МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ

УКРАЇНСЬКА ДЕРЖАВНА АКАДЕМІЯ ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

О.І. Акімов, Д.Л. Сушко

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРИФІКОВАНИХ ЗАЛІЗНИЦЬ

Навчальний посібник

Рекомендовано Міністерством освіти і науки, молоді та спорту України як навчальний посібник для студентів електротехнічних спеціальностей вищих навчальних закладів

Харків 2012

УДК 621. 311: 625.331(07)

ББК 31.27
А 391

Рекомендовано Міністерством освіти і науки, молоді та спорту України як навчальний посібник для студентів електротехнічних спеціальностей вищих навчальних закладів (№ 1/11-3620 від 20.03.12 р.)

Рецензенти:

Гриб О.Г. – д-р техн. наук, професор (Харківський національний технічний університет «ХПІ»);
Панасенко М.В. – д-р техн. наук, професор (Харківська філія державного науково-дослідного центру Укрзалізниці);
Сінчук О.М. – д-р техн. наук, професор (Кременчуцький національний політехнічний університет ім. М. Остроградського)

А 391 **Акімов О.І., Сушко Д.Л.** Електричні мережі електрифікованих залізниць: Навч. посібник. – Харків: УкрДАЗТ, 2012. – 278 с., табл. 13, рис. 84.
ISBN 978-966-2033-80-9

Викладаються основи теорії електричних розрахунків місцевих і районних електричних мереж, дані поняття про розрахунок механічної частини повітряних ліній та відомості про конструктивне виконання повітряних і кабельних ліній ; розглянуті питання проектування мереж зовнішнього електропостачання електрифікованих залізниць, регулювання напруги та зниження втрат потужності й електроенергії в них.

Посібник розрахований на широке коло користувачів: студентів, аспірантів, інженерів, викладачів, науковців, які у своїй професійній діяльності пов'язані з проектуванням і експлуатацією електричних мереж електрифікованих залізниць.

УДК 621. 311: 625.331(07)
ББК 31.27

ISBN 978-966-2033-80-9

© Українська державна академія залізничного транспорту, 2012.

Навчальний посібник

Акімов Олександр Іванович,
Сушко Дмитро Леонідович

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРИФІКОВАНИХ ЗАЛІЗНИЦЬ

Відповідальний за випуск Акімов О.І.

Редактор Еткало О.О.

Підписано до друку 12.04.11 р.

Формат паперу 60х84 1/16. Папір писальний.
Умовн.-друк.арк. 7,75. Тираж 300. Замовлення №

Видавець та виготовлювач Українська державна академія залізничного транспорту,
61050, Харків-50, майдан Фейєрбаха, 7.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 2874 від 12.06.2007 р.

О.І. Акімов, Д.Л. Сушко

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРИФІКОВАНИХ ЗАЛІЗНИЦЬ

Навчальний посібник

Харків 2012

УКРАЇНСЬКА ДЕРЖАВНА АКАДЕМІЯ ЗАЛІЗНИЧНОГО ТРАНСПОРТУ

О.І. Акімов, Д.Л. Сушко

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРИФІКОВАНИХ ЗАЛІЗНИЦЬ

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

Харків 2012

УДК 621. 311: 625.331(07)
Акімов О.І., Сушко Д.Л. Електричні мережі електрифікованих залізниць: Навч. посібник . – Харків: УкрДАЗТ, 2012. – 229 с.

ISBN

Викладаються основи теорії електричних розрахунків місцевих і районних електричних мереж, дані поняття про розрахунок механічної частини повітряних ліній та відомості про конструктивне виконання повітряних і кабельних ліній ; розглянуті питання проектування мереж зовнішнього електропостачання електрифікованих залізниць, регулювання напруги та зниження втрат потужності й електроенергії в них.

Посібник розрахований на широке коло користувачів: студентів, аспірантів, інженерів, викладачів, науковців, які у своїй професійній діяльності пов’язані з проектуванням і експлуатацією електричних мереж електрифікованих залізниць.

Іл. 84, табл. 13, бібліогр. : 36 назв.

Рецензенти:

Гриб О.Г. – д.т.н., професор, (Харківський національний технічний університет «ХПІ»),

Панасенко М.В. – д.т.н., професор, (Харківська філія державного науково-дослідного центру Укрзалізниці),

Сінчук О.М. – д.т.н., професор, (Кременчуцький національний політехнічний університет ім. М. Остроградського)

ЗМІСТ

Передмова 7

Розділ 1. Призначення та класифікація електричних мереж 9
1.1. Структура електричних мереж 9
1.2. Призначення електричних мереж 10
1.3. Класифікація електричних мереж 11
1.4. Напруги електричних мереж 18
1.5. Режими нейтралі мереж різних напруг 19
1.5.1.Електричні мережі напругою до 1000 В 20
1.5.2. Електричні мережі напругою вище 1000 В 22
1.6. Системи заземлення трифазних електричних мереж змінного струму напругою до 1000 В у відповідності до вимог МЕК 28

Розділ 2. Конструктивне виконання повітряних і кабельних ліній 33
2.1. Виконання повітряних ліній 33
2.1.1. Головні елементи повітряної лінії 33
2.1.2. Проводи і троси 36
2.1.3. Опори 41
2.1.4. Ізолятори 47
2.1.5. Улаштування ліній поздовжнього електропостачання 52
2.2. Кабельні лінії 54
2.3. Внутрішні мережі 62
2.4. Нові конструкції проводів та кабелів 65
2.4.1. Самоутримні ізольовані проводи 65
2.4.2. Кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену 68

Розділ 3. Схеми заміщення, опори і провідності елементів електричних мереж 72
3.1. Лінії 72
3.1.1. Активний опір лінії 73
3.1.2. Індуктивний опір лінії 74
3.1.3. Активна і ємнісна провідності лінії 77
3.2. Трансформатори 79
3.2.1. Активний та індуктивний опори трансформаторів 81

3.2.2. Активні і реактивні провідності трансформаторів 83
3.3. Триобмоткові трансформатори 85
Розділ 4. Техніко-економічні розрахунки електричних мереж 90
4.1. Вимоги до електричних мереж і загальні знання про їх розрахунок 90
4.2. Техніко-економічні розрахунки електричних мереж 92
4.3. Втрати потужності й енергії в лініях електричних мереж 97
4.3.1. Втрати потужності й енергії в лініях 97
4.3.2. Спрощені методи визначення втрат електричної енергії 103
4.4. Втрати потужності й електроенергії в трансформаторах 105
4.4.1. Двообмоткові трансформатори 105
4.4.2. Триобмоткові трансформатори та автотрансформатори 108
4.5. Вибір економічно доцільних перерізів проводів і кабелів 110
Розділ 5. Вибір проводів і кабелів за умовами нагріву 115
5.1. Нагрів провідників електричним струмом 115
5.2. Визначення тривало допустимих струмів за умовами нагріву 117
5.3. Вибір проводів і кабелів за нагрівом 119
5.4. Вибір перерізів проводів і параметрів захисних пристроїв у мережах напругою до 1000 В 122
5.4.1. Плавкі запобіжники 122
5.4.2. Автоматичні вимикачі і теплові реле 125
Тести для самоконтролю 128
Розділ 6. Розрахунок розімкнених мереж 133
6.1. Допустимі втрати напруги 133
6.2. Визначення втрати напруги і перерізів проводів у лініях постійного струму і двопроводових лініях змінного струму 136
6.3. Розрахунок ліній трифазного струму за втратою напруги 140

6.4. Методи визначення перерізів провідників електричної мережі за допустимою втратою напруги 146
6.4.1. Визначення перерізу провідника у разі постійності цього перерізу вздовж лінії 148
6.4.2. Визначення перерізу провідника за умовою мінімальної витрати провідникового матеріалу 149
6.4.3. Визначення перерізу провідника за умовою мінімуму втрат потужності 152
6.4.4. Оцінка методів 155
6.5. Розрахунок районних електричних мереж 156
Розділ 7. Розрахунок замкнених мереж 162
7.1. Основні визначення і галузь застосування 162
7.2. Розрахунок лінії з двобічним живленням 164
7.3. Порядок розрахунку простих замкнених мереж 169
Розділ 8. Проектування мереж зовнішнього електропостачання електрифікованих залізниць 172
8.1. Основні вимоги та вихідні дані до проектування 172
8.2. Розрахунок електроспоживання на тягу поїздів 175
8.3. Вибір номінальної напруги мережі 177
8.4. Вибір розташування тягових підстанцій та визначення потужності трансформаторів 180
8.5. Вибір схеми побудови мережі 186
8.6. Вибір схеми живлення тягових підстанцій 193
Розділ 9. Регулювання напруги в електричних мережах 198
9.1. Визначення допустимої втрати напруги в мережі 198
9.2. Способи і засоби регулювання напруги в електричних мережах 200
9.2.1. Регулювання напруги в мережі зміною втрати напруги 201
9.2.2. Вибір потужності компенсувальних пристроїв за умовами регулювання напруги 204
9.2.3. Регулювання напруги в мережі зміною збудження генераторів електростанцій 205
9.2.4. Регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів під навантаженням 205
Розділ 10. Зниження втрат електроенергії в електричних мережах 210

10.1. Способи зниження втрат потужності й електроенергії в електричних мережах 210
10.2. Зміна рівня напруги в електричних мережах 211
10.3. Підвищення коефіцієнта потужності навантаження 213
10.3.1. Природні заходи зниження реактивного навантаження і підвищення коефіцієнта потужності 214
10.3.2. Штучні заходи підвищення коефіцієнта потужності 215
10.3.3. Ефективність заходів підвищення коефіцієнта потужності 217
10.4. Компенсація реактивної потужності та поліпшення режиму напруг 219
10.4.1. Поздовжня ємнісна компенсація 219
10.4.2. Поперечна ємнісна компенсація 223
10.5. Економічні режими роботи трансформаторів 225
Розділ 11. Поняття про розрахунок механічної частини повітряних ліній 230
11.1. Загальна характеристика завдань розрахунків 230
11.2. Особливості розрахунку механічної частини повітряних ліній 231
11.3. Урахування умов роботи повітряних ліній при проектуванні 232
11.4. Уявлення про тяжіння по проводах і сили, що діють на опори, при обриві проводів в одному з прогонів 235
11.5. Деякі питання проектування повітряних ліній 236
11.6. Основні знання про проектування трас кабельних ліній 240
Тести для самоконтролю 242
Бібліографічний список 247
Додаток 1. Характеристика повітряних і кабельних ліній 250
Додаток 2. Тривало допустимі навантаження проводів і кабелів (за умовами нагріву) 259
Додаток 3. Каталогові та розрахункові дані триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів 263
Предметний покажчик 272

ПЕРЕДМОВА

На сучасному етапі розвитку енергетики дисципліна «Проектування та монтаж систем електропостачання» є досить важливою, вона дає основу для низки інших суміжних дисциплін. Разом з тим вона має ряд особливостей, основні з яких – це порівняно більша кількість спеціальних інженерних питань, відносна складність теоретичних основ, необхідність виконання численних і громіздких розрахунків, а також тісний зв'язок з питаннями економіки.

Головна мета вивчення даного курсу – отримання достатніх уявлень про шляхи вирішення завдань, які виникають під час проектування й експлуатації електричних мереж. У даному її вигляді дисципліна неодноразово викладалась в УкрДАЗТ на кафедрі «Автоматизовані системи електричного транспорту».

При викладенні матеріалу автори намагалися по можливості більш повно відобразити взаємний зв'язок між суміжними питаннями спеціальностей електроенергетичного профілю. Це обумовлено комплексним характером діяльності фахівця, де розподіл на окремі вузькі спеціальності є суто умовним.

Системи електропостачання включають до свого складу джерела електричної енергії, перетворювачі цієї енергії та електричні мережі. Оскільки джерела енергії і перетворювачі вивчаються в інших дисциплінах, то основна увага дисципліни і даного посібника зосереджена на електричних мережах.

У посібнику розглядаються найбільш важливі для подальшої діяльності фахівця завдання розрахунку, проектування й експлуатації електричних мереж, викладаються сучасні підходи до створення енергетичних систем різного призначення. Електричні мережі – досить складне і дороге устаткування, яке значно впливає на техніко-економічні показники систем електропостачання й енергетичних систем у цілому. Тому кожному фахівцю доводиться враховувати вплив електричних мереж при вирішенні різних питань. У зв’язку з цим він повинен мати певний мінімум знань про електричні мережі.

У посібнику наведені основні поняття про елементи електричних мереж, стандартні напруги і режими нейтралі в мережах, а також висвітлені питання конструктивної побудови та особливості експлуатації електричних мереж. Наведені також

відомості про техніко-економічні й електричні розрахунки електричних мереж.

Належна увага приділена питанням регулювання напруги і зниження втрат потужності й енергії в електричних мережах. Крім того, викладені основні напрями розрахунків елементів повітряних ліній на механічну міцність і розібрані деякі питання проектування ліній електропередач.

Довідковий і табличний матеріал заснований на даних, опублікованих в літературі, список якої наведений наприкінці посібника.

Обсяг матеріалу, який підлягає висвітленню в посібнику, виявився значним. Тому довелося зосередити увагу на викладенні найважливіших і принципових питань з кожної теми і відмовитись від надмірної деталізації матеріалу. Разом з тим автори вважають, що посібник повинен не тільки знайомити тих, хто навчається, з фізичною сутністю основних явищ і процесів в електрообладнанні, але й дати майбутньому фахівцю певну суму практичних відомостей, необхідних в його діяльності.

Тому особлива увага в посібнику приділяється питанням, актуальним для фахівця, наприклад, розрахунку електричних розподільних мереж напругою до 1000 В разом із захисним устаткуванням.

Кожен розділ посібника відповідає певній темі робочої програми дисципліни і закінчується переліком питань для самоперевірки.

Контроль знань та вмінь з кожного модуля здійснюється шляхом перевірки виконання курсового проекту і складання підсумкового тесту. Тести наведені в посібнику наприкінці розділів, що вивчаються за кожним модулем. Тести – це контрольні питання або незакінчені твердження, до яких наведено чотири варіанти відповідей або закінчень тверджень, але серед них лише один правильний.

Посібник призначений для студентів відповідних спеціальностей. Він може бути рекомендований також фахівцям електротехнічних підрозділів залізниці, які організовують електротехнічне забезпечення, та тим, хто експлуатує електричне обладнання дистанцій електропостачання залізниць, аспірантам, інженерам, викладачам та слухачам інституту перепідготовки та підвищення кваліфікації академії.

Автори висловлюють подяку рецензентам за цінні зауваження, зроблені під час ознайомлення з рукописом.

Розділ 1

ПРИЗНАЧЕННЯ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1. Структура електричних мереж

Сукупність електроустановок, призначених для забезпечення споживачів електричною енергією, називається системою електропостачання (СЕП).

Одним з основних елементів СЕП є електричні мережі. Електрична мережа – сукупність електроустановок для передачі і розподілу електричної енергії, яка складається з підстанцій, розподільних устаткувань, струмопроводів, повітряних і кабельних ліній електропередачі, котрі працюють на певній території.

Електрична мережа – частина СЕП, яка служить для передачі електроенергії від місць її виробництва до місць споживання і розподілу її між споживачами.

Передача електричної енергії на значні відстані можлива й економічно доцільна тільки по лініях передачі високої напруги. З цією метою електрична енергія, яка виробляється генераторами, перетворюється в енергію високої напруги за допомогою трансформаторів, які встановлюються безпосередньо на електростанціях. Підстанції, на яких проводиться ця трансформація, називаються підвищувальними (або підвищуючими) трансформаторними підстанціями. Приймальні ж підстанції, які перетворюють електричну енергію з напруги, при якій вона передавалась по лініях передачі, до напруги приєднаної до підстанції розподільної мережі, називаються понижувальними (або понижуючими) трансформаторними підстанціями. Розподільні устаткування, призначені для приймання і розподілу електроенергії на одній напрузі без перетворення і трансформації її, називаються розподільними пунктами. Вони в склад підстанції не входять.

Розподільні устаткування генераторної напруги електростанції і понижувальних підстанцій, до яких приєднані розподільні мережі даного району, називаються центрами живлення.

Часто розглядають тільки деяку частину електричної мережі, для якої живильною є вся її попередня частина (по шляху передачі електроенергії), а споживальною – вся наступна.

По шляху передачі електроенергії поступово змінюються як потужність, так і дальність передачі.

У зв'язку з цим виникає потреба в зміні параметрів електроенергії.

Перетворення електроенергії зі зміною її параметрів проводиться на підстанціях. Тому джерелом живлення для мережі може бути і підстанція.

Отже, можна користуватись такими поняттями: живильний кінець мережі, приймальний кінець мережі, живильна підстанція, приймальна підстанція.

Мережа може мати одночасно декілька живильних і декілька приймальних кінців. Одна й та сама підстанція може одночасно бути:

а) живильною (джерелом живлення) для частини мережі нижчої напруги;

б) приймальною (споживачем) у мережі більш високої напруги.

При цьому мережі різних напруг розглядаються окремо.

Електричні мережі можуть мати різні властивості, неоднакову довжину і пропускну здатність, характеризуватися різними техніко-економічними показниками. Разом з цим різні електричні мережі мають і деякі загальні ознаки, які дозволяють розглядати їх у сукупності.

1.2. Призначення електричних мереж

Головне призначення електричних мереж – електропостачання споживачів. Електричні мережі служать для приєднання споживачів до джерел живлення. Це досить складне завдання через велику кількість споживачів і значну територію, на якій вони розташовані.

Друге призначення електричних мереж – передача електроенергії від місця її вироблення до місця споживання. Часто джерела енергії розташовані на значній відстані від центрів споживання – великих заводів, населених пунктів тощо. При

цьому виникає завдання передачі енергії, яке вирішується за допомогою електричної мережі.

Нарешті, за допомогою електричних мереж удається значно підвищити економічну ефективність систем електропостачання споживачів. Це досягається шляхом створення великих енергетичних систем. Доцільність їх створення обумовлена істотними техніко-економічними перевагами. До них належать:

1) можливість збільшення одиничної потужності генераторів та електростанцій. Таке збільшення, як відомо, зменшує вартість спорудження електростанцій та їх експлуатації;

2) значне підвищення надійності електропостачання споживачів за рахунок збільшення кількості зв'язків із різними станціями в енергосистемі;

3) підвищення економічності роботи різних типів електростанцій, більш повне і раціональне використання всього наявного обладнання;

4) зниження на електростанціях необхідної резервної потужності, яка в даному випадку є загальною для всіх електростанцій і т.д.

При аналізі роботи електричних мереж окремі генератори й електроприймачі звичайно безпосередньо не розглядаються. Пункти живлення й споживання в цілому відображаються деякими укрупненими показниками у вигляді так званих навантажень.

1.3. Класифікація електричних мереж

Електричні мережі доцільно класифікувати за рядом показників, основними з яких є такі: призначення, район обслуговування, конструктивне виконання, рід струму, характер споживачів, номінальна напруга, конфігурація, режим нейтралі.

За призначенням електричні мережі підрозділяються на живильні, розподільні й основні. Розподільною мережею називають сукупність окремих ліній, призначених для передачі електроенергії і безпосереднього живлення приймачів (рис. 1.1). Ці лінії підрозділяються на магістралі, фідери і відгалуження.

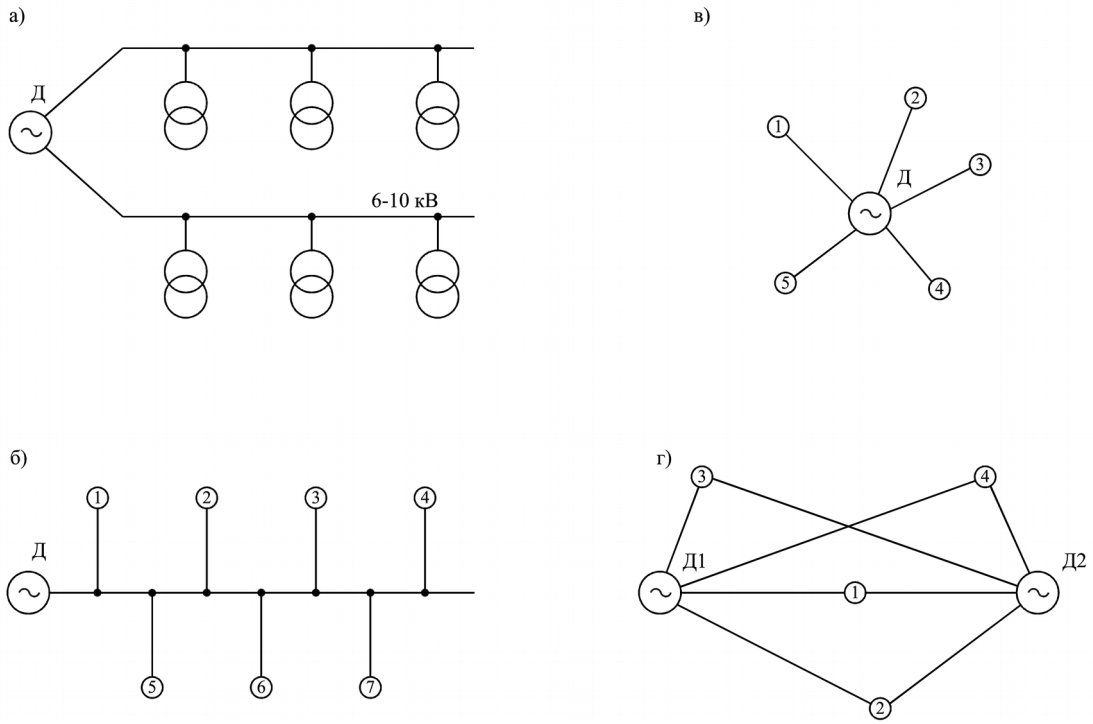


Рис. 1.1. Види розподільних мереж:
а – розподільна мережа; б – магістральна мережа;
в – радіальна мережа; г – радіальна двофідерна мережа

Магістраллю називають лінію від джерела електроенергії до декількох споживачів, які підмикаються до магістралі за допомогою відгалужень.

Фідером називають лінію електропередачі від джерела тільки до одного споживача або до одного розподільного устаткування.

Розподільні мережі можуть бути магістральними, радіальними і кільцевими. Звичайно це мережі з номінальною напругою до 20 кВ.

Магістральна мережа передбачає електроживлення споживачів від магістралі через відгалуження, як це показано на рис. 1.1,б. Така мережа найекономічніша за витратою кабелю, але в той же час і занадто вразлива: пошкодження магістралі позбавляє електроенергії відразу декількох (або навіть усіх) споживачів.

Радіальна мережа передбачає електроживлення кожного споживача по своєму окремому фідеру, як це показано на рис. 1.1,в. При цьому капітальні затрати на них більші, ніж у магістральній мережі, але зате радіальна мережа має підвищену надійність (вихід із ладу одного фідера порушує роботу тільки

одного споживача), проста за будовою, дозволяє швидко нарощувати кількість споживачів.

Кільцева мережа належить до замкнених мереж, тому більш детально вона розглянута у п. 7.1.

На цей час найбільш широко застосовуються радіальні мережі, при чому з метою підвищення надійності електроживлення використовується двофідерне живлення споживачів (рис. 1.1,г).

Живильні електромережі служать для передачі електроенергії на розподільні підстанції (РП), від яких живляться розподільні мережі (рис. 1.2). Звичайно ці мережі напругою 35 кВ і вище. Напруга живильної 1 і розподільної 2 мереж однакова.

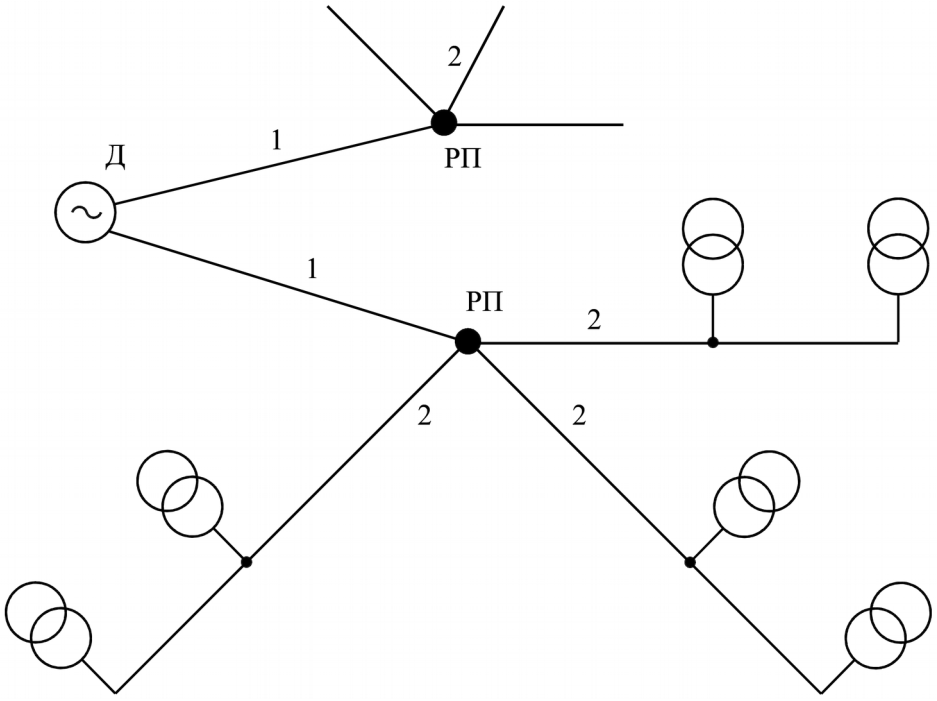


Рис. 1.2. Живильна і розподільна мережі 6-10 кВ:
1 – лінії живильної мережі; 2 – лінії розподільної мережі

У деяких випадках буває важко розділити мережу на живильну і розподільну.

Основними мережами електросистеми звичайно називають мережі напругою 220 кВ і вище.

За районом обслуговування відрізняють місцеві і районні мережі.

Місцевими електромережами звичайно називають мережі напругою до 35 кВ включно, які обслуговують невеликі райони в

радіусі не більш як 15-30 км з відносно малою густиною навантаження.

Районні електромережі – це мережі напругою 110 кВ і вище, які пов'язують електростанції електричної системи між собою і з центрами навантажень.

Районні мережі охоплюють великі райони й утворюють, як правило, замкнені контури, до яких приєднуються понижувальні підстанції.

За конструктивним виконанням відрізняють повітряні і кабельні лінії та внутрішні проводки.

Повітряною називається лінія, виконана неізольованими проводами, які за допомогою ізоляторів підвішуються над землею на спеціальних опорах. Зовнішні мережі (поза будівлями) по можливості виконують повітряними. Вони більш прості при спорудженні та експлуатації і дешевші за кабельні.

Електромережі можуть бути виконані голими або ізольованими проводами, шинами і кабелями.

Зовнішні електромережі, виконані кабелями, називають кабельними. Кабелем називається система проводів, ізольованих взаємно і від навколишнього середовища. Кабельні лінії звичайно прокладаються в землі. Це має свої переваги – безпека, скорочення території, необхідної для відчуження і т.ін., але й свої недоліки – велика вартість, труднощі експлуатації й усунення пошкоджень, складність виготовлення кабелів тощо. Кабельними виконують мережі в тих випадках, коли застосування повітряних з будь-яких причин виявляється неприпустимим – в умовах великого міста, на території промислового підприємства і т.п.

Внутрішні проводки виконуються ізольованими (іноді й неізольованими) проводами, які прокладаються на ізоляторах або в трубах по стінах і стелях будівель або всередині стін, а також спеціальними шинопроводами. Іноді для цього використовуються і кабелі, які прокладаються в каналах – у підлозі або на стінах.

За родом струму розрізняють мережі змінного і постійного струму. Як правило, електромережі виконуються за системою трифазного струму, що найбільш вигідно економічно, а також зручно, оскільки може проводитись трансформація енергії. При великій кількості електроприймачів однофазного струму від трифазних мереж здійснюють однофазні відгалуження (рис. 1.3).

Однофазними виконуються, наприклад, внутрішні квартирні мережі.

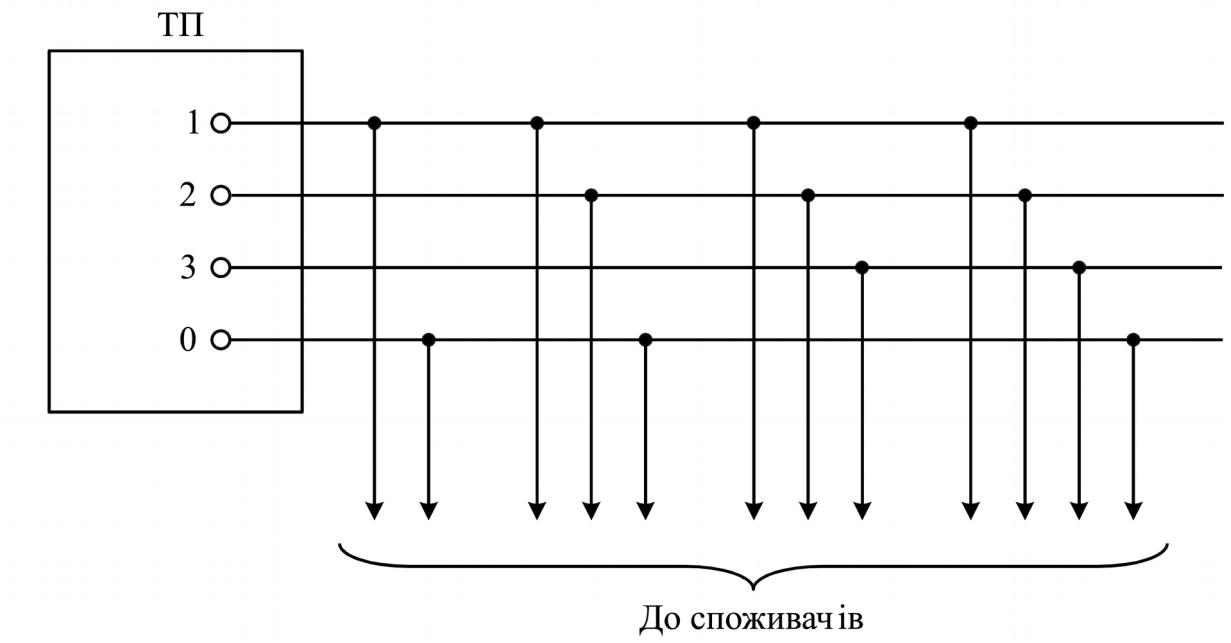


Рис. 1.3. Види відгалужень від трифазної мережі

Мережі постійного струму виконуються зараз відносно рідко, наприклад, на промислових підприємствах з великою кількістю двигунів, які вимагають зміни швидкості обертання у великих границях, або в електролізних цехах хімічних підприємств. Постійний струм звичайно одержують за допомогою вентильних (або інших) перетворювачів, які встановлюють на самому підприємстві.

Постійний струм високої напруги зараз застосовується для ліній електропередачі великої протяжності. Незважаючи на істотні переваги змінного струму, його застосування для передачі енергії на великі відстані зустрічає значні труднощі, пов’язані із забезпеченням стійкості паралельної роботи генераторів електростанцій.

Подолання цих труднощів призводить до значних додаткових витрат. Успіхи в перетворювальній техніці привели до істотного підвищення економічності застосування потужних електропередач постійного струму високої напруги. Однак і тут постійний струм застосовується тільки для лінії електропередачі, по кінцях якої проводиться його перетворення в змінний струм.

За характером споживачів розрізняють: міські мережі, мережі промислових підприємств, сільські мережі тощо.

Кожна мережа характеризується номінальною напругою, на яку розраховуються елементи її електричного обладнання. Прийняті стандартні значення номінальних і найбільших робочих напруг наведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Номінальні і найбільші (максимальні) робочі напруги електричних систем

Найбільша робоча напруга	$U_{ном.}$, кВ					
	6	10	20	35	110	220
$U_{н.р.}$, кВ.	При ізольованій нейтралі				При заземленій нейтралі	
	6,9	11,5	23	40,5	126	252
$U_{ф. макс}$, кВ	4,0	6,65	13,3	23,4	72,8	146

Примітка. Розрахунок максимальної робочої напруги робиться за формулою $U_{н.р} = 1{,}15U_{ном.}$ для номінальних напруг 3 – 220 кВ.

За напругою електромережі, як і всі електроустановки, розподіляються на мережі напругою до 1000 В і мережі напругою вище 1000 В або умовно на електромережі низької і високої напруги.

За конфігурацією електромережі підрозділяють на розімкнені (радіальні) і замкнені.

Розімкненою називається мережа, в якій споживачі електроенергії отримують живлення тільки з одного боку. Недоліком таких мереж є припинення живлення навантажень при пошкодженні відповідної лінії.

Замкненою називається мережа, у якій споживачі електроенергії можуть отримувати живлення не менш як з двох боків. На рис 1.4 наведена схема найпростішої замкненої мережі – лінії із живленням навантажень А і В від двох джерел Д1 і Д2. При пошкодженні лінії на ділянці Д1-А і вимкненні джерела Д1 живлення навантажень А і В зберігається від джерела Д2.

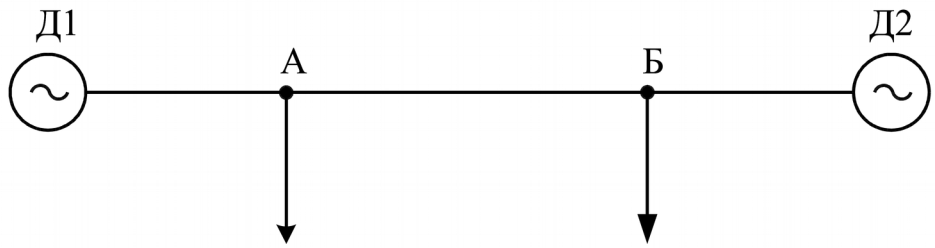


Рис. 1.4. Лінія з двобічним живленням

Один із видів розімкнених мереж – розімкнені резервовані мережі, які забезпечують підвищену надійність електропостачання споживачів. У цих мережах живлення споживачів може бути відновлено шляхом виконання перемикань – вручну або автоматично. Наприклад, нормально навантаження Н1 живиться від лінії Л1 від джерела Д1 (рис. 1.5). При вимиканні лінії Л1 після перемикань живлення навантаження Н1 проводиться від джерела Д2 по лінії Л2.

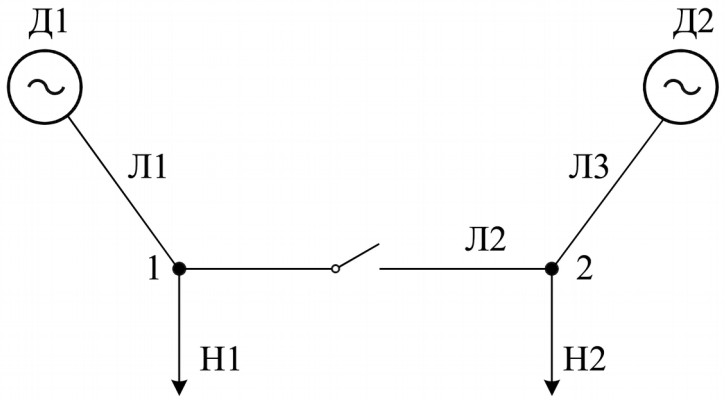


Рис. 1.5. Схема мережі підвищеної надійності

За способом заземлення нейтралі розрізняють:
- мережу з ізольованою нейтраллю;
- мережу з компенсованою нейтраллю;
- мережу з глухозаземленою нейтраллю.

1.4. Напруги електричних мереж

Напруги електричних мереж стандартизовані. Стандартний ряд номінальних напруг, тобто середніх міжфазних робочих

напруг, має такий вигляд: 0,22; 0,38; 0,66; 6; 10; 20; 35; 110; 220; 330; 500; 750; 1150 кВ. У процесі експлуатації мають місце відхилення від номінальної напруги, обумовлені втратою напруги в елементах електричної системи. При цьому найбільші робочі напруги в системі не повинні перевищувати значення, зазначені в табл. 1.1. Там же наведені величини найбільших фазних напруг, які прикладаються до ізоляції між струмовідними частинами і землею.

Номінальною напругою приймачів електроенергії, генераторів і трансформаторів називається та напруга, на яку вони розраховані в умовах нормальної роботи.

Кожна електрична мережа характеризується номінальною напругою приймачів електроенергії, які від неї живляться. Насправді ж електроприймачі працюють при напрузі, яка дещо відрізняється від номінальної через те, що при навантаженні в лініях мереж мають місце втрати напруги.

При нормальному режимі роботи мережі підведена до електроприймачів напруга не повинна відрізнятися від номінальної напруги більш як на ±5%. Це означає, що U_1 – напруга на початку лінії з розподіленим по її довжині навантаженням не повинна перевищувати $U_{ном}$ більш як на 5%, а U_2 – напруга наприкінці лінії – не повинна бути нижче $U_{ном}$ більш як на 5% (рис. 1.6).

За номінальну напругу мережі приймається її середня напруга:

$$U_{ном} = \frac{U_1 + U_2}{2}.$$

Отже, номінальна напруга мережі чисельно дорівнює номінальній напрузі електроприймачів.

Номінальна напруга генераторів за умови компенсації втрат напруги в мережі приймається на 5% більше номінальної напруги мережі.

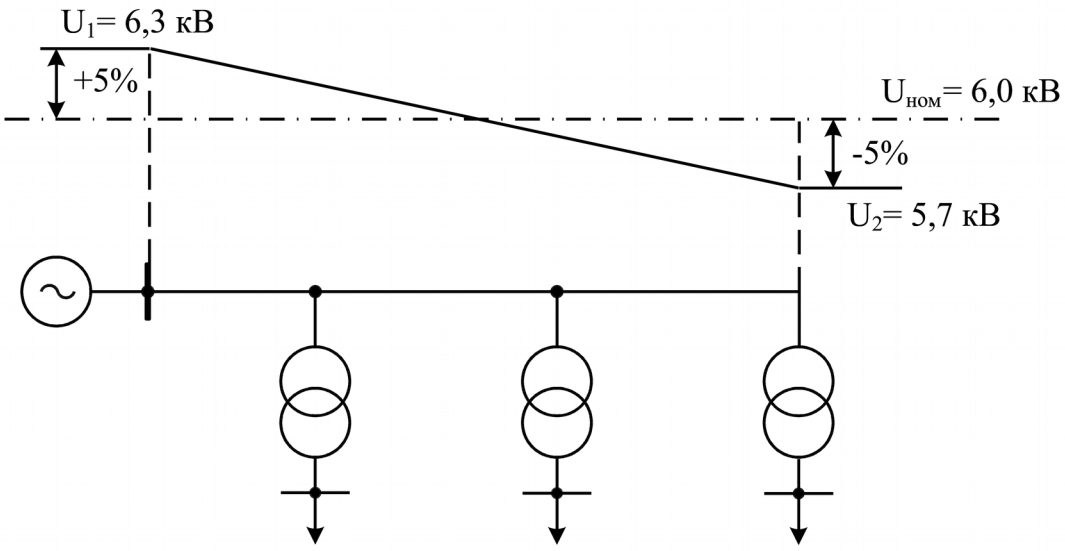


Рис. 1.6. Графік зміни напруги мережі

Номінальні напруги трансформаторів установлюються для первинних і вторинних обмоток при холостому ході. Первинна обмотка трансформатора являє собою приймач електричної енергії і тому для підвищувальних трансформаторів її номінальна напруга дорівнює номінальній напрузі генераторів, а для понижувальних – номінальній напрузі мережі.

Напруга вторинних обмоток трансформаторів, які живлять мережу тієї чи іншої наруги, має бути при навантаженні на 5% вище номінальної напруги відповідної мережі.

Але через те, що при навантаженні буде мати місце втрата напруги в самому трансформаторі, номінальна напруга (тобто напруга холостого ходу) вторинних обмоток приймається на 10% вище номінальної напруги мережі.

Це стосується всіх трансформаторів, крім трансформаторів малої потужності (5600 кВА і нижче), для яких номінальна напруга вторинних обмоток установлюється на 5% вище номінальної напруги мережі з причини невеликої протяжності живлених ними мереж.

1.5. Режими нейтралі мереж різних напруг

Нейтраль – загальна точка обмоток генераторів або трансформаторів. Нейтралі трансформаторів трифазних електроустановок, до обмоток яких підімкнені електричні мережі,

можуть бути або заземлені (безпосередньо чи через настроєні на ємність мережі індуктивні опори), або ізольовані від землі.

Якщо нейтраль обмотки трансформатора приєднана до заземлюючого пристрою безпосередньо або через малий опір, то така нейтраль називається глухозаземленою, а мережі, приєднані до даної обмотки, – мережами з глухозаземленою нейтраллю.

Нейтраль, не приєднана до заземлюючого пристрою або приєднана до нього через великий опір приладів сигналізації, виміру і т.п., називається ізольованою нейтраллю. Мережі, що працюють у цьому режимі нейтралі, належать до мереж з ізольованою нейтраллю.

Нейтраль генератора або трансформатора, що приєднана до заземлюючого пристрою через дугогасильні реактори для компенсації ємнісного струму в мережі при однофазних замиканнях на землю, називається компенсованою нейтраллю, а мережі, приєднані до даної обмотки, – мережами з компенсованою нейтраллю.

Електрична мережа з ефективно заземленою нейтраллю – трифазна електрична мережа напругою вище 1 кВ, в якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4. Коефіцієнт замикання на землю – відношення різниці потенціалів між непошкодженою фазою і землею в точці замикання на землю іншої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою і землею в цій точці до замикання.

При однофазному замиканні на землю порушується симетрія електричної системи: змінюються напруги фаз відносно землі, з’являються струми замикання на землю, виникають перенапруги в мережах. Ступінь зміни симетрії залежить від режиму нейтралі, тобто від способу її заземлення.

Вибір режиму нейтралі в електричних мережах до 1000 В визначається головним чином безпекою обслуговування мереж, а в мережах високої напруги – безперебійністю електропостачання, надійністю роботи та економічністю електроустановок.

Розглянемо це питання стосовно мереж різних напруг.

1.5.1. Електричні мережі напругою до 1000 В

Згідно з «Правилами улаштування електроустановок» (ПУЕ) електроустановки напругою до 1000 В допускається виконувати

як з глухозаземленою, так і з ізольованою нейтраллю. Для найбільш поширених чотирипроводових мереж трифазного струму напругою 380/220 або 220/127 В (чисельник відповідає лінійній напрузі, знаменник – фазній), з якими стикається широке коло осіб, ПУЕ вимагають глухого заземлення нейтралі (рис. 1.7). Такий режим нейтралі виключає значне перевищення номінальної напруги мережі відносно землі.

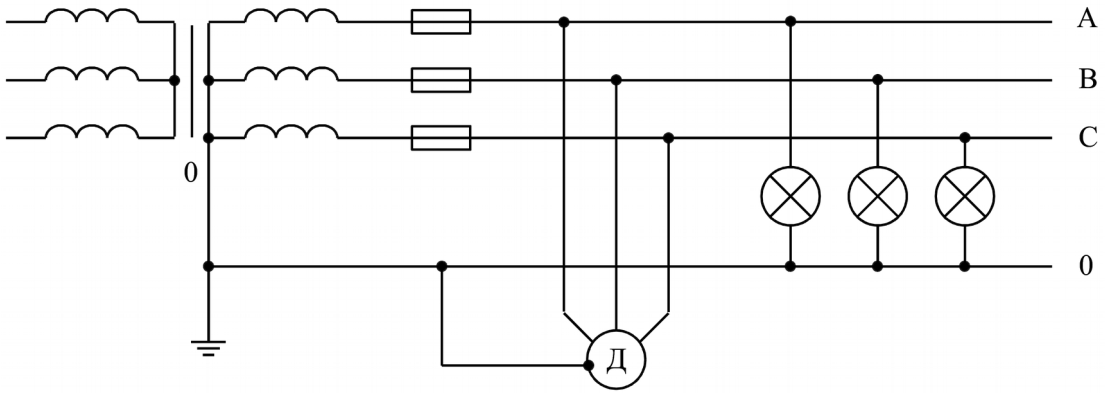


Рис. 1.7. Схема мережі 380/220 або 220/127 В з глухозаземленою нейтраллю

Корпуси електрообладнання, приєднаного до чотирипроводової мережі, металеві каркаси розподільних щитів, приводи до електричних апаратів та інші частини електроустановок, розташованих у приміщеннях з підвищеною небезпекою (залізобетонні і цегляні підлоги, висока вологість, наявність інших ознак підвищеної небезпеки) або на відкритому повітрі, повинні мати металевий зв'язок із заземленою нейтраллю установки. Цей зв'язок здійснюється через нульовий провід, який прокладається на тих самих опорах повітряної лінії, що і фазні. У цьому разі замикання на корпус будь-якої лінії приведе до короткого замикання з досить великим струмом, запобіжник пошкодженої фази перегорить, і мережа буде продовжувати роботу в неповнофазному режимі. Напруга відносно землі двох інших фаз, які залишились у роботі, не перевищить фазну.

При застосуванні трифазного струму з номінальною напругою 660 В, а також за підвищених вимог безпеки (наприклад на вугільних шахтах), коли протікання струму короткого замикання через землю в результаті пошкодження фазної ізоляції мережі або обладнання є небезпечним,

електроустановки виконуються з ізольованою нейтраллю. Умови безпеки в цьому разі досягаються швидкою ліквідацією ненормальних режимів, що виникають у мережі.

У мережі з ізольованою нейтраллю (рис. 1.8, а) замикання фази на землю не викликає короткого замикання і не приводить до вимкнення пошкодженої фази. Мережа буде продовжувати роботу в повнофазному режимі, проте напруги двох непошкоджених фаз по відношенню до землі збільшаться до лінійних значень (рис. 1.8, б). Оскільки це створює небезпеку для персоналу, то на всіх електроустановках з ізольованою нейтраллю напругою до 1000 В і вище має бути забезпечений контроль ізоляції, швидке виявлення персоналом мережі замикань на землю і швидка їх ліквідація, а за умови підвищених вимог безпеки – автоматичне відмикання пошкодженої ділянки від мережі.

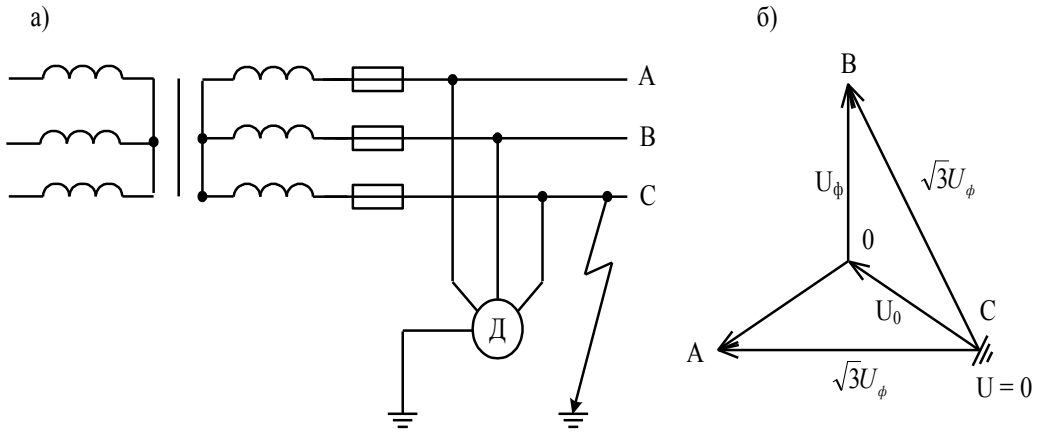


Рис. 1.8. Мережа низької напруги з ізольованою нейтраллю: а – схема; б – векторна діаграма напруг при замиканні фази на землю

1.5.2. Електричні мережі напругою вище 1000 В

Електроустановки напругою вище 1000 В згідно з ПУЕ поділяються на електроустановки з малими струмами замикання на землю ($I_З \leq 500$ А), до яких належать мережі, що працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю, та електроустановки з великими струмами замикання на землю ($I_З > 500$ А), які працюють з глухозаземленою нейтраллю.

Струм однофазного замикання в мережах з ізольованою нейтраллю визначається частковими ємностями фаз мережі по відношенню до землі і залежить від напруги, конструкції і протяжності мережі. У мережах з компенсованою нейтраллю струм замикання на землю обмежується до мінімально можливих значень відповідним настроюванням дугогасильної котушки.

У мережах з глухозаземленою нейтраллю при замиканні на землю або на заземлені частини електроустановок протікають дуже великі струми замикання і тому має бути забезпечене надійне автоматичне відмикання пошкодженої ділянки мережі. Навпаки, мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю мають важливу перевагу – вони не вимагають негайного відмикання пошкодженої ділянки мережі при однофазних замиканнях на землю, які найчастіше зустрічаються в практиці, і можуть працювати із заземленою фазою протягом декількох годин, доки споживач не буде переведений на резервне живлення або підготовлений до припинення подачі електроенергії.

Мережі напругою до 35 кВ включно, як правило, працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю, а мережі напругою 110 кВ і більше – з глухозаземленою нейтраллю.

Розглянемо особливості роботи мереж при різних способах заземлення нейтралі.

Мережі з ізольованою нейтраллю. При замиканні на землю однієї фази, наприклад фази С (рис. 1.9,а), напруга цієї фази по відношенню до землі буде дорівнювати нулю, а напруга двох інших фаз збільшиться в разів, і кут зсуву між векторами цих напруг буде 60° (рис. 1.9,б).

Ємнісний струм пошкодженої фази ($U_{ФС}$ = 0) буде дорівнювати нулю, а ємнісні струми кожної непошкодженої фази збільшаться пропорційно збільшенню напруги на ємності і відповідно будуть дорівнювати $\sqrt{3}\,\dot{I}_{CA}$ і $\sqrt{3}\,\dot{I}_{CB}$.

Сумарний струм через ємності непошкоджених фаз $3\dot{I}_C$, який дорівнює геометричній сумі струмів цих фаз

$$\sqrt{3}\,\dot{I}_{CA} + \sqrt{3}\,\dot{I}_{CB} = 3\dot{I}_C,$$

буде проходити через місце замикання фази С на землю, замикаючись через джерело живлення мережі.

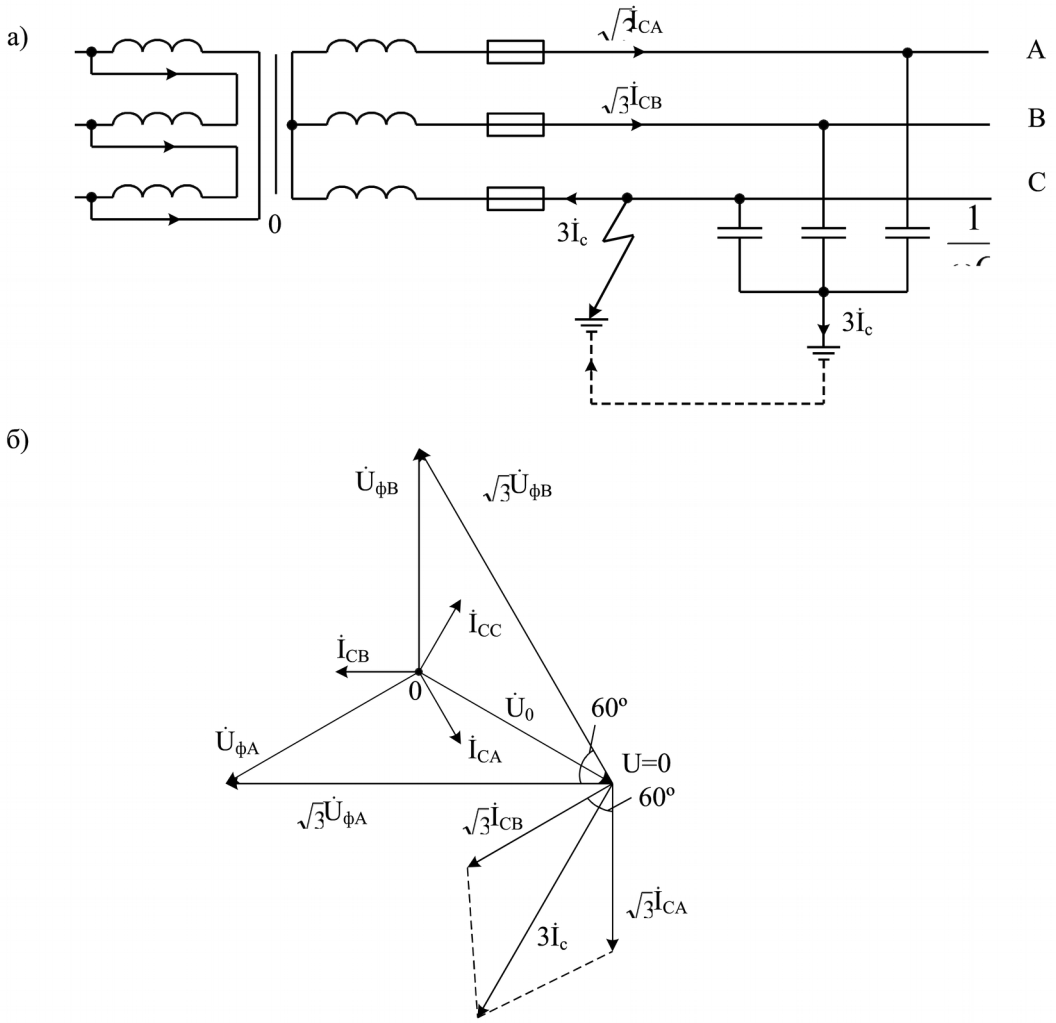


Рис. 1.9. Мережа високої напруги з ізольованою нейтраллю: а – схема протікання ємнісних струмів при замиканні фази на землю; б – векторна діаграма напруг та ємнісних струмів у нормальному режимі та при замиканні фази С на землю

При неметалічному замиканні на землю ($U_{ФС} \neq 0$) в місці замикання виникає дуга, яка супроводжується повторними гасіннями і запалюваннями. Між ємністю й індуктивністю мережі в цьому разі з'являються вільні електричні коливання високої частоти, внаслідок чого в мережі виникають перенапруги. Амплітуда дугових перенапруг у мережах 6-35 кВ при відсутності феррорезонансних явищ може досягати значень $3{,}2U_Ф$ на непошкоджених фазах і $2{,}2U_Ф$ на пошкодженій.

Короткочасні дугові перенапруги такої величини безпечні для нормальної ізоляції обладнання. Однак тривала дія перенапруг на ізоляцію мережі може привести до іонізації і

теплового пробою її у будь-якій точці мережі. Крім того, наявність значного струму в дузі розвинених мереж приводить до переходу однофазних замикань у дво- та трифазні короткі замикання і до відмикання споживачів.

Мережі з компенсованою нейтраллю. Прагненню підвищити надійність роботи мереж і приєднаного до них обладнання відповідає вимога ПУЕ про те, щоб розвинені мережі напругою 6-35 кВ працювали з компенсацією ємнісного струму замикання на землю за допомогою дугогасильних котушок.

Компенсація повинна здійснюватись у мережах напругою 6 і 10 кВ при струмах замикання на землю в них відповідно більше 30 і 20 А і в мережах напругою 20 і 35 кВ при струмах 15 і 10 А.

На рис. 1.10 подана схема найпростішої компенсованої мережі з ємнісним опором $1/\omega C$ на фазу. Нейтраль первинної обмотки одного з мережних трансформаторів заземлюється через регульований індуктивний опір – дугогасильну котушку – заземлюючий реактор однофазний масляний (ЗРОМ) або дугогасильний реактор (ДГР).

При замиканні на землю однієї фази в такій мережі напруга двох непошкоджених фаз по відношенню до землі, як і в мережі з ізольованою нейтраллю, збільшується в $\sqrt{3}$ разів, а напруга нейтралі буде дорівнювати фазній напрузі (рис. 1.9, б). Під дією цієї напруги через дугогасильну котушку піде струм. Опір котушки підбирають таким чином, щоб індуктивний струм $\dot{I}_L$, що проходить через котушку, був за величиною рівний сумарному ємнісному струму $3\dot{I}_C$, який проходить через фазові ємності мережі. У цьому разі струм у місці замикання фази на землю, який являє собою геометричну суму цих двох струмів, буде рівний нулю (рис. 1.10, б) і отже, дуга, що виникла, погасне. Така настройка котушки з повною компенсацією ємнісного струму називається резонансною.

