} &= \underline{S}_{A3}' \cdot \underline{Z}_{A3}^* / (\underline{Z}_{A43}^* + \underline{Z}_{A3}^*) = (1,44 + j0,75) \cdot 2,9 / (2,9 + 1,4) = \\ &= (1,34 + j0,7) \text{ МВА;} \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{A4} = \underline{S}_{A43} + \underline{S}_4^A = (0,65 + j0,34) + (0,46 + j0,25) = (1,11 + j0,59) \text{ МВА;}$$

$\underline{S}_{34} = \underline{S}_{A43} - \underline{S}_4^3 = (0,65 + j0,34) - (0,64 + j0,35) = (0,01 - j0,01) \text{ МВА.}$
 Результати розрахунків обома способами практично збігаються.

Приклад 4.19. Виконаємо перевірку отриманих у прикладі 4.13 результатів методом перетворення мережі.

1. Переносимо струм навантаження 4 в точки А і 3 мережі, складаємо паралельні гілки А-4-3 і А-3 і переходимо від двоконтурної до кільцевої мережі:

$$I_4^A = I_4 \cdot R_{34} / (R_{A4} + R_{34}) = 45 \cdot 0,744 / (0,576 + 0,744) = 25,36 \text{ А;}$$

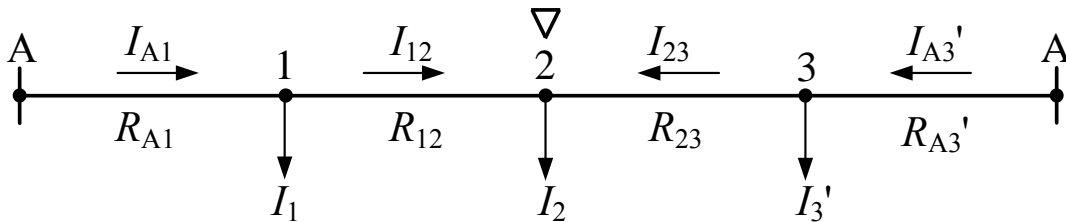
$$I_4^3 = I_4 \cdot R_{A4} / (R_{A4} + R_{34}) = 45 \cdot 0,576 / (0,576 + 0,744) = 19,64 \text{ А;}$$

$$I_3' = I_3 + I_4^3 = 30 + 19,64 = 49,64 \text{ А;}$$

$$R_{A43} = R_{A4} + R_{34} = 0,576 + 0,744 = 1,32 \text{ Ом;}$$

$$R_{A3}' = R_{A43} \cdot R_{A3} / (R_{A43} + R_{A3}) = 1,32 \cdot 0,682 / (1,32 + 0,682) = 0,45 \text{ Ом.}$$

2. Розрізаємо кільцеву мережу по джерелу А і розгортаємо схему:



Визначаємо струми на головних ділянках мережі:

$$I_{A1} = [I_1(R_{12} + R_{23} + R_{A3}') + I_2(R_{23} + R_{A3}') + I_3' \cdot R_{A3}'] / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{A3}') =$$

$$= [40(0,992 + 0,979 + 0,45) + 50(0,979 + 0,45) + 49,64 \cdot 0,45] /$$

$$/(0,62 + 0,992 + 0,979 + 0,45) = 62,69 \text{ А;}$$

$$I_{A3}' = [I_3'(R_{A1} + R_{12} + R_{23}) + I_2(R_{A1} + R_{12}) + I_1 \cdot R_{A1}] / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{A3}') =$$

$$= [49,64(0,62 + 0,992 + 0,979) + 50(0,62 + 0,992) + 40 \cdot 0,62] /$$

$$/(0,62 + 0,992 + 0,979 + 0,45) = 76,95 \text{ А.}$$

Виконуємо перевірку розрахунку:

$$I_{A1} + I_{A3}' = 62,69 + 76,95 = 139,64 \text{ А;}$$

$$I_1 + I_2 + I_3' = 40 + 50 + 49,64 = 139,64 \text{ А.}$$

Визначаємо струми на ділянках мережі:

$$I_{12} = I_{A1} - I_1 = 62,69 - 40 = 22,69 \text{ А;}$$

$$I_{23} = I_{A3}' - I_3' = 76,95 - 49,64 = 27,31 \text{ А;}$$

$$I_{A3} = I_{A3}' \cdot R_{A43} / (R_{A43} + R_{A3}) = 76,95 \cdot 1,32 / (1,32 + 0,682) = 50,74 \text{ А;}$$

$$I_{A43} = I_{A3}' \cdot R_{A3} / (R_{A43} + R_{A3}) = 76,95 \cdot 0,682 / (1,32 + 0,682) = 26,21 \text{ А;}$$

$$I_{A4} = I_{A43} + I_4^A = 26,21 + 25,36 = 51,57 \text{ А;}$$

$$I_{34} = I_{A43} - I_4^3 = 26,21 - 19,64 = 6,57 \text{ А.}$$

Результати розрахунків обома способами практично збігаються.

Приклад 4.20. Виконаємо перевірку отриманих у прикладі 4.14 результатів методом перетворення мережі.

1. Переносимо струм навантаження 4 в точки А і 3 мережі, складаємо паралельні гілки А-4-3 і А-3 і переходимо від двоконтурної до кільцевої мережі:

$$P_4^A = P_4 \cdot R_{34} / (R_{A4} + R_{34}) = 1,1 \cdot 0,744 / (0,576 + 0,744) = 0,62 \text{ МВт;}$$

$$P_4^3 = P_4 \cdot R_{A4} / (R_{A4} + R_{34}) = 1,1 \cdot 0,576 / (0,576 + 0,744) = 0,48 \text{ МВт;}$$

$$Q_4^A = Q_4 \cdot R_{34} / (R_{A4} + R_{34}) = 0,6 \cdot 0,744 / (0,576 + 0,744) = 0,338 \text{ МВАр};$$

$$Q_4^3 = Q_4 \cdot R_{A4} / (R_{A4} + R_{34}) = 0,6 \cdot 0,576 / (0,576 + 0,744) = 0,262 \text{ МВАр};$$

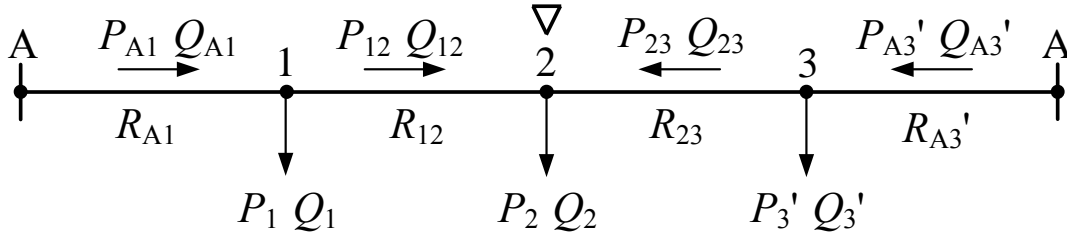
$$P_3' = P_3 + P_4^3 = 0,8 + 0,48 = 1,28 \text{ МВт};$$

$$Q_3' = Q_3 + Q_4^3 = 0,4 + 0,262 = 0,662 \text{ МВАр};$$

$$R_{A43} = R_{A4} + R_{34} = 0,576 + 0,744 = 1,32 \text{ Ом};$$

$$R_{A3}' = R_{A43} \cdot R_{A3} / (R_{A43} + R_{A3}) = 1,32 \cdot 0,682 / (1,32 + 0,682) = 0,45 \text{ Ом}.$$

2. Розрізаємо кільцеву мережу по джерелу А і розгортаємо схему:



Визначаємо потужності на головних ділянках мережі:

$$P_{A1} = [P_1(R_{12} + R_{23} + R_{A3}') + P_2(R_{23} + R_{A3}') + P_3' \cdot R_{A3}'] / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{A3}') =$$

$$= [1(0,992 + 0,979 + 0,45) + 0,9(0,979 + 0,45) + 1,28 \cdot 0,45] /$$

$$/(0,62 + 0,992 + 0,979 + 0,45) = 1,408 \text{ МВт};$$

$$P_{A3}' = [P_3'(R_{A1} + R_{12} + R_{23}) + P_2(R_{A1} + R_{12}) + P_1 \cdot R_{A1}] / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{A3}') =$$

$$= [1,28(0,62 + 0,992 + 0,979) + 0,9(0,62 + 0,992) + 1 \cdot 0,62] /$$

$$/(0,62 + 0,992 + 0,979 + 0,45) = 1,772 \text{ МВт};$$

$$Q_{A1} = [Q_1(R_{12} + R_{23} + R_{A3}') + Q_2(R_{23} + R_{A3}') + Q_3' \cdot R_{A3}'] / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{A3}') =$$

$$= [0,5(0,992 + 0,979 + 0,45) + 0,5(0,979 + 0,45) + 0,662 \cdot 0,45] /$$

$$/(0,62 + 0,992 + 0,979 + 0,45) = 0,731 \text{ МВАр};$$

$$Q_{A3}' = [Q_3'(R_{A1} + R_{12} + R_{23}) + Q_2(R_{A1} + R_{12}) + Q_1 \cdot R_{A1}] / (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{A3}') =$$

$$= [0,662(0,62 + 0,992 + 0,979) + 0,5(0,62 + 0,992) + 0,5 \cdot 0,62] /$$

$$/(0,62 + 0,992 + 0,979 + 0,45) = 0,931 \text{ МВАр}.$$

Виконуємо перевірку розрахунку:

$$P_{A1} + P_{A3}' = 1,408 + 1,772 = 3,18 \text{ МВт};$$

$$P_1 + P_2 + P_3' = 1 + 0,9 + 1,28 = 3,18 \text{ МВт};$$

$$Q_{A1} + Q_{A3}' = 0,731 + 0,931 = 1,662 \text{ МВАр};$$

$$Q_1 + Q_2 + Q_3' = 0,5 + 0,5 + 0,662 = 1,662 \text{ МВАр}.$$

Визначаємо потужності на ділянках мережі:

$$P_{12} = P_{A1} - P_1 = 1,408 - 1 = 0,408 \text{ МВт};$$

$$Q_{12} = Q_{A1} - Q_1 = 0,731 - 0,5 = 0,231 \text{ МВАр};$$

$$P_{23} = P_{A3}' - P_3' = 1,772 - 1,28 = 0,492 \text{ МВт};$$

$$Q_{23} = Q_{A3}' - Q_3' = 0,931 - 0,662 = 0,269 \text{ МВАр};$$

$$P_{A3} = P_{A3}' \cdot R_{A43} / (R_{A43} + R_{A3}) = 1,772 \cdot 1,32 / (1,32 + 0,682) = 1,168 \text{ МВт};$$

$$Q_{A3} = Q_{A3}' \cdot R_{A43} / (R_{A43} + R_{A3}) = 0,931 \cdot 1,32 / (1,32 + 0,682) = 0,614 \text{ МВАр};$$

$$P_{A43} = P_{A3}' \cdot R_{A3} / (R_{A43} + R_{A3}) = 1,772 \cdot 0,682 / (1,32 + 0,682) = 0,604 \text{ МВт};$$

$$Q_{A43} = Q_{A3}' \cdot R_{A3} / (R_{A43} + R_{A3}) = 0,931 \cdot 0,682 / (1,32 + 0,682) = 0,317 \text{ МВАр};$$

$$P_{A4} = P_{A43} + P_4^A = 0,604 + 0,62 = 1,224 \text{ МВт};$$

$$Q_{A4} = Q_{A43} + Q_4^A = 0,317 + 0,338 = 0,655 \text{ МВАр};$$

$$P_{34} = P_{A43} - P_4^3 = 0,604 - 0,48 = 0,124 \text{ МВт};$$

$$Q_{34} = Q_{A43} - Q_4^3 = 0,317 - 0,262 = 0,055 \text{ МВАр}.$$

Результати розрахунків обома способами практично збігаються.

4.3.4. Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом вузлової напруги

Розрахунок складної замкненої електричної мережі (див. рис. 4.5) методом вузлової напруги виконується в такій послідовності:

- 1) задається невідома напруга у всіх вузлах;
- 2) визначаються струми (потужності) на ділянках мережі, як у мережі з двостороннім живленням;
- 3) для струмів (потужностей), що підтікають (відтікають) від вузлів, складаються за першим законом Кірхгофа вузлові рівняння, кількість яких дорівнює числу вузлів; наприклад, для позначених на рис. 4.5 напрямів струмів (потужностей) на ділянках для вузла 3 отримуємо:

$$-I_{23} - I_{A3} - I_{43} + I_3 = 0 \text{ або } -S_{23} - S_{A3} - S_{43} + S_3 = 0; \quad (4.49)$$

- 4) з рівнянь знаходиться невідома напруга у всіх вузлах, а потім визначаються струми (потужності) на ділянках мережі.

Приклад 4.21. Для умов прикладу 4.10 знайдемо потокорозподіл в електричній мережі методом вузлової напруги.

1. Задаємося невідомою напругою вузла 3 і позначаємо $\Delta U_{A3} = U_A - U_3$.

Визначаємо потужності на ділянках мережі.

Лінія А-3 не містить навантажень, і по ній протікає тільки зрівняльна потужність:

$$S_{A3} = S_{A3\text{вр}} = \Delta U_{A3} \cdot U_{\text{ном}} / Z_{A3}^* = A / (2,1 - j3,73) \text{ МВА},$$

де $A = \Delta U_{A3} \cdot U_{\text{ном}} (\text{кВ})^2$.

Лінія А-3-4 має навантаження у вузлі 4. Тоді згідно з алгоритмом розрахунку ліній з двостороннім живленням знаходимо потужності:

$$S_{A4}' = S_4 \cdot Z_{34}^* / (Z_{A4}^* + Z_{34}^*) = (9 + j5)(1,46 - j2,48) / (1,43 - j2,84 + 1,46 - j2,48) = (4,19 + j2,52) \text{ МВА};$$

$$S_{34}' = S_4 \cdot Z_{A4}^* / (Z_{A4}^* + Z_{34}^*) = (9 + j5)(1,43 - j2,84) / (1,43 - j2,84 + 1,46 - j2,48) = (4,81 + j2,48) \text{ МВА};$$

$$S_{A43\text{вр}} = \Delta U_{A3} \cdot U_{\text{ном}} / (Z_{A4}^* + Z_{34}^*) = A / (1,43 - j2,84 + 1,46 - j2,48) = A / (2,89 - j5,32) \text{ МВА};$$

$$S_{A4} = S_{A4}' + S_{A43\text{вр}} = (4,19 + j2,52) + A / (2,89 - j5,32) \text{ МВА};$$

$$S_{34} = -S_{34}' + S_{A43\text{вр}} = -(4,81 + j2,48) + A / (2,89 - j5,32) \text{ МВА}.$$

Лінія А-1-2-3 має навантаження у вузлах 1 і 2. Згідно з алгоритмом розрахунку ліній з двостороннім живленням знаходимо потужності:

$$\begin{aligned} S_{A1}' &= [S_1 \cdot (Z_{12}^* + Z_{23}^*) + S_2 \cdot Z_{23}^*] / (Z_{A1}^* + Z_{12}^* + Z_{23}^*) = \\ &= [(4 + j3)(1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68) + (7 + j5)(1,2 - j1,68)] / \\ &/ (1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68) = (4,49 + j3,65) \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{23}' &= [S_2 \cdot (Z_{A1}^* + Z_{12}^*) + S_1 \cdot Z_{A1}^*] / (Z_{A1}^* + Z_{12}^* + Z_{23}^*) = \\ &= [(7 + j5)(1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31) + (4 + j3)(1,2 - j2,03)] / \\ &/ (1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68) = (6,51 + j4,35) \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$S_{12}' = S_{A1}' - S_1 = (4,49 + j3,65) - (4 + j3) = (0,49 + j0,65) \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A123\text{yp}} &= \Delta \underline{U}_{A3} \cdot \underline{U}_{\text{ном}} / (\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^*) = \\ &= \underline{A} / (1,02 - j2,03 + 1,95 - j3,31 + 1,2 - j1,68) = \underline{A} / (4,17 - j7,02) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{A1} &= \underline{S}_{A1}' + \underline{S}_{A123\text{yp}} = (4,49 + j3,65) + \underline{A} / (4,17 - j7,02) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{12} &= \underline{S}_{12}' + \underline{S}_{A123\text{yp}} = (0,49 + j0,65) + \underline{A} / (4,17 - j7,02) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{23} &= -\underline{S}_{23}' + \underline{S}_{A123\text{yp}} = -(6,51 + j4,35) + \underline{A} / (4,17 - j7,02) \text{ МВА}. \end{aligned}$$

2. Складаємо за першим законом Кірхгофа рівняння для вузла 3:

$$-\underline{S}_{A3} - \underline{S}_{34} - \underline{S}_{23} + \underline{S}_3 = 0.$$

При підстановці потужностей на ділянках отримуємо:

$$\begin{aligned} -[\underline{A} / (2,1 - j3,73)] - [(4,81 + j2,48) + \underline{A} / (2,89 - j5,32)] - \\ - [-(6,51 + j4,35) + \underline{A} / (4,17 - j7,02)] + (5 + j4) = 0. \end{aligned}$$

Розв'язуємо рівняння відносно \underline{A} :

$$\underline{A} = (33,47 - j17,07) \text{ (кВ)}^2.$$

Визначаємо потужності на ділянках мережі:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= (4,49 + j3,65) + (33,47 - j17,07) / (4,17 - j7,02) = (8,38 + j6,11) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{12} &= (0,49 + j0,65) + (33,47 - j17,07) / (4,17 - j7,02) = (4,38 + j3,11) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{23} &= -(6,51 + j4,35) + (33,47 - j17,07) / (4,17 - j7,02) = -(2,62 + j1,89) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{A3} &= (33,47 - j17,07) / (2,1 - j3,73) = (7,31 + j4,86) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{A4} &= (4,19 + j2,52) + (33,47 - j17,07) / (2,89 - j5,32) = (9,31 + j6,03) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{34} &= -(4,81 + j2,48) + (33,47 - j17,07) / (2,89 - j5,32) = (0,3 + j1,03) \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Результати розрахунків потокорозподілу методом вузлової напруги збігаються з результатами розрахунків у прикладах 4.10 і 4.16.

Приклад 4.22. Для умов прикладу 4.12 знайдемо потокорозподіл в електричній мережі методом вузлової напруги.

1. Задаємося невідомою напругою вузла 3 і позначаємо $\Delta \underline{U}_{A3} = \underline{U}_A - \underline{U}_3$.

Визначаємо потужності на ділянках мережі.

Лінія А-3 не містить навантажень і по ній протікає тільки зрівняльна потужність:

$$\underline{S}_{A3} = \underline{S}_{A3\text{yp}} = \Delta \underline{U}_{A3} \cdot \underline{U}_{\text{ном}} / (\underline{Z}_{0}^* \cdot l_{A3}) = \underline{A} / 1,4 \text{ МВА},$$

де $\underline{A} = \Delta \underline{U}_{A3} \cdot \underline{U}_{\text{ном}} / \underline{Z}_{0}^* \text{ (кВ)}^2 \cdot \text{км/Ом}.$

Лінія А-4-3 має навантаження у вузлі 4. Тоді згідно з алгоритмом розрахунку ліній з двостороннім живленням знаходимо потужності.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A4}' &= \underline{S}_4 \cdot l_{34} / (l_{A4} + l_{34}) = (1,1 + j0,6) \cdot 1,2 / (1,7 + 1,2) = (0,46 + j0,25) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{34}' &= \underline{S}_4 \cdot l_{A4} / (l_{A4} + l_{34}) = (1,1 + j0,6) \cdot 1,7 / (1,7 + 1,2) = (0,64 + j0,35) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{A43\text{yp}} &= \Delta \underline{U}_{A3} \cdot \underline{U}_{\text{ном}} / [\underline{Z}_{0}^* (l_{A4} + l_{34})] = \underline{A} / 2,9 \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{A4} &= \underline{S}_{A4}' + \underline{S}_{A43\text{yp}} = (0,46 + j0,25) + \underline{A} / 2,9 \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{34} &= -\underline{S}_{34}' + \underline{S}_{A43\text{yp}} = -(0,64 + j0,35) + \underline{A} / 2,9 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Лінія А-1-2-3 має навантаження у вузлах 1 і 2. Тоді

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1}' &= [\underline{S}_1 \cdot (l_{12} + l_{23}) + \underline{S}_2 \cdot l_{23}] / (l_{A1} + l_{12} + l_{23}) = \\ &= [(1 + j0,5)(1,1 + 0,9) + (0,9 + j0,5) \cdot 0,9] / (1,5 + 1,1 + 0,9) = (0,8 + j0,41) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{23}' &= [\underline{S}_2 \cdot (l_{A1} + l_{12}) + \underline{S}_1 \cdot l_{A1}] / (l_{A1} + l_{12} + l_{23}) = \\ &= [(0,9 + j0,5)(1,5 + 1,1) + (1 + j0,5) \cdot 1,5] / (1,5 + 1,1 + 0,9) = (1,1 + j0,59) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{12}' &= \underline{S}_{A1}' - \underline{S}_1 = (0,8 + j0,41) - (1 + j0,5) = -(0,2 + j0,09) \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{A123\text{yp}} &= \Delta \underline{U}_{A3} \cdot \underline{U}_{\text{ном}} / [\underline{Z}_{0}^* (l_{A1} + l_{12} + l_{23})] = \underline{A} / 3,5 \text{ МВА}; \\ \underline{S}_{A1} &= \underline{S}_{A1}' + \underline{S}_{A123\text{yp}} = (0,8 + j0,41) + \underline{A} / 3,5 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{12}' + \underline{S}_{A123yp} = -(0,2 + j0,09) + \underline{A}/3,5 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{23} = -\underline{S}_{23}' + \underline{S}_{A123yp} = -(1,1 + j0,59) + \underline{A}/3,5 \text{ МВА}.$$

2. Складаємо рівняння за першим законом Кірхгофа для вузла 3:

$$\underline{S}_{A3} + \underline{S}_{34} + \underline{S}_{23} - \underline{S}_3 = 0.$$

При підстановці потужностей на ділянках отримуємо:

$$\underline{A}/1,4 + [-(0,64 + j0,35) + \underline{A}/2,9] + [-(1,1 + j0,59) + \underline{A}/3,5] - (0,8 + j0,4) = 0.$$

Розв'язуємо рівняння відносно \underline{A} :

$$\underline{A} = (1,89 + j1,0) (\text{кВ})^2 \cdot \text{км}/\text{Ом}.$$

3. Визначаємо потужності на ділянках мережі:

$$\underline{S}_{A1} = (0,8 + j0,41) + (1,89 + j1,0)/3,5 = (1,34 + j0,7) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{12} = -(0,2 + j0,09) + (1,89 + j1,0)/3,5 = (0,34 + j0,2) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{23} = -(1,1 + j0,59) + (1,89 + j1,0)/3,5 = -(0,56 + j0,3) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A3} = (1,89 + j1,0)/3,5 = (1,35 + j0,71) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A4} = (0,46 + j0,25) + (1,89 + j1,0)/3,5 = (1,11 + j0,59) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{34} = -(0,64 + j0,35) + (1,89 + j1,0)/3,5 = (0,01 - j0,005) \text{ МВА}.$$

Результати розрахунків потокорозподілу методом вузлової напруги збігаються з результатами розрахунків у прикладах 4.12 і 4.18.

4.3.5. Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом послідовних наближень

Розрахунок складної замкненої електричної мережі (див. рис. 4.5) методом послідовних наближень виконується в такій послідовності:

1) визначається число незалежних контурів, яке дорівнює числу ліній, мінус число вузлів;

2) задається напрям обходу кожного контуру (як правило, за годинниковою стрілкою);

3) довільно задаються значення невідомих струмів на ділянках (за числом незалежних контурів), і виражається за першим законом Кірхгофа решта струмів через задані струми вузлів;

4) складаються за другим законом Кірхгофа контурні рівняння (за числом незалежних контурів); наприклад, для позначених на рис. 4.5 напрямів струмів на ділянках отримуємо:

$$\underline{I}_{A3} \cdot \underline{Z}_{A3} - \underline{I}_{23} \cdot \underline{Z}_{23} - \underline{I}_{12} \cdot \underline{Z}_{12} - \underline{I}_{A1} \cdot \underline{Z}_{A1} = 0; \underline{I}_{A4} \cdot \underline{Z}_{A4} + \underline{I}_{34} \cdot \underline{Z}_{34} - \underline{I}_{A3} \cdot \underline{Z}_{A3} = 0. \quad (4.50)$$

Якщо допустити, що довільно задані значення невідомих струмів і виражених решти струмів на ділянках відповідають режиму, який має встановитися у мережі при заданих параметрах схеми заміщення і струмах вузлів, то ознакою такого вдалого задання має бути дотримання другого закону Кірхгофа для всіх контурів мережі, що розраховуються. У цьому випадку сума падінь напруги в кожному з контурів має дорівнювати нулю. Очевидно, при довільному заданні струмів у гілках ці суми не дорівнюватимуть нулю, а становлять деякі величини невіршованих ЕРС. Ці ЕРС дорівнювали б нулю, якби, окрім довільно заданих струмів, у кожному з контурів протікали б зрівняльні струми;

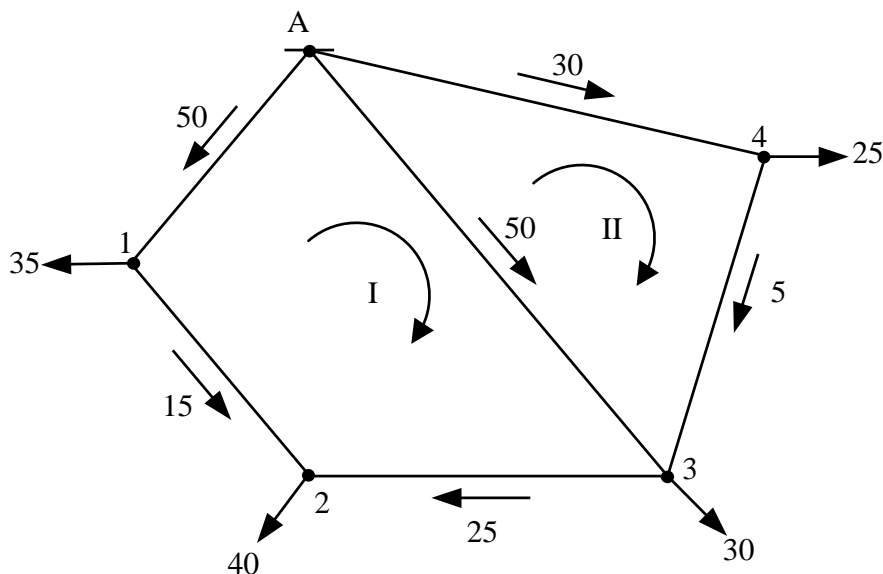
5) у контурі з найбільшим значенням зрівняльного струму цей струм накладається на прийнятий у попередньому наближенні попередній струморозподіл, як ближчий до істинного;

6) аналогічний розрахунок повторюється до отримання струморозподілу точністю, необхідною для більшості практичних розрахунків.

Приклад 4.23. Для умов прикладу 4.9 знайдемо струморозподіл у двоко-
нтурній електричній мережі 10 кВ методом послідовних наближень.

1. Задаємося струмами нульового наближення на головних ділянках мережі $I_{A1}^{(0)} = 50$ А. Позначаємо контури А-3-2-1-А і А-4-3-А індексами І і ІІ, приймаємо напрями обходу контурів за годинниковою стрілкою.

Виражаємо струми на ділянках мережі та вказуємо їх на схемі:



Визначаємо невірноважені ЕРС контурів, що виходять при цих значеннях струмів:

$$E_I^{(0)} = I_{A3} \cdot Z_{A3} + I_{23} \cdot Z_{23} - I_{12} \cdot Z_{12} - I_{A1} \cdot Z_{A1} = 50 \cdot 1,59 + 25 \cdot 0,83 - 15 \cdot 1,35 - 50 \cdot 1,39 = 10,5;$$

$$E_{II}^{(0)} = I_{A4} \cdot Z_{A4} + I_{34} \cdot Z_{34} - I_{A3} \cdot Z_{A3} = 30 \cdot 1,57 + 5 \cdot 1,47 - 50 \cdot 1,59 = -25,05.$$

За $E_{II}^{(0)}$ ($E_{II}^{(0)} > E_I^{(0)}$) і сумарним опором контуру ІІ Z_{II} знаходимо порівняльний струм:

$$I_{врII}^{(1)} = -E_{II}^{(0)} / Z_{II} = -(-25,05 / 4,63) = 5,41 \text{ А.}$$

2. З урахуванням напрямку струму $I_{врII}^{(1)}$, що збігається з напрямом обходу контуру ІІ, знаходимо значення струму $I_{A4}^{(1)} = 30 + 5,41 = 35,41$ А і виражаємо струми на ділянках мережі, указуючи їх на схемі ($I_{A1}^{(1)} = I_{A1}^{(0)} = 50$ А).