Практично, однак, через місце замикання протікає залишковий струм, який складається з активної і реактивної складових. Перша з них зобов’язана своїм існуванням активному опору котушки і мережі, а друга – неточній настройці котушки. Цей залишковий струм малий за величиною. Тому у тих випадках, коли ізоляційна міцність дугового проміжку перевищує робочу напругу мережі, дуга гасне і знову не відновлюється

(наприклад при грозових перекриттях лінійної ізоляції). У разі ж порушення ізоляції (поломка ізоляторів, накиди на лінію) дуга набуває перемежуючого характеру, і мережа продовжує роботу в режимі однофазного замикання, однак, на відміну від некомпенсованої мережі, з малим струмом у дузі.

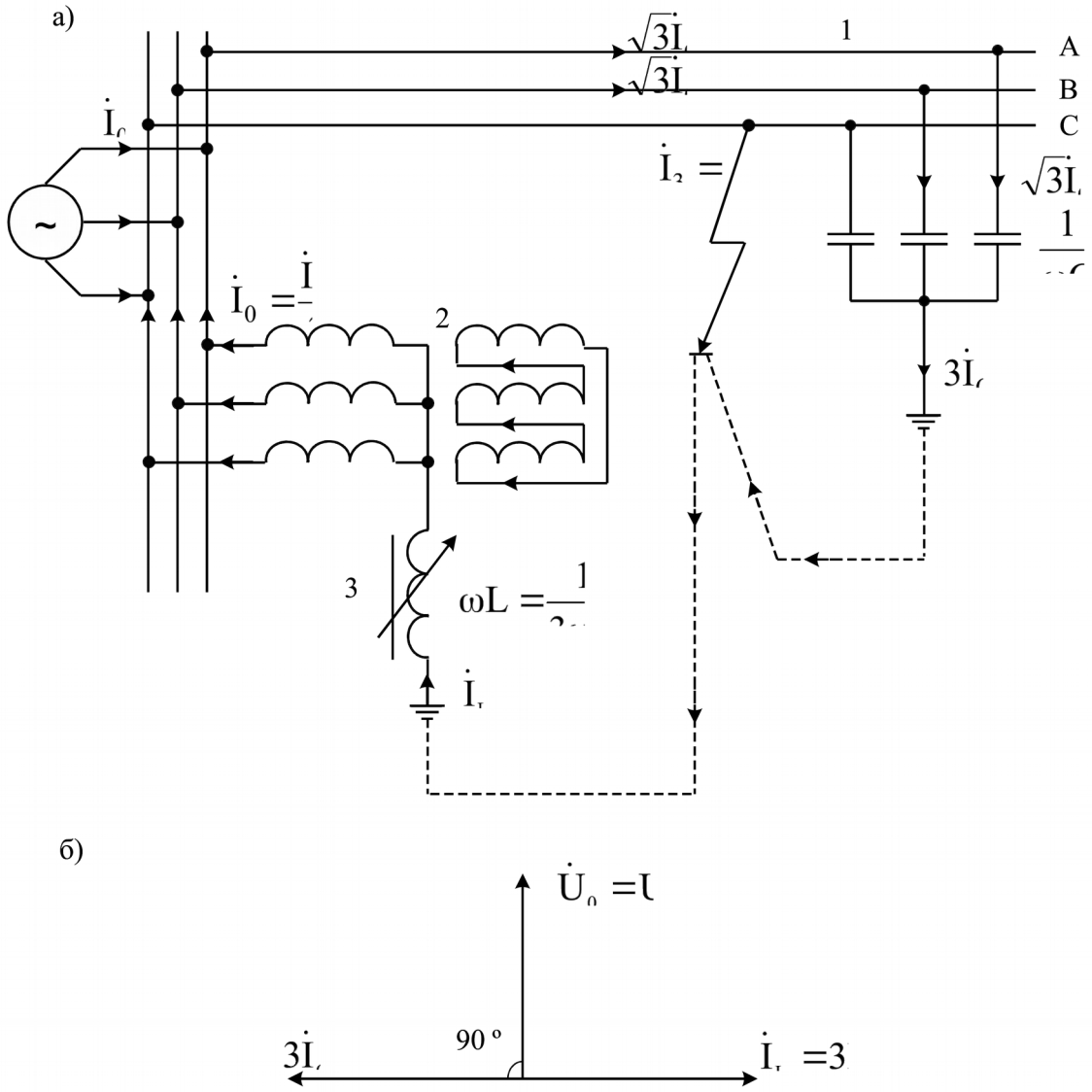


Рис. 1.10. Мережа з компенсованою нейтраллю:
а – схема протікання струмів у мережі при замиканні фази на землю: у пошкодженій фазі $\dot{I}_C=0$; у непошкоджених фазах $\dot{I}_C + \dot{I}_0 = \sqrt{3}\,\dot{I}_C$; в обмотках трансформатора $\dot{I}_0 = \dot{I}_L/3$; в місці замикання $\dot{I}_З = 0$; б – векторна діаграма струмів у місці замикання; 1 – лінія мережі; 2 – заземлюючий трансформатор; 3 – дугогасильна котушка

У компенсованих мережах перенапруги при дугових замиканнях на землю не перевищують (2,6-2,8)$U_Ф$, а ймовірність появи перенапруг вищої кратності менша, ніж у некомпенсованих. Дугогасильні котушки повинні мати, як правило, резонансну настройку або невелику перекомпенсацію ($I_L \geq 3I_C$).

Компенсуючі пристрої установлюють звичайно в центрах живлення компенсованої мережі.

Мережі з глухозаземленою нейтраллю. Це, як правило, мережі 110 кВ і вище. При таких напругах ємнісні струми досягають великих значень. Застосування дугогасильних пристроїв не усунуло б основний недолік, який властивий системам з малими струмами замикання на землю: підвищення напруги в непошкоджених фазах в . Глухе заземлення нейтралі усуває цей недолік, оскільки замикання однієї фази на землю є однофазним коротким, при якому здійснюється автоматичне відмикання пошкодженої лінії. При цьому рівень ізоляції апаратів нижче, оскільки напруга фаз по відношенню до землі при будь-яких режимах не вище $U_Ф$. Виключаються також перемежувальні дуги. Нема необхідності в пристроях контролю стану ізоляції.

Однак такі мережі мають і недоліки.

Перший недолік – перерви в електропостачанні. Слід зазначити, що однофазні замикання на землю в повітряних мережах 110 кВ і вище мають випадковий характер і самоліквідуються. Це дозволяє ефективно застосовувати автоматичне повторне вмикання (АПВ), яке зводить ці перерви до мінімуму.

Другий недолік. Значне ускладнення та збільшення вартості заземлюючих пристроїв. Для систем з великими струмами замикання на землю ПУЕ рекомендують $R_З \leq 0,5$ Ом. Тобто кількість заземлюючих електродів повинна бути значною.

Третій недолік. Великі струми однофазного короткого замикання, які в окремих випадках можуть навіть перевищувати струми трифазного короткого замикання. Щоб зменшити їх величину, частину нейтралей трансформаторів у системі виконують незаземленими, збільшуючи тим самим опір для струмів однофазних замикань на землю.

1.6. Системи заземлення трифазних електричних мереж змінного струму напругою до 1000 В у відповідності до вимог МЕК

Світовий досвід із забезпечення електробезпеки узагальнений у стандартах Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК). Вимоги стандартів ураховані в останній редакції ПУЕ.

Згідно з ГОСТ 30 331.2–95 (МЕК 364-3-93), системи заземлення трифазних електричних мереж змінного струму напругою до 1000 В поділяються на типи TN, TT та IT.

Буквені позначення типу заземлення системи означають:

перша буква – характер заземлення джерела живлення:

T (від лат. «terra»– земля) – безпосереднє приєднання однієї точки струмовідних частин джерела живлення до заземлюючого пристрою. У трифазних мережах такою точкою, як правило, є нейтраль джерела живлення, у трипроводових мережах однофазного струму та постійного струму – середня точка, у двопроводових мережах – один з виводів джерела однофазного струму або один з полюсів джерела постійного струму;

I (від англ. «isolated» – ізольований) – усі струмовідні частини джерела живлення ізольовані від землі або одна точка заземлена через великий опір (наприклад через опір приладів контролю ізоляції);

друга буква – характер заземлення відкритих провідних частин електроустановки:

N (від англ. «neutral» – нейтраль) – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки з точкою заземлення джерела живлення;

T – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин із землею незалежно від характеру зв’язку джерела живлення із землею.

Наступні букви в системі TN означають улаштування нейтрального N і захисного PE- провідників:

S (від англ. «separate» – роз’єднувати) – функції N- і PE-провідників виконують окремі провідники;

PE (від англ. «protective earthing» – захисне заземлення) – захисний провідник в електроустановках напругою до 1кВ, призначений для захисту від ураження електричним струмом;

C (від англ. «combine» – об’єднувати) – функції N- і PE-провідників виконує один PEN- провідник.

PEN- провідник – провідник в електроустановках напругою до 1кВ, який об’єднує в собі функції захисного (PE) і нейтрального (N) провідників. Термін «нейтральний» та «захисний» провідники в системі TN є синонімами відповідних термінів «нульовий робочий» та «нульовий захисний» провідники, які використовувались у попередніх редакціях ПУЕ. Вони не відповідають термінам міжнародних стандартів.

Система заземлення TN. Це система, у якій мережа живлення має глухе заземлення однієї точки струмовідних частин джерела живлення, а всі відкриті провідні частини електроустановки, які доступні торканню, приєднуються до цієї точки за допомогою N- або PE- провідників (рис. 1.11).

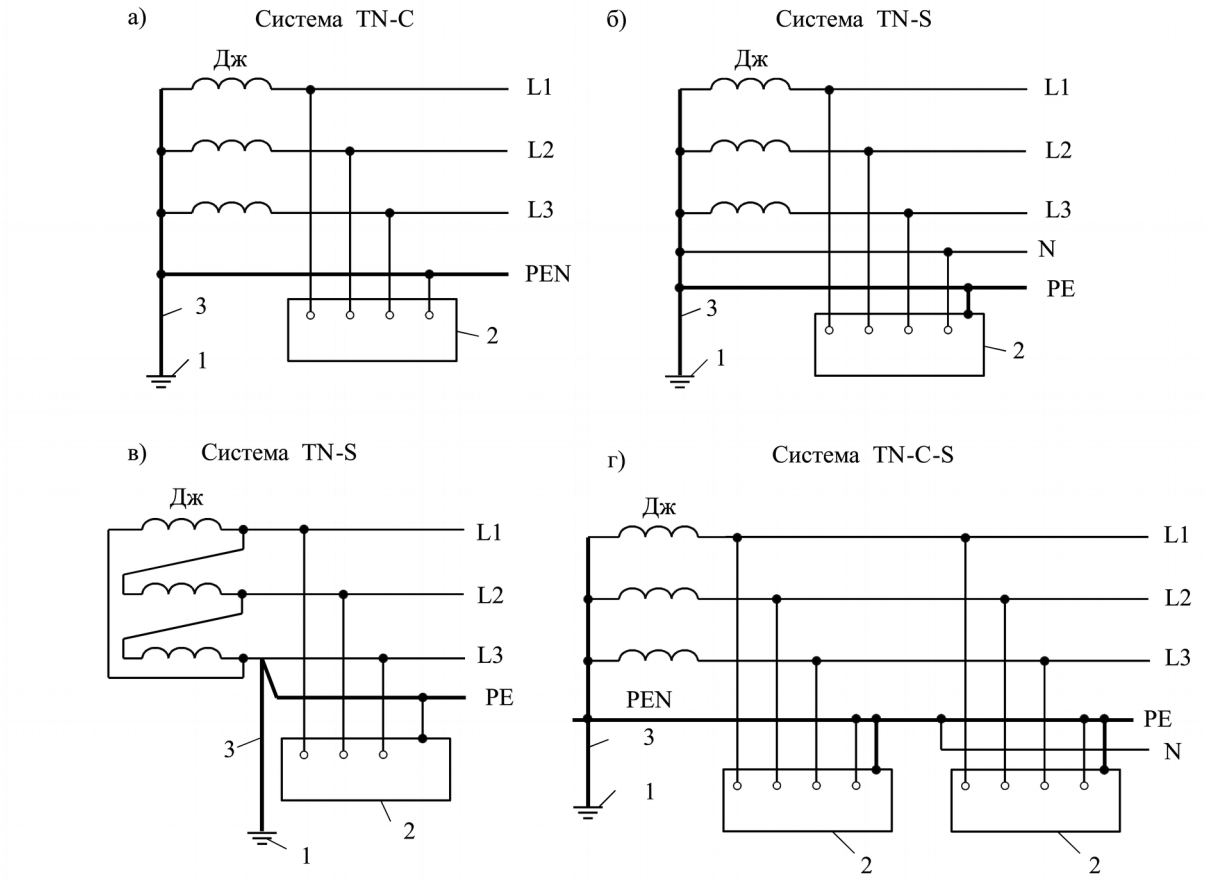


Рис. 1.11. Схеми виконання систем TN-C, TN-S, TN-C-S в електроустановках трифазного струму:
1 – заземлювач джерела живлення; 2 – відкриті провідні частини; 3 – захисний заземлюючий провідник (заземлення системи позначено потовщеними лініями)

У залежності від улаштування нейтрального і захисного провідників розрізняють три модифікації такої системи:

TN-C – система TN, в якій N- і PE-провідники об'єднані в одному PEN- провіднику вздовж усієї мережі (рис. 1.11,а);

TN-S – система TN, у якій N- і PE-провідники працюють роздільно вздовж усієї мережі (рис. 1.11, б, в);

TN-C-S – система TN, у якій N- і PE-провідники об'єднані в одному провіднику в частині мережі, починаючи від джерела живлення (рис. 1.11, г).

Системи заземлення типу TN є найбільш поширеними. При цьому їх модифікація TN-C найбільш розповсюджена, оскільки вона є найдешевшою. Це обумовлено тим, що прокладається тільки один провідник, який виконує функції одночасно захисного і робочого провідників. Однак у теперішній час необхідно застосовувати мережі із системою заземлення TN-C-S або TN-S.

У стаціонарних електроустановках функцію нейтрального N та захисного PE провідників можна поєднувати в одному провіднику PEN (система TN-C або частина системи TN-C-S), якщо переріз провідника PEN не менше 10 мм^2 – для міді, 16 мм^2 – для алюмінію.

Якщо, починаючи з якої-небудь точки мережі, захисний і нейтральний провідники розділені (система TN-S або частина системи TN-C-S), забороняється об'єднувати їх за цією точкою. PEN-провідник, що поєднує функції робочого і захисного провідників, повинен підмикатися до затискача, призначеного для захисного провідника PE. Використання сторонніх провідних частин як PEN-провідник заборонено.

Застосування системи заземлення TN-S не тільки підвищує рівень електробезпеки, але й дозволяє широко використовувати пристрої захисного відмикання, що керуються диференційними струмами.

Система заземлення TT – система, у якій одна точка струмовідних частин джерела живлення заземлена, а відкриті провідні частини електроустановки приєднані до PE-провідника, який з'єднаний із заземлювачем. Причому цей заземлювач електрично незалежний від заземлювача, до якого підімкнена точка струмовідних частин джерела живлення (рис. 1.12, а, б).

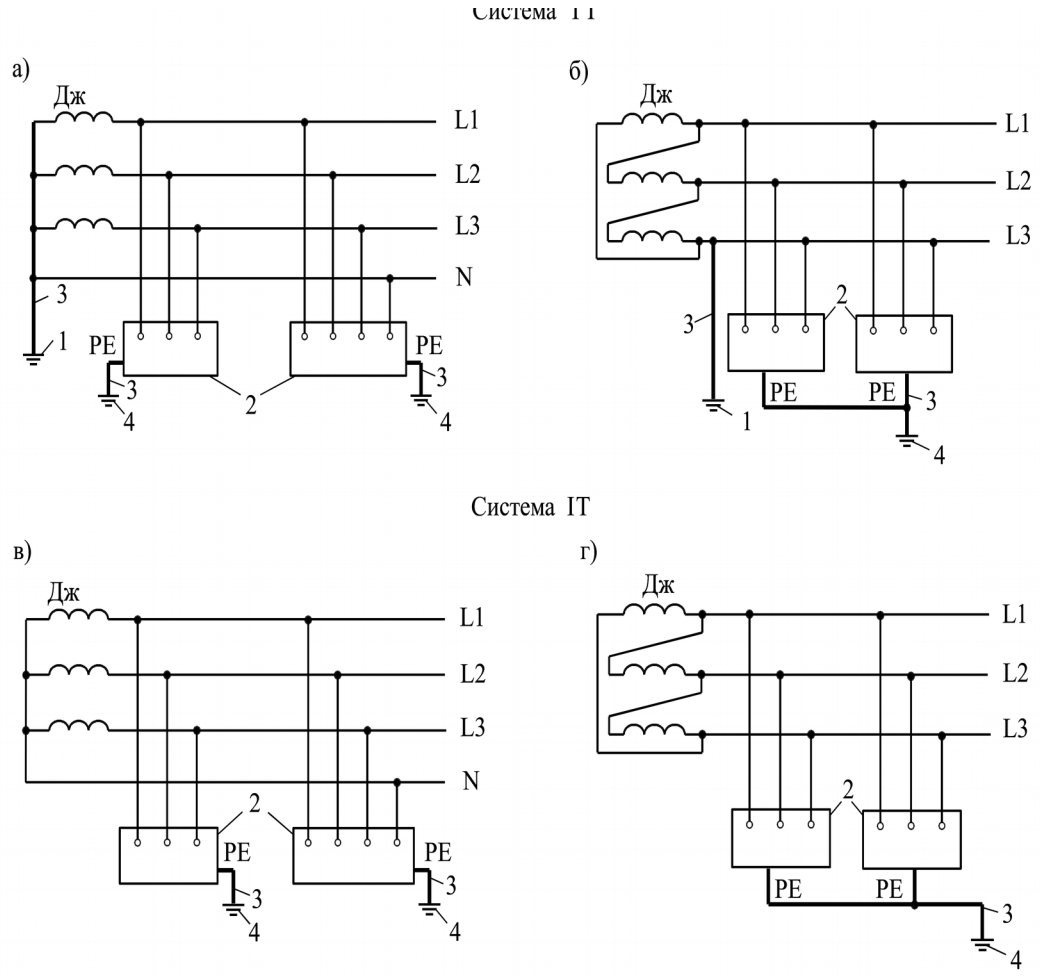


Рис. 1.12. Схеми виконання систем ТТ, ІТ в електроустановках трифазного струму: 4 – заземлювач відкритих провідних частин (решта позначень та сама, що і на рис. 1.11)

Система заземлення ІТ – система у якій мережа живлення ізольована від землі або заземлена через прилади з великим опором, а відкриті провідні частини електроустановки приєднано до заземленого РЕ-провідника (рис.1.12, в, г).

Вимоги цього підрозділу до електроустановок напругою до 1000 В стосуються також електроустановок напругою до 1500 В постійного та випрямленого струму, змінна складова якого не перевищує 10% діючого значення [1].

Контрольні питання

1. Дайте визначення електричної мережі.
2. Яке головне призначення електричних мереж?
3. Як класифікуються електричні мережі?
4. Охарактеризуйте місцеві та районні електромережі.
5. Дайте визначення номінальної напруги мережі.
6. Охарактеризуйте розімкнені і замкнені мережі.
7. Дайте визначення нейтралі трансформатора.
8. Назвіть режими нейтралі мереж різних напруг.
9. Як здійснюється вибір режиму нейтралі в електричних мережах?
10. Як поділяються електричні мережі напругою вище 1000 В за величиною струму замикання на землю?
11. Прокоментуйте режим електромережі з компенсованою нейтраллю.
12. Прокоментуйте режим електромережі з глухозаземленою нейтраллю.
13. Назвіть типи систем заземлення трифазних електричних мереж змінного струму напругою до 1000 В у відповідності до вимог МЕК.
14. Прокоментуйте систему заземлення TN.
15. Прокоментуйте систему заземлення TT.
16. Прокоментуйте систему заземлення IT.

Розділ 2

КОНСТРУКТИВНЕ ВИКОНАННЯ ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

2.1. Виконання повітряних ліній

2.1.1. Головні елементи повітряної лінії

Головними конструктивними елементами повітряної лінії (ПЛ) є (рис. 2.1):

- проводи, які служать для передачі електроенергії;
- захисні троси, які монтуються у верхній частині опор для захисту лінії від атмосферних перенапруг;
- опори, які підтримують проводи і троси на певній висоті над рівнем землі (води);
- ізолятори, які ізолюють проводи від тіла опори;
- арматура, за допомогою якої проводи закріплюються на ізоляторах, а ізолятори – на опорах.

Відстань між двома сусідніми опорами називають довжиною прогону або прогоном *l* лінії (рис. 2.2). Під дією власної ваги провід у прогоні провисає. Вертикальну відстань між горизонтальною прямою, яка з'єднує дві розташовані на одному рівні точки кріплення, і найнижчою точкою провисання проводу називають стрілою провисання *f* (рис. 2.2). Якщо точки кріплення проводу розташовані на різних висотах, то у лінії розрізняють дві стріли провисання *F* і *f*, рівні вертикальним відстаням між найнижчою точкою провисання проводу і точками його кріплення (рис. 2.3).

Найменша відстань від найнижчої точки проводу до землі, яка називається габаритом лінії до землі *h*, має гарантувати безпеку руху людей і транспорту з громіздкими предметами. Ця відстань залежить від умов місцевості, напруги лінії тощо. Для ненаселеної місцевості h = 5-7м, для населеної h = 6-8м.

Відстань між сусідніми проводами повітряної лінії залежить головним чином від напруги лінії.

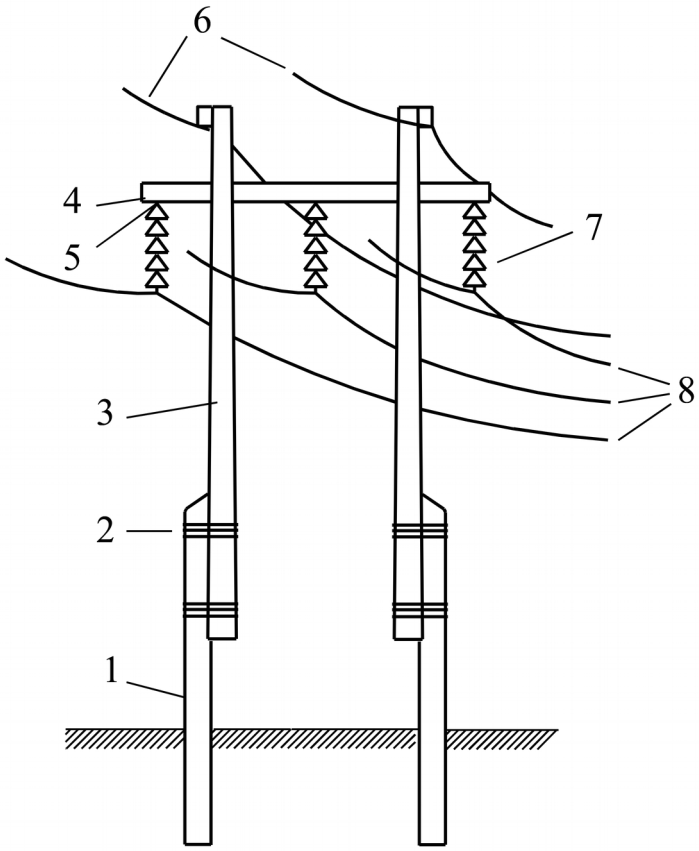


Рис. 2.1. Елемент повітряної одноколової лінії – дерев’яна проміжна опора з грозозахисними тросами:
1– пасинок; 2 – бандаж; 3 – стояк опори; 4 – траверса;
5 – арматура; 6 – грозозахисний трос; 7 – гірлянда ізоляторів;
8 – проводи

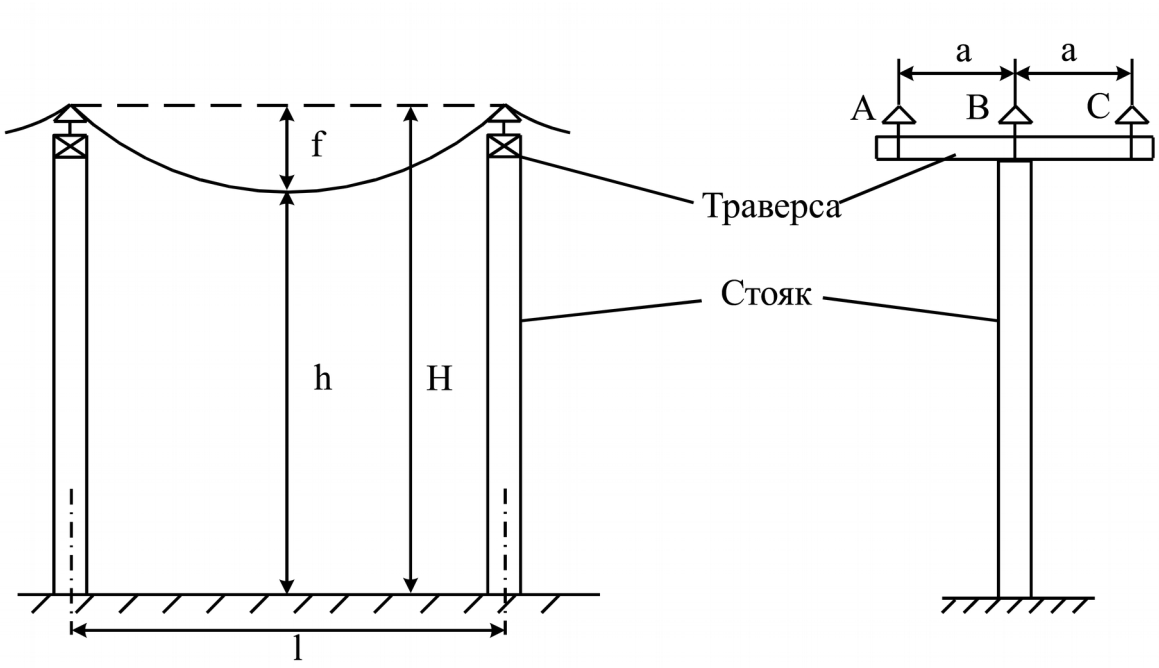


Рис. 2.2. Прогін лінії на опорах зі штировими ізоляторами

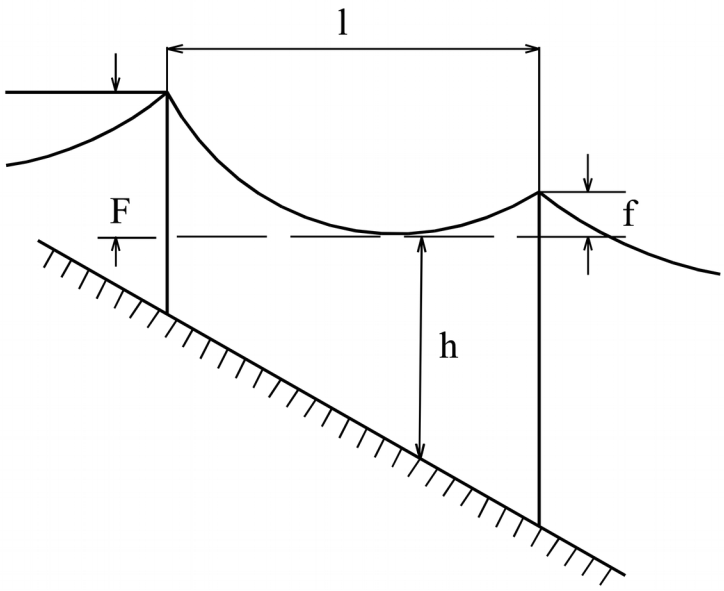


Рис. 2.3. Основні характеристики в прогоні при розташуванні точок підвішування проводу на різних висотах

Висота опори *H* при горизонтальному розташуванні проводів і кріпленні їх на штирових ізоляторах визначається розміром *h* і максимальною стрілою провисання проводу *f* (рис. 2.2). При кріпленні проводів на гірляндах із підвісних ізоляторів (рис. 2.4) висота опори збільшується ще на величину довжини гірлянди ізоляторів λ.

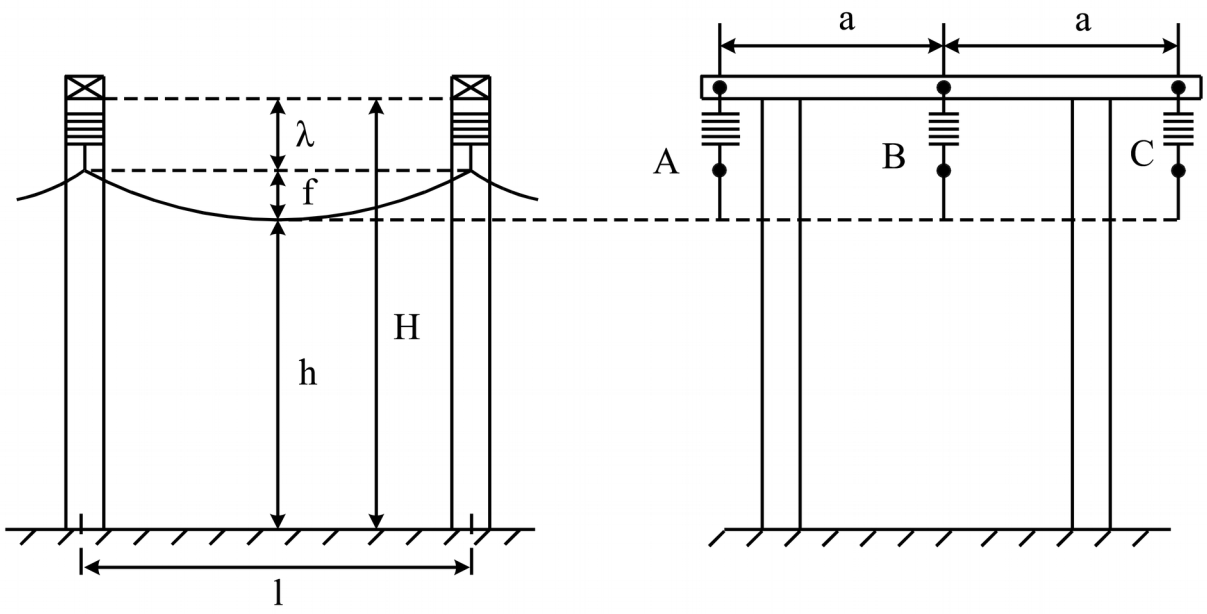


Рис. 2.4. Прогін лінії на опорах з підвісними ізоляторами

Довжину прогону лінії звичайно визначають за економічними міркуваннями. Із збільшенням довжини прогону різко зростає стріла провисання, а отже, і висота опор, що збільшує їх вартість. Разом з тим із збільшенням довжини прогону зменшується вартість ізоляції лінії (менше опор, ізоляторів і арматури для кріплення проводів).

У лініях напругою до 1000 В відстань між проводами мала, ізоляція лінії відносно дешева, опори прості і недорогі. Тому для таких ліній економічно доцільні порівняно невеликі довжини прогонів – десь 40-50 м при висоті опор 8-9 м.

У лініях напругою вище 1000 В економічно доцільні великі прогони, оскільки деяке подорожчання опор окупається подешевшанням ізоляції ліній. Наприклад, у лініях 110 кВ на дерев'яних опорах довжина прогону звичайно складає 150-200 м при стрілі провисання проводів 4-5 м і висоті опор з горизонтальним розташуванням проводів 13-14 м.

При переходах повітряних ліній через судноплавні річки довжини прогонів досягають 1 км і більше. При цьому різко зростає висота опор, досягаючи в окремих випадках декількох десятків метрів.

Найбільше поширення отримали одноколові і двоколові повітряні лінії. Під поняттям коло розуміють три проводи однієї трифазної лінії.

За початок і кінець повітряної лінії приймають лінійні портали розподільних устаткувань.

2.1.2. Проводи і троси

Для повітряних ліній використовують неізольовані (голі) проводи.

Проводи і троси для зменшення втрат потужності і напруги в мережі повинні мати якомога менший електричний опір.

Поряд з цим проводи і троси, які працюють на відкритому повітрі у важких атмосферних умовах, мають бути механічно міцними і повинні протистояти атмосферним явищам і хімічним діям домішок, які знаходяться в повітрі.

За умови забезпечення достатньої механічної міцності на магістральних ділянках ліній до 1кВ, лінійних відгалуженнях і

відгалуженнях до вводів у будівлі (споруди) ПУЕ вимагає застосовувати багатодротові проводи з мінімальним перерізом, не меншим за подані в табл. 2.1 і 2.2. Мінімально допустимі перерізи проводів ПЛ вище 1кВ за умовами механічної міцності вказано в табл. 2.3.

Таблиця 2.1

Мінімально допустимий переріз жили СІП за умови механічної міцності (ПЛ до 1кВ)

Район ожеледі	Переріз жили СІП на магістралі ПЛ або на лінійному відгалуженні, $мм^2$	Переріз жили СІП на відгалуженні до вводу в будівлю (споруду), $мм^2$
1-3	25(25)*	16
4-6	35(25)*	16
*У дужках подано мінімальний переріз жил СІП з чотирма утримними жилами		

Таблиця 2.2

Мінімально допустимий переріз неізольованих проводів за умови механічної міцності(ПЛ до 1кВ)

Район ожеледі	Матеріал проводу	Переріз проводу на магістралі ПЛ або лінійному відгалуженні, $мм^2$
1-3	Алюміній (А)або нетермо-оброблений алюмінієвий сплав АВЕ (АН)	25
	Сталеалюмінієвий (АС) або термооброблений алюмінієвий сплав АВЕ (АЖ)	25
4-6	А, АН	35
	АС, АЖ	25

Таблиця 2.3

Мінімально допустимі перерізи проводів за умови механічної міцності (ПЛ вище 1кВ)

Характеристика ПЛ	Переріз проводів, мм^2			
	алюмінієвих із нетермооброблено-го алюмініє-вого сплаву	з термооброб-леного алюмінієвого сплаву	сталеалюмі-нієвих	сталевих
ПЛ без перетинів у районах за ожеледдю				
До 2	70	50	35/6,2	35
3-4	95	50	50/8	35
5 і вище	-	70	70/11	35
Перетини ПЛ із судноплавними річками та інженерними спорудами в районах за ожеледдю				
До 2	70	50	50/8	35
3-4	95	50	50/8	50
5 і вище	-	70	70/11	50
ПЛ до 20 кВ на двоколових і багатоколових опорах	-	70	70/11	-

Примітки: 1. У прогонах перетинів з автомобільними дорогами, тролейбусними і трамвайними лініями, залізницями незагального користування допускається використовувати проводи таких самих перерізів, як на ПЛ без перетинів.

2. У районах, де вимагається використовувати проводи з антикорозійним захистом, мінімально допустимі перерізи проводів приймають такими самими, як і перерізи відповідних марок без антикорозійного захисту.

Механічне навантаження на провід визначається власною вагою проводу, вагою ожеледі і тиском вітру на провід. Так, наприклад, вага 1м алюмінієвого проводу перерізом 150 мм² дорівнює близько 0,42 кг, а додаткові навантаження на нього можуть складати: від ожеледі – 5-10 кг, від вітру – (0,75-1,0) кг на 1 м довжини проводу.

Для повітряних ліній використовують алюмінієві, сталеалюмінієві і сталеві проводи, а в окремих випадках – проводи зі спеціальних сплавів алюмінію–альдрею та ін. Грозозахисні троси виконують, як правило, зі сталі.

За конструктивним виконанням розрізняють однодротові і багатодротові проводи.

Однодротовий провід складається з одного круглого дроту (рис. 2.5, а). Багатодротовий провід з одного металу складається (залежно від перерізу проводу) із 7, 19 і 37 скручених між собою окремих дротів (рис. 2.5,б). Багатодротовий провід з двох металів (як правило, сталі й алюмінію) складається зі сталевої жили (однодротової або скрученої з 7 чи 19 дротів), навколо якої розміщена алюмінієва частина, що складається з 6 чи 28 дротів.

Алюмінієві проводи мають малу механічну міцність, що не дозволяє сильно їх натягати. Щоб запобігати виникненню в прогонах великих стріл провисання, доводиться зменшувати відстань між опорами, а це здорожує лінію.

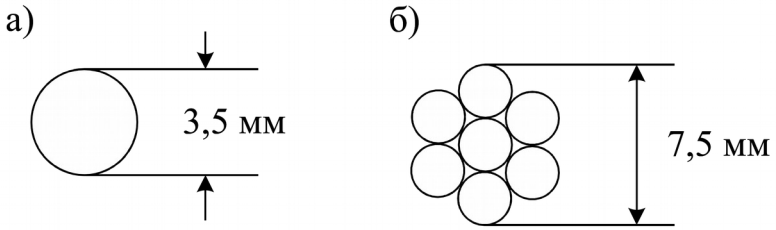


Рис. 2.5. Проводи повітряних ліній:
а – однодротовий; б – багатодротовий з одного металу

Алюмінієві проводи застосовують звичайно в лініях місцевих мереж при прогонах не більш як 100 – 125 м.

Для збільшення механічної міцності алюмінієвих проводів їх виготовляють багатодротовими із твердотягнутих дротів.

Сталеві проводи мають велику механічну міцність як однодротові, так і багатодротові. Питомий електричний опір сталевих проводів значно більший, ніж алюмінієвих. Сталеві проводи застосовуються у місцевих мережах при передачі порівняно невеликих потужностей. Головним недоліком сталевих

проводів і тросів є їх схильність до корозії, для запобігання якої їх оцинковують.

Випускають дві марки багатодротових сталевих проводів ПС (провід сталевий) і ПМС (провід оміднений сталевий). Сталеві грозозахисні троси мають марки ТК-35, ТК-50 і ТК-70.

Однодротові сталеві проводи виготовляють діаметром не більш як 5мм. Алюмінієві однодротові проводи взагалі не виготовляються через їх низьку міцність.

Сталеалюмінієві проводи мають той же питомий опір, що й алюмінієві проводи рівного їм перерізу. Сталеалюмінієві проводи широко застосовуються в мережах напругою 35-110 кВ і вище.

Проводи з альдрею мають приблизно такий же електричний опір, що й алюмінієві, проте вдвічі більшу механічну міцність. Недолік таких проводів – їх мала стійкість проти вібрації.

Промисловість випускає проводи шматками певної довжини (будівельна довжина). На лініях передачі ці шматки проводів з'єднують один з одним спеціальними затискачами шляхом обтиснення або опресування. Останнім часом розроблений новий спосіб з'єднання проводів термічним зварюванням.

За допомогою термічного зварювання роблять з'єднання проводів, яке не змінює протягом часу своїх електричних характеристик і є досить міцним.

Проводи маркуються за допомогою літер і цифр, що вказують відповідно матеріал і площу поперечного перерізу. Наприклад, М-120 – мідний провід перерізом 120 мм^2, ПС-25 – провід сталевий перерізом 25 мм^2. До позначення комбінованих проводів входять декілька літер та чисел, що вказують матеріал та площу перерізу осердя та повитих дротових рядів (наприклад, АС-70/11 – сталеалюмінієвий провід зі сталевим осердям площею 11 мм^2 та алюмінієвими повитими рядами площею 70 мм^2). Якщо міждротовий простір усього проводу захищений нейтральною замазкою, у позначенні проводу додаються літери КП (наприклад АСКП-120/19), а якщо замазкою захищене лише сталеве осердя, то додаються літери КС (наприклад АСКС-150/19). Провід із осердям, покритим плівкою, позначають АСК (наприклад АСК-185/24). Провід, скручений з дротів не обробленого термічно алюмінієвого сплаву, позначають АН, а такий же термооброблений – АЖ.

2.1.3. Опори

Розміщення проводів і тросів на опорах. Розміщення проводів на опорах, яке найчастіше зустрічається, схематично зображене на рис. 2.6. Там же вказане й можливе розміщення захисних тросів, якщо лінію виконують з тросами. Розміщення проводів по вершинах трикутника широко розповсюджене на лініях до 20 кВ і на одноколових лініях 110 кВ на металевих і залізобетонних опорах. Горизонтальне розташування проводів застосовують на лініях 35 і 110 кВ з дерев'яними опорами і на лініях більш високої напруги з металевими опорами.

На двоколових лініях проводи розміщують зворотною ялинкою, шестикутником або прямою ялинкою.

Середні довжини прогонів і відстані між проводами окремих фаз ПЛ різних напруг наведені в табл. 2.4. У цій таблиці наведені також вертикальні габарити повітряних ліній (відстані від нижньої точки провисання проводу до поверхні землі).

Для всіх зазначених варіантів характерне несиметричне розміщення проводів по відношенню один до одного, що тягне за собою неоднаковість їх реактивних опорів і провідностей. Тому і спади напруги в окремих фазах лінії будуть неоднаковими при рівномірному завантаженні фаз, що веде до несиметрії напруг на лінії.

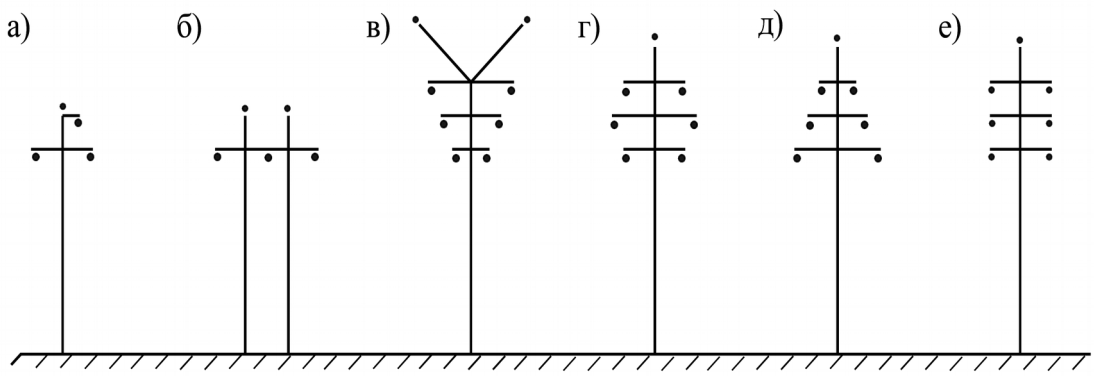


Рис. 2.6. Розташування проводів на опорах:
а – трикутником; б – горизонтально; в – зворотною ялинкою;
г – шестикутником (бочкою); д – прямою ялинкою;
е – вертикально

Таблиця 2.4

Середні довжини прогонів і відстані між проводами

Показник	Значення показника, м, при номінальній напрузі ПЛ, кВ					
	6 і 10	35	110	220	330	500
Довжина прогону	50-100	150-200	170-250	250-350	300-400	350-450
Вертикальний габарит	6-7	6-7	6-7	7-8	7,5-8	8
Відстань між проводами фаз при розміщенні їх:						
трикутником	0,8-1,5	3-3,5	4,5-5	5-8	6-12,8	-
горизонтально	-	3	4	7-7,8	8-9	10,5-10,9
шестикутником (бочкоподібно)	-	3	3,2-3,6	6-7	6-7	-

Для того, щоб зробити ємність та індуктивність усіх трьох фаз кола лінії однаковими, на довгих лініях застосовують транспозицію проводів, тобто змінюють їх розміщення відносно один одного на різних ділянках лінії (рис. 2.7). Транспозиція проводів має також на меті зменшення впливу лінії електропередачі на сусідні проводи зв’язку.

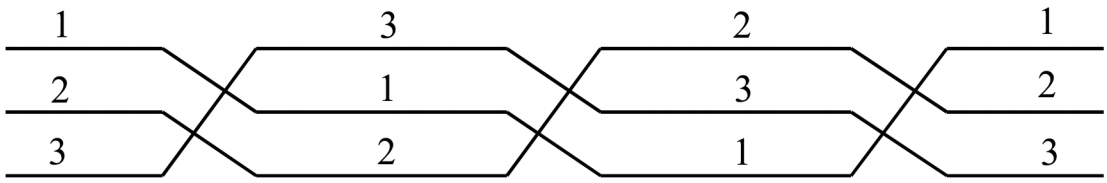


Рис. 2.7. Цикл транспозиції одноколової лінії

Застосовують транспозицію на лініях напругою 110 кВ і вище протяжністю більше 100 км. Зміна порядку розташування проводів на опорах здійснюється на транспозиційних опорах.

На поздовжніх лініях електрифікованих залізниць напругою 10, 25 і 35кВ транспозицію проводів виконують через кожні 3 км лінії [35].

Види опор. Опори бувають анкерними, проміжними, наріжними, транспозиційними і спеціальними. Застосування того чи іншого виду опор диктується їх призначенням, яке у свою чергу залежить від місця їх установлення на трасі лінії.

Анкерні опори встановлюють з метою жорсткого закріплення проводів в особливо відповідальних точках лінії (на кінцях лінії, на кінцях прямих її ділянок, на перетинах особливо важливих інженерних споруд тощо). Анкерні опори значно складніші і дорожчі за проміжні, мають більший запас міцності і розраховуються для нормального й аварійного режимів (обрив одного або декількох проводів). Тому їх кількість на кожній лінії має бути мінімальною. Відстань між анкерними опорами нормами не обмежується.

Проміжні опори служать для підтримання проводу на прямих ділянках лінії в анкерному прогоні. На проміжних опорах проводи підвішуються за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів. Проміжна опора дешевша за опори інших типів і простіша у виготовленні, оскільки завдяки однаковому тяжінню проводів з обох боків вона в нормальному режимі (тобто з проводами, що необірвані) не зазнає зусиль уздовж лінії. Проміжні опори складають не менше 80-90 % загальної кількості опор лінії. Тому при проектуванні повітряних ліній треба звертати особливу увагу на вибір найекономічнішого типу проміжних опор.

Наріжні опори встановлюють у точках повороту лінії. Найчастіше застосовують наріжні опори анкерного типу.

Спеціальні опори бувають двох типів: перехідні – для великих прогонів (перетин річок, ущелин, озер) і відгалужувальні – для тих випадків, коли вимагається глухе відгалуження від лінії.

Опори повітряних ліній виготовляються з дерева, металу і залізобетону.

Дерев’яні опори прості у виготовленні і дешеві. Найпоширеніші соснові опори, дещо менш поширені опори з модрини.

Недолік цих опор – їх недовговічність, що пояснюється гниттям деревини. Просочення деревини спеціальними антисептиками збільшує строк служби дерев’яних опор з 4-6 до 15-25 років. Крім того, опори в більшості випадків роблять складовими (рис. 2.1). Нога опори складається з двох частин:

довгої (основного стояка) і короткої (пасинка). Пасинок з'єднують із стояком двома бандажами зі сталевого дроту. У ґрунт залізобетонний пасинок розміщають на глибину 1,8-2,3м.

Дерев'яні опори ліній напругою до 20 кВ виготовляють одностояковими, ізолятори закріплюють на гаках (рис. 2.8,а). Для проводів середніх перерізів застосовують кріплення ізоляторів на штирях (рис. 2.8,б). На лініях напругою 110 кВ і на більшості ліній напругою 35 кВ установлюють двостоякові опори П-подібного типу (рис. 2.1).

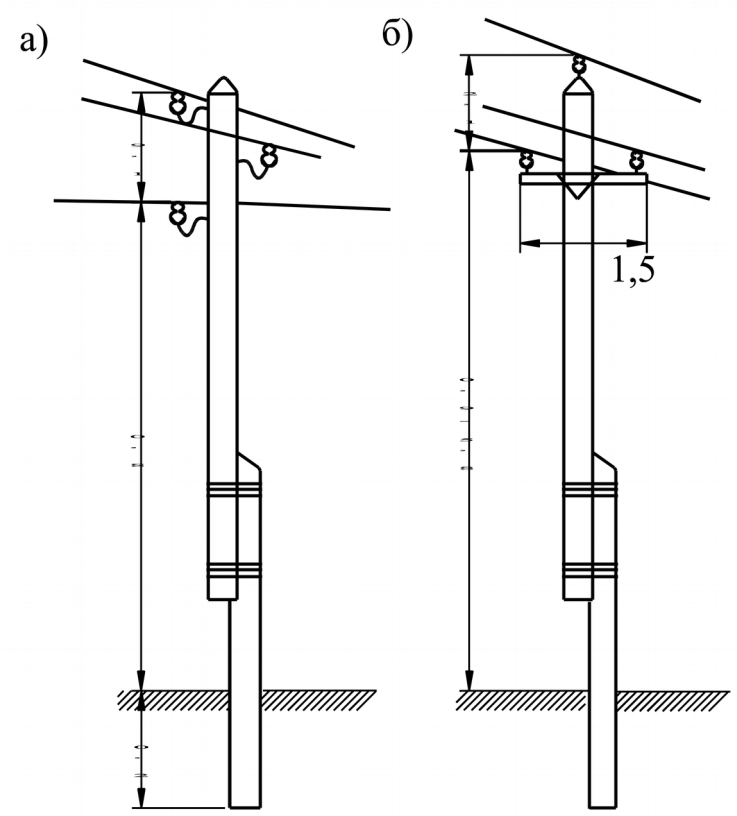


Рис. 2.8. Одностоякові опори безтросових ліній напругою 6-10 кВ

Металеві опори знайшли застосування на лініях напругою 35 кВ і вище. Їх виготовляють із сталі спеціальних марок. Окремі елементи опори з'єднують зварюванням або болтами. Незалежно від конструктивного рішення й схеми металеві опори виконуються у вигляді просторових гратчастих конструкцій (рис. 2.9, 2.10).

Для запобігання окислюванню поверхню опор оцинковують або періодично фарбують спеціальними фарбами. Установлюють металеві опори на залізобетонних фундаментах.

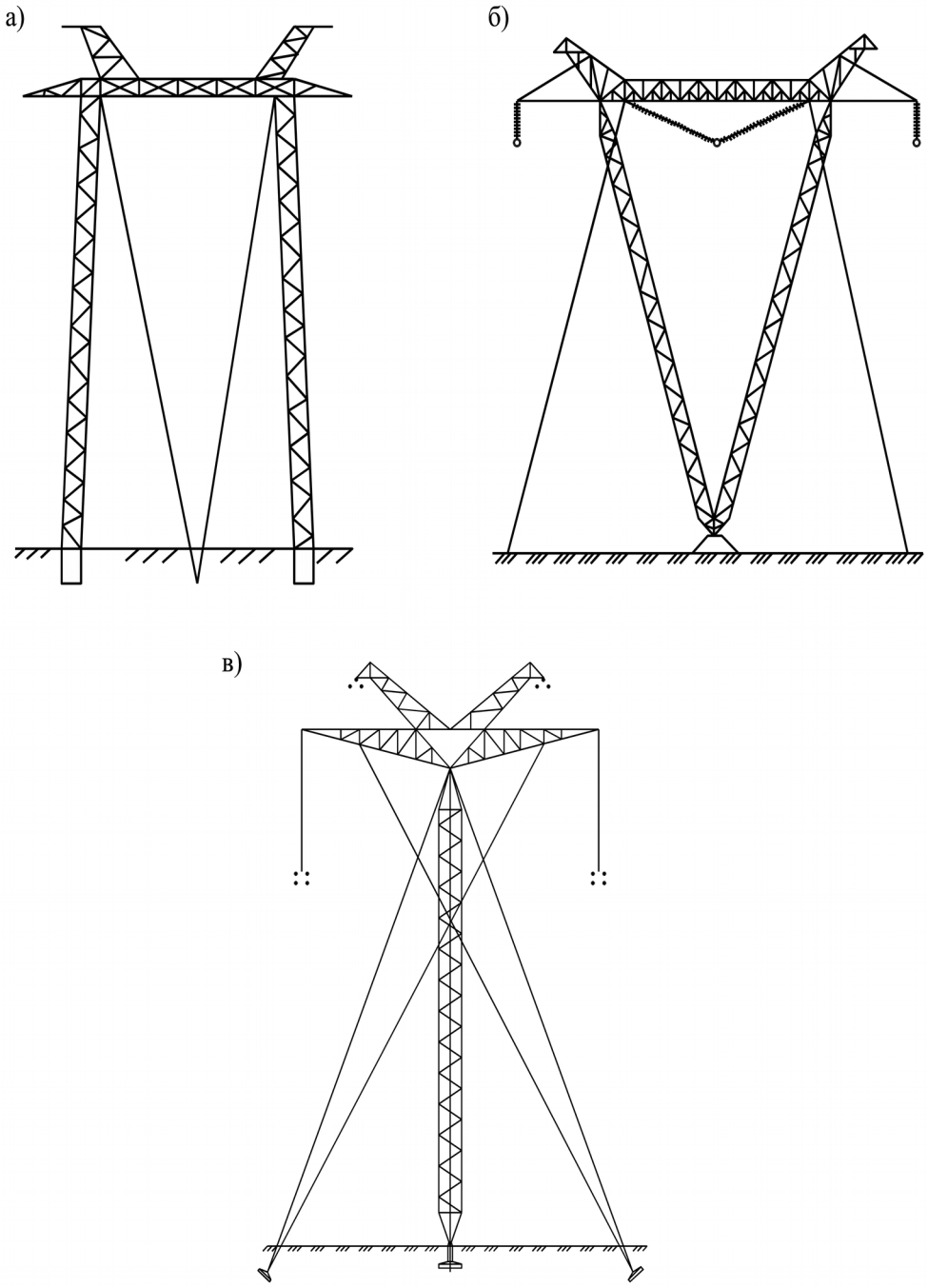


Рис. 2.9. Металеві опори:
а – проміжна одноколова на відтяжках 500 кВ; б – проміжна V-подібна 1150 кВ; в – проміжна опора лінії постійного струму 1500 кВ

Залізобетонні опори довговічніші за дерев'яні, вимагають менше металу, ніж металеві, прості в обслуговуванні, тому в останні роки отримали широке застосування (рис. 2.11).

Найбільше розповсюдження отримали одностоякові проміжні залізобетонні опори з металевими траверсами.