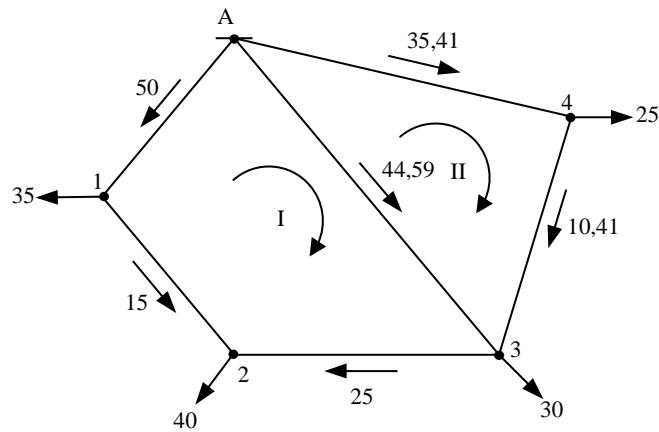
Визначаємо невірноважені ЕРС контурів, що виходять при цих значеннях струмів:

$$E_I^{(1)} = 44,59 \cdot 1,59 + 25 \cdot 0,83 - 15 \cdot 1,35 - 50 \cdot 1,39 = 1,9;$$

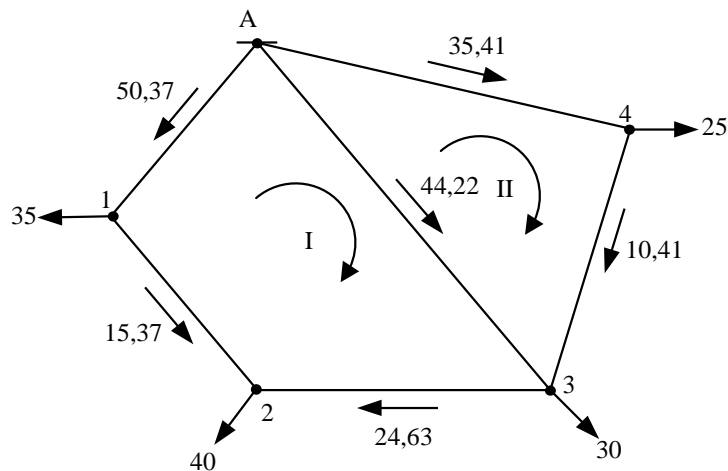
$$E_{II}^{(1)} = 35,41 \cdot 1,57 + 10,41 \cdot 1,47 - 44,59 \cdot 1,59 = -0,002.$$

За $E_I^{(1)}$ ($E_I^{(1)} > E_{II}^{(1)}$) і сумарним опором контуру І Z_I знаходимо порівняльний струм:

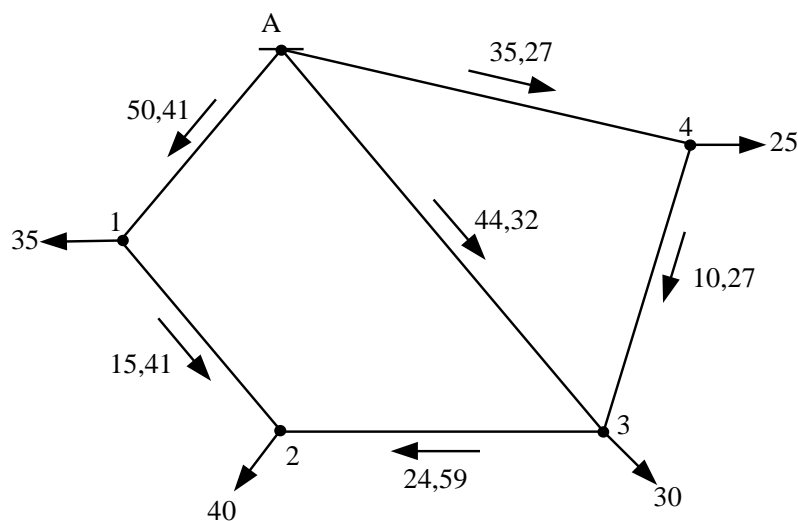
$$I_{врI}^{(2)} = -E_I^{(1)} / Z_I = -1,9 / 5,16 = -0,37 \text{ А.}$$



3. З урахуванням напрямку струму $I_{\text{упI}}^{(2)}$, протилежного напрямку обходу контуру I, знаходимо значення струму $I_{A1}^{(2)} = 50 + 0,37 = 50,37$ А і виражаємо струми на ділянках мережі, указуючи їх на схемі ($I_{A4}^{(2)} = I_{A4}^{(1)} = 35,41$ А).



Продовжуємо таким же чином розрахунок і знаходимо для п'ятого наближення струморозподіл, указаний на схемі.



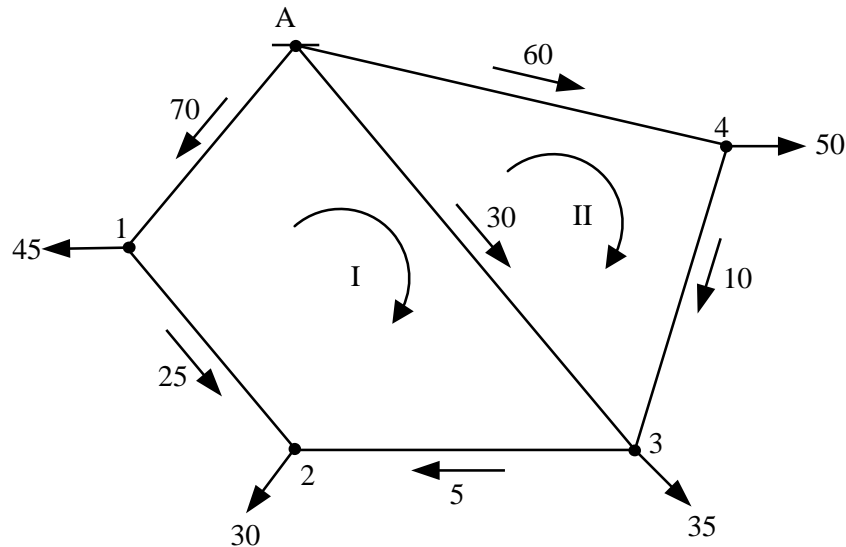
Примітка. П'яте наближення приймаємо за остаточне, оскільки значення невірноважених ЕБС – малі. Так, порівняльний струм становить від струму $I_{A4}^{(5)}$ 0,03 %.

Результати розрахунків струмозподілу методом послідовних наближень збігаються з результатами розрахунків у прикладах 4.9 і 4.15.

Приклад 4.24. Для умов прикладу 4.11 знайдемо струмозподіл у двоконтурній електричній мережі 0,4 кВ методом послідовних наближень.

1. Задаємося струмами нульового наближення на головних ділянках мережі $I_{A1}^{(0)} = 70$ А. Позначаємо контури А-3-2-1-А і А-4-3-А індексами I і II, приймаємо напрями обходу контурів за годинниковою стрілкою.

Виражаємо струми на ділянках мережі та показуємо їх на схемі:



Визначаємо невірні ЕБС контурів, що виходять при цих значеннях струмів:

$$E_I^{(0)} = I_{A3} \cdot Z_{A3} + I_{23} \cdot Z_{23} - I_{12} \cdot Z_{12} - I_{A1} \cdot Z_{A1} = (30 \cdot 0,6 + 5 \cdot 0,2 - 25 \cdot 0,4 - 70 \cdot 0,3) \cdot z_0 = -12 \cdot z_0;$$

$$E_{II}^{(0)} = I_{A4} \cdot Z_{A4} + I_{34} \cdot Z_{34} - I_{A3} \cdot Z_{A3} = (60 \cdot 0,5 + 10 \cdot 0,3 - 30 \cdot 0,6) \cdot z_0 = 15 \cdot z_0.$$

За $E_{II}^{(0)}$ ($E_{II}^{(0)} > E_I^{(0)}$) і сумарним опором контуру II $Z_{II} = z_0 \cdot l_{II} = z_0 \cdot 1,4$ знаходимо порівняльний струм:

$$I_{ypII}^{(1)} = -E_{II}^{(0)} / Z_{II} = -(15 \cdot z_0 / 1,4 \cdot z_0) = -10,7 \text{ А.}$$

2. З урахуванням напрямку струму $I_{ypII}^{(1)}$, протилежного напрямку обходу контура II, знаходимо значення струму $I_{A4}^{(1)} = 60 - 10,7 = 49,7$ А і виражаємо струми на ділянках мережі, указуючи їх на схемі ($I_{A1}^{(1)} = I_{A1}^{(0)} = 70$ А).

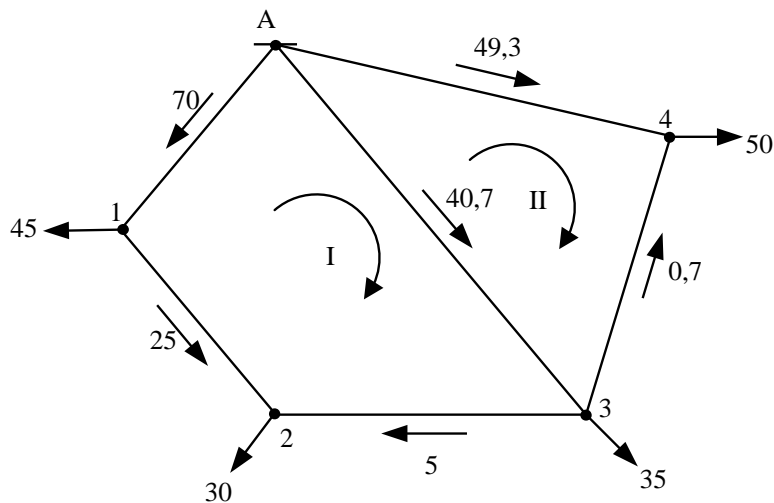
Визначаємо невірні ЕБС контурів, що виходять при цих значеннях струмів:

$$E_I^{(1)} = (40,7 \cdot 0,6 + 5 \cdot 0,2 - 25 \cdot 0,4 - 70 \cdot 0,3) \cdot z_0 = -5,58 \cdot z_0;$$

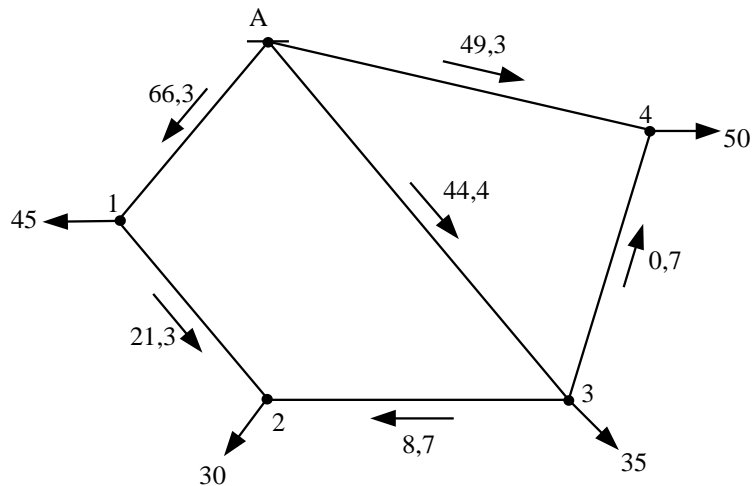
$$E_{II}^{(1)} = (49,3 \cdot 0,5 - 0,7 \cdot 0,3 - 40,7 \cdot 0,6) \cdot z_0 = 0,02 \cdot z_0.$$

За $E_I^{(1)}$ ($E_I^{(1)} > E_{II}^{(1)}$) і сумарним опором контуру I $Z_I = z_0 \cdot l_I = z_0 \cdot 1,5$ знаходимо порівняльний струм:

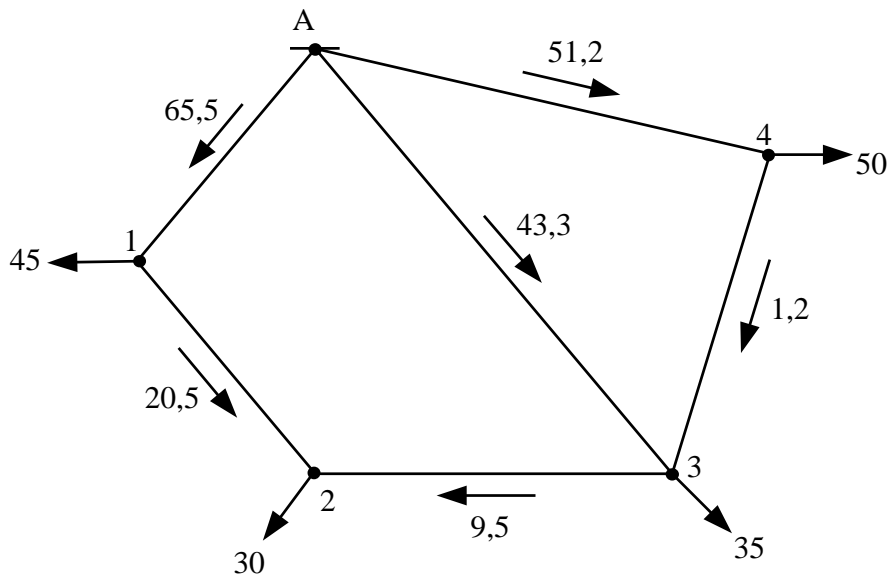
$$I_{ypI}^{(2)} = -E_I^{(1)} / Z_I = -(-5,58 \cdot z_0 / 1,5 \cdot z_0) = 3,7 \text{ А.}$$



3. З урахуванням напрямку цього струму, що збігається з напрямом обходу контуру I, знаходимо значення струму $I_{A1}^{(2)} = 70 - 3,7 = 66,3$ А і виражаємо струми на ділянках мережі, указуючи їх на схемі ($I_{A4}^{(2)} = I_{A4}^{(1)} = 49,3$ А),



Продовжуємо таким же чином розрахунок і знаходимо для шостого наближення струморозподіл, указаний на схемі.



Примітка. Шосте наближення приймаємо за остаточне, оскільки значення невірноважених ЕБС – малі. Так, порівняльний струм становить від струму $I_{A1}^{(6)}$ 0,15 %.

Результати розрахунків струморозподілу методом послідовних наближень збігаються з результатами розрахунків у прикладах 4.11 і 4.17.

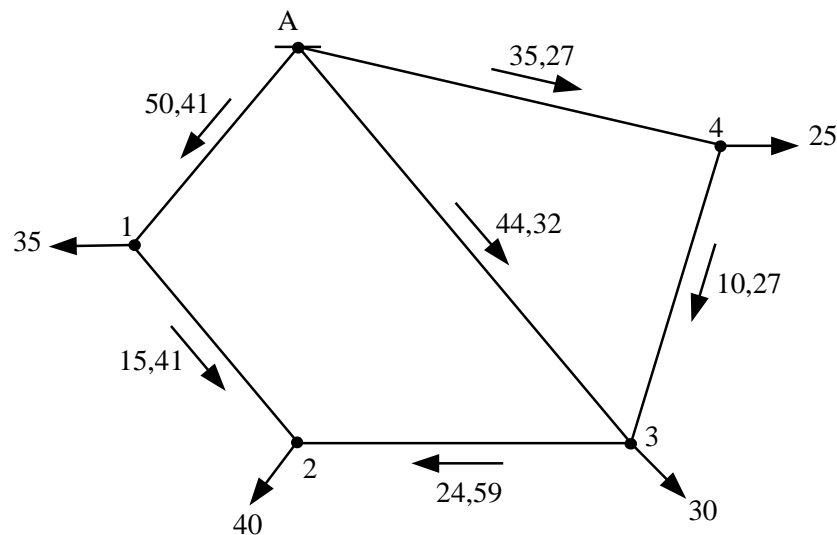
4.3.6. Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом накладання

Розрахунок складної замкненої електричної мережі методом накладання виконується у разі відключення яких-небудь ліній мережі та зміни навантаження вузлів.

У різних режимах при відключенні ліній і навантаження вузлів відбувається зміна розподілу потужності на ділянках мережі. У цих випадках, щоб не проводити розрахунок багатьма навантаженнями, доцільніше нормальний режим із розподілом струмів (потужностей), який було визначено раніше, накладати на так званий компенсаційний режим, викликаний тільки потужністю аварійної ділянки або зміною навантаження вузла.

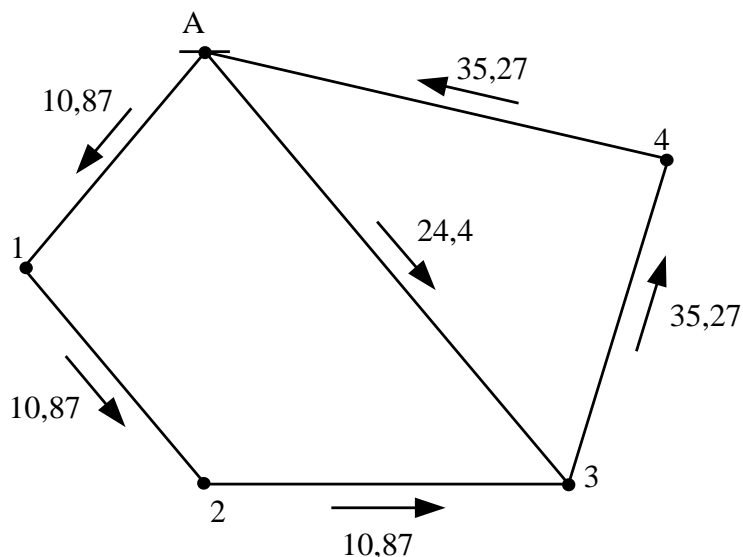
Приклад 4.25. Для умов прикладу 4.9 знайдемо струморозподіл у двоконтурній електричній мережі 0,4 кВ методом накладання при відключенні лінії А-4 і зменшенні навантаження вузла 4 на 20 А.

Нормальний режим двоконтурної електричної мережі 0,4 кВ наведено на схемі:



1. При відключенні лінії А-4 струм післяаварійного режиму $I_{A4} = 0$ А. Для забезпечення цієї умови в компенсаційному режимі по лінії А-4 має протікати струм, що дорівнює за значенням і протилежний по напрямку струму нормального режиму, тобто $I_{A4}^{\text{комп}} = -I_{A4}^{\text{норм}}$.

Компенсаційний режим двоконтурної електричної мережі 0,4 кВ показано на схемі:



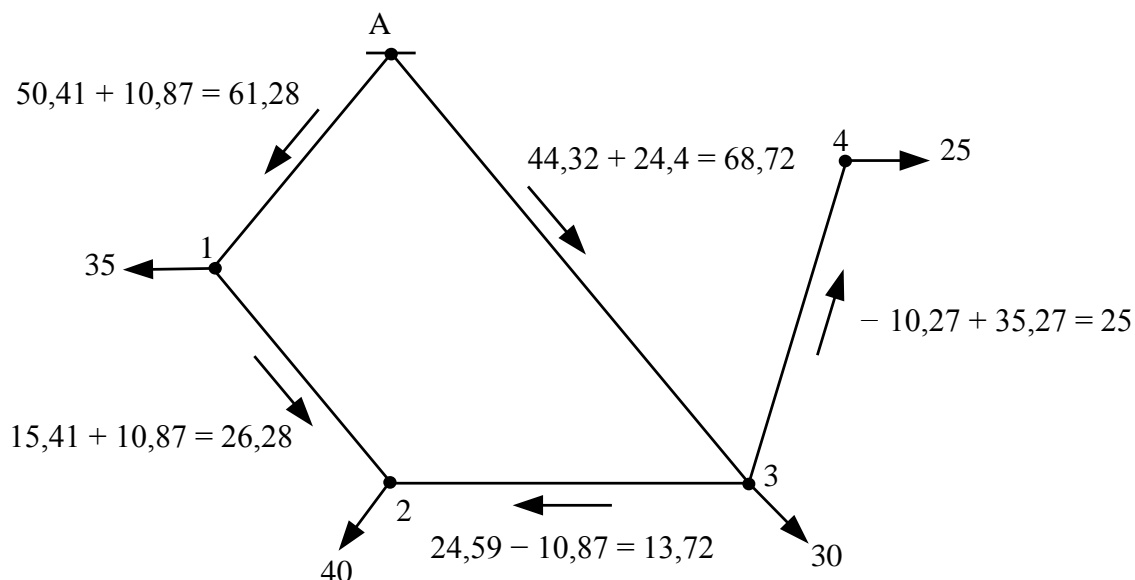
Примітка. Значення струмів у лінях А-3, А-1, 1-2, 2-3 знайдені за співвідношеннями:

$$I_{A3}^{\text{КОМП}} = I_3^{\text{КОМП}} (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23}) / (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{A3}) = 35,27(1,39 + 1,35 + 0,83) / (1,39 + 1,35 + 0,83 + 1,59) = 24,4 \text{ A};$$

$$I_{A1}^{\text{КОМП}} = I_{12}^{\text{КОМП}} = I_{23}^{\text{КОМП}} = I_3^{\text{КОМП}} \cdot Z_{A3} / (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{A3}) = 35,27 \cdot 1,59 / (1,39 + 1,35 + 0,83 + 1,59) = 10,87 \text{ A},$$

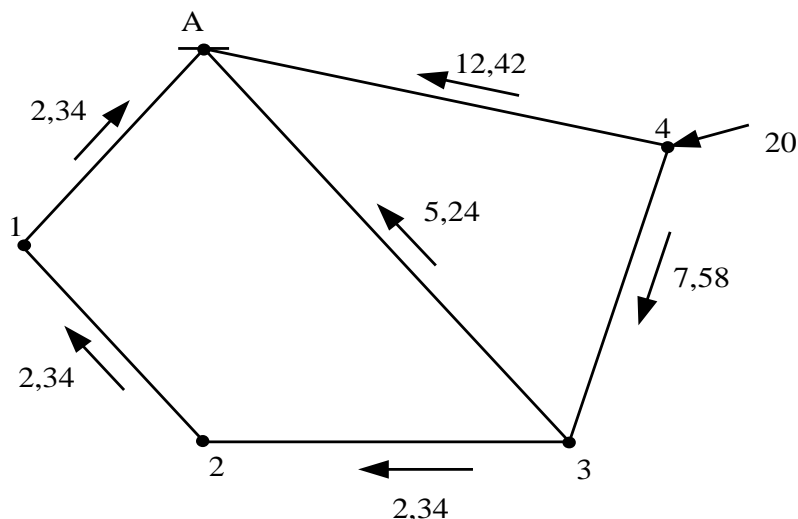
де $I_3^{\text{КОМП}} = I_{34}^{\text{КОМП}}$.

Післяаварійний режим двоконтурної електричної мережі 0,4 кВ при відключенні лінії А-4 наведено на схемі:



2. При зменшенні навантаження вузла 4 на 20 А результуючий струм $I_4^{\text{рез}} = 5 \text{ A}$. Для забезпечення цієї умови в компенсаційному режимі до вузла 4 має бути прикладений струм $I_4^{\text{КОМП}} = -20 \text{ A}$.

Компенсаційний режим двоконтурної електричної мережі 0,4 кВ показано на схемі:



Примітка. Значення струмів у лініях А-4, 3-4, А-3, 2-3, 1-2, А-1 знайдені за співвідношеннями:

$$I_{A4}^{\text{КОМП}} = I_4^{\text{КОМП}} \cdot Z_{A4\Sigma} / (Z_{A4\Sigma} + Z_{A4}) = -20 \cdot 2,57 / (2,57 + 1,57) = -12,42 \text{ А},$$

$$\begin{aligned} \text{де } Z_{A4\Sigma} &= (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23}) \cdot Z_{A3} / (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{A3}) + Z_{34} = \\ &= (1,39 + 1,35 + 0,83) \cdot 1,59 / (1,39 + 1,35 + 0,83 + 1,59) + 1,47 = 2,57 \text{ Ом}; \end{aligned}$$

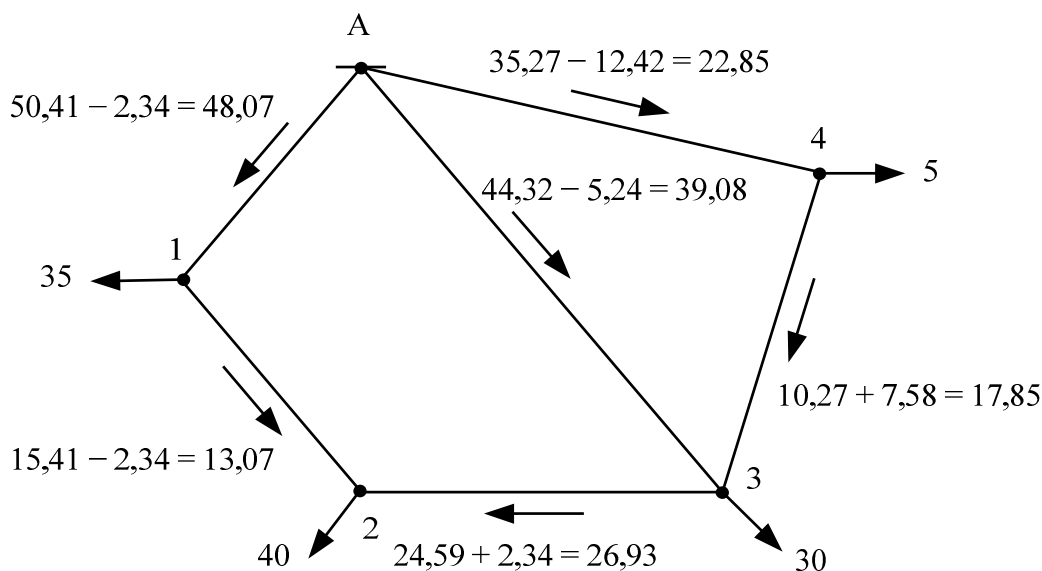
$$I_{34}^{\text{КОМП}} = I_4^{\text{КОМП}} \cdot Z_{A4} / (Z_{A4\Sigma} + Z_{A4}) = -20 \cdot 1,57 / (2,57 + 1,57) = -7,58 \text{ А},$$

$$\begin{aligned} I_{A3}^{\text{КОМП}} &= I_3^{\text{КОМП}} \cdot (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23}) / (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{A3}) = \\ &= -7,58(1,39 + 1,35 + 0,83) / (1,39 + 1,35 + 0,83 + 1,59) = -5,24 \text{ А}, \end{aligned}$$

де $I_3^{\text{КОМП}} = I_{34}^{\text{КОМП}}$;

$$\begin{aligned} I_{A1}^{\text{КОМП}} &= I_{12}^{\text{КОМП}} = I_{23}^{\text{КОМП}} = I_3^{\text{КОМП}} \cdot Z_{23} / (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{A3}) = \\ &= -7,58 \cdot 1,59 / (1,39 + 1,35 + 0,83 + 1,59) = -2,34 \text{ А}. \end{aligned}$$

Результуючий режим двоконтурної електричної мережі 0,4 кВ при зменшенні завантаження вузла 4 на 20 А наведений на схемі:



Контрольні запитання

1. Розімкнені розподільні електричні мережі.
2. Розподіл струмів і потужностей у розімкнених мережах.
3. Загальні характеристики простих замкнених розподільчих електричних мереж.
4. Основні переваги замкнених мереж.
5. Розрахунок простих замкнених мереж. Кільцева мережа і мережа з двостороннім живленням при $U_A = U_B$.
6. Розрахунок простих замкнених мереж. Мережа з двостороннім живленням при $U_A \neq U_B$.
7. Розрахунок простих замкнених мереж. Післяаварійні режими.
8. Загальні положення розрахунків режимів складних замкнених електричних мереж.
9. Розрахунок складних замкнених електричних мереж методом контурних струмів (потужностей).
10. Розрахунок складних замкнених електричних мереж методом перетворення (трансфігурації).
11. Розрахунок складних замкнених електричних мереж методом вузлової напруги.
12. Розрахунок складних замкнених електричних мереж методом послідовних наближень.
13. Розрахунок складних замкнених електричних мереж методом накладення.

5. ВТРАТИ НАПРУГИ В ЕЛЕМЕНТАХ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

При передачі електроенергії по розподільній електричній мережі в її елементах відбуваються зміни напруги, значення якої є одним з кількісних показників режимів роботи мережі.

Показником, що характеризує відмінність напруги в елементах електричної мережі, є різниця модулів цієї напруги, названа *втратою напруги*.

5.1. Втрати напруги в лініях розподільчих електричних мереж

5.1.1. Загальні випадки розрахунку втрати напруги в лініях розподільчих електричних мереж

Залежність напруги на кінцях ділянки лінії розподільної електричної мережі (рис. 5.1) має вигляд:

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12}; \quad U_2 = U_1 - \Delta U_{12}, \quad (5.1)$$

де ΔU – втрата напруги, що розраховується за номінальною напругою $U_{\text{ном}}$.

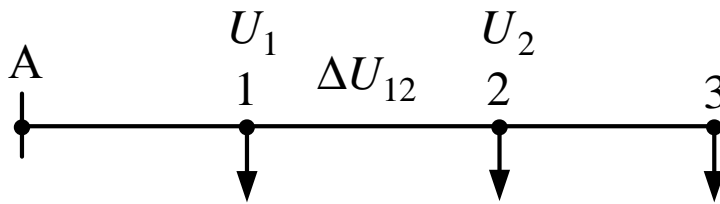


Рис. 5.1 – Фрагмент розподільної електричної мережі

При розрахунку електричної мережі необхідно перевірити, щоб найнижча напруга у вузлі була не нижче допустимої. Замість визначення найнижчої напруги зазвичай визначають *найбільшу втрату напруги* u – різницю між напругою джерела живлення і вузла з найнижчою напругою. Для мережі на рис. 5.1:

$$\Delta U_{\text{нб}} = U_A - U_3. \quad (5.2)$$

Найбільша втрата напруги в розгалуженій електричній мережі (рис. 5.2) визначається таким чином:

$$\Delta U_{A4} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{14}; \quad (5.3)$$

$$\Delta U_{A3} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23}. \quad (5.4)$$

Якщо $\Delta U_{12} + \Delta U_{23} > \Delta U_{14}$, то $\Delta U_{A3} > \Delta U_{A4}$ і ΔU_{A3} – найбільша втрата напруги.

Для лінії трифазної мережі з навантаженням у кінці (рис. 5.3) втрата фазної напруги визначається за формулою:

$$\Delta U_{\phi} = I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi), \quad (5.5)$$

а втрата лінійної напруги – за формулою:

$$\Delta U = \sqrt{3} \Delta U_{\phi} = \sqrt{3} I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi), \quad (5.6)$$

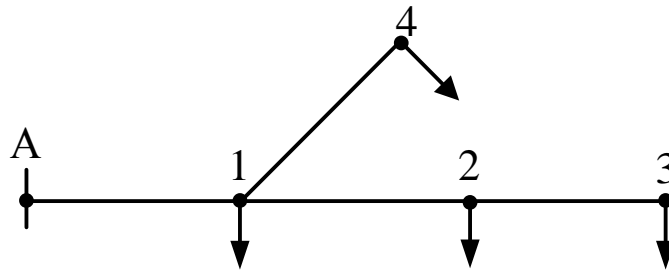


Рис. 5.2 – Визначення найбільшої втрати напруги в розгалуженій розподільній електричній мережі

де I – повний струм, що протікає по лінії;

R і X – активний та індуктивний опори лінії; $R = r_0 \cdot l$, $X = x_0 \cdot l$;

r_0 і x_0 – питомі активний та індуктивний опори лінії;

l – довжина лінії.

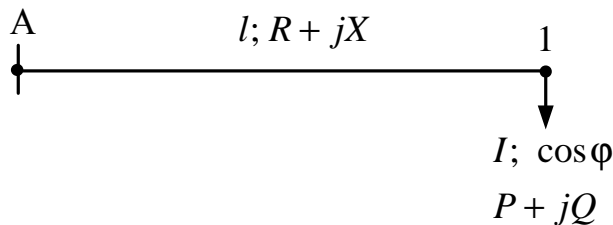


Рис. 5.3 – Схема лінії трифазної мережі з навантаженням на кінці

При розрахунку мереж по втраті напруги можна користуватися значеннями потужності, вираженої в комплексній формі $\underline{S} = P + jQ$.

Оскільки $I_a = I \cdot \cos \varphi = P/(\sqrt{3}U)$ і $I_p = I \cdot \sin \varphi = Q/(\sqrt{3}U)$, то формула втрати напруги набуде вигляду:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3}(I \cdot R \cdot \cos \varphi + I \cdot X \cdot \sin \varphi) = \\ &= \sqrt{3}[(P \cdot R/(\sqrt{3}U) + Q \cdot X/(\sqrt{3}U)] = (P \cdot R + Q \cdot X)/U. \end{aligned} \quad (5.7)$$

При розрахунках з достатньою точністю у формулі (5.7) замість дійсної напруги приймається номінальна напруга мережі.

Тоді

$$\Delta U = (P \cdot R + Q \cdot X)/U_{\text{ном}}. \quad (5.8)$$

Для однорідних ліній ($r_0/x_0 = \text{const}$) вираз (5.8) можна подати у вигляді:

$$\Delta U = (P \cdot r_0 + Q \cdot x_0) \cdot l / U_{\text{ном}}. \quad (5.9)$$

Визначення втрати напруги у відсотках виконується за формулою:

$$\Delta U_{\%} = (\Delta U / U_{\text{ном}}) 100. \quad (5.10)$$

Для лінії трифазної мережі з декількома навантаженнями (рис. 5.4) втрата фазної напруги визначається за формулою:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\phi} &= I_{A1}(R_{A1} \cdot \cos \varphi_{A1} + X_{A1} \cdot \sin \varphi_{A1}) + I_{12}(R_{12} \cdot \cos \varphi_{12} + X_{12} \cdot \sin \varphi_{12}) + \\ &+ I_{23}(R_{23} \cdot \cos \varphi_{23} + X_{23} \cdot \sin \varphi_{23}). \end{aligned} \quad (5.11)$$

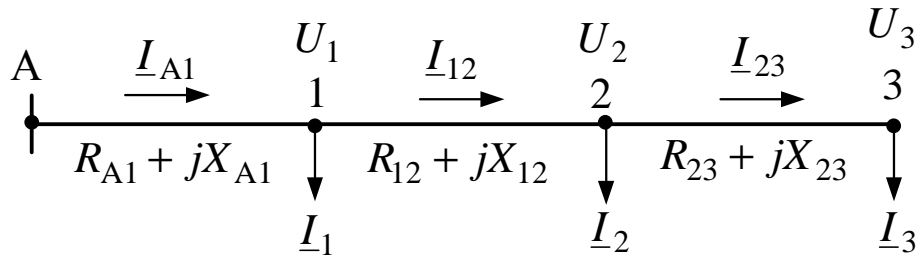


Рис. 5.4 – Схема лінії трифазної мережі з декількома навантаженнями

Замінюючи $I \cdot \cos \varphi$ і $I \cdot \sin \varphi$ відповідно через активну і реактивну складові струму I_a та I_p , отримуємо:

$$\Delta U_{\phi} = I_{aA1} \cdot R_{A1} + I_{pA1} \cdot X_{A1} + I_{a12} \cdot R_{12} + I_{p12} \cdot X_{12} + I_{a23} \cdot R_{23} + I_{p23} \cdot X_{23}. \quad (5.12)$$

Для загального випадку n навантажень:

а) для фазного значення втрати напруги ($1 \leq i \leq n$)

$$\Delta U_{\phi} = \sum (I_{ai} \cdot R_i + I_{pi} \cdot X_i); \quad (5.13)$$

б) для лінійного значення втрати напруги ($1 \leq i \leq n$)

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (I_{ai} \cdot R_i + I_{pi} \cdot X_i). \quad (5.14)$$

Отриману формулу (5.14) можна перетворити для випадку, коли навантаження задані потужностями. Підставляючи значення $I_a = P/(\sqrt{3}U)$ і $I_p = Q/(\sqrt{3}U)$ для кожної ділянки лінії та приймаючи напругу в кінці ділянки приблизно рівною $U_{\text{ном}}$, отримуємо:

$$\Delta U = \sum (P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i) / U_{\text{ном}}. \quad (5.15)$$

Значення потужностей P_i і Q_i для кожної ділянки мережі знаходяться послідовним підсумовуванням відповідно активних і реактивних навантажень, починаючи від найбільш віддаленого пункту до джерела живлення.

Потім за формулами (5.13) або (5.14) розраховують втрату напруги до найбільш віддаленого пункту мережі. Якщо виявиться, що вона перевищує допустиму величину, то перерізи провідників необхідно збільшити або здійснити заходи щодо регулювання режимів електричної мережі.

Сумарна втрата напруги в розімкненій електричній мережі з трьома ділянками відповідно до позначень рис. 5.5 а дорівнює:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} [(I_{A1} \cdot \cos \varphi_{A1} \cdot R_{A1} + I_{A1} \cdot \sin \varphi_{A1} \cdot X_{A1}) + \\ &+ (I_{12} \cdot \cos \varphi_{12} \cdot R_{12} + I_{12} \cdot \sin \varphi_{12} \cdot X_{12}) + (I_{23} \cdot \cos \varphi_{23} \cdot R_{23} + I_{23} \cdot \sin \varphi_{23} \cdot X_{23})] = \\ &= [(P_{A1} \cdot R_{A1} + Q_{A1} \cdot X_{A1}) + (P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}) + (P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23})] / U_{\text{ном}} \end{aligned} \quad (5.16)$$

або відповідно з позначеннями рис. 5.5 б дорівнює:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} [(I_1 \cdot \cos \varphi_1 \cdot R_{A1} + I_1 \cdot \sin \varphi_1 \cdot X_{A1}) + \\ &+ (I_2 \cdot \cos \varphi_2 \cdot R_{A2} + I_2 \cdot \sin \varphi_2 \cdot X_{A2}) + (I_3 \cdot \cos \varphi_3 \cdot R_{A3} + I_3 \cdot \sin \varphi_3 \cdot X_{A3})] = \\ &= [(P_1 \cdot R_{A1} + Q_1 \cdot X_{A1}) + (P_2 \cdot R_{A2} + Q_2 \cdot X_{A2}) + (P_3 \cdot R_{A3} + Q_3 \cdot X_{A3})] / U_{\text{ном}}. \end{aligned} \quad (5.17)$$

5.1.2. Окремі випадки розрахунку втрати напруги в лініях трифазних розподільних мереж

Лінії мережі тільки з активними навантаженнями ($\cos \varphi = 1$; $Q = 0$) ($1 \leq i \leq n$):

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (I_i \cdot R_i) = \sum (P_i \cdot R_i) / U_{\text{ном}}. \quad (5.18)$$

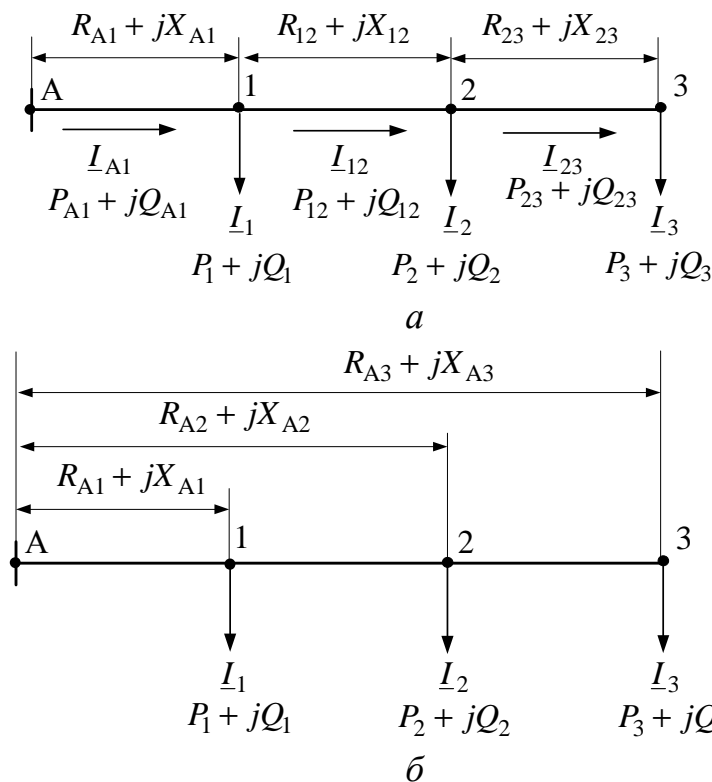


Рис. 5.5 – Визначення втрати напруги в розподільній електричній мережі

Лінії мережі з однаковими перерізами ($F = \text{const}$) ($1 \leq i \leq n$):

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \sum (I_i \cdot l_i) = r_0 \sum (P_i \cdot l_i) / U_{\text{ном}} \quad (5.19)$$

або

$$\Delta U = (\sqrt{3} \rho / F) \cdot \sum (I_i \cdot l_i) = [\rho / (F \cdot U_{\text{ном}})] \cdot \sum (P_i \cdot l_i). \quad (5.20)$$

Лінії мережі, розрахунок яких можна вести без урахування індуктивного опору ($X \approx 0$) ($1 \leq i \leq n$):

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum (I_{ai} \cdot R_i) = \sum (P_i \cdot R_i) / U_{\text{ном}}. \quad (5.21)$$

Лінії мережі з однаковими перерізами ($r_0 = \text{const}$) і однаковим розташуванням проводів ($x_0 = \text{const}$) ($1 \leq i \leq n$):

$$\Delta U = \sqrt{3} [r_0 \sum (I_{ai} \cdot l_i) + x_0 \sum (I_{pi} \cdot l_i)] = [r_0 \sum (P_i \cdot l_i) + x_0 \sum (Q_i \cdot l_i)] / U_{\text{ном}}. \quad (5.22)$$

5.1.3. Розподільні мережі напругою до 1000 В

При розрахунку мереж напругою до 1000 В можуть бути застосовані простіші методи, що враховують такі їх особливості.

Розрахунок мереж за формулою (5.18) при чисто активному навантаженні ($\cos \varphi = 1$) ведеться з урахуванням тільки активного опору. Найчастіше чисто активним є освітлювальне навантаження при напрузі 380/220 і 220/127 В. При вищій напрузі, як правило, має місце змішане навантаження ($\cos \varphi \neq 1$) і слід враховувати індуктивні опори ліній мережі. З урахуванням залежностей r_0 і x_0 від перетинів провідників повітряних і кабельних ліній, наведених в табл. А.1, А.3, А.4, А.5, можна зробити висновок, що при малих перетинах провідників ПЛ активний опір у декілька разів перевищує індуктивний. Особливо різко це

позначається в КЛ, у яких значення x_0 значно нижчі, ніж у повітря. Ця обставина дає можливість у деяких випадках при розрахунках нехтувати індуктивним опором ліній. Практикою розрахунків встановлено, що похибка не перевищить 5 % при нехтуванні індуктивними опорами у випадках розрахунку:

- повітряних ліній при $\cos\varphi \approx 1$;
- кабельних ліній при $\cos\varphi \geq 0,95$ і перетині жил $F \leq 35 \text{ мм}^2$;
- внутрішніх мереж до 1000 В, виконаних шнурами або проводами в трубах;
- мереж перетином до 6 мм^2 , виконаних проводами на роликах і призначених для живлення дрібних електродвигунів.

При розрахунках мереж, що живлять навантаження вуличного освітлення або ліній у цехах з великою кількістю однакових електродвигунів, зустрічаються випадки рівномірно розподіленого навантаження при розташуванні приймачів однакової потужності на однакових відстанях один від одного. Розглянемо розрахунки втрат напруги трифазної лінії, що має однаковий перетин провідників по всій довжині й чисто активне рівномірно розподілене навантаження (рис. 5.6), що відповідає більшості практичних випадків.

Навантаження лінії на одиницю довжини в амперах позначимо через i . Навантаження, що живиться від лінії на нескінченно малому відрізку dx , розташованому на змінній відстані x від початку лінії, буде idx . Втрата напруги, яка створюється цим струмом на довжині лінії x при її питомому опорі r_0 , буде

$$d(\Delta U) = \sqrt{3}(idx) \cdot r_0 \cdot x. \quad (5.23)$$

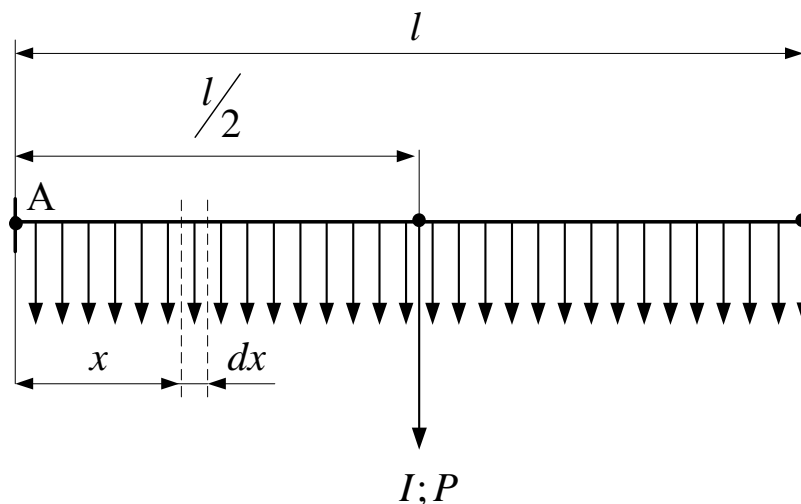


Рис. 5.6 – Лінія з рівномірно розподіленим навантаженням

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

$$\Delta U = \sqrt{3}r_0 i \int_0^l x dx = \sqrt{3}r_0 i \cdot l^2/2. \quad (5.24)$$

Сумарне навантаження на всій лінії довжиною l дорівнює $I = i \cdot l$, звідки $i = I/l$.

Отже,

$$\Delta U = \sqrt{3} r_0 \cdot I \cdot l / 2. \quad (5.25)$$

З формули (5.25) видно, що рівномірно розподілене навантаження можна замінити зосередженим навантаженням, прикладеним у середині лінії.

Якщо розрахунок ведеться в потужностях і p – активне навантаження на одиницю довжини $p = \sqrt{3} I \cdot U$, а $P = \sqrt{3} I \cdot U$, де повне навантаження $P = p \cdot l$, то

$$\Delta U = r_0 \cdot p \cdot l^2 / (2U) = r_0 \cdot P \cdot l / (2U) \quad (5.26)$$

Правило заміни рівномірно розподіленого навантаження сумарною можна використовувати в складніших випадках, коли рівномірно розподілене навантаження є тільки на якійсь ділянці лінії, а до решти ділянок приєднані зосереджені навантаження. Наприклад, лінія на рис. 5.7 має два зосереджені навантаження P_1 і P_3 в точках 1 і 3 та рівномірно розподілене навантаження p на ділянці 2-4. Замінивши рівномірно розподілене навантаження зосередженою $P_2 = p \cdot l_{24}$ і приклавши його в точці 3 (середина ділянки 2-4), отримаємо формулу:

$$\Delta U = r_0 / U [P_3(l_{45} + l_{24}/2) + (P_2 + P_3)(l_{12} + l_{24}/2) + (P_1 + P_2 + P_3)l_{A3}]. \quad (5.27)$$

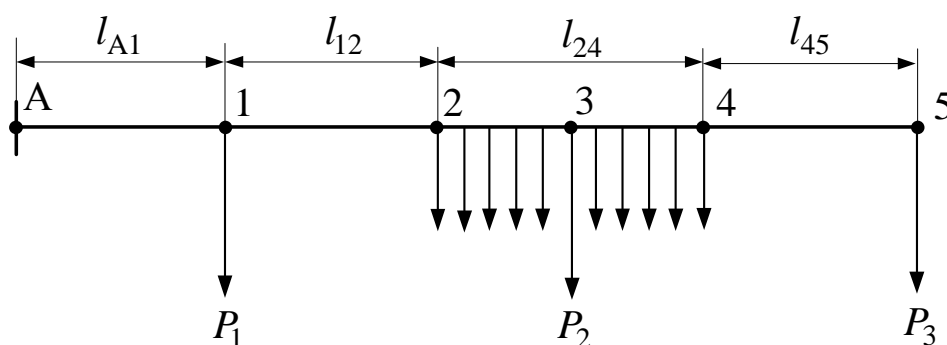


Рис. 5.7 – Лінія з рівномірно розподіленими навантаженнями

Мережі трифазного струму напругою 380 і 220 В, використовувані для приєднання освітлювального навантаження й однофазних споживачів, як правило, проектується з нульовим дротом, який служить для приєднання електроприймачів на фазну напругу, а також як зрівняльний дріт для струмів несиметрії, фаз, що виникають при неоднаковому навантаженні.

Проектування трифазних мереж для однофазного навантаження проводять так, щоб навантаження було розподілене рівномірно між усіма трьома фазами, і розрахунок такої мережі виконується як для симетричної.

Відгалуження у трифазних мережах можуть виконуватися двома фазними і нульовим проводами (двофазне відгалуження; рис. 5.8, а) або одним фазним і одним нульовим дротами (однофазне відгалуження; рис. 5.8, б). Вказані лінії на відгалуженнях є несиметричними і мають назву неповнофазних.

Для двофазного відгалуження фаз В і С від трифазної чотирипровідної лінії (рис. 5.8, а) формула для визначення втрати напруги буде:

$$\Delta U_{\phi} = 1,5 I \cdot R = 1,5 I \cdot \rho \cdot l / F, \quad (5.28)$$

де l – довжина відгалуження.

Для декількох навантажень ($1 \leq i \leq n$):

$$\Delta U_{\phi} = 1,5 \rho / F \sum I_i \cdot l_i. \quad (5.29)$$

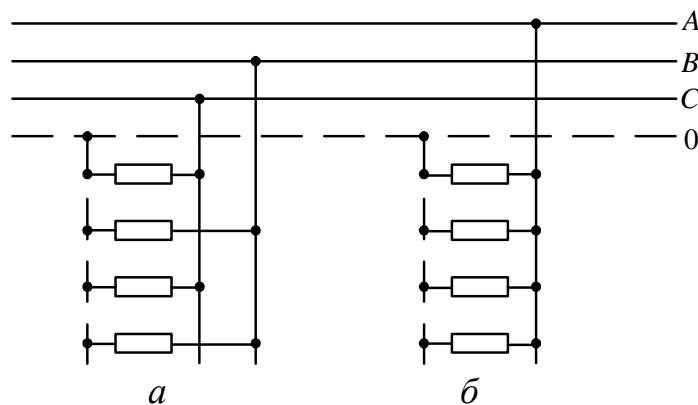


Рис. 5.8 – Відгалуження від чотирипровідної мережі:
а – двофазне; б – однофазне

Якщо навантаження задані потужністю P (на дві фази):

$$I = P/(2U_{\phi}) = \sqrt{3}P/(2U), \quad (5.30)$$

то формула для розрахунку втрати напруги матиме такий вигляд ($1 \leq i \leq n$):

$$\Delta U_{\phi} = 0,75\sqrt{3}\rho/(F \cdot U) \sum P_i \cdot l_i. \quad (5.31)$$

Для однофазного відгалуження (рис. 5.8, б) втрату напруги визначають за формулою ($1 \leq i \leq n$):

$$\Delta U_{\phi} = 2\rho/F \sum I_i \cdot l_i = 2\rho/(F \cdot U_{\phi}) \sum P_i \cdot l_i. \quad (5.32)$$

Підставивши лінійну напругу $U = \sqrt{3}U_{\phi}$, отримаємо:

$$\Delta U_{\phi} = 2\sqrt{3}\rho/(F \cdot U) \sum P_i \cdot l_i. \quad (5.33)$$

Для оцінки припущення відхилення напруги, отриманої для останньої точки відгалуження, необхідно до знайденої за наведеними вище формулами втрати напруги додати втрати на попередніх ділянках магістральної лінії від джерела живлення до початку відгалуження.

На ділянках лінії з несиметричним навантаженням доводиться визначати міжфазні втрати напруги між усіма фазами і враховувати взаємний вплив фазних струмів.

Втрати напруги в кожній із трьох фаз лінії можуть бути знайдені з достатньою для практичних розрахунків точністю за наступними формулами:

$$\begin{aligned} \Delta U_{0A} &= I_A \cdot \cos\varphi_A \cdot (R_A + R_0) - 0,5(I_B \cdot \cos\varphi_B + I_C \cdot \cos\varphi_C) \cdot R_0 + \\ &\quad + I_A \cdot \sin\varphi_A \cdot (X_A + X_0) - 0,5(I_B \cdot \sin\varphi_B + I_C \cdot \sin\varphi_C) \cdot X_0; \\ \Delta U_{0B} &= I_B \cdot \cos\varphi_B \cdot (R_B + R_0) - 0,5(I_A \cdot \cos\varphi_A + I_C \cdot \cos\varphi_C) \cdot R_0 + \\ &\quad + I_B \cdot \sin\varphi_B \cdot (X_B + X_0) - 0,5(I_A \cdot \sin\varphi_A + I_C \cdot \sin\varphi_C) \cdot X_0; \\ \Delta U_{0C} &= I_C \cdot \cos\varphi_C \cdot (R_C + R_0) - 0,5(I_A \cdot \cos\varphi_A + I_B \cdot \cos\varphi_B) \cdot R_0 + \\ &\quad + I_C \cdot \sin\varphi_C \cdot (X_C + X_0) - 0,5(I_A \cdot \sin\varphi_A + I_B \cdot \sin\varphi_B) \cdot X_0, \end{aligned} \quad (5.34)$$

де I_A, I_B, I_C – струми навантажень фаз A, B, C ;

$R_A, X_A, R_B, X_B, R_C, X_C$ – активні та реактивні опори фазних провідників;

R_0, X_0 – активний і реактивний опори нульового дроту чотирипровідної лінії.

У випадку якщо індуктивні опори не враховуються або $\cos\varphi = 1$, втрати напруги підраховуються за формулами:

$$\begin{aligned} \Delta U_{0A} &= I_A \cdot R_A + [I_A - 0,5(I_B + I_C)] \cdot R_0 = \rho \cdot l [I_A/F + (I_A - 0,5(I_B + I_C))/F_0]; \\ \Delta U_{0B} &= I_B \cdot R_B + [I_B - 0,5(I_A + I_C)] \cdot R_0 = \rho \cdot l [I_B/F + (I_B - 0,5(I_A + I_C))/F_0]; \\ \Delta U_{0C} &= I_C \cdot R_C + [I_C - 0,5(I_A + I_B)] \cdot R_0 = \rho \cdot l [I_C/F + (I_C - 0,5(I_A + I_B))/F_0] \end{aligned} \quad (5.35)$$

або у відсотках:

$$\begin{aligned}\Delta U_{0A\%} &= \rho \cdot l / U_{\text{ном}} [I_A / F + (I_A - 0,5(I_B + I_C)) / F_0] \cdot 100; \\ \Delta U_{0B\%} &= \rho \cdot l / U_{\text{ном}} [I_B / F + (I_B - 0,5(I_A + I_C)) / F_0] \cdot 100; \\ \Delta U_{0C\%} &= \rho \cdot l / U_{\text{ном}} [I_C / F + (I_C - 0,5(I_A + I_B)) / F_0] \cdot 100,\end{aligned}\quad (5.36)$$

де F і F_0 – перетини фазних і нульового провідників лінії, мм²;

l – довжина лінії, м.

Таблиця 5.1 – Втрати напруги у трифазних повітряних лініях з алюмінієвими проводами напругою 380/220 В, %/(кВт·км)

Переріз дроту, мм ²	Коефіцієнт потужності				
	0,7	0,8	0,9	0,95	0,97
16	1,52	1,44	1,38	1,34	1,31
25	1,03	0,97	0,91	0,87	0,86
35	0,82	0,75	0,69	0,65	0,64
50	0,64	0,56	0,5	0,47	0,46
70	0,52	0,45	0,39	0,36	0,34
95	0,43	0,38	0,32	0,28	0,27
120	0,38	0,34	0,28	0,24	0,22

Примітка. Для двофазних і однофазних ліній наведені в таблиці дані мають множитися на поправкові коефіцієнти 2,25 і 6 відповідно.

Таблиця 5.2 – Втрати напруги у трифазних кабельних лініях з алюмінієвими жилами напругою 380/220 В, %/(кВт·км)

Переріз жили, мм ²	Коефіцієнт потужності				
	0,7	0,8	0,9	0,95	1
16	1,35	1,34	1,32	1,32	1,3
25	0,88	0,87	0,86	0,85	0,84
35	0,65	0,64	0,63	0,62	0,61
50	0,46	0,45	0,44	0,43	0,42
70	0,34	0,33	0,32	0,31	0,3
95	0,26	0,25	0,24	0,23	0,22
120	0,22	0,21	0,2	0,19	0,18
150	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14
185	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11
240	0,13	0,12	0,11	0,1	0,09

Втрати напруги в кабельних і повітряних лініях 0,38–10 кВ при відомих перетинах, потужностях і довжинах ділянок ліній визначаються за формулою, %,

$$\Delta U_{\%} = K_{\Delta U} \cdot P \cdot l, \quad (5.37)$$

де $K_{\Delta U}$ – питомі втрати напруги, в % на 1 кВт·км або 1 МВт·км (табл. 5.1–5.3);

P – активна розрахункова потужність на ділянці лінії, кВт або МВт;

l – довжина ділянки лінії, км.

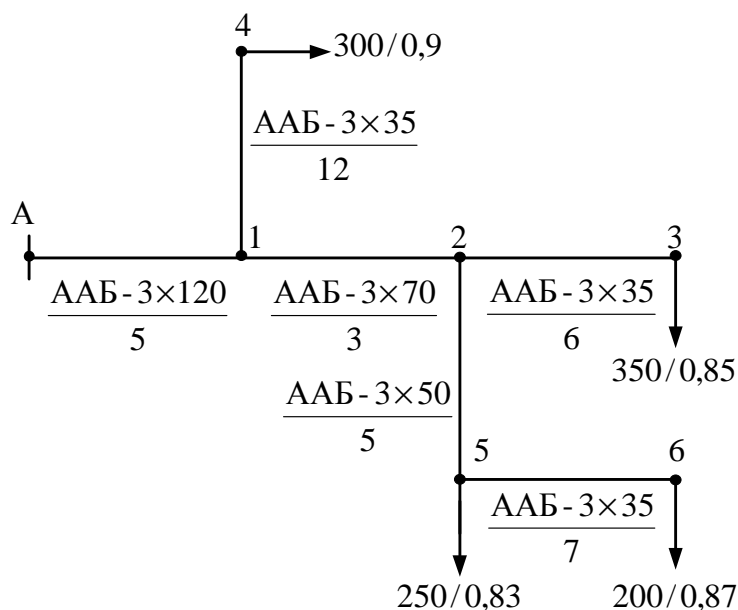
Таблиця 5.3 – Втрати напруги у трифазних кабельних і повітряних лініях з алюмінієвими провідниками напругою 6–10 кВ, %/(МВт·км)

Переріз провідника, мм ²	Кабельна лінія		Повітряна лінія	
	6 кВ	10 кВ	6 кВ	10 кВ
25	–	–	– (3,66)	– (1,32)
35	2,59	0,93	2,79(2,63)	1,01(0,95)
50	1,85	0,66	2,1(2,1)	0,75(0,75)
70	1,35	0,49	1,62(1,62)	0,58(0,58)
95	1,02	0,37	1,31(1,28)	0,47(0,46)
120	0,83	0,3	1,12(1,11)	0,40(0,4)
150	0,68	0,24	0,96(0,96)	0,35(0,35)
185	0,57	0,21	–	–
240	0,46	0,16	–	–

Примітки:

1. Коефіцієнт потужності прийнятий рівним 0,9.
2. Для сталевалюмінієвих проводів втрати напруги дані в дужках.