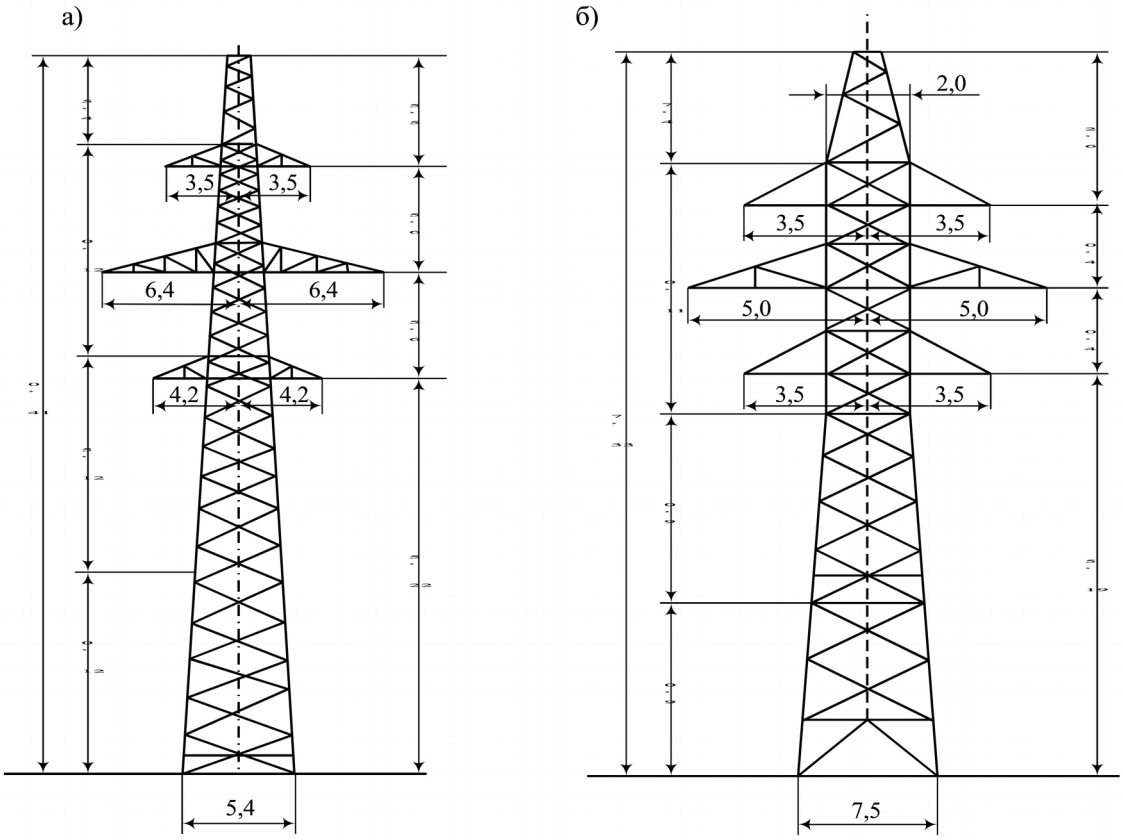


Рис. 2.10. Металеві вільно стоячі двоколові опори:
а – проміжна 220 кВ; б – анкерна кутова 110 кВ

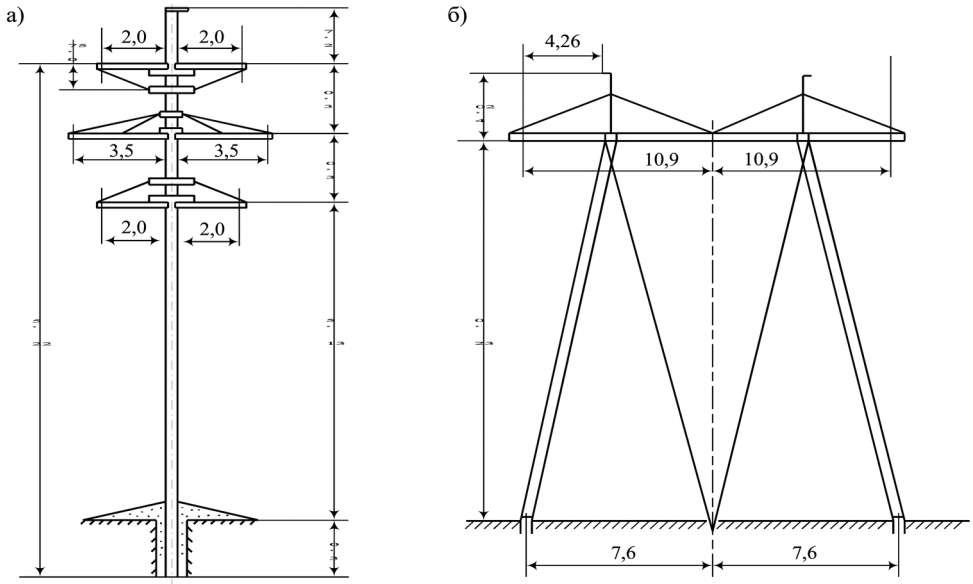


Рис. 2.11. Проміжні залізобетонні опори:
а – одностоякова вільно стояча двоколова 110 кВ;
б – портальна з відтяжками одноколова 500 кВ

2.1.4. Ізолятори

Лінійні ізолятори виготовляють з фарфору і загартованого скла.

Ізолятори розподіляють на штирові і підвісні. Штирові ізолятори (рис. 2.12, а,б) застосовують на лініях напругою до 35 кВ включно. Вони складаються з двох фарфорових елементів, з'єднаних за допомогою цементуючої замазки. Їх кріплять на сталевих штирях або крюках.

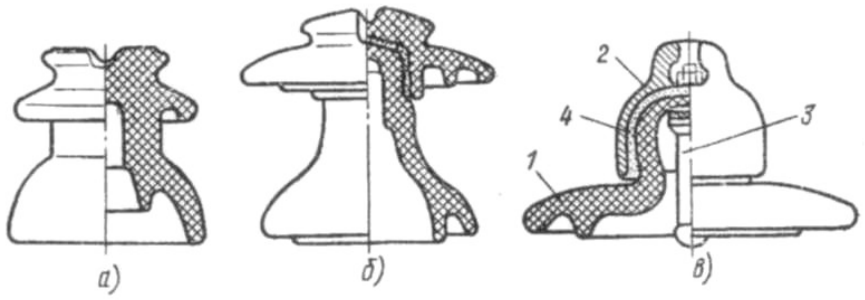


Рис. 2.12. Штирові й підвісні ізолятори:
а – штировий 6-10 кВ; б – штировий 20-35 кВ; в – підвісний тарілчастого типу

В умовному позначенні ізолятора літера і цифра означають: Ш – штировий; Ф(С) – фарфоровий (скляний); цифра – номінальна напруга, кВ; остання літера А, Б, В – виконання ізолятора.

Провід кріплять на ізоляторі за допомогою в'язки з м'якого обпаленого дроту того ж матеріалу, що і сам провід.

Основні характеристики штирових ізоляторів наведені в табл. 2.5.

Підвісні ізолятори застосовуються двох типів: тарілчасті і стержневі.

Підвісні ізолятори (рис. 2.12,в) застосовують на лініях напругою 35 кВ і вище. Вони складаються з фарфорової або скляної ізолювальної частини 1 і металевих деталей – шапки 2 і стержня 3, що з'єднуються з ізолювальною частиною за допомогою цементної замазки 4. Це тарілчасті ізолятори.

Характеристики підвісних ізоляторів наведені в табл. 2.6.

Таблиця 2.5

Характеристики штирових ізоляторів

Тип ізолятора	Розміри, мм		Механічна міцність на згин, кг	Сухорозрядна напруга, кВ	Мокророзрядна напруга, кВ	Імпульсна розрядна напруга, кВ	
	висота	діаметр				при 2 мкс	50%-ва
ШС-6	94	126	1400	50	28	109	83
ШС-10	110	147	1400	60	34	130	101
ШС-19 (скляні)	110	150	1800	60	36	-	-
ШД-20	190	185	3500	68	64	170	132

Таблиця 2.6

Характеристики підвісних лінійних ізоляторів

Тип ізолятора	Розміри, мм		Вага, кг	Ефективна довжина шляху витоку, см	Мокророзрядна напруженість, кВ/см
	висота	діаметр			
П-4,5	170	270	6,4	25	2,95
П-11	21,5	350	14,2	34	2,95
ПС-4,5	130	255	4,0	25	3,7
СТ-110/4,5	1270	75	23,0	185	3,6

Стержневі підвісні ізолятори являють собою суцільний фарфоровий стержень з ребрами, армований зверху і знизу металевими шапками з конічними внутрішніми поверхнями. При їх використанні досягається значна економія металу.

Основний недолік стержневих ізоляторів – обрив проводу при руйнуванні ізолятора електричною дугою або механічній дії. Тарілчасті ж ізолятори, навіть під час електричного пробою, як правило, здатні нести механічне навантаження. Основні характеристики стержневого ізолятора СТ-110 наведені в табл. 2.6.

Для ізоляції лінії електропередачі (ЛЕП) напругою 6-20 кВ достатньо одного підвісного ізолятора. Для ізоляції ліній напругою 35 кВ і вище підвісні ізолятори збирають в гірлянди (рис. 2.13). Гірлянди підвішені вертикально на проміжних опорах,

навантажені вагою проводів та можливими на них опадами, називаються підтримувальними. Гірлянди на анкерних, кутових і кінцевих опорах, які розташовані близько до горизонталі через великі поздовжні зусилля натягнених проводів, називаються натяжними.

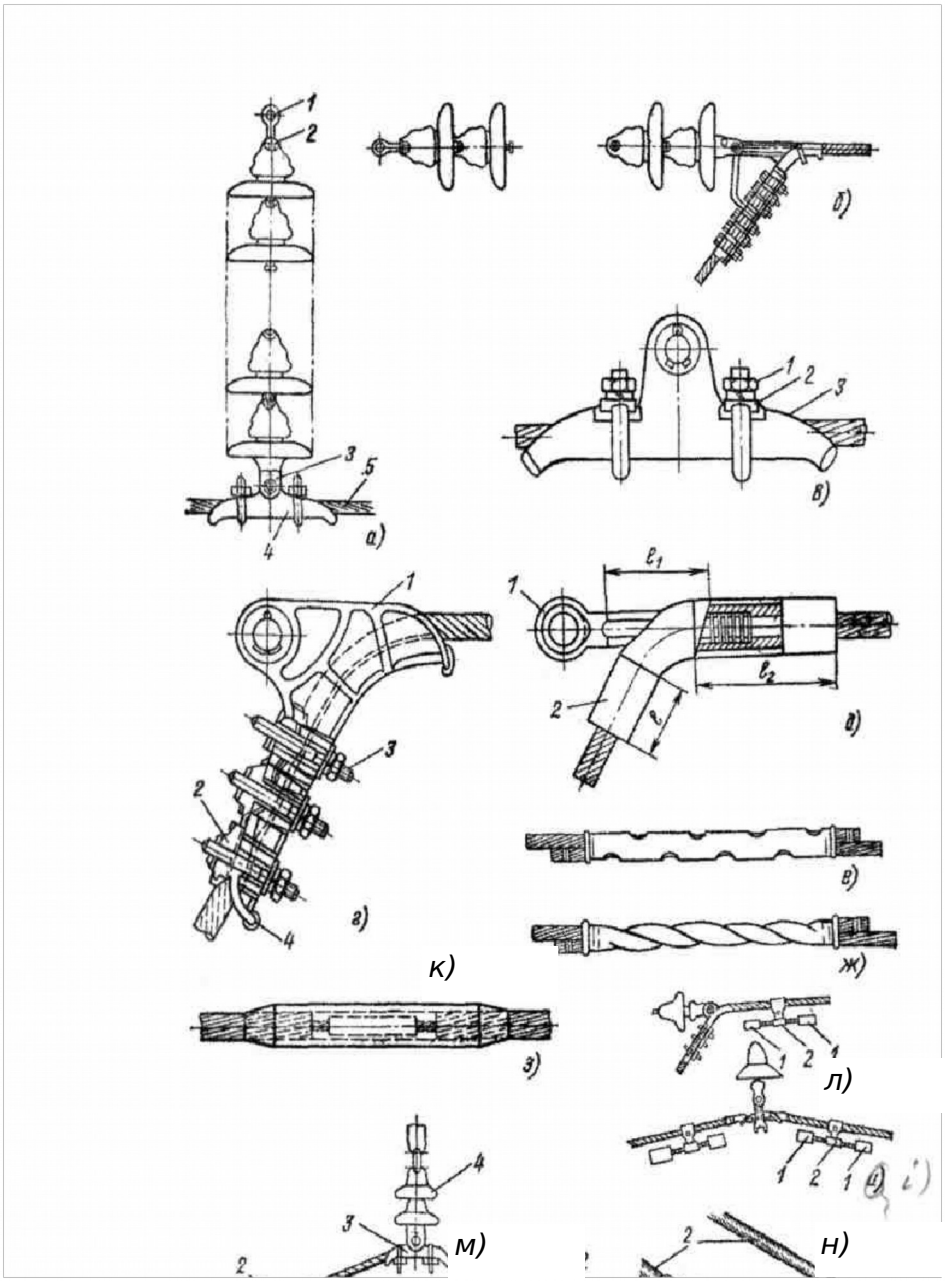


Рис. 2.13. Підтримувальні й натяжні гірлянди ізоляторів і лінійна арматура:

а – підтримувальна гірлянда ізоляторів з глухим затискачем; б – натяжна гірлянда ізоляторів з болтовим затискачем; в – глу-хий підтримувальний затискач; г – болтовий натяжний затискач; д – пресований натяжний затискач; е, ж – з'єднувачі овальні з обтисненням та із закручуванням; к – з'єднувач пресований;

л – підвіска гасителів вібрації у натяжних і підтримувальних затискачів; м – демпфірувальна петля; н – розпірки

Кількість ізоляторів у гірлянді визначається типом ізолятора, номінальною напругою лінії, матеріалом опори і розташуванням гірлянди. У натяжних гірляндах кількість ізоляторів береться на один більше, ніж у підтримувальних, оскільки натяжні гірлянди зазнають більших механічних навантажень і ймовірність пошкодження ізоляторів у цих гірляндах вища. Кількість ізоляторів у гірляндах для ліній різних класів напруги наведена в табл. 2.7.

Як видно з таблиці, на дерев'яних опорах кількість ізоляторів у гірлянді на один менша, ніж на металевих, оскільки деревина працює як додаткова ізоляція в умовах імпульсних дій.

Для різних умов роботи призначені різні типи підвісних ізоляторів. Так, ізолятори типів П і ПМ (П-підвісний, М-малогабаритний) застосовують у звичайних атмосферних умовах, ізолятори типу ПР використовують у підтримувальних, а ізолятори типів НС і НЗ – у натяжних гірляндах ліній, прокладених у районах з підвищеною забрудненістю повітря.

Лінійна арматура для кріплення проводів до ізоляторів й ізоляторів до опор ділиться на такі основні види: затискачі, застосовувані для закріплення проводів у гірляндах підвісних ізоляторів; зчіпна арматура для підвіски гірлянд на опорах і з'єднання гірлянд одна з одною, а також з'єднувачі для з'єднання проводів і тросів у прогоні (рис. 2.13).

Таблиця 2.7

Кількість ізоляторів у гірляндах

Номінальна напруга, кВ	Тип опор	Кількість ізоляторів типу П-4,5 в гірлянді	
		підтримувальній	натяжній
35	Металеві	3-4	4-5
35	Дерев'яні	2	3
110	-	6	7
110	Металеві	7	8
150	-	11	12
220	-	14	16
330	-	16	-

Зчіпна арматура включає скоби, серги й вушка. Скоба служить для приєднання гірлянди до траверси опори або до деталей, що закріплюються на траверсі. Підтримувальна гірлянда ізоляторів (рис. 2.13,а) закріплюється на траверсі проміжної опори за допомогою серги 1. Серга з одного боку з'єднується зі скобою або з деталлю на траверсі, а з іншого боку вставляється в шапку верхнього ізолятора 2. До нижнього ізолятора гірлянди за вушко 3 прикріплений підтримувальний затискач 4, у якому розміщений провід 5.

Підтримувальні затискачі підвішуються на проміжних опорах, натяжні – на анкерних. Підтримувальний глухий затискач показаний на рис. 2.13, в. Натискні болти 1 через плашку 2 притискають провід до корпуса затискача 3 і утримують його на місці при однобічному тяжінні.

Сталеалюмінієві проводи перерізом до 95 мм^2 включно закріплюються в з'єднувачах методом скручування (рис. 2.13, ж). Овальні з'єднувачі (рис. 2.13, е, ж) застосовуються для проводів перерізом до 185 мм^2 включно. У них проводи укладаються нахлистом, після чого здійснюється обтиснення з'єднувача за допомогою спеціальних кліщів. Пресовані з'єднувачі використовуються для з'єднання проводів перерізом 240 мм^2 і більше й сталевих тросів усіх перерізів. Ці затискачі переважно складаються з двох трубок: однієї сталевої для з'єднання внутрішніх сталевих жил та іншої – алюмінієвої, що накладається поверх першої жили і тієї, що служить для з'єднання зовнішніх алюмінієвих жил (рис. 2.13, к).

До проводів лінії підвішуються гасителі вібрації або демпфірувальні петлі, застосування яких зменшує вібрацію й дозволяє запобігти зламу дротів проводів. Гаситель вібрації (рис. 2.13, л) складається з двох чавунних вантажів 1, з'єднаних сталевим тросом 2. Для проводів малих перерізів захист від вібрації здійснюється за допомогою демпфірувальної петлі 1 (рис. 2.13, м) з проводу тієї ж марки. Петля прикріплюється до проводу болтовими затискачами 2 по обидва боки підтримувального затискача 3 у підвісної гірлянди ізоляторів 4.

На проводах ПЛ 330-750 кВ застосовують розпірки 1 (рис. 2.13, н) для фіксації проводів розщепленої фази відносно

один одного. Вони забезпечують необхідну відстань між окремими проводами фаз та захищають їх від схльостування, зіткнення й закручування.

Останнім часом знайшли застосування полімерні ізолятори. Основними елементами таких ізоляторів є стержень з односпрямованого склопластику, захисна полімерна оболонка і металеві кінцівки. Полімерні ізолятори міцніші, надійніші і легші фарфорових та скляних, однак значно дорожчі. При їх застосуванні транспортні витрати зменшуються в 10-11 разів, у 4 рази – витрати при монтажу.

Більш докладно про ці та інші ізолятори викладено, наприклад в [34].

2.1.5. Улаштування ліній поздовжнього електропостачання

Для забезпечення електричною енергією залізничних нетягових і районних споживачів, розташованих уздовж залізниці, застосовують систему поздовжнього електропостачання. При цьому живлення лінійних і дрібних районних споживачів здійснюється від спеціально споруджуваних уздовж залізниці повітряних ліній трифазного струму.

Лінії поздовжнього електропостачання 10 кВ допускають відбір енергії для лінійних споживачів у будь-якому місці та забезпечують можливість живлення як стаціонарних, так і пересувних навантажень.

У залежності від виду тяги лінії поздовжнього електропостачання виконують за одним із таких варіантів.

1. На неелектрифікованих ділянках залізниць, які в найближчий час не підлягають переведенню на електричну тягу і не мають автоблокування, споруджують спеціальну трифазну повітряну лінію, яку підвішують на самостійних дерев’яних або залізобетонних опорах. Конструкція опор повинна передбачати можливість підвішування в майбутньому ПЛ автоблокування.

Трасу такої лінії прокладають по можливості ближче до полотна залізниці, але із дотриманням вимог ПУЕ.

Там, де є ПЛ автоблокування, на опорах цієї ПЛ окремо (другим колом) підвішують проводи для електропостачання лінійних споживачів. При проектуванні ПЛ автоблокування або

електропостачання лінійних споживачів передбачають два кола 6; 10 кВ (рис.2.14): 1 – для живлення автоблокування, 2 – для живлення лінійних споживачів.

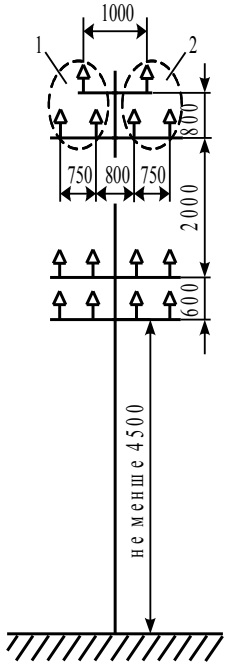


Рис. 2.14. Розміщення проводів на опорі лінії поздовжнього електро-постачання

2. На ділянках, що електрифіковані на постійному струмі, ПЛ 10 кВ підвішують на опорах контактної мережі з польового боку (рис. 2.15). З польового боку опор двоколійної ділянки можуть бути розташовані два кола 10 кВ (автоблокування 1 і поздовжнього електропостачання 2) та дві низьковольтні лінії (сигнальні кола автоблокування 3 і проводи 4 чотирипроводової трифазної лінії 380/220 В). ПЛ 10 кВ одночасно є резервом для лінії живлення автоблокування. При значних нетягових навантаженнях поздовжні лінії можуть бути виконані на 35 кВ. Розташування їх буде відрізнятися від показаного на рис. 2.14 лише відстанню між проводами.

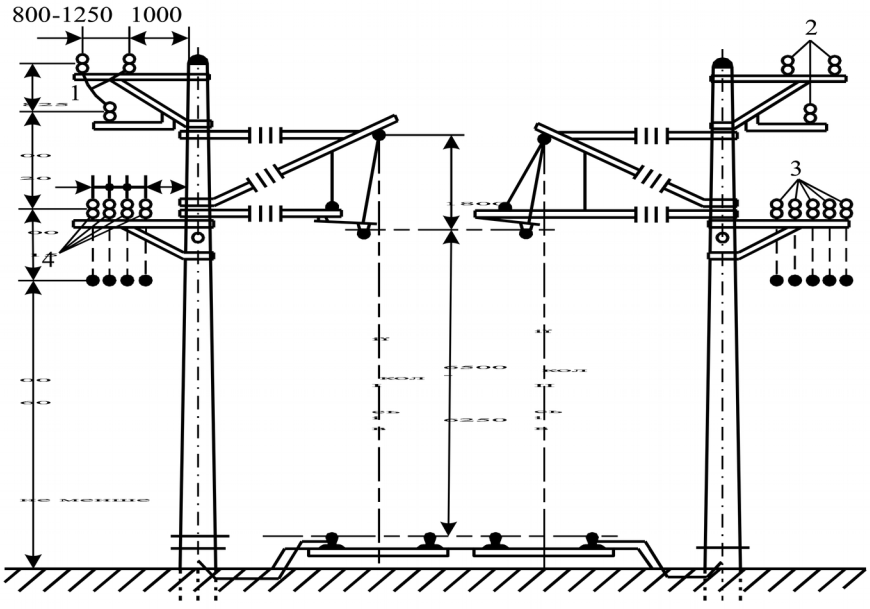


Рис. 2.15. Розміщення проводів лінії поздовжнього електропостачанняі автоблокіровки на опорах контактної мережі

Рис. 2.15. Розміщення проводів лінії поздовжнього електропостачання та автоблокування на опорах контактної мережі

3. При електрифікації залізниць на змінному струмі частотою 50 Гц поздовжнє електропостачання здійснюють найчастіше за спеціальними трифазними схемами, у яких як одну з фаз використовують рейкові кола. Звичайно застосовують схему два додаткових проводи-рейка (ДПР).

Лінійні споживачі, як правило, отримують електроенергію від поздовжніх ліній електропостачання. При цьому у кожній проміжній станції, лінійно-колійної будівлі або іншого споживача встановлюють комплектну трансформаторну підстанцію 1 (рис. 2.16). Ці підстанції мають потужність від 2 до 400 кВА, їх встановлюють на спеціальних опорах або фундаментах і підмикають до лінії 2.

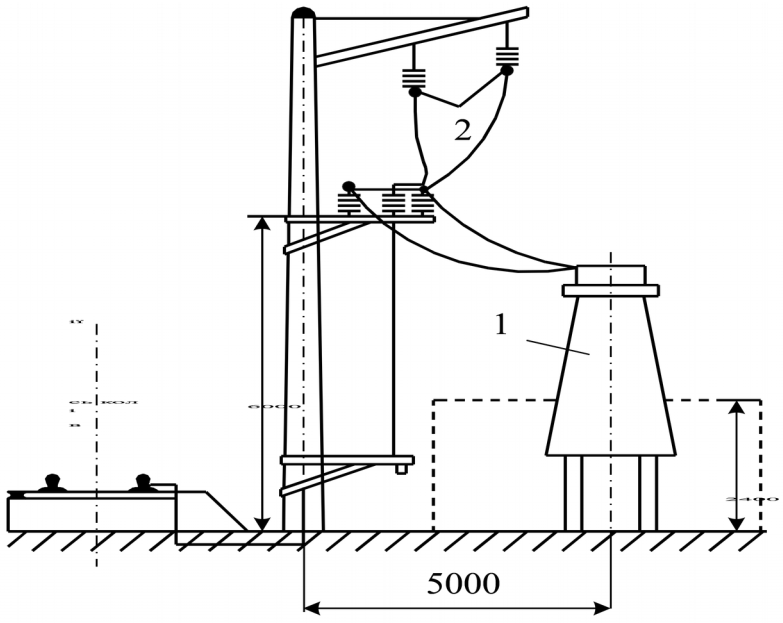


Рис. 2.16. При єднання трифазно ї комплектної трансформаторної підстанції потужністю до 400 кВА до тягово ї мережі 25 кВ (за схемою ДПР)

Рис. 2.16. Приєднання трифазної комплектної трансформаторної підстанції потужністю до 400 кВА до тягової мережі 25 кВ (за схемою ДПР)

2.2. Кабельні лінії

Кабельні лінії змінного струму значно дорожчі за повітряні лінії тієї ж напруги, більш трудомісткі у спорудженні, вимагають більшого строку для ремонту і більш кваліфікованого персоналу. Тому кабельні лінії прокладають, як правило, лише там, де спорудження повітряних ліній неможливе або небажане, наприклад, у містах і населених пунктах, на території промислових підприємств, через великі водоймища, а також у місцях, які вимагають маскування.

Переваги кабельних ліній порівняно з повітряними: недоступність кабелю для сторонніх осіб, непідлеглість атмосферним діям, можливість широкого розвитку електропостачання споживачів проектованого району.

Головні елементи кабельної лінії:

−кабель, що служить для передачі електроенергії;

−з'єднувальні муфти, за допомогою яких окремі будівельні довжини кабелів з'єднуються в одну лінію;

−кінцеві муфти (воронки);

−стопорні муфти, які монтуються на крутих ділянках траси лінії для запобігання стіканню кабельної маси;

−кабельні споруди (кабельні колектори, тунелі, канали, шахти, колодязі, підживлювальні пункти), спеціально застосовувані на окремих ділянках кабельних ліній, коли прокладання у природному ґрунті виключається.

За початок і кінець кабельної лінії приймають кабельні наконечники кінцевих муфт (воронок).

За умовами прокладання і монтажу з'єднувальних і кінцевих муфт трифазні кабелі напругою 1-10 кВ мають найбільші перерізи струмовідних жил до 240 мм^2. У разі, коли переріз одного кабелю недостатній, лінію виконують з декількох кабелів.

Основними складовими частинами силового кабелю є:

- струмовідні жили;

- ізоляція або ізолювальні оболонки, які відокремлюють струмовідні жили одну від одної і від землі;

- захисна оболонка, яка оберігає ізоляцію від шкідливої дії вологи, кислот і механічних пошкоджень.

Струмовідні жили бувають основними й нульовими. Основні жили застосовуються для передачі по них електроенергії.

Нульові жили призначені для протікання різниці струмів фаз при нерівномірному їх навантаженні.

Струмовідні жили, які виготовляються з мідного або алюмінієвого дроту, бувають як однодротовими (перерізом жил до 16 мм^2), так і багатодротовими.

Струмовідні жили багатожильних кабелів напругою до 10 кВ включно і перерізом жил 25 мм^2 і вище мають секторну або сегментну форму. Застосування жил такої форми значно зменшує діаметр кабелю і витрати на ізоляцію та захисні оболонки. Перерізи силових кабелів показані на рис. 2.17.

Ізоляцію струмовідних жил кабелів виконують з кабельного паперу, шари якого накладають у вигляді стрічок на жили кабелю. Товщина ізоляції залежить від робочої напруги кабелю. Після накладення ізоляції кабель просочують ізоляційною сумішшю, що різко збільшує електричну міцність ізоляції. Застосовують також кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією.

Кабелі напругою 10 кВ виготовляють також з поліетиленовою ізоляцією.

Екрани використовують для захисту зовнішніх кіл від впливу електромагнітних полів струмів, що протікають по кабелю, і для забезпечення симетрії електричного поля навколо жил кабелю.

Захисні оболонки, які накладаються поверх ізоляції, бувають свинцевими, алюмінієвими і поліхлорвініловими. Свинцеві оболонки, застосовувані в кабелях усіх напруг, вологонепроникні, гнучкі і прості у виготовленні, але важкі і не досить стійкі у вібраційному відношенні.

Широко застосовувані останнім часом алюмінієві оболонки у 2-3 рази міцніші і в 4 рази легші за свинцеві, але вони мають малу корозійну стійкість. Крім того, вони не досить гнучкі.

Оболонки всіх видів мають бути захищені від механічних пошкоджень. Для цього на оболонку накладають спочатку прошарок з кабельного просоченого сульфатного паперу або просоченої пряжі, а потім броню з двох сталевих стрічок або сталевого оцинкованого дроту. Для захисту броні від корозії її покривають двома шарами кабельної пряжі, просоченої бітумом, і крейдяною сумішшю.

Трижильні кабелі напругою до 10 кВ включно виготовлюють із секторними жилами і забезпечують паперовою

ізоляцією та свинцевою або алюмінієвою оболонкою. Кожну з трьох жил, яка складається з окремих дротів, обмотують у декілька шарів ізоляцією – просоченими стрічками кабельного паперу.

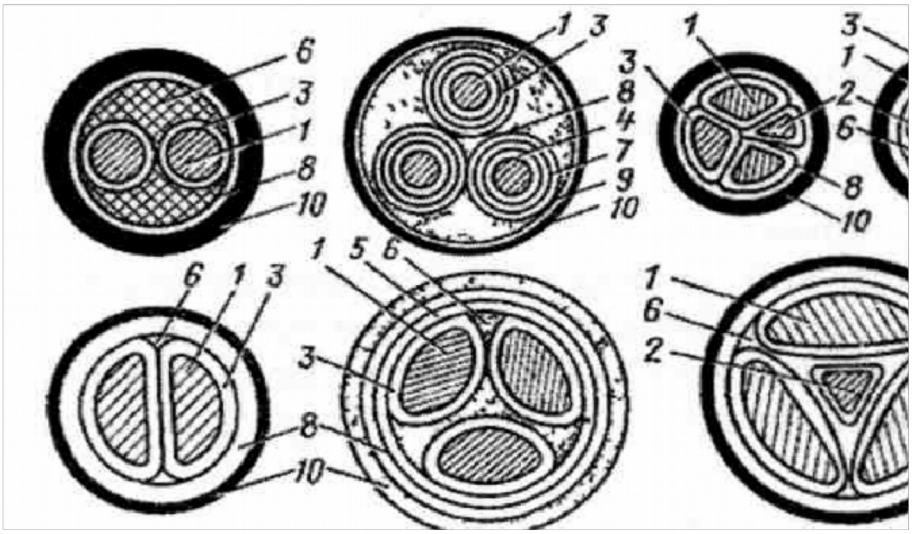


Рис. 2.17. Перерізи силових кабелів:
а – двожильні силові кабелі з круглими й сегментними жилами; б – трижильні силові кабелі з поясною ізоляцією й з окремими оболонками; в – чотирижильні силові кабелі з нульовою жилою секторної, круглої і трикутної форми; 1 – струмовідна жила; 2 – нульова жила; 3 – ізоляція жили; 4 – екран на струмовідній жилі; 5 – поясна ізоляція; 6 – заповнювач; 7 – екран на ізоляції жили; 8 – оболонка; 9 – броньоване покриття; 10 – зовнішнє захисне покриття

Ізольовані таким чином жили скручують одну з одною, а простір між жилами заповнюють паперовими жгутами із сульфатного паперу. Заповнювачі призначені для усунення вільних проміжків між елементами кабелю з метою герметизації, додання необхідної форми й механічної стійкості конструкції кабелю. Поверх жил накладають загальну поясну ізоляцію тієї ж структури, що і фазна ізоляція жил.

Призначення поясної ізоляції – забезпечити, щоб кабель, прокладений в мережі з ізольованою нейтраллю, мав приблизно однакову електричну міцність як між фазами, так і між будь-якою фазою і землею. Це важливо, бо в разі замикання на землю однієї з фаз кабелю дві інші фази отримують по відношенню до землі лінійну напругу.

Маркування кабелів відповідає їх конструкції. Кабелі з паперовою ізоляцією й алюмінієвими жилами мають марки ААГ, ААБ, АСГ, де перша буква позначає матеріал жил (А – алюміній), друга – матеріал оболонки (А – алюміній, С – свинець), третя буква – відсутність захисних покриттів (Г – «голий»). Броньовані кабелі мають у марці букву Б (броня). У марках кабелів з мідними жилами букви, що позначають назву матеріалу, не ставляться.

Окремі відрізки кабелів з'єднують за допомогою з'єднувальних муфт. Для приєднання кабелів до шин розподільних устаткувань служать кінцеві воронки і кінцеві муфти. Їх головне призначення – герметизація кабелів у місцях з'єднань і кінцівок.

При транспортуванні, зберіганні і прокладенні кабель має бути герметизований. Тому із заводу його випускають із запаяними кінцями. Розробляти кінці кабелю слід безпосередньо перед монтажем муфт.

Для кабелів напругою до 1000 В застосовують, як правило, чавунні з'єднувальні муфти (рис. 2.18). Монтаж муфти розпочинають із того, що розробляють кінці кабелю. Для цього з ділянки кабелю певною довжини знімають верхні покриття (пряжу, броню, захисну оболонку). Потім зачищені від ізоляції кінці жил з'єднують один з одним шляхом паяння або зварювання, ізолюють і укладають у чавунну з'єднувальну муфту, обидві половини якої стягують болтами. Після цього через отвір у верхній половині муфти заливають розігріту кабельну масу. Коли вона повністю захолоне і затвердіє, кришку муфти ставлять на місце і закріплюють болтами.

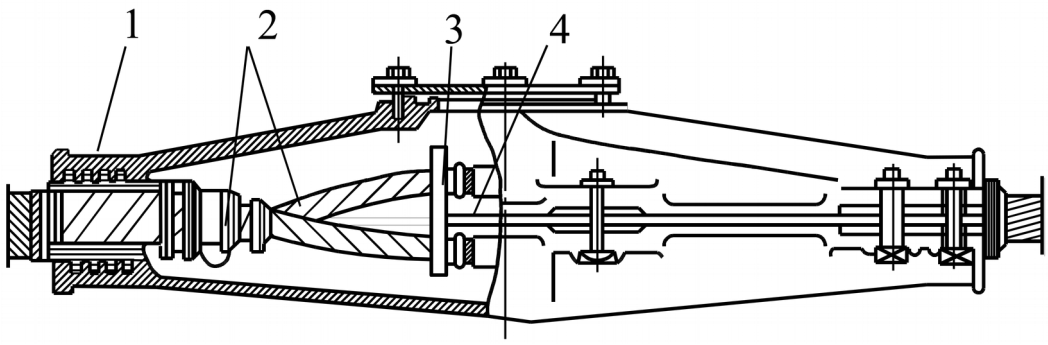


Рис. 2.18. Чавунна з'єднувальна муфта для трижильних кабелів напругою до 1 кВ:

1 – корпус; 2 – трифазний кабель; 3 – фарфорова розпірка;
4 – з’єднувальний затискач

Чавунна муфта не досить герметична, при низьких напругах з цим не рахуються. При більш високих напругах проникнення вологи в муфту неприпустиме, це змушує застосовувати свинцеві з’єднувальні муфти, які мають герметичність.

Свинцева муфта (рис. 2.19) служить для з'єднання кабелів із свинцевими та алюмінієвими оболонками. Вона являє собою свинцеву трубу, яка насувається на місце з'єднання розроблених та ізольованих жил кабелю. Кінці труби припаюють до оболонки кабелю. Простір усередині муфти заповнюють кабельною масою. Для захисту від механічних пошкоджень свинцеву муфту укладають у чавунну або пластмасову оболонку.

Для з'єднання кабелів у тунелях, каналах і колекторах застосовують епоксидні муфти. Епоксидний компаунд заливають у тимчасову форму, після його затвердіння форму прибирають. Епоксидні муфти герметичні, прості у виготовленні, мають невеликі розміри і високу електричну міцність.

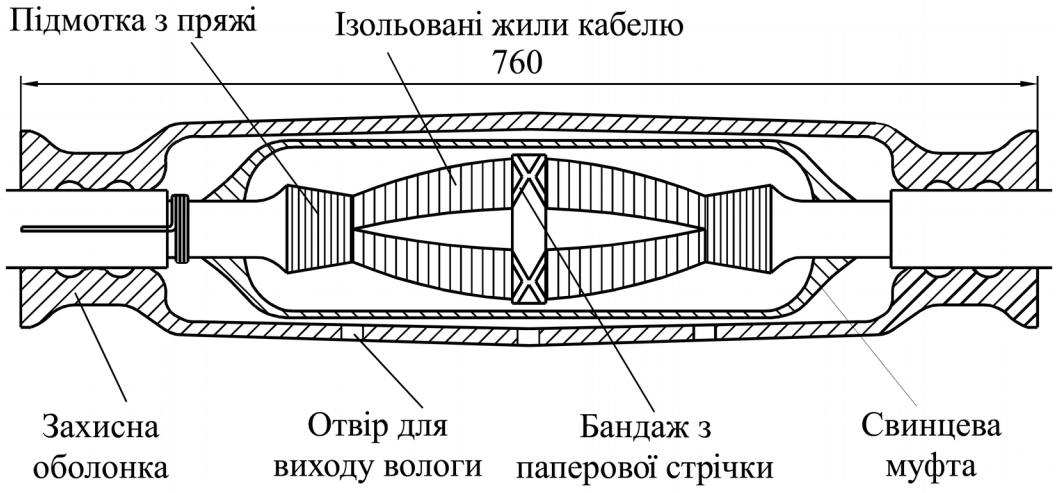


Рис. 2.19. Свинцева з’єднувальна муфта для кабелів напругою 6-10 кВ

Для окінцювання кабелів напругою до 10 кВ у приміщеннях застосовують кінцеві воронки і сухі розділки, а на відкритому повітрі – кінцеві муфти.

Кінцеві воронки (рис. 2.20) з тонкої листової сталі після розроблення жил кабелю заливають розігрітою кабельною масою; вони прості у виготовленні і надійні в роботі, але займають багато місця.

При сухій розділці розроблені жили кабелю обмотують ізольованою стрічкою і лакують. Можливі й інші способи сухих розділок кабелів. Суха розділка менш громіздка і пожежонебезпечна порівняно з кінцевою воронкою. Епоксидні кінцеві розділки (рис. 2.21) виробляють так само, як і епоксидні з'єднувальні муфти, вони мають такі самі достоїнства.

При розробленні кінців кабелів на відкритому повітрі застосовують кінцеві муфти з фарфоровими ізоляторами. На рис. 2.22 наведена мастиконаповнена кінцева муфта зовнішньої установки з фарфоровими ізоляторами для кабелів напругою до 10 кВ.

Останнім часом створена універсальна система кінцевих муфт внутрішньої і зовнішньої установки для кабелів з паперовою або пластмасовою ізоляцією – термоусаджувальні муфти. Надійна герметизація досягається за допомогою спеціальних клейових і мастикових герметиків. Одночасно з нагріванням термоусаджувальних трубок відбувається розплав і розтікання герметизуючих матеріалів, що створює від наконечника до зовнішнього покриття кабелю поверхню, повністю загерметизовану зсередини.

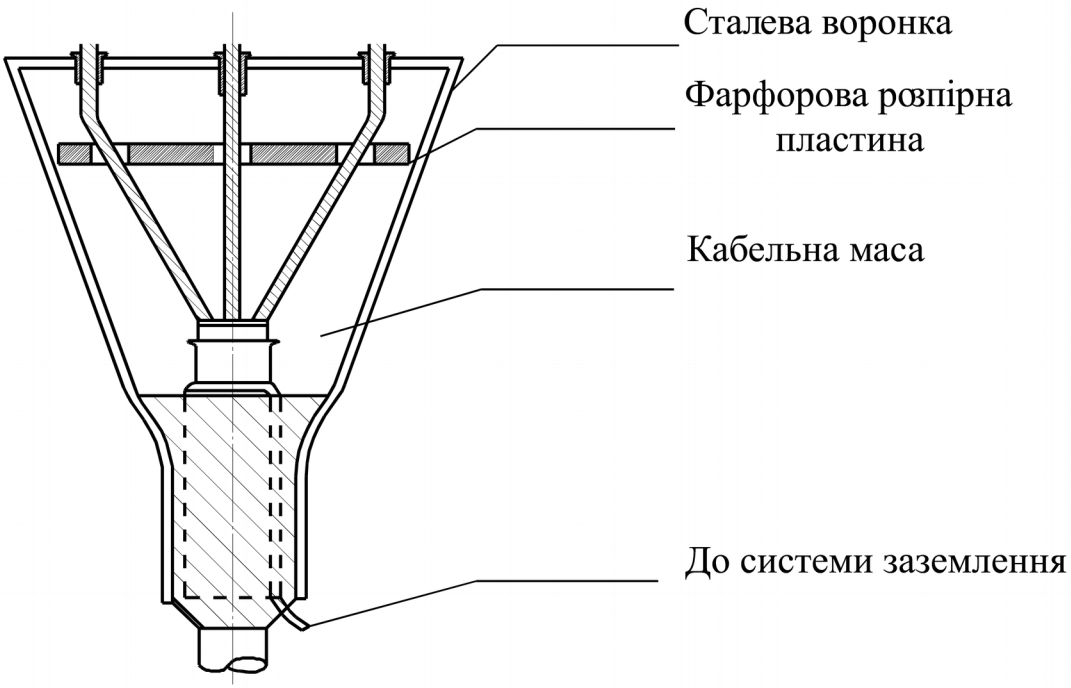


Рис. 2.20. Кінцева воронка для кабелів до 10 кВ включно

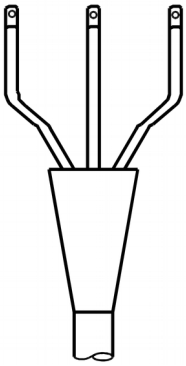


Рис. 2.21. Епоксидна кінцева розділка для кабелів напругою до 10 кВ

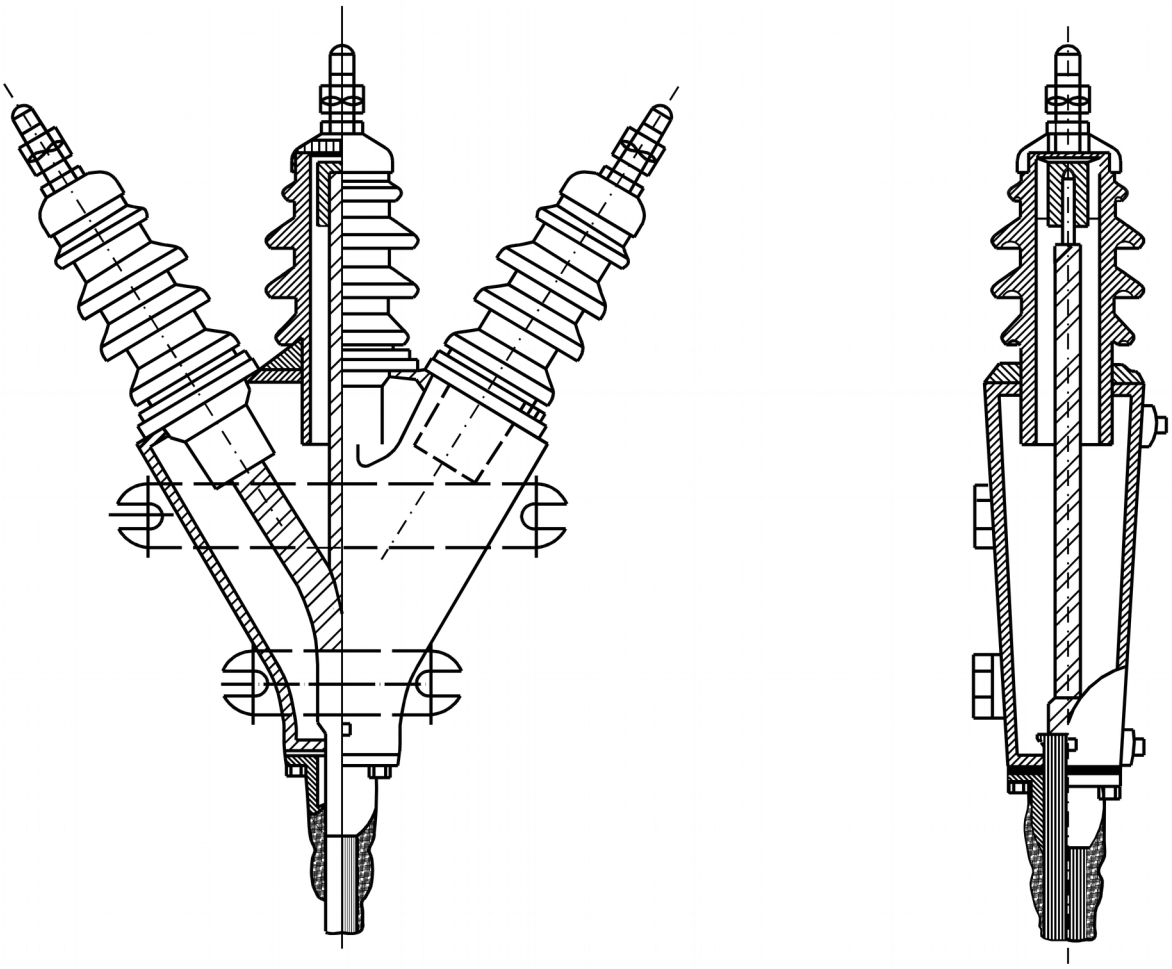


Рис. 2.22. Кінцева муфта для кабелів напругою 6-10 кВ

Поза будівлями кабельні лінії звичайно прокладають у траншеї (рис. 2.23). Глибина прокладання кабелів 0,7-1 м, ширина траншеї залежить від кількості прокладуваних кабелів. Якщо поблизу траси кабелів можливі земляні роботи, то для захисту від механічних пошкоджень поверх кабелів укладають цеглу.

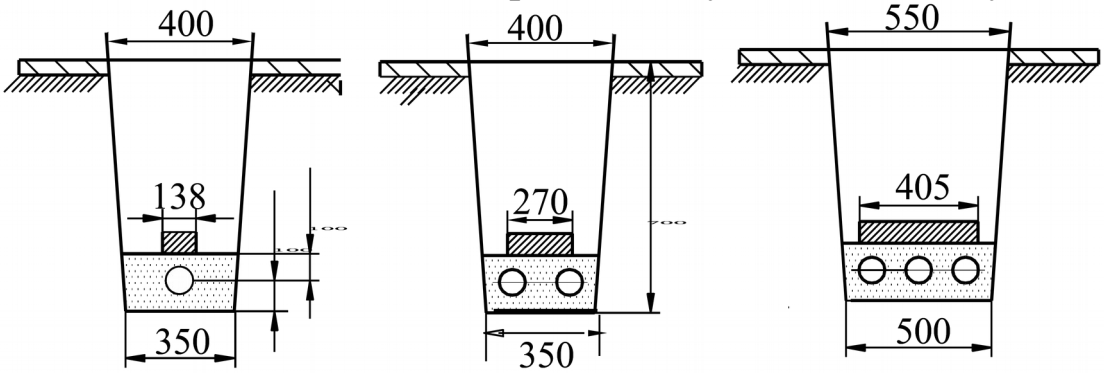


Рис. 2.23. Прокладання кабелів у земляних траншеях

У разі перетину кабельною лінією залізниць, автомобільних доріг її прокладають в азбестоцементних або бетонних трубах. Таке прокладання захищає кабель від вібрації і робить можливим ремонт його без розкриття доріг.

При великій кількості паралельно прокладуваних кабелів, а також у місцях, особливо насичених іншими підземними комунікаціями, доводиться вдаватись до спеціальних споруд: колекторів, тунелів, каналів і блоків. При цьому поліпшуються умови експлуатації, знижується площа поверхні землі, необхідна для прокладання кабелів. Разом з тим вартість цих споруд занадто висока.

2.3. Внутрішні мережі

Залежно від типу і призначення приміщень внутрішні мережі виконують ізольованими проводами і шнурами, кабелями, струмопроводами (шинопроводами).

Ізольовані проводи мають зовнішні ізолювальні, а іноді й захисні покриття. Струмовідні жили проводів виконують з круглого мідного або алюмінієвого дроту. Виготовляють одно-, дво-, три-, чотирижильні і багатожильні проводи.

Ізолювальну оболонку виконують з гуми або поліхлорвінілового пластикату. Захисні покриття проводів з гумовою ізоляцією виконують у вигляді обплетення з волокнистих матеріалів, просочених протигнильною сумішшю. Проводи з поліхлорвініловою ізоляцією звичайно виготовляють без захисного покриття. Застосовують також металеві захисні оболонки для захисту від механічних пошкоджень.

Два скручені разом гнучкі ізольовані проводи називають шнуром. За напругою проводи виготовлюють на 220, 380, 660, 2000 і 3000 В змінного струму, а шнури – на 220 В.

Випускається великий асортимент проводів і шнурів, призначених для різних умов прокладання і роботи. Проводи з мідною жилою і гумовою ізоляцією мають марки ПР, а з алюмінієвою жилою – АПР. Проводи марок ПР і АПР застосовують для нерухомих прокладок на ізоляторах всередині приміщень.

Для приєднання рухомих частин електричних машин і апаратів використовують ізольовані проводи підвищеної гнучкості марки ПРГ. Літера Г на марці проводу означає, що його жила має підвищену гнучкість. Для прокладання в сталевих, скляних та інших трубках застосовують ізольовані проводи марок ПРТО і АПРТО. Проводи з поліхлорвініловою ізоляцією і з мідною або алюмінієвою жилою мають марки ПВ і АПВ. Шнур з гумовою ізоляцією має марку ШР. У табл. Д.1.1 наведений опис деяких типових конструкцій ізольованих проводів.

Для роботи в умовах підвищених температур застосовуються теплостійкі з фторопластовою ізоляцією проводи марок ПТЛ-200, СФУ, РКТФ.

Провід ПТЛ-200 – провід теплостійкий ізольований фторопластом у лакованій захисній оболонці зі склотканини. Струмовідна жила скручена з мідного дроту і може мати переріз від 2,5 до 25 мм^2. Призначений для робіт при напрузі 250 В постійного і змінного струму частотою 50 Гц.

СФУ – провід зі склофторопластовою ізоляцією. Струмовідна жила проводу скручена з мідних посріблених і сталевого лудженого дроту. Призначений для роботи при низьких напругах у мережах постійного і змінного струму.

РКТФ – коаксіальний радіокабель теплостійкий з фторопластовою ізоляцією. Внутрішній провідник виконаний з мідного посрібленого дроту. Зовнішній провідник являє собою мідне посріблене обплетення. Застосовується у високочастотних електричних колах.

За способом виконання проводки всередині приміщень діляться на відкриті і приховані.

До відкритих належать проводки, виконані по поверхнях стін, стель, по фермах тощо. До їх числа належать проводки ізольованими проводами на ізоляторах, кабелями на скобах (рис. 2. 24), шинопроводами.

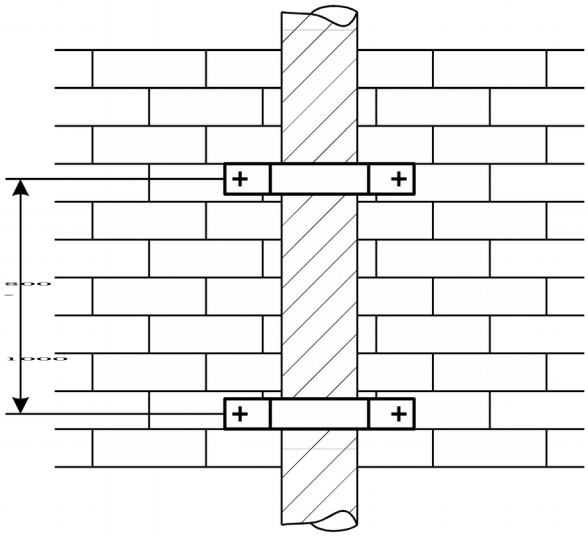


Рис. 2.24. Прокладання кабелів по стінах будівель

До прихованих належать проводки всередині конструктивних елементів будівель: стін, підлог, перекрить. Розрізняють замінні і незамінні приховані проводки. При замінних проводках у процесі експлуатації проводи або кабелі можуть бути замінені без руйнування будівельних конструкцій. До їх числа належать проводки в різних трубах, каналах і порожнечах будівельних конструкцій, з яких за потребою проводи або кабелі можуть бути витягнуті або затягнуті знову.

Незамінними називають проводки, виконані проводами, наглухо вмонтованими в тіло будівельної конструкції. У разі виходу з ладу таку проводку практично доводиться замінювати відкритою.

Способи виконання проводок визначають в залежності від призначення приміщення, особливості будівельних конструкцій і технології, зручності експлуатації, економіки, умов довкілля.

Приховане прокладання проводів у найбільшому ступені відповідає архітектурним і гігієнічним вимогам. Воно знаходить переважне застосування в громадських, адміністративних і житлових будівлях.

При значній кількості ліній, які проходять по одній трасі, застосовують прокладання проводів або кабелів у лотках.

Велике поширення знаходять струмопроводи. Струмопроводом називають улаштування, яке складається з провідників з усіма ізоляторами і конструкціями, які належать до

нього, призначене для передачі і розподілу електроенергії. Струмопроводи виконують голими однодротовими і багатодротовими проводами і сталевими або алюмінієвими шинами різного профілю поперечного перерізу: прямокутного, коритного та ін.

Струмопроводи, виконані жорсткими шинами, називають шинопроводами. З метою зменшення розмірів струмопроводу і збільшення надійності його роботи інколи струмопроводи низької напруги виконують ізольованими шинами.

Струмопроводами низької напруги виконують магістральні лінії і розподільні мережі всередині цехів промислових підприємств.

Струмопроводи прокладають на кронштейнах, підтримувальних стояках і шляхом підвішування їх на стояках і тросі.

Струмопроводи високої напруги 6-20 кВ застосовують для передачі значної потужності на відстань 1,5-2 км. На підприємствах їх застосовують як магістральні лінії від джерел живлення до цехових підстанцій і окремих електроприймачів.

Струмопроводи високої напруги прокладають у закритих галереях або тунелях, а також у вигляді шинних мостів і підвісних гнучких струмопроводів. При великих струмах струмопроводи виконують з декількох проводів на фазу.

2.4. Нові конструкції проводів та кабелів

2.4.1. Самоутримні ізольовані проводи

Самоутримні ізольовані проводи (СІП) призначені для повітряних ліній електропередачі і відгалужень до вводів у житлові будинки, господарські будівлі в районах з помірним та холодним кліматом.

Самоутримні ізольовані проводи випускаються таких типів:

- СІП-1, 1А – проводи самоутримні з алюмінієвими фазними струмовідними жилами, з ізоляцією зі світлостабілізованої термопластичної полімерної композиції, з нульовою утримною жилою. Утримна нульова жила виконана з алюмінію зі сталевим осердям або з алюмінієвого сплаву високої міцності (літера «А» відповідає ізольованій утримній жилі);

- СІП-2, 2А – проводи самоутримні з алюмінієвими фазними струмовідними жилами, з ізоляцією зі світлостабілізованої зшитої полімерної композиції. Решта така сама, як і у попередніх проводів;

- СІП-3 – одножильний провід, жила скручується з дроту з алюмінієвого сплаву. Ізоляція жили – світлостабілізований зшитий поліетилен;

- СІП-4 – провід самоутримний з алюмінієвими струмовідними жилами, з ізоляцією зі світлостабілізованої термопластичної полімерної композиції;

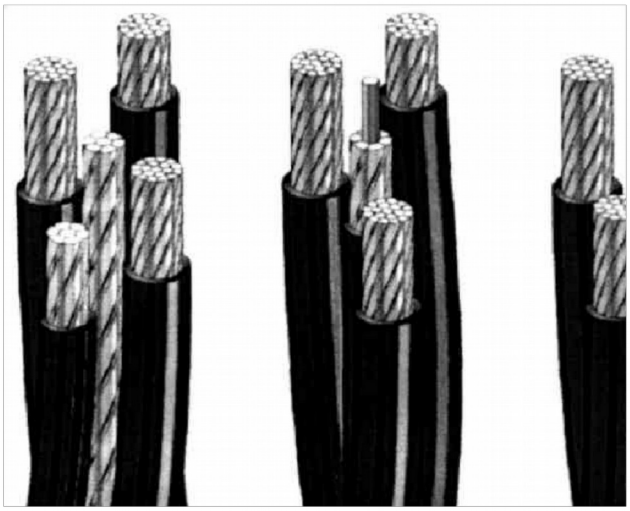
- СІП-5 – провід самоутримний з алюмінієвими струмовідними жилами, з ізоляцією зі світлостабілізованого зшитого поліетилену; (5НГ – такий самий, як і СІП-5, але не поширює горіння).

Струмовідні жили цих проводів скручуються між собою, а при наявності утримної жили – скручуються навколо неї. За ознаками кріплення можливо виділити три основні типи: з неізольованою утримною нульовою жилою (СІП-1, -2), з ізольованою утримною нульовою жилою (СІП-1А, -2А) та без утримної жили (СІП-4, -5, -5НГ). При цьому механічне навантаження проводів СІП-4, -5, -5НГ сприймається усіма струмовідними жилами.

Конструкція самоутримних ізольованих проводів наведена на рис. 2.25 та 2.26.

Маркування фазних жил проводів СІП-1, 2, 4, 5 виконано кольоровими поздовжніми лініями на ізоляції.

Застосування. Проводи типу СІП-1 застосовують для магістралей повітряних ліній та лінійних відгалужень від ПЛ на номінальну напругу промислової частоти до 1кВ включно.



СІП-1, СІП-2 СІП-1А, СІП-2А СІП-4, СІП-5, СІП-5НГ

Рис. 2.25. Самоутримні ізольовані проводи СІП-1 – СІП-5

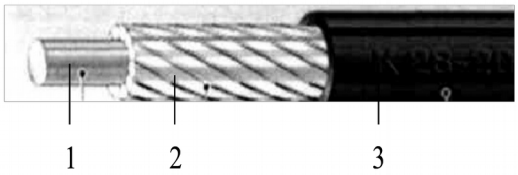


Рис. 2.26. Самоутримний ізольований провід СІП-3:
1 – сталеве осердя; 2 – навивання з алюмінієвого дроту;
3 – ізоляція жили

Функціональне призначення проводів СІП-2 аналогічне проводам СІП-1, але проводи СІП-2 застосовуються для ПЛ в забруднених районах (узбережжя морів, солоні водоймища, промислові райони і т. ін.).

Проводи типу СІП-3 призначені для ПЛ на номінальну напругу 20 та 35 кВ без обмежень на забруднення.

Проводи типу СІП-4 використовують для відгалужень від ПЛ до вводу і прокладання по стінах будинків та інженерних споруд на напругу до 1 кВ включно без обмежень на забруднення.

Проводи типу СІП рекомендуються до використання в усіх кліматичних районах при температурі навколишнього середовища від –60 ºС до +50 ºС.

У порівнянні з традиційними ПЛ лінії з СІП мають низку переваг:

– висока надійність і безперебійність забезпечення споживачів електричною енергією;

– можливість спільного підвішування на опорах проводів з різним рівнем напруги та з лініями зв'язку;

– можливість спорудження ЛЕП без просік, монтажу по фасадах будинків;

– виключення коротких замикань між фазними проводами або на землю;

– скорочення експлуатаційних витрат за рахунок виключення таких робіт, як розчищення траси ПЛ та заміна пошкоджених ізоляторів;

– простота монтажу і ремонту, особливо при роботах під напругою;

– зниження енерговитрат у лінії внаслідок малого реактивного опору СІП;

– скорочення обсягів аварійно-відновлювальних робіт;

– виключення небезпеки пожежі у випадку падіння проводів на землю;

– висока безпека обслуговування та безпека робіт поблизу ЛЕП;

– зменшення ймовірності розкрадання електроенергії.

На практиці експлуатаційні витрати у традиційних ПЛ в 3-4 рази перевищують відповідні витрати для ПЛ із СІП.

2.4.2. Кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену

У цей час багато країн практично повністю перейшли на використання силових кабелів середньої напруги з ізоляцією зі зшитого поліетилену (ЗПЕ) й мають позитивний досвід експлуатації. В Україні енергосистеми також орієнтовані на використання кабелів з ізоляцією зі ЗПЕ при прокладанні нових кабельних ліній і заміні або капітальному ремонті старих.

Дійсно, кабелі з ізоляцією зі ЗПЕ мають ряд переваг перед кабелями з просоченою паперовою ізоляцією:

– низькі діелектричні втрати;

– висока стійкість до пошкоджень;

– більша пропускна здатність за рахунок збільшення припустимої температури нагрівання жил: тривалої температури (90 ºС замість 70 ºС), а також температури при перевантаженні (130 ºС замість 90 ºС);

– можливість прокладання на трасах з необмеженою різницею рівнів, а також низька допустима температура при прокладанні без попереднього підігріву (-20 ºС замість 0 ºС);

– низьке вологовбирання, менша вага, діаметр і радіус вигину, що полегшує прокладання на складних трасах.

Конструкція таких кабелів наведена на рис. 2.27. На цьому рисунку цифри означають:

1– кругла багатодротова ущільнена струмовідна жила з алюмінію або міді перерізом від 50 до 800 мм^2 ;

2– екран по жилі з екструдованого напівпровідного зшитого поліетилену;

3– ізоляція зі ЗПЕ;

4– екран по ізоляції з екструдованого зшитого поліетилену;

5– розділовий шар зі стрічки електропровідного крепірованого паперу або з електропровідної водоблокувальної стрічки;

6– екран з мідних дротів, скріплених мідною стрічкою;

7– розділовий шар з двох стрічок крепірованого паперу або полімерної чи водоблокувальної стрічки;

8– шар з алюмополімерної стрічки;

9– оболонка з поліетилену або пластикату.

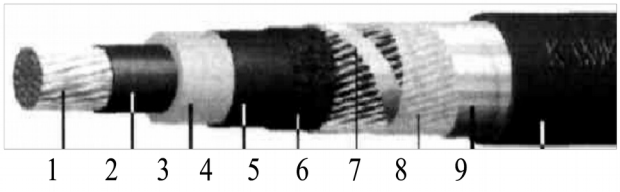


Рис. 2.27. Конструктивне виконання кабелю з ізоляцією зі ЗПЕ

Силові кабелі середньої напруги (до 35 кВ) з ізоляцією зі ЗПЕ мають дуже хороші електричні, механічні й теплофізичні властивості. Їх матеріал ідеальний за своїми хімічними властивостями при екстремальних зниженнях температури. Для

них характерна незмінність параметрів у широкому діапазоні робочих температур, водостійкість, малі діелектричні втрати.

Силові кабелі середньої напруги застосовуються для встановлення на підстанціях, у закритих приміщеннях і в кабельних каналах, на відкритому повітрі й у землі.

Групу кабелів з ізоляцією зі ЗПЕ можна розташувати як трикутником, так і в одній площині (рис. 2.28). Вибір залежить від ряду факторів: методу заземлення, перерізу жил, наявного місця для монтажу.

а) б)

Рис. 2.28. Розташування групи кабелів з ізоляцією зі ЗПЕ:
а – трикутником; б – в площині

Контрольні питання

1. Назвіть головні елементи повітряної лінії.
2. Дайте визначення довжини прогону.
3. Дайте визначення стріли провисання.
4. Що називають габаритом лінії?
5. Сформулюйте вимоги до проводів і тросів ПЛ.
6. Які матеріали використовують для проводів ПЛ?
7. Охарактеризуйте переваги і недоліки металів, які застосовуються для проводів ПЛ.
8. Прокоментуйте маркування проводів ПЛ.
9. Як здійснюється розміщення проводів і тросів на опорах?
10. Що таке транспозиція проводів?
11. Охарактеризуйте призначення того чи іншого виду опор.
13. З яких матеріалів виготовляються опори?
14. Охарактеризуйте опори за матеріалом їх виготовлення.
15. Назвіть матеріали для виготовлення ізоляторів ПЛ.

16. На які групи розподіляють ізолятори ПЛ?
17. Наведіть умовне позначення ізолятора і прокоментуйте його.
18. Прокоментуйте призначення лінійної арматури.
19. Назвіть переваги і недоліки кабельних ліній у порівнянні з повітряними.
20. Назвіть головні елементи кабельної лінії.
21. Прокоментуйте складові частини силового кабелю та їх призначення.
22. Як маркуються силові кабелі?
23. За допомогою чого виконуються внутрішні мережі?
24. Як діляться внутрішні мережі за способом виконання?
25. Назвіть основні типи самоутримних ізольованих проводів.
26. Прокоментуйте застосування основних типів проводів СІП.
27. Назвіть переваги, що забезпечують лінії з СІП.
28. Які переваги мають кабелі з ізоляцією зі ЗПЕ?
29. Прокоментуйте конструкцію кабелів зі ЗПЕ.
30. Охарактеризуйте галузь застосування кабелів зі ЗПЕ.

Розділ 3

СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ, ОПОРИ І ПРОВІДНОСТІ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

3.1. Лінії

Лінії електромереж мають активні та індуктивні опори й активні та ємнісні провідності, рівномірно розподілені за їх довжиною. Точний облік усіх опорів і провідностей ведеться тільки при розрахунках ліній електропередачі великої протяжності напругою 220 кВ і вище. У практичних розрахунках ліній районних і тим паче місцевих електромереж обмежуються спрощеними методами розрахунку, розглядаючи лінії як елемент мережі із зосередженими параметрами: активним R та індуктивним X опорами та активною G і ємнісною B провідностями. Відповідно до цієї умови П-подібна схема заміщення лінії електропередачі районних мереж для однієї фази наведена на рис. 3.1, а.

При розрахунках місцевих мереж провідності G і B можна не враховувати і застосовувати більш просту схему заміщення, яка складається з послідовно з'єднаних активного та індуктивного опорів (рис. 3.1, б).

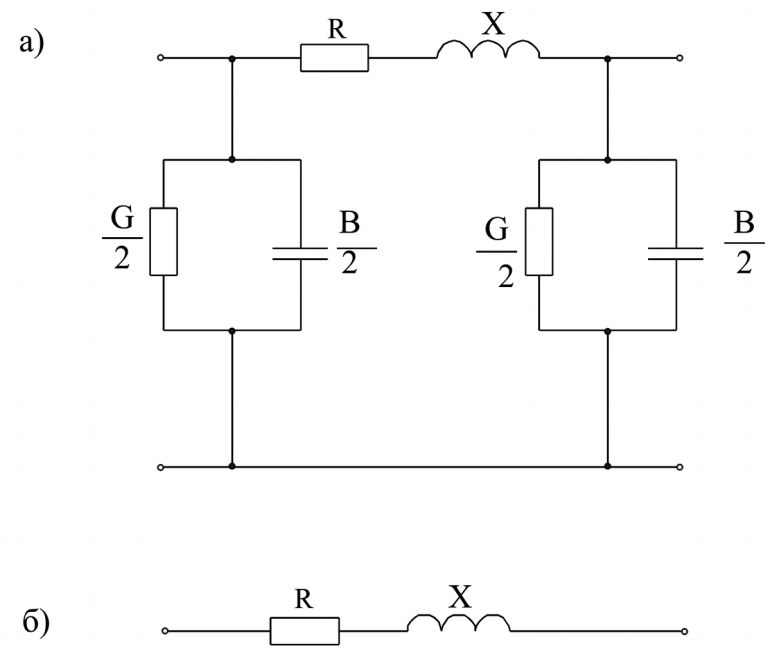


Рис. 3.1. Схема заміщення лінії:
а – для районних мереж; б – для місцевих мереж

3.1.1. Активний опір лінії

Як відомо з курсу електротехніки, розрізняють:

– опір провідника постійному струму (омічний);

– опір провідника змінному струму (активний).

За своєю величиною активний опір більший омічного внаслідок поверхневого ефекту, який полягає в перерозподілі струму по перерізу провідника з центральної його частини до поверхні. Це відбувається завдяки появі протиелектрорушійної сили, створюваної змінним магнітним полем, розміщеним усередині провідника. Унаслідок струм у центральній частині проводу менший, ніж біля поверхні, переріз проводу використовується неповністю, і опір проводу зростає порівняно з омічним.

Поверхневий ефект особливо різко виявляється при струмах високої частоти, а також у сталевих проводах, у яких магнітний потік усередині проводу значно більший завдяки високій магнітній проникності сталі.

Для ліній, виконаних проводами з кольорового металу, явище поверхневого ефекту при промисловій частоті незначне; тому в практичних розрахунках активні опори для цих проводів звичайно приймають рівними їх омічним опорам.

Нехтують також тим впливом, який чинять на величину активного опору коливання температури провідника, і користуються в розрахунках лише величинами цих опорів при середніх температурах (+20°С).

Величину активного опору проводу визначають за формулою

$$R = r_0 \ell, \tag{3.1}$$

де r_0 – розрахунковий опір 1 км проводу, Ом;

ℓ – довжина проводу, км.

Для проводів, виконаних з кольорового металу, величину опору r_0 визначають за формулою

$$r_0 = \frac{\rho}{F}, \tag{3.2}$$

де ρ – розрахунковий питомий опір, Ом·мм^2 /км;

F – переріз проводу, мм^2.

Зручніше, однак, користуватися більш точними готовими значеннями опорів r_0, наведеними в дод. 1 (Д.1.2 – Д.1.4).

Активний опір сталевих проводів r_0 значно більший їх омічного опору внаслідок різко вираженого поверхневого ефекту, а також через наявність додаткових втрат енергії на гістерезис і від вихрових струмів у сталі:

$$r_0 = r_{0\,пост} + r_{0\,дод},$$

де $r_{0\,пост}$ – опір 1км проводу постійному струму;

$r_{0\,дод}$ – додатковий опір, обумовлений змінним магнітним полем усередині проводу, залежний від явищ поверхневого ефекту, гістерезису і вихрових струмів.

Величина зазначених втрат залежить від магнітного потоку в перерізі проводу або, нарешті, від магнітної проникності матеріалу проводу і напруженості магнітного поля. Оскільки напруженість магнітного поля пропорційна величині струму в проводі, то активний опір сталевих проводів залежить від величини струму в проводі. Ця залежність є складною функцією, оскільки на величину магнітної проникності впливає дія цілої низки чинників, а саме: хімічний склад сталі, конструкція проводу (одножильний або багатожильний), кількість і діаметр дротів, з яких складається провід, тощо.

Тому в практичних розрахунках користуються значеннями активних опорів проводів різних перерізів і марок, отриманими в результаті вимірювань при різних величинах струму навантаження. Ці дані наведені в дод. 1.

3.1.2. Індуктивний опір лінії

Проходження змінного струму по лінії викликає утворення навколо провідників змінного магнітного поля, яке наводить у провіднику електрорушійну силу зворотного напрямку – е.р.с. самоіндукції.

Опір струму, обумовлений протидією е.р.с. самоіндукції, називається реактивним індуктивним опором. На величину реактивного опору впливає діаметр проводу, магнітна проникність проводу, частота струму, розташування сусідніх проводів лінії.

Величина індуктивного опору повітряної лінії довжиною *l*, км, дорівнює

$$X = x_0 \cdot \ell, \qquad (3.3)$$

де x_0 – величина індуктивного опору одного проводу (фази) повітряної лінії на 1км.

Величина x_0 визначається за формулою, відомою із загального курсу електротехніки:

$$x_0 = \omega\left(4{,}6\ell g\frac{2D_{ср}}{d} + 0{,}5\mu\right)\cdot 10^{-4}, \qquad (3.4)$$

де ω – кутова частота при 50 Гц;

$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{12}\cdot D_{23}\cdot D_{13}}$ – середньогеометрична відстань між осями проводів;

d – діаметр проводу;

μ – магнітна проникність матеріалу проводу;

D_{12}, D_{23}, D_{13} – дійсні відстані між проводами 1, 2, 3.

З наведеної формули видно, що при заданій частоті струму індуктивний опір залежить тільки від відстані між проводами і від їх діаметра, причому вплив цих величин незначний, оскільки вони входять у вираз під знаком логарифма.

Для ліній з проводами з кольорового металу (μ=1) при промисловій частоті 50 Гц формула (3.4) набуде вигляду

$$x_0 = 0{,}144\ell g\frac{2D_{ср}}{d} + 0{,}016. \qquad (3.5)$$

Відстань між проводами залежить від напруги лінії і від конструкції опор. Якщо невідома дійсна відстань між проводами,

то при розрахунках можна прийняти середні величини згідно з табл. 3.1.

Стосовно проводів, розташованих у вершинах рівнобічного трикутника зі стороною D, маємо $D_{ср}= D$.

Для проводів, розташованих в одній горизонтальній або вертикальній площині і віддалених один від одного на відстань D, дійсне рівняння

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

Формули (3.4) і (3.5) складені для симетричних ліній з розташуванням проводів у вершинах правильного трикутника. У лініях місцевих мереж при несиметричному розташуванні проводів дія несиметрії невелика, що дозволяє користуватись формулами (3.4) і (3.5) при досить припустимих похибках.

Таблиця 3.1

Відстань між проводами

Номінальна напруга лінії, кВ	Відстань між проводами, м
до 1	0,4 – 0,6
6,10	1,2 – 1,5
35	2,6 – 3,0
110	4,0 – 4,5

У сталевих проводах у формулі (3.4) величина магнітної проникності μ не дорівнює одиниці, а більше неї. У цьому разі формулу (3.4) можна подати у такому вигляді:

$$x_0 = \omega \cdot 4{,}6 \ell g \frac{2D_{ср}}{d} \cdot 10^{-4} + \omega \cdot \times 0{,}5\mu \cdot 10^{-4} = x_0^{/} + x_0^{//} \ , \qquad (3.6)$$

де $x_0^{/} = \omega \cdot 4{,}6 \ell g \frac{2D_{ср}}{d} \cdot 10^{-4}$ – зовнішній індуктивний опір, обумовле-ний зовнішнім магнітним полем і залежний тільки від геометричних розмірів лінії;

$x_0'' = \omega \cdot 0{,}5\mu \cdot 10^{-4}$ – внутрішній індуктивний опір, створюваний внутрішнім магнітним полем і залежний тільки від магнітної проникності і, отже, від струму, що проходить по проводу.

Для практичного визначення внутрішніх індуктивних опорів звичайно користуються експериментальними даними. Що стосується зовнішніх опорів, то їх можна визначити розрахунковим шляхом або знайти в дод. 1.

Індуктивні опори повітряних ліній з проводами з будь-якого матеріалу наведені в дод.1.

У кабельних лініях з їх малими відстанями між струмовідними жилами індуктивні опори значно менші, ніж у повітряних. При розрахунках користуються заводськими даними про індуктивний опір кабелів, наведеними в дод.1.

Слід зазначити, що у кабелях малого перерізу індуктивний опір настільки малий порівняно з активним опором, що в ряді випадків ним можна знехтувати.

3.1.3. Активна і ємнісна провідності лінії

Активна провідність ліній обумовлена втратами активної енергії в них, по-перше, від струмів витоку через ізоляцію і, по-друге, від електричної корони на проводах, причиною якої є інтенсивна іонізація повітря, яке оточує провід.

Втрати електроенергії від струму витоку через ізоляцію виникають при знаходженні лінії електропередачі під напругою. Ці втрати незначні в повітряних лініях, отже, невелика й обумовлена ними активна провідність ліній.

Втрати на корону значніші. Вони враховуються при розрахунках протяжних ЛЕП високих напруг. Тоді провідність лінії визначається як

$$G = G_0 \ell , \qquad (3.7)$$

де $G_0 = \frac{\Delta P_{кор}}{U^2_{ном}}$ – активна провідність одного кілометра довжини лінії;

$\Delta P_{кор}$ – втрати потужності на корону, визначені за кривими, побудованими на підставі даних вимірювань безпосередньо на лініях;

$U_{ном}$ – номінальна напруга лінії.

У кабельних лініях напругою 35 кВ і нижче втрати потужності в діелектриках малі й їх не враховують. У кабельних лініях 110 кВ і вище активна провідність кабельної лінії

$$G = G_0 \ell , \tag{3.8}$$

де $G_0 = \frac{\Delta P}{U^2_{ном}}$ – активна провідність одного кілометра довжини кабельної лінії;

ΔP – втрати потужності в ізоляції на витік і абсорбцію. Вони пропорційні тангенсу кута діелектричних втрат tgδ.

Ємнісна провідність лінії обумовлена ємністю між проводами та між проводами і землею. Провідність лінії довжиною ℓ км

$$B = B_0 \ell . \tag{3.9}$$

З достатньою для практичних розрахунків точністю погонну ємнісну провідність трифазної повітряної лінії можна визначити за формулою (при частоті струму 50 Гц)

$$B_0 = \frac{7.58}{\ell g \frac{D_{ср}}{r}} \times 10^{-6} , \tag{3.10}$$

де r – радіус проводу.

При практичних розрахунках ємнісну провідність повітряних ліній знаходять з дод.1.

Ємнісна провідність кабелів дуже залежить від їх конструкції, у зв'язку з чим на практиці користуються готовими заводськими даними, наведеними в дод.1.

Наявність ємності в лінії обумовлює протікання ємнісних струмів. При незмінній величині напруги вздовж лінії ємнісний струм на її початку дорівнює

$$I_c = U_ф B_0 \ell , \qquad (3.11)$$

де $U_ф$ – фазна напруга лінії.

Ємнісна (зарядна) потужність лінії (потужність, генерована лінією)

$$Q_c = 3I_c \cdot U_ф = 3 \cdot U_ф^2 \cdot B_0 \cdot \ell = U_{лін}^2 \cdot B_0 \cdot \ell , \qquad (3.12)$$

де $U_{лін}$ – лінійна напруга.

В електричних розподільних мережах напругою 6 та 10 кВ, виконаних протяжними кабельними лініями, зарядні струми великі, а отже, і велика зарядна потужність таких ліній. При живленні таких ліній від джерел обмеженої потужності виникає перевантаження генераторів зарядною потужністю, що призводить до нестійкої роботи генераторів, а іноді навіть до їх відмови.

Для компенсації зарядної потужності існує низка способів. Найчастіше застосовують регульовані індуктивності (зварювальні трансформатори, що вмикають на напругу 0,38 кВ, або заземлюючі однофазні реактори типу ЗРОМ, які вмикають на напругу 6 або 10 кВ).

Сутність компенсації полягає в тому, що індуктивності генерують у систему індуктивну потужність або, інакше кажучи, споживають ємнісну потужність, генеровану системою. При цьому, очевидно, величина індуктивної потужності компенсатора має дорівнювати ємнісній потужності лінії.

Зарядна потужність залежить від номінальної напруги, довжини кабельних ліній і коливається в широких границях. Тому компенсатори споряджаються пристроями для регулювання величини їх індуктивності.

3.2. Трансформатори

До складу електричних мереж, крім ліній електропередачі, входять підвищуючі і понижуючі трансформатори, які мають свої опори й провідності.

У сучасних мережах застосовують переважно трифазні трансформатори. Для великих потужностей і напруг застосовуються також однофазні трансформатори, з'єднані в трифазні групи.

За кількістю обмоток трансформатори бувають двообмоткові і триобмоткові; останні дозволяють проводити перетворення електроенергії однієї напруги в електроенергію відразу двох різних напруг.

У розрахунках електричних мереж з урахуваннями трансформаторів звичайно приймають спрощені схеми заміщення трансформаторів. Розглянемо схеми заміщення двообмоткових трансформаторів.

При розрахунках електромереж районного значення звичайно використовують Г-подібну схему заміщення трансформатора, у якій провідності підмикають до затискачів первинної обмотки трансформатора (рис. 3.2, а) – до обмотки вищої напруги для понижуючих трансформаторів і до обмотки нижчої напруги для підвищуючих трансформаторів.

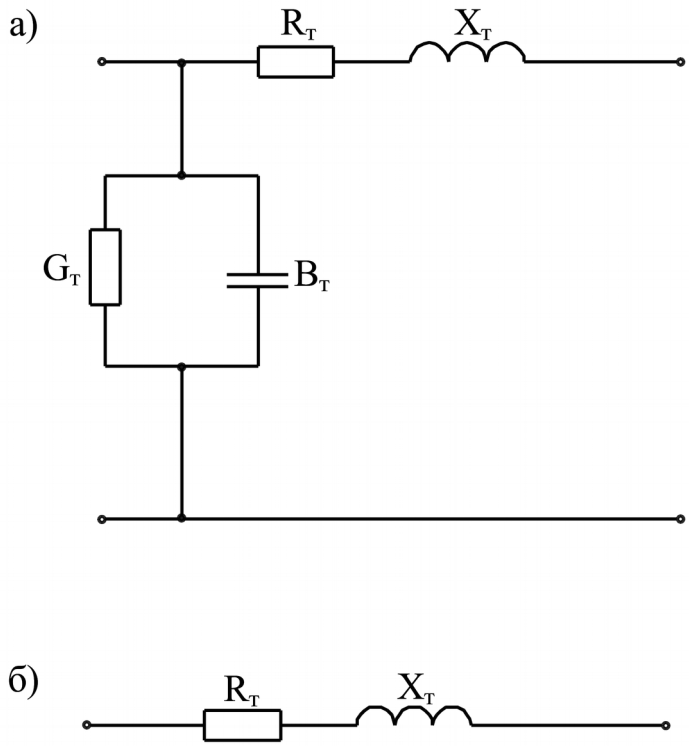


Рис. 3.2. Схема заміщення двообмоткових трансформаторів: а – Г-подібна схема для розрахунку трансформаторів районних мереж; б – спрощена схема для розрахунку трансформаторів місцевих мереж

Застосування для трансформаторів Г-подібної схеми заміщення замість точної Т-подібної, відомої з курсу електротехніки, значно спрощує розрахунки мереж. Похибка у визначенні втрати напруги в трансформаторі, отримувана при цьому через нехтування впливу струму холостого ходу на величину і фазу струму в первинній обмотці трансформатора, дуже невелика і не має суттєвого значення.

Для місцевих мереж і при наближених розрахунках районних мереж звичайно враховують тільки активні й індуктивні опори трансформаторів (рис. 3.2, б).

3.2.1. Активний та індуктивний опори трансформаторів

Активний опір обмоток трансформатора визначають за відомими втратами потужності в міді (обмотках) трансформатора $\Delta P_м$ при його номінальному навантаженні

$$\Delta P_м = 3\, I_{ном}^{\,2}\, R_т\,, \qquad (3.13)$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм обмотки розрахункової напруги трансформатора;

$R_т$ – активний опір трансформатора, віднесений до обмотки розрахункової напруги.

Номінальний струм може бути визначений за номінальною потужністю трансформатора $S_{\,т\ ном}$ і його номінальною напругою $U_{ном}$:

$$I_{ном} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3}U_{ном}}\,.$$

З виразу (3.13) після підстановки значення $I_{ном}$ отримаємо формулу для визначення активного опору трансформатора $R_т$:

$$R_т = \frac{\Delta P_м}{3I_{ном}^2} = \frac{\Delta P_м}{3\cdot\left(\frac{S_{Тном}}{\sqrt{3}U_{ном}}\right)^2} = \frac{\Delta P_м U_{ном}^2}{S_{Тном}^2}\,. \qquad (3.14)$$

Виразивши U в кіловольтах, S в кіловольтамперах, а $\Delta P_м$ в кіловатах, отримаємо

$$R_т = \frac{\Delta P_м U^2_{ном}}{S^2_{Тном}} \cdot 10^3. \qquad (3.15)$$

Активний (і індуктивний) опір однієї фази трансформатора може бути експериментально визначений з досліду короткого замикання. Як відомо, цей дослід полягає в тому, що вторинна обмотка трансформатора замикається накоротко, а до первинної обмотки підводиться така напруга, при якій струми в обох обмотках трансформатора мають номінальні значення. Ця напруга називається напругою короткого замикання. Активна потужність, споживана трансформатором у досліді короткого замикання, практично цілком витрачається на нагрівання його обмоток. Втрати в сталі при цьому мізерні через малість прикладеної напруги. Тому можна вважати, що в досліді короткого замикання втрати активної потужності $\Delta P_к$ обумовлені втратами в обмотках $\Delta P_{м.}$

$$\Delta P_м \approx \Delta P_к.$$

Тоді вираз (3.15) набуде вигляду

$$R_т = \frac{\Delta P_к U^2_{ном}}{S^2_{Тном}} \cdot 10^3. \qquad (3.16)$$

При визначенні опору фази трифазного трансформатора в (3.16) підставляють значення номінальної напруги і номінальної потужності всіх трьох фаз.

Напруга короткого замикання $u_к$ складається з двох складових: спаду напруги в активному й індуктивному опорах від струму, який протікає в режимі короткого замикання. Причому в сучасних великих трансформаторах перша складова утворює лише невелику частку другої, оскільки в таких трансформаторах $R_т << X_т$. Нехтуючи спадом напруги в активному опорі трансформатора, можна вважати, що напруга короткого замикання приблизно дорівнює реактивному спаду напруги.

Для визначення індуктивного опору трансформатора $X_т$ скористаємось виразом для реактивного спаду напруги, %,

$$u_Р\% = \frac{\sqrt{3} I_{ном} X_Т}{U_{ном}} \cdot 100, \qquad (3.17)$$

звідки

$$X_т = \frac{u_Р\% U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном} \cdot 100} = \frac{u_Р\% U_{ном}}{\sqrt{3} \left(\frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} U_{ном}} \right) \cdot 100} = \frac{u_Р\% U^2_{ном}}{S_{Тном} \cdot 100}. \qquad (3.18)$$

Прийнявши у формулі (3.18) $u_Р\% \approx u_к\%$ і виразивши $U_{ном}$ в кіловольтах, а $S_{Тном}$ в кіловольтамперах, одержимо

$$X_Т = \frac{u_к\% U^2_{ном}}{S_{Тном}} \cdot 10. \qquad (3.19)$$

При користуванні формулами (3.16) і (3.19) слід мати на увазі, що опори обмоток трансформатора можуть бути визначені при номінальній напрузі як його первинної, так і вторинної обмоток. У практичних розрахунках зручніше визначати $R_т$ і $X_т$ при номінальній напрузі тієї обмотки, для мережі якої ведуть розрахунок. Якщо обмотка трансформатора має регульовану кількість витків, то приймають $U_{ном}$ для основного виводу обмотки. Значення $\Delta P_к$ та $u_к\%$ приймають за паспортними даними трансформаторів. Зазначені формули справедливі як для трифазних, так і для однофазних трансформаторів, увімкнених до трифазної групи; в останньому випадку слід підставляти у формули номінальну потужність групи і втрати потужності всіх трьох однофазних трансформаторів, які входять у групу.

3.2.2. Активні і реактивні провідності трансформаторів

Провідності $G_т$ і $B_т$ схеми заміщення трансформатора визначають за результатами досліду холостого ходу, у якому при розімкненій вторинній обмотці до первинної обмотки трансформатора підводиться номінальна напруга.

Як виходить зі схеми заміщення, струм і відповідна потужність, споживана трансформатором у цьому режимі, визначаються параметрами кола намагнічування.

Отже,

$$\Delta P_x \approx U^2_{ном} G_т ,$$

а також

$$\Delta Q_x \approx U^2_{ном} B_т,$$

звідки

$$G_т = \frac{\Delta P_x}{U^2_{ном}} ; \qquad (3.20)$$

$$B_т = \frac{\Delta Q_x}{U^2_{ном}} . \qquad (3.21)$$

Намагнічуюча потужність ΔQ_x трансформатора для трьох фаз визначається як величина, пропорційна струму холостого ходу трансформатора I_x, %. Дійсно,

$$I_x\% = \frac{I_x}{I_{ном}} \times 100 = \frac{\sqrt{3} I_x U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном} U_{ном}} \cdot 100 = \frac{\Delta Q_x}{S_{Тном}} \cdot 100 . \qquad (3.22)$$

Звідки

$$\Delta Q_x = \frac{I_x\% S_{Тном}}{100} . \qquad (3.23)$$

Намагнічуюча потужність ΔQ_x звичайно приймається рівною повній потужності холостого ходу трансформатора S_x у зв’язку з малістю втрат активної потужності ΔP_x_порівняно з ΔQ_x.

Потужність S_x у відносних одиницях дорівнює струму холостого ходу у відсотках, який зазначається в таблицях характеристик трансформаторів. Це випливає з (3.22):

$$I_x\% = \frac{S_x}{S_{Тном}} \cdot 100 = S_x\% . \qquad (3.24)$$

3.3. Триобмоткові трансформатори

Триобмоткові трансформатори (рис. 3.3) при розрахунках показують схемою заміщення у вигляді еквівалентної трипроменевої зірки (рис. 3.4). Провідності триобмоткового трансформатори вмикають за Г-подібною схемою з боку променя обмотки трансформатора, увімкненого з боку джерела живлення.

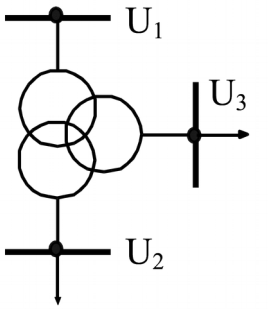


Рис. 3.3. Умовне позначення триобмоткових трансформаторів

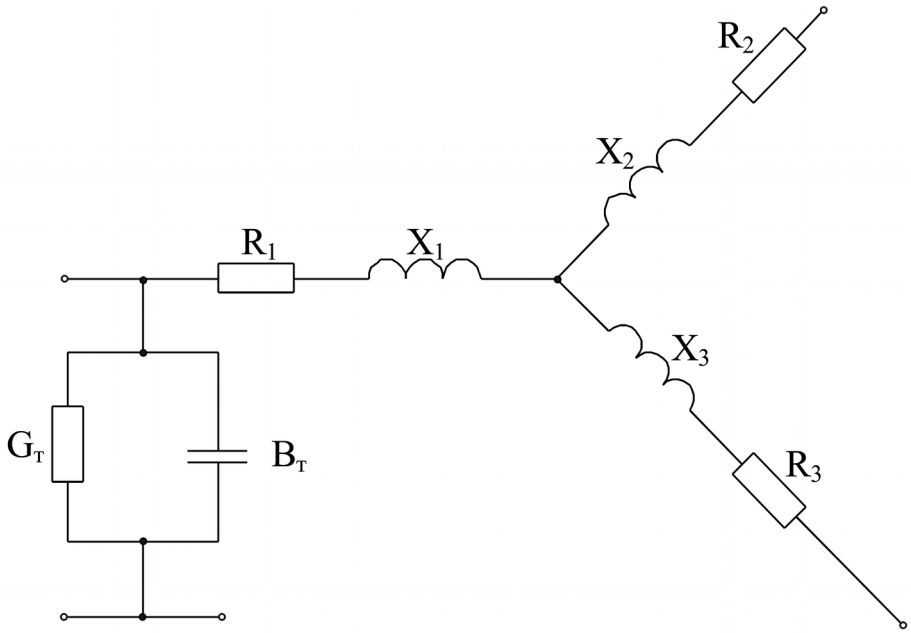


Рис. 3.4. Схема заміщення триобмоткового трансформатора

Параметри кола намагнічування триобмоткових трансформаторів визначаються аналогічно двообмотковим. Однак при визначенні активного й індуктивного опорів триобмоткових трансформаторів слід брати до уваги їх виконання.

Триобмоткові трансформатори мають три виконання. В одному з них кожна з обмоток трансформатора розраховується на номінальну потужність, завдяки чому є можливість по будь-яких

двох обмотках при вимкненій третій передати повну номінальну потужність.

Співвідношення між потужностями обмоток триобмоткового трансформатора в такому виконанні 100/100/100.

При другому виконанні дві обмотки трансформатора розраховуються на 100% номінальної потужності, а третя має номінальну потужність у 1,5 разів меншу, ніж потужність кожної з перших двох обмоток. Ця обмотка, отже, передбачається на $\frac{100}{1,5}=66,7\%$ номінальної потужності трансформатора. Співвідношення між потужностями у цьому разі складає 100/100/66,7.

При третьому виконанні триобмоткові трансформатори виконуються із співвідношенням потужностей обмоток 100/66,7/66,7. Вибір виконання триобмоткового трансформатора залежить від співвідношення між потужностями навантаження, яке отримує живлення від різних обмоток трансформатора.

На схемі заміщення R_1, R_2, R_3 – активні опори трьох обмоток трансформатора, приведені до напруги первинної обмотки; X_1, X_2, X_3 – індуктивності розсіяння обмоток, які також приведені до напруги первинної обмотки.

Якщо в дослідах короткого замикання, які проводяться при замиканні однієї з обмоток і відсутності навантаження у другій, виміряти напругу короткого замикання $u_{k(1-2)}$, $u_{k(1-3)}$, $u_{k(2-3)}$ і втрати потужності, то за формулами, отриманими вище, легко визначити сумарні опори двох послідовно ввімкнених променів схеми заміщення триобмоткового трансформатора. Так, при замиканні накоротко обмотки 2 і ввімкненні трансформатора під напругу через обмотку 1 можна знайти

$$R_1 + R_2 = \frac{\Delta P_{к(1-2)} U^2_{ном}}{S^2_{Тном}}; \qquad (3.25)$$

$$X_{12} = X_1 + X_2 = \frac{u_{k(1-2)}\% \cdot U^2_{ном}}{100 \cdot S_{Тном}}. \qquad (3.26)$$

Інші досліди короткого замикання дозволяють аналогічно визначити сумарні опори:

$$\begin{aligned} X_{13} &= X_1 + X_3; \\ X_{23} &= X_2 + X_3. \end{aligned} \qquad (3.27)$$

Із системи рівнянь (3.26) і (3.27) виходить, що

$$\begin{aligned} X_1 &= \frac{X_{12} + X_{13} - X_{23}}{2}; \\ X_2 &= \frac{X_{12} + X_{23} - X_{13}}{2}; \\ X_3 &= \frac{X_{13} + X_{23} - X_{12}}{2}. \end{aligned} \qquad (3.28)$$

Значення напруг короткого замикання $u_{k(1-2)}, u_{k(1-3)}, u_{k(2-3)}$ нормовані і знаходяться в таблицях параметрів трансформаторів. Значення втрат короткого замикання в цих таблицях дається або одне, яке відповідає найбільшим втратам потужності, або наводяться три значення втрат: $\Delta P_{к(1-2)}, \Delta P_{к(1-3)}, \Delta P_{к(2-3)}$.

У першому випадку активні опори обмоток трансформатора можуть бути знайдені у припущенні, що ці опори, приведені до одного ступеня трансформації, обернено пропорційні номінальним потужностям відповідних обмоток. Тому при виконанні трансформатора із співвідношенням потужностей обмоток 100/100/100 усі його активні опори (приведені) рівні:

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{\Delta P_к U_{ном}^2}{2 S_{Тном}^2}, \qquad (3.29)$$

що виходить із (3.25) при $R_1 = R_2$.

Для трансформатора із співвідношенням потужностей обмоток 100/100/66,7 опори перших двох обмоток визначаються співвідношенням (3.29), опір же третьої знаходиться зі співвідношення

$$\frac{R_{66,7}}{R_{100}} = \frac{100}{66,7},$$

звідки

$$R_{66,7} = 1{,}5R_{100}. \qquad (3.30)$$

При відомих трьох значеннях втрат короткого замикання можна знайти:

$$\Delta P_{к1} = \frac{\Delta P_{к(1-2)} + \Delta P_{к(1-3)} - \Delta P_{к(2-3)}}{2};$$
$$\Delta P_{к2} = \frac{\Delta P_{к(1-2)} + \Delta P_{к(2-3)} - \Delta P_{к(1-3)}}{2}; \qquad (3.31)$$
$$\Delta P_{к3} = \frac{\Delta P_{к(1-3)} + \Delta P_{к(2-3)} - \Delta P_{к(1-2)}}{2},$$

а потім за допомогою формули (3.16) визначити опори R_1, R_2 та R_3 за знайденими значеннями $\Delta P_{к1}$, $\Delta P_{к2}$ і $\Delta P_{к3}$.

Усе сказане про триобмоткові трансформатори стосується і силових автотрансформаторів, оскільки схеми заміщення автотрансформаторів аналогічні схемам для триобмоткових трансформаторів.

Контрольні питання

1. Нарисуйте схему заміщення ліній електропередачі для районних мереж.
2. Яка схема заміщення ліній для місцевих мереж?
3. Що розуміють під омічним опором провідника?
4. Що таке активний опір провідника?
5. Як визначають величину активного опору проводу?

6. Що називають реактивним індуктивним опором провідника?
7. Як визначають величину індуктивного опору ПЛ?
8. Чим обумовлена активна провідність лінії?
9. Як визначають активну провідність лінії?
10. Чим обумовлена ємнісна провідність лінії?
11. Як визначають ємнісну провідність лінії?
12. Нарисуйте схему заміщення двообмоткового трансформатора в районній мережі.
13. Яка схема заміщення двообмоткового трансформатора в місцевій мережі?
14. Як визначають активний опір обмоток трансформатора?
15. Як визначають індуктивний опір обмоток трансформатора?
16. Напишіть формули для визначення активних і реактивних провідностей трансформатора.
17. Які співвідношення між потужностями обмоток триобмоткового трансформатора можуть бути?
18. Назвіть порядок визначення параметрів схеми заміщення силових автотрансформаторів.

Розділ 4

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

4.1. Вимоги до електричних мереж і загальні знання про їх розрахунок

Електричні мережі повинні відповідати таким основним вимогам:

- якомога менші витрати на спорудження та експлуатацію мережі при забезпеченні необхідного ступеня надійності електропостачання згідно з категорією споживачів;
- забезпечення високої якості електроенергії;
- зручність і безпека експлуатації;
- можливість подальшого розвитку мережі при збільшенні навантажень споживачів без корінної її перебудови.

За необхідним ступенем надійності електропостачання поділяють споживачів електроенергії на три категорії.

До категорії I належать електроприймачі, порушення електропостачання яких може призвести до небезпеки для життя людей, значних збитків народному господарству, пошкодження обладнання, масового браку продукції, розладнування складного технологічного процесу, порушення особливо важливих елементів міського господарства.

До категорії II належать електроприймачі, перерва в електропостачанні яких пов’язана з масовою недодачею продукції, простоєм робітників, механізмів і промислового транспорту, порушенням нормальної діяльності значної кількості міського населення.

До категорії III належить решта електроприймачів, які не підходять під визначення категорій I і II, наприклад, електроприймачі допоміжних цехів, невеликих населених пунктів тощо.

Необхідний ступінь надійності електропостачання забезпечується вибором схеми мережі, окремих елементів та її виконання в цілому.

Висока якість електроенергії для електромережі полягає у підтриманні в заданих межах частоти і напруги у споживачів.

Зручність і безпека експлуатації забезпечується виконанням вимог проектування мереж, зазначених у нормативних і керівних документах.

Вимога до електромереж у забезпеченні можливості їх подальшого розвитку реалізується таким чином, що проектування мереж звичайно ведеться для перспективного навантаження, яке очікується не раніш як через 10 років.

Для створення електромереж, які відповідають вищевикладеним вимогам, при проектуванні їх виконують необхідні розрахунки, до числа яких належать:

1. Техніко-економічний розрахунок. Повинен забезпечити такий підбір номінальної напруги мережі, перерізів проводів і кабелів, способів регулювання напруги і т.п., за яких проектована мережа була б найекономічнішою, тобто вимагала мінімальних первинних грошових витрат і мінімального витрачання кольорового металу при найменших щорічних експлуатаційних витратах.

2. Розрахунок на нагрівання проводів і кабелів. Має на меті визначити величину струму, допустиму для даного перерізу проводу або кабелю за заданими умовами охолодження або, навпаки, вибрати переріз проводу або кабелю, який забезпечує дотримання заданих величин струму й умов охолодження. Цей розрахунок потрібний, щоб запобігти небезпечному перегріванню струмовідних жил проводів і кабелів та їх ізоляції.

3. Розрахунок по втраті напруги в лініях мережі. Має завдання забезпечити споживачів електроенергією потрібної якості.

У процесі розрахунку вибирають переріз проводу або жил кабелю так, щоб втрати напруги у лініях електромережі не перевищували допустимих значень. При цьому виявляють також необхідність застосування спеціальних засобів регулювання напруги в мережі.

4. Розрахунок на механічну міцність (механічний розрахунок).

Дозволяє вибрати раціональну конструкцію й оптимальний розмір проводів, тросів, опор, ізоляторів та інших елементів повітряних ліній.

5. Додаткові розрахунки. Полягають у виявленні теплової дії струмів короткого замикання на проводи і кабелі, у перевірці стійкості паралельної роботи електростанцій, в установленні надійності роботи і пропускної спроможності мереж у післяаварійних режимах тощо.

Для різних типів мереж не всі зазначені розрахунки є визначальними при виборі перерізів проводів і кабелів. Головним розрахунком для всіх мереж при певній напрузі є вибір

економічно доцільного перерізу. Решта розрахунків перевірні. З них переважне значення для електромереж різних типів мають такі розрахунки:

- для повітряних місцевих мереж – розрахунок за втратою напруги;
- для кабельних мереж – розрахунок на нагрів.

Для ліній повітряних електромереж потрібний розрахунок на механічну міцність проводів і опор.

Для забезпечення необхідної механічної міцності ПУЕ встановлені мінімальні перерізи і діаметри проводів і тросів, які можна застосовувати на повітряних лініях: для мідних проводів – 6 мм^2, алюмінієвих – 16 мм^2, для сталевих проводів мінімальний діаметр 3 мм.

4.2. Техніко-економічні розрахунки електричних мереж

При економічному порівнянні варіантів схем для електричних мереж визначають основні економічні показники, які характеризують їх будівництво та експлуатацію.

Основними економічними показниками електричної мережі є: капітальні затрати, річні експлуатаційні витрати і собівартість передачі електроенергії.

Крім економічних показників, для додаткової характеристики можуть бути корисними також деякі узагальнені технічні показники. До них належать: величини втрат активної потужності – у відсотках від відповідних значень сумарної активної потужності навантаження мережі; величини втрат електроенергії – у відсотках від загальної кількості електроенергії, отриманої споживачами за рік; найбільше значення втрати напруги в мережі однієї напруги; маса кольорового металу, витраченого на проводи ліній мережі, тощо.

Капітальні затрати К на мережу складаються з витрат на спорудження ліній $К_л$ і на спорудження підстанцій $К_п$:

$$К = К_л + К_п. \qquad (4.1)$$

До капітальних затрат на лінії входять витрати на розвідувальні роботи і підготовку траси лінії, витрати на опори, ізолятори, проводи, монтаж ліній тощо.

До капітальних затрат на підстанції входять витрати на підготовку території, силові трансформатори, електричні розподільні устаткування, включаючи електрообладнання та його монтаж.

Капітальні затрати визначають за укрупненими показниками вартості окремих елементів мережі або шляхом складання кошторисів.

Треба мати на увазі, що інколи збільшення капіталовкладень у мережу виправдане, якщо це веде до значного зниження втрат потужності й енергії.

Річні експлуатаційні витрати на мережу В складаються з відрахувань від капітальних затрат на амортизацію, ремонт та обслуговування ліній $В_л$ і підстанцій $В_п$ і вартості втрат електроенергії за рік $В_{\Delta w}$:

$$В = В_Л + В_П + В_{\Delta W} = \frac{a_л + p_л + o_л}{100} К_л + \frac{a_П + p_П + o_П}{100} К_П + b \cdot \Delta W \quad , \quad (4.2)$$

де b – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії;

ΔW – кількість кВт·год втраченої енергії;

$a_л$, $p_л$, $o_л$, $a_п$, $p_п$, $o_п$ – відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній та підстанцій відповідно, %.

Амортизаційні відрахування використовують на капітальний ремонт ліній та обладнання підстанцій і для заміни обладнання після його зносу. Відрахування на амортизацію тим вищі, чим менший строк служби обладнання. Так, амортизаційні відрахування для ліній на дерев’яних опорах складають 4-6%, для ліній на металевих і залізобетонних опорах - 3%, для підстанцій - 6%, для кабельних ліній - 3%.

Відрахування на поточний ремонт призначені для підтримання устаткування в робочому стані. Під час поточного ремонту замінюють ізолятори, фарбують опори, кожухи устаткування підстанцій, усувають невеликі пошкодження.

Відрахування на поточний ремонт відносно невеликі і складають 0,5-1%.

Відрахування на обслуговування мережі витрачають на утримання експлуатаційного персоналу, на транспортні засоби тощо. Відрахування на обслуговування мережі досягають 3-4% для ПЛ на дерев'яних опорах, 2% для ПЛ на металевих і залізобетонних опорах і для кабельних ліній та 2,5-5% для підстанцій.

Собівартість передачі електроенергії С дорівнює відношенню сумарних поточних витрат В до кількості електроенергії $W_{рік}$, отриманої споживачами за рік:

$$C = \frac{B}{W_{рік}} = \frac{B}{P_{max} \cdot T_{max}}, \qquad (4.3)$$

де P_{max} – максимальне навантаження споживачів, кВт;

T_{max} – тривалість використання максимального навантаження, год.

Очевидно, що собівартість передачі електроенергії зменшується при збільшенні тривалості використання максимальних навантажень T_{max}.

Вибір найкращого рішення при проектуванні електричних мереж потребує розгляду ряду варіантів і порівняння їх один з одним з точки зору технічних і економічних показників.

Найбільш важливими технічними показниками є :

- надійність роботи мережі;
- довговічність споруди;
- обсяг ремонтів;
- ступінь автоматизації;
- конструкція лінії.

Для правильної оцінки варіантів необхідно по можливості зрівнювати їх технічні показники. Тоді визначальними будуть економічні показники (капітальні затрати та експлуатаційні витрати). І навпаки, при однакових економічних показниках можна буде вибирати варіант з більш високими технічними показниками.

При проектуванні рекомендується вибирати не менше двох варіантів мережі, що розглядається.

Позначимо капітальні затрати в першому варіанті $К_1$, у другому $К_2$, а річні експлуатаційні витрати відповідно $В_1$ і $В_2$.

При порівнянні варіантів можливі такі випадки:

- капітальні і щорічні витрати виробництва в першому варіанті більші, ніж у другому, тобто $К_1 > К_2$; $В_1 > В_2$. Тоді другий варіант економічно доцільніший першого;

- капітальні затрати в одному з випадків, наприклад у першому, менші, а щорічні витрати більші, тобто $К_2 > К_1$; $В_1 > В_2$. У цьому випадку визначають строк окупності, під яким розуміють час, протягом якого збільшення капітальних затрат за даним варіантом окупиться економією на щорічних витратах:

$$Т_О = \frac{К_2 - К_1}{В_1 - В_2}. \qquad (4.4)$$

Отриманий за цією формулою строк окупності порівнюють з нормативним строком окупності $Т_{он}$.

Якщо $Т_о = Т_{он}$, то варіанти економічно рівноцінні і вибір варіанта повинен диктуватися іншими показниками.

Якщо $Т_о < Т_{он}$, то віддають перевагу варіанту з більшими капітальними затратами і меншими експлуатаційними витратами.

Якщо $Т_о > Т_{он}$, то обирають варіант з меншими капітальними затратами і більшими експлуатаційними витратами.

Величина $Т_{он}$ дорівнює 8-10 років.

У випадку, коли розглядаються не два, а більше варіантів, то запроваджується поняття розрахункових затрат, рівних сумі щорічних експлуатаційних витрат та капітальних затрат, виходячи з нормативного строку $Т_{он}$

$$З = В + \frac{К}{Т_{он}} = В + р_н \cdot К, \qquad (4.5)$$

де $р_н = \frac{1}{Т_{он}}$ – величина, зворотна нормативному строку окупності, вона називається нормативним коефіцієнтом ефективності і при $Т_{он} = 8$ дорівнює 0,125.

Найбільш економічним буде варіант, у якого величина розрахункових затрат мінімальна:

$$В + р_н \cdot К = З_{i\,min} \quad . \qquad (4.6)$$

Цю формулу використовують, коли тривалість будівництва не перевищує рік. У протилежному випадку для кожного варіанта розглядають сумарні розрахункові затрати, приведені до якогось року будівництва. Вони називаються сумарними приведеними затратами.

При строках будівництва, що перевищують рік, а також при постійних щорічних витратах, формулу (4.6) змінюють, підставляючи в неї замість К приведену величину сумарних капіталовкладень:

$$К_{пр} = \sum_{t=1}^{Т_б} К_t \cdot (1 + р_н)^{Т_б - Т}, \qquad (4.7)$$

де $Т_б$ – період будівництва;

Т – розрахунковий період;

$К_t$ – капіталовкладення за період t.

При порівнянні варіантів за приведеними затратами у загальному випадку повинні враховуватись вартість ліній, трансформаторів, комутаційних апаратів, компенсувальних пристроїв, іншого устаткування, відраховування на амортизацію, ремонт і обслуговування всього устаткування, вартість втрат електроенергії у всіх ланках передачі енергії.

Усі зазначені показники можна визначити лише для тих частин схеми мережі, у яких порівнювальні варіанти відрізняються один від одного. При виборі варіантів схеми мережі з однаковими напругою, кількістю трансформаторів на підстанціях, кількістю компенсувальних пристроїв одного типу, однаковими схемами підстанцій можна порівнювати тільки вартість ліній мережі, втрат електроенергії в них і відповідні відрахування. Таке визначення приведених розрахункових затрат значно скорочує обчислення.

Формула (4.6) справедлива для випадків, коли порівнювальні варіанти виконання електричних мереж забезпечують однаковий ступінь надійності електропостачання споживачів. Якщо ступені забезпечення надійності

електропостачання в різних варіантах різні, то у формулу (4.6) вводять величину ймовірного збитку від перерв електропостачання, який має місце при відмиканнях споживачів унаслідок пошкоджень або ремонтів елементів мережі.

Варіанти схем можна вважати економічно рівноцінними, якщо різниця в приведених затратах не перевищує 5%. У такому випадку варто вибрати варіант, у якого вищі номінальна напруга і показники надійності, менша витрата кольорового металу, менша кількість комутаційних апаратів, краща можливість розвитку мережі під час зростання навантажень і появи нових пунктів споживання електроенергії.

Для визначення щорічних експлуатаційних витрат і вартості передачі електроенергії необхідно знати втрати потужності й енергії в лініях і трансформаторах. Якщо електроенергія від генераторів станцій передається по лініях різних напруг і тому підлягає неодноразовій трансформації, то загальні втрати потужності й енергії в такій системі можуть досягати 15-20%.

Величина втрат енергії помітно впливає на щорічні експлуатаційні витрати і собівартість передачі електроенергії. Для правильного проектування та експлуатації електричних мереж треба вміти визначити втрати потужності й енергії в них і знати способи можливого їх зниження.

4.3. Втрати потужності й енергії в лініях електричних мереж

4.3.1. Втрати потужності й енергії в лініях

Втрати енергії в мережах електросистеми складають у середньому 10% від відпущеної в мережу енергії. Значна частина цих втрат виникає в лініях передачі всіх напруг і менша частина в трансформаторах.

При визначенні економічності того чи іншого варіанта проектованої мережі місцевого значення, за винятком особливих випадків, втрати в трансформаторах суттєво не впливають на вибір варіанта і здебільшого для місцевих мереж можуть не враховуватись.

Якщо втрати активної потужності на корону не враховуються, то втрати активної потужності в трифазній лінії змінного струму з активним опором R (однієї фази) з одним навантаженням на кінці складають

$$\Delta P = 3I^2_{ном} R \ , \qquad (4.8)$$

де I – струм навантаження, обумовлений передачею повної потужності S, яка дорівнює

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

де P – активна потужність, яка перетворюється в споживачах у механічну, теплову або світлову потужність;

Q – реактивна потужність, яка йде на створення електромагнітних полів у електродвигунах, трансформаторах і лініях передачі.

Підставляючи у формулу втрат замість струму значення потужності із виразу

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

де U – лінійна напруга,
одержуємо

$$\Delta P = 3\left(\frac{S}{\sqrt{3}\cdot U}\right)^2 R = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R, \qquad (4.9)$$

або при S, МВА і U, кВ,

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R \cdot 10^3,$$

де ΔP – втрати активної потужності, кВт.

Втрати реактивної потужності в трифазних лініях визначають за аналогічними формулами:

$$\Delta Q = 3I^2 X = \frac{S^2}{U^2} X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X \quad . \qquad (4.10)$$

У більшості випадків з достатньою для практики точністю втрати потужності можна визначити за номінальною напругою мережі, оскільки, як уже зазначалось (п. 1.4), номінальна напруга – середня міжфазна напруга.

У лінії, яка працює з постійним навантаженням і має втрати активної потужності ΔP, втрати енергії ΔW за час t складають

$$\Delta W = \Delta P t .$$

Однак навантаження споживачів змінюється протягом доби і пори року, тому змінюється і величина втрат потужності. Таким чином, визначення втрат енергії для кожної лінії повинно бути проведено шляхом підсумовування (інтегрування) значень втрат потужності за нескінченно малі проміжки часу, тобто

$$\Delta W = 3R\int_0^{8760} I^2 dt = R\int_0^{8760} \frac{S^2}{U^2} dt = R\left[\int_0^{8760} \frac{P^2}{U^2} dt + \int_0^{8760} \frac{Q^2}{U^2} dt\right]. \quad (4.11)$$

Ці втрати пропорційні площі квадратичного річного графіка навантаження за тривалістю (рис. 4.1).