Приклад 5.1 Визначення найбільшої втрати напруги в кабельній мережі 10 кВ, показаній на схемі:



ААБ – 3х120/5 – марка кабелю /l, км; 250/0,83 – S, кВА/cosφ.

1. За табл. А.5 питомі параметри жил кабелів мережі 10 кВ:

ААБ-3х120: $r_0 = 0,258$ Ом/км; $x_0 = 0,081$ Ом/км;

АББ-3х70: $r_0 = 0,443$ Ом/км; $x_0 = 0,086$ Ом/км;

ААБ-3х50: $r_0 = 0,62$ Ом/км; $x_0 = 0,09$ Ом/км;

ААБ-3х35: $r_0 = 0,89$ Ом/км; $x_0 = 0,095$ Ом/км.

Опір жил кабелів мережі 10 кВ:

$$R_{A1} = r_0 \cdot l_{A1} = 0,258 \cdot 5 = 1,29 \text{ Ом}; X_{A1} = x_0 \cdot l_{A1} = 0,081 \cdot 5 = 0,41 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned}
R_{12} &= r_0 \cdot l_{12} = 0,443 \cdot 3 = 1,33 \text{ Ом}; X_{12} = x_0 \cdot l_{12} = 0,086 \cdot 3 = 0,26 \text{ Ом}; \\
R_{25} &= r_0 \cdot l_{25} = 0,62 \cdot 5 = 3,1 \text{ Ом}; X_{25} = x_0 \cdot l_{25} = 0,09 \cdot 5 = 0,45 \text{ Ом}; \\
R_{23} &= r_0 \cdot l_{23} = 0,89 \cdot 6 = 5,34 \text{ Ом}; X_{23} = x_0 \cdot l_{23} = 0,095 \cdot 6 = 0,57 \text{ Ом}; \\
R_{56} &= r_0 \cdot l_{56} = 0,89 \cdot 7 = 6,23 \text{ Ом}; X_{56} = x_0 \cdot l_{56} = 0,095 \cdot 7 = 0,67 \text{ Ом}; \\
R_{14} &= r_0 \cdot l_{13} = 0,89 \cdot 12 = 10,68 \text{ Ом}; X_{14} = x_0 \cdot l_{56} = 0,095 \cdot 12 = 1,14 \text{ Ом}.
\end{aligned}$$

2. Потужності навантажень мережі 10 кВ

$$\underline{S}_3 = P_3 + jQ_3 = 350 \cdot 0,85 + j350 \cdot 0,53 = (297,5 + j185,5) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_4 = P_4 + jQ_4 = 300 \cdot 0,9 + j300 \cdot 0,44 = (270 + j132) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_5 = P_5 + jQ_5 = 250 \cdot 0,83 + j250 \cdot 0,56 = (207,5 + j140) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_6 = P_6 + jQ_6 = 200 \cdot 0,87 + j200 \cdot 0,49 = (174 + j98) \text{ кВА}.$$

Потужності на ділянках мережі 10 кВ:

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_3 = (297,5 + j185,5) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_{56} = \underline{S}_6 = (174 + j98) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_{25} = \underline{S}_{56} + \underline{S}_5 = (174 + j98) + (207,5 + j140) = (381,5 + j238) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{23} + \underline{S}_{25} = (297,5 + j185,5) + (381,5 + j238) = (679 + j423,5) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_{14} = \underline{S}_4 = (270 + j132) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{14} = (679 + j423,5) + (270 + j132) = (949 + j555,5) \text{ кВА}.$$

3. Втрати напруги до пункту 4, 3 і 6 через потужності ділянок:

$$\begin{aligned}
\Delta U_{A-4} &= (P_{A1} \cdot R_{A1} + Q_{A1} \cdot X_{A1}) / U_{\text{ном}} + (P_{14} \cdot R_{14} + Q_{14} \cdot X_{14}) / U_{\text{ном}} = \\
&= (949 \cdot 1,29 + 555,5 \cdot 0,41) / 10 + (270 \cdot 10,68 + 132 \cdot 1,14) / 10 = 145,2 + 303,4 = 448,6 \text{ В};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta U_{A-3} &= (P_{A1} \cdot R_{A1} + Q_{A1} \cdot X_{A1}) / U_{\text{ном}} + (P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}) / U_{\text{ном}} + \\
&+ (P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}) / U_{\text{ном}} = (949 \cdot 1,29 + 555,5 \cdot 0,41) / 10 + \\
&+ (679 \cdot 1,33 + 423,5 \cdot 0,26) / 10 + (297,5 \cdot 5,34 + 185,5 \cdot 0,75) / 10 = 145,2 + 101,3 + 169,4 = \\
&= 415,9 \text{ В};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta U_{A-6} &= (P_{A1} \cdot R_{A1} + Q_{A1} \cdot X_{A1}) / U_{\text{ном}} + (P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}) / U_{\text{ном}} + \\
&+ (P_{25} \cdot R_{25} + Q_{25} \cdot X_{25}) / U_{\text{ном}} + (P_{26} \cdot R_{26} + Q_{26} \cdot X_{26}) / U_{\text{ном}} = \\
&= (949 \cdot 1,29 + 555,5 \cdot 0,41) / 10 + (679 \cdot 1,33 + 423,5 \cdot 0,26) / 10 + \\
&+ (381,5 \cdot 3,1 + 238 \cdot 0,45) / 10 + (174 \cdot 6,23 + 98 \cdot 0,67) / 10 = 145,2 + 101,3 + 129 + 115 = \\
&= 490,5 \text{ В}.
\end{aligned}$$

Найбільша втрата напруги (до пункту 6) дорівнює:

$$\Delta U_{A-6\%} = (\Delta U_{A-6} / U_{\text{ном}}) \cdot 100 = (490,5 / 10000) \cdot 100 = 4,9 \text{ \%}.$$

4. Втрати напруги до пункту 4, 3 і 6, через потужності навантажень:

$$\begin{aligned}
\Delta U_{A-4} &= [P_4(R_{A1} + R_{14}) + Q_4(X_{A1} + X_{14}) + \\
&+ (P_3 + P_5 + P_6)R_{A1} + (Q_3 + Q_5 + Q_6)X_{A1}] / U_{\text{ном}} = \\
&= [270 \cdot (1,29 + 10,68) + 132 \cdot (0,41 + 1,14) + \\
&+ (297,5 + 207,5 + 174) \cdot 1,29 + (185,5 + 140 + 98) \cdot 0,41] / 10 = 343,6 + 105 = 448,6 \text{ В};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta U_{A-3} &= [P_3(R_{A1} + R_{12} + R_{23}) + Q_4(X_{A1} + X_{12} + X_{23}) + P_4 \cdot R_{A1} + Q_4 \cdot X_{A1} + \\
&+ (P_5 + P_6)(R_{A1} + R_{12}) + (Q_5 + Q_6)(X_{A1} + X_{12})] / U_{\text{ном}} = \\
&= [297,5 \cdot (1,29 + 1,33 + 5,34) + 185,5 \cdot (0,41 + 0,26 + 0,57) + 270 \cdot 1,29 + 132 \cdot 0,41 + \\
&+ (207,5 + 174)(1,29 + 1,33) + (140 + 98)(0,41 + 0,26)] / 10 = \\
&= 259,8 + 40,2 + 115,9 = 415,9 \text{ В};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\Delta U_{A-6} &= [P_6(R_{A1} + R_{12} + R_{25} + R_{56}) + Q_6(X_{A1} + X_{12} + X_{25} + X_{56}) + \\
&+ P_5(R_{A1} + R_{12} + R_{25}) + Q_5(X_{A1} + X_{12} + X_{25}) + \\
&+ P_3(R_{A1} + R_{12}) + Q_3(X_{A1} + X_{12}) + P_4 \cdot R_{A1} + Q_4 \cdot X_{A1}] / U_{\text{ном}} = \\
&= [174 \cdot (1,29 + 1,33 + 3,1 + 6,23) + 98 \cdot (0,41 + 0,26 + 0,45 + 0,67) +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + 207,5 \cdot (1,29 + 1,33 + 3,1) + 140 \cdot (0,41 + 0,26 + 0,45) + \\
& + 297,5 \cdot (1,29 + 1,33) + 185,5 \cdot (0,41 + 0,26) + 270 \cdot 1,29 + 132 \cdot 0,41] / 10 = \\
& = 225,5 + 134,4 + 90,4 + 40,2 = 490,5 \text{ В.}
\end{aligned}$$

Як і в першому випадку, найбільша втрата напруги відповідає пункту 6:

$$\Delta U_{A-6} = 490,5 \text{ В або } \Delta U_{A-6\%} = 4,9 \text{ \%}.$$

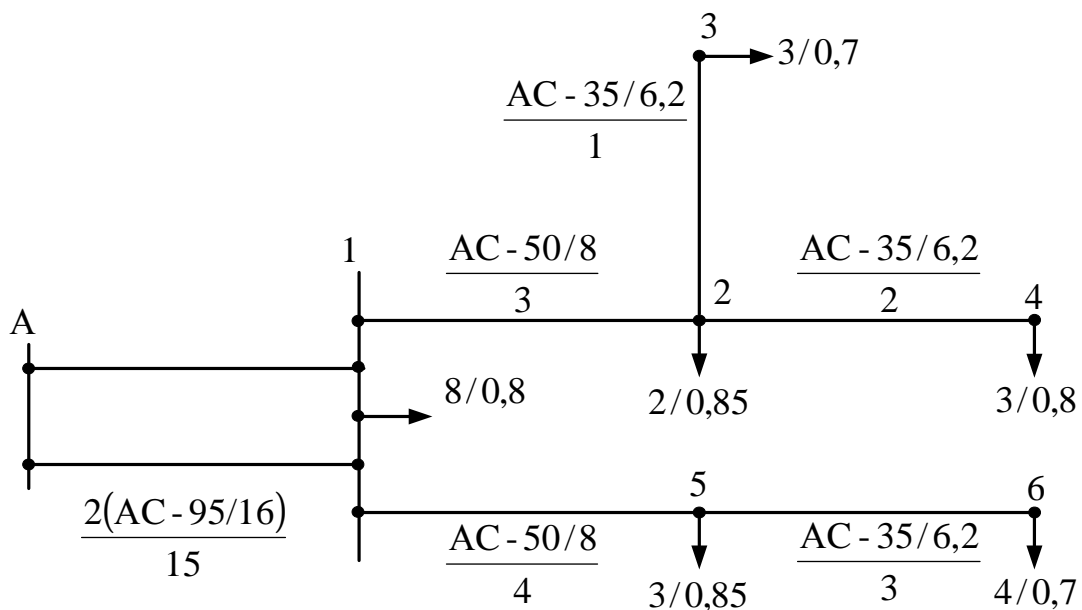
Приклад 5.2 Визначити найбільші втрати напруги в електричній мережі 35 кВ, показаній на схемі

1. За табл. А.1 і А.4 питомі параметри проводів мережі 35 кВ:

АС-95/16: $r_0 = 0,306 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,411 \text{ Ом/км}$;

АС-50/8: $r_0 = 0,603 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,433 \text{ Ом/км}$;

АС-35/6,2: $r_0 = 0,79 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,455 \text{ Ом/км}$.



АС-50/8 /3 – марка дроту /l, км; 3/0,8 – S, МВА/cosφ.

Опір проводів ділянок мережі 35 кВ:

$$R_{A1} = r_0 \cdot l_{A1} / 2 = 0,306 \cdot 15 / 2 = 2,3 \text{ Ом}; X_{A1} = x_0 \cdot l_{A1} / 2 = 0,411 \cdot 15 / 2 = 3,08 \text{ Ом};$$

$$R_{12} = r_0 \cdot l_{12} = 0,603 \cdot 3 = 1,81 \text{ Ом}; X_{12} = x_0 \cdot l_{12} = 0,433 \cdot 3 = 1,3 \text{ Ом};$$

$$R_{23} = 0,79 \cdot 1 = 0,79 \text{ Ом}; X_{23} = 0,455 \cdot 1 = 0,455 \text{ Ом};$$

$$R_{24} = 0,79 \cdot 2 = 1,58 \text{ Ом}; X_{24} = 0,455 \cdot 2 = 0,91 \text{ Ом};$$

$$R_{15} = 0,603 \cdot 4 = 2,41 \text{ Ом}; X_{15} = 0,433 \cdot 4 = 1,73 \text{ Ом};$$

$$R_{56} = 0,79 \cdot 3 = 2,37 \text{ Ом}; X_{56} = 0,455 \cdot 3 = 1,37 \text{ Ом}.$$

Потужності навантажень мережі 35 кВ:

$$\underline{S}_1 = S_1 \cdot \cos\varphi_1 + j S_1 \cdot \sin\varphi_1 = 8 \cdot 0,8 + j 8 \cdot 0,6 = (6,4 + j 4,8) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_2 = 2 \cdot 0,85 + j 2 \cdot 0,53 = (1,7 + j 1,06) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_3 = 1 \cdot 0,7 + j 1 \cdot 0,71 = (0,7 + j 0,71) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_4 = 3 \cdot 0,8 + j 3 \cdot 0,6 = (2,4 + j 1,8) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_5 = 3 \cdot 0,85 + j 3 \cdot 0,53 = (2,6 + j 1,6) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_6 = 4 \cdot 0,7 + j 4 \cdot 0,71 = (2,8 + j 2,84) \text{ МВА}.$$

2. Потужності на ділянках мережі 35 кВ:

$$\underline{S}_{24} = \underline{S}_4 = (2,4 + j1,8) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_3 = (0,7 + j0,71) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_2 + \underline{S}_{23} + \underline{S}_{24} = (1,7 + j1,06) + (0,7 + j0,71) + (2,4 + j1,8) = (4,8 + j3,57) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{56} = \underline{S}_6 = (2,8 + j2,84) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{15} = \underline{S}_{56} + \underline{S}_5 = (2,8 + j2,84) + (2,6 + j1,6) = (5,4 + j4,44) \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_{12} + \underline{S}_{15} = (6,4 + j4,8) + (4,8 + j3,57) + (5,4 + j4,44) = (16,6 + j12,81) \text{ МВА}.$$

3. Втрати напруги на ділянках мережі 35 кВ:

$$\Delta U_{A1} = (P_{A1} \cdot R_{A1} + Q_{A1} \cdot X_{A1}) / U_{\text{ном}} = (16,6 \cdot 2,3 + 12,81 \cdot 3,08) / 35 = 2,22 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = (P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}) / U_{\text{ном}} = (4,8 \cdot 1,81 + 3,57 \cdot 1,3) / 35 = 0,38 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{23} = (P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}) / U_{\text{ном}} = (0,7 \cdot 0,79 + 0,71 \cdot 0,455) / 35 = 0,03 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{24} = (P_{24} \cdot R_{24} + Q_{24} \cdot X_{24}) / U_{\text{ном}} = (2,4 \cdot 1,58 + 1,8 \cdot 0,91) / 35 = 0,16 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{15} = (P_{15} \cdot R_{15} + Q_{15} \cdot X_{15}) / U_{\text{ном}} = (5,4 \cdot 2,41 + 4,44 \cdot 1,73) / 35 = 0,59 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{56} = (P_{56} \cdot R_{56} + Q_{56} \cdot X_{56}) / U_{\text{ном}} = (2,8 \cdot 2,37 + 2,84 \cdot 1,37) / 35 = 0,3 \text{ кВ}.$$

Сумарні втрати напруги в мережі 35 кВ до найбільш віддалених пунктів:

$$\Delta U_{A-3} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 2,22 + 0,38 + 0,02 = 2,63 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A-4} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{24} = 2,22 + 0,38 + 0,16 = 2,76 \text{ кВ};$$

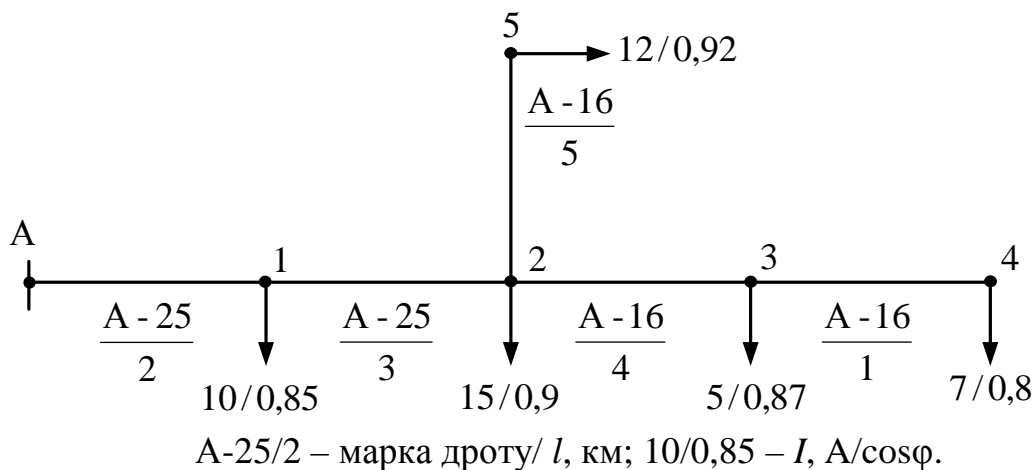
$$\Delta U_{A-6} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{15} + \Delta U_{56} = 2,22 + 0,59 + 0,3 = 3,11 \text{ кВ}.$$

Найбільша втрата напруги в мережі 35 кВ відповідає значенню втрати до пункту 6:

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{A-6} = 3,11 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{\text{нб}\%} = (\Delta U_{A-6} / U_{\text{ном}}) \cdot 100 = (3,11 / 35) \cdot 100 = 8,9 \text{ \%}.$$

Приклад 5.3 Визначити найбільші втрати напруги в електричній мережі 10 кВ, показаній на схемі.



1. За табл. А.1 і А.3 питомі параметри дротів мережі 10 кВ:

$$\text{А-25: } r_0 = 1,165 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,377 \text{ Ом/км};$$

$$\text{А-16: } r_0 = 1,838 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,391 \text{ Ом/км}.$$

Опори проводів ділянок мережі 10 кВ:

$$R_{A1} = r_0 l_{A1} = 1,165 \cdot 2 = 2,33 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = x_0 l_{A1} = 0,377 \cdot 2 = 0,754 \text{ Ом};$$

$$R_{12} = 1,165 \cdot 3 = 3,495 \text{ Ом}; \quad X_{12} = 0,377 \cdot 3 = 1,131 \text{ Ом};$$

$$R_{23} = 1,838 \cdot 4 = 7,352 \text{ Ом}; X_{23} = 0,391 \cdot 4 = 1,564 \text{ Ом};$$

$$R_{34} = 1,838 \cdot 1 = 1,838 \text{ Ом}; X_{34} = 0,391 \cdot 1 = 0,391 \text{ Ом};$$

$$R_{25} = 1,838 \cdot 5 = 9,19 \text{ Ом}; X_{25} = 0,391 \cdot 5 = 1,955 \text{ Ом}.$$

2. Втрати напруги до точки 5, визначувана за струмом навантаження:

$$\begin{aligned} \Delta U_{A-5} &= \sqrt{3} \{ [I_1 \cos \varphi_1 R_{A1} + I_1 \sin \varphi_1 X_{A1}] + \\ &+ [(I_2 \cos \varphi_2 + I_3 \cos \varphi_3 + I_4 \cos \varphi_4)(R_{A1} + R_{12}) + \\ &+ (I_2 \sin \varphi_2 + I_3 \sin \varphi_3 + I_4 \sin \varphi_4)(X_{A1} + X_{12})] + \\ &+ [I_5 \cos \varphi_5 (R_{A1} + R_{12} + R_{25}) + I_5 \sin \varphi_5 (X_{A1} + X_{12} + X_{25})] \} = \\ &= \sqrt{3} \{ [10 \cdot 0,85 \cdot 2,33 + 10 \cdot 0,53 \cdot 0,754] + [(15 \cdot 0,9 + 5 \cdot 0,87 + 7 \cdot 0,8)(2,33 + 3,495) + \\ &+ (15 \cdot 0,44 + 5 \cdot 0,49 + 7 \cdot 0,6)(0,754 + 1,131)] + \\ &+ [12 \cdot 0,92(2,33 + 3,495 + 9,19) + 12 \cdot 0,39(0,754 + 1,31 + 1,955)] \} = 640,88 \text{ В}. \end{aligned}$$

3. Втрати напруги до точки 4, визначена за струмом навантаження:

$$\begin{aligned} \Delta U_{A-4} &= \sqrt{3} \{ [I_1 \cdot \cos \varphi_1 \cdot R_{A1} + I_1 \cdot \sin \varphi_1 \cdot X_{A1}] + [I_2 \cdot \cos \varphi_2 (R_{A1} + R_{12}) + I_2 \cdot \sin \varphi_2 (X_{A1} + X_{12})] + \\ &+ [I_3 \cdot \cos \varphi_3 (R_{A1} + R_{12} + R_{23}) + I_3 \cdot \sin \varphi_3 (X_{A1} + X_{12} + X_{23})] + \\ &+ [I_4 \cdot \cos \varphi_4 (R_{A1} + R_{12} + R_{23} + R_{34}) + I_4 \cdot \sin \varphi_4 (X_{A1} + X_{12} + X_{23} + X_{34})] + \\ &+ [I_5 \cdot \cos \varphi_5 (R_{A1} + R_{12} + R_{25}) + I_5 \cdot \sin \varphi_5 (X_{A1} + X_{12} + X_{25})] \} = \\ &= \sqrt{3} \{ [10 \cdot 0,85 \cdot 2,33 + 10 \cdot 0,53 \cdot 0,754] + [15 \cdot 0,9(2,33 + 3,495) + 15 \cdot 0,44(0,754 + 1,131)] + \\ &+ [5 \cdot 0,87(2,33 + 3,495 + 7,352) + 5 \cdot 0,49(0,754 + 1,131 + 1,564)] + \\ &+ [7 \cdot 0,8(2,33 + 3,495 + 7,352 + 1,898) + 7 \cdot 0,6(0,754 + 1,131 + 1,564 + 0,391)] + \\ &+ [12 \cdot 0,92(2,33 + 3,495 + 9,19) + 12 \cdot 0,39(0,754 + 1,131 + 1,955)] \} = 612,4 \text{ В}. \end{aligned}$$

4. Повні струми на ділянках мережі 10 кВ:

$$I_{34} = I_4 = 7 \text{ А};$$

$$I_{23} = I_{34} + I_3 = 7 + 5 = 12 \text{ А};$$

$$I_{25} = I_5 = 12 \text{ А};$$

$$I_{12} = I_{23} + I_2 + I_{25} = 12 + 15 + 12 = 39 \text{ А};$$

$$I_{A1} = I_{12} + I_1 = 39 + 10 = 49 \text{ А}.$$

Активні складові струмів на ділянках мережі 10 кВ:

$$I_{a34} = I_{a4} = 7 \cdot 0,8 = 5,6 \text{ А};$$

$$I_{a23} = I_{a34} + I_{a3} = 5,6 + 5 \cdot 0,87 = 9,95 \text{ А};$$

$$I_{a25} = I_{a5} = 12 \cdot 0,92 = 11,04 \text{ А};$$

$$I_{a12} = I_{a23} + I_{a2} + I_{a25} = 9,95 + 15 \cdot 0,9 + 11,04 = 34,49 \text{ А};$$

$$I_{aA1} = I_{a12} + I_{a1} = 34,49 + 10 \cdot 0,85 = 42,99 \text{ А}.$$

Коефіцієнти потужності на ділянках мережі 10 кВ:

$$\cos \varphi_{34} = 0,8;$$

$$\cos \varphi_{23} = I_{a23} / I_{23} = 9,95 / 12 = 0,83;$$

$$\cos \varphi_{25} = 0,92;$$

$$\cos \varphi_{12} = I_{a12} / I_{12} = 34,49 / 39 = 0,88;$$

$$\cos \varphi_{A1} = I_{aA1} / I_{A1} = 42,99 / 49 = 0,88.$$

5. Втрати напруги до пункту 5 визначається за струмами ділянок:

$$\begin{aligned} \Delta U_{A-5} &= \sqrt{3} [(I_{A1} \cdot \cos \varphi_{A1} \cdot R_{A1} + I_{A1} \cdot \sin \varphi_{A1} \cdot X_{A1}) + \\ &+ (I_{12} \cdot \cos \varphi_{12} \cdot R_{12} + I_{12} \cdot \sin \varphi_{12} \cdot X_{12}) + (I_{25} \cdot \cos \varphi_{25} \cdot R_{25} + I_{25} \cdot \sin \varphi_{25} \cdot X_{25})] = \\ &= \sqrt{3} [(49 \cdot 0,88 \cdot 2,33 + 49 \cdot 0,47 \cdot 0,754) + (39 \cdot 0,88 \cdot 3,495 + 39 \cdot 0,47 \cdot 1,131) + \\ &+ (12 \cdot 0,92 \cdot 9,19 + 12 \cdot 0,39 \cdot 1,955)] = 639,3 \text{ В}. \end{aligned}$$

6. Втрати напруги до точки 4 визначається за струмами ділянок:

$$\begin{aligned} \Delta U_{A-4} = & \sqrt{3}[(I_{A1} \cdot \cos \varphi_{A1} \cdot R_{A1} + I_{A1} \cdot \sin \varphi_{A1} \cdot X_{A1}) + \\ & + (I_{12} \cdot \cos \varphi_{12} \cdot R_{12} + I_{12} \cdot \sin \varphi_{12} \cdot X_{12}) + (I_{23} \cdot \cos \varphi_{23} \cdot R_{23} + I_{23} \cdot \sin \varphi_{23} \cdot X_{23}) + \\ & + (I_{34} \cdot \cos \varphi_{34} \cdot R_{34} + I_{34} \cdot \sin \varphi_{34} \cdot X_{34})] = \sqrt{3}[(49,0,88 \cdot 2,33 + 49,0,47 \cdot 0,754) + \\ & + (39,0,88 \cdot 3,495 + 39,0,47 \cdot 1,131) + (12,0,83 \cdot 7,352 + 12,0,56 \cdot 1,564) + \\ & + (7,0,8 \cdot 1,838 + 7,0,6 \cdot 0,391)] = 612,7 \text{ В.} \end{aligned}$$

7. Втрати напруги до точки 5:

$$\Delta U_{A-5\%} = (\Delta U_{A-5} / U_{\text{ном}}) \cdot 100 \approx (640 / 10000) \cdot 100 = 6,4 \text{ \%}.$$

Аналогічно втраті напруги до точки 4:

$$\Delta U_{A-4\%} = (\Delta U_{A-4} / U_{\text{ном}}) \cdot 100 \approx (612,7 / 10000) \cdot 100 = 6,1 \text{ \%}.$$

Приклад 5.4. Визначити найбільші втрати напруги в електричній мережі 0,38 кВ, показаній на схемі.

1. За табл. А.1 і А.3 питомі параметри проводів мережі 0,38 кВ:

$$\text{А-50: } r_0 = 0,558 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,325 \text{ Ом/км;}$$

$$\text{А-25: } r_0 = 1,65 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,345 \text{ Ом/км;}$$

Опір ділянок мережі 0,38 кВ:

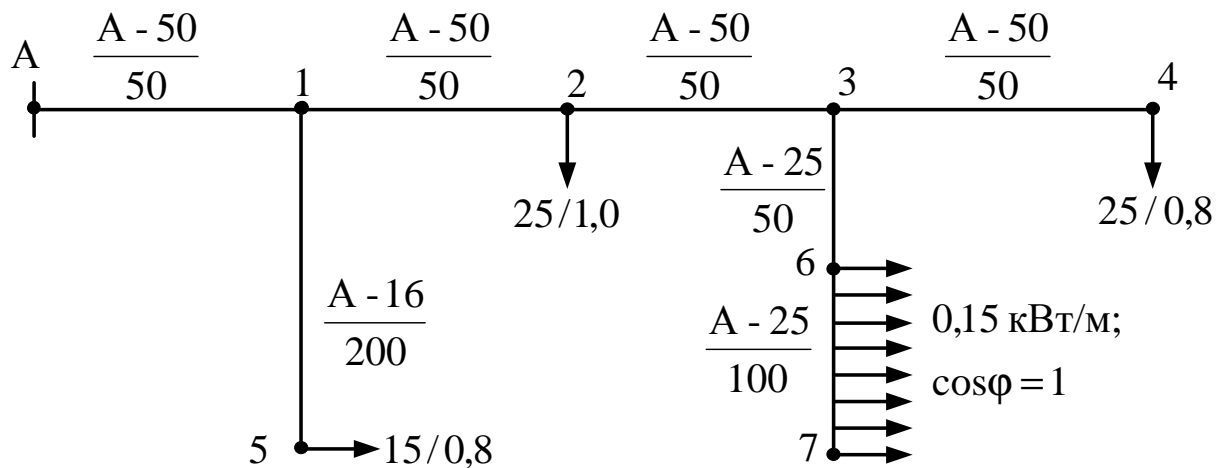
$$R_{A1} = R_{12} = R_{23} = R_{34} = r_0 \cdot l = 0,588 \cdot 0,05 = 0,0279 \text{ Ом;}$$

$$X_{A1} = X_{12} = X_{23} = X_{34} = x_0 \cdot l = 0,325 \cdot 0,05 = 0,0163 \text{ Ом;}$$

$$R_{36} = 1,165 \cdot 0,05 = 0,0583 \text{ Ом; } X_{36} = 0,345 \cdot 0,05 = 0,0173 \text{ Ом;}$$

$$R_{67} = 1,165 \cdot 0,1 = 0,165 \text{ Ом; } X_{67} = 0,345 \cdot 0,1 = 0,0345 \text{ Ом;}$$

$$R_{15} = 1,838 \cdot 0,2 = 0,676 \text{ Ом; } X_{15} = 0,358 \cdot 0,2 = 0,0716 \text{ Ом.}$$



А-50/50 – марка дроту/ l , м; 25/0,8 – S , кВА/ $\cos \varphi$.