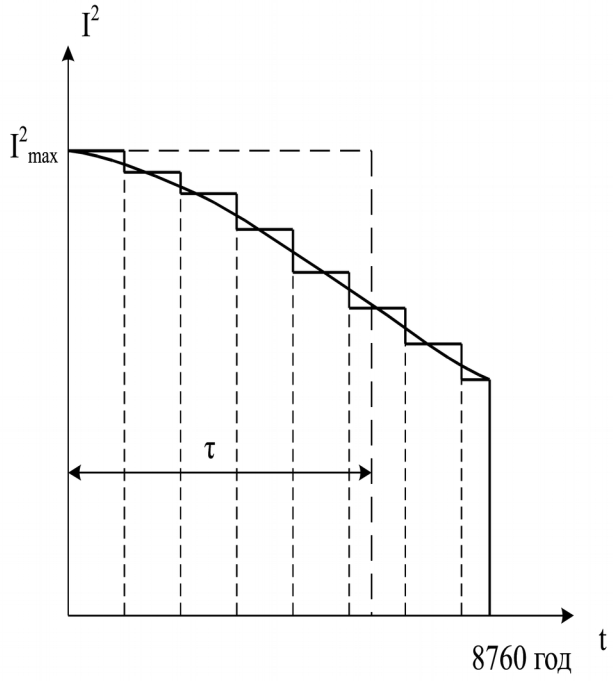


Рис. 4.1. Квадратичний річний графік навантажень за тривалістю

Оскільки напруга заздалегідь невідома і змінюється в порівняно невеликих межах, то наближено вважають

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

де U – якась середня або номінальна напруга.

При обчислені втрат енергії часто доводиться користуватись наближеними методами розрахунку, оскільки графіки P(t) і Q(t) не завжди бувають задані. При цьому для полегшення розрахунків зручно ввести умовне поняття часу втрат τ. При роботі лінії з максимальним навантаженням I_{max} протягом часу τ у ній будуть такі самі втрати енергії, як і при роботі з навантаженням, яке змінюється протягом року за дійсним графіком.

Час втрат можна визначити з графіка рис. 4.1 на підставі рівняння

$$\Delta W = 3I_{max}^2 R\tau = 3R\int_0^{8760} I^2 dt, \qquad (4.12)$$

звідки

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} I^2 dt}{I_{max}^2}. \qquad (4.13)$$

При цьому умовно вважається, що графіки активної і реактивної потужності близькі і зв'язок між ними визначається одним значенням коефіцієнта потужності $\cos\varphi$.

Час втрат τ залежить від тривалості використання максимального навантаження T_{max}, від $\cos\varphi$ навантаження.

На рис. 4.2 наведені залежності $\tau = f(T_{max}, \cos\varphi)$, встановлені розрахунковим шляхом для низки характерних графіків різних навантажень, які мають різні T_{max} і $\cos\varphi$ (освітлення, побутове, різне промислове навантаження, мішане навантаження і т.п.).

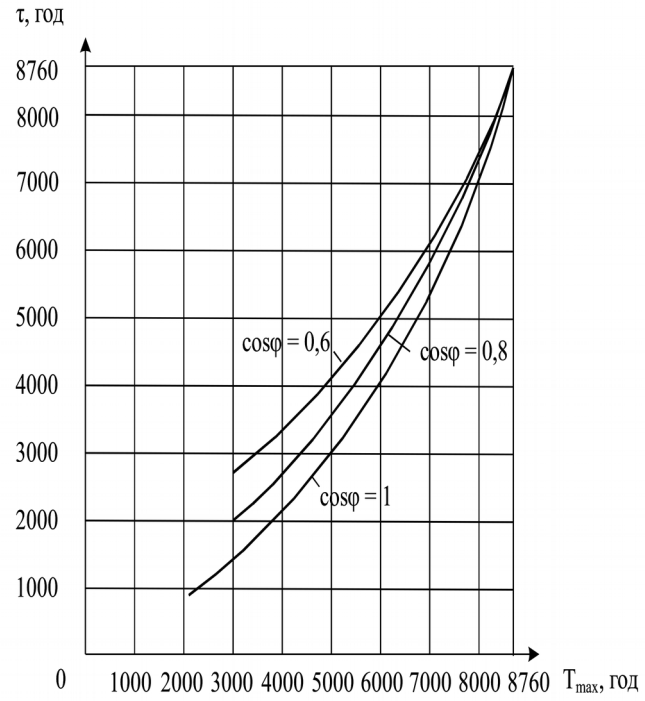


Рис. 4.2. Залежності часу втрат від T_{max} для різних $\cos\varphi$

При цьому вважають, що $\cos\varphi$ навантаження залишається незмінним протягом року, а опір проводів ліній не залежить від струму.

Втрати енергії визначають за часом втрат τ при перспективному плануванні і в експлуатації при відсутності точних графіків навантаження.

У лінії з кількома навантаженнями (рис. 4.3, а) втрати потужності й енергії визначають для кожної ділянки лінії окремо згідно з її навантаженням, а потім сумують втрати потужності й енергії на всіх ділянках:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \Delta P_{Д\text{-}1} + \Delta P_{1\text{-}2}, \\ \Delta W &= \Delta W_{Д\text{-}1} + \Delta W_{1\text{-}2}. \end{aligned} \qquad (4.14)$$

Інколи до лінії приєднують значну кількість споживачів з однаковим або приблизно однаковим навантаженням, розташованих приблизно на рівних відстанях один від одного, наприклад лінію для живлення окремих будинків вулиці, селища. Такі лінії зручно розглядати як лінії з рівномірно розподіленими навантаженнями (рис. 4.3, б).

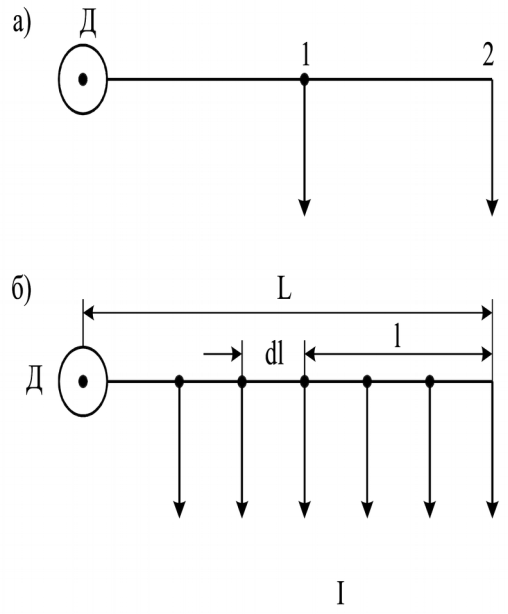


Рис. 4.3. Радіальні лінії:
а – з декількома навантаженнями;
б – з рівномірно розподіленим навантаженням

Відстані між окремими навантаженнями відносно невеликі, тому такі лінії зазвичай виконують проводами однакового перерізу.

Втрата потужності в одному проводі з рівномірно розподіленим навантаженням на одиницю довжини I/L та активним опором на одиницю довжини r_o складе

$$\Delta P = \int_0^L \left(\frac{I}{L}\ell\right)^2 r_0 d\ell = \frac{I^2 r_0 L}{3} = \frac{I^2 R}{3}, \qquad (4.15)$$

де $R = r_o L$ – активний опір усієї довжини, Ом.

У трипроводовій лінії трифазного струму втрати потужності:

$$\Delta P = \frac{3I^2 R}{3} = I^2 R, \qquad (4.16)$$

тобто втричі більші втрат потужності в одному проводі з рівномірно розподіленим навантаженням.

4.3.2. Спрощені методи визначення втрат електричної енергії

Метод максимального навантаження. Перепишемо вираз (4.12) у такому вигляді:

$$\Delta W = 3I_{max}^2 R\tau = \frac{R}{U_{ном}^2} S_{max}^2 \tau. \qquad (4.17)$$

Значення τ визначають за такою емпіричною формулою:

$$\tau = \left(0{,}124 + T_{max} \cdot 10^{-4}\right)^2 8760, \qquad (4.18)$$

де T_{max} - час використання максимуму навантаження – умовний час, протягом якого лінія, працюючи з максимальним навантаженням $I_{max,}$ передала б таку ж кількість енергії, як і при роботі за дійсним графіком I(t) за рік.

Розрахунковий час T_{max} залежить від характеру навантаження, його беруть з довідників. Орієнтовно можна вважати, що для промислових підприємств різних галузей, що працюють в одну зміну, T_{max} лежить у межах від 1500 до 2500 год; у дві зміни – від 3000 до 5000 год; у три зміни – від 4500 до 7000 год. При безперервному виробництві він досягає 8000 год. Для побутового навантаження міст та селищ T_{max} знаходиться в межах 2500-3000 год.

На електрифікованих залізницях у залежності від річного споживання електроенергії $W_{рік}$ конкретною ділянкою T_{max} набуває таких значень:

$W_{рік}$, млн кВт.год	До 25	40	55	75	100	120 і більше
T_{max}, год	4500	5000	5250	5500	5750	6000

При проектуванні вираз (4.17) зручно подати у вигляді:

$$\Delta W_i = \frac{P_{i\,max}^2 + Q_{i\,max}^2}{U_{ном}^2} r_0 \ell_i \tau, \qquad (4.19)$$

де $P_{i\,max,}$ $Q_{i\,max}$ – максимальне активне і реактивне навантаження і-ї ділянки лінії.

Сумарні втрати електроенергії в лінії:

$$\Delta W_{л} = \sum_{1}^{n} \Delta W_{i}, \qquad (4.20)$$

де ΔW_i – втрати електроенергії на і-й ділянці лінії.

Метод середньорічного навантаження. Річні втрати електроенергії за аналогією з (4.17) можна визначити за формулою

$$\Delta W = \frac{R}{U_{ном}^2} S_{сер}^2 8760, \qquad (4.21)$$

де $S_{сер}$ – середньорічне навантаження лінії.

Середньорічне навантаження визначають як

$$S_{сер} = 0{,}5(S_{max} + S_{min}) ,$$

або визначають зі співвідношення

$$S_{сер}8760 = S_{max}\, T_{max}.$$

Цей метод застосовують, коли максимальне навантаження I_{max} не більше ніж у 2 рази перевищує мінімальне I_{min}.

Порівнюючи ці методи визначення втрат енергії при відсутності річного графіка навантаження, можна помітити, що другий метод розрахунку простіший і точніший. Це пояснюється тим, що середні значення величин найбільш імовірні і можуть бути обчислені з більшою точністю, ніж інші. Тому другий метод розрахунку найчастіше використовується для визначення втрат енергії в елементах електричних мереж.

4.4. Втрати потужності й електроенергії в трансформаторах

4.4.1. Двообмоткові трансформатори

Втрати активної потужності в трансформаторі складаються з втрат у сталі на вихрові струми і гістерезис, а також з втрат в обмотках (у міді) на їх нагрівання. Втрати в сталі не залежать від навантаження трансформатора, а втрати в міді змінюються пропорційно квадрату його навантаження. Втрати активної потужності в сталі трансформаторів визначаються втратами холостого ходу трансформаторів при номінальній напрузі ΔP_x, які даються в паспорті трансформатора або приймаються за табличними даними.

Втрати потужності в трансформаторі, тобто в активному і реактивному опорах трансформатора, знаходять за тими самими формулами, що й при розрахунку лінії:

$$\Delta P_T = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_T \quad \text{та} \quad \Delta Q_T = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_T , \qquad (4.22)$$

де P, Q – активна і реактивна потужності схеми заміщення трансформатора;

U – напруга, що відповідає цій потужності, схеми заміщення трансформатора.

Формула (4.22) може бути подана і в іншому вигляді. Як зазначалось раніше, втрати короткого замикання

$$\Delta P_к \approx 3I^2_{ном} R_T = \frac{S^2_{тном}}{U^2_{ном}} \cdot R_T .$$

При будь-якому іншому навантаженні I втрати в трансформаторі

$$\Delta P_T = 3I^2 R_T = \frac{S^2}{U^2_{ном}} R_T .$$

Зі співвідношення $\Delta P_т : \Delta P_к$ отримуємо

$$\Delta P_T = \Delta P_к \left(\frac{S}{S_{Тном}} \right)^2 . \qquad (4.23)$$

Якщо навантаження трансформатора не дорівнює його номінальній потужності, то втрати активної потужності в ньому звичайно подають у вигляді

$$\Delta P_{т} = \Delta P_{ст} + \Delta P_{м}\left(\frac{S}{S_{Тном}}\right)^2, \qquad (4.24)$$

де $\Delta P_{ст.}$ – втрати в сталі (втрати холостого ходу) трансформатора, кВт;

$\Delta P_{м}$ – втрати в міді (в обмотках) трансформатора при його номінальному навантаженні, кВт;

$S_{Тном}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

S – навантаження трансформатора, кВА.

При n паралельно працюючих трансформаторах однакової потужності загальне їх навантаження S розподіляється між ними порівну, їх еквівалентний опір зменшується в n разів, тоді як втрати на намагнічування збільшаться в n разів. При цьому

$$\Delta P_{Тn} = n\Delta P_{СТ} + n\Delta P_{М}\left(\frac{S}{n \cdot S_{Тном}}\right)^2$$

або

$$\Delta P_{Тn} = n\Delta P_{СТ} + \frac{1}{n}\Delta P_{М}\left(\frac{S}{S_{Тном}}\right)^2. \qquad (4.25)$$

Якщо n паралельно працюючих трансформаторів увімкнені безперервно протягом усього року (8760 год), то втрати електроенергії в них можна визначити, керуючись формулою (4.25):

$$\Delta W_{Тn} = n\Delta P_{СТ}\,8760 + \frac{1}{n}\Delta P_{М}\left(\frac{S_{max}}{S_{ном}}\right)^2 \cdot \tau, \qquad (4.26)$$

де S_{max} – максимальне в році сумарне навантаження трансформаторів, кВА;

τ – час втрат, який визначається за кривими рис. 4.2, год.

На підстанції з навантаженням, яке різко змінюється, часто буває доцільно для зменшення втрат енергії вмикати на

паралельну роботу різну кількість трансформаторів, керуючись графіком навантажень. Так, якщо протягом часу t_1 паралельно працюють n_1 трансформаторів із загальним навантаженням S_1, а протягом часу t_2 паралельно працюють n_2 трансформаторів із загальним навантаженням S_2 і т.д., то втрати енергії за час роботи підстанції $T = t_1 + t_2 + \ldots$ складуть:

$$\Delta W_T = n_1 \Delta P_{CT} t_1 + n_2 \Delta P_{CT} t_2 + \ldots + \frac{1}{n_1} \Delta P_M \left(\frac{S_1}{S_{Tном}} \right)^2 t_1 + \frac{1}{n_2} \Delta P_M \left(\frac{S_2}{S_{Tном}} \right)^2 t_2 + \ldots$$

або в загальному вигляді

$$\Delta W_T = \Delta P_{CT} \sum_{i=1}^{k} n_i t_i + \Delta P_M \sum_{i=1}^{k} \left(\frac{1}{n_i} \left(\frac{S_i}{S_{Tном}} \right)^2 t_i \right), \qquad (4.27)$$

де k – число характерних режимів навантаження протягом року.

Втрати реактивної потужності в трансформаторі складаються з втрат у сталі на її намагнічування і втрат в обмотках на створення магнітного потоку розсіяння. Втрати в сталі не залежать від навантаження трансформатора, а втрати в обмотках змінюються пропорційно квадрату його навантаження.

При n паралельно працюючих трансформаторах однакової потужності із загальним навантаженням S сумарні втрати реактивної потужності в них можна визначити за формулою, аналогічною формулі (4.25):

$$\Delta Q_T = n \Delta Q_{CT} + \frac{1}{n} \Delta Q_M \left(\frac{S}{S_{Tном}} \right)^2 . \qquad (4.28)$$

Втрати реактивної потужності в сталі трансформатора ΔQ_{CT} визначають за раніше наведеною формулою (3.23).

Втрати реактивної потужності в обмотках двообмоткового трансформатора при його номінальному навантаженні визначають за наближеною формулою

$$\Delta Q_M = \frac{u_k \%}{100} \cdot S_{Tном} . \qquad (4.29)$$

Із (4.29) виходить зокрема, що u_k чисельно дорівнює втраті реактивної потужності в обмотках трансформатора, вираженій в частках від його номінальної потужності. У наближених розрахунках цією формулою часто користуються для визначення втрат реактивної потужності в обмотках трансформаторів будь-якої потужності.

Втрати потужності можуть бути знайдені за формулами (4.25) і (4.28) безпосередньо за паспортними даними трансформаторів без попереднього обчислення параметрів їх схеми заміщення.

4.4.2. Триобмоткові трансформатори та автотрансформатори

У триобмоткових трансформаторах та автотрансформаторах втрати потужності й енергії визначають за формулами, аналогічними формулам (4.24)-(4.28). При цьому окремо визначають втрати в міді для кожної обмотки, а потім сумують ці втрати для всіх трьох обмоток (окремо втрати в міді і втрати в сталі). Нижче наведена формула для визначення втрат активної потужності в триобмотковому трансформаторі або автотрансформаторі:

$$\Delta P_T = \Delta P_{ст} + \Delta P_{м1}\left(\frac{S_1}{S_{Тном}}\right)^2 + \Delta P_{м2}\left(\frac{S_2}{S_{Тном}}\right)^2 + \Delta P_{м3}\left(\frac{S_3}{S_{Тном}}\right)^2, \quad (4.30)$$

де $\Delta P_{м1}$, $\Delta P_{м2}$, $\Delta P_{м3}$ – втрати у відповідних обмотках триобмоткового трансформатора або автотрансформатора, знайдені за формулами (3.31);

S_1, S_2, S_3 – навантаження обмоток вищої, середньої і нижчої напруг відповідно.

Для трансформатора зі співвідношенням номінальних потужностей обмоток 100/100/100 вважають, що втрати в них однакові

$$\Delta P_{м1} = \Delta P_{м2} = \Delta P_{м3} = 0{,}5 \cdot \Delta P_м \quad .$$

При співвідношенні 100:100:67 маємо

$$\Delta P_{м1} = \Delta P_{м2} = 0{,}5 \cdot \Delta P_м; \quad \Delta P_{м3} = 0{,}75 \cdot \Delta P_м .$$

Для втрат реактивної потужності при наближеному розрахунку справедливий вираз

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{ст} + \frac{u_{k1}\%}{100}\frac{S_1^2}{S_{Тном1}} + \frac{u_{k2}\%}{100}\frac{S_2^2}{S_{Тном2}} + \frac{u_{k3}\%}{100}\frac{S_3^2}{S_{Тном3}}, \qquad (4.31)$$

де u_{ki} – напруга короткого замикання *i*-ї обмотки;

$\Delta Q_{ст}$ – потужність намагнічування, яка приймається рівною потужності холостого ходу трансформатора.

У формулах (4.30) і (4.31) прийнято, що втрати потужності та напруги короткого замикання приведені до номінальних потужностей відповідних обмоток.

Слід зазначити, що активні опори трансформаторів та автотрансформаторів високої напруги великої потужності дуже малі порівняно з індуктивними. Тому в практичних розрахунках мереж з великими трансформаторами й автотрансформаторами можна активними опорами і втратами в них знехтувати. Це не вносить у результати суттєвої похибки.

Загальні втрати в трансформаторі зі збільшенням навантаження також збільшуються, у зв'язку з чим підвищується і температура трансформатора. При деякій величині втрат температура досягає найбільшого допустимого значення. Величиною цих втрат визначається максимальне допустиме навантаження трансформатора, тобто його номінальна потужність:

$$S_{Тном} = \sqrt{3} U_{2ном} I_{2ном} .$$

Номінальна потужність трансформатора $S_{Тном}$ вказується в кВА, оскільки втрати в трансформаторі залежать тільки від величини струму і напруги, що підведена до трансформатора. Вказувати $S_{Тном}$ в кВт неможливо, так як активна потужність трансформатора залежить від $\cos\varphi$ навантаження, який може змінюватися під час експлуатації.

4.5. Вибір економічно доцільних перерізів проводів і кабелів

Техніко-економічні розрахунки звичайно виконують для комплексного розв'язання задач, пов'язаних з вибором схеми мережі. Одночасно з цим майже в кожному розрахунку мережі треба вибирати переріз проводів таким, щоб він був найвигіднішим з економічної точи зору.

Економічні показники електричних ліній значною мірою залежать від правильності вибору перерізів проводів або жил кабелів. Зі збільшенням перерізу проводів лінії затрати на її спорудження, а отже, і щорічні відрахування на її ремонт і амортизацію зростають (крива 1 на рис. 4.4), а втрати енергії в лінії та їх вартість за рік зменшується (крива 2).

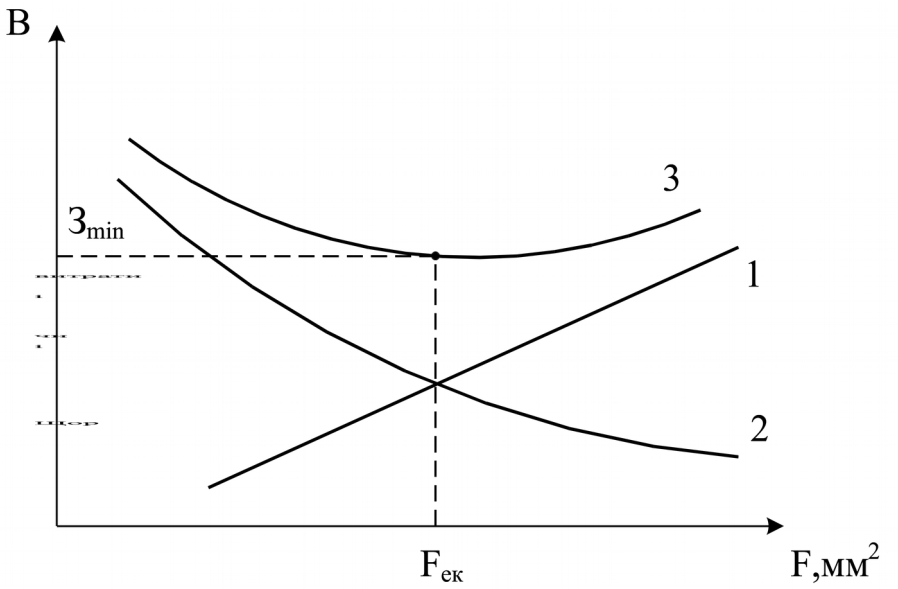


Рис. 4.4. Залежність щорічних експлуатаційних витрат у мережі від перерізу проводів лінії

Мінімуму щорічних експлуатаційних витрат (крива 3) відповідає певний переріз, який називають економічним $F_{ек}$.

З тих же кривих рис. 4.4 видно, що при перерізах, дещо менших $F_{ек}$, капітальні затрати на спорудження лінії зменшуються значно швидше, ніж збільшуються щорічні експлуатаційні витрати. Враховуючи це, а також перспективний характер розрахункових навантажень мережі, виявляється економічно доцільним прийняти найближчий стандартний переріз менший $F_{ек}$, оскільки при цьому зменшуються витрати металу і коштів на

спорудження мережі при незначному збільшенні щорічних експлуатаційних витрат. Ураховуючи сказане, ПУЕ для визначення перерізів проводів і кабелів рекомендують економічні густини струму, наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Економічна густина струму

Провідники	Економічна густина струму $j_{ек}$, А/мм^2, при використанні максимального навантаження T_{max}, год/рік		
	1000-3000	3000-5000	5000-8700
Голі проводи та шини:			
мідні	2,5	2,1	1,8
алюмінієві	1,3	1,1	1,0
Кабелі з паперовою та проводи з гумовою і поліхлорвініловою ізоляцією з жилами:			
мідними	3,0	2,5	2,0
алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою та з пласт-масовою ізоляцією з жилами:			
мідними	3,5	3,1	2,7
алюмінієвими	1,9	1,7	1,6

Економічний переріз проводів або жил кабелів $F_{ек}$, мм^2, визначають за робочим струмом кола $I_{роб}$ та економічною густиною струму $j_{ек}$, отриманою з табл. 4.1, для заданих умов:

$$F_{ек} = \frac{I_{роб}}{j_{ек}}. \qquad (4.32)$$

Під робочим струмом кола $I_{роб}$ слід розуміти найбільший тривалий струм навантаження кола в нормальному режимі роботи, визначений без урахування можливих в експлуатації перевантажень і збільшення його навантаження при аваріях і ремонтах. При визначенні розрахункового значення $I_{роб}$ слід ураховувати коефіцієнти одночасності $к_о$ і завантаження $к_з$

електроприймачів, приєднаних до даного кола, користуючись формулою

$$I_{роб} = К_0 \sum_{1}^{n} (К_з I_{ном}), \qquad (4.33)$$

де $I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном} \eta \cos\varphi}$ – номінальний струм електроприймача;

η, $\cos\varphi$ – коефіцієнти корисної дії електроприймача та його потужності відповідно.

При порівняно невеликій різниці в коефіцієнтах потужності електроприймачів можна наближено визначити арифметичну суму їх струмів навантаження. При можливій одночасній роботі всіх електроприймачів, приєднаних до даного кола, коефіцієнт одночасності $К_о$=1.

Для електроосвітлювальних приймачів у всіх випадках $К_З$ = 1.

Для лінії з декількома навантаженнями, розташованими на значній відстані одна від одної (рис. 4.3, а), економічні перерізи кожної ділянки знаходять за економічною густиною струму і робочим струмом відповідної ділянки:

$$F_{екД-1} = \frac{I_{робД-1}}{j_{екД-1}}; \qquad F_{ек1-2} = \frac{I_{роб1-2}}{j_{ек1-2}} \quad \text{і т.д.}$$

Якщо лінія живить ряд навантажень, розташованих відносно недалеко одне від одного (рис. 4.3, б), то таку лінію виконують проводами одного перерізу, вибраного за робочим струмом головної ділянки лінії. При цьому на величину економічної густини струму вводять поправковий коефіцієнт більше одиниці, який враховує нерівномірність навантажень по лінії. Цей коефіцієнт $К_п$ знаходять за формулою

$$К_П = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 \ell_1 + I_2^2 \ell_2 + \ldots + I_n^2 \ell_n}}, \qquad (4.34)$$

де $I_1, I_2 \ldots, I_n$ – струми на окремих ділянках лінії;

$\ell_1, \ell_2 \ldots \ell_n$ – довжини ділянок;

L – повна довжина лінії.

Слід зазначити, що вибір перерізу проводів мереж за економічною густиною струму є основним методом розрахунку. Цей розрахунок не виключає, однак, перевірки вибраного перерізу за допустимим нагрівом струмом навантаження або за допустимою втратою напруги. При цьому за остаточне слід прийняти максимальне значення перерізу, отримане з цих розрахунків.

Якщо вибраний переріз проводу задовольняє умови допустимого нагріву, але недостатній з точки зору втрати напруги, то слід переглянути величину вибраної номінальної напруги мережі в бік збільшення до наступного номінального значення або ж ужити заходів щодо компенсації втрати напруги в лінії (наприклад, встановити регулювальні трансформатори, застосувати послідовне або паралельне вмикання конденсаторів і т.д.).

Згідно з ПУЕ, вибору за економічною густиною струму не підлягають;

а) мережі промислових підприємств напругою до 1000 В, якщо тривалість використання максимального навантаження не перевищує 4000-5000 год;

в) усі відгалуження до окремих електроприймачів напругою до 1000 В, а також освітлювальні мережі промислових підприємств, житлових і громадських будівель, перевірені за втратами напруги.

Контрольні питання

1. Назвіть вимоги до електричних мереж.
2. Як поділяються споживачі електроенергії за надійністю електропостачання?
3. Перелічіть розрахунки, які виконують при створенні електромереж.
4. Який розрахунок є головним, а які перевірні?
5. Назвіть основні економічні показники електричної мережі.
6. З яких витрат складаються капітальні затрати на мережу?
7. Як визначають капітальні затрати?
8. З чого складаються річні експлуатаційні витрати на мережу?

9. Як визначити собівартість передачі електроенергії ?
10. Як вибрати найкраще рішення при проектуванні мережі?
11. Перелічіть технічні показники електричних мереж.
12. Дайте визначення строку окупності.
13. У випадку, коли розглядається два варіанти мережі, як вибрати кращий?
14. Дайте визначення розрахункових затрат.
15. У випадку, коли розглядається більше двох варіантів мережі, яким чином вибирають найбільш економічний варіант?
16. Як визначити втрати активної потужності в трифазній лінії змінного струму з одним навантаженням на кінці?
17. Як визначити втрати реактивної потужності в трифазній лінії?
18. Яким чином визначають втрати енергії в лінії з постійним навантаженням?
19. Як визначити втрати енергії в лінії, навантаження якої змінюється протягом часу?
20. Назвіть спрощені методи визначення втрат електричної енергії.
21. Охарактеризуйте метод максимального навантаження визначення втрат електричної енергії.
22. Назвіть складові втрат активної потужності в трансформаторі.
23. Як визначити втрати електроенергії в n паралельно працюючих трансформаторах?
24. Яким чином визначають втрати потужності у триобмоткових трансформаторах?

Розділ 5

ВИБІР ПРОВОДІВ І КАБЕЛІВ ЗА УМОВАМИ НАГРІВУ

5.1. Нагрів провідників електричним струмом

Проходження електричного струму по провіднику викликає виділення теплової енергії, яка пропорційна квадрату струму, опору провідника і часу проходження струму:

$$W = I^2Rt. \qquad (5.1)$$

Частина цього тепла витрачається на підвищення температури провідника, а частина віддається в навколишнє середовище.

Проводи, що знаходяться у повітрі, шини і кабелі охолоджуються головним чином шляхом конвекції, обумовленої рухом повітря поблизу поверхні провідника. Відвід тепла шляхом випромінювання невеликий унаслідок порівняно малих температур нагріву провідників. Відвід тепла шляхом теплопровідності мізерний через малу теплопровідність повітря.

Прокладені в землі кабелі охолоджуються за рахунок теплопровідності ґрунту.

Під час нагріву провідника струмом його температура не відразу досягає своєї максимальної величини. Закон зміни температури провідника при проходженні струму може бути поданий показниковою функцією (рис. 5.1):

$$(\theta - \theta_0) = (\theta_{max} - \theta_0) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right), \qquad (5.2)$$

де Θ – температура провідника через tc після початку проходження струму;

Θ_o – температура навколишнього середовища;

θ_{max} – гранична максимальна усталена температура провідника;

e – основа натуральних логарифмів;

T – стала часу нагріву.

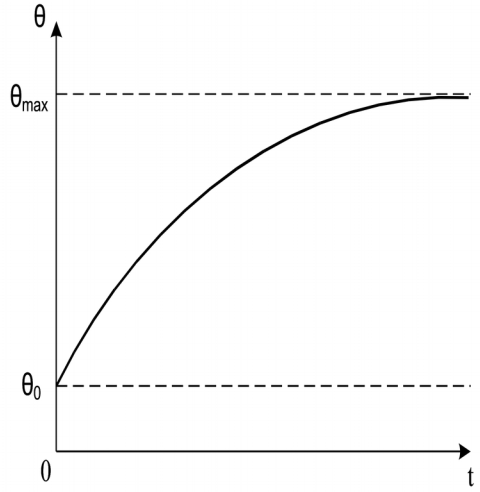


Рис. 5.1. Крива нагріву провідника

Як бачимо, температура провідника асимптотично наближається до граничної величини температури θ_{max}. Через час t = (3-4)T температура досягає значення θ = (0,95-0,98) θ_{max}. У цей момент настає рівновага між теплом, яке виділяється в провіднику, і теплом, яке віддається в навколишнє середовище. Температура провідника більше не підвищується і зберігає постійне значення, яке залежить від струму навантаження.

Перевищення температури провідника над температурою навколишнього середовища пропорційне кількості виділеного тепла, а отже, квадрату струму, який тривало йде по провіднику, і залежить від умов його охолодження.

Таким чином, певному струму, який тривало йде по провіднику при заданих умовах охолодження, відповідає досить певне перевищення температури проводу над температурою навколишнього середовища.

Задача розрахунку проводів, шин, кабелів на нагрів звичайно зводиться до визначення величини струму, при якому температура провідника не перевищує допустимого значення. При цьому мають бути відомі допустима температура нагріву провідника, умови його охолодження і температура навколишнього середовища.

Максимальне значення струму, відповідне граничній температурі, носить найменування тривало допустимої величини струму за нагрівом.

5.2. Визначення тривало допустимих струмів за умовами нагріву

Розглянемо визначення тривало допустимої величини струму за нагрівом однорідних неізольованих (голих) провідників.

При тепловій рівновазі кількість тепла, яке виділяється за одиницю часу струмом I у проводі з опором R, дорівнює кількості тепла, яке відводиться в навколишнє середовище за той же час:

$$I^2R = kS(\theta - \theta_0), \qquad (5.3)$$

де k – коефіцієнт тепловіддачі шляхом конвекції і випромінювання, який дорівнює кількості тепла, що відводиться в навколишнє середовище з 1 см^2 поверхні провідника при різниці температур між провідником і навколишнім середовищем, яка дорівнює 1 °С;

S - поверхня охолодження провідника;

θ і θ_0 – температури провідника і навколишнього середовища.

З формули (5.3) можна визначити I:

$$I = \sqrt{\frac{kS(\theta - \theta_0)}{R}}. \qquad (5.4)$$

Для голого однодротового проводу діаметром d, довжиною *l*, з поверхнею охолодження $S=\pi d\ell$ і опором $R = \frac{\ell}{\gamma F} = \frac{\ell}{\gamma \frac{\pi d^2}{4}} = \frac{4\ell}{\gamma \pi d^2}$ одержимо

$$I = \sqrt{\frac{k\pi d\ell(\theta - \theta_0)\gamma\pi d^2}{4\ell}} = \sqrt{\frac{k\gamma\pi^2 d^3}{4}(\theta - \theta_0)}$$

або

$$I = \sqrt{c\gamma d^3(\theta - \theta_0)}, \qquad (5.5)$$

де c – величина, постійна для проводу заданої марки;

γ – питома електрична провідність матеріалу проводу.

Якщо температуру провідника прирівняти до тривало допустимої $\theta_{доп}$ і прийняти розрахункову температуру навколишнього середовища θ_0 (див. нижче), то з умови (5.5) можна визначити тривало допустимий за нагрівом струм голого провідника:

$$I_{доп} = \sqrt{c\gamma d^3(\theta_{доп} - \theta_0)}. \qquad (5.6)$$

З формули (5.6) виходить, що допустимий струм голого провідника залежить від питомої електричної провідності матеріалу, діаметра провідника, умов віддачі проводом тепла (коефіцієнти к і с), і отже, від ізоляції, умов прокладання і, нарешті, від температури навколишнього середовища. Чим вища

температура навколишнього середовища, тим менше навантаження на провід можна допустити.

Аналогічні формули можна скласти для визначення допустимих струмів ізольованих провідників і кабелів.

Для практичних розрахунків формулою (5.6) не користуються через складність визначення вихідних даних (коефіцієнти к і с).

На основі теоретичних розрахунків і результатів випробувань та вимірювань складені довідкові таблиці тривало допустимих струмів за нагрівом для різних проводів і кабелів залежно від умов їх прокладання. Цими таблицями і користуються при виборі або перевірці проводів за нагрівом.

У зв'язку з цим перевірка за нагрівом проводів і кабелів зводиться до необхідності виконання умови

$$I_{max} \leq I_{доп}, \qquad (5.7)$$

де I_{max} – максимальний робочий струм кола, для якого призначений провідник;

$I_{доп}$ – тривало допустимий з умов нагріву струм навантаження провідника за табличними даними (табл. Д.2.1-Д.2.4).

Під максимальним робочим струмом кола I_{max} слід розуміти максимальний тривалий струм навантаження кола, визначений з урахуванням можливих тривалих перевантажень, включаючи післяаварійні режими.

При виборі проводів і кабелів за нагрівом необхідно враховувати, що із збільшенням перерізу провідника величина допустимого струму зростає повільніше, ніж величина перерізу. Це пояснюється тим, що переріз провідника збільшується пропорційно квадрату діаметра, а поверхня охолодження провідника зростає значно повільніше – пропорційно діаметру проводу в першій степені.

Отже, при великих перерізах вигідніше замість одного кабелю прокладати декілька кабелів меншого перерізу, проте не нижче 150 мм^2.

5.3. Вибір проводів і кабелів за нагрівом

Уже зазначалось, що при визначенні тривало допустимих струмів проводів і кабелів користуються довідковими таблицями, складеними для різних марок проводів та умов їх прокладання. Ці таблиці поміщені в ПУЕ і є загальнодержавними нормативами. Деякі з них наведені в дод. 2 (табл. Д.2.1-Д.2.4).

Для правильного використання цих даних нижче наведені додаткові пояснення.

Розрахункову температуру навколишнього біля провідника середовища приймають, виходячи з таких умов:

- для проводів повітряних ліній – середньомісячну температуру повітря в 13 год. за найбільш жаркий місяць;
- для голих та ізольованих провідників усередині будівель – найбільшу середньомісячну температуру повітря;
- для кабелів,прокладених у повітрі – середньодобову температуру повітря за найбільш жарку добу;
- для кабелів, прокладених у землі, – середньомісячну температуру ґрунту на глибині прокладання 0,7-1 м у розглядуваному районі за найбільш жаркий місяць.

У чинних ПУЕ для голих та ізольованих провідників у середині і зовні приміщень і для кабелів у повітрі прийнята розрахункова температура повітря +25^{o}С, а для кабелів у землі – розрахункова температура ґрунту +15^{o}С.

Тривало допустима температура нагріву голих проводів і шин прийнята рівною 70^{o}С, тому що при більшій температурі спостерігається підсилене окислення контактних з’єднань, яке приводить до значного збільшення їх перехідних опорів.

У закритих приміщеннях обмеження нагріву голих провідників температурою 70^{o}С обумовлене також вимогами пожежної безпеки – при великій температурі нагріву провідників можливе запалювання легкозаймистих частинок з різних матеріалів, які потрапляють на них.

Для проводів з гумовою ізоляцією тривало допустима температура нагріву дорівнює 65^{o}С за умови збереження ізоляції.

Для кабелів з паперовою ізоляцією у свинцевій, алюмінієвій або іншій оболонці тривало допустима температура нагріву жил залежить від робочої напруги: при напрузі 3 кВ і нижче – 80 ^{o}С, при 6кВ – 65 ^{o}С, при 10 кВ – 60 ^{o}С, при 20 і 35 кВ – 50 ^{o}С.

Величина тривало допустимої температури нагріву жил кабелів обумовлена стійкістю кабельної ізоляції, яка при підвищенні температури погіршує свої ізолюючі властивості, і прагненням зменшити розміри повітряних включень усередині ізоляції кабелів. Через останню обставину при збільшенні робочої напруги кабелю зменшують величину допустимої температури жил кабелів.

Допустимі тривалі струмові навантаження на кабелі прийняті за умови прокладання одного кабелю в траншеї при питомому тепловому опорі землі, який дорівнює 120 Ом град/Вт. При прокладанні кабелів у сухих піщаних і кам'янистих ґрунтах їх допустимі навантаження значно менші і визначаються розрахунком або ж установлюються дослідним шляхом.

Прокладання поруч декількох кабелів у траншеї погіршує умови тепловіддачі в грунт через тепловий вплив кабелів один на одного. У цих випадках навантаження, зазначені в згаданих таблицях, мають бути зменшені введенням поправкового коефіцієнта на кількість кабелів. Величина цього коефіцієнта наведена в табл. Д.2.5.

Допустимі тривалі струмові навантаження на одиничні кабелі, які прокладаються в землі у трубах довжиною більше 10 м, повинні прийматись за таблицями навантажень для кабелів, які прокладаються в повітрі. Однак оскільки температура повітря в трубах дорівнює температурі землі, треба зробити перерахунок навантажень.

Шукане навантаження $I_{доп}$ можна визначити за формулою

$$I_{доп} = I_{доп.п} \sqrt{\frac{\theta_ж - \theta_з}{\theta_ж - 25}},$$

де $I_{доп.п}$ – допустиме вихідне навантаження, взяте з таблиць для кабелів, прокладених у повітрі;

$\theta_ж$ – гранично допустима температура жил кабелів;

$\theta_з$ – розрахункова температура землі на глибині прокладання кабелю; при відсутності даних $\theta_з$ = 15 °С.

На практиці часто зустрічаються мішані прокладання кабельних ліній по трасі. Так, наприклад, від комірки розподільного устаткування кабельну лінію спочатку

прокладають по підвалу або по кабельному каналу станції, потім – по земляній траншеї окремо або разом з іншими кабельними лініями, а на перетинах вулиць – у трубах. У цьому разі допустиме тривале навантаження кабельної лінії треба визначати, виходячи з допустимих навантажень для ділянки з найгіршими умовами охолодження, якщо ця ділянка має довжину, більшу 10 м.

З метою зниження капітальних затрат іноді беруть кабелі з різними перерізами для лінії, які мають ділянки різної теплопровідності. Кожний з цих перерізів має відповідати вимогам граничного навантаження за нагрівом, якщо це допустимо з економічної густини струму.

Проводи і кабелі будь-якого призначення повинні відповідати вимогам у відношенні гранично допустимого нагріву не тільки в нормальних, але й післяаварійних режимах, а також у період ремонтних робіт і т.д.

Для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою просоченою ізоляцією з навантаженням менше номінального допускається короткочасне перевантаження, зазначене в ПУЕ.

На час ліквідації післяаварійного режиму для кабелів з поліетиленовою ізоляцією допускається перевантаження до 10%, а для кабелів з полівінілхлоридною ізоляцією – до 15% номінального на час максимумів навантаження тривалістю не більше 6 год. на добу протягом 5 діб, якщо навантаження в інші періоди часу цих діб не перевищує номінальне.

На час ліквідації післяаварійного режиму для кабелів напругою до 10 кВ з паперовою ізоляцією допускаються перевантаження протягом 5 діб у межах, зазначених в ПУЕ.

5.4. Вибір перерізів проводів і параметрів захисних пристроїв у мережах напругою до 1000 В

При експлуатації в лініях електричних мереж можлива поява струмів, значно перевищуючих допустимі, а саме: струмів перевантаження і короткого замикання. Ці струми занадто нагрівають провідники мережі, що призводить до передчасного зносу ізоляції, пошкоджень окремих ділянок мережі, пожеж тощо. Для запобігання цьому застосовують захисні пристрої – плавкі

запобіжники, автоматичні вимикачі, теплові реле, які діють на магнітні пускачі або контактори.

Вибраний переріз проводу або кабелю має бути узгоджений з номінальним струмом застосованого захисного пристрою.

5.4.1. Плавкі запобіжники

Плавкі запобіжники слід вибирати з дотриманням нижченаведених умов.

Для номінальних струмів плавких вставок запобіжників установлена стандартна шкала.

Номінальний струм плавкої вставки запобіжника повинен дорівнювати максимальному робочому струму або бути трохи більше нього:

$$I_{вст} \geq I_{max}. \qquad (5.8)$$

Зазначена умова дійсна для приймачів, навантаження яких не має коливань у бік перевищення нормального значення (освітлювальне навантаження, електронагрівальні прилади і та ін.).

Інакше маємо справу з вибором плавких вставок запобіжників у колах електродвигунів, у яких у момент пуску виникають струми, значно перевищуючі за величиною струми нормальної роботи. Вибирати в цьому разі плавкі вставки, керуючись формулою (5.8) і приймаючи за робочі пускові струми, означало б дуже завищувати номінальний струм вставок і, отже, переріз проводів. Тому величину I_{max}, що дорівнює в даному випадку пусковому струму $I_{пуск}$, умовно зменшують у α разів, тобто приймають, що

$$I_{вст} \geq \frac{I_{пуск}}{\alpha}. \qquad (5.9)$$

Таке умовне зменшення величини пускового струму цілком допустиме, якщо взяти до уваги його короткочасність і характеристики запобіжників.

Коефіцієнт зниження для легких пусків приймають α = 2,5, для важких – 1,6-2,0. Значення коефіцієнта α для різних типів запобіжників і умов пуску наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1

Коефіцієнти α для запобіжників різних типів

Тип запобіжника	Значення α при режимах	
	легкому	важкому
Безінерційний	2,5	2,0-1,6
Малоінерційний	3	2
Інерційний	За пусковим струмом не вибираються	3,75

Тут під легким режимом пуску розуміють рідкі пуски з тривалістю до 10 с, а під важким режимом – часті пуски з тривалістю більше 10 с.

Якщо потрібно вибрати запобіжник для кола, який живить декілька електродвигунів, то номінальний струм вставки буде дорівнювати

$$I_{вст} \geq I_{max} = \kappa_0 \sum_{i=1}^{n-1} \kappa_{зі} I_{р(n-1)} + \frac{I_{пуск}}{\alpha}, \qquad (5.10)$$

де κ_0 – коефіцієнт одночасності роботи електродвигунів;

n – кількість електродвигунів;

$\sum_{1}^{n-1} I_{р(n-1)}$ – сума робочих струмів усіх електродвигунів без одного, який має найбільший пусковий струм;

$I_{пуск}$ – значення цього найбільшого пускового струму;

$К_{зі}$ – коефіцієнт завантаження двигуна і.

У розгалуженій мережі доводиться ставити декілька послідовно ввімкнених запобіжників, наприклад, на головному щиті – для захисту магістрального кабелю, на групових щитках – для захисту групових відгалужень і, нарешті, біля індивідуальних приймачів. У цьому випадку вставки запобіжників мають бути підібрані так, щоб першою перегоріла та, яка знаходиться ближче до місця пошкодження, тобто повинна бути дотримана вибірковість роботи запобіжників. Це досягається тим, що вставка кожного наступного запобіжника (по ходу від приймача

до джерела живлення) повинна бути на два або в крайньому разі на один ступінь вище за номінальним струмом. Вибірковості можна досягти також відповідним підбором характеристик запобіжника.

Для забезпечення більш надійного захисту проводів від перевантажень вибирають плавкі вставки запобіжників з номінальним струмом на 20% менше допустимого навантаження проводу, а проводи навантажують не більш як на 80% тривало допустимого для них навантаження. Це веде до поганого використання матеріалу проводів, і до такого положення вдаються лише в тих випадках, коли мережі не знаходяться постійно під спостереженням персоналу і можуть бути перевантажені (наприклад у житлових будинках).

Для мереж промислових підприємств, які обслуговує кваліфікований персонал, з метою економії матеріалу проводів вибирають запобіжники так, щоб вони захистили мережі тільки від пошкоджень при струмах короткого замикання.

Отже, при захисті мереж запобіжниками переріз проводів і кабелів повинен визначатись не тільки за умовою (5.7), але й узгоджуватись із номінальним струмом плавкої вставки запобіжника, який захищає мережу, згідно з умовою

$$I_{доп} \geq \frac{I_{вст}}{k}, \qquad (5.11)$$

де k – коефіцієнт відповідності, який залежить від умов прокладання і нагляду за мережею: для промислових і силових мереж у житлових будинках k = 3; для мереж, які живлять освітлювальні і побутові навантаження в житлових будинках, k = 0,8.

5.4.2. Автоматичні вимикачі і теплові реле

Суттєвим недоліком плавких запобіжників є те, що вони не завжди забезпечують вибірковий захист мережі. Тому в сучасних електроустановках для захисту електродвигунів і ліній, які їх живлять, все ширше використовують автоматичні вимикачі й теплові реле, котрі діють на вимкнення магнітних пускачів або контакторів.

Автомат вимикається розчіплювачем. Застосовують розчіплювачі теплові, електромагнітні і комбіновані. Комбінований розчіплювач складається з теплового й електромагнітного елементів, які діють незалежно на вимикання автомата.

Тепловий розчіплювач складається з біметалевої пластинки, виконаної з двох металів з різними коефіцієнтами лінійного розширення. При сильному нагріванні струмом перевантаження ця пластинка розчіплювача згинається і звільнює рухому систему автомата, який вимикається.

На цьому ж принципі виконуються й теплові реле магнітного пускача.

Автомати з тепловими розчіплювачами та магнітні пускачі з тепловими реле добре захищають лінії електромережі тільки від перевантажень, але не захищають їх від струмів короткого замикання, тому що мають велику теплову інерцію.

Тому для захисту від струмів короткого замикання послідовно з такими автоматами вмикають плавкі запобіжники.

Електромагнітний розчіплювач вимикає при струмі, рівному або перевищуючому струм спрацьовування автомата, при чому діє він миттєво незалежно від ступеня цього перевищення. Очевидно, що автомат з електромагнітним розчіплювачем може захищати лінію електромережі тільки від струмів короткого замикання, але не від перевантаження.

Автомати з комбінованими розчіплювачами захищають мережу від перевантажень і струмів короткого замикання.

Основними перевагами автоматів і магнітних пускачів порівняно з плавкими запобіжниками є більш удосконалений захист від перевантажень і струмів короткого замикання, а також одночасне відімкнення всіх трьох фаз мережі і виключення роботи електродвигунів на двох фазах, які ведуть до перегрівання двигунів. Останнє можливе при перегорянні запобіжника в одній фазі лінії.

Вибір розчіплювачів і теплових реле аналогічний вибору запобіжників. Струм спрацьовування розчіплювача і теплового реле має бути не менше максимального робочого струму лінії:

$$I_{спр} \geq I_{max}. \qquad (5.12)$$

Це стосується як теплового, так і електромагнітного розчіплювача. Але останній додатково має бути перевірений за максимальним струмом перевантаження лінії:

$$I_{спр.ел} \geq 1{,}25 \cdot I_{max}, \qquad (5.13)$$

де 1,25 – коефіцієнт запасу, який ураховує можливі неточності в настройці розчіплювача.

Переріз проводів і кабелів при захисті ліній електромережі автоматами і магнітними пускачами вибирають також за формулою (5.8), як і при захисті мережі запобіжниками. Потім вибраний переріз проводів для силових мереж перевіряють за формулами:

при автоматах з тепловими розчіплювачами:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{спр.тепл}}{1{,}5}; \qquad (5.14)$$

при автоматах з електромагнітними розчіплювачами:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{спр.ел}}{4{,}5}. \qquad (5.14,а)$$

Для мереж, які живлять освітлювальні й побутові навантаження і захищені автоматами, так само, як і у випадку захисту запобіжниками, має виконуватись співвідношення:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{спр}}{0{,}8}. \qquad (5.14,б)$$

Контрольні питання

1. Сформуйте закон зміни температури провідника при проходженні струму.
2. Дайте визначення допустимої величини струму за нагрівом.
3. Яким чином визначається допустима величина струму за нагрівом голих провідників?

4. Назвіть умову перевірки за нагрівом проводів і кабелів.
5. З яких умов приймають розрахункову температуру навколишнього середовища під час вибору проводів за нагрівом?
6. Назвіть тривало допустиму температуру нагріву голих проводів.
7. Яким чином враховується погіршення умов тепловіддачі при прокладанні поруч декількох кабелів?
8. Які перевантаження допускаються для кабелів на час ліквідації післяаварійного режиму?
9. Яким чином узгоджується вибраний переріз проводу або кабелю з номінальним струмом плавких запобіжників?
10. Як вибирають переріз проводів і кабелів при захисті лінії електромережі автоматами?

Тести для самоконтролю

1. Розімкнені мережі – це мережі, у яких споживачі отримують живлення:
а) з одного боку;
б) з двох боків;
в) з трьох боків;
г) з чотирьох боків.

2. Обмотка 27,5кВ триобмоткових трансформаторів тягових підстанцій призначена для живлення:
а) тягових мереж змінного струму;
б) нетягових споживачів;
в) дрібних залізничних споживачів;
г) власних потреб підстанції.

3. Укажіть радіус дії місцевих мереж:
а) до 5 км;

б) 5-10 км;
в) 10-15 км;
г) 15-30 км.

4. Визначте номінальну напругу генераторів електричних станцій:
а) $U_{ном\ г} = U_{ном\ м}$;
б) $U_{ном\ г}$ більше $U_{ном\ м}$ на 2%;
в) $U_{ном\ г}$ більше $U_{ном\ м}$ на 5%;
г) $U_{ном\ г}$ більше $U_{ном\ м}$ на 10%.

5. Визначте номінальну напругу вторинних обмоток трансформаторів електричних станцій:
а) $U_{ном} = U_{ном\ м}$;
б) $U_{ном}$ більше $U_{ном\ м}$ на 2%;
в) $U_{ном}$ більше $U_{ном\ м}$ на 5%;
г) $U_{ном}$ більше $U_{ном\ м}$ на 10%.

6. Замкнені мережі – це мережі, у яких споживачі отримають живлення:
а) не менше, ніж з одного боку;
б) не менше, ніж з двох боків;
в) кількість боків живлення не має значення;
г) від резервних джерел живлення.

7. Вибір режиму нейтралі в електричних мережах до 1000 В визначається:
а) безпекою обслуговування мережі;
б) безперебійністю електропостачання;
в) надійністю роботи;
г) економічністю електроустановок.

8. Вибір режиму нейтралі в електричних мережах вище 1000 В визначається:
а) безпекою обслуговування мережі;
б) безперебійністю електропостачання та надійністю роботи;
в) вимогами електроприймачів;
г) іншими вимогами.

9. Укажіть режими нейтралі мереж до 1000 В:
а) з ізольованою нейтраллю;
б) з глухозаземленою нейтраллю;
в) з ізольованою та глухозаземленою нейтраллю;
г) з глухозаземленою і компенсованою нейтраллю.

10. Укажіть режими нейтралі мереж вище 1000 В:
а) з ізольованою нейтраллю;
б) з глухозаземленою нейтраллю;
в) з ізольованою або компенсованою та глухозаземленою нейтраллю;
г) з глухозаземленою і компенсованою нейтраллю.

11. Укажіть напругу мережі з глухозаземленою нейтраллю:
а) 10 кВ і вище;
б) 20 кВ і вище;
в) 35 кВ і вище;
г) 110 кВ і вище.

12. Укажіть основний вид розрахунку електричних мереж:
а) техніко-економічний;
б) розрахунок на нагрів;
в) розрахунок за втратою напруги;
г) розрахунок на механічну міцність.

13. Активний опір лінії з проводами з кольорового металу при частоті струму 50 Гц:
а) менше омічного опору лінії;
б) дорівнює омічному опору лінії;
в) більше омічного опору лінії;
г) визначається іншими параметрами.

14. Середньогеометрична відстань між проводами лінії визначається як:
а) $D_{CP} = 1/3(D_{AB} + D_{BC} + D_{AC})$;
б) $D_{CP} = 1/2(D_{AB} + D_{BC} + D_{AC})$;
в) $D_{CP} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{AC}}$;

г) $D_{СР} = \sqrt[3]{D_{AB} + D_{BC} + D_{AC}}$.

15. При розрахунках місцевих мереж використовують:
а) Г-подібну схему заміщення;
б) П-подібну схему заміщення;
в) схему з послідовно з'єднаних активного і реактивного опорів;
г) інші схеми заміщення.

16. При розрахунках районних мереж використовують:
а) Г-подібну схему заміщення;
б) П-подібну схему заміщення;
в) схему із послідовно з'єднаних активного і реактивного опорів;
г) інші схеми заміщення.

17. При розрахунках трансформаторів у місцевих мережах використовують:
а) Г-подібну схему заміщення;
б) П-подібну схему заміщення;
в) схему із послідовно з'єднаних активного і реактивного опорів;
г) інші схеми заміщення.

18. При розрахунках трансформаторів у районних мережах використовують:
а) Г-подібну схему заміщення;
б) П-подібну схему заміщення;
в) схему із послідовно з'єднаних активного і реактивного опорів;
г) інші схеми заміщення.

19. Для великих трансформаторів:
а) $X_т < R_т$;
б) $X_т \approx R_т$;
в) $X_т > R_т$;
г) $X_т \gg R_т$.

20. Втрати активної потужності на ділянці трифазної лінії з активним опором R:
а) $\Delta P = \sqrt{3 I^2 R}$;
б) $\Delta P = 3 I^2 R$;

в) $\Delta P = I^2 R / 2$;
г) $\Delta P = I^2 R / 3$.

21. Втрати активної потужності на ділянці двопроводової лінії постійного струму з омічним опором R кожного проводу:
а) $\Delta P = 3 I^2 R$;
б) $\Delta P = \sqrt{3} I^2 R$;
в) $\Delta P = 2 I^2 R$;
г) $\Delta P = 2 I^2 R / 3$.

22. Укажіть значення енергетичного року:
а) 8560 год;
б) 8360 год;
в) 8760 год;
г) 8960 год.

23. Проводи,що знаходяться в повітрі,охолоджуються шляхом:
а) конвекції;
б) випромінювання;
в) теплопровідності повітря;
г) іншими шляхами.