Потужності навантажень мережі 0,38 кВ:

$$\underline{S}_2 = S_{H2} \cdot \cos \varphi_2 + j S_{H2} \cdot \sin \varphi_2 = 25 \cdot 1 + j 25 \cdot 0 = (25 + j0) \text{ кВА;}$$

$$\underline{S}_4 = 25 \cdot 0,8 + j 25 \cdot 0,6 = (20 + j15) \text{ кВА;}$$

$$\underline{S}_5 = 15 \cdot 0,8 + j 15 \cdot 0,6 = (12 + j9) \text{ кВА;}$$

$$\underline{S}_{67} = \underline{S}_8 = 0,15 \cdot 100 \cdot 1 + j 0,15 \cdot 100 \cdot 0 = (15 + j0) \text{ кВА.}$$

2. Потужності на ділянках мережі 0,38 кВ:

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_4 = (20 + j15) \text{ кВА;}$$

$$\underline{S}_{38} = \underline{S}_8 = (15 + j0) \text{ кВА;}$$

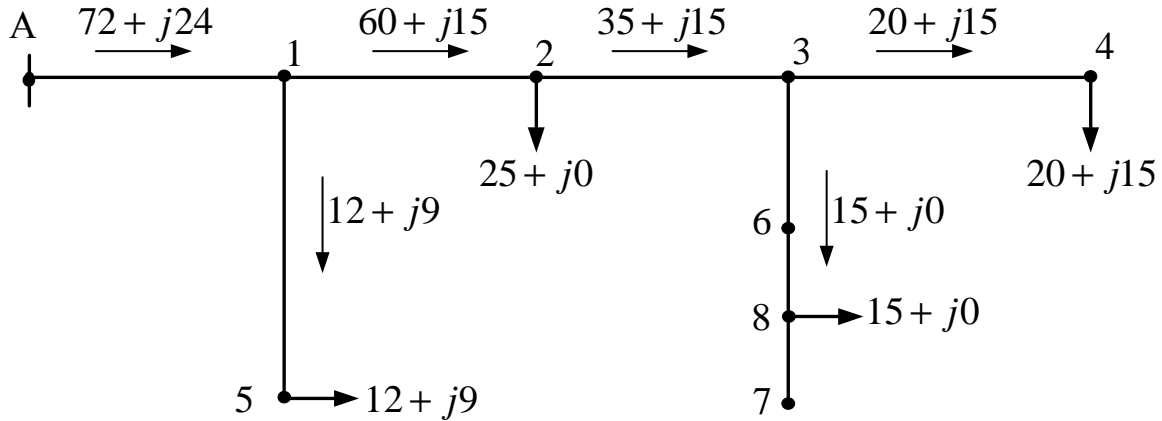
$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{38} + \underline{S}_{34} = (15 + j0) + (20 + j15) = (35 + j15) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{23} + \underline{S}_2 = (35 + j15) + (25 + j0) = (60 + j15) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_{15} = \underline{S}_5 = (12 + j9) \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{15} = (60 + j15) + (12 + j9) = (72 + j24) \text{ кВА}.$$

Потужності на ділянках мережі 0,38 кВ указані на схемі:



3. Втрати напруги на ділянках мережі 0,38 кВ:

$$\Delta U_{A1} = (P_{A1} \cdot R_{A1} + Q_{A1} \cdot X_{A1}) / U_{\text{ном}} = (72 \cdot 0,0279 + 24 \cdot 0,0163) / 0,38 = 6,32 \text{ В};$$

$$\Delta U_{12} = (P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}) / U_{\text{ном}} = (60 \cdot 0,0279 + 15 \cdot 0,0163) / 0,38 = 5,05 \text{ В};$$

$$\Delta U_{23} = (P_{23} \cdot R_{23} + Q_{23} \cdot X_{23}) / U_{\text{ном}} = (35 \cdot 0,0279 + 15 \cdot 0,0163) / 0,38 = 3,21 \text{ В};$$

$$\Delta U_{34} = (P_{34} \cdot R_{34} + Q_{34} \cdot X_{34}) / U_{\text{ном}} = (20 \cdot 0,0279 + 15 \cdot 0,0163) / 0,38 = 2,11 \text{ В};$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{38} &= [P_{38}(R_{36} + 0,5R_{67}) + Q_{38}(X_{36} + 0,5X_{67})] / U_{\text{ном}} = \\ &= [15(0,0583 + 0,5 \cdot 0,1165) + 0(0,0173 + 0,5 \cdot 0,0345)] / 0,38 = 4,6 \text{ В}; \end{aligned}$$

$$\Delta U_{15} = (P_{15} \cdot R_{15} + Q_{15} \cdot X_{15}) / U_{\text{ном}} = (12 \cdot 0,3676 + 9 \cdot 0,0716) / 0,38 = 13,3 \text{ В}.$$

4. Сумарні втрати напруги в мережі 0,38 кВ до найбільш віддалених точок:

$$\Delta U_{A-4} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} + \Delta U_{34} = 6,32 + 5,05 + 3,21 + 2,11 = 16,69 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A-5} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{15} = 6,32 + 13,3 = 19,62 \text{ В};$$

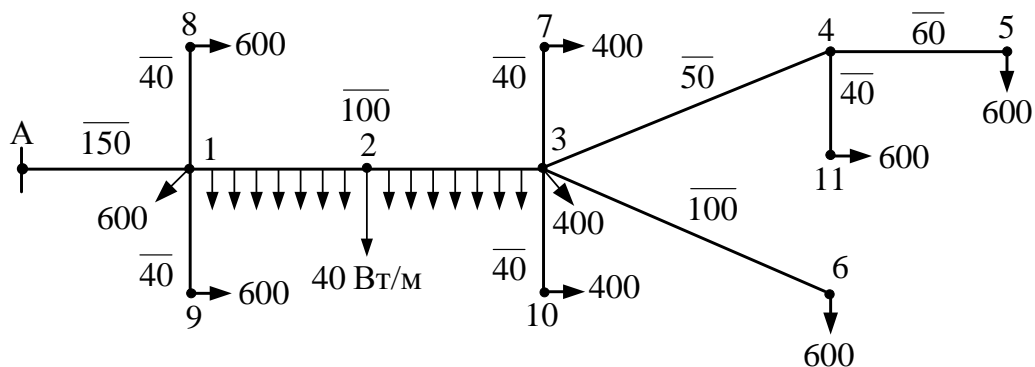
$$\begin{aligned} \Delta U_{A-7} = \Delta U_{A-8} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} + \Delta U_{38} = \\ = 6,32 + 5,05 + 3,21 + 4,6 = 19,18 \text{ В}. \end{aligned}$$

5. Найбільша втрата напруги в мережі 0,38 кВ відповідає значенню втрати до точки 5:

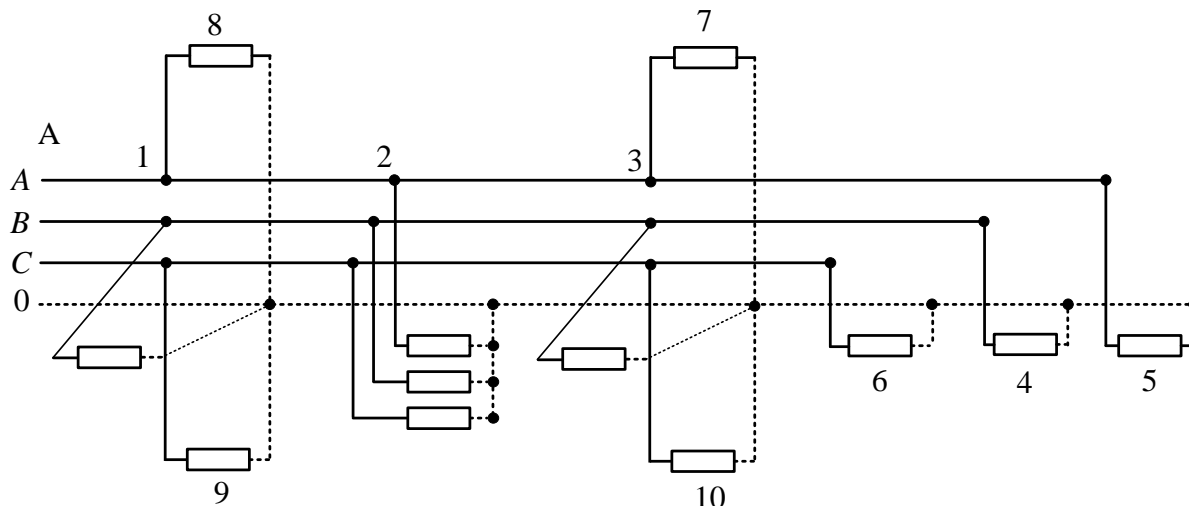
$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{A-5} = 19,62 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\text{нб}\%} = (\Delta U_{A-5} / U_{\text{ном}}) \cdot 100 = (19,62 / 380) \cdot 100 = 5,16 \%.$$

Приклад 5.5 Визначити втрати напруги в освітлювальній мережі 380/220 В, виконаній проводом А-16. Довжини ділянок у метрах і навантаження у ватах показані на схемі мережі. Ділянки А-1-2-3 – трифазні чотирипровідні, ділянка 3-4 – двофазна трипровідна, решта ділянок – однофазні двопровідні, на ділянці 1-2-3 – трифазне рівномірно розподілене навантаження.



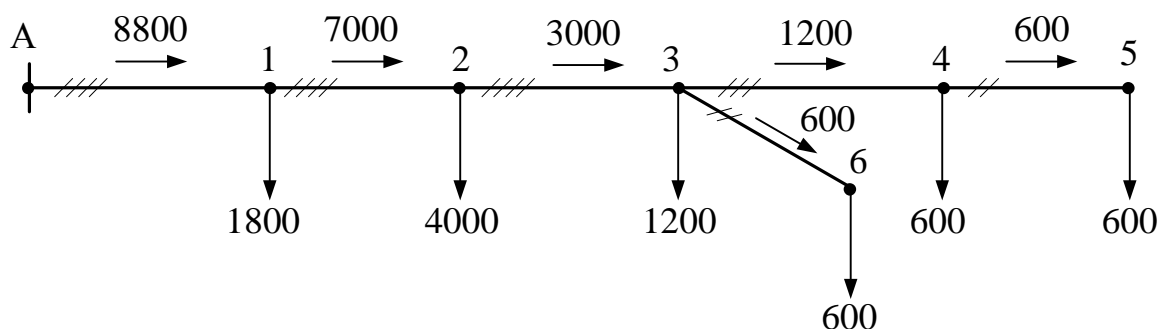
Розподіл навантажень за фазами показано на схемі:



Рівномірне навантаження на ділянках 1-2-3 замінюється зосередженою, підключеною в середині ділянок (точка 2),

$$P_2 = p \cdot l_{1-2-3} = 40 \cdot 100 = 4000 \text{ Вт.}$$

Потужності на ділянках мережі показані на схемі:



Втрата напруги на ділянках А-1-2-3:

$$\Delta U_{A-3} = \rho / (F \cdot U) \sum P_i \cdot l_i = 28,8 \cdot 10^{-3} / (16 \cdot 380) (8800 \cdot 150 + 7000 \cdot 50 + 3000 \cdot 50) = 8,65 \text{ В.}$$

Втрата напруги на ділянці 3-4:

$$\Delta U_{\phi 34} = 0,75 \sqrt{3} \rho / (F \cdot U) \sum P_i \cdot l_i = 0,75 \sqrt{3} \cdot 28,8 \cdot 10^{-3} / (16 \cdot 380) (1200 \cdot 50) = 0,37 \text{ В.}$$

Втрата напруги на ділянці 4-5:

$$\Delta U_{\phi 45} = 2 \sqrt{3} \rho / (F \cdot U) \sum P_i \cdot l_i = 2 \sqrt{3} \cdot 28,8 \cdot 10^{-3} / (16 \cdot 380) (600 \cdot 60) = 0,59 \text{ В.}$$

Втрата напруги на ділянці 3-6:

$$\Delta U_{\phi 36} = 2 \sqrt{3} \rho / (F \cdot U) \sum P_i \cdot l_i = 2 \sqrt{3} \cdot 28,8 \cdot 10^{-3} / (16 \cdot 380) (600 \cdot 100) = 0,98 \text{ В.}$$

Повна втрата напруги до точки 5:

$$\Delta U_{A-5} = 8,65 + \sqrt{3} (0,37 + 0,59) = 10,31 \text{ В;}$$

$$\Delta U_{A-5\%} = (10,31/380) \cdot 100 = 2,7 \, \%$$

Повна втрата напруги до точки б:

$$\Delta U_{A-6} = \sqrt{3}(8,65 + 0,98) = 10,35 \, \text{В};$$

$$\Delta U_{A-6\%} = (10,35/380) \cdot 100 = 2,72 \, \%.$$

Приклад 5.6. Визначити втрати напруги в чотирипровідній освітлювальній лінії 380/220 В завдовжки 50 м, якщо навантаження при $\cos\varphi = 0,7$ і $\cos\varphi = 1$ розподілено по фазах несиметрично: $I_A = 70 \, \text{А}$, $I_B = 10 \, \text{А}$, $I_C = 30 \, \text{А}$.

Фази лінії виконані проводом А-25, а нульовий провід А-16.

1. За табл. А.1 і А.3 питомі параметри проводів мережі:

$$\text{А-25: } r_0 = 1,165 \, \text{Ом/км}; x_0 = 0,345 \, \text{Ом/км};$$

$$\text{А-16: } r_0 = 1,838 \, \text{Ом/км}; x_0 = 0,358 \, \text{Ом/км}.$$

Опір фазних проводів мережі:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l = 1,165 \cdot 0,05 = 0,058 \, \text{Ом}; X_{\text{л}} = x_0 \cdot l = 0,345 \cdot 0,05 = 0,017 \, \text{Ом}.$$

Опір нульового дроту мережі:

$$R_0 = 1,838 \cdot 0,05 = 0,092 \, \text{Ом}; X_0 = 0,358 \cdot 0,05 = 0,018 \, \text{Ом}.$$

2. Втрати напруги у прямому і зворотному дротах кожної фази лінії при $\cos\varphi = 0,7$:

$$\begin{aligned} \Delta U_{0A} &= I_A \cdot \cos\varphi (R_A + R_0) - 0,5(I_B \cdot \cos\varphi + I_C \cdot \cos\varphi)R_0 + I_A \cdot \sin\varphi (X_A + X_0) - \\ &\quad - 0,5(I_B \cdot \sin\varphi + I_C \cdot \sin\varphi)X_0 = 70 \cdot 0,7(0,058 + 0,092) - \\ &\quad - 0,5(10 \cdot 0,7 + 30 \cdot 0,7)0,092 + 70 \cdot 0,71(0,017 + 0,018) - 0,5(10 \cdot 0,71 + 30 \cdot 0,71)0,018 = \\ &\quad = 7,55 \, \text{В}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{0B} &= I_B \cdot \cos\varphi (R_B + R_0) - 0,5(I_A \cdot \cos\varphi + I_C \cdot \cos\varphi)R_0 + I_B \cdot \sin\varphi (X_B + X_0) - \\ &\quad - 0,5(I_A \cdot \sin\varphi + I_C \cdot \sin\varphi)X_0 = 10 \cdot 0,7(0,058 + 0,092) - 0,5(70 \cdot 0,7 + 30 \cdot 0,7)0,058 + \\ &\quad + 10 \cdot 0,71(0,017 + 0,018) - 0,5(70 \cdot 0,71 + 30 \cdot 0,71)0,018 = -1,37 \, \text{В}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{0C} &= I_C \cdot \cos\varphi (R_C + R_0) - 0,5(I_A \cdot \cos\varphi + I_B \cdot \cos\varphi)R_0 + I_C \cdot \sin\varphi (X_C + X_0) - \\ &\quad - 0,5(I_A \cdot \sin\varphi + I_B \cdot \sin\varphi)X_0 = 30 \cdot 0,7(0,058 + 0,092) - \\ &\quad - 0,5(70 \cdot 0,7 + 10 \cdot 0,7)0,092 + 30 \cdot 0,71(0,017 + 0,018) - 0,5(70 \cdot 0,71 + 10 \cdot 0,71)0,018 = \\ &\quad = 0,81 \, \text{В}, \end{aligned}$$

що у відсотках фазної номінальної напруги:

$$\Delta U_{0A\%} = (\Delta U_{0A} / U_{\text{ном.ф}}) \cdot 100 = (7,55/220) 100 = 3,43 \, \%;$$

$$\Delta U_{0B\%} = (\Delta U_{0B} / U_{\text{ном.ф}}) \cdot 100 = (-1,37/220) 100 = -0,62 \, \%;$$

$$\Delta U_{0C\%} = (\Delta U_{0C} / U_{\text{ном.ф}}) \cdot 100 = (0,81/220) 100 = 0,37 \, \%,$$

тобто напруга у фазі В збільшується на 0,62 %, у фазі А зменшується на 3,43 %, а у фазі С зменшується на 0,37 %.

У разі симетричного навантаження лінії ($I_A = I_B = I_C = 36,7 \, \text{А}$) і в сумі, що дорівнює несиметричному навантаженню ($36,7 \cdot 3 = 70 + 10 + 30 = 110 \, \text{А}$), втрата напруги в кожній фазі становить:

$$\Delta U = \sqrt{3}(I \cdot \cos\varphi \cdot R + I \cdot \sin\varphi \cdot X) = \sqrt{3}(36,7 \cdot 0,7 \cdot 0,058 + 36,7 \cdot 0,71 \cdot 0,017) = 3,35 \, \text{В}$$

або

$$\Delta U_{\%} = (\Delta U / U_{\text{ном.ф}}) 100 = (3,35/220) 100 = 1,52 \, \%,$$

оскільки струм у нульовому проводі при симетричному навантаженні дорівнює нулю.

3. Втрати напруги у прямому і зворотному дротах кожної фази лінії при $\cos\varphi = 1$:

$$\begin{aligned}\Delta U_{0A} &= I_A(R_A + R_0) - 0,5(I_B + I_C)R_0 = 70(0,058 + 0,092) - 0,5(10 + 30)0,092 = 8,66 \text{ В}; \\ \Delta U_{0B} &= I_B(R_B + R_0) - 0,5(I_A + I_C)R_0 = 10(0,058 + 0,092) - 0,5(70 + 30)0,092 = -3,1 \text{ В}; \\ \Delta U_{0C} &= I_C(R_C + R_0) - 0,5(I_B + I_A)R_0 = 30(0,058 + 0,092) - 0,5(70 + 10)0,092 = 0,82 \text{ В};\end{aligned}$$

$$\Delta U_{0A\%} = (8,66/220)100 = 3,94 \%;$$

$$\Delta U_{0B\%} = (-3,1/220)100 = -1,41 \%;$$

$$\Delta U_{0C\%} = (0,82/220)100 = 0,37 \%.$$

Примітка. Аналогічний результат буде отриманий при неврахуванні індуктивних опорів прямого і зворотного проводів кожної фази лінії.

Для розрахунків використана формула (5.36):

$$\begin{aligned}\Delta U_{0A\%} &= \rho \cdot l / U_{\text{ном.ф}} [I_A/F + (I_A - 0,5(I_B + I_C))/F_0] \cdot 100 = \\ &= 28,8 \cdot 0,05 / 220 [70/25 + (70 - 0,5(10 + 30))/16] \cdot 100 = 3,88 \%;\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{0B\%} &= \rho \cdot l / U_{\text{ном.ф}} [I_B/F + (I_B - 0,5(I_A + I_C))/F_0] \cdot 100 = \\ &= 28,8 \cdot 0,05 / 220 [10/25 + (10 - 0,5(70 + 30))/16] \cdot 100 = -1,37 \%;\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta U_{0C\%} &= \rho \cdot l / U_{\text{ном.ф}} [I_C/F + (I_C - 0,5(I_A + I_B))/F_0] \cdot 100 = \\ &= 28,8 \cdot 0,05 / 220 [30/25 + (30 - 0,5(70 + 10))/16] \cdot 100 = 0,38 \%.\end{aligned}$$

У разі симетричного навантаження лінії втрата напруги в кожній фазі становить:

$$\Delta U_{\%} = \rho \cdot l / (U_{\text{ном.ф}} \cdot F) \cdot 100 = 28,8 \cdot 0,05 \cdot 36,7 / (220 \cdot 25) \cdot 100 = 0,96 \%.$$

5.2. Втрати напруги у трансформаторах

5.2.1. Втрата напруги в обмотках двообмоткових трансформаторів

Втрата напруги в обмотках двообмоткових трансформаторів (рис. 5.11) визначається за формулами, кВ:

$$\Delta U_T = (P_B' \cdot R_T + Q_B' \cdot X_T) / U_B; \quad (5.39)$$

$$\Delta U_{T\%} = (\Delta U_T / U_B) \cdot 100, \quad (5.40)$$

де P_B' , Q_B' – активна і реактивна потужності навантаження трансформатора, приведені до сторони вищої напруги, Мвт, Мвар;

U_B – напруга на стороні вищої напруги трансформатора, кВ,

$$P_B' = P_H + \Delta P_T = P_H + [(P_H^2 + Q_H^2) / U_{\text{ном.В}}^2] R_T = P_H + (S_H^2 / U_{\text{ном.В}}^2) R_T; \quad (5.41)$$

$$Q_B' = Q_H + \Delta Q_T = Q_H + [(P_H^2 + Q_H^2) / U_{\text{ном.В}}^2] X_T = Q_H + (S_H^2 / U_{\text{ном.В}}^2) X_T, \quad (5.42)$$

де $U_{\text{ном.В}}$ – номінальна напруга на стороні вищої напруги трансформатора, кВ.

Втрата напруги в обмотках двообмоткового трансформатора може бути визначена за формулою, %,

$$\Delta U_{T\%} = \beta (u_{\kappa}' \cdot \cos\varphi + u_{\kappa}'' \cdot \sin\varphi) + \beta^2 / 200 (u_{\kappa}' \cdot \sin\varphi - u_{\kappa}'' \cdot \cos\varphi), \quad (5.43)$$

де $\beta = S_H / S_{\text{н.т}}$ – коефіцієнт завантаження трансформатора;

u_{κ}' , u_{κ}'' – втрати напруги в активному та індуктивному опорах обмоток трансформатора, %, визначувані за формулами (5.26) і (5.27);

S_H , $\cos\varphi$ – потужність і коефіцієнт потужності навантаження трансформатора.

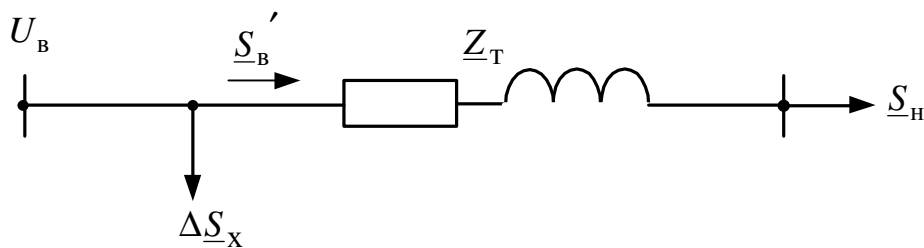


Рис. 5.11 – Схеми заміщення двообмоткового трансформатора

Для практичного застосування розрахункова формула (5.43) може бути перетворена. Тоді втрата напруги при відомому коефіцієнті завантаження трансформатора β визначається за формулою, %,

$$\Delta U_{T\%} = \Delta U_{(1)} \cdot \beta, \quad (5.44)$$

де $\Delta U_{(1)}$ – втрата напруги в трансформаторі при $\beta = 1$, % (табл. 5.4).

Таблиця 5.4 – Втрата напруги в двообмоткових трансформаторах 10/0,4 кВ при $\beta = 1$, %

Номинальна потужність трансформатора, кВА	Коефіцієнт потужності			
	1	0,95	0,9	0,8
160	1,66	2,88	3,32	3,85
250	1,48	3,72	3,18	3,73
400	1,38	2,63	3,1	3,67
630	1,2	2,8	3,42	4,18
1000	1,22	2,82	3,44	4,19

5.2.2 Втрати напруги в обмотках триобмоткових трансформаторів

Втрати напруги в обмотках триобмоткового трансформатора (рис. 5.12) визначається за формулами, кВ:

$$\begin{aligned} \Delta U_B &= (P'_B \cdot R_B + Q'_B \cdot X_B) / U_B; \\ \Delta U_C &= (P'_C \cdot R_C + Q'_C \cdot X_C) / U_0^B; \\ \Delta U_H &= (P'_H \cdot R_H + Q'_H \cdot X_H) / U_0^B, \end{aligned} \quad (5.45)$$

де

$$U_0^B = U_B - \Delta U_B; \quad (5.46)$$

$$P'_H = P_H + \Delta P_H = P_H + [(P_H^2 + Q_H^2) / U_{\text{НОМ.В}}^2] R_H = P_H + (S_H^2 / U_{\text{НОМ.В}}^2) R_H; \quad (5.47)$$

$$Q'_H = Q_H + \Delta Q_H = Q_H + [(P_H^2 + Q_H^2) / U_{\text{НОМ.В}}^2] X_H = Q_H + (S_H^2 / U_{\text{НОМ.В}}^2) X_H; \quad (5.48)$$

$$P'_C = P_C + \Delta P_C = P_C + [(P_C^2 + Q_C^2) / U_{\text{НОМ.В}}^2] R_C = P_C + (S_C^2 / U_{\text{НОМ.В}}^2) R_C; \quad (5.49)$$

$$Q'_C = Q_C + \Delta Q_C = Q_C + [(P_C^2 + Q_C^2) / U_{\text{НОМ.В}}^2] X_C = Q_C + (S_C^2 / U_{\text{НОМ.В}}^2) X_C; \quad (5.50)$$

$$\begin{aligned} P'_B &= (P'_C + P'_H) + \Delta P_B = (P'_C + P'_H) + [((P'_C + P'_H)^2 + (Q'_C + Q'_H)^2) / U_{\text{НОМ.В}}^2] R_B = \\ &= (P'_C + P'_H) + [(S'_C + S'_H)^2 / U_{\text{НОМ.В}}^2] R_B; \end{aligned} \quad (5.51)$$

$$\begin{aligned} Q'_B &= (Q'_C + Q'_H) + \Delta Q_B = (Q'_C + Q'_H) + [((P'_C + P'_H)^2 + (Q'_C + Q'_H)^2) / U_{\text{НОМ.В}}^2] X_B = \\ &= (Q'_C + Q'_H) + [(S'_C + S'_H)^2 / U_{\text{НОМ.В}}^2] X_B. \end{aligned} \quad (5.52)$$

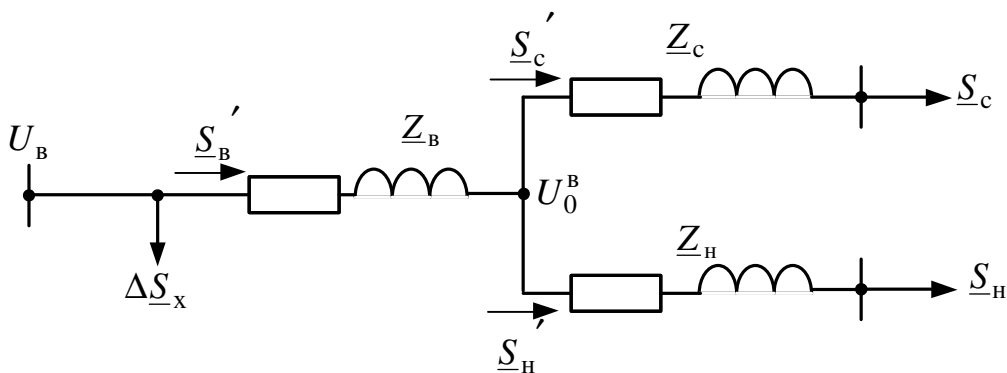


Рис. 5.12 – Схема заміщення триобмоткового трансформатора

Приклад 5.7. Визначення втрати напруги в трансформаторі типу ТМ-630/10. Навантаження трансформатора $S_H = 600$ кВА при $\cos\varphi = 0,9$; $U_B = 10$ кВ. За табл. А.10 каталожні та розрахункові дані трансформатора:

$S_{H.T} = 630$ кВА; $u_K = 5,5$ %; $\Delta P_K = 8,5$ кВт; $R_T = 2,14$ Ом; $X_T = 8,46$ Ом.