24. Укажіть умову перевірки проводів на нагрів:
а) $I_{доп} < I_{max}$;
б) $I_{доп} \leq I_{max}$;
в) $I_{доп} > I_{max}$;
г) $I_{доп} \geq I_{max}$.

25. Втрати потужності в трансформаторі складаються з:
а) втрат у сталі і втрат в обмотках;
б) втрат в обмотках і в баці;
в) втрат в осерді і в баці;
г) втрат в баці трансформатора.

Розділ 6

РОЗРАХУНОК РОЗІМКНЕНИХ МЕРЕЖ

6.1. Допустимі втрати напруги

Передача електричної енергії від джерел живлення до електроприймачів супроводжується втратою напруги в лініях і трансформаторах, тому у споживачів напруга не зберігає свого постійного значення.

Розрізняють:

а) відхилення напруги, обумовлені повільно протікаючими процесами зміни навантажень в окремих ланках мережі, змінами режимів джерел живлення, навантажень споживачів, наслідком чого протягом року і навіть доби в окремих точках мережі напруга змінюється за своєю величиною;

б) коливання напруги – швидко протікаючі, короткочасні зміни напруги, які виникають при різких порушеннях нормального режиму мережі, наприклад, при ввімкненні

потужних електроприймачів, при коротких замиканнях у мережі тощо.

Щоб забезпечити нормальну роботу електроприймачів, до них треба підводити напругу, близьку за величиною до їх номінальної напруги. Якщо ж дійсна напруга значно відхиляється від номінальної, то робота електроприймачів може порушитись. Наприклад, для ламп розжарювання зниження напруги на 10% викличе зниження світлового потоку приблизно на 30%, а перевищення номінальної напруги на 5% призводить до скорочення строку служби ламп приблизно удвічі. В електродвигунах, як відомо, обертаючий момент залежить від квадрата напруги, тому їх робота при пониженій напрузі суттєво знижує продуктивність механізмів або призводить (при постійному моменті опору) до перевантаження двигунів за струмом.

Відхиленням напруги V називають різницю між дійсним і номінальним значеннями напруги в місці приєднання електроприймача

$$V = U - U_{ном} \quad \text{або} \quad V = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\%.$$

В електричних мережах трифазного струму дійсна напруга визначається як напруга прямої послідовності основної частоти.

Для забезпечення нормальної роботи електроприймачів допустимі відхилення напруги від номінальної нормовані як для крайніх нормальних режимів роботи (режими максимальних і мінімальних навантажень), так і для аварійних режимів.

Відхилення напруги на затискачах електродвигунів допускають, як правило, не більше $\pm$5%, в окремих випадках допускають відхилення вище номінального до +10%.

Найбільша напруга на лампах, як правило, не повинна перевищувати 105% номінальної.

У найбільш віддалених лампах допускають зниження напруги від номінальної не більш як 2,5-5%. Перша цифра стосується ламп внутрішнього робочого освітлення промислових підприємств, громадських будівель і прожекторних установок зовнішнього освітлення, друга цифра –ламп у житлових

будинках, аварійного і зовнішнього освітлення, виконаного світильниками.

В аварійних режимах напруга на лампах не повинна знижуватись більш як на 12 % їх номінальної напруги.

Отже, кожну електромережу слід було б розраховувати за допустимими відхиленнями напруги в певних її точках. Однак у ряді випадків це занадто ускладнило б розрахунки, оскільки б знадобилось знання графіків навантажень споживачів.

Для полегшення розрахунків уведемо деякі поняття. Між напругами на початку $\dot{U}_1$ і кінці $\dot{U}_2$ лінії 1-2 (рис. 6.1) існує деяка різниця як за величиною, так і за фазою. У подальшому домовимось геометричну різницю між векторами $\dot{U}_1$ і $\dot{U}_2$ називати спадом напруги в лінії (вектор $\overrightarrow{aa}$), а алгебраїчну різницю тих самих напруг U_1 і U_2 – втратою напруги в лінії (відрізок $\overrightarrow{an}$). Практично втрата напруги може бути одержана як різниця показань вольтметрів, увімкнених на початку і в кінці лінії, а спад напруги – різниця потенціалів між цими точками.

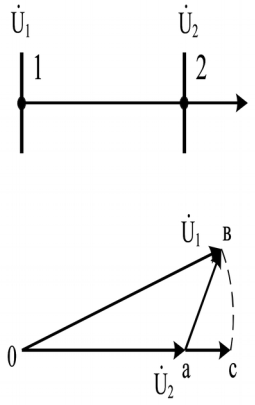


Рис. 6.1. Визначення втрати напруги в лінії

Причинами виникнення відхилень напруги від номінальної в окремих точках мережі є: втрати напруги в елементах мережі в нормальних і аварійних режимах її роботи і зміна величини напруги на шинах джерела живлення.

Отже, відхилення напруги тісно пов’язані з втратами напруги в мережі і залежать від останніх. Для одержання допустимих відхилень напруги в мережі мають бути витримані певні допустимі втрати напруги. З досвіду проектування вдалось для низки конкретних випадків установити залежність між

втратами і відхиленнями напруги. В середньому для мережі однієї напруги величина допустимої втрати напруги може складати до 6-8 %.

Критерієм правильності вибору перерізу проводів на окремих ділянках мережі є забезпечення допустимих значень напруги у споживачів у різних режимах.

Для проведення такого розрахунку треба визначити втрати напруги в живильній мережі, у трансформаторах і розподільній мережі. Причому такі розрахунки необхідно провести для різних режимів роботи мережі.

Практика показує, що розрахунки місцевих мереж, які проводяться з урахуванням усіх зазначених вище чинників – справа занадто трудомістка і складна і до того ж не завжди вона дає точні результати. Тому віддають перевагу розрахункам місцевих мереж спрощеним способом, а саме за допустимою втратою напруги, установленою з деяким ступенем точності для різних категорій і видів мереж, виходячи з нормованих величин відхилень напруг на приймачах. Наприклад, для живильної мережі напругою 6-35 кВ встановлені такі допустимі втрати напруги – від 6 до 8% у нормальних режимах і від 10 до 12% в аварійних.

Такий метод цілком виправданий для практичної мети. Нарешті, вибір перерізу проводів має бути обґрунтований порівнянням техніко-економічних показників мережі.

6.2. Визначення втрати напруги і перерізів проводів у лініях постійного струму і двопроводових лініях змінного струму

Прикладом найпростішого розрахунку мережі за умовами допустимих втрат напруги може служити двопроводова лінія постійного струму [7].

На рис. 6.2, а наведена схема для загального випадку такої лінії. Від точок А і А' джерела струму з напругою U живиться лінія з навантаженнями i_1, i_2, …, i_n. Відстань між навантаженнями позначена через $l_1, l_2, \ldots, l_n$, а струми в проводах – через I_1, I_2,…, I_n.

На рис. 6.2, б ця ж схема подана в спрощеному вигляді в однолінійному зображенні. Тут струми в проводах показані за

напрямком від джерела струму до навантажень, зворотні проводи і відповідно струми в них не показані.

Визначимо, користуючись законом Ома, величину спаду напруги між точками А і n лінії як суму спадів напруги на всіх ділянках лінії в прямому і зворотному проводах:

$$\Delta U = U_A - U_n = (I_1 r_1 + I_2 r_2 + \ldots + I_n r_n) \cdot 2 \qquad (6.1)$$

або

$$\Delta U = 2\sum_{1}^{n} I_i r_i . \qquad (6.2)$$

Оскільки звичайно задані струми навантаження i_1, i_2,…, i_n, а струми в лінії I_1, I_2,…, I_n невідомі, то зручно виведену формулу перетворити, замінивши лінійні струми струмами навантаження і застосувавши закон Кірхгофа для кожного вузла:

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

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

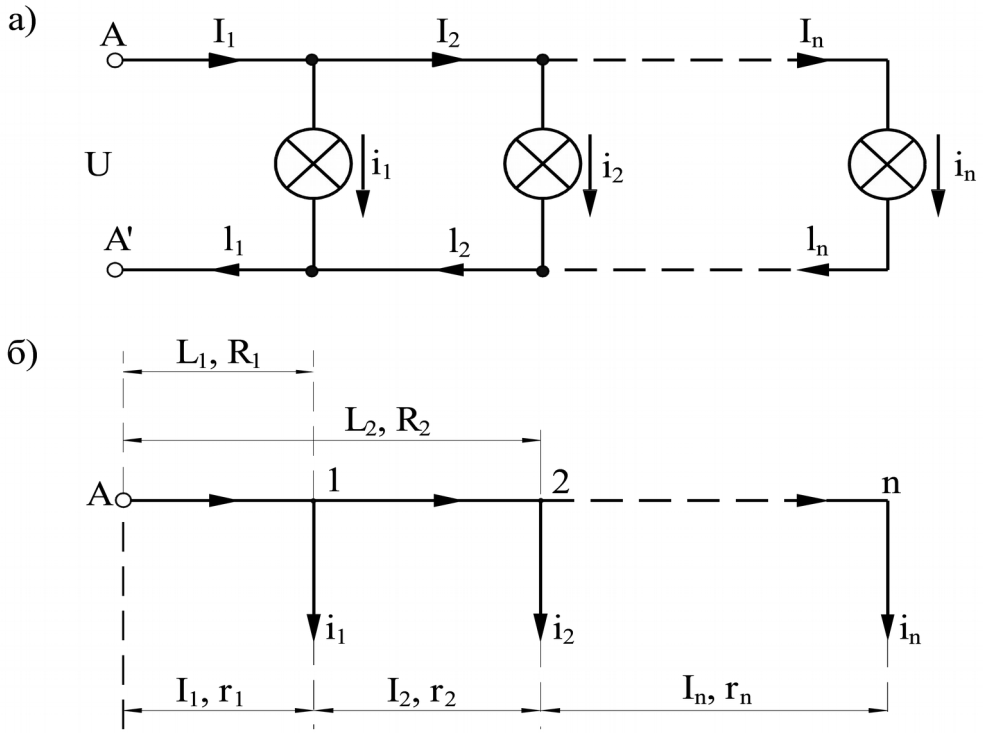


Рис. 6.2. Схема двопроводової лінії

Підставивши ці значення у формулу (6.1):

$$\Delta U = 2\left[(i_1 + i_2 + \ldots + i_n)r_1 + (i_2 + i_3 + \ldots + i_n)r_2 + \ldots + i_n r_n\right] =$$

$$= 2\left[i_1 r_1 + i_2(r_1 + r_2) + i_3(r_1 + r_2 + r_3) + \ldots + i_n(r_1 + r_2 + r_3 + \ldots + r_n)\right]$$

і замінивши згідно з позначеннями на рис. 6.2,

$$R_1 = r_1;\ R_2 = r_1 + r_2;\ R_3 = r_1 + r_2 + r_3;\ \ldots;\ R_n = r_1 + r_2 + r_3 + \ldots + r_n,$$

одержимо

$$\Delta U = 2(i_1 R_1 + i_2 R_2 + \ldots + i_n R_n) \qquad (6.3)$$

або

$$\Delta U = 2\sum_1^n i_i R_i\ . \qquad (6.4)$$

Для визначення залежності між втратою напруги ΔU і перерізом лінії F замінимо у формулах (6.2) і (6.4):

$$r_i = \frac{\rho \ell_i}{F} \text{ та } R_i = \frac{\rho L_i}{F},$$

де ℓ_i – довжина лінії між навантаженнями;

L_i – відстані від джерела живлення до кожного навантаження (рис. 6.2, б);

ρ – питомий опір проводу.

Унаслідок зазначеної заміни запишемо:

$$\Delta U = \frac{2\rho}{F}\sum_1^n I_i \ell_i\ ; \qquad (6.5)$$

$$\Delta U = \frac{2\rho}{F}\sum_1^n i_i L_i\ . \qquad (6.6)$$

За цими формулами можна визначити втрату напруги при заданому перерізі лінії F і порівняти знайдену величину з допустимою.

Якщо задана величина допустимої втрати напруги виражена у відсотках до номінальної напруги $U_{ном}$, як

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

то задачу вибору необхідного перерізу проводу можна розв'язати за допомогою таких формул, одержаних з виразів (6.5) і (6.6) підстановкою $^{\Delta U_{доп}\%}$ і розв'язанням їх відносно F:

$$F = \frac{2 \cdot 100\rho}{\Delta U_{доп}\% \cdot U_{ном}} \sum_{1}^{n} I_i \ell_i , \qquad (6.7)$$

або

$$F = \frac{2 \cdot 100\rho}{\Delta U_{доп}\% \cdot U_{ном}} \sum_{1}^{n} i_i L_i \ . \qquad (6.8)$$

При розрахунках буває зручно користуватись не струмами, а потужностями: нехай навантаження задані у вигляді

$$p_1 = i_1 U_{ном};\ p_2 = i_2 U_{ном};\ \ldots;\ p_n = i_n U_{ном},$$

а потужності в лінії відповідно

$$P_1 = I_1 U_{ном};\ P_2 = I_2 U_{ном};\ \ldots;\ P_n = I_n U_{ном},$$

тоді зазначені вище формули після підстановки $i=p/U_{ном}$ і $I=P/U_{ном}$ набудуть вигляду:

а) для визначення втрати напруги

$$\Delta U = \frac{2\rho}{FU_{ном}} \sum_{1}^{n} P_i \ell_i \quad \text{та} \quad \Delta U = \frac{2\rho}{FU_{ном}} \sum_{1}^{n} p_i L_i ; \qquad (6.9)$$

б) для визначення перерізу проводів

та $$F = \frac{2 \cdot 100\rho}{\Delta U_{доп}\% \cdot U^2_{ном}} \sum_1^n p_i L_i \ . \quad (6.10)$$

У всіх наведених вище формулах приймають такі розмірності: струми – А, навантаження – Вт, напруги – В, довжини – км, питомі опори – Ом·мм^2/км і перерізи проводів – мм^2. Якщо питомий опір виражено через Ом·мм^2/м, то довжина повинна ураховуватись у метрах.

Виведені формули для визначення втрат напруги і перерізів провідників справедливі не тільки для ліній постійного струму, але й для двопроводових ліній змінного струму з активним навантаженням; тому вони мають практичне застосування, наприклад, для розрахунку освітлювальних двопроводових відгалужень від ліній трифазного струму.

Слід звернути увагу на те, що у формулах (6.6) і (6.10) суми добутків навантажень на відстані від них до джерела живлення $\sum_1^n i_i L_i$ і $\sum_1^n p_i L_i$ є сумами моментів навантажень відносно джерела живлення (за аналогією з поняттями моменту сили в механіці).

6.3. Розрахунок ліній трифазного струму за втратою напруги

Розглянемо найпростішу схему лінії трифазного струму із симетричним навантаженням на кінці (рис. 6.3). Довжина лінії *l*, активний опір R, індуктивний X. Навантаження задане або струмом *I* і коефіцієнтом потужності cosφ при фазній напрузі $U_ф$ на кінці лінії, або трифазною потужністю

$$S = P - jQ,$$

де $P = \sqrt{3} UI \cos\varphi$ – активна потужність навантаження;

$Q = \sqrt{3} UI \sin\varphi$ – реактивна потужність;

U – лінійна напруга.

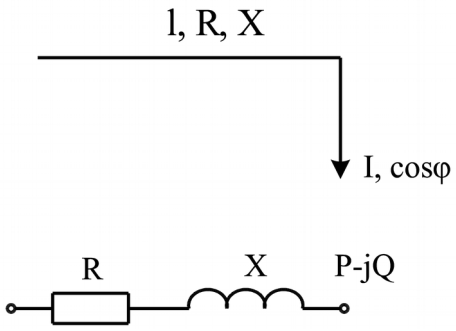


Рис. 6.3. Схема заміщення лінії трифазного струму з навантаженням на кінці

Повна потужність

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{(\sqrt{3}UI\cos\varphi)^2 + (\sqrt{3}UI\sin\varphi)^2} = \sqrt{3}UI.$$

Тут і далі при зображенні потужності в комплексному вигляді $S = P - jQ$ будемо приймати, що знак мінус в уявній частині виразу (реактивної потужності) відповідає споживанню індуктивної потужності електроприймачем (відстаючому реактивному навантаженню). При зображенні цього ж виразу зі знаком плюс ($S = P + jQ$) будемо вважати, що приймач споживає випереджаючу ємнісну реактивну потужність або, що те саме, віддає реактивну потужність у мережу.

Розрахунок лінії розпочнемо з розгляду векторної діаграми струмів і напруг (рис. 6.4) для однієї фази лінії, що допустимо, оскільки навантаження у всіх фазах симетричне [4]. Припустимо, що навантаження I, cosφ і напруга $U_ф$ в кінці лінії відомі, а треба визначити напругу $U'_ф$ і cosφ' на початку лінії. За додатним напрямом дійсної осі системи координат орієнтуємо вектор заданої напруги на кінці лінії $U_ф$ (OA); тоді вектор струму I буде знаходитись у другому квадранті під заданим кутом φ до напруги в бік відставання, що відповідає індуктивному навантаженню споживача.

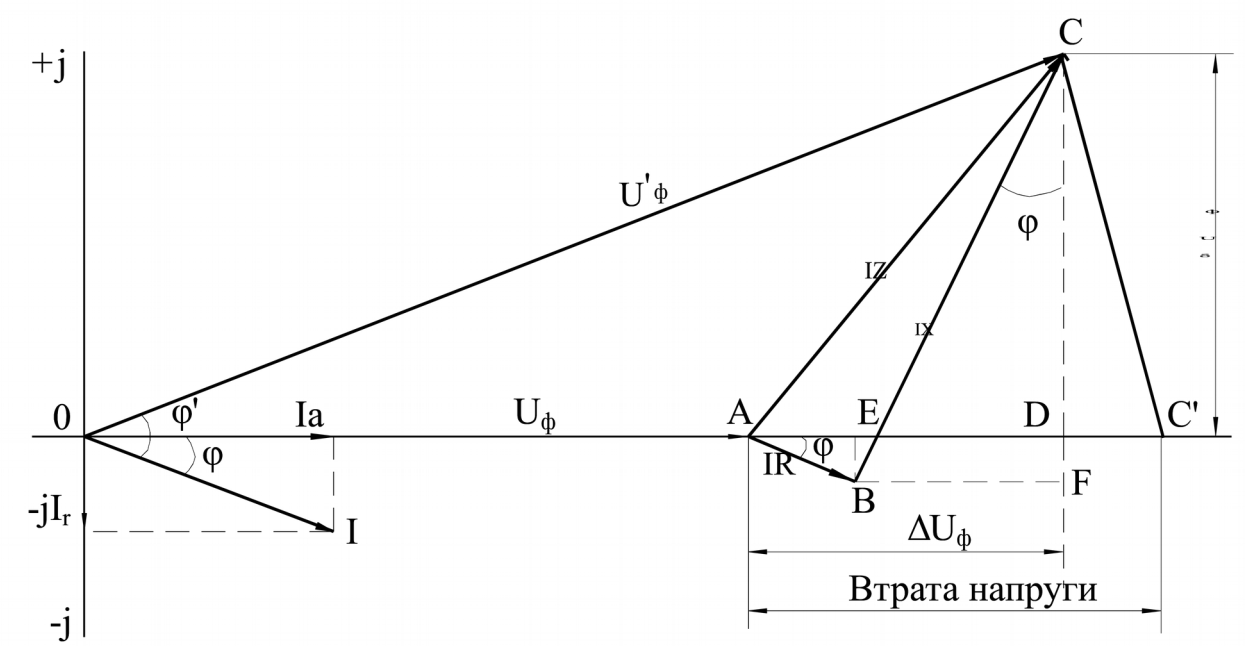


Рис. 6.4. Векторна діаграма струмів і напруг для однієї фази лінії з навантаженням на кінці

При зображенні струму в комплексному вигляді його складова I_a (активна) спрямована по дійсній осі в додатному напрямі, а складова – jI_r (реактивна) – по уявній осі у від'ємному напрямі, тобто $I = I_a - jI_r$. Знак мінус у jI_r, як було сказано вище, для потужностей відповідає відстаючому реактивному навантаженню. Значення складових струму, очевидно, рівні:

$$I_a = I\cos\varphi; \qquad I_r = I\sin\varphi.$$

Щоб визначити напругу на початку лінії, треба від кінця вектора $U_ф$ відкласти паралельно вектору струму I вектор спаду напруги в активному опорі лінії IR і під кутом 90° до нього в бік випередження – вектор спаду напруги в реактивному опорі IX (див. трикутник ABC на рис. 6.4). З'єднавши одержану точку C з початком координат 0, одержимо шуканий вектор фазної напруги на початку лінії $U'_ф$, орієнтований по відношенню до струму під кутом φ'.

Вектор AC, чисельно рівний

$$IZ = \sqrt{(IR)^2 + (IX)^2},$$

являє собою величину повного спаду напруги в одній фазі розглядуваної лінії. Спад напруги в лінії може бути розкладений на складові:

а) поздовжню $\Delta U_ф$= AD (спрямовану вздовж вектора $U_ф$);

б) поперечну $\delta U_ф$= DC, тобто

$$IZ = \Delta U_ф + j\delta U_ф .$$

Визначимо величину цих складових. Для цього спроектуємо вектори AB = IR і BC = IX на напрями дійсної та уявної осей, у результаті чого (рис. 6.4) одержимо такі відрізки:

AE = IR·cosφ;
ED = BF =IX·sinφ;
CF = IX·cosφ;
BE = DF = IR·sinφ.

Звідси поздовжня складова

$$\Delta U_ф = AD = AE + ED = IR\cos\varphi + IX\sin\varphi = I_a R + I_r X , \qquad (6.11)$$

поперечна складова

$$\delta U_ф = DC = CF - DF = IX\cos\varphi - IR\sin\varphi = I_a X - I_r R \qquad (6.12)$$

і, отже, напруга на початку лінії буде:

$$U'_ф = U_ф + \Delta U_ф + j\delta U_ф = U_ф + I_a R + I_r X + j(I_a X - I_r R) ,$$

а абсолютна величина

$$U'_ф = \sqrt{(U_ф + I_a R + I_r X)^2 + (I_a X - I_r R)^2} . \qquad (6.13)$$

При розрахунку мереж місцевого значення звичайно вводять спрощення, яке полягає у тому, що напругу на початку лінії визначають не за величиною спаду напруги, а за величиною втрати напруги.

Як уже зазначалось у п.6.1, під втратою напруги розуміють алгебраїчну різницю абсолютних значень напруг на початку і в кінці лінії, тобто U'-U.

Для визначення величини втрати напруги на діаграмі засікаємо вектором ОС відрізок ОС' на дійсній осі. Очевидно, що відрізок

$$AC' = OC' - OA = U'_{ф} - U_{ф}$$

і буде являти собою величину втрати напруги. Але оскільки для місцевих мереж кути між $U'_{ф}$ та $U_{ф}$ занадто малі, а отже, занадто малий відрізок DC', то з достатньою точністю можна вважати, що втрата напруги приблизно рівна поздовжній складовій спаду напруги, тобто

$$AD \approx AC' \approx \Delta U_{ф} = IR\cdot\cos\varphi + IX\cdot\sin\varphi. \qquad (6.14)$$

Величина помилки від прийнятого припущення в крайньому випадку, коли $\cos\varphi = 1$, не перевищує 5%, а при значеннях $\cos\varphi$ менше одиниці має ще менше значення.

Таким чином, розрахунок мереж на втрату напруги зводиться до визначення поздовжньої складової спаду напруги за формулою (6.11).

Втрату лінійної напруги визначають за формулою

$$\Delta U = \sqrt{3}\Delta U_{ф} = \sqrt{3}I(R\cos\varphi + X\sin\varphi), \qquad (6.15)$$

причому векторна діаграма лінійних напруг буде виглядати аналогічно діаграмі фазних напруг (рис. 6.4).

При розрахунку мереж на втрату напруги користування формулами (6.14) і (6.15) завдає деякі труднощі, оскільки доводиться визначати струми навантаження, величини $\cos\varphi$ і $\sin\varphi$ у лініях. Тому частіше користуються як вихідними даними значеннями потужності, вираженої в комплексній формі

$$\dot{S} = P - jQ.$$

Оскільки

$$I_a = I\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{3}U},$$

а також

$$I_r = I\sin\varphi = \frac{Q}{\sqrt{3}U}$$

(де U – напруга в кінці лінії), то підставивши ці вирази у формулу (6.15), втрату напругу визначимо у вигляді:

$$\Delta U = \sqrt{3}(IR\cos\varphi + IX\sin\varphi) = \sqrt{3}\left(\frac{P}{\sqrt{3}U}R + \frac{Q}{\sqrt{3}U}X\right),$$

або

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}. \qquad (6.16)$$

При розрахунках часто напруга у приймачів буває невідома, тому з достатньою точністю у формулі (6.16) замість дійсної напруги U в кінці лінії можна приймати номінальну напругу мережі $U_{ном}$;
тоді

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{ном}}. \qquad (6.17)$$

Оскільки $R = r_0\ell$, а $X = x_0\ell$, то вираз (6.17) можна переписати таким чином:

$$\Delta U = \frac{Pr_0 + Qx_0}{U_{ном}} \cdot \ell. \qquad (6.18)$$

У виведених формулах для одержання ΔU у вольтах величину P підставляють у ватах чи кіловатах, Q – у вольтамперах реактивних або кіловольтамперах реактивних, і тоді напруга має бути підставлена у вольтах чи кіловольтах відповідно. Опори приймаються в омах.

Для визначення втрати напруги у відсотках користуються формулою

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{PR + QX}{U^2_{ном}} \cdot 100. \qquad (6.19)$$

У цьому випадку розмірність величин, які входять у формулу, має бути прийнята такою: (Вт·Ом+ВАр·Ом)/$В^2$.

Якщо поширимо висновки, зроблені вище, на лінію з декількома навантаженнями, то отримаємо вираз для визначення втрати напруги в лінії

$$\Delta U = \sum_{1}^{n} \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_{ном}} = \sum_{1}^{n} \frac{P_i r_0 + Q_i x_0}{U_{ном}} \cdot \ell_i . \qquad (6.20)$$

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

У випадку простої розгалуженої мережі трифазного струму для визначення втрат напруги до різних точок цієї мережі також користуємося формулою (6.20), сумуючи втрати напруги послідовно для кожної ділянки мережі, враховуючи їх навантаження.

Отже, порядок розрахунку простих розімкнених мереж такий. Усі навантаження виражають у вигляді потужностей у комплексній формі. Зазначеним вище способом знаходять навантаження на ділянках мережі. Визначають робочі струми в кожній ділянці за формулою

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} U_{ном}} .$$

Знаючи час використання максимуму навантажень, знаходять економічний переріз проводів, який перевіряють за нагрівом. Далі визначають опір $R_i = r_0 \ell_i$ і $X_i = x_0 \ell_i$ для кожної ділянки. Потім, користуючись формулою (6.20), знаходять втрату напруги до найбільш віддаленої точки мережі. Якщо виявиться, що вона перевищує допустиму величину, то переріз проводів треба збільшити і розрахунок повторити.

6.4. Методи визначення перерізів провідників електричної мережі за допустимою втратою напруги

Для розрахунку ліній змінного струму з проводами з кольорового металу, переріз яких визначається тільки величиною втрати напруги, існує ряд методів, які дозволяють відразу знаходити потрібний переріз проводів лінії за заданою величиною допустимої втрати напруги аналогічно тому, як обчислюють, наприклад, переріз проводів для ліній постійного струму за формулами, наведеними в п. 6.2.

Для ліній змінного струму, які не мають реактивного опору, можна записати:

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum_{1}^{n} I_{ai} R_i$$

або

$$\Delta U = \frac{\sum_{1}^{n} P_i R_i}{U_{ном}} \cdot \qquad (6.21)$$

З цієї формули неважко визначити переріз проводів після підстановки в неї

$$R = \frac{\rho \ell}{F} \text{ і } \Delta U = \Delta U_{доп};$$

$$F = \frac{\rho \sum_{1}^{n} P_i \ell_i}{\Delta U_{доп} \cdot U_{ном}} \cdot \qquad (6.22)$$

Для ліній змінного струму з реактивним опором завдання ускладнюється. У цьому разі допустиму втрату напруги можна подати перетвореною формулою (6.20):

$$\Delta U_{доп} = \sum_{1}^{n} \frac{P_i \ell_i r_0 + Q_i \ell_i x_0}{U_{ном}},$$

де

$$r_0 = \frac{\rho}{F}; \text{ а } x_0 = \omega \left(4{,}6 \lg \frac{D}{d/2} + 0{,}5 \right) \cdot 10^{-4}.$$

Визначити величину F в залежності від $\Delta U_{доп}$ з цих виразів важко, тому що діаметр проводу d, який залежить від перерізу, входить у вираз реактивного опору під знаком логарифма.

Тому в основу всіх запропонованих методів визначення F по $\Delta U_{доп}$ покладена та обставина, що величина реактивного опору лінії x_0 на 1 км змінюється залежно від перерізу проводу незначно.

Так, для повітряних ліній він коливається в межах від 0,36 до 0,46 Ом/км, для кабелів напругою 6-10 кВ – від 0,06 до 0,09 Ом/км, для кабелів напругою 35 кВ – від 0,11 до 0,13 Ом/км і т.д.

Формулу для $\Delta U_{доп}$ можна подати у вигляді двох доданків:

$$\Delta U_{доп} = \sum_{1}^{n} \frac{P_i \ell_i r_0}{U_{ном}} + \sum_{1}^{n} \frac{Q_i \ell_i x_0}{U_{ном}} = \Delta U_{а\ доп} + \Delta U_{р}, \qquad (6.23)$$

де $\Delta U_{а\ доп} = \sum_{1}^{n} \frac{P_i \ell_i r_0}{U_{ном}}$ – допустима величина втрати напруги, обумовлена активним опором;

$\Delta U_{р} = \sum_{1}^{n} \frac{Q_i \ell_i x_0}{U_{ном}}$ – втрата напруги, обумовлена реактивним опором.

Попередньо приймають x_0 рівним середній величині реактивного опору лінії. Наприклад, для повітряної лінії $x_0 \approx 0{,}38$ Ом/км, для кабельної лінії напругою до 10 кВ $x_0 \approx 0{,}07$ Ом/км, для кабельної лінії напругою до 35 кВ $x_0 \approx 0{,}12$ Ом/км.

Визначають за цим значенням $\Delta U_{р} = \sum_{1}^{n} \frac{Q_i \ell_i x_0}{U_{ном}}$ і з формули (6.23) знаходять допустиму величину втрати напруги, обумовлену активним опором:

$$\Delta U_{а\ доп} = \Delta U_{доп} - \Delta U_{р}. \qquad (6.24)$$

Так одержують величину $\Delta U_{а\ доп}$, яка залежить тільки від активного опору проводів, за якою далі і визначають переріз лінії.

Розглянемо декілька методів визначення перерізу за допустимою втратою напруги.

6.4.1.Визначення перерізу провідника у разі постійності цього перерізу вздовж лінії

Часто з практичних міркувань для однотипності проектованої лінії в конструктивному відношенні застосовують на всій її довжині провід однакової марки і перерізу. Це спрощує заготівлю деталей опор, проводів і сприяє кращому використанню будівельної довжини проводу (зменшує залишки проводу на барабанах). У цьому випадку, коли F = const по всій довжині розглядуваної лінії, визначення перерізу проводу за допустимою втратою напруги дуже спрощується.

За величиною $\Delta U_{а\ доп}$ з формули (6.24), рівною

$$\Delta U_{а\ доп} = r_0 \sum_1^n \frac{P_i \ell_i}{U_{ном}} = \frac{\rho}{F U_{ном}} \sum_1^n P_i \ell_i ,$$

знаходять шуканий переріз

$$F = \frac{\rho}{\Delta U_{а\ доп} U_{ном}} \sum_1^n P_i \ell_i . \qquad (6.25)$$

Одержаний переріз проводу округляють до стандартного, визначають для нього за довідковими таблицями r_0 і x_0, після чого перевірковим розрахунком визначають дійсну втрату напруги і, якщо вона перевищує допустиму величину, приймають переріз на ступінь вище.

Перевіркового розрахунку можна не робити, якщо переріз округлено до найближчого більшого значення, а дійсне x_0 для цього проводу менше попередньо прийнятого середнього значення. Остаточний вибраний переріз проводу має бути перевірений за нагрівом струмами навантаження.

6.4.2. Визначення перерізу провідника за умовою мінімальної витрати провідникового матеріалу

Навантаження лінії, яка має декілька споживачів, з віддаленням від джерела живлення зменшується. Тому застосування на такій лінії проводів однакового перерізу, хоча й приносить практичні зручності, не завжди вигідне в

економічному відношенні. Адже при цьому провід на початку лінії буде перевантажений, а в кінці недовантажений, що приведе у першому випадку до підвищення втрат, а в другому – до перевитрати кольорового металу.

Враховуючи сказане, спробуємо визначити, як повинні убувати перерізи проводів з віддаленням від джерела живлення, щоб і заданої допустимої втрати напруги дотриматись, і максимальну економію кольорового металу забезпечити.

Розглянемо найпростіший випадок лінії з двома навантаженнями, схема якої зображена на рис. 6.5. На схемі показані параметри лінії, навантаження, а також втрати напруги, обумовлені активними опорами ΔU_{a1} (на першій ділянці) і $\Delta U_{a\ доп}$-ΔU_{a1} (на другій ділянці), причому $\Delta U_{a\ доп}$ – допустима втрата напруги на всій лінії, яка визначається за формулою (6.24).

Завдання полягає в тому, щоб визначити перерізи проводів F_1 і F_2 на ділянках при заданій величині $\Delta U_{a\ доп}$ і при мінімальній витраті кольорового металу.

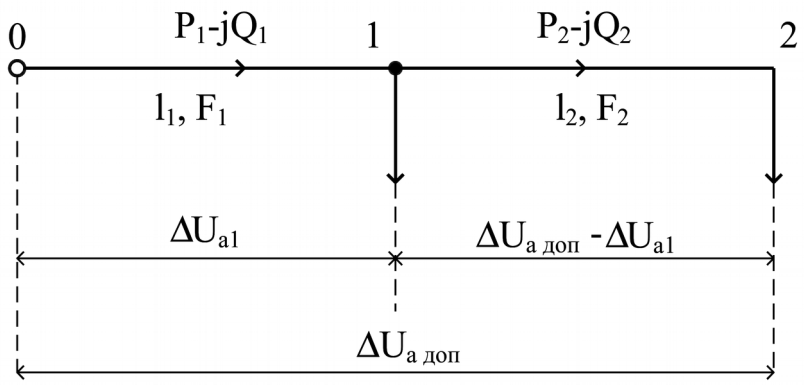


Рис. 6.5. Схема мережі з двома навантаженнями

Ці перерізи рівні:

$$F_1 = \frac{\rho P_1 \ell_1}{\Delta U_{a1} U_{ном}};$$

$$F_2 = \frac{\rho P_2 \ell_2}{(\Delta U_{a\ доп} - \Delta U_{a1}) U_{ном}}.$$

Об’єм металу, який витрачається для трьох фаз лінії при цих перерізах, дорівнює:

$$V = 3F_1\ell_1 + 3F_2\ell_2 = \frac{\rho 3P_1\ell_1^2}{\Delta U_{a1}U_{ном}} + \frac{\rho 3P_2\ell_2^2}{(\Delta U_{a\ доп} - \Delta U_{a1})U_{ном}}.$$

Тут усі величини задані і є постійними, за винятком втрати напруги ΔU_{a1} на першій ділянці. Змінюючи цю величину, одержимо різні значення об’єму витрачуваного металу.

Для визначення мінімальної величини об’єму металу необхідно визначити першу похідну від величини V (залежної від F) за змінною ΔU_{a1} і прирівняти її до нуля:

$$\frac{dV}{d(\Delta U_{a1})} = -\frac{\rho 3P_1\ell_1^2}{(\Delta U_{a1})^2 U_{ном}} + \frac{\rho 3P_2\ell_2^2}{(\Delta U_{a\ доп} - \Delta U_{a1})^2 U_{ном}} = 0.$$

Звідси

$$\frac{\rho 3P_1\ell_1^2}{(\Delta U_{a1})^2 U_{ном}} = \frac{\rho 3P_2\ell_2^2}{(\Delta U_{a\ доп} - \Delta U_{a1})^2 U_{ном}}.$$

Помноживши чисельник і знаменник лівої частини рівняння на P_1, а правої на P_2 і, крім того, ліву і праву частини на $\rho/U_{ном}$, одержимо:

$$\frac{1}{P_1}\left(\frac{\rho^2 P_1^2\ell_1^2}{(\Delta U_{a1})^2 U_{ном}^2}\right) = \frac{1}{P_2}\left(\frac{\rho^2 P_2^2\ell_2^2}{(\Delta U_{a\ доп} - \Delta U_{a1})^2 U_{ном}^2}\right).$$

Оскільки вирази в дужках дорівнюють відповідно F_1^2 і F_2^2, то

$$\frac{F_1^2}{P_1} = \frac{F_2^2}{P_2}$$

або

$$\frac{F_1}{\sqrt{P_1}} = \frac{F_2}{\sqrt{P_2}} = K_p. \qquad (6.26)$$

Отже, для отримання мінімальних витрат провідникового матеріалу необхідно перерізи на ділянках приймати пропорційними кореню квадратному з активних навантажень на

цих ділянках. Звичайно, цей висновок можна поширити на будь-яку кількість ділянок.

Величина $K_p = F/\sqrt{P}$ є постійною для даної лінії і може бути визначена в залежності від допустимої втрати напруги, обумовленої активним опором:

$$\Delta U_{a\ доп} = \frac{\rho}{U_{ном}} \sum_{1}^{n} \frac{P_i \ell_i}{F} = \frac{\rho}{U_{ном}} \sum_{1}^{n} \frac{\sqrt{P_i}}{F} \sqrt{P_i} \ell_i = \frac{\rho \sum_{1}^{n} \sqrt{P_i} \ell_i}{U_{ном} K_P}.$$

Звідси

$$K_P = \frac{\rho}{\Delta U_{a\ доп} \cdot U_{ном}} \sum_{1}^{n} \sqrt{P_i} \ell_i . \qquad (6.27)$$

Знаючи K_P, легко визначити переріз проводу для кожної ділянки лінії:

$$F_i = K_P \sqrt{P_i} . \qquad (6.28)$$

Розрахунок лінії даним методом починається з розподілу активних і реактивних навантажень по ділянках. Потім задаються середнім значенням x_0 і визначають ΔU_r за формулою

$$\Delta U_r = \sum_{1}^{n} \frac{Q_i \ell_i x_0}{U_{ном}} .$$

Потім знаходять $\Delta U_{a\ доп}$ за формулою (6.24) і K_P за формулою (6.27).

Перерізи проводів для кожної ділянки, обчислені за формулою (6.28), округляють до найближчого стандартного перерізу, після чого у разі потреби проводять перевірковий розрахунок втрати напруги при дійсних величинах r_0 x_0 для кожної ділянки, а також перевіряють вибрані перерізи за нагрівом робочим струмом.

6.4.3. Визначення перерізу провідника за умовою мінімуму втрат потужності

Вище був показаний шлях до мінімальної витрати металу на лінії, однак вибрані цим методом перерізи проводів не забезпечують мінімальних втрат потужності.

Розглянемо умови вибору перерізу лінії, виходячи з вимоги мінімальних втрат потужності.

З формули (4.9) втрати потужності в лінії, зображеній на рис. 6.5, будуть дорівнювати:

$$\Delta P = \frac{S_1^2}{U_{ном}^2} R_1 + \frac{S_2^2}{U_{ном}^2} R_2 = \frac{S_1^2 \rho \ell_1}{U_{ном}^2 F_1} + \frac{S_2^2 \rho \ell_2}{U_{ном}^2 F_2}, \qquad (6.29)$$

де $R_1 = \rho_1 \ell_1 / F_1$ і $R_2 = \rho \ell_2 / F_2$ – активні опори відповідно першої і другої ділянок.

Позначимо об'єм металу однієї фази лінії на всій її довжині через V, а на першій її ділянці – через V_1; тоді $F_1 = V_1 / \ell_1$, $F_2 = (V — V_1) / \ell_2$. Підставимо ці значення у формулу (6.29):

$$\Delta P = \frac{S_1^2 \rho \ell_1^2}{U_{ном}^2 V_1} + \frac{S_2^2 \rho \ell_2^2}{U_{ном}^2 (V - V_1)}.$$

Для отримання мінімуму втрат необхідно знайти першу похідну від ΔP за змінною величиною V_1 (залежної від перерізу) й прирівняти її до нуля:

$$\frac{d(\Delta P)}{dV_1} = - \frac{S_1^2 \rho \ell_1^2}{U_{ном}^2 V_1^2} + \frac{S_2^2 \rho \ell_2^2}{U_{ном}^2 (V - V_1)^2} = 0.$$

Звідси

$$\frac{S_1^2 \cdot \ell_1^2}{V_1^2} = \frac{S_2^2 \cdot \ell_2^2}{(V - V_1)^2}.$$

Оскільки $V_1 = F_1 \cdot \ell_1$, а $(V - V_1) = F_2 \cdot \ell_2$, то

$$\frac{S_1^2 \cdot \ell_1^2}{F_1^2 \cdot \ell_1^2} = \frac{S_2^2 \cdot \ell_2^2}{F_2^2 \cdot \ell_2^2}$$

або

$$\frac{S_1}{F_1} = \frac{S_2}{F_2}.$$

Замінюючи $S_1 = \sqrt{3} U_{ном} I_1$ і $S_2 = \sqrt{3} U_{ном} I_2$, де I_1 і I_2 – струми на ділянках 1 і 2, одержуємо

$$\frac{I_1}{F_1} = \frac{I_2}{F_2} = j_{\Delta P} = \text{const}. \qquad (6.30)$$

Отже, умовою мінімальних втрат у лінії є постійність густини струму на всіх ділянках.

Величину густини струму, відповідну мінімуму втрат, визначають за допустимою втратою напруги $\Delta U_{а\ доп}$, обумовленою активним опором:

$$\Delta U_{а\ доп} = \frac{\rho}{U_{ном}} \sum_1^n \frac{P_i \ell_i}{F} = \frac{\rho}{U_{ном}} \sum_1^n \frac{\sqrt{3} U_{ном} I_i \cos\varphi_i \ell_i}{F}$$

або

$$\Delta U_{а\ доп} = \sqrt{3} \rho \sum_1^n \frac{I_i \cos\varphi_i \ell_i}{F}.$$

Оскільки за умовою $I/F = j_{\Delta P} = \text{const}$, то, виносячи її за знак суми, одержимо

$$\Delta U_{а\ доп} = \sqrt{3} \cdot \rho \cdot j_{\Delta P} \sum_1^n (\cos\varphi_i) \ell_i,$$

звідки

$$j_{\Delta P} = \frac{\Delta U_{а\ доп}}{\sqrt{3} \cdot \rho \cdot \sum_1^n (\cos\varphi_i) \ell_i}. \qquad (6.31)$$

Знаючи густину струму, відповідну мінімуму втрат, одержуємо переріз на кожній ділянці:

$$F_i = \frac{I_i}{j_{\Delta P}}, \qquad (6.32)$$

де I_i – струм, який протікає по ділянці з номером і.

Хід розрахунку в загальних рисах повторює раніш описані методи. Задаються середнім значенням x_0, визначають ΔU_r і $\Delta U_{a\ доп}$.

Знаючи $\Delta U_{a\ доп}$, знаходять за формулою (6.31) $j_{\Delta P}$ і, нарешті, за формулою (6.32) визначають переріз F_i для кожної ділянки, який округляють; у разі потреби роблять перевіркові розрахунки.

6.4.4. Оцінка методів

Розглянуті вище методи визначення перерізів проводів електричних мереж по мінімуму витрати провідникового матеріалу і по мінімуму втрат потужності дають більш економічні рішення, ніж ті, що виходять при виборі однакового перерізу по всій довжині лінії.

Перший із згаданих методів економить капітальні затрати і відповідні складові експлуатаційних витрат, які залежать від вартості спорудження лінії, і тому може застосовуватись для споживачів з малою кількістю годин використання максимального навантаження (наприклад, для довгих мереж напругою 6-10 кВ у сільських місцевостях).

Для споживачів з великою кількістю годин використання максимуму навантаження (наприклад для мереж промислових підприємств) доцільно користуватися другим методом, тому що у цьому випадку насамперед досягають зменшення складової експлуатаційних витрат, яка залежить від втрат у лінії.

Визначення перерізів проводів за економічними густинами струму, встановленими ПУЕ, враховує обидва фактори (як економію капітальних затрат, так і зниження втрат), оскільки економічна густина струму приймається залежно від часу використання максимального навантаження. Ось чому описуваний метод визначення перерізів проводів за економічною густиною струму дозволяє узагальнити всі техніко-економічні показники виробництва та розподілу електроенергії і рекомендований ПУЕ для розрахунку мереж.

Однак при великій довжині ліній переріз проводів, вибраний за економічною густиною струму, може не забезпечити допустимої втрати напруги, що зробить необхідним повторний розрахунок. Для запобігання перерахунку, заздалегідь визначають

густину струму $j_{\Delta P}$, яка забезпечує допустиму втрату напруги. Якщо виявиться, що $j_{\Delta P} > j_{ек}$, то приймають переріз за економічною густиною струму, тобто за $j_{ек.}$. У противному разі переріз вибирають за $j_{\Delta P}$.

Значне перевищення вибраного перерізу над економічним свідчить про те, що необхідно застосовувати для мережі більш високу номінальну напругу (наприклад, 10 кВ замість 6 кВ), або вдатись до спеціальних методів зниження втрат напруги, наприклад, до компенсації реактивної потужності або до поздовжньої компенсації.

6.5. Розрахунок районних електричних мереж

Для передачі потужності окремих електростанцій до центрів споживання і для розподілу цієї потужності між великими споживачами застосовують більш високі напруги змінного струму, ніж у місцевих мережах.

Електричні мережі всіх напруг мають активну і ємнісну провідності. Наявність провідностей обумовлює протікання в лініях струмів витоку і ємнісних струмів, величина яких не залежить від навантаження, і визначається тільки конструкцією, довжиною лінії та її робочою напругою.

У місцевих мережах, що мають відносно невелику протяжність і невелику напругу, струми провідностей малі в порівнянні зі струмами навантаження. Тому при електричних розрахунках місцевих мереж провідності ліній не беруть до уваги.

У районних же мережах, що мають більшу протяжність і більш високу напругу, ніж місцеві мережі, струми провідності досягають величин, порівняних з величинами струмів навантажень, і повинні враховуватись при електричних розрахунках.

Найбільш часто для розрахунку електропередач районного значення використовують П-подібну схему заміщення [14].

У будь-якій схемі заміщення лінії електропередачі завжди можна виділити ділянку з опорами R і X, обмежену провідностями, протягом якої струм залишиться незмінним за

величиною і фазою. Таку ділянку схеми заміщення називають ланкою (рис. 6.6).

Спад напруги в лінії, яка складається з однієї або декількох послідовно увімкнених ланок, повністю зосереджений у них. Тому електричний розрахунок лінії електропередачі за спадом напруги проводять по ланках, заздалегідь визначивши розрахунком потужність початку або кінця кожної ланки.

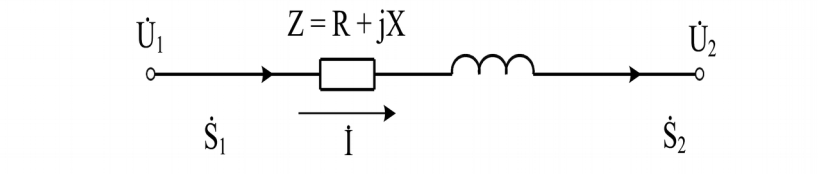


Рис. 6.6. Схема заміщення ланки лінії

При цьому виходять із заданої потужності початку або кінця лінії, обов'язково враховуючи втрати потужності в опорах і провідностях схеми заміщення.

Очевидно, що при розрахунку лінії, яка складається тільки з однієї ланки, напруги по кінцях ланки є одночасно і напругами по кінцях лінії.

Розрахунок лінії електропередачі за схемами заміщення із зосередженими опорами і провідностями без введення поправкових коефіцієнтів дає достатню для практичних цілей точність при довжинах повітряних ліній до 300-350 км і кабельних – до 50-100 км.

Навантаження, які враховуються при розрахунку, мають бути виражені в комплексній формі.

На рис. 6.7 наведена П-подібна розрахункова схема заміщення лінії електропередачі, яка складається з однієї ланки;там же зазначені навантаження, які припадають на окремі ділянки схеми.

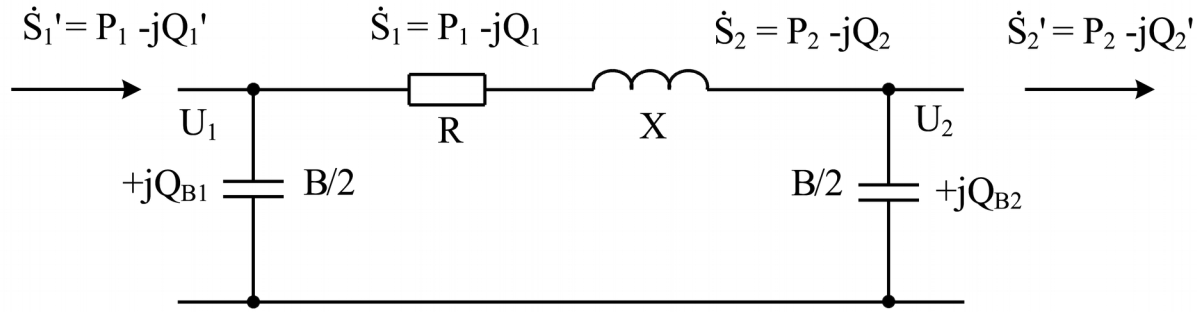


Рис. 6.7. Розрахункова П-подібна схема заміщення лінії

Можливі чотири випадки постановки задачі розрахунку ліній.

Перший випадок – відомі напруга і потужність у кінці лінії електропередачі $\dot{U}_2$ і $\dot{S}_2'$; треба визначити напругу і потужність на початку лінії $\dot{U}_1$ і $\dot{S}_1'$.

Другий випадок – відомі напруга і потужність на початку лінії $\dot{U}_1$ і $\dot{S}_1'$; треба визначити напругу і потужність у кінці лінії $\dot{U}_2$ і $\dot{S}_2'$.

Третій випадок – відомі потужність на початку лінії $\dot{S}_1'$ і напруга в кінці лінії $\dot{U}_2$; треба визначити напругу на початку лінії $\dot{U}_1$ і потужність у кінці лінії $\dot{S}_2'$.

Четвертий випадок – відомі потужність у кінці лінії $\dot{S}_2'$ і напруга на початку лінії $\dot{U}_1$; треба визначити напругу у кінці лінії $\dot{U}_2$; потужність на початку лінії $\dot{S}_1'$.

Ці випадки характерні для розрахунку передачі потужності: перший – від мережі до споживача з установленням на початку лінії електропередачі автотрансформатора, що регулює напругу; другий – від електростанції в мережу з установленням на приймальному кінці лінії автотрансформатора, який регулює напругу, або знижувального трансформатора, регульованого під навантаженням; третій – від окремої електростанції, пов'язаної з мережею однією лише розрахунковою передачею при будь-якій кількості кіл; четвертий – до споживачів по лініях, приєднаних до будь-якої точки мережі електричної системи із заданим рівнем напруги на початку електропередачі. Як правило, у цьому останньому, найбільш поширеному на практиці випадку, розрахунок лінії електропередачі ведуть з урахуванням знижувальних трансформаторів, які встановлюють на приймальних підстанціях.

Зазначимо, що два останні випадки із заданими вихідними величинами по різних кінцях лінії приводяться у розрахунковому відношенні до перших двох випадків, тобто до розрахунку за

даними кінця лінії або за даними початку лінії, відповідно до заданої вихідної напруги.

Зробимо розрахунок потужностей схеми заміщення лінії, поданої на рис. 6.7, для першого випадку.

Перший випадок – розрахунок за даними, які характеризують кінець лінії. Вираз для напруги на початку ланки подають у вигляді

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2R + Q_2X}{U_2} + j\frac{P_2X - Q_2R}{U_2}, \qquad (6.33)$$

де U_2 – задана напруга кінця ланки;

$P_2 - jQ_2$ – потужність кінця ланки;

$\frac{P_2R + Q_2X}{U_2} = \Delta U_2$ і $\frac{P_2X - Q_2R}{U_2} = \delta U_2$ – відповідно поздовжня і поперечна складові комплексу спаду напруги в ланці.

Якщо потужності, які входять у формулу (6.33), виражені в мегаватах і мегавольтамперах реактивних, то напруги вимірюються в кіловольтах.

Шукана потужність на початку ланки буде дорівнювати геометричній сумі потужності $\dot{S}_2$ і втрати потужності в опорах ланки:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta\dot{S} = (P_2 + \Delta P) - j(Q_2 + \Delta Q), \qquad (6.34)$$

де $\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R$ і $\Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X$ – втрати активної і реактивної потужностей в опорах ланки, які визначаються через потужність кінця ланки і відповідну цій потужності напругу кінця лінії U_2.

При підстановці у формулу (6.34) для визначення ΔP і ΔQ потужностей у мегаватах і мегавольтамперах реактивних, напруг у кіловольтах і опорів в омах втрати потужності будуть виражені в мегаватах і мегавольтамперах реактивних.

Потужність, що надходить у лінію (тобто потужність початку схеми заміщення),

$$\dot{S}_1' = P_1 - jQ_1 = P_1 - jQ_1 + jQ_{B1} = P_1 - j(Q_1 - Q_{B1}),$$

де $Q_{B1} = U_1^2 \cdot \frac{B}{2}$;

B – ємнісна провідність всієї лінії, $B = B_0 \cdot \ell$;

B_0 – питома провідність лінії;

ℓ – довжина лінії.

Коефіцієнт потужності $\cos\varphi_1$ на початку схеми знаходять через

$$\operatorname{tg}\varphi_1' = \frac{Q_1'}{P_1}$$

або безпосередньо:

$$\cos\varphi_1' = \frac{P_1}{S_1'}.$$

Коефіцієнт корисної дії лінії

$$\eta = \frac{P_2}{P_1}.$$

Вище розглянуті основні положення розрахунку лінії електропередачі у випадку, коли маємо одне зосереджене навантаження у кінці лінії. На практиці ж ЛЕП, як правило, живлять декілька підстанцій відповідно до рис. 6.8,а. В цьому випадку розрахунок кожної ділянки лінії електропередачі між двома підстанціями або електростанцією і підстанцією виконується за відомою П-подібною схемою живлення (рис. 6.8, б).

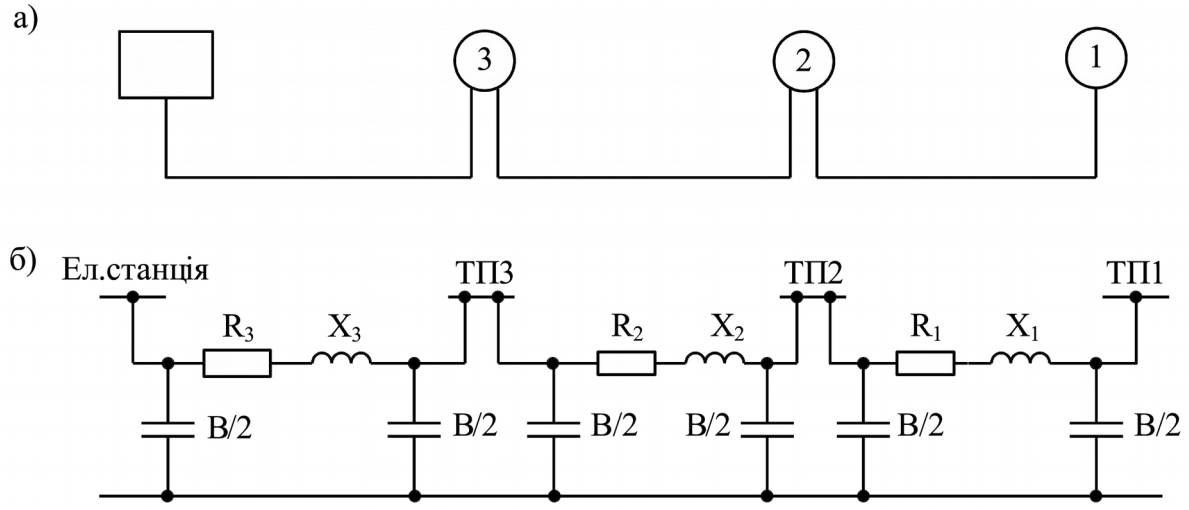


Рис. 6.8. Лінія електропередачі, яка живить три підстанції (а) і її схема заміщення (б)

Розрахунок у цьому випадку проводять послідовно для кожної ділянки лінії описаним вище методом. Для цього встановлюють навантаження найбільш віддаленої підстанції, а потім визначають ΔU_1 і δU_1 для першої ділянки лінії, напругу і струм на її початку. Підсумовуючи навантаження на початку першої ділянки з навантаженням другої підстанції, одержують навантаження в кінці другої ділянки лінії електропередачі, яке є вихідним для розрахунку цієї ділянки.