Активна і реактивна потужності навантаження:

$$P_H = S_H \cdot \cos\varphi = 600 \cdot 0,9 = 540 \text{ кВт}; Q_H = S_H \cdot \sin\varphi = 600 \cdot 0,44 = 261,53 \text{ квар.}$$

Навантаження трансформатора, приведені до сторони вищої напруги:

$$P_B' = P_H + \Delta P_T = P_H + (S_H^2 / U_{\text{ном.В}}^2) R_T = 540 + (600^2 \cdot 10^{-3} / 10^2) \cdot 2,14 = 540 + 7,7 = 547,7 \text{ кВт};$$

$$Q_B' = Q_H + \Delta Q_T = Q_H + (S_H^2 / U_{\text{ном.В}}^2) X_T = 261,53 + (600^2 \cdot 10^{-3} / 10^2) \cdot 8,46 = 261,53 + 30,46 = 291,99 \text{ квар.}$$

Втрати напруги у трансформаторі:

$$\Delta U_T = (P_B' \cdot R_T + Q_B' \cdot X_T) / U_B = (547,7 \cdot 2,14 + 291,99 \cdot 8,46) / 10 = 364,2 \text{ В};$$

$$\Delta U_{T\%} = (\Delta U_T / U_B) \cdot 100 = (364,2 / 10000) \cdot 100 = 3,64 \text{ \%}.$$

При визначенні втрати напруги у трансформаторі за формулою (5.42) необхідно знати падіння напруги в активному (u_K') та індуктивному (u_K'') опорах трансформатора:

$$u_K' = (\Delta P_K / S_{H.T}) 100 = (8,5 / 630) \cdot 100 = 1,35 \text{ \%};$$

$$u_K'' = \sqrt{(u_K^2 - u_K'^2)} = \sqrt{(5,5^2 - 1,35^2)} = 5,33 \text{ \%}.$$

Тоді при $\beta = S_H / S_{H.T} = 600 / 630 = 0,95$ втрати напруги у трансформаторі:

$$\Delta U_{T\%} = \beta(u_K' \cdot \cos\varphi + u_K'' \cdot \sin\varphi) + \beta^2 / 200 (u_K' \cdot \sin\varphi - u_K'' \cdot \cos\varphi) =$$

$$= 0,95(1,35 \cdot 0,9 + 5,33 \cdot 0,44) + 0,95^2 / 200 (1,35 \cdot 0,44 - 5,33 \cdot 0,9) = 3,38 - 0,02 = 3,36 \text{ \%}.$$

Другий доданок формули (5.43) майже не впливає на втрати напруги, і ним часто нехтують.

Контрольні запитання

1. Загальні випадки розрахунку втрати напруги в лініях розподільних електричних мереж.
2. Окремі випадки розрахунку втрати напруги в лініях трифазних розподільних мереж.
3. Розрахунки втрати напруги в розподільних мережах напругою до 1000 В.
4. Втрати напруги в обмотках двообмоткових трансформаторів.
5. Втрати напруги в обмотках триобмоткових трансформаторів.

6. ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ Й ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

При передачі (розподілі) електричної енергії до споживачів у всіх ділянках електричної мережі мають місце втрати активної (реактивної) потужності й електричної енергії. Ці втрати виникають у повітряних і кабельних лініях різної напруги, а також трансформаторах підстанцій.

6.1. Втрати потужності в лініях розподільних електричних мереж

Втрати активної потужності в лініях обумовлені активними опорами провідників. Потужність, що втрачається в активних опорах трифазної лінії та втрачається на нагрів її провідників, визначається за виразами, кВт:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = 3[(I \cdot \cos\varphi)^2 + (I \cdot \sin\varphi)^2] R \cdot 10^{-3} = 3(I_a^2 + I_p^2) R \cdot 10^{-3} = (P^2 + Q^2) / U^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = S^2 / U^2 \cdot R \cdot 10^{-3}, \quad (6.1)$$

де I, I_a, I_p – повний, активний і реактивний струми ділянки лінії, А;
 S, P, Q – повна, активна і реактивна потужності в кінці або початку ділянки лінії, кВА, кВт і кВАр;
 U – міжфазна напруга в кінці або початку ділянки лінії, кВ;
 R – активний опір фази лінії, Ом.

Примітка. Втрати активної потужності у провідності ліній, обумовлені недосконалістю ізоляції (у ПЛ – через явища корони і струму витоку по ізоляторах, у КЛ – через струм провідності та його абсорбції), при розрахунках розподільних електричних мереж не враховуються.

Втрати реактивної потужності в лініях розподільних електричних мереж обумовлені індуктивними опорами провідників. Потужність, що втрачається в індуктивних опорах трифазній лінії, визначається за виразами, квар:

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3I^2 \cdot X \cdot 10^{-3} = 3[(I \cdot \cos\varphi)^2 + (I \cdot \sin\varphi)^2] X \cdot 10^{-3} = 3(I_a^2 + I_p^2) X \cdot 10^{-3} = (P^2 + Q^2) / U^2 \cdot X \cdot 10^{-3} = S^2 / U^2 \cdot X \cdot 10^{-3}, \quad (6.2)$$

де X – індуктивний опір фази ділянки лінії, Ом.

Лінії при розташуванні споживачів однакової потужності на однаковій відстані один від одного (освітлювальні мережі, цехові мережі з великою кількістю однакових електроприймачів і т. п.) вважаються лініями з рівномірно розподіленим навантаженням (рис. 6.1). Для цих ліній втрати активної потужності будуть у три рази менше, ніж при їх зосереджених навантаженнях, включених в їх кінець, і розраховуються за формулою, кВт:

$$\Delta P_{\text{л}} = I^2 \cdot R \cdot 10^{-3} = S^2 / (3U^2) \cdot R \cdot 10^{-3} = P^2 / (3U^2 \cdot \cos^2\varphi) \cdot R \cdot 10^{-3}, \quad (6.3)$$

де I, S, P – сумарні струм і потужності в лінії, А, кВА, кВт; $I = i \cdot l$; $S = s \cdot l$; $P = p \cdot l$;
 R – активний опір фази лінії, Ом; $R = r_0 \cdot l$.

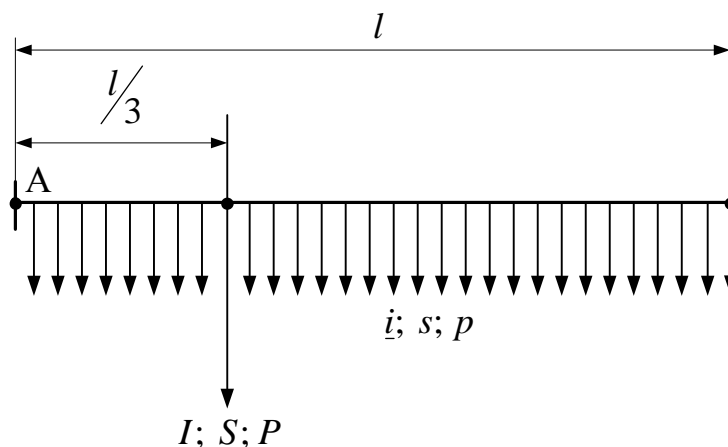


Рис. 6.1 – Лінія з рівномірно розподіленим навантаженням

Втрати активної потужності на ділянках повітряних і кабельних ліній напругою 380/220В можуть бути визначені за формулою, кВт:

$$\Delta P_{\text{л}} = K_{\Delta P} \cdot P^2 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (6.4)$$

де $K_{\Delta P}$ – коефіцієнт для визначення втрат активної потужності в лініях (табл. 6.1);

P – розрахункова активна потужність на ділянці лінії, кВт;

l – довжина ділянки лінії, км.

Таблиця 6.1 – Коефіцієнти $K_{\Delta P}$ для визначення втрат активної потужності в повітряних і кабельних лініях напругою 380/220 В

Найменування	cosφ	Переріз провідників, мм ²							
		35	50	70	95	120	150	185	240
Проводи марки А	0,8	10	6,9	5	3,7	2,9	2,3	–	–
	0,85	8,8	6,1	4,4	3,3	2,6	2	–	–
	0,9	7,9	5,5	3,9	2,9	2,3	1,8	–	–
	0,92	7,5	5,2	3,8	2,8	2,2	1,7	–	–
	0,9	7,1	4,9	3,5	2,6	2,1	1,6	–	–
	0,97	6,8	4,7	3,4	2,5	2	1,5	–	–
	1	6,4	4,4	3,2	2,4	1,9	1,4	–	–
Кабелі з алюмінієвими жилами	0,8	9,6	6,7	4,8	3,6	2,8	2,3	1,8	1,4
	0,85	8,5	5,9	4,3	3,2	2,5	2	1,6	1,3
	0,9	7,6	5,3	3,8	2,8	2,2	1,8	1,4	1,1
	0,92	7,3	5,1	3,7	2,7	2,1	1,7	1,4	1,1
	0,9	6,8	4,8	3,4	2,5	2	1,6	1,3	1
	0,97	6,6	4,6	3,3	2,4	1,9	1,5	1,2	1
	1	6,2	4,3	3,1	2,3	1,8	1,4	1,2	0,9

Втрати активної потужності на ділянках повітряних і кабельних ліній напругою 6 і 10 кВ можуть бути визначені за формулою, кВт:

$$\Delta P_{\text{л}} = K_{\Delta P} \cdot P^2 \cdot l, \quad (6.5)$$

при підстановці коефіцієнта $K_{\Delta P}$ з табл. 6.2. і 6.3, розрахунковій активній потужності на ділянці лінії P у МВт і довжинах ділянки лінії l у км.

Таблиця 6.2 – Коефіцієнти $K_{\Delta P}$ для визначення втрат активної потужності в повітряних і кабельних лініях напругою 6 кВ

Найменування	$\cos\varphi$	Переріз провідників, мм ²							
		35	50	70	95	120	150	185	240
Проводи марки А	0,9	28,5	19,8	14,1	10,6	8,4	6,7	–	–
	0,92	27,2	18,9	13,5	10,1	8,1	6,4	–	–
	0,95	25,6	17,7	12,7	9,5	7,6	6	–	–
Проводи марки АС	0,9	26,5	20,3	14,4	10,3	8,4	6,7	–	–
	0,92	25,4	19,4	13,8	9,8	8	6,4	–	–
	0,95	23,8	18,2	12,9	9,2	7,5	6	–	–
Кабелі з алюмінієвими жилами	0,9	30,5	21,3	15,4	11,3	9	7,1	5,8	4,5
	0,92	29,2	20,4	14,7	10,8	8,6	6,8	5,6	4,3
	0,95	27,4	19,8	13,8	10,1	8	6,4	5,2	4

Таблиця 6.3 – Коефіцієнти $K_{\Delta P}$ для визначення втрат активної потужності в повітряних і кабельних лініях напругою 10 кВ

Найменування	$\cos\varphi$	Переріз провідників, мм ²							
		35	50	70	95	120	150	185	240
Проводи марки А	0,9	10,3	7,1	5,1	3,8	3	2,4	–	–
	0,92	9,8	6,8	4,9	3,6	2,9	2,3	–	–
	0,95	9,2	6,4	4,6	3,4	2,8	2,2	–	–
Проводи марки АС	0,9	9,5	7,3	5,2	3,7	3	2,4	–	–
	0,92	9,1	7	5	3,5	2,9	2,3	–	–
	0,95	8,6	6,7	4,7	3,3	2,7	2,2	–	–
Кабелі з алюмінієвими жилами	0,9	11	7,7	5,5	4,1	3,2	2,6	2,1	1,6
	0,92	10,5	7,3	5,3	3,9	3,1	2,5	2	1,5
	0,95	9,9	6,9	5	3,7	2,9	2,3	1,9	1,4

Приклад 6.1. Визначення втрат потужності у ПЛ 10 кВ довжиною $l = 5$ км із проводами А-50. Найбільший і найменший струми навантаження $I_{\text{нб}} = 200$ А, $I_{\text{нм}} = 50$ А; коефіцієнт потужності навантаження $\cos\varphi = 0,8$.

1. За наслідками розрахунків прикладу 3.2 питомих параметрів лінії $r_0 = 0,558$ Ом/км; $x_0 = 0,354$ Ом/км; $q_0 = 3,22 \cdot 10^{-4}$ МВАр/км.

Параметри лінії завдовжки 5 км будуть:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l = 0,558 \cdot 5 = 2,79 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l = 0,354 \cdot 5 = 1,77 \text{ Ом};$$

$$Q_{\text{зар}} = q_0 \cdot l = 3,22 \cdot 10^{-4} \cdot 5 = 16,1 \cdot 10^{-4} \text{ МВАр}.$$

Ємнісний (зарядний) струм лінії визначається як

$$I_{\text{зар}} = Q_{\text{зар}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}) = 16,1 \cdot 10^{-4} \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 0,09 \text{ А},$$

що становить від найбільшого струму навантаження

$$(I_{\text{зар}}/I_{\text{нб}}) \cdot 100 = (0,09/200) \cdot 100 = 0,04 \%,$$

а від найменшого струму навантаження

$$(I_{\text{зар}}/I_{\text{нм}}) \cdot 100 = (0,09/50) \cdot 100 = 0,18 \%.$$

Такі значення ємнісного струму практично не позначаються на втратах потужності в лінії, і ними можна нехтувати.

2. Втрати потужності в лінії при найбільшому навантаженні:

$$\Delta P_{\text{нб}} = 3I_{\text{нб}}^2 \cdot R_{\text{л}} = 3 \cdot 200^2 \cdot 2,79 \cdot 10^{-6} = 0,355 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{нб}} = 3I_{\text{нб}}^2 \cdot X_{\text{л}} = 3 \cdot 200^2 \cdot 1,77 \cdot 10^{-6} = 0,212 \text{ МВАр}.$$

Втрати потужності в лінії при найменшому навантаженні:

$$\Delta P_{\text{нм}} = 3I_{\text{нм}}^2 \cdot R_{\text{л}} = 3 \cdot 50^2 \cdot 2,79 \cdot 10^{-6} = 0,021 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{нм}} = 3I_{\text{нм}}^2 \cdot X_{\text{л}} = 3 \cdot 50^2 \cdot 1,77 \cdot 10^{-6} = 0,013 \text{ МВАр}.$$

Приклад 6.2. Визначення втрат потужності у КЛ 10 кВ довжиною $l = 5$ км з кабелем ААБ-3×50. Найбільший і найменший струм навантаження $I_{\text{нб}} = 200$ А, $I_{\text{нм}} = 50$ А; коефіцієнт потужності навантаження $\cos\varphi = 0,8$.

1. За наслідками розрахунків прикладу 3.2 питомих параметрів лінії $r_0 = 0,62$ Ом/км; $x_0 = 0,09$ Ом/км; $q_0 = 91 \cdot 10^{-4}$ МВАр/км.

Параметри лінії завдовжки 5 км будуть:

$$R_{\text{к}} = r_0 \cdot l = 0,62 \cdot 5 = 3,1 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{к}} = x_0 \cdot l = 0,09 \cdot 5 = 0,45 \text{ Ом};$$

$$Q_{\text{зар}} = q_0 \cdot l = 91 \cdot 10^{-4} \cdot 5 = 455 \cdot 10^{-4} \text{ МВАр}.$$

Ємнісний (зарядний) струм лінії визначається як

$$I_{\text{зар}} = Q_{\text{зар}}/(\sqrt{3}U_{\text{ном}}) = 455 \cdot 10^{-4} \cdot 10^3/(\sqrt{3} \cdot 10) = 2,63 \text{ А},$$

що складає від найбільшого струму навантаження

$$(I_{\text{зар}}/I_{\text{нб}}) \cdot 100 = (2,63/200) \cdot 100 = 1,32 \%,$$

а від найменшого струму навантаження

$$(I_{\text{зар}}/I_{\text{нм}}) \cdot 100 = (2,63/50) \cdot 100 = 5,26 \%.$$

2. Втрати потужності в лінії при найбільшому навантаженні

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{нб}}' &= 3[(I_{\text{нб}} \cdot \cos\varphi)^2 + (I_{\text{нб}} \cdot \sin\varphi - I_{\text{зар}})^2] R_{\text{к}} = \\ &= 3[(200 \cdot 0,8)^2 + (200 \cdot 0,6 - 2,63)^2] \cdot 3,1 \cdot 10^{-6} = 0,366 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{нб}}' &= 3[(I_{\text{нб}} \cdot \cos\varphi)^2 + (I_{\text{нб}} \cdot \sin\varphi - I_{\text{зар}})^2] X_{\text{к}} = \\ &= 3[(200 \cdot 0,8)^2 + (200 \cdot 0,6 - 2,63)^2] \cdot 0,45 \cdot 10^{-6} = 0,053 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Втрати потужності в лінії при найбільшому навантаженні без урахування ємнісного струму в лінії

$$\Delta P_{\text{нб}} = 3I_{\text{нб}}^2 \cdot R_{\text{к}} = 3 \cdot 200^2 \cdot 3,1 \cdot 10^{-6} = 0,372 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{нб}} = 3I_{\text{нб}}^2 \cdot X_{\text{к}} = 3 \cdot 200^2 \cdot 0,45 \cdot 10^{-6} = 0,054 \text{ Мвар}.$$

Похибка від неврахування ємнісного струму лінії

$$(\Delta P_{\text{нб}} - \Delta P_{\text{нб}}')/\Delta P_{\text{нб}}' \cdot 100 = (0,372 - 0,366)/0,366 \cdot 100 = 1,64 \%.$$

3. Втрати потужності в лінії при найменшому навантаженні з урахуванням ємнісного струму лінії

$$\Delta P_{\text{нм}}' = 3[(50 \cdot 0,8)^2 + (50 \cdot 0,6 - 2,63)^2] \cdot 3,1 \cdot 10^{-6} = 0,022 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{нм}}' = 3[(50 \cdot 0,8)^2 + (50 \cdot 0,6 - 2,63)^2] \cdot 0,45 \cdot 10^{-6} = 0,003 \text{ МВАр}.$$

Втрати потужності в лінії при найменшому навантаженні без урахування ємнісного струму лінії

$$\Delta P_{\text{нм}} = 3 \cdot 50^2 \cdot 3,1 \cdot 10^{-6} = 0,023 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{нм}} = 3 \cdot 50^2 \cdot 0,45 \cdot 10^{-6} = 0,003 \text{ МВАр}.$$

Похибка від неврахування ємнісного струму лінії

$$(\Delta P_{\text{нб}} - \Delta P_{\text{нб}}') / \Delta P_{\text{нб}}' \cdot 100 = (0,023 - 0,022) / 0,022 \cdot 100 = 4,55 \, \%.$$

Похибки від неврахування ємнісного струму лінії при найбільшому і найменшому навантаженні відповідно дорівнюють 1,64 % і 4,55 % і становлять величину, що знаходиться в межах похибки початкових даних і обчислень.

Приклад 6.3. Визначення втрат потужності у трифазній ПЛ 0,38 кВ довжиною $l = 100$ м з проводами А-35 при рівномірно розподіленому освітлювальному навантаженні (0,2 кВт/м) і коефіцієнтах потужності навантаження $\cos\varphi = 1$ (навантаженням служать лампи розжарювання) і $\cos\varphi = 0,6$ (навантаженням є люмінесцентні лампи без додаткових джерел реактивної потужності – конденсаторів).

1. За табл. А.1 і А.3 питомі параметри лінії $r_0 = 0,85$ Ом/км; $x_0 = 0,336$ Ом/км.

Параметри лінії завдовжки 100 м будуть:

$$R = r_0 \cdot l = 0,85 \cdot 0,2 = 0,085 \text{ Ом};$$

$$X = x_0 \cdot l = 0,336 \cdot 0,2 = 0,0336 \text{ Ом}.$$

2. Потужності навантаження лінії:

при $\cos\varphi = 1$ $P = p \cdot l = 0,2 \cdot 100 = 20 \text{ кВт}; Q = 0;$

при $\cos\varphi = 0,6$ $P = 0,2 \cdot 100 = 20 \text{ кВт}; Q = P \cdot \tan\varphi = 20 \cdot 1,33 = 26,6 \text{ кВАр}.$

3. Втрати потужності в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням:

при $\cos\varphi = 1$

$$\Delta P = (P^2 + Q^2) / (3U^2) \cdot R_{\text{л}} = (20^2 + 0^2) / (3 \cdot 0,38^2) \cdot 0,085 = 78,49 \text{ Вт};$$

при $\cos\varphi = 0,6$

$$\Delta P = (P^2 + Q^2) / (3U^2) \cdot R_{\text{л}} = (20^2 + 26,6^2) / (3 \cdot 0,38^2) \cdot 0,085 = 217,39 \text{ Вт};$$

$$\Delta Q = (P^2 + Q^2) / (3U^2) \cdot X_{\text{л}} = (20^2 + 26,6^2) / (3 \cdot 0,38^2) \cdot 0,0335 = 90,76 \text{ ВАр}.$$

При $\cos\varphi = 1$ втрата активної потужності в $217,32/78,49 = 2,8$ рази менше, ніж при $\cos\varphi = 0,6$, а втрати реактивної потужності – відсутні. Отже, підвищення коефіцієнта потужності навантаження істотно знижує втрати потужності.

6.2. Втрати потужності у трансформаторах

Передача потужності через трансформатор супроводжується втратами потужності в активному і реактивному опорах обмоток, а також втратами, пов'язаними з намагнічуванням сталі. Втрати в обмотках залежать від того, який струм по них протікає; втрати на намагнічування визначаються прикладеною напругою і в першому наближенні можуть бути прийняті незмінними і рівними втратам потужності в режимі холостого ходу.

Сумарні втрати потужності в двообмотковому трансформаторі визначаються за виразами, кВт, кВАр:

$$\Delta P_{\text{Т}} = 3I^2 \cdot R_{\text{Т}} \cdot 10^{-3} + \Delta P_{\text{х}} = S_{\text{н}}^2 / U^2 \cdot R_{\text{Т}} \cdot 10^{-3} + \Delta P_{\text{х}};$$

$$\Delta Q_{\text{Т}} = 3I^2 \cdot X_{\text{Т}} \cdot 10^{-3} + \Delta Q_{\text{х}} = S_{\text{н}}^2 / U^2 \cdot X_{\text{Т}} \cdot 10^{-3} + \Delta Q_{\text{х}}. \quad (6.6)$$

Сумарні втрати потужності в двообмотковому трансформаторі з використанням каталожних даних, кВт, кВАр:

$$\begin{aligned}\Delta P_T &= \Delta P_K (S_H / S_{H.T})^2 + \Delta P_X; \\ \Delta Q_T &= (u_K \cdot S_H^2) / (100 S_{H.T}) + I_X \cdot S_{H.T} / 100,\end{aligned}\quad (6.7)$$

де S_H – завантаження трансформатора, кВА;

$S_{H.T}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА.

При паралельній роботі n_T однакових двообмоткових трансформаторів їх еквівалентний опір зменшується у n_T разів, а втрати на намагнічування збільшуються у n_T разів. Тоді

$$\begin{aligned}\Delta P_T &= (\Delta P_K / n_T) (S_H / S_{H.T})^2 + n_T \cdot \Delta P_X; \\ \Delta Q_T &= (u_K \cdot S_H^2) / (100 S_{H.T} \cdot n_T) + n_T \cdot I_X \cdot S_{H.T} / 100.\end{aligned}\quad (6.8)$$

Сумарні втрати потужності у триобмотковому трансформаторі визначаються за виразами, кВт, кВАр:

$$\begin{aligned}\Delta P_T &= 3I_H^2 \cdot R_H \cdot 10^{-3} + 3I_C^2 \cdot R_C \cdot 10^{-3} + 3(I_H + I_C)^2 \cdot R_B \cdot 10^{-3} + \Delta P_X = \\ &= S_H^2 / U^2 \cdot R_H + S_C^2 / U^2 \cdot R_C + (S_H + S_C)^2 / U^2 \cdot R_B + \Delta P_X; \\ \Delta Q_T &= 3I_H^2 \cdot X_H \cdot 10^{-3} + 3I_C^2 \cdot X_C \cdot 10^{-3} + 3(I_H + I_C)^2 \cdot X_B \cdot 10^{-3} + \Delta Q_X = \\ &= S_H^2 / U^2 \cdot X_H + S_C^2 / U^2 \cdot X_C + (S_H + S_C)^2 / U^2 \cdot X_B + \Delta Q_X.\end{aligned}\quad (6.9)$$

Сумарні втрати потужності в триобмотковому трансформаторі з використанням каталожних даних, кВт, кВАр:

$$\begin{aligned}\Delta P_T &= \Delta P_{K.B-C} [S_H^2 + S_C^2 + (S_H + S_C)^2] / (2S_{H.T}^2) + \Delta P_X; \\ \Delta Q_T &= (u_{K.H} \cdot S_H^2) / (100 S_{H.T}) + (u_{K.C} \cdot S_C^2) / (100 S_{H.T}) + \\ &+ [u_{K.B} \cdot (S_H + S_C)^2] / (100 S_{H.T}) + I_X \cdot S_{H.T} / 100.\end{aligned}\quad (6.10)$$

При роботі паралельно n_T однакових триобмоткових трансформаторів втрати потужності в них будуть:

$$\begin{aligned}\Delta P_T &= \Delta P_{K.B-C} [S_H^2 + S_C^2 + (S_H + S_C)^2] / (2S_{H.T}^2 \cdot n_T) + n_T \cdot \Delta P_X; \\ \Delta Q_T &= (u_{K.H} \cdot S_H^2) / (100 S_{H.T} \cdot n_T) + (u_{K.C} \cdot S_C^2) / (100 S_{H.T} \cdot n_T) + \\ &+ [u_{K.B} \cdot (S_H + S_C)^2] / (100 S_{H.T} \cdot n_T) + n_T \cdot I_X \cdot S_{H.T} / 100.\end{aligned}\quad (6.11)$$

6.3. Втрати електричної енергії в розподільних електричних мережах

Втрати активної енергії в мережі можна визначити, помноживши втрати активної потужності на час роботи мережі з певним навантаженням. Проте навантаження споживачів коливається протягом доби і пори року, тому змінюється і розмір величини втрат потужності.

Визначення втрат енергії для кожної лінії має бути проведене шляхом підсумовування (інтеграції) значень втрат потужності за нескінченно малі елементи часу dt , тобто

$$\Delta W = \int \Delta P(t) dt \quad (6.12)$$

або, підставляючи значення ΔP з формули (6.1), отримуємо

$$\Delta W = \int (S(t)^2 / U^2) R \cdot dt = R / U^2 \int (S(t)^2) dt, \quad (6.13)$$

де $S(t)$ – повна потужність, що передається по лінії і є функцією часу t .

Цю функцію зазвичай зображують у вигляді графіка навантаження. На рис. 6.2 поданий річний графік навантаження за тривалістю елемента мережі,

що показує тривалість роботи мережі з певним навантаженням (крива 1). При незмінному коефіцієнті потужності навантаження площа, обмежена цією кривою, показує в деякому масштабі кількість енергії, що передається по мережі протягом року ($0 \leq t \leq 8760$):

$$W = \int P(t) dt = \cos \varphi_{\text{ср}} \int (S(t) dt, \quad (6.14)$$

де $\cos \varphi_{\text{ср}}$ – середній коефіцієнт потужності, що приймається приблизно постійним протягом року.

Якщо криву 1 на рис. 6.2 перебудувати в квадратичну криву 2, що виражає функцію $S(t)^2$, то втрати електричної енергії визначаться в деякому масштабі за площею, обмеженою цією кривою ($0 \leq t \leq 8760$):

$$\Delta W = R/U^2 \int (S(t)^2 dt. \quad (6.15)$$

Практично це можна зробити приблизно, замінивши графік навантаження за тривалістю ступінчастим графіком з достатньо малими відрізками часу $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$ і відповідними значеннями навантаження $S_1, S_2, S_3, \dots, S_n$ (див. рис. 6.2). Тоді втрати визначаються за виразом:

$$\Delta W = R/U^2 (S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + \dots + S_n^2 \cdot t_n). \quad (6.16)$$

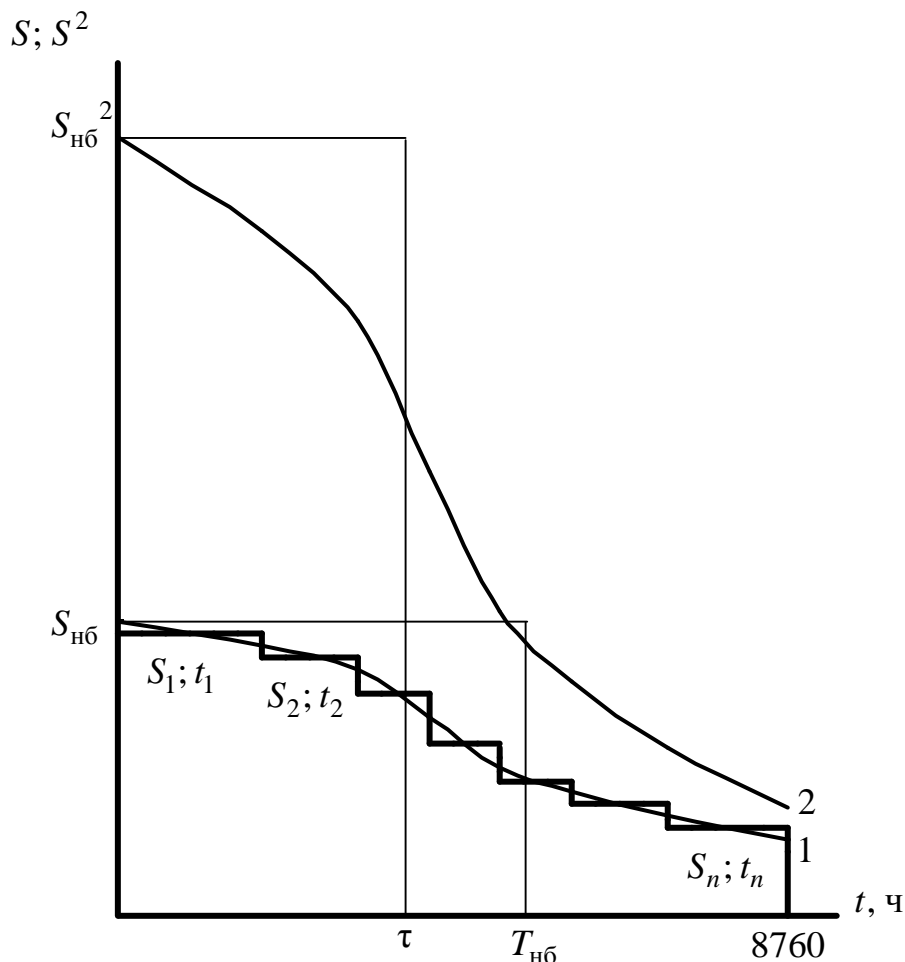


Рис. 6.2 – Річний графік навантаження за тривалістю

Увівши у (6.16) величину

$$S_{\text{ср.кв}} = \sqrt{[(S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + \dots + S_n^2 \cdot t_n)/8760]}, \quad (6.17)$$

де 8760 – число годин у році, отримаємо:

$$\Delta W = R/U^2 \cdot S_{\text{ср.кв}}^2 \cdot 8760. \quad (6.18)$$

Величина $S_{\text{ср.кв}}$ називається *середньою квадратичною потужністю*, а метод визначення втрат потужності за формулою (6.18) – *методом визначення втрат за середньою квадратичною потужністю*.

Описаний метод наближеного визначення втрат має ряд незручностей і застосовується тільки за наявності графіка навантаження. Тому поширеніший так званий *метод визначення втрат за часом найбільших втрат*, який значно спрощує розрахунки.

Для річного графіка навантаження за тривалістю (крива 1 на рис. 6.2) можна знайти такий час $T_{\text{нб}}$, протягом якого по лінії, що працює з максимальним навантаженням $S_{\text{нб}}$, передається така ж кількість енергії, яка передається по ній насправді протягом року при навантаженні $S(t)$, що змінюється.

При незмінному коефіцієнті потужності ця умова може бути записана таким чином ($0 \leq t \leq 8760$):

$$W = P_{\text{нб}} \cdot T_{\text{нб}} = S_{\text{нб}} \cdot \cos \varphi_{\text{ср}} \cdot T_{\text{нб}} = \cos \varphi_{\text{ср}} \int S(t) dt. \quad (6.19)$$

Звідси ($0 \leq t \leq 8760$)

$$T_{\text{нб}} = \int S(t) dt / S_{\text{нб}}. \quad (6.20)$$

Величина $T_{\text{нб}}$ називається *часом використання найбільшого навантаження*.

Знаючи річну кількість енергії W , що передається по лінії, і максимальне активне навантаження $P_{\text{нб}}$, з формули (6.19) можна визначити час використання максимального навантаження

$$T_{\text{нб}} = W / P_{\text{нб}} = W / (S_{\text{нб}} \cdot \cos \varphi_{\text{ср}}). \quad (6.21)$$

Для кожного споживача характерне своє значення часу використання максимального навантаження. При розрахунках цю величину приймають на підставі статистичних і довідкових даних. Час використання найбільшого навантаження $T_{\text{нб}}$ складає для споживачів з освітлювальним навантаженням – від 1500 до 2000 год, для однозмінних підприємств – від 1800 до 2500 год, для двозмінних – від 3000 до 4500 год, для тризмінних – від 5000 до 7500 год.

Значення часу використання максимального навантаження треба знати, щоб визначати втрати електроенергії. Для цього користуються величиною τ – *часом найбільших втрат*, тобто часом, протягом якого лінія, працюючи з незмінним найбільшим навантаженням, має втрати електроенергії, що дорівнюють дійсним річним втратам електроенергії при роботі за річним графіком навантаження. Замінюючи площу, обмежену кривою 2 на рис. 6.2, рівновеликою площею прямокутника зі сторонами τ і $S_{\text{нб}}^2$, отримуємо ($0 \leq t \leq 8760$):

$$\Delta W = R / U^2 \int (S(t))^2 dt = R / U^2 \cdot S_{\text{нб}}^2 \cdot \tau. \quad (6.22)$$

Звідси час найбільших втрат ($0 \leq t \leq 8760$)

$$\tau = \int S(t)^2 dt / S_{\text{нб}}^2. \quad (6.23)$$

Практично величину τ отримують з величини $T_{\text{нб}}$, оскільки між ними існує певна залежність. За таку залежність у розрахунках використовують формула:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} / 10^4) 8760. \quad (6.24)$$

Якщо по даній ділянці лінії передають до різних споживачів потужності

P_i з часом використання найбільшого навантаження $T_{нбi}$, то при визначенні втрат слід приймати середнє значення часу використання найбільшого навантаження, визначене за формулою ($0 \leq i \leq n$):

$$T_{нб.ср} = W/P_{нб} = \sum P_{нбi} \cdot T_{нбi} / (k_0 \sum P_{нбi}), \quad (6.25)$$

де k_0 – коефіцієнт одночасності навантаження.

Втрати електричної енергії в лінії при відомому графіку зміни навантаження визначаються за виразом ($0 \leq i \leq n$):

$$\Delta W = \sum \Delta P_i \cdot t_i, \quad (6.26)$$

де ΔP_i – втрати потужності за проміжок часу t_i .

Втрати електричної енергії в лінії при невідомому графіку зміни навантаження визначаються за часом найбільших втрат

$$\Delta W = \Delta P_{нб} \cdot \tau. \quad (6.27)$$

Втрати електричної енергії, залежні від струму навантаження, знаходяться множенням втрат потужності на час найбільших втрат, кВт·год.

а) для двообмоткового трансформатора

$$\Delta W' = \Delta P_K (S_H / S_{H.T})^2 \cdot \tau. \quad (6.28)$$

б) для триобмоткового трансформатора

$$\Delta W' = \Delta P_{K.B-C} [S_H^2 + S_C^2 + (S_H + S_C)^2] / (2S_{H.T})^2 \cdot \tau. \quad (6.29)$$

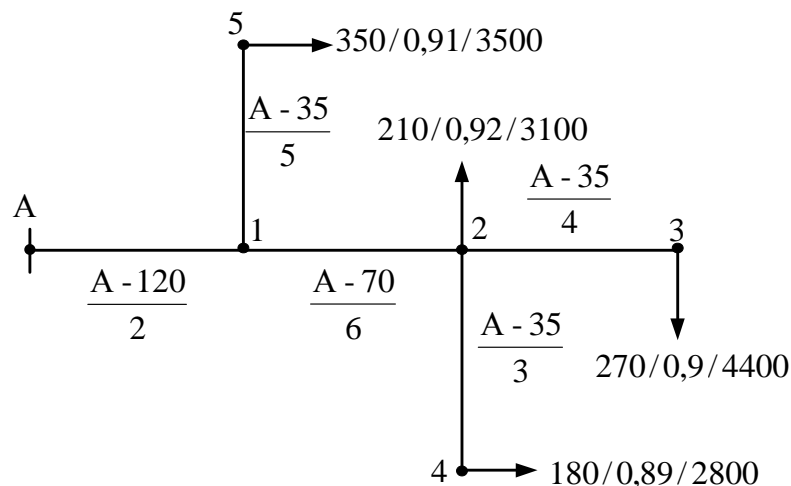
Повна втрата електричної енергії в двообмотковому трансформаторі визначається як, кВт·год,

$$\Delta W = \Delta P_K (S_H / S_{H.T})^2 \cdot \tau + \Delta P_X \cdot t, \quad (6.30)$$

а в триобмотковому –

$$\Delta W = \Delta P_{K.B-C} [S_H^2 + S_C^2 + (S_H + S_C)^2] / (2S_{H.T})^2 \cdot \tau + \Delta P_X \cdot t. \quad (6.31)$$

Приклад 6.4. Визначення втрат потужності та електричної енергії в електричній мережі 10 кВ, показаній на схемі:



A-120/2 – марка проводу/ l , км; 350/0,91/3500 – S , кВА/ $\cos\phi$ / $T_{нб}$, год.

1. За табл. А.1, А.3 питомі параметри ділянок мережі:

A-120: $r_0 = 0,251$ Ом/км; $x_0 = 0,324$ Ом/км;

A-70: $r_0 = 0,42$ Ом/км; $x_0 = 0,341$ Ом/км;

A-35: $r_0 = 0,85$ Ом/км; $x_0 = 0,366$ Ом/км.

Параметри ділянок мережі, визначувані за виразами $R_{\text{л}} = r_0 \cdot l$, $X_{\text{л}} = x_0 \cdot l$:

$$R_{A1} = 0,251 \cdot 2 = 0,5 \text{ Ом}; X_{A1} = 0,324 \cdot 2 = 0,65 \text{ Ом};$$

$$R_{12} = 0,42 \cdot 6 = 2,52 \text{ Ом}; X_{12} = 0,341 \cdot 6 = 2,05 \text{ Ом};$$

$$R_{23} = 0,85 \cdot 4 = 3,4 \text{ Ом}; X_{23} = 0,366 \cdot 4 = 1,46 \text{ Ом};$$

$$R_{24} = 0,85 \cdot 3 = 2,55 \text{ Ом}; X_{24} = 0,366 \cdot 3 = 1,1 \text{ Ом};$$

$$R_{15} = 0,85 \cdot 5 = 4,25 \text{ Ом}; X_{15} = 0,366 \cdot 5 = 1,83 \text{ Ом}.$$

2. Повні потужності на ділянках електричної мережі без урахування втрат

$$S_{23} = S_2 = 270 \text{ кВА};$$

$$S_{24} = S_4 = 180 \text{ кВА};$$

$$S_{12} = S_{23} + S_{24} + S_2 = 270 + 180 + 210 = 660 \text{ кВА};$$

$$S_{15} = S_5 = 350 \text{ кВА};$$

$$S_{A1} = S_{12} + S_{15} = 660 + 350 = 1010 \text{ кВА}.$$

3. Активні потужності навантажень вузлів електричної мережі:

$$P_2 = S_2 \cdot \cos \varphi_2 = 210 \cdot 0,92 = 193,2 \text{ кВт};$$

$$P_3 = S_3 \cdot \cos \varphi_3 = 270 \cdot 0,9 = 248,4 \text{ кВт};$$

$$P_4 = S_4 \cdot \cos \varphi_4 = 180 \cdot 0,89 = 160,2 \text{ кВт};$$

$$P_5 = S_5 \cdot \cos \varphi_5 = 350 \cdot 0,91 = 318,5 \text{ кВт}.$$

4. Активні потужності на ділянках лінії електричної мережі без урахування втрат

$$P_{23} = P_3 = 248,4 \text{ кВт};$$

$$P_{24} = P_4 = 160,2 \text{ кВт};$$

$$P_{12} = P_{23} + P_{24} + P_2 = 248,4 + 160,2 + 193,2 = 601,8 \text{ кВт};$$

$$P_{15} = P_5 = 318,5 \text{ кВт};$$

$$P_{A1} = P_{12} + P_{15} = 601,8 + 318,5 = 920,3 \text{ кВт}.$$

5. Число годин використання найбільшого навантаження на ділянках електричної мережі

$$T_{\text{нб}23} = T_{\text{нб}3} = 4400 \text{ год}.$$

$$T_{\text{нб}24} = T_{\text{нб}4} = 2800 \text{ год}.$$

$$T_{\text{нб}12} = (P_{23} \cdot T_{\text{нб}23} + P_{24} \cdot T_{\text{нб}24} + P_2 \cdot T_{\text{нб}2}) / (P_{23} + P_{24} + P_2) = \\ = (248,4 \cdot 4400 + 160,2 \cdot 2800 + 193,2 \cdot 3100) / (248,4 + 160,2 + 193,2) = 3557 \text{ год}.$$

$$T_{\text{нб}15} = T_{\text{нб}5} = 3500 \text{ год}.$$

$$T_{\text{нб}A1} = (P_{15} \cdot T_{\text{нб}15} + P_{12} \cdot T_{\text{нб}12}) / (P_{15} + P_{12}) = \\ = (318,5 \cdot 3500 + 601,8 \cdot 3557) / (318,5 + 601,8) = 3537 \text{ год}.$$

6. Число годин найбільших втрат на ділянках електричної мережі, визначуване за формулою $\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} / 10^4)^2 \cdot 8760$:

$$\tau_{23} = (0,124 + 4400 / 10^4)^2 \cdot 8760 = 2787 \text{ год}.$$

$$\tau_{24} = (0,124 + 2800 / 10^4)^2 \cdot 8760 = 1430 \text{ год}.$$

$$\tau_{12} = (0,124 + 3557 / 10^4)^2 \cdot 8760 = 2016 \text{ год}.$$

$$\tau_{15} = (0,124 + 3500 / 10^4)^2 \cdot 8760 = 1968 \text{ год}.$$

$$\tau_{A1} = (0,124 + 3537 / 10^4)^2 \cdot 8760 = 1999 \text{ год}.$$

7. Втрати потужності в електричній мережі

$$\Delta P = \Delta P_{A1} + \Delta P_{15} + \Delta P_{12} + \Delta P_{24} + \Delta P_{23} = \\ = S_{A1}^2 / U_{\text{ном}}^2 \cdot R_{A1} + S_{15}^2 / U_{\text{ном}}^2 \cdot R_{15} + S_{12}^2 / U_{\text{ном}}^2 \cdot R_{12} + S_{24}^2 / U_{\text{ном}}^2 \cdot R_{24} + \\ + S_{23}^2 / U_{\text{ном}}^2 \cdot R_{23} = (1010^2 / 10^2 \cdot 0,5 + 350^2 / 10^2 \cdot 4,25 + 660^2 / 10^2 \cdot 2,52 +$$

$$+ 180^2/10^2 \cdot 2,55 + 270^2/10^2 \cdot 3,4) \cdot 10^{-3} = 5,1 + 5,2 + 11 + 0,8 + 2,5 = 24,6 \text{ кВт};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q &= \Delta Q_{A1} + \Delta Q_{15} + \Delta Q_{12} + \Delta Q_{24} + \Delta Q_{23} = \\ &= S_{A1}^2/U_{\text{НОМ}}^2 \cdot X_{A1} + S_{15}^2/U_{\text{НОМ}}^2 \cdot X_{15} + S_{12}^2/U_{\text{НОМ}}^2 \cdot X_{12} + S_{24}^2/U_{\text{НОМ}}^2 \cdot X_{24} + \\ &+ S_{23}^2/U_{\text{НОМ}}^2 \cdot X_{23} = (1010^2/10^2 \cdot 0,65 + 350^2/10^2 \cdot 1,83 + 660^2/10^2 \cdot 2,05 + \\ &+ 180^2/10^2 \cdot 1,1 + 270^2/10^2 \cdot 1,46) \cdot 10^{-3} = 6,6 + 2,2 + 8,9 + 0,4 + 1,1 = 19,5 \text{ кВАр}. \end{aligned}$$

Втрати активної потужності становлять від активної потужності, передаваної по електричній мережі:

$$\Delta P_{\%} = (\Delta P/P) \cdot 100 = (24,6/920,3) \cdot 100 = 2,7 \%,$$

де $P = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 = P_{A1}$.

Повна втрата потужності

$$\Delta S = \sqrt{(\Delta P^2 + \Delta Q^2)} = \sqrt{(24,6^2 + 19,2^2)} = 31,2 \text{ кВА},$$

що становить від повної потужності, передаваної по електричній мережі:

$$\Delta S_{\%} = (\Delta S/S) \cdot 100 = (31,2/1010) \cdot 100 = 3,09 \%,$$

де $S = S_2 + S_3 + S_4 + S_5 = S_{A1}$.

8. Втрати електричної енергії в електричній мережі

$$\begin{aligned} \Delta W &= \Delta W_{A1} + \Delta W_{15} + \Delta W_{12} + \Delta W_{24} + \Delta W_{23} = \\ &= \Delta P_{A1} \cdot \tau_{A1} + \Delta P_{15} \cdot \tau_{15} + \Delta P_{12} \cdot \tau_{12} + \Delta P_{24} \cdot \tau_{24} + \Delta P_{23} \cdot \tau_{23} = \\ &= 5,1 \cdot 1999 + 5,2 \cdot 1968 + 1,1 \cdot 2016 + 0,8 \cdot 1430 + 2,5 \cdot 2787 = 0,051 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Електрична енергія, що передається по електричній мережі:

$$W = P_2 \cdot T_{\text{нб2}} + P_3 \cdot T_{\text{нб3}} + P_4 \cdot T_{\text{нб4}} + P_5 \cdot T_{\text{нб5}} = P_{A1} \cdot T_{\text{нбA1}}.$$

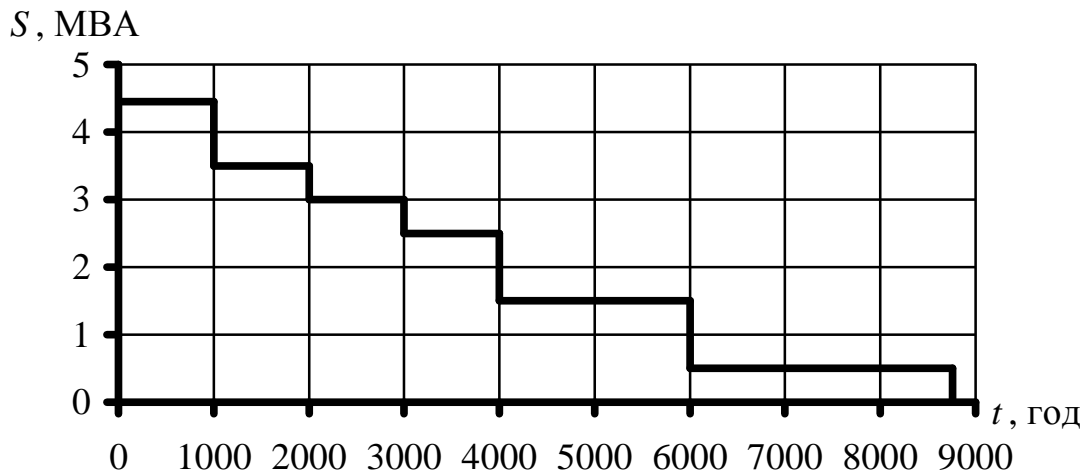
Тоді

$$\begin{aligned} W &= 193,3 \cdot 3100 + 248,4 \cdot 4400 + 160,2 \cdot 2800 + 318,5 \cdot 3500 = \\ &= 3,255 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год або } W = 920,3 \cdot 3537 = 3,255 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Втрати електричної енергії становлять від енергії, передаваної по електричній мережі:

$$\Delta W_{\%} = (\Delta W/W) \cdot 100 = 0,051 \cdot 10^6 / (3,255 \cdot 10^6) \cdot 100 = 1,6 \%.$$

Приклад 6.5. Визначення найбільших втрат активної потужності й електричної енергії у ПЛ 35 кВ довжиною $l = 20$ км із проводами АС-70/11. Найбільше навантаження $S_{\text{нб}} = 4,45$ МВт. Графік навантаження за тривалістю має вигляд:



1. За табл. А.1 питомий активний опір проводів лінії 35 кВ $r_0 = 0,429$ Ом/км.

Активний опір лінії довжиною 20 км буде:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l = 0,429 \cdot 20 = 8,58 \text{ Ом.}$$

2. Втрати активної потужності в лінії

$$\Delta P = S_{\text{нб}}^2 / U_{\text{ном}}^2 \cdot R_{\text{л}} = 4,45^2 / 35^2 \cdot 8,58 \cdot 10^3 = 138 \text{ кВт.}$$

3. Річні втрати електричної енергії в лінії, визначені методом середньої квадратичної потужності:

$$\begin{aligned} \Delta W &= R_{\text{л}} / U_{\text{ном}}^2 (S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + S_4^2 \cdot t_4 + S_5^2 \cdot t_5 + S_6^2 \cdot t_6) = \\ &= 8,58 / 35^2 \cdot (4,45^2 \cdot 1000 + 3,5^2 \cdot 1000 + 3^2 \cdot 1000 + 2,5^2 \cdot 1000 + \\ &\quad + 1,5^2 \cdot 2000 + 0,5^2 \cdot 2760) \cdot 10^3 = 367662 \text{ кВт}\cdot\text{год,} \end{aligned}$$

де згідно із графіком навантаження за тривалістю $S_1 = 4,45$; $S_2 = 3,5$; $S_3 = 3$; $S_4 = 2,5$; $S_5 = 1,5$; $S_6 = 0,5$ МВА; цим потужностям відповідають проміжки часу $t_1 = t_2 = t_3 = t_4 = 1000$ год; $t_5 = 2000$ год; $t_6 = 2760$ год.

4. Річні втрати електричної енергії в лінії визначаються за методом часу найбільших втрат у такій послідовності.

Число годин найбільшого навантаження, визначене на основі заданого графіка навантаження за тривалістю:

$$\begin{aligned} T_{\text{нб}} &= \sum (S_i \cdot t_i) / S_{\text{нб}} = (4,45 \cdot 1000 + 3,5 \cdot 1000 + 3 \cdot 1000 + 2,5 \cdot 1000 + \\ &\quad + 1,5 \cdot 2000 + 0,5 \cdot 2760) / 4,45 = 4000 \text{ год.} \end{aligned}$$

Число годин найбільших втрат:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} / 10^4)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4000 / 10^4)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ год.}$$

Річні втрати електричної енергії:

$$\Delta W = S_{\text{нб}}^2 / U_{\text{ном}}^2 \cdot R_{\text{л}} \cdot \tau = 4,45^2 / 35^2 \cdot 8,58 \cdot 2405 \cdot 10^3 = 333569 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

5. Число годин найбільших втрат, визначене на основі заданого графіка:

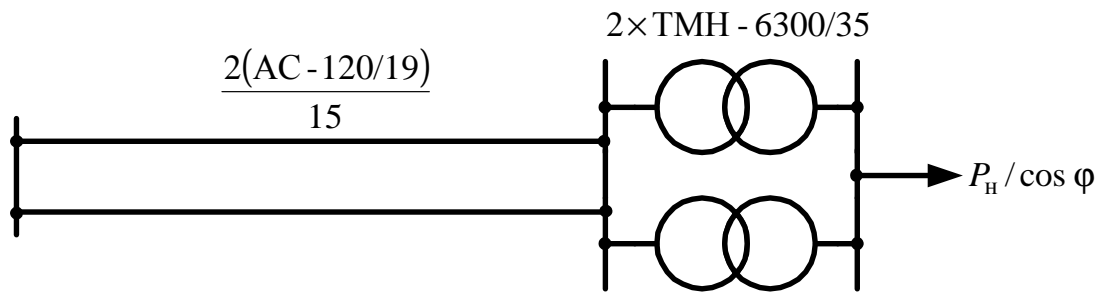
$$\begin{aligned} \tau &= \sum (S_i^2 \cdot t_i) / S_{\text{нб}}^2 = (4,45^2 \cdot 1000 + 3,5^2 \cdot 1000 + 3^2 \cdot 1000 + 2,5^2 \cdot 1000 + \\ &\quad + 1,5^2 \cdot 2000 + 0,5^2 \cdot 2760) / 4,45^2 = 2651 \text{ год.} \end{aligned}$$

Це значення τ є точнішим у порівнянні з визначенням за емпіричною формулою, але відсутність при більшості розрахунків графічних характеристик навантаження елементів електричної мережі вимушує користуватися наближеною методикою.

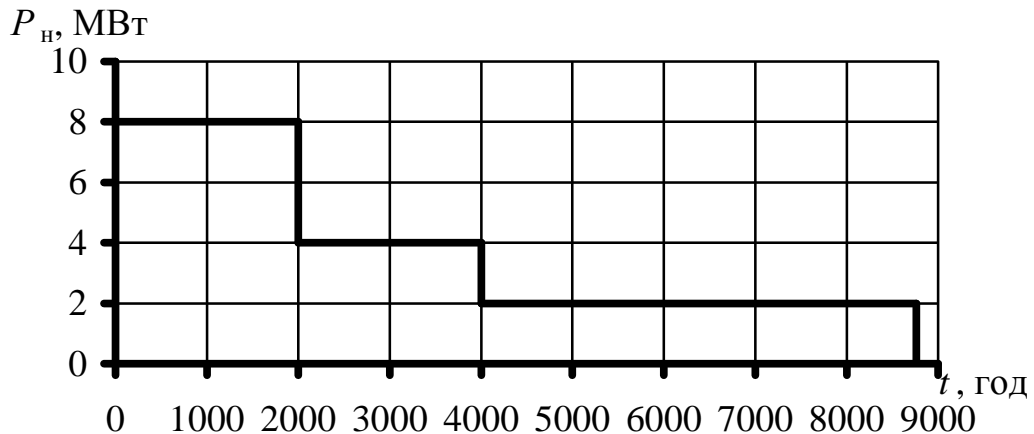
Похибка визначення річних втрат електричної енергії методом часу найбільших втрат

$$[(367662 - 333569) / 333569] \cdot 100 = 10 \text{ \%}.$$

Приклад 6.6. Зіставлення втрат активної та реактивної потужностей при найбільшому навантаженні, а також втрат електричної енергії для лінії електропередачі 35 кВ, показаній на схемі. Значення коефіцієнта потужності навантаження $\cos \varphi = 0,7$ та $0,9$.



Графік навантаження за тривалістю має вигляд:



Примітка. Збільшення навантаження лінії внаслідок втрат потужності у трансформаторах у прикладі не враховується, тобто $S_{Hi} = S_{Li}$ (або $P_{Hi} = P_{Li}$).

1. За табл. А.12 каталожні дані трансформатора ТМН-6300/35: $S_{Hi} = 6,3$ МВА; $\Delta P_K = 46,5$ кВт; $\Delta P_X = 9,2$ кВт; $u_K = 7,5$ %; $I_X = 0,9$ %.

За табл. А.1 і А.4 питомі параметри лінії 35 кВ із проводами АС-120/19 $r_0 = 0,249$ Ом/км, $x_0 = 0,4$ Ом/км.

Параметри дволанцюгової лінії завдовжки 15 км будуть:

$$R_L = r_0 \cdot l / 2 = 0,249 \cdot 15 / 2 = 1,87 \text{ Ом};$$

$$X_L = x_0 \cdot l / 2 = 0,4 \cdot 15 / 2 = 3 \text{ Ом}.$$

Значення повної потужності навантаження при $\cos \varphi = 0,7$ та $0,9$, розраховані за виразом $S_{Hi} = P_{Hi} / \cos \varphi$.