У зазначених вище розрахунках ЛЕП припускали, що задана величина напруги в кінці лінії або на кінцевій підстанції. Розрахунок ЛЕП можна також проводити за заданою напругою на живильній електростанції або підстанції (на початку лінії). У цьому випадку розрахункові формули відповідно змінюються.

Більш складною задачею є розрахунок замкнених мереж, які розглянемо в наступному розділі.

Контрольні питання

1. Чим обумовлені відхилення напруги?
2. Яка природа коливань напруги?
3. Дайте визначення спаду і втраті напруги.
4. Як визначається втрата напруги в лініях постійного струму?
5. Як визначається переріз проводів у лініях постійного струму за допустимою втратою напруги?
6. Нарисуйте векторну діаграму струмів і напруг для однієї фази лінії трифазного струму.
7. Як визначають напругу на початку лінії при розрахунку місцевих мереж?
8. Напишіть вираз для визначення втрати напруги в лінії з декількома навантаженнями.
9. Опишіть порядок розрахунку простих розімкнених мереж.
10. Назвіть методи визначення перерізу проводів з кольорового металу за заданою величиною допустимої втрати напруги.
11. Основні поняття про визначення перерізу провідника у разі постійності цього перерізу вздовж лінії.
12. Охарактеризуйте метод визначення перерізу за умовою мінімальної витрати провідникового матеріалу.

13. Охарактеризуйте метод визначення перерізу за умовою мінімуму втрат потужності.
14. Дайте порівняльну оцінку методів визначення перерізу проводів з кольорового металу за заданою величиною допустимої втрати напруги.
15. Опишіть порядок розрахунку районних електричних мереж.

Розділ 7

РОЗРАХУНОК ЗАМКНЕНИХ МЕРЕЖ

7.1. Основні визначення і галузь застосування

Суттєвим недоліком розглянутих у попередніх розділах розімкнених (радіальних) мереж є те, що у випадку виходу з ладу будь-якої ділянки цих мереж значна частина споживачів позбавляється електропостачання. Тому для забезпечення надійного електропостачання відповідальних споживачів, які не терплять тривалих перерв в електропостачанні, застосовують замкнені мережі. Замкненими мережами називають мережі, у яких електроенергія до споживачів подається не менш ніж з двох боків. Розрізняють прості замкнені мережі, у яких приєднані до них навантаження живляться не більш ніж з двох боків, і складні замкнені мережі, до вузлових точок яких електроенергія може подаватись не менш ніж з трьох боків.

Проста замкнена мережа може мати або одне джерело живлення, і тоді вона виконується у вигляді замкненого кільця і називається кільцевою мережею, або два джерела живлення, які живлять лінію з двох боків, і тоді вона називається мережею з двобічним живленням [4,21].

На рис. 7.1,а наведена замкнена кільцева мережа з одним джерелом живлення А, а на рис. 7.1,б – мережа з двобічним живленням від джерел А і В.

Легко бачити, що кільцеву мережу можна перетворити в мережу з двобічним живленням, розрізавши її по джерелу живлення. Приклад складної замкненої мережі з трьома джерелами живлення А,В,С і чотирма вузловими точками 1,2,3 і 4 зображений на рис. 7.2. Така мережа не може бути перетворена

зазначеним вище способом у мережу з двобічним живленням і вимагає складних перетворень.

У місцевих мережах застосовують переважно прості замкнені мережі – кільцеві або двобічного живлення, а також двоколові лінії, які по суті є окремим випадком кільцевого живлення.

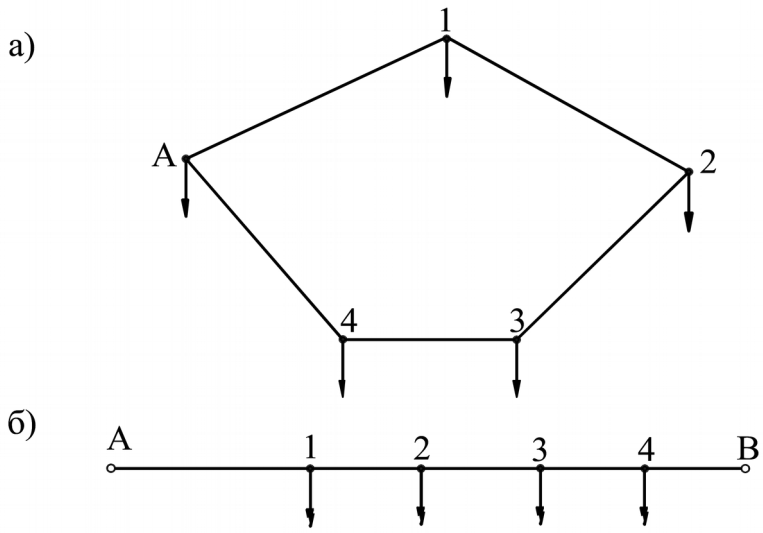


Рис. 7.1. Схеми простих замкнених мереж:
а – кільцева мережа; б – мережа з двобічним живленням

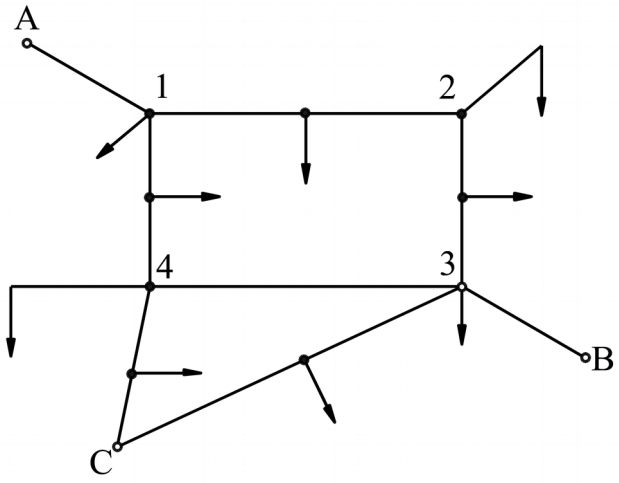


Рис. 7.2. Схема складної замкненої мережі

Галузь застосування складних замкнених схем у місцевих мережах обмежена так званою «замкненою сіткою» низької

напруги. Цей вид мереж застосовують у великих містах для живлення міського комунального навантаження на напрузі 400/230 В. Схема такої мережі являє собою лінії, розташовані по вулицях міста, які змикаються на перехрестях і живляться паралельно від декількох джерел (рис. 7.3).

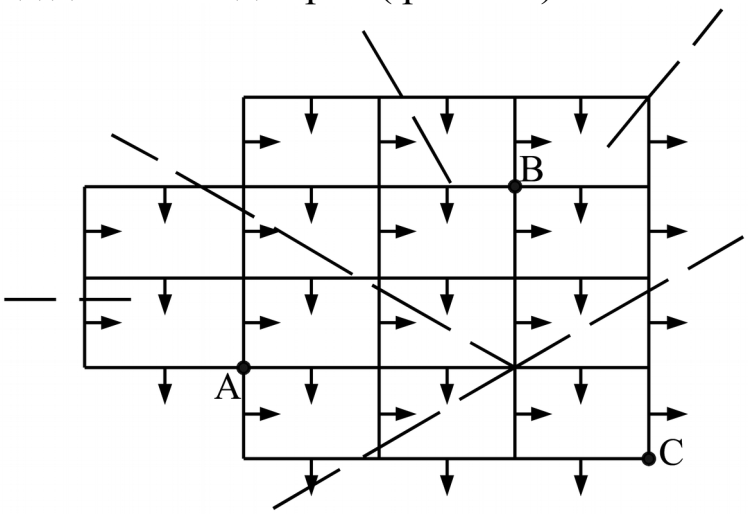


Рис. 7.3. Схема «замкненої сітки»

У практичних розрахунках замкнену сітку умовно розрізають у точках, рівновіддалених від точок живлення (див. пунктирні лінії на рис. 7.3), перетворюючи її таким чином у розімкнену мережу, яку розраховують звичайними методами, наприклад методом мінімуму витрат металу і допустимої втрати напруги.

Цей прийом дає досить точні результати, тому що місця розділення мережі здебільшого збігаються з точками розподілу навантажень.

У замкнених мережах менші втрати напруги, потужності і енергії. Це пояснюється тим, що в замкнених мережах потужність розподіляється по найкоротшому шляху від джерела живлення до споживача.

Разом з тим у порівнянні з розімкненими мережами на спорудження замкнених мереж витрачається більше коштів і проводів (кабелів).

7.2. Розрахунок лінії з двобічним живленням

Розглянемо методику розрахунку лінії з двобічним живленням від джерел А і В (рис. 7.4), до якої підімкнено два навантаження 1 і 2, принаймні кількість навантажень може бути будь-якою.

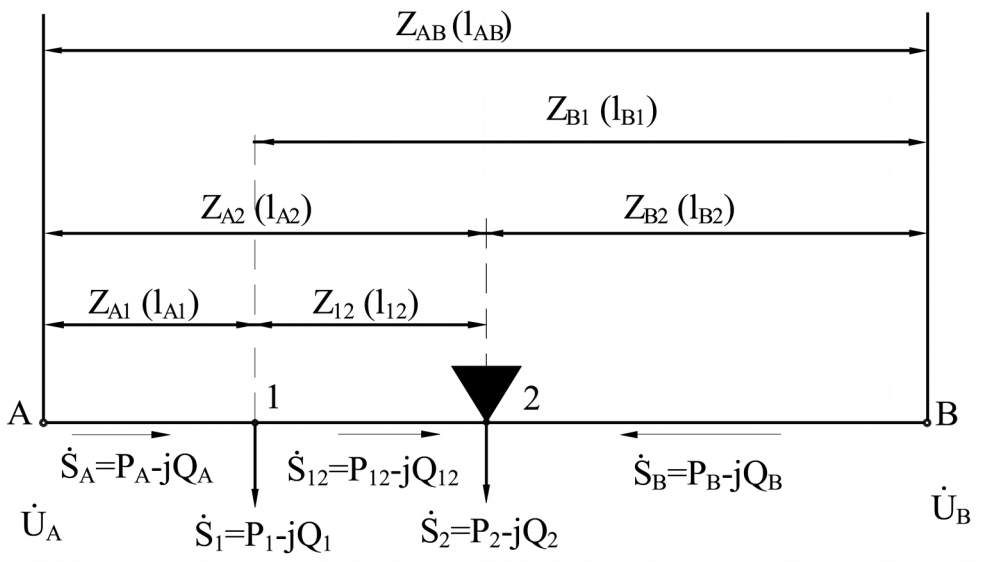


Рис. 7.4. Схема мережі з двобічним живленням

Припустимо, що необхідно визначити найбільшу втрату напруги в мережі, якщо відомі перерізи проводів, довжини та електричні опори ділянок мережі, а також навантаження 1 і 2.

Спочатку потрібно знайти розподіл у мережі потужностей, який залежить від співвідношення потужностей навантажень і електричних опорів ділянок мережі. Розподіл потужностей знаходять без урахування втрат потужності в мережі.

Коли розподіл потужностей знайдено, то на схемі мережі виявиться точка розподілу потужностей, у яку потужності в нормальному режимі притікають з двох боків. Умовно припустимо, що розподіл потужностей відбувається в точці 2, позначеній знаком ▼– для активних потужностей (знаком ∇ позначається розподіл реактивних потужностей, оскільки в загальному випадку ці точки не збігаються). Якщо напруги джерел живлення рівні, то на підставі другого закону Кірхгофа можна написати:

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = \frac{\dot{S}_A Z_{A1}}{\dot{U}_{ном}} + \frac{\dot{S}_{12} Z_{12}}{\dot{U}_{ном}} - \frac{\dot{S}_B Z_{B2}}{\dot{U}_{ном}} = 0. \qquad (7.1)$$

Оскільки втрати потужності в мережі не враховуються, то

$$\dot{S}_A + \dot{S}_B = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 \text{ або } \dot{S}_B = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 - \dot{S}_A \qquad (7.2)$$

та

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_A - \dot{S}_1 . \qquad (7.3)$$

Підставивши ці вирази в рівняння (7.1) та помноживши всі його члени на $\dot{U}_{ном}$, одержимо:

$$\dot{S}_A Z_{A1} + (\dot{S}_A - \dot{S}_1) Z_{12} - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 - \dot{S}_A) Z_{B2} = 0$$

або

$$\dot{S}_A (Z_{A1} + Z_{12} + Z_{B2}) - \dot{S}_1 (Z_{12} + Z_{B2}) - \dot{S}_2 Z_{B2} = 0,$$

звідки знаходимо потужність, що витікає з джерела А,

$$\dot{S}_A = \frac{\dot{S}_1 (Z_{12} + Z_{B2}) + \dot{S}_2 Z_{B2}}{Z_{A1} + Z_{12} + Z_{B2}} = \frac{\dot{S}_1 Z_{B1} + \dot{S}_2 Z_{B2}}{Z_{AB}} = \frac{\Sigma \dot{S}_N Z_{BN}}{Z_{AB}} . \qquad (7.4)$$

Аналогічно можна вивести формулу для визначення потужності, що витікає з джерела В,

$$\dot{S}_B = \frac{\dot{S}_1 Z_{A1} + \dot{S}_2 Z_{A2}}{Z_{AB}} = \frac{\Sigma \dot{S}_N Z_{AN}}{Z_{AB}}, \qquad (7.4а)$$

де N – порядковий номер навантаження, підімкненого до лінії;

Z_{AN} – опір ділянки лінії AN, тобто від джерела А до місця приєднання навантаження з номером N;

Z_{BN} – опір ділянки лінії BN, тобто від джерела В до місця приєднання навантаження з номером N.

Таким чином, навантаження джерела живлення визначається сумою добутків навантажень на повні опори лінії від місця приєднання навантажень до протилежного джерела живлення, поділеною на повний опір лінії між джерелами живлення.

Очевидно, що за відомим сумарним навантаженням мережі $\Sigma \dot{S}$ і потужності навантаження одного джерела живлення,

наприклад $\dot{S}_A$, потужність навантаження другого джерела живлення можна визначити з умови (7.2) :

$$\dot{S}_B = \Sigma\dot{S} - \dot{S}_A . \qquad (7.4б)$$

Якщо ліву і праву частини формули поділити на $\sqrt{3}U_{ном}$, то одержимо вирази для визначення струмів, що витікають з джерел живлення:

$$\dot{I}_A = \frac{\Sigma\dot{I}_N \cdot Z_{BN}}{Z_{AB}} \qquad (7.5)$$

та

$$\dot{I}_B = \frac{\Sigma\dot{I}_N \cdot Z_{AN}}{Z_{AB}} \qquad (7.5а)$$

або

$$\dot{I}_B = \Sigma\dot{I} - \dot{I}_A . \qquad (7.5б)$$

При однаковому перерізі проводів вздовж лінії АВ формули (7.4) і (7.5) спрощуються і набувають виду

$$\dot{S}_A = \frac{(r_0 + jx_0)\Sigma\dot{S}_N \ell_{BN}}{(r_0 + jx_0)\ell_{AB}} = \frac{\Sigma\dot{S}_N \ell_{BN}}{\ell_{AB}} \qquad (7.6)$$

та

$$\dot{I}_A = \frac{\Sigma\dot{I}_N \cdot \ell_{BN}}{\ell_{AB}} . \qquad (7.7)$$

Якщо джерела живлення мають різні напруги, то вздовж усієї лінії АВ від джерела з більшою напругою до джерела з меншою напругою протікає зрівняльний струм або зрівняльна потужність, величина яких визначається різницею напруг джерел і повним опором лінії:

$$\dot{I}_{зр} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \cdot Z_{AB}} \qquad (7.8)$$

та

$$\dot{S}_{зр} = \sqrt{3} \cdot \dot{I}_{зр} \cdot U_{ном} = \frac{(\dot{U}_A - \dot{U}_B) \cdot U_{ном}}{Z_{AB}} . \qquad (7.9)$$

Відповідно змінюються потужності (струми) навантаження джерел живлення і на окремих ділянках лінії.

Втрати напруги в замкнених мережах визначають для нормального й аварійного режимів роботи.

У нормальному режимі найбільша втрата напруги в лінії з двобічним живленням без відгалужень буде на ділянці мережі від джерела живлення до точки розподілу потужностей. Якщо уявити лінію з двобічним живленням умовно розрізаною в точці 2, то визначення найбільшої втрати напруги в такій мережі не відрізняється від аналогічних розрахунків для розімкнених мереж.

У лінії з двобічним живленням з відгалуженнями найбільша втрата напруги може бути або на ділянці між джерелом живлення і точкою розподілу потужностей, або на ділянці між джерелом живлення і найбільш віддаленою точкою мережі. Таку ділянку в даному випадку називають головною, по якій протікає сумарна потужність. Найбільшу втрату напруги в мережі при цьому визначають для цієї ділянки так само, як і для розімкненої мережі.

Найбільш скрутним аварійним режимом для лінії з двобічним живленням є відмикання більш завантаженої головної ділянки, наприклад ділянки В2 лінії на рис. 7.4. По головній ділянці А1 в цьому випадку протікає сума потужностей навантажень 1 і 2, а по ділянці 12 – потужність навантаження 2. Найбільшу втрату напруги в мережі при цьому визначають так само, як і для розімкненої мережі.

Втрата напруги в лінії з двобічним живленням в аварійному режимі значно перевищує втрату напруги в нормальному режимі. За ПУЕ зниження напруги у електроприймачів в аварійному режимі не повинно перевищувати 12% їх номінальної напруги.

Таким чином, для вибору перерізів проводів і кабелів у лініях з двобічним живленням потрібно знати розподіл потужностей у мережі в нормальному й аварійному режимах. Розподіл потужностей знаходять за розглянутими раніше формулами, припускаючи, що вся лінія виконана проводом одного перерізу. За відомим розподілом потужностей перерізи проводів визначають звичайними способами. У районних мережах визначальним є економічний розрахунок, у місцевих мережах – економічний розрахунок або за допустимою втратою напруги. Вибрані перерізи перевіряють за нагрівом і допустимою

втратою напруги. Більш докладно порядок розрахунку простих замкнених мереж розглянуто у наступному підрозділі.

7.3. Порядок розрахунку простих замкнених мереж

Розрахунок простих замкнених мереж, на відміну від розрахунку радіальних ліній, має супроводжуватись перевіркою мереж у двох режимах: нормальному, коли споживачі одночасно одержують живлення від двох джерел живлення А і В (рис. 7.5,а), і в аварійному, коли одно з джерел живлення, наприклад джерело В, або ж лінія, до нього приєднана, вийшли з ладу (рис. 7.5,б).

У першому випадку вибрані перерізи проводів лінії повинні задовольняти економічну густину струму при одержаному розподілі навантажень по ділянках і допустиму втрату напруги від живильних пунктів до точок розподілу (точки 3 рис. 7.5,а).

У другому випадку має бути витримана допустима втрата напруги для аварійного режиму до найбільш віддаленої точки (точки 5 рис. 7.5,б). Оскільки аварійні режими нетривалі, то в цих випадках переріз проводів може і не задовольняти вимоги економічної густини струму, але повинен бути перевірений по допустимому струму за нагрівом.

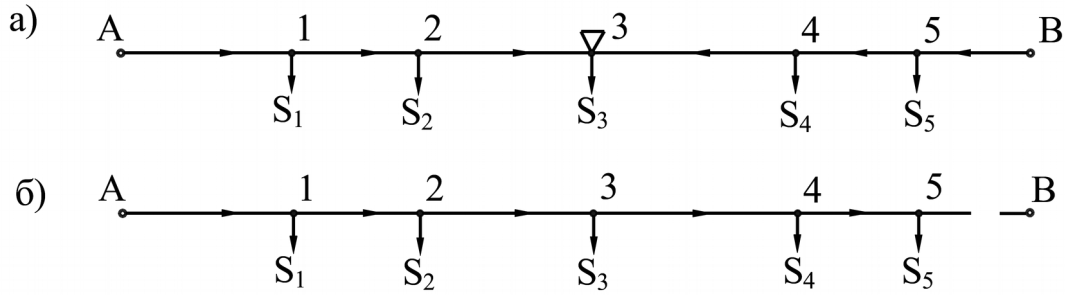


Рис. 7.5. Схема мережі з двобічним живленням:
а – нормальний режим; б – аварійний режим

При розрахунку замкнених мереж з двобічним живленням можуть зустрітися два характерні випадки:

а) лінія по всій довжині виконана одним перерізом проводу;

б) на ділянках, які лежать ближче до джерела живлення, застосований провід більшого перерізу, а на ділянках біля точки розподілу – провід меншого перерізу.

Перший випадок зустрічається частіше, тому що однаковий переріз уздовж усієї лінії має практичні зручності, про які уже згадувалось. Таке рішення з економічної точки зору виправдовується при великій кількості навантажень, приєднаних до лінії на порівняно близьких відстанях одне від одного, а також при рівномірному навантаженні по всій довжині. Порядок розрахунку такий: у нормальному режимі роботи лінії знаходять розподіл потужності по ділянках. Визначають струми на магістральних ділянках, за ними знаходять економічний переріз, користуючись формулами для визначення економічного перерізу лінії з рівномірно розподіленими навантаженнями. З одержаних економічних перерізів приймають середнє, округляючи його до найближчого стандартного.

Похибка у визначенні економічного перерізу у випадку нерівномірного навантаження лінії практично знаходиться в допустимих межах і тим менша, чим більше навантажень і чим частіше вони розташовані на лінії.

Після визначення перерізу проводів лінії знаходять втрату напруги до точки розподілу і у випадку перевищення допустимої величини в нормальному режимі коректують вибраний переріз.

Потім розглядають аварійний режим. Найважчим випадком аварійного режиму є вимкнення одного з джерел живлення. У цьому випадку живлення всіх навантажень буде відбуватись з одного боку. Після визначення розподілу навантажень по ділянках знаходять втрату напруги до найбільш віддаленої точки і перевіряють вибраний переріз проводів за нагрівом.

У випадку, коли перевірка показує перевищення допустимих втрат напруги або допустимого нагріву проводів в аварійному режимі, переріз проводів збільшують.

У другому випадку, тобто при застосуванні ступінчастого перерізу проводів, хід розрахунку мережі аналогічний викладеному вище. При цьому переріз проводів вибирають методом підбору.

Спочатку знаходять у нормальному режимі попередній розподіл потужності по ділянках, вважаючи лінію однорідною. Потім за знайденим розподілом потужності визначають економічний переріз проводів кожної ділянки, перевіряють їх за нагрівом у нормальному й аварійному режимах. Після цього роблять повторний розрахунок розподілу потужності в

нормальному режимі і перевіряють вибрані перерізи за допустимою втратою напруги в нормальному й аварійному режимах. Якщо вибрані перерізи не задовольняють допустимі величини, їх коректують і повторюють розрахунок спочатку.

У випадках, коли точки розподілу активних і реактивних потужностей у нормальному режимі не збігаються одна з одною, для визначення найбільшої втрати напруги роблять розрахунки до однієї і другої точок розподілу і судять про правильність вибраного перерізу проводу за більшою величиною.

У замкнених мережах, які мають відгалуження, найбільші втрати напруги можуть виявитися не в точці розподілу, а на найбільш віддаленій точці відгалуження. Перерізи проводів на відгалуженнях визначають методами розрахунку радіальних мереж, виходячи з наявних допустимих втрат напруги від точки відгалуження до найбільш віддаленої точки.

Контрольні питання

1. Назвіть основний недолік розімкнених мереж.
2. Дайте визначення замкненої мережі.
3. Що таке проста замкнена мережа?
4. Що таке складна замкнена мережа?
5. Які переваги мають замкнені мережі?
6. Охарактеризуйте порядок розрахунку лінії з двобічним живленням за умови, що напруги джерел живлення рівні.
7. Яким чином визначається навантаження джерела живлення?
8. Як визначаються струми, що витікають з джерел живлення?
9. Як змінюється порядок розрахунку замкненої мережі, якщо джерела живлення мають різні напруги?
10. Для яких режимів визначають втрати напруги в замкнених мережах?
11. Яким чином визначають втрати напруги в лінії з двобічним живленням у нормальному режимі?
12. Яким чином визначають втрати напруги в лінії з двобічним живленням в аварійному режимі?
13. Охарактеризуйте порядок вибору перерізу проводів і кабелів у лініях з двобічним живленням.
14. Назвіть порядок розрахунку простих замкнених мереж.

Розділ 8

ПРОЕКТУВАННЯ МЕРЕЖ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИФІКОВАНИХ ЗАЛІЗНИЦЬ

8.1. Основні вимоги та вихідні дані до проектування

Електропостачання залізниць здійснюється за допомогою високовольтних мереж трифазного змінного струму від електричних систем, що об'єднують потужні електричні станції. Електричні мережі напругою 35-220 кВ є найважливішою частиною електричних систем, тому всі прийняті в проекті рішення повинні відповідати вимогам надійного, якісного й економічного електропостачання тягових і районних споживачів.

Проектування електрифікації залізниць, а також підсилення пристроїв електропостачання існуючих електрифікованих ліній є складним завданням, яке включає вибір схем і пристроїв зовнішнього і тягового електропостачання, живлення нетягових споживачів.

Вимоги такого підходу до проектування електричних мереж 35-220 кВ і разом з тим обмежений час роботи студентів над курсовим і дипломним проектами обумовили деякі допущення при виборі схем тягових підстанцій, оцінці вартості їх спорудження, при визначенні навантажувальної здатності понижувальних трансформаторів, виборі робочих рівнів напруги центрів живлення мережі, допустимих відхилень напруги на шинах споживачів. Вказівки щодо таких допущень містяться в [32].

При проведенні цих робіт передбачається комплексне електропостачання як електричної тяги і нетягових споживачів залізничного транспорту, так і всіх споживачів у районі, що прилягає до залізниці, яка електрифікується. Під час проведення цих робіт вибирають схему живлення і напругу ліній електропередачі, встановлюють тип тягових підстанцій (опорна, проміжна, сполучена з районною і т.ін.) та схеми їх первинної комутації, і дають рекомендації щодо їх раціонального розташування з урахуванням електропостачання всіх споживачів. Крім того, визначають загальну необхідну потужність підстанцій,

кількість і тип понижувальних трансформаторів на них, вимоги до рівня і регулювання напруги, підвищення коефіцієнта потужності.

З часом збільшуються розміри перевезень на залізниці (тобто кількість поїздів і їх вага) і швидкості руху поїздів, унаслідок чого потужність, яку споживають поїзди, підвищується. Тому при проектуванні пристроїв електропостачання особливу увагу приділяють питанням можливості їх етапного розвитку при мінімальних початкових затратах матеріальних засобів і коштів.

Елементи пристроїв електропостачання, підсилення і розвиток яких із збільшенням розмірів руху потребують додаткових затрат у порівнянні з затратами, необхідними для їх спорудження, при проектуванні вибирають з достатнім запасом потужності, з урахуванням роботи даного елемента і складності його перебудови.

Вибір проектних рішень проводять на підставі варіантних техніко-економічних розрахунків, при цьому вибирають найбільш економічні рішення.

Електрифікацію залізниць проектують, як правило, на змінному однофазному струмі промислової частоти напругою 25 або 2х25 кВ. При відповідних обґрунтуваннях допускається застосування електричної тяги на постійному струмі 3 кВ. Підсилення пристроїв електропостачання на лініях, раніш електрифікованих на постійному струмі, може здійснюватись різними шляхами:

- спорудженням додаткових проміжних підстанцій;
- збільшенням перерізу проводів контактної мережі, яке може бути ефективним як тимчасовий захід;
- переходом на електричну тягу змінного струму 25 кВ (2х25 кВ) або постійного струму підвищеної напруги (6-10 кВ).

Вибір найбільш доцільного способу підсилення пристроїв електропостачання залежить від місцевих умов і повинен здійснюватися на підставі техніко-економічного порівняння варіантів при проектуванні.

Тягові підстанції, як правило, розміщують на роздільних пунктах з колійним розвитком. При виборі розміщення тягових підстанцій передбачається також максимальне використання підстанцій, що вже розташовані в районі електрифікованої лінії,

як опорних, а при електричній тязі на змінному струмі – встановлення тягових трансформаторів на території районних підстанції (з урахуванням спорудження в цьому випадку живильних і відсмоктувальних ліній).

Основними вихідними даними при проектуванні електропостачання ділянки залізниці є:

- план і профіль ділянки, що електрифікується, її довжина, відстані між роздільними пунктами;
- характеристика цієї ділянки (одно- або двоколійна);
- розміри руху на цій ділянці по всіх типах поїздів (кількість пар поїздів за добу та їх вага);
- вантажопотік у прямому і зворотному напрямках;
- дані щодо питомої витрати електроенергії;
- потужність районних споживачів та коефіцієнти їх потужності.

Додаткові вихідні дані (на розсуд керівника).

Завданням проекту є виконання комплексу робіт, пов’язаних з проектуванням електричної мережі 35-220 кВ зовнішнього електропостачання електрифікованих залізниць. За заданими розмірами та обсягами перевезень, потужностями районних споживачів, розташуваннями джерел живлення необхідно визначити потужність, кількість і розташування тягових підстанцій для ділянки залізниці, яка електрифікується, вибрати схему з’єднання мережею цих підстанцій, її номінальну напругу. Визначити конструктивне виконання окремих ліній та їх основні характеристики: число кіл, перерізи проводів, потокорозподіл потужностей і рівні напруг у різних режимах, а також втрати потужності та електроенергії. Причому такі розрахунки проводять не менш ніж для двох варіантів схеми живлення тягових підстанцій. За укрупненими показниками вартості визначають капітальні вкладення і встановлюють річні експлуатаційні витрати. На підставі одержаних даних проводять техніко-економічне порівняння варіантів і встановлюють найбільш доцільний з них.

У проекті також вирішуються питання компенсації реактивної потужності, регулювання напруги, захисту від перенапруг.

Проектне завдання є найбільш складним, ніж розрахункове, тому що не завжди можна запропонувати чітку однозначну методику його вирішення, не завжди є всі необхідні вихідні дані. Вирішення завдання вимагає техніко-економічного аналізу і творчого підходу, самостійності і досвіду. Набуття таких знань і досвіду і є метою проектування.

8.2. Розрахунок електроспоживання на тягу поїздів

Під час проектування пристроїв зовнішнього електропостачання залізниць, що електрифікуються, використовують результати тягових розрахунків, які дозволяють визначити витрати електроенергії для поїздів різних типів та маси з неоднаковими електровозами в залежності від профілю колії даної ділянки [23].

При вивченні даної дисципліни тяговий розрахунок не виконується. Тому для визначення витрати електроенергії на тягу поїздів використовують дані щодо питомої витрати електроенергії на тягу поїздів w,Вт·год/(ткм·брутто) [32].

Вважають, що ця величина лежить у межах десь від 9 до 19 Вт·год/ткм·брутто.

Робота з перевезення вантажів, млн ткм брутто,

$$\begin{cases} M_B = \left[\Gamma_т + \alpha \cdot \Gamma_т + \Gamma_З + \alpha \cdot \Gamma_З + \alpha \cdot \left(\Gamma_т - \Gamma_З\right)\right] \cdot L; \\ M_B = \left[\Gamma_т \cdot \left(1 + 2 \cdot \alpha\right) + \Gamma_З\right] \cdot L, \end{cases} \qquad (8.1)$$

де $\Gamma_т$, $\Gamma_З$ – вантажопотоки відповідно в прямому та зворотному напрямках, млн т нетто;

α = 0,55-0,65 – коефіцієнт тари;

L – довжина ділянки, що електрифікується, км.

Робота з перевезення пасажирів, млн ткм брутто,

$$M_{пас} = 2 \cdot N_{пас} \cdot 365 \cdot Q_{пас} \cdot L \cdot 10^{-6}, \qquad (8.2)$$

де $Q_{пас}$ – маса пасажирського поїзда, т;

$N_{пас}$ – кількість пар пасажирських поїздів за добу.

Таким чином, загальна робота з перевезень

$$M = M_в + M_{пас} \quad . \tag{8.3}$$

Витрати електроенергії на тягу поїздів, млн кВт·год,

$$W'_{Трік} = (M_в + M_{пас}) \cdot w \cdot 10^{-3} \quad , \tag{8.4}$$

де $M_в$, $M_{пас}$ – визначаються за формулами (8.1),(8.2);

w – питома витрата електроенергії на тягу.

Загальне електроспоживання на тягу поїздів, млн кВт·год,

$$W_{Трік} = W'_{Трік} \cdot k_д \cdot k_{нм} \cdot k_З \cdot k_d \cdot k_u \quad , \tag{8.5}$$

де $k_д$ – коефіцієнт, що враховує додаткове електроспоживання на власні потреби електропоїздів та їх маневри; $k_д$ = 1,05÷1,08 при постійному струмі та $k_д$ = 1,08 при змінному струмі;

$k_{нм}$ – коефіцієнт місячної нерівномірності руху, $k_{нм}$ =1,1÷1,15;

$k_З$ – коефіцієнт, що враховує додаткове електроспоживання в зимових умовах; $k_З$ = 1,08 при середньодобовій температурі t зовнішнього повітря в зимовий час ($-5^0 \div -25$°C), $k_З$ = 1,15 при t ≤ -25°C;

k_d – коефіцієнт, що враховує перехід від середнього значення випрямленого струму до діючого значення змінного струму; k_d = 1 при постійному та 0,97 при змінному струмі;

k_u – відношення діючого значення напруги первинної обмотки трансформатора електровоза до середнього значення випрямленої напруги; k_u=1,11 при змінному струмі; k_u = 1 при постійному струмі.

Електроспоживання на тягу поїздів, віднесене до шин тягової підстанції, млн кВт·год,

$$W_{Тп} = W_{Трік} \cdot k_c \quad , \tag{8.6}$$

де k_c – коефіцієнт втрат електроенергії в тяговій мережі; k_c = 1,05 для постійного струму і k_c = 1,03 для змінного струму.

8.3. Вибір номінальної напруги мережі

Важливим моментом при проектуванні електричної мережі є правильний вибір її номінальної напруги, оскільки від цього залежать капітальні затрати на мережу та її експлуатаційні витрати.

При підвищенні напруги зменшуються втрати потужності та електроенергії в мережі, знижуються витрати провідникового матеріалу, полегшується подальший розвиток мережі, але при цьому збільшуються затрати на спорудження мережі. Вибір номінальної напруги являє собою техніко-економічне завдання і повинен виконуватися спільно з вибором схеми електропостачання мережі на підставі техніко-економічних розрахунків можливих варіантів.

Великий накопичений досвід проектних установ у ряді випадків дає однозначне рішення при виборі номінальної напруги для того чи іншого типу мереж. Так, розподільні мережі промислових підприємств напругою до 1000 В у теперішній час споруджуються на напругу 380/220 та 660 В.

Розподільні мережі промислових підприємств напругою вище 1000 В виконують напругою 10 кВ.

Електричні розподільні мережі звичайно мають два ступені напруги: 35; 10 і 6 кВ для передачі електроенергії з центру живлення (районна підстанція або шини генераторної напруги станції) до цехів залізничних підприємств і вторинні мережі 660, 380, 220 і 127 В, що здійснюють безпосередньо живлення навантажень. Система живлення підприємства повинна забезпечити надійне електропостачання споживачів.

Навантаження залізничних вузлів і підприємств (депо, ремонтні заводи і т.п.) звичайно не перевищує 5-10 МВт. Тому для їх живлення застосовують лінії напругою 6; 10 або 35 кВ. Застосовувати напругу 6 кВ для знов проектованих і споруджуваних мереж не рекомендується, оскільки ці мережі звичайно мають гірші показники в порівнянні з мережами 10 кВ. Застосування напруги 6 кВ може бути доцільним лише при наявності у складі проектованого підприємства великої кількості потужних двигунів, для яких ця напруга доцільна.

Вибір напруги 10 або 35 кВ в основному визначається наявністю її на районній підстанції або на електричній станції, від яких може отримувати живлення підприємство. Якщо ця

районна підстанція має шини 10 і 35 кВ, вибір напруги визначається відстанню до навантаження і величиною потужності, що передається.

У тих випадках, коли середня потужність електродвигунів та інших приймачів підприємства складає кілька десятків або сотень кіловат, використовують напругу 660/380 В. При напрузі 660 В контрольно-вимірювальні прилади повинні бути ввімкнені через вимірювальні трансформатори. Однак при цій напрузі зменшуються (в порівнянні з напругою 380 В) вартість і витрата кольорового металу в мережі і втрати енергії в цій мережі.

Напруга 500 В тепер стандартом виключена та замінена на 660 В.

При порівнянні напруг 660 В і 6 кВ необхідно враховувати, що електродвигуни 660 В потужністю до 600-700 кВт мають кращі техніко-економічні показники в порівнянні з такими ж двигунами для напруги 6 кВ.

Поряд з освітлювальними пристроями напругою 220 В існують мережі 127 В. З метою зменшення витрати кольорового металу для мереж, що знов проектуються, не рекомендується далі застосовувати напругу 127 В. Однак промисловість продовжує виготовляти електрообладнання для існуючих електричних мереж з напругою 127 В.

Передача енергії від електричних станцій до районних підстанцій енергосистеми і розподіл електроенергії між потужними споживачами здійснюється за допомогою довгих ліній передачі напругою 110 і 220 кВ. При відносно малих навантаженнях з цією метою використовують і напругу 35 кВ. Для передачі енергії на великі відстані від потужних електростанцій у центри живлення і для зв'язку між електросистемами застосовують лінії надвисоких напруг 330, 500 і 750 кВ.

Напругу лінії передачі вибирають у залежності від багатьох факторів: наявності тієї чи іншої напруги в центрі живлення та на приймальній підстанції; ступеня відповідальності навантажень і можливості резервування їх від інших джерел; передаваної потужності і відстані, на яку її передають. Орієнтовно можна зазначити, що напруга 110 кВ застосовується при передаванні потужності більше 12-15 МВт на відстань, що перевищує 30-

40 км. При потужності більше 50-70 МВт і відстанях 150-200 км може бути доцільною напруга 220 кВ, а при потужностях більше 200-250 МВт і відстанях 200-300 км – напруга 330 кВ.

При більш високій напрузі, як правило, збільшується вартість розподільних устаткувань (РУ) і трансформаторів підвищувальних і знижувальних підстанцій, але значно зменшуються втрати енергії в лінії передачі. Вартість лінії звичайно менше при більш високій напрузі, оскільки для передачі тієї ж потужності потрібна менша кількість кіл. Найменша допустима кількість кіл визначається можливістю забезпечення надійного живлення навантажень. У випадку одночасного живлення відповідальних навантажень (коли є навантаження I категорії) кількість кіл не може бути менше двох. Якщо щорічні витрати у двох варіантах приблизно рівні, доцільно застосувати більш високу напругу як перспективну, що забезпечує можливість передачі більшої потужності при подальшому розвитку району.

Оскільки при електропостачанні залізничних навантажень (тягових підстанцій, промислових підприємств і т.п.) не застосовують напруги вище 220 кВ, основну увагу далі приділено умовам роботи та особливостям розрахунку ліній 35, 110 і 220 кВ.

Номінальна напруга ліній визначається величиною передаваної потужності та далекістю передачі. Номінальну напругу в кіловольтах мереж при довжинах ліній L<250 км і передаваних потужностях P<60000 кВт приблизно можна визначити за формулою

$$U = 4{,}34 \cdot \sqrt{L + 0{,}016 \cdot P}\,. \qquad (8.7)$$

При довжині лінії, що досягає 1000 км, і більших потужностях слід використовувати вираз

$$U = \sqrt{P \cdot \left(0{,}1 + 0{,}015 \cdot \sqrt{L}\right)}\,. \qquad (8.8)$$

Під передаваними потужностями слід розуміти потужність на тягу $P_т$ та потужність нетягових споживачів.

На практиці вважають, що середньорічна потужність на тягу на шинах усіх підстанцій однакова, методика її визначення викладена в [32].

Економічно доцільні значення номінальних напруг для одноколових ліній наведені в табл. 8.1.

Таблиця 8.1

Економічно доцільні значення $U^{ном}$

Напруга, кВ	Гранична потужність, МВт		Гранична довжина лінії, км	
	найбільша	при граничній довжині лінії	найбільша	при граничній потужності
35	30	3	70	10
110	150	30	200	30
150	250	60	300	50
220	500	120	400	100
330	1000	350	600	150
500	2000	1000	1200	200

8.4. Вибір розташування тягових підстанцій та визначення потужності трансформаторів

Відстань між тяговими підстанціями може бути визначена двома шляхами.

Перший, більш точний шлях, містить визначення відстані між тяговими підстанціями за середньорічною потужністю, що припадає на 1 км ділянки, що електрифікується,

$$P = \frac{W_{Трік}}{8760 \cdot L} \quad . \tag{8.9}$$

За кривими рис. 8.1 знаходимо відстань між тяговими підстанціями. Ця відстань є орієнтовною, оскільки необхідність розміщувати тягові підстанції на роздільних пунктах примушує відступити від знайдених значень.

Розміщення тягових підстанцій виконується з урахуванням схеми зовнішнього електропостачання та забезпечення живлення всіх споживачів. Тягові підстанції розміщуються, як правило, на роздільних пунктах з колійним розвитком, де можливе примикання поїзної колії до підстанції. При цьому враховується

доцільність розташування підстанцій у районі підйомів, біля вершин перевалів на гірських лініях, на вузлових станціях з метою використання їх для подальшої електрифікації територій, що примикають до залізниці. Таке розташування тягових підстанцій полегшує умови обслуговування підстанцій, вирішує питання електропостачання нетягових споживачів.

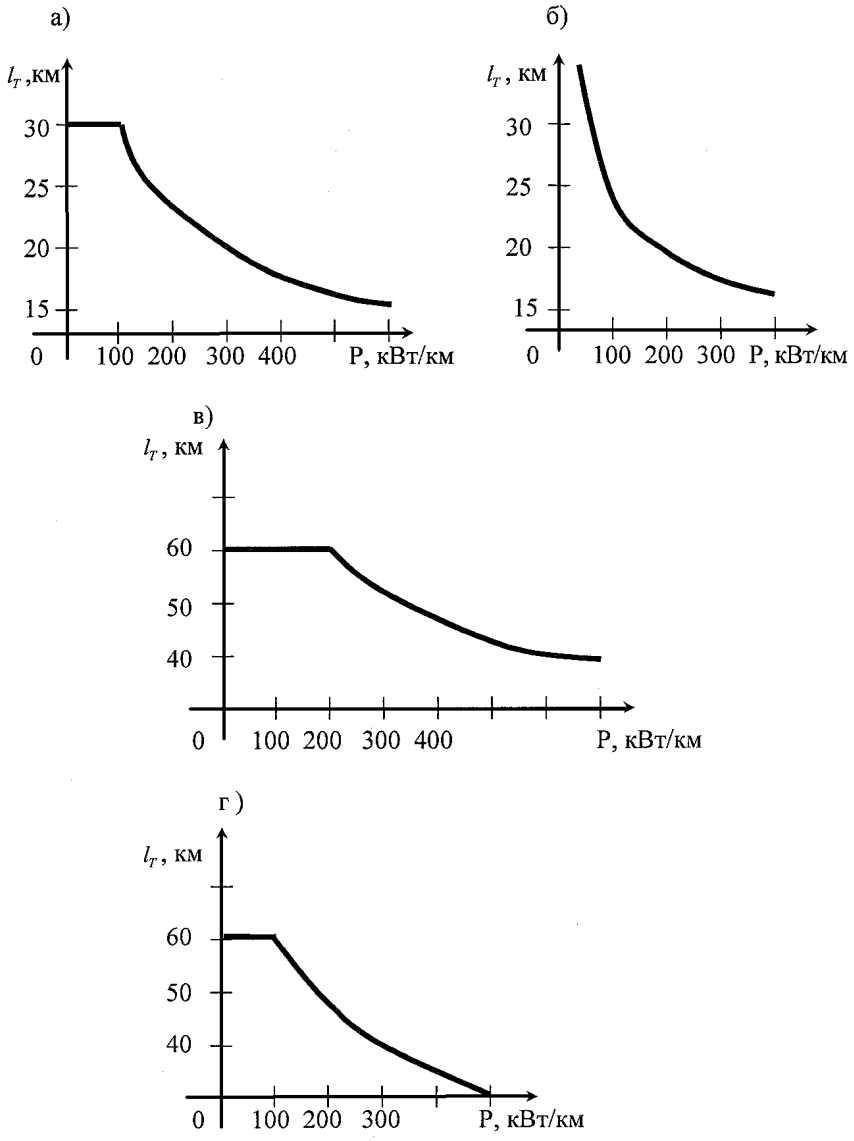


Рис. 8.1. Залежність відстані між тяговими підстанціями l_T від середньорічної погонної потужності Р:
а – для двоколійних ділянок постійного струму; б – для одноколійних ділянок постійного струму; в – для двоколійних ділянок змінного струму; г – для одноколійних ділянок змінного струму

Під час проектування при відомих відстанях між роздільними пунктами тягові підстанції слід розміщати так, щоб

відстані між ними були якомога ближче до тих, що визначені за кривими.

Другий шлях розташування тягових підстанцій полягає ось у чому. Їх також розміщують на роздільних пунктах з дотриманням відстані між ними 40-60 км при напрузі системи електричної тяги змінного струму 25 кВ та 20-30 км при постійному струмі.

Спостерігаються тенденції до зменшення відстані між тяговими підстанціями. З одного боку, це сприяє зменшенню потужності підстанцій, підвищенню рівня напруги в контактній мережі, полегшує захист від струмів короткого замикання, підвищує надійність електропостачання, покращує зовнішні характеристики підстанцій, зменшує втрати напруги та електроенергії; з другого – приводить до збільшення капітальних вкладень і експлуатаційних витрат.

Тому при проектуванні розглядають декілька варіантів розташування тягових підстанцій (наприклад, ділянка залізниці, яка електрифікується на постійному струмі, рис. 8.2), зупиняються на двох варіантах. Потім шляхом техніко-економічного порівняння вибирають оптимальний варіант розташування тягових підстанцій.

Вибираючи варіанти розміщення тягових підстанцій на роздільних пунктах ділянки, що електрифікується, їх порівнюють за економічними та технічними показниками.

До технічних показників відносяться напруги в контактній мережі, умови захисту від струмів короткого замикання, надійність роботи при відмиканні однієї з підстанцій і т. ін.

Економічне порівняння варіантів здійснюють, розглядаючи сумарні приведені затрати на спорудження кожного варіанта розміщення підстанцій.

Більш докладно методика техніко-економічних розрахунків наведена в розд.4.

Повна потужність на шинах *i*-ї тягової підстанції визначається за формулою

$$S_i = \frac{P_i}{\cos\varphi_i} = \frac{P_{Ti} + P_{нетi}}{\cos\varphi_i} \quad , \qquad (8.10)$$

де $P_{ті}$ та $P_{нетi}$ – активні потужності тягового і нетягового навантаження на шинах *i*-ї підстанції;

$\cos\varphi_i$ – коефіцієнт потужності на шинах *i*-ї підстанції;

$P_{нет.i}$ та $\cos\varphi_i$ беруть з вихідних даних.

Для визначення активної потужності тягового навантаження P_{Ti} слід було б використовувати середньорічну потужність, що припадає на 1 км ділянки, що електрифікується, – вираз (8.9), помножену на відстань, що обслуговує дана підстанція;

$$P_{Ti} = \frac{W_{Трік} \cdot \ell_i}{8760 \cdot L} \quad , \tag{8.11}$$

де ℓ_i – величина підстанційної зони *i*-ї тягової підстанції, км.

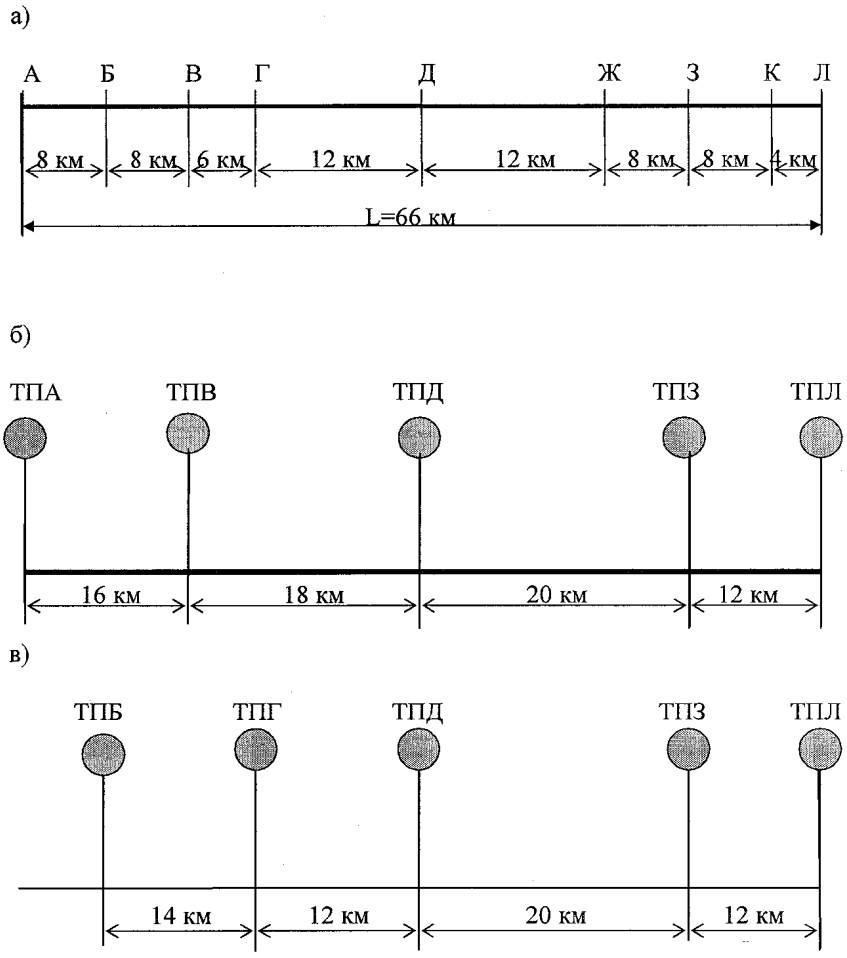


Рис. 8.2. Схема ділянки, що електрифікується (а), з розташуванням роздільних пунктів і варіанти розташування тягових підстанцій (б, в)

Але, враховуючи значний обсяг додаткових ідентичних розрахунків, що негативно впливають на настрій і навіть стан здоров'я студентів, з одного боку, а також те, що такі розрахунки нічого не додають в мисленні студентів, з другого боку, при

проектуванні можна використовувати спрощений спосіб визначення потужності на тягу, викладений у [32].

Після визначення повної потужності на шинах усіх підстанцій визначають реактивну потужність на шинах цих підстанцій

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2} \quad . \qquad (8.12)$$

Вибір трансформаторів тягових підстанцій достатньо докладно викладено в [4,5,13,14,16,18,19,33]. Тут зауважимо лише, що система тягового електропостачання, у яку і входять ці трансформатори, повинна забезпечувати живлення тягових навантажень як електроприймачів категорії I від двох незалежних джерел і передбачати, як правило, двостороннє живлення контактної мережі.

Безперебійність живлення навантажень тяги забезпечується встановленням на підстанціях:

– змінного струму напругою 25 кВ і постійного струму з подвійною трансформацією - не менше двох понижувальних трансформаторів;

– системи 2х25 кВ з однофазними трансформаторами-резервного трансформатора з можливістю підмикання його до кожного плеча живлення;

– постійного струму – не менше двох випрямних агрегатів.

У випадку відмикання одного понижувального трансформатора або випрямного агрегату інші, які залишились у роботі, повинні забезпечувати задані розміри руху при прийнятій схемі живлення контактної мережі та організації руху поїздів, а також живлення навантажень нетягових електроприймачів категорій I і II.

На стикових тягових підстанціях необхідно встановлювати, як правило, не менше трьох понижувальних трансформаторів: один для живлення тягових мереж постійного струму, один для живлення тягових мереж змінного струму і один резервний, яким можна замінити будь-який основний трансформатор.

Для визначення перевантажувальної здатності трансформаторів з тим, щоб знос їх ізоляції був у межах технічних норм у відповідності до ГОСТ 14209-95, необхідна інформація про графіки навантаження споживачів. Якщо вони не

задані, то можна вважати допустимим перевантаження на 40% в післяаварійному режимі. Тому на двотрансформаторних підстанціях номінальна потужність трансформаторів повинна вибиратись з урахуванням таких умов:

– в нормальному режимі повинно бути забезпечено живлення навантаження споживачів S_{ni}, приєднаних до трансформаторів з боку нижчої напруги

$$S_{Тном} \geq 0{,}7 \cdot S_{ni}; \qquad (8.13)$$

– якщо електросистема може забезпечити при виході з ладу одного з трансформаторів його ремонт або заміну протягом доби, то потрібне резервування тільки споживачів I та II категорій. При цьому трансформатор, який залишився в роботі, повинен забезпечити споживачів I та II категорій $S_{ni}^{I,II}$ з урахуванням допустимого перевантаження на 40% понад $S_{Тном}$

$$S_{Тном} \geq \frac{S_{ni}^{I,II}}{1{,}4}; \qquad (8.14)$$

– при відсутності можливості заміни протягом доби пошкодженого трансформатора його номінальна потужність визначається за формулою

$$S_{Тном} \geq \frac{S_{ni}}{1{,}4}. \qquad (8.15)$$

Потужність трансформатора визначається або одночасним виконанням умов (8.13) і (8.14) або умовою (8.15).

Якщо на підстанції встановлено один трансформатор, то допускається його регулярне перевантаження в режимах найбільших навантажень на 20-30%. Це відповідає умові

$$S_{Тном} \geq \frac{S_{ni}}{1{,}2}. \qquad (8.16)$$

Потужність трансформаторів повинна бути у всіх випадках не менше розрахункового значення. А виходячи з допустимого навантаження, потужність кожного з двох трансформаторів вибирається рівною 0,65-0,7 максимального навантаження

підстанції. При цьому забезпечується живлення всіх споживачів при аварійному відмовленні одного трансформатора.

Завантаження трансформаторів характеризує коефіцієнт завантаження, який визначається в нормальному режимі,

$$K_з^н = \frac{S_{ni}}{n \cdot S_{Тном}}, \qquad (8.17)$$

де n – кількість трансформаторів на підстанції;

в післяаварійному режимі

$$K_з^а = \frac{S_{ni}}{S_{Тном}}. \qquad (8.18)$$

Для однотрансформаторних підстанцій поняття $K_з^а$ відсутнє. При визначенні завантажень трансформаторів у післяаварійному режимі необхідно враховувати, що частина споживачів III категорії може бути відімкнена для забезпечення $K_з^а \le 1{,}4$.

Каталожні і розрахункові дані триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів напругою 35, 110 і 220 кВ, які використовуються на тягових та пересувних підстанціях змінного струму електрифікованих залізниць, наведені в дод. 3.

Після вибору трансформаторів рекомендується виписати їх параметри і визначити втрати активної і реактивної потужності, втрати напруги та енергії в трансформаторах кожної підстанції, сумарні втрати енергії в трансформаторах системи.

8.5. Вибір схеми побудови мережі

Цей вибір звичайно поділяють на три частини: вибір схеми побудови, вибір схеми з'єднань і вибір схеми комутації підстанцій.