P_{Hi} , МВт	8	4	2
S_{Hi} , МВА ($\cos \varphi = 0,7$)	11,43	5,71	2,86
S_{Hi} , МВА ($\cos \varphi = 0,9$)	8,89	4,44	2,22

2. Втрати потужності у трансформаторах при найбільшому навантаженні і $\cos \varphi = 0,7$:

$$\Delta P_T = (\Delta P_K / n_T) (S_H / S_{H.T})^2 + n_T \cdot \Delta P_X = (46,5 / 2) (11,43 / 6,3)^2 + 2 \cdot 9,2 = 94,9 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = (u_K \cdot S_H^2) / (100 S_{H.T} \cdot n_T) + n_T \cdot I_X \cdot S_{H.T} / 100 =$$

$$= (7,5 \cdot 11,43^2) / (100 \cdot 6,3 \cdot 2) + 2 \cdot 0,9 \cdot 6,3 \cdot 10^3 / 100 = 891 \text{ кВАр}.$$

Втрати потужності в лінії при найбільшому навантаженні й $\cos \varphi = 0,7$:

$$\Delta P_L = S_L^2 / U_{\text{ном}}^2 \cdot R_L = 11,43^2 / 35^2 \cdot 1,87 \cdot 10^3 = 199,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_L = S_L^2 / U_{\text{ном}}^2 \cdot X_L = 11,43^2 / 35^2 \cdot 3 \cdot 10^3 = 319,9 \text{ кВАр}.$$

Сумарні втрати потужності в електропередачі при $\cos \varphi = 0,7$:

$$\begin{aligned}\sum \Delta P &= \Delta P_T + \Delta P_L = 94,9 + 199,4 = 294,3 \text{ кВт}; \\ \sum \Delta Q &= \Delta Q_T + \Delta Q_L = 891 + 319,9 = 1210,9 \text{ кВАр}; \\ \sum \Delta P_{\%} &= (\sum \Delta P / P_{\text{нб}}) \cdot 100 = (294,3 / 8000) \cdot 100 = 3,6 \%; \\ \sum \Delta Q_{\%} &= (\sum \Delta Q / S_{\text{нб}}) \cdot 100 = (1210,9 / 11430) \cdot 100 = 10,6 \%.\end{aligned}$$

Втрати електричної енергії в електропередачі при $\cos \varphi = 0,7$:

$$\begin{aligned}\Delta W &= \Delta P_K / n_T \sum [(S_{\text{нi}} / S_{\text{н.т}})^2 \cdot t_i] + n_T \Delta P_X \cdot 8760 + \sum (S_{\text{нi}}^2 / U_{\text{ном}}^2 \cdot R_L \cdot t_i) = \\ &= 46,5/2 \sum [(11,43/6,3)^2 \cdot 2000 + (5,71/6,3)^2 \cdot 2000 + (2,86/6,3)^2 \cdot 4760] + \\ &+ 2 \cdot 9,2 \cdot 8760 + \sum (11,43^2 \cdot 10^3 / 35^2 \cdot 1,87 \cdot 2000 + 5,71^2 \cdot 10^3 / 35^2 \cdot 1,87 \cdot 2000 + \\ &+ 2,86^2 \cdot 10^3 / 35^2 \cdot 1,87 \cdot 4760) = 214,1 \cdot 10^3 + 161,2 \cdot 10^3 + 557,9 \cdot 10^3 = \\ &= 933,2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год}.\end{aligned}$$

Електрична енергія, передавана споживачам за рік:

$$W = \sum (P_{\text{нi}} \cdot t_i) = 8 \cdot 10^3 \cdot 2000 + 4 \cdot 10^3 \cdot 2000 + 2 \cdot 10^3 \cdot 4760 = 33520 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Тоді

$$\Delta W_{\%} = (\Delta W / W) \cdot 100 = 933,2 \cdot 10^3 / (33520 \cdot 10^3) \cdot 100 = 2,8 \%.$$

2. Втрати потужності у трансформаторах при найбільшому навантаженні і $\cos \varphi = 0,9$:

$$\begin{aligned}\Delta P_T &= (46,5/2)(8,89/6,3)^2 + 2 \cdot 9,2 = 64,7 \text{ кВт}; \\ \Delta Q_T &= (7,5 \cdot 8,89^2) / (100 \cdot 6,3 \cdot 2) + 2 \cdot 0,9 \cdot 6,3 \cdot 10^3 / 100 = 583,8 \text{ кВАр}.\end{aligned}$$

Втрати потужності в лінії при найбільшому навантаженні й $\cos \varphi = 0,9$:

$$\begin{aligned}\Delta P_L &= 8,89^2 / 35^2 \cdot 1,87 \cdot 10^3 = 120,6 \text{ кВт}; \\ \Delta Q_L &= 8,89^2 / 35^2 \cdot 3 \cdot 10^3 = 193,5 \text{ кВАр}.\end{aligned}$$

Сумарні втрати потужності в електропередачі при $\cos \varphi = 0,9$:

$$\begin{aligned}\sum \Delta P &= 64,7 + 120,6 = 185,3 \text{ кВт}; \\ \sum \Delta Q &= 583,8 + 193,5 = 777,3 \text{ кВАр}; \\ \sum \Delta P_{\%} &= (185,3 / 8000) \cdot 100 = 2,32 \%; \\ \sum \Delta Q_{\%} &= (777,3 / 11430) \cdot 100 = 6,8 \%.\end{aligned}$$

Втрати електричної енергії в електропередачі при $\cos \varphi = 0,9$:

$$\begin{aligned}\Delta W &= 46,5/2 \sum [(8,89/6,3)^2 \cdot 2000 + (4,44/6,3)^2 \cdot 2000 + (2,22/6,3)^2 \cdot 4760] + \\ &+ 2 \cdot 9,2 \cdot 8760 + \sum (8,89^2 \cdot 10^3 / 35^2 \cdot 1,87 \cdot 2000 + 4,44^2 \cdot 10^3 / 35^2 \cdot 1,87 \cdot 2000 + \\ &+ 2,22^2 \cdot 10^3 / 35^2 \cdot 1,87 \cdot 4760) = 129,5 \cdot 10^3 + 161,2 \cdot 10^3 + 337,3 \cdot 10^3 = \\ &= 629,8 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \\ \Delta W_{\%} &= 629 \cdot 10^3 / (33520 \cdot 10^3) \cdot 100 = 1,9 \%.\end{aligned}$$

Контрольні запитання

1. Втрати потужності в лініях розподільних електричних мереж.
2. Втрати потужності у трансформаторах.
3. Втрати електричної енергії в розподільних електричних мережах.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Нормы технологического проектирования энергетических систем и электрических сетей 35 кВ и выше. ГКД 341.004.003-94. – Киев, 1994.
2. Правила устройства электроустановок. – Харьков: «Форт», 2009.
3. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии (Под общ. ред. проф. МЭИ: И.Н. Орлова (гл. ред.) и др.). - М.: Энергоатомиздат, 1988.
4. Электрические системы и сети / Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И. Перхач В.С.; Под ред. Г.И. Денисенко. - К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986.
5. Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Методика. Энергосистемы и электрические сети. ГКД 340.000.002-97. – Киев, 1997.
6. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
8. Электрические сети энергетических систем / В.А. Боровиков, В.А. Косарев, Г.А. Ходот. – Л.: Энергия, 1977.
9. Пособие по проектированию городских и поселковых электрических сетей (к ВСН 97-83) / Гипрокоммунэнерго, МНИИТЭП. – М.: Стройиздат, 1987.
10. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6–750 кВ. ГКД 341.004.001-94. – Киев, 1994.
11. Электрические системы. Электрические сети. В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др. Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – М.: Высш. шк., 1998.
12. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях./ Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, В.В. Ежков и др.; Под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
13. Петренко Л.И. Электрические сети: Сборник задач. – К.: Вища шк., 1985.
14. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов / В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. – М.: Высш. шк., 1990.
15. Пospelов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование. – Мн.: Высш. шк., 1988.
16. Расчеты и анализ режимов работы сетей/ Н.Д. Анисимова, В.А. Веников, В.В. Ежков и др.; Под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1974.

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Розрахункові дані проводів

Марка проводу	$F_{\text{ном}}, \text{мм}^2$	$d, \text{мм}$	$r_0, \text{Ом/км}$
А АКП АП АПКП	16	5,1	1,838
	25	6,4	1,165
	35	7,5	0,85
	50	9	0,558
	70	10,7	0,42
	95	12,3	0,315
	120	14	0,251
	150	15,8	0,198
	185	17,5	0,161
	240	20	0,123
	300	22,1	0,102
	400	25,6	0,076
	500	29,1	0,059
АН АНКП	16	5,1	1,951
	25	6,4	1,236
	35	7,5	0,902
	50	9	0,624
	120	14	0,266
	150	15,8	0,211
	185	17,5	0,171
АЖ АЖКП	16	5,1	2,113
	25	6,4	1,34
	35	7,5	0,978
	50	9	0,676
	120	14	0,289
	150	15,8	0,229
	185	17,5	0,185

Продовження таблиці А1

Марка проводу	$F_{\text{ном}}, \text{мм}^2$	$d, \text{мм}$	$r_0, \text{Ом/км}$
АС АСКП АСКС АСК АПС АПСКП АПСКС АПСК	10/1,8	4,5	2,766
	16/2,7	5,6	1,801
	25/4,2	6,9	1,176
	35/6,2	8,4	0,79
	50/8	9,6	0,603
	70/11	11,4	0,429
	95/16	13,5	0,306
	120/19	15,2	0,249
	150/24	17,1	0,198
	185/29	18,8	0,162
	240/32	21,6	0,121
	240/39	21,6	0,124
	300/39	24	0,098
	300/48	24,1	0,1
	400/51	27,5	0,07
	500/64	30,6	0,06

Примітка. $F_{\text{ном}}$ – номінальний переріз проводу; d – діаметр дроту;
 r_0 – омичний опір проводу при +20 °С

Таблиця А2 – Усереднені геометричні відстані між фазами

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	до 1	6–10	20	35	110
$D_{\text{ср}}, \text{м}$	0,5	1	1,5	3,5	5

Примітки:

1. Для ліній 6–10 кВ на типових дерев'яних опорах середня відстань між сталевими проводами з перерізом до 25 мм² дорівнює 1120 мм, а для проводів великих перерізів – 1750 мм.

2. Для ліній 35 кВ на типових дерев'яних опорах середня відстань між проводами дорівнює 2640 або 2100 мм залежно від конструкції опори.

Таблиця А.3 – Індуктивний опір ПЛ з алюмінієвими проводами, Ом/км

Середньо-геометрична відстань між проводами $D_{\text{ср}}$, м	Переріз проводів, мм ²									
	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
0,4	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	–	–	–	–
0,5	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,3	0,292	0,287	0,28	–
0,8	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,31	0,305	0,298	–
1	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313	0,305
1,25	0,405	0,391	0,38	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327	0,319
1,5	0,416	0,402	0,391	0,38	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338	0,33
2	0,435	0,421	0,41	0,398	0,385	0,375	0,368	0,363	0,357	0,349
2,5	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,39	0,382	0,377	0,371	0,363
3	0,46	0,446	0,435	0,423	0,41	0,401	0,393	0,388	0,382	0,374
3,5	0,47	0,456	0,455	0,433	0,42	0,411	0,403	0,398	0,392	0,384

Таблиця А.4 – Індуктивний опір ПЛ із сталевалюмінієвими проводами, Ом/км

Середньо-геометрична відстань між проводами $D_{\text{ср}}$, м	Перетин проводів, мм ²										
	10/1,8	16/2,7	25/4,2	35/6,2	50/8	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32 240/39
0,8	0,383	0,37	0,357	0,344	0,336	0,325	0,315	0,307	—	—	—
1	0,397	0,384	0,371	0,358	0,35	0,339	0,329	0,321	—	—	—
1,25	0,411	0,398	0,385	0,372	0,364	0,353	0,343	0,335	—	—	—
1,5	0,423	0,409	0,396	0,384	0,375	0,365	0,354	0,347	—	—	—
2	0,441	0,427	0,414	0,402	0,393	0,383	0,372	0,365	0,357	0,351	0,343
2,5	—	—	0,428	0,416	0,407	0,396	0,86	0,378	0,371	0,365	0,356
3	—	—	0,439	0,427	0,419	0,408	0,397	0,39	0,383	0,377	0,368
3,5	—	—	0,449	0,437	0,428	0,417	0,407	0,4	0,392	0,386	0,378
4	—	—	0,457	0,445	0,437	0,426	0,415	0,408	0,4	0,395	0,386
4,5	—	—	—	—	0,444	0,433	0,423	0,415	0,408	0,402	0,393
5	—	—	—	—	0,451	0,44	0,429	0,422	0,414	0,409	0,4
5,5	—	—	—	—	0,457	0,446	0,435	0,428	0,42	0,414	0,406
6	—	—	—	—	0,462	0,451	0,441	0,433	0,426	0,42	0,411

Таблиця А.5 – Розрахункові дані кабелів з алюмінієвими жилами і паперовою ізоляцією (на 1 км)

Номінальний переріз жили, мм ²	r_0 , Ом/км при +20 °С	До 1 кВ	6 кВ			10 кВ		
		x_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км	$\epsilon_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км	$\epsilon_0 \cdot 10^{-6}$, См/км
4	7,74	0,095	—	—	—	—	—	—
6	5,17	0,09	—	—	—	—	—	—
10	3,1	0,073	0,11	2,3	62,8	—	—	—
16	1,94	0,0675	0,102	2,6	72,2	0,113	5,9	—
25	1,24	0,0662	0,091	4,1	88	0,099	8,6	72,2
35	0,89	0,0637	0,087	4,6	97,2	0,095	10,7	85
50	0,62	0,0625	0,083	5,2	114	0,09	11,7	91
70	0,443	0,0612	0,08	6,6	127	0,086	13,5	97,5
95	0,326	0,0602	0,078	8,7	134	0,083	15,6	110
120	0,258	0,0602	0,076	9,5	146	0,081	16,9	116
150	0,206	0,0596	0,074	10,4	162	0,079	18,3	138
185	0,167	0,0596	0,073	11,7	169	0,077	20,0	141
240	0,129	0,0587	0,071	13,0	185	0,075	21,5	144

Продовження таблиці А.5

Номиналь- ний переріз жили, мм ²	r_0 , Ом/км при +20 °С	20 кВ			35 кВ		
		x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км	$\epsilon_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км	$\epsilon_0 \cdot 10^{-6}$, См/км
25	1,24	0,135	24,8	53,5	—	—	—
35	0,89	0,129	27,6	60	—	—	—
50	0,62	0,119	31,8	66	—	—	—
70	0,443	0,116	35,9	75,5	0,137	86	56,6
95	0,326	0,110	40,0	81,5	0,126	95	63
120	0,258	0,107	42,8	100	0,120	99	75,5
150	0,206	0,104	47,0	110	0,116	112	81,5
185	0,167	0,101	51,0	119	0,113	115	88
240	0,129	0,098	52,8	132	0,111	119	97,3

Примітки:

1. Активні та індуктивні опори дані для трижильних кабелів з поясною ізоляцією.
2. Ємнісна провідність дана для трижильних кабелів 6–10 кВ з поясною ізоляцією і 20–35 кВ – з окремо освинцьованими жилами.

Таблиця А.6 – Розрахункові дані маслонаповнених кабелів і кабелів із пластмасовою ізоляцією 110 кВ

Номінальний переріз жили, мм ²	Маслонаповнені			із пластмасовою ізоляцією		
	r_0 , Ом/км, при +20 °C	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км	r_0 , Ом/км, при +20 °C	x_0 , Ом/км	q_0 , квар/км
150	0,122	0,200	1180	—	—	—
185	0,099	0,195	1210	—	—	—
240	0,077	0,190	1250	—	—	—
270	0,068	0,185	1270	0,092	0,120	450
300	0,061	0,180	1300	—	—	—
350	0,051	0,175	1330	0,086	0,116	755
400	0,046	0,170	1360	—	—	—
425	0,042	0,165	1370	—	—	—
500	0,037	0,160	1420	0,060	0,110	830
550	0,032	0,155	1450	—	—	—
625	0,029	0,150	1500	0,048	0,1	1040
700	0,026	0,145	1550	—	—	—
800	0,022	0,140	1600	0,040	0,1	1250

Примітка. Маслонаповнені кабелі виготовляють із мідними жилами, кабелі з пластмасовою ізоляцією – з алюмінієвими жилами.

Таблиця А.7 – Омічний опір жили ЗПЕ-кабелю при +20 °С

Номінальний перетин жили, мм ²	Опір жили (не менше)	
	з мідною, Ом/км	з алюмінієвою, Ом/км
50	0,387	0,641
70	0,268	0,443
95	0,193	0,320
120	0,153	0,253
150	0,124	0,206
185	0,0991	0,164
240	0,0754	0,125
300	0,0601	0,100
400	0,047	0,0778
500	0,0366	0,0605
630	0,028	0,0464
800	0,0221	0,0367

Примітка. Опір жили при температурі θ , відмінній від +20 °С, обчислюється за формулами:







$$R_{\theta} = R_{20}(234,5 + \theta)/254,5 \text{ – для мідної жили;}$$

$$R_{\theta} = R_{20}(228 + \theta)/254,5 \text{ – для алюмінієвої жили,}$$

де R_{20} – опір жили при температурі 20 °С, Ом/км;

R_{θ} – опір жили при температурі θ °С, Ом/км.

Таблиця А.8 – Індуктивний опір жили ЗПЕ-кабелю з урахуванням заземлення екрана з двох сторін

Номінальний переріз жили, мм ²	Індуктивний опір, Ом/км					
	10 кВ		20 кВ		35 кВ	
						
50	0,184	0,126	0,217	0,141	0,228	0,152
70	0,177	0,119	0,210	0,133	0,220	0,144
95	0,170	0,112	0,202	0,125	0,211	0,135
120	0,166	0,108	0,199	0,123	0,208	0,132
150	0,164	0,106	0,193	0,116	0,202	0,125
185	0,161	0,103	0,188	0,111	0,196	0,120
240	0,157	0,099	0,183	0,106	0,192	0,115
300	0,154	0,096	0,179	0,103	0,187	0,111
400	0,151	0,093	0,173	0,097	0,181	0,105
500	0,148	0,090	0,169	0,093	0,176	0,100
630	0,145	0,087	0,165	0,089	0,172	0,096
800	0,142	0,083	0,160	0,085	0,167	0,091

*) відстань між кабелями у світлі дорівнює діаметру кабелю.

Таблиця А.9 – Ємність ЗПЕ-кабелю, мкФ/км

Номінальний переріз жили, мм ²	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800
10 кВ	0,23	0,26	0,29	0,31	0,34	0,37	0,41	0,45	0,50	0,55	0,61	0,68
20 кВ	0,17	0,19	0,21	0,23	0,26	0,27	0,29	0,32	0,35	0,39	0,43	0,49
35 кВ	0,14	0,16	0,18	0,19	0,20	0,22	0,24	0,26	0,29	0,32	0,35	0,40

Таблиця А.10 – Трифазні двообмоткові трансформатори 6 і 10 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ кВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$	$R_T, \text{Ом}$	$X_T, \text{Ом}$	$\Delta Q_x, \text{квар}$
		Н	НН							
ТМ–25/6	25	6,3	0,4; 0,23	4,5–4,7	0,6–0,69	0,105–0,125	3,2	39,60	54	0,8
ТМ–25/10	25	10	0,4; 0,23	4,5–4,7	0,6–0,69	0,105–0,125	3,2	110	150	0,8
ТМ–40/6	40	6,3	0,23	4,5	0,88	0,24	4,5	19,80	35,4	1,8
ТМ–40/10	40	10	0,4	4,5–4,7	0,88–1	0,15–0,18	3,0	62,50	99	1,2
ТМ–63/6	63	6,3	0,4; 0,23	4,7	1,28–1,47	0,36	4,5	13,30	23,2	1,76
ТМ–63/10	63	10	0,4; 0,23	4,5–4,7	1,28–1,47	0,22	2,8	37	70,5	1,76
ТМ–100/6	100	6,3	0,4; 0,23	4,5–4,7	1,97–2,27	0,31–0,365	2,6	8,18	14,7	2,6
ТМ–100/10	100	10	0,4; 0,23	4,5–4,7	1,97–2,27	0,31–0,365	2,6	22,70	40,8	2,6
ТМ–160/6–10	160	6,3; 10	0,4; 0,23; 0,69	4,5–4,7	2,65–3,1	0,46–0,54	2,4	4,35	10,2	3,8
ТМ–250/10	250	10	0,4; 0,23	4,5–4,7	3,7–4,2	1,05	2,3–3,7	6,70	15,6	9,2
ТМ–400/10	400	10	0,23; 0,69; 0,4	4,5	5,5–5,9	0,92–1,08	2,1–3,0	3,70	10,6	12,0
ТМ–630/10	630	10	3,15; 0,23; 0,4; 0,69	5,5	7,6–8,5	1,42–1,68	2,0–3,0	2,12	8,5	18,9
ТМ–1000/6	1000	6,3	0,4; 0,69; 3,15; 0,525	8	12,2	2,3–2,75	1,5	0,44	2,84	15
ТМ–1000/10	1000	10	0,4; 0,69; 0,525; 3,15	5,5	12,2–11,6	2,1–2,45	1,4–2,8	1,22	5,35	26
ТМ–1600/10	1600	10	0,4; 0,69; 3,15	5,5	18	2,8–3,3	1,3–2,6	0,70	3,27	41,6
ТМ–2500/10	2500	10	0,69–10,5	5,5	25–23,5	3,9–4,6	1,0	0,40	2,16	25

Таблиця А.11 – Трифазні двообмоткові трансформатори 10 і 20 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Каталожні дані						Розрахункові дані		
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$	$R_T, \text{Ом}$	$X_T, \text{Ом}$	$\Delta Q_x,$ квар
		ВН	НН							
ТМН(ТМ)–4000/35	4	10,5	6,3 (3,15)	6,5	33,5	5,98	0,9	0,24	1,8	36
ТМН(ТМ)–6300/35	6,3	10,5	6,3 (3,15)	6,5	46,5	8,33	0,8	0,13	1,14	50,4
ТДН–10000/35	10	10,5	6,3 (3,15)	14,4	96	28	4	0,1	1,6	400
ТМ–63/20	0,063	20	0,23; 0,4	5,3	1,47	0,29	2,8	164	370	1,76
ТМ(ТМН)–100/20	0,1	20	0,23; 0,4	6,65	2,12	0,46	4,16	94,5	293	4,16
ТМ(ТМН)–160/20	0,16	20	0,23; 0,4	6,65	2,8	0,66	2,4	49,5	182	3,84
ТМ(ТМН)–250/20	0,25	20	0,23; 0,4	6,65	3,95	0,96	2,3	27,6	116	5,75
ТМ(ТМН)–400/20	0,4	20	0,23; 0,4	6,5	5,5	1,35	2,1	15,2	73	8,4
ТМ–630/20	0,63	20	0,4; 6,3; 10,5	6,5	6,3	2,45	1,97	7	45,5	12,4
ТМН–630/20	0,63	20	6,3; 10,5	6,5	7,6	2	2	8,5	45,5	12,6
ТМН(ТМ)–1000/20	1	20	0,4; 6,3; 10,5	6,5	11,9	2,75	1,5	5,24	29,2	15
ТМН(ТМ)–1600/20	1,6	20	6,3; 10,5	6,5	17,2	3,65	1,4	2,96	17,8	22,4
ТМН(ТМ)–2500/20	2,5	20	6,3; 11	6,5	24,2	5,1	1,1	4,7	11,4	27,5
ТМН(ТМ)–4000/20	4	20	6,3; 10,5	7,5	33,5	6,7	1	0,91	8,3	40
ТМН(ТМ)–6300/20	6,3	20	6,3; 10,5	7,5	46,5	9,4	0,9	0,52	5,2	56,7
ТРДН–25000/20	25	20	6,3/10,5	9,5	145	29	0,7	0,1	1,6	175
ТРДН–32000/20	32	20	6,3/10,5	11,5	180	33	0,7	0,08	1,6	224
ТРДН–40000/20	40	20	6,3/6,3	14	225	39	0,65	0,06	1,55	260
ТРДН–63000/20	63	20	10,5/10,5	11,5	280	55	0,6	0,03	0,88	378

Примітки:

1. Трансформатори ТМ і ТД регулювання не мають. Трансформатори ТМН, ТДН і ТРДН мають РПН від $+10 \times 1,5 \%$ до $-8 \times 1,5 \%$ на стороні ВН.

2. Для трансформатора з розщепленою обмоткою НН (типу ТРДН) $X_B = 0$; $X_{H1} = X_{H2} = 2X_T$.

Таблиця А.12 – Трифазні двообмоткові трансформатори 35 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						Розрахункові дані		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %	$R_{\text{т}},$ Ом	$X_{\text{т}},$ Ом	$\Delta Q_{\text{х}},$ квар
			ВН	НН							
ТМ–100/35	0,1	$\pm 2 \times 1,5 \%$	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ–160/35	0,16	$\pm 2 \times 1,5 \%$	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ–250/35	0,25	$\pm 2 \times 1,5 \%$	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМН(ТМ)–400/35	0,4	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	0,4; 0,69	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0	23,5; 26,2	126	12,6
ТМН(ТМ)–630/35	0,63	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15
ТМН(ТМ)–1000/35	1	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,4
ТМН(ТМ)–1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН(ТМ)–2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ)–4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН(ТМ)–6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТМН–10000/35	10	$\pm 9 \times 1,3 \%$	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС–10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТДНС–16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС–25000/35	25	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС–32000/35	32	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТРДНС–40000/35	40	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС–63000/35	63	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

Примітки:

1. Регулювання напруги здійснюється РПН або ПБВ на стороні ВН.
2. Трансформатори типу ТМ, вказані в дужках, мають ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$ на стороні ВН.

Таблиця А.13 – Трифазні триобмоткові трансформатори 35 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$, МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			u_k , %		
			ВН	СН	НН	В–С	В–Н	С–Н
ТМТН–6300/35	6,3	$\pm 8 \times \% 5,1$	35	10,5(11); 13,8	6,3 (6,6)	7,5	7,5	16,5
ТМТН–10000/35	10	$\pm 8 \times \% 5,1$	36,75	10,5(11); 13,8(15,75)	6,3 (6,6)	16,5 8,5	8 16,5	7,2 7,2
ТМТН–16000/35	16	$\pm 8 \times \% 5,1$	36,75	10,5(11); 13,8(15,75)	6,3 (6,6)	17 8	8 17	7,5 7,5

Продовження таблиці А.13

Тип	Каталожні дані			Розрахункові дані						
	ΔI , кВт	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	R_t , Ом			X_t , Ом			ΔQ_x , квар
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН–6300/35	55	12	0,85	0,94	0,94	0,94	0	17,8	17,8	53,5
ТМТН–10000/35	75	18	0,85	0,51	0,51	0,51	11,7 11,7	10,6 0	0 10,6	85 –
ТМТН–16000/35	115	23	0,65	0,3	0,3	0,3	7,5 7,5	7 0	0 7	104 –

Примітки:

1. Регулювання напруги здійснюється РПН на стороні ВН.
2. У дужках указана напруга, допустима на вимогу замовника.

Таблиця А.14 – Трифазні двообмоткові трансформатори 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	Межі регулювання	Каталожні дані							Розрахункові дані		
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %	$R_{\text{т}}$, Ом	$X_{\text{т}}$, Ом	$\Delta Q_{\text{х}}$, квар	
			ВН	НН								
ТМН–2500/110	2,5	+10×1,5 % –8×1,5 %	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5	
ТМН–6300/110	6,3	±9×1,78 %	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4	
ТДН–10000/110	10	±9×1,78 %	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70	
ТДН–16000/110	16	±9×1,78 %	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112	
ТРДН–25000/110 (ТРДНФ)	25	±9×1,78 %	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175	
ТДНЖ–25000/110	25	±9×1,78 %	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175	
ТРДН–40000/110	40	±9×1,78 %	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260	
ТРДЦН–63000/110	63	±9×1,78 %	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410	
ТРДЦНК–63000/110	63	±9×1,78 %	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378	
ТРДЦН–80000/110 (ТРДЦНК)	80	±9×1,78 %	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480	
ТРДЦН–125000/110	125	±9×1,78 %	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5	

Примітка. Регулювання напруги здійснюється РПН у нейтралі, за винятком трансформаторів типу ТМН–2500/110 із РПН на стороні НН.

Таблиця А.15 – Трифазні триобмоткові трансформатори 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	Каталожні дані					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			u_k , %		
		ВН	СН	НН	В–С	В–Н	С–Н
ТМТН–6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН–10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН–16000/110	16	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН–25000/110	25	115	11; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5
ТДТНЖ–25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН–40000/110	40	115	11; 22; 38,5	6,6; 11	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТНЖ–40000/110	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН–63000/110 (ТДЦТН)	63	115	38,5	8,6; 11	10,5	17	6,5
ТДТН–80000/110 (ТДЦТН, ТДЦТНК)	80	115	38,5	6,6; 11	11(17)	18,5(10,5)	7(6,5)

Продовження таблиці А.15

Тип	Каталожні дані			Розрахункові дані						
	ΔP_{κ} , кВт	ΔP_{χ} , кВт	I_{χ} , %	R_{τ} , Ом			X_{τ} , Ом			ΔQ_{χ} , квар
				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН–6300/110	58	14	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	131,2	75,6
ТДТН–10000/110	76	17	1,1	5	5	5	142,2	0	82,7	110
ТДТН–16000/110	100	23	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	52	160
ТДТН–25000/110	140	31	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	175
ТДТНЖ–25000/110	140	42	0,9	1,5	1,5	1,5	57	0 [*] (33)	33(0)	225
ТДТН–40000/110	200	43	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0 [*] (22,3)	22,3(0)	240
ТДТНЖ–40000/110	200	63	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	0 [*] (20,7)	20,7(0)	320
ТДТН–63000/110 (ТДЦТН)	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22	0	13,6	441
ТДТН–80000/110 (ТДЦТН,ТДЦТНК)	390	82	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6 (21,7)	0 [*] (10,7)	11,9 (0)	480

^{*)} при X_{τ} обмотки СН, рівному нулю, обмотки НН виготовляються з $U_{\text{ном}}$, рівним 6,3 або 10,5 кВ.

Примітка. Усі трансформатори мають РПН $\pm 9 \times 1,78$ % у нейтралі ВН, за винятком трансформатора ТДТНЖ–40000 з РПН $\pm 8 \times 1,5$ % на стороні ВН.

Навчальне видання

ЛУШКІН Володимир Андрійович
АБРАМЕНКО Іван Григорович
БАРБАШОВ Ігор Володимирович
ОМЕЛЯНЕНКО Галина Вікторівна
ЧЕРКАШИНА Вероніка Вікторівна
ШУТЕНКО Олег Володимирович

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ТА РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

Навчальний посібник

Відповідальний за випуск *П. П. Рожков*
Редактори *К. В. Дюкар, С. В. Тимошук*
Комп'ютерне верстання *Є. Г. Панова*
Дизайн обкладинки *Г. А. Коровкіна*

Підп. до друку 12.03.2012 р.
Друк на ризографі
Зам. №

Формат 60 x 84/16
Ум. друк. арк. 9,0
Тираж 500 пр.

Видавець і виготовлювач:
Харківська національна академія міського господарства,
вул. Революції, 12, Харків, 61002
Електронна адреса: rectorat@ksame.kharkov.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 4064 від 12. 05. 2011р.