Під першим розуміється вибір кількості ступенів трансформації, ступеня надійності електропостачання і т.ін., під другим – вибір напрямку зв'язку між окремими пунктами мережі (граф мережі). Схеми з'єднань обладнання підстанцій повинні

бути узгоджені зі схемами з'єднань ліній і повинні задовольняти вимоги економічності мережі в цілому.

Схема електропостачання ділянки залізниці залежить від віддаленості джерела живлення і загальної схеми електропостачання даного району, величини потрібної потужності, територіального розміщення роздільних пунктів, категорії електроприймачів.

За ступенем надійності електропостачання всі споживачі умовно поділені на три категорії.

Для живлення споживачів I категорії застосовують різні резервовані схеми мереж, забезпечуючи живлення споживачів не менше ніж від двох незалежних джерел. У цьому випадку перерва в електропостачанні таких споживачів не перевищує часу автоматичного вмикання резервного живлення (АВР).

Однак повної безперебійності електропостачання шляхом зміни схеми з'єднань практично досягти не вдається. При необхідності повинно бути резервне джерело живлення.

II категорія споживачів допускає перерву на час ввімкнення резерву вручну (черговим персоналом або виїзною бригадою). Тому при наявності таких споживачів, що живляться від повітряних ліній (ПЛ) напругою 6 кВ і вище, робота яких цілком надійна, електропостачання можна забезпечувати нерезервованими поодинокими лініями.

III категорія споживачів допускає перерву на час ремонту або заміни пошкодженого елемента мережі, але не більше ніж на одну добу. Для них застосовують спрощені схеми електро-постачання.

Схеми розімкнених нерезервованих електричних мереж

Найбільш простою і дешевою мережею є розімкнена (радіальна) нерезервована мережа (рис. 8.3).

Така мережа, як правило, застосовується при напругах 6-20 кВ. Вона захищається з боку джерела живлення вимикачем В, а з боку понижувального трансформатора – плавкими запобіжниками.

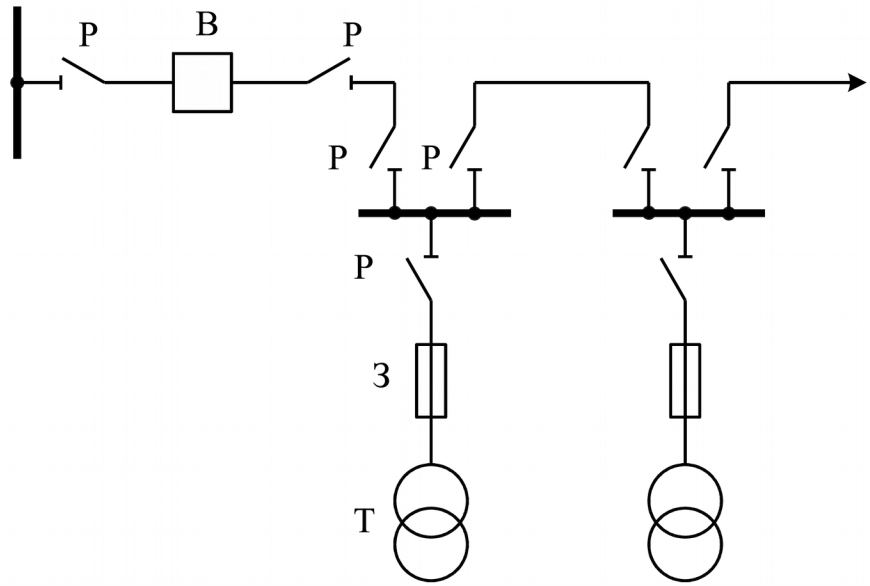


Рис. 8.3. Розімкнена нерезервована мережа

Недолік такої мережі – при відмиканні її головної ділянки всі споживачі, підімкнені до даної лінії, залишаються без живлення на час виконання ремонту. Такі мережі застосовують для живлення споживачів III-ї категорії, в деяких випадках II-ї категорії. Широко застосовуються такі схеми в розподільних мережах сільських районів, для живлення побутових споживачів невеликих міст і селищ.

Такі схеми доцільніше застосовувати в повітряних мережах, ніж в кабельних. Ремонт ПЛ потребує відносно невеликого часу, у ПЛ легше підвищити надійність електропостачання шляхом застосування АПВ, виконання ряду ремонтних робіт під напругою і т.ін.

У повітряних мережах часто застосовують більш дешеве приєднання споживачів за допомогою відгалужень від лінії (рис. 8.4).

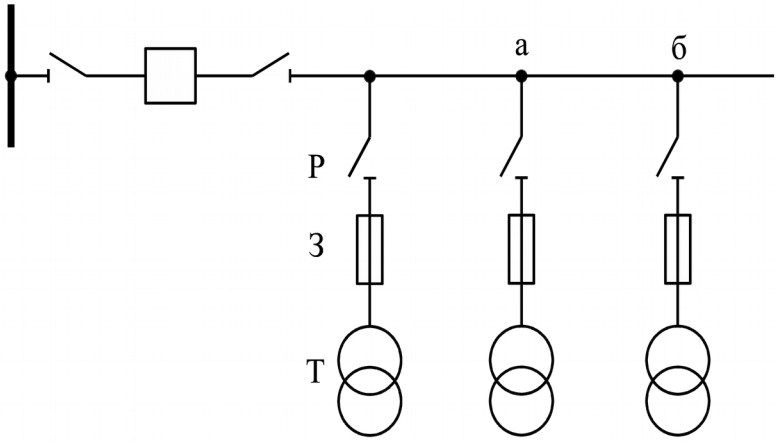


Рис. 8.4. Повітряна мережа з відгалуженнями

Кількість комутаційних апаратів у цій схемі менша, однак схема разом з тим менш зручна в експлуатації: під час ремонту кожної з ділянок (наприклад аб) необхідно відмикати всю лінію. У кабельних мережах застосування відгалужень від лінії недоцільне, оскільки ремонт КЛ може бути дуже тривалим.

Електропостачання за радіальною схемою двотрансформаторних підстанцій здійснюється від різних секцій збірних шин РУ окремими лініями для кожної секції підстанції.

Схеми розімкнених резервованих і замкнених електричних мереж

Для живлення споживачів I і II категорій застосовуються розімкненні резервовані і замкнені мережі.

Магістральні схеми розподільних мереж бувають таких видів: одиночні, подвійні, прохідні з двобічним живленням, кільцеві.

Схеми подвійних магістралей виявляються схемами високої надійності і застосовуються для електропостачання споживачів I і II-ї категорій. У цих схемах передбачаються двотрансформаторні підстанції з двома секціями збірних шин.

У розімкнених резервованих мережах в одному напрямку прокладають не менше двох ліній. Нормально живильні лінії і трансформатори працюють окремо, кожен живить своє навантаження (рис. 8.5).

При пошкодженні одного з кіл така лінія відмикається вимикачами з обох боків і живлення відповідного навантаження припиняється. Спрацьовує АВР, вмикаючи секційний вимикач ВС, після чого живлення споживачів повністю відновлюється. Застосовують також схеми і з АВР на боці первинної напруги трансформатора. Перерва дорівнює часу відмикання пошкодженого кола і вмикання ВС, тобто не більше 2-3 с.

Схема може працювати і при відсутності АВР, тоді замість ВС встановлюють роз'єднувач. У цьому випадку живлення споживачів відновлює оперативний персонал вручну, що потребує значно більше часу (особливо при виїзді бригади).

Якщо декілька підстанцій розташовані в одному напрямку, застосовують схеми наскрізних магістралей (рис. 8.6).

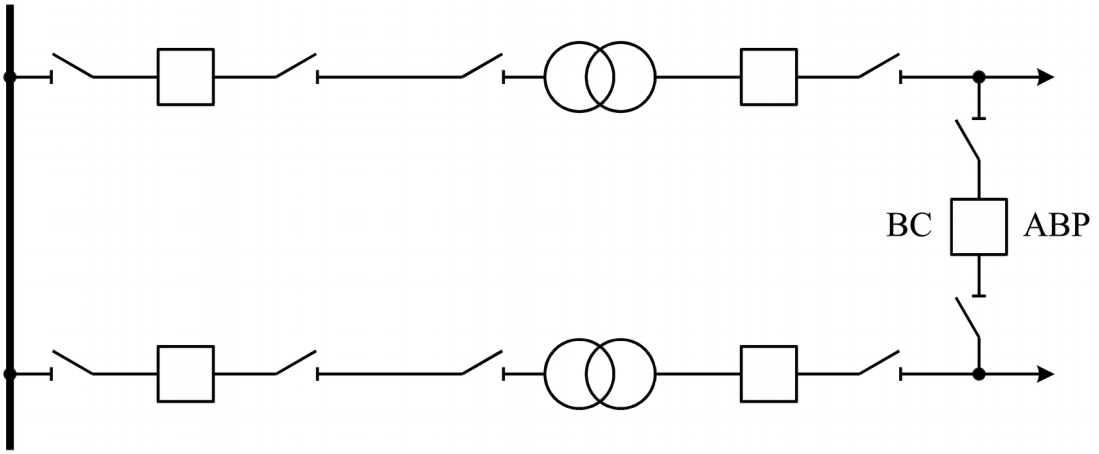


Рис. 8.5. Розімкнена резервована мережа

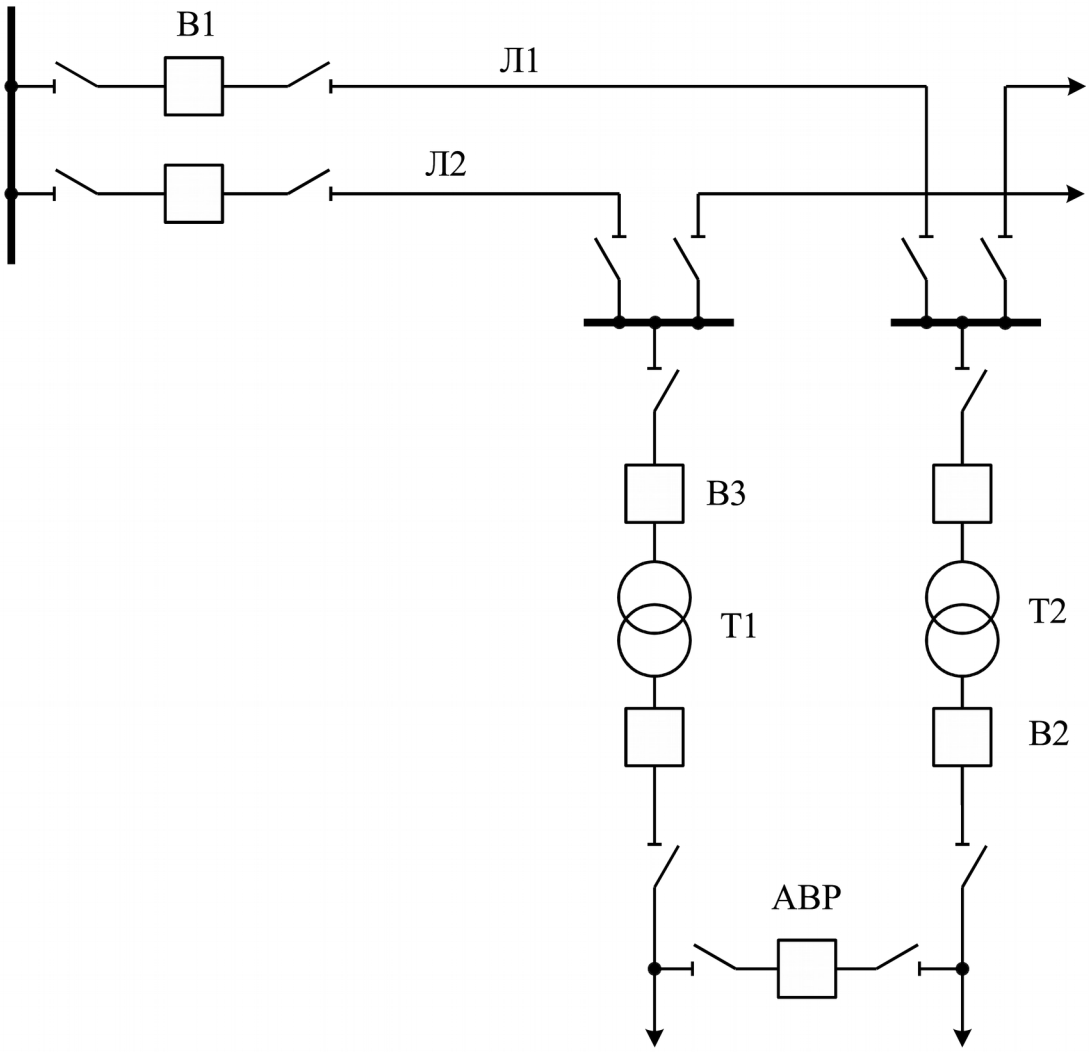


Рис. 8.6. Схема наскрізних магістралей

Від шин джерела живлення відходять дві лінії, до яких приєднані трансформатори понижувальних підстанцій.

При пошкодженні однієї з ліній, наприклад ЛІ, відмикається В2 на вторинному боці Т2 і пристроями АВР вмикаються секційні вимикачі на шинах вторинної напруги. Тому живлення споживачів усіх підстанцій забезпечується по лінії Л2 через ТІ. Очевидно, що потужність кожного трансформатора повинна бути достатньою для живлення всього навантаження. Варіанти виконання схеми можуть бути різними, наприклад, замість вимикачів В3 можуть бути встановлені роз'єднувачі і т.ін.

Високий ступінь надійності електропостачання забезпечується таким чином: трансформатори на двотрансформаторних підстанціях отримують електроенергію від різних магістралей; кожна з двох магістралей розрахована на живлення (при аварії) навантаження всіх підстанцій даної лінії. Трансформатори вибрані з таким розрахунком, що кожен з них може прийняти на себе все навантаження підстанції, передбачено секціонування шин на боці всіх напруг підстанції із застосуванням пристроїв АВР. У випадку подвійних магістралей передбачається декілька схем двотрансформаторних підстанцій. Найбільш поширені схеми без автоматичних відмикальних апаратів на ввідних лініях і на лініях до трансформаторів. У цьому випадку на аварійні режими реагує релейний захист на головній ділянці магістралі.

Тягові підстанції змінного струму виконуються ,як правило, двотрансформаторними. РУ мають дві секції збірних шин на боці первинної і вторинної напруги. Основні комутаційні апарати – масляні вимикачі, роз'єднувачі; крім того, на підстанціях встановлюють заземлюючі ножі, розрядники, вимірювальну і контрольну апаратуру, інші апарати.

Розімкнені резервовані схеми мережі звичайно застосовують у випадках, коли об'єднання на паралельну роботу ліній і трансформаторів неможливе через великі значення струмів короткого замикання.

Переваги таких мереж:

- простота захисту мережі і наочність схеми;
- можливість підмикання окремих ліній до різних шин джерела живлення.

Недоліки:

– великі втрати потужності й енергії в мережі (у порівнянні з втратами при паралельній роботі ліній у випадку застосування замкнених схем мережі);

– значна вартість мережі внаслідок великого запасу за пропускною здатністю мережі, який використовується лише в післяаварійних режимах;

– наявність перерви, хоч і нетривалої, в електропостачанні, що може бути неприпустимим для відповідальних споживачів.

Ці схеми зручно застосовувати під час розвитку і реконструкції існуючих мереж. Варіанти таких мереж широко застосовують у районних, промислових і міських мережах.

Схеми замкнених мереж можуть бути дуже різноманітними в залежності від місцевих умов (кільцеві, лінії з двобічним живленням, розімкнені або петльові). Доцільність застосування тієї чи іншої схеми в конкретних умовах повинна визначатися за допомогою техніко-економічного порівняння.

Вибір схеми з'єднань ліній мережі

Як розімкнену, так і замкнену мережі можна виконати різними схемами з'єднання ліній. При цьому різні схеми можуть мати різні властивості і техніко-економічні показники. Найбільш вигідне рішення може бути знайдено тільки шляхом техніко-економічного порівняння.

Найбільш вигідне рішення виходить різним у залежності від взаємного розташування пункту живлення і пунктів споживання, від величини навантажень і т. п. Тому в кожному конкретному випадку рішення доводиться знаходити заново.

Складання варіантів схеми з'єднань ліній мережі є достатньо складною задачею варіаційного характеру. Кількість можливих варіантів при цьому різко зростає зі збільшенням кількості пунктів приймання енергії.

При проектуванні електричних мереж часто доводиться мати справу з випадками, коли кількість споживачів обчислюється десятками. Кількість пунктів живлення також може бути більше одного. У таких схемах кількість можливих варіантів виражається багатозначними числами. Для скорочення обчислювальної роботи слід складати найбільш доцільні варіанти.

Тому основною і найбільш відповідальною роботою проектувальника є складання найбільш доцільних варіантів, які виходять на підставі загальних міркувань з урахуванням накопиченого досвіду.

8.6. Вибір схеми живлення тягових підстанцій

Схема зовнішнього електропостачання електрифікованої залізниці повинна забезпечувати живлення тягових підстанцій (крім розташованих на малодіяльних ділянках) від енергосистеми на умовах, передбачених для споживачів з електроприймачами I категорії, тобто вихід з роботи однієї з підстанцій (секції шин) енергосистеми або живильної лінії не повинен спричиняти відмикання тягової підстанції [3]. Для цього тягові підстанції повинні мати, як правило, двостороннє живлення від двох підстанцій енергосистеми або по двох радіальних лініях від різних систем шин однієї підстанції енергосистеми, що має не менше двох джерел живлення. По двоколовій тупиковій повітряній лінії електропередачі (ПЛ) допускається живлення не більше однієї тягової підстанції.

При двосторонньому живленні підстанцій по одноколовій ПЛ кількість проміжних підстанцій (у тому числі підстанцій, які не живлять тягу), які включаються у розсічку ПЛ між опорними підстанціями (рис. 8.7), як правило, не повинна бути більше трьох.

Приєднання тягових підстанцій до одноколової ПЛ на відгалуженнях не допускається.

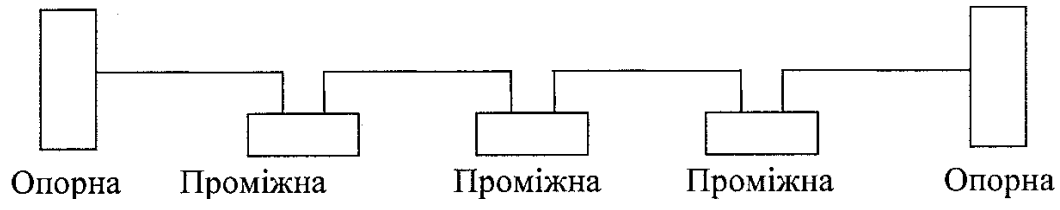


Рис. 8.7. Схема живлення тягових підстанцій по одноколових ПЛ

Від двоколової ПЛ (при підвішуванні обох кіл на загальних опорах) з двостороннім живленням на ділянці між двома

опорними підстанціями рекомендується забезпечувати живлення такої кількості проміжних підстанцій (включаючи підстанції, які не живлять тягу), що приєднуються за схемою (рис. 8.8):

– для ПЛ 220 кВ – не більше п'яти при електричній тязі як на постійному, так і на змінному струмі;

– для ПЛ 110 кВ – не більше п'яти при електричній тязі на постійному і трьох – на змінному струмі.

Від двох одноколових ПЛ з двостороннім живленням на ділянці між опорними підстанціями рекомендується забезпечувати живлення такої кількості проміжних підстанцій(включаючи підстанції, що не живлять тягу), які приєднуються за схемою (рис. 8.9):

– для ПЛ 220 кВ – не більше п'яти при електричній тязі як на постійному, так і на змінному струмі;

– для ПЛ 110 кВ – не більше п'яти при електричній тязі на постійному і трьох на змінному струмі.

На слабо завантажених ділянках залізниць допускається забезпечення надійності живлення тягових підстанцій як споживачів з електроприймачами II категорії: однобічне живлення тягових підстанцій, живлення тягових підстанцій від однієї лінії електропередачі, яка секціонується, за умови підмикання суміжних підстанцій до різних секцій лінії, підмикання підстанції до живильної лінії електропередачі відпайкою за допомогою одного вводу з вимикачем.

Тип і кількість проміжних тягових підстанцій між опорними, у тому числі при будівництві додаткових підстанцій, повинні бути погоджені з енергопостачальними організаціями.

Повітряні лінії електропередачі в ожеледних районах незалежно від прийнятих схем живлення тягових підстанцій повинні виконуватись на одноколових опорах.

З метою симетрії струмів у системі зовнішнього електропостачання приєднання усіх тягових підстанцій змінного струму до ПЛ і підстанцій енергосистеми незалежно від типу тягової підстанції необхідно виконувати з циклічним підмиканням найбільш завантажених фаз тягових підстанцій до різних фаз ПЛ.

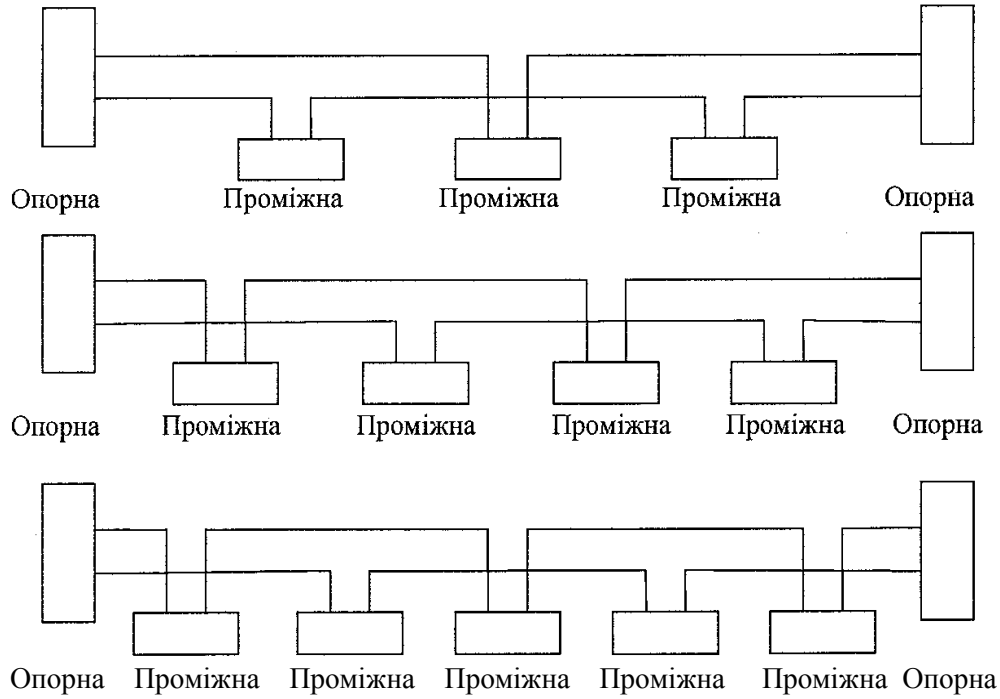


Рис. 8.8. Схеми живлення тягових підстанцій по двоколових ПЛ на загальних опорах

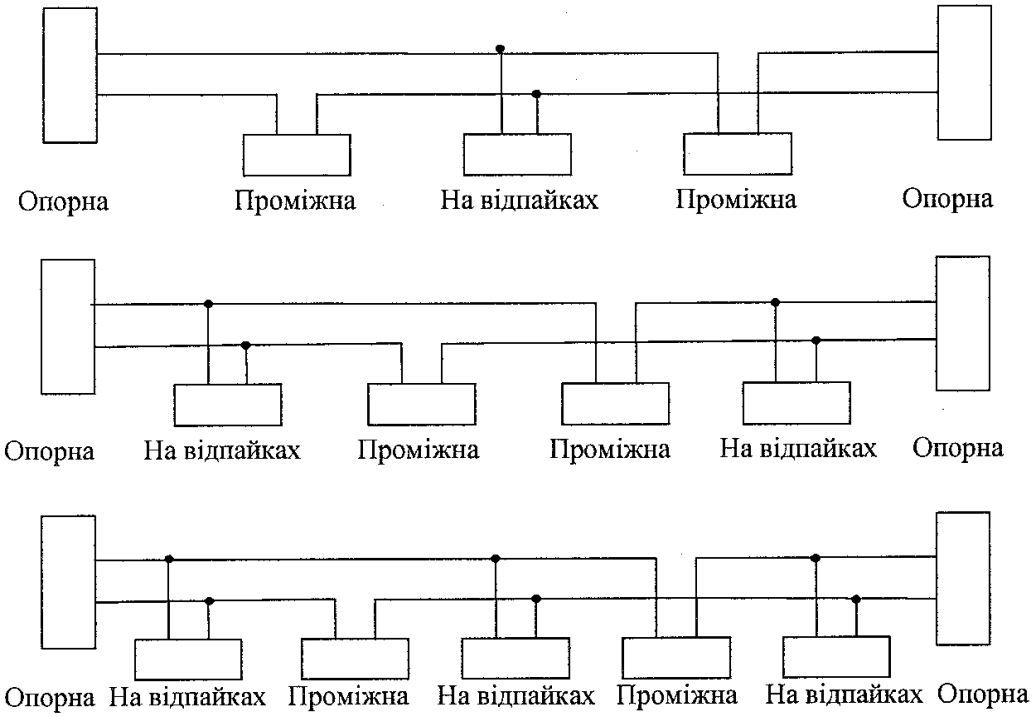


Рис. 8.9. Схеми живлення тягових підстанцій по двох одноколових ПЛ

Схема зовнішнього електропостачання ділянки залізниці, яка електрифікується, повинна визначати:

– номінальне значення живильної напруги тягових підстанцій;

– тип підстанції (опорна, проміжна, суміщена з районною та ін.) і головні електричні схеми з боку живлення;

– потужність і напругу районних споживачів на 5-му і 10-му роках експлуатації;

– потужність або струми короткого замикання на шинах живильної напруги тягових підстанцій;

– рекомендації з регулювання напруги, місць розташування, потужності і схем джерел реактивної енергії;

– вимоги до плавки ожеледі на живильних ПЛ;

– значення несиметрії струмів і напруг, які створюються тяговим навантаженням;

– типи релейного захисту живильних ПЛ, обладнання високочастотного зв'язку, засоби диспетчерського і технологічного керування, а також необхідність міжсистемного обліку витрат електроенергії.

Крім того, схема зовнішнього електропостачання повинна передбачати комплексне електропостачання електрифікованої залізниці і споживачів у прилеглих до неї районах.

При проектуванні необхідно виконати підмикання тягових підстанцій до зовнішнього електропостачання, визначивши тип тягової підстанції - опорна, проміжна, транзитна (ввімкнена у розсічку ПЛ) або на відгалуженнях (глухих відпайках). При проектуванні намагаються мати схему, що забезпечує безперебійне і надійне електропостачання підстанцій. Найбільш типовими схемами, що зустрічаються на практиці, є кільцева, двобічного живлення, однобічного живлення та радіальна.

Опорні тягові підстанції мають не менше трьох вводів, що обладнані вимикачами і комплектами захисту ліній. Трансформатори цих підстанцій підмикаються до шин первинної напруги також за допомогою вимикачів.

Через ВРУ 110 (220) кВ проміжних транзитних підстанцій здійснюється транзит потужності. Для захисту ліній у них включають вимикач з комплектом захисту, що секціонує лінію. Трансформатори транзитних підстанцій, а також підстанцій на

відгалуженнях для зниження капітальних затрат підмикають за допомогою відокремлювачів і короткозамикачів.

Контрольні питання

1. Прокоментуйте порядок розрахунку електроспоживання на тягу поїздів.
2. Як визначається електроспоживання на тягу поїздів, віднесене до шин тягової підстанції?
3. Охарактеризуйте вибір номінальної напруги мережі.
4. Яким чином визначається номінальна напруга ліній електричних мереж?
5. Як визначається відстань між тяговими підстанціями?
6. Чому тягові підстанції розміщуються на роздільних пунктах?
7. Яким чином визначають повну потужність на шинах тягової підстанції?
8. Прокоментуйте вибір потужності трансформаторів тягових підстанцій.
9. Охарактеризуйте вибір схеми побудови мережі.
10. Які схеми найчастіше використовуються при електропостачанні електричної тяги?
11. Охарактеризуйте вибір схеми живлення тягових підстанцій.

Розділ 9

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

9.1. Визначення допустимої втрати напруги в мережі

Як уже зазначалось, ПУЕ допускають у споживачів певні відхилення напруги від номінальної. У середньому ці відхилення не повинні перевищувати величини ±5% $U_{ном}$ електроприймачів.

Завданням регулювання напруги в електромережах є забезпечення допустимих відхилень напруги у приймачів. Відхилення напруги у приймачів залежать від втрат напруги в мережі, режиму навантажень, напруг джерел живлення тощо.

Допустимі втрати напруги в електромережі однієї напруги визначають за заданими допустимими відхиленнями напруги у електроприймачів.

Розглянемо наведену на рис. 9.1,а схему найпростішої мережі – лінії 380 В, яка відходить від шин трансформаторної підстанції (ТП) з вищою напругою 6-10 кВ і живить два електроприймачі.

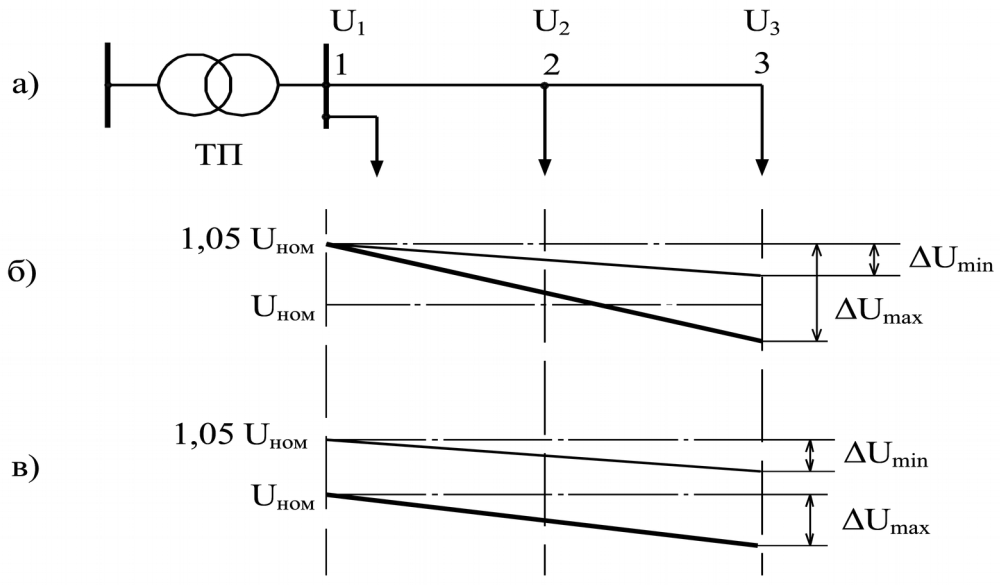
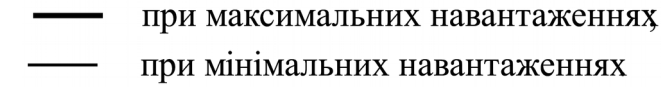


Рис. 9.1. До визначення допустимої втрати напруги у найпростішій мережі:



Припустимо для спрощення, що навантаження лінії 1-3 однакові за величиною і довжини ділянок 1-2 і 2-3 рівні. Тоді втрату напруги в лінії зобразимо прямою лінією. У режимі максимальних навантажень у лінії буде максимальна втрата напруги ΔU_{max}, а в режимі мінімальних навантажень – мінімальна ΔU_{min} (рис. 9.1, б).

Найбільша втрата напруги в лінії 1-3 в режимі максимальних навантажень

$$\Delta U_{1\text{-}3max} = U_{1max} - U_{3max}. \qquad (9.1)$$

Допустиму втрату напруги в лінії 1-3 визначають, керуючись такими умовами:

1. Відхилення напруги у найбільш віддаленого електроприймача мережі (в точці 3) у режимі максимальних навантажень не повинно перевищувати – 5% $U_{ном}$.

Відповідно до цього напруга в кінці лінії

$$U_{3max} \geq 0{,}95U_{ном}; \qquad (9.2)$$

2. Відхилення напруги у найближчого до джерела електроприймача мережі (в точці 1) у режимі мінімальних навантажень не повинно перевищувати +5% $U_{ном}$.

Відповідно до цього напруга на початку лінії

$$U_{1min} \leq 1{,}05U_{ном}. \qquad (9.3)$$

Якщо напругу на початку лінії підтримувати незмінною у всіх режимах і рівною $U_{1max} = U_{1min} = 1{,}05\ U_{ном}$ (рис. 9.1,б), то допустиму втрату напруги в лінії визначимо з рівняння (9.1) з урахуванням умов (9.2) і (9.3)

$$\Delta U_{доп} = U_{1max} - U_{3max} = 1{,}05U_{ном} - 0{,}95U_{ном} = 0{,}1U_{ном},$$

тобто 10% $U_{ном}$.

При наявності навантаження в точці І напруга в ній не може бути підвищена більше $1{,}05U_{ном}$ і допустима втрата напруги в мережі не може бути збільшена.

Припустимо, що за режимом напруг у мережі напруга в точці 1 при максимальних навантаженнях складає $U_{1max} = U_{ном}$, а при мінімальних навантаженнях $U_{1min} = 1{,}05U_{ном}$ (рис. 9.1,в). У цьому випадку в мережі можна допустити втрату напруги

$$\Delta U_{доп} = U_{1max} - U_{3max} = U_{ном} - 0{,}95U_{ном} = 0{,}05U_{ном},$$

тобто тільки 5% $U_{ном.}$

Отже, при зниженні напруги на шинах підстанції в режимі максимальних навантажень допустима втрата напруги в лінії зменшується.

Для забезпечення потрібної якості електроенергії у споживачів ПУЕ вимагають підтримання напруги на тих шинах напругою 6-20 кВ електростанцій і підстанцій, до яких приєднані розподільні мережі, у межах не нижче 105% номінальної в період найбільших навантажень і не вище 100% номінальної в період найменших навантажень цих мереж.

Інколи цю вимогу називають зустрічним регулюванням напруги в мережах від 0 до +5 % номінальної напруги мережі.

Зустрічне регулювання напруги полегшує можливість забезпечення потрібної якості напруги у електроприймачів.

9.2. Способи і засоби регулювання напруги в електричних мережах

Якщо у споживачів не забезпечуються допустимі відхилення напруги, то застосовують різні способи і засоби регулювання напруги.

Принципово їх можна поділити на дві основні групи:

– способи регулювання зміною величини втрати напруги в елементах мережі;

– способи регулювання зміною величини напруги на живильному або приймальному кінцях мережі – регулювання збудження генераторів і зміна коефіцієнта трансформації трансформаторів.

Доцільність застосування того чи іншого способу регулювання напруги визначається місцевими умовами в залежності від довжини мережі та її схеми, вартості електроенергії, балансу реактивної потужності та ін.

9.2.1. Регулювання напруги в мережі зміною втрати напруги

Втрата напруги в елементах електромережі – лініях і трансформаторах, яка визначається за формулою

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{ном}},$$

залежить від номінальної напруги і навантаження мережі та від її електричного опору.

Номінальну напругу мережі вибирають на підставі техніко-економічних розрахунків, які враховують початкові затрати на спорудження та витрати на експлуатацію мережі. Тому застосування підвищених номінальних напруг тільки з міркувань зменшення втрати напруги в мережі звичайно економічно не виправдовується.

Таким чином, змінювати втрату напруги в мережі практично можливо тільки шляхом зміни опору мережі або її навантаження.

Зміна опору мережі. Опір мережі залежить від матеріалу і перерізу проводів чи жил кабелів, від конструктивного виконання мережі (повітряна чи кабельна) і від кількості паралельно працюючих ліній. Матеріал і переріз проводів або жил кабелів вибирають згідно з раніш викладеними вказівками.

Опір мережі можна змінювати тільки в тому випадку, коли на окремих її ділянках є паралельно працюючі лінії або трансформатори.

При зміні навантаження мережі можливо шляхом зміни кількості паралельно працюючих ліній або трансформаторів змінювати опір мережі, а отже, і втрату напруги в ній.

Кількість паралельно працюючих ліній визначається умовами забезпечення надійного електропостачання споживачів, а в окремих випадках і величиною потужності, яка передається. Збільшення кількості паралельно працюючих ліній тільки з

метою зменшення втрати напруги в мережі звичайно економічно недоцільно через великі затрати на спорудження ліній.

Вимкнення в режимі мінімальних навантажень однієї з паралельно працюючих ліній звичайно недоцільно через збільшення втрати напруги в мережі і зниження надійності електропостачання, тому що лінії є недостатньо надійними елементами мережі.

Вимкнення в режимі мінімальних навантажень одного з паралельно працюючих трансформаторів більш сприятливе, тому що при цьому втрати енергії в мережі зменшуються (див. розд. 10), а надійність електропостачання споживачів практично не знижується, тому що трансформатори досить надійні в роботі.

Втрату напруги в мережі можна знизити шляхом послідовного вмикання у фази лінії конденсаторів, які компенсують її індуктивний опір і тим самим знижують реактивну складову втрати напруги в лінії.

Послідовне вмикання конденсаторів доцільно лише в повітряних лініях при значній реактивній складовій струму або реактивній потужності. При $\cos\varphi = 1$ втрата напруги в лінії визначається активним опором і компенсація індуктивного опору не має значення.

Послідовне вмикання конденсаторів ефективне при різких коливаннях навантаження, тому що регулювальний ефект конденсаторів визначається безпосередньо струмом навантаження. При збільшенні струму в колі одночасно зростає напруга на конденсаторі, а отже, і компенсація втрати напруги в лінії, що вигідно відрізняє цей спосіб регулювання напруги від інших.

Тому послідовне вмикання конденсаторів доцільно застосовувати в повітряних лініях 35 кВ і нижче, які живлять різко змінні навантаження з відносно низьким коефіцієнтом потужності: електрозварювання, прокатні стани і т.п.

Зміна потужності навантаження електромережі. Навантаження електромережі визначається потужністю, яка одночасно споживається підімкненими до неї електроприймачами і витрачається в елементах мережі. Активна потужність виробляється тільки генераторами електростанцій, що не

дозволяє змінювати активне навантаження мережі з метою зміни втрати напруги в ній.

На противагу цьому реактивна потужність може вироблятися не тільки генераторами електростанцій, але й спеціальними генераторами реактивної потужності – синхронними компенсаторами і конденсаторами, установленими поблизу споживачів, а також синхронними електродвигунами, які працюють у режимі перезбудження. За наявності останніх необхідна реактивна потужність може частково вироблятися генераторами електростанцій і частково встановленими поблизу споживачів генераторами реактивної потужності. Регулюючи частку вироблення реактивної потужності зазначеними двома групами джерел, можна змінювати реактивне навантаження мережі на ділянці між ними, а тим самим і величину втрати напруги на цій ділянці мережі.

Синхронний компенсатор є синхронним електродвигуном, який працює вхолосту. При перезбудженні струм синхронного компенсатора випереджає напругу на його затискачах на 90° – компенсатор генерує в мережу реактивну потужність.

При роботі в режимі недозбудження компенсатор є споживачем реактивної потужності. За конструктивними умовами компенсатор звичайно не може споживати з мережі таку саму реактивну потужність, яку він може генерувати.

Зміна струму збудження синхронного компенсатора звичайно автоматизується.

У конденсаторах, які застосовуються у компенсувальних пристроях, як діелектрик використовується спеціальний папір, просочений мінеральним маслом або синтетичною рідиною. Вони виготовляються на напругу від 220 В до 10,5 кВ однофазними і трифазними з потужністю 5-100 кВАр в одиниці. Для отримання більшої потужності використовуються батареї конденсаторів (БК) з окремих конденсаторів, з’єднаних послідовно і паралельно. При роботі БК з мережі споживається активна потужність близько 0,3-0,4% номінальної. Вона йде на втрати в діелектрику і в кожухах конденсаторів.

Батареї конденсаторів, поперечно увімкнені в мережу, служать генераторами реактивної потужності. Залежно від призначення установки поперечного вмикання БК виконують

регульованими і нерегульованими. У нерегульованих БК кількість увімкнених конденсаторів незмінна. Реактивна потужність $Q_к$, генерована такою установкою, залежить тільки від величини напруги U на затискачах БК:

$$Q_к = U^2 \omega C_к \quad .$$

У регульованих БК кількість увімкнених конденсаторів змінюється в залежності від режиму роботи мережі автоматично або вручну. Зараз виготовляють спеціальні комплекти БК напругою 0,38 і 6-10 кВ. Вони оснащені відповідним пускорегулювальним обладнанням, необхідним для автоматичної зміни потужності БК.

В установках поздовжнього ввімкнення конденсатори вмикаються в лінію послідовно і служать в основному для компенсації її реактивного опору.

9.2.2. Вибір потужності компенсувальних пристроїв за умовами регулювання напруги

Уже зазначалося, що генераторами реактивної потужності можуть бути синхронні компенсатори і конденсатори.

Встановлення компенсаторів реактивної потужності біля споживачів електроенергії розвантажує генератори станцій і елементи мережі від реактивної потужності. При цьому зменшуються втрати напруги в мережі.

Потужність синхронного компенсатора $Q_{ск}$ за умовами регулювання напруги можна визначити таким чином:

$$Q_{ск} \approx \frac{(U_{2б} - U_2)}{X_\Sigma} \cdot U_{2б}, \qquad (9.4)$$

де U_2 – напруга на приймальному кінці лінії;

$U_{2б}$ – бажана напруга на шинах вторинної напруги підстанції;

X_Σ – сумарний індуктивний опір усіх послідовно ввімкнених елементів мережі, реактивний опір яких змінюється під час роботи синхронного компенсатора.

Таким чином, потужність синхронного компенсатора визначається в основному величиною перепаду напруги $U_{2б} - U_2$, який потрібно скомпенсувати при його встановленні.

З формули (9.4) видно, що для підвищення напруги в кінці передачі ($U_{2б}>U_2$) компенсатор повинен працювати з перезбудженням, генеруючи реактивну потужність. При цьому завантаження мережі реактивною потужністю і втрата напруги в ній зменшуються – напруга в кінці передачі збільшується.

Для зниження напруги в кінці передачі ($U_{2б}<U_2$) компенсатор повинен працювати з недозбудженням, споживаючи реактивну потужність з мережі. При цьому завантаження мережі реактивною потужністю і втрата напруги в мережі збільшуються – напруга в кінці передачі зменшується.

Необхідну потужність батареї конденсаторів можна визначити за формулою (9.4). Слід зазначити, що за допомогою батареї конденсаторів можна тільки зменшувати реактивне навантаження мережі, тобто підвищувати напругу в кінці передачі.

Синхронні компенсатори більш плавно регулюють напругу мережі, але втрати потужності в них при повному їх завантаженні приблизно в 10 разів більше, ніж у конденсаторах.

9.2.3. Регулювання напруги в мережі зміною збудження генераторів електростанцій

Цей спосіб регулювання дозволяє змінювати напругу в мережі у відносно невеликих межах. Генератор виробляє номінальну потужність при відхиленнях напруги на його виводах не більше ±5% номінальної. При більших відхиленнях потужність генератора повинна бути зменшена. Практичне застосування цього способу регулювання може забезпечити необхідний режим напруги для споживачів, які живляться з шин генераторної напруги електростанції. Вони також не повинні мати відхилення напруги від номінальної, які перевищують ±5%.

9.2.4. Регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів під навантаженням

Правильний вибір коефіцієнта трансформації понижувальних трансформаторів у багатьох випадках є основним способом підтримання відхилень напруги у електроприймачів у потрібних межах.

Усі стандартні понижувальні трансформатори з номінальною потужністю 5600 кВА і більше й номінальною напругою первинної обмотки 35 кВ і вище мають, крім основного (середнього) виводу, ще чотири додаткові відгалуження, які збільшують або зменшують кількість витків на 2,5% кожне (рис. 9.2, а).

Трансформатори меншої потужності і меншої напруги мають по два додаткові виводи, які змінюють кількість витків на 5% кожне (рис. 9.2, б).

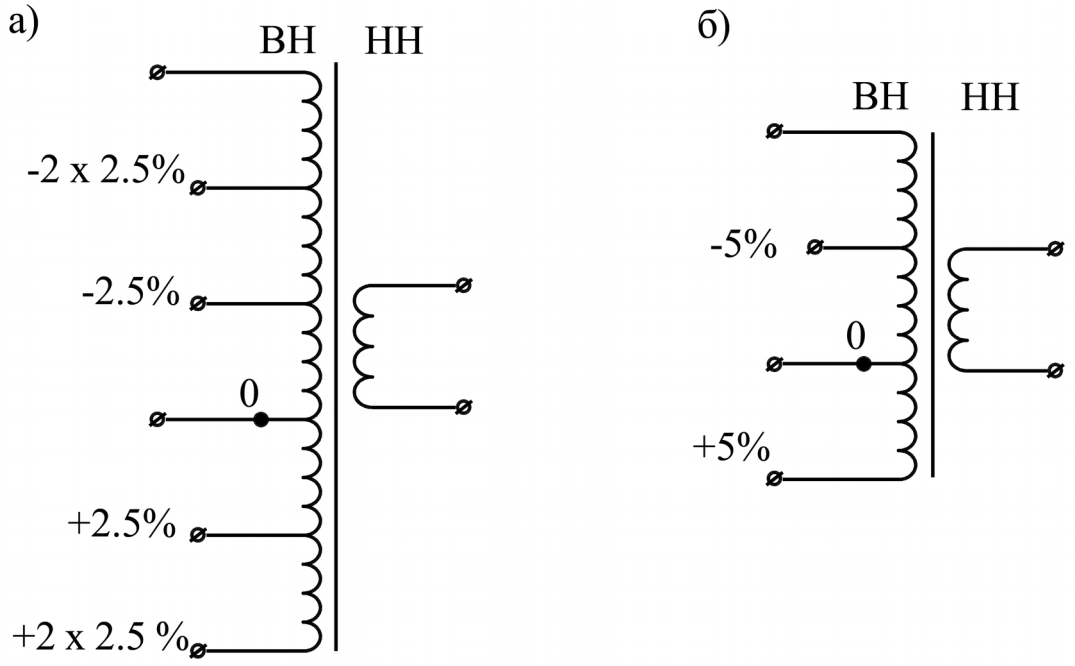


Рис. 9.2. Принципова схема обмоток трансформатора з відгалуженнями

Для полегшення контактних пристроїв додаткові відгалуження виконують на первинній обмотці вищої напруги. Для перемикання відгалужень трансформатор треба відімкнути. Такі перемикання роблять дуже рідко, практично тільки при сезонній зміні навантаження.

Перемиканням відгалужень коефіцієнт трансформації трансформатора, а тим самим і відносний зсув рівнів первинної і вторинної напруг (надбавку напруги) можна змінювати у межах до 10%.

При різних коефіцієнтах трансформації дійсні напруги на вторинному боці будуть різними.

Зміну коефіцієнта трансформації трансформаторів під навантаженням здійснюють при наявності вбудованого пристрою для регулювання напруги під навантаженням (РПН) або за допомогою установки спеціальних вольтододавальних трансформаторів. При цьому коефіцієнт трансформації можна змінювати в широких межах: до ±10, ± 12,5 %.

Принципова схема трансформатора з РПН зображена на рис. 9.3. Обмотка вищої напруги (ВН) складається з двох частин – нерегульованої частини *а* і регульованої *б*. Остання виконана з рядом відгалужень до нерухомих контактів 1-4.

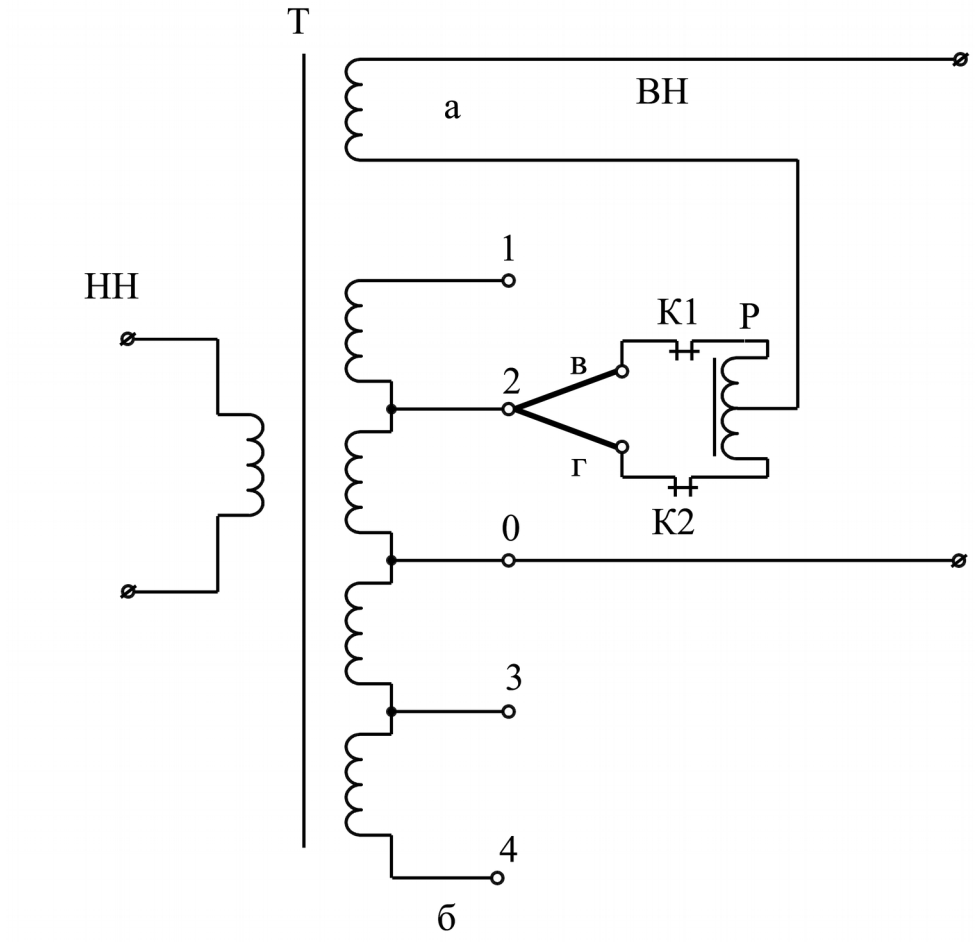


Рис. 9.3. Принципова схема однієї фази трансформатора з вбудованим пристроєм для регулювання напруги

Відгалуження 1-2 відповідають частині витків, які діють згідно з витками основної обмотки. Вмикання цих відгалужень збільшує коефіцієнт трансформації трансформатора. Відгалуження 3-4 відповідають частині витків, що діють зустрічно по відношенню до витків основної обмотки. Вмикання їх зменшує коефіцієнт трансформації, компенсуючи дію частини витків основної обмотки. Точка 0 є основним виводом обмотки ВН трансформатора.

Перемикальний пристрій регульованої частини обмотки *б* складається з рухомих контактів *в* і *г*, контакторів К1 і К2 і реактора Р, середина обмотки якого з'єднана з нерегульованою частиною обмотки *а* трансформатора. У нормальних умовах роботи струм навантаження обмотки ВН розподіляється порівну між половинами обмотки реактора, тому магнітний потік реактора малий і втрата напруги в реакторі невелика.

При перемиканні з одного відгалуження на інше, наприклад з 2 на 1, відмикають контактор К1, переводять рухомий контакт *в* на контакт відгалуження 1 і вмикають контактор К1. У цей час секція 1-2 обмотки виявляється замкненою на обмотку реактора Р. Значна індуктивність реактора обмежує зрівняльний струм, обумовлений напругою секції 1-2 обмотки. Далі відмикають контактор К2, переводять рухомий контакт *г* на контакт відгалуження 1 і вмикають контактор К2.

Коефіцієнт трансформації можна змінювати вручну й автоматично.

При відсутності РПН у трансформатора застосовують вольтододавальні трансформатори (агрегати), увімкнені послідовно з обмоткою ВН трансформатора.

Вольтододавальні агрегати значно дорожчі пристроїв для регулювання напруги трансформаторів з РПН. Тому їх доцільно застосовувати при реконструкції існуючих мереж, коли нераціонально заміняти основні трансформатори регульованими.

За допомогою регульованих трансформаторів досить просто й економічно здійснюється зустрічне регулювання напруги.

Контрольні питання

1. Прокоментуйте порядок визначення допустимої втрати напруги в лінії.
2. Що таке зустрічне регулювання напруги?
3. Назвіть способи і засоби регулювання напруги в електричних мережах.
4. Охарактеризуйте спосіб регулювання напруги в мережі зміною втрати напруги.
5. Як вибирати потужності компенсувальних пристроїв за умовами регулювання напруги?
6. Охарактеризуйте спосіб регулювання напруги в мережі зміною збудження генераторів електростанцій.
7. Прокоментуйте спосіб регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів.
8. Прокоментуйте принципову схему трансформатора з РПН.
9. Коли застосовують вольтододавальні агрегати?

Розділ 10

ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

10.1. Способи зниження втрат потужності й електроенергії в електричних мережах

Електричні мережі – частина електричної системи. Тому економічність роботи електричних мереж суттєво впливає на економічність роботи таких систем. Так, зменшення втрат потужності в електромережах СНД на 1% звільняє понад 160 МВт встановленої потужності електростанцій, яка може бути використана для живлення додаткових споживачів. Зниження на 1% втрат електроенергії дає щорічну економію електроенергії понад 0,6 млрд кВт·год.

Близько 65-70% втрат електроенергії в мережах електричних систем припадає на втрати в мережах напругою 10 кВ і нижче. У той же час у проводи і кабелі цих мереж вкладена значна частина всього кольорового металу, витраченого в мережах. У зв'язку з цим можливе зниження втрат потужності й енергії в мережах зазначених напруг є досить важливим питанням.

Втрати потужності й енергії в електромережі визначаються за формулами:

$$\Delta P_{max} = \frac{P_{max}^2 + Q_{max}^2}{U_{ном}^2} R \quad \text{та} \quad \Delta W = \Delta P_{max} \cdot \tau,$$

з яких видно, що при заданій передаваній активній потужності втрати в мережі можна знизити шляхом підвищення номінальної напруги мережі і зменшення величини передаваної реактивної потужності, тобто поліпшення коефіцієнта потужності навантаження, а також зменшення опору мережі.

На підстанціях з декількома трансформаторами і навантаженням, що значно змінюється, втрати енергії в трансформаторах можна істотно зменшити, дотримуючись економічних режимів роботи трансформаторів шляхом зміни кількості працюючих трансформаторів згідно з їх навантаженням.

Можливі й інші заходи щодо зниження втрат потужності та електроенергії в мережі: застосування замкнених мереж замість розімкнених, економічний розподіл потужностей між станціями системи з урахуванням втрат потужності в мережах та ін. Детальніше ці питання розглядаються в спеціальних курсах.

10.2. Зміна рівня напруги в електричних мережах

Під рівнем напруги в будь-якій електричній мережі розуміється деяке середнє значення напруги для цієї мережі в даному режимі її роботи. Вплив рівня напруги на економічність роботи різний для електричних мереж різного призначення. Доцільність зміни або регулювання рівня напруги в конкретних умовах повинна перевірятись на підставі відповідних техніко-економічних розрахунків.

Основними елементами електричних мереж є лінії електропередачі і трансформатори.

У лініях електропередачі підвищення рівня напруги викликає деяке збільшення втрат активної потужності через посилення явища корони на проводах. Однак це далеко не компенсує зниження втрат потужності на нагрів через зменшення струму навантаження. Приблизно можна вважати, що підвищення рівня напруги на 1% приводить до зниження навантажувальних втрат активної і реактивної потужності і втрат енергії на 2%. Майже на 2% збільшується й реактивна потужність, яка генерується лініями мережі. Усі ці умови позитивні. Практично підвищення рівня напруги може бути відносно невеликим, десь на 5 %. Це означає, що в режимах великих навантажень можна одержати зниження навантажувальних втрат активної й реактивної потужності та енергії десь на 10% і збільшення генерації реактивної потужності лініями приблизно на 10%.

Тому можна вважати, що при підвищенні рівня напруги в ЛЕП втрати завжди зменшуються.

У трансформаторах зміна напруги приводить до зміни коефіцієнта трансформації. Наслідком чого напруга, що припадає на один виток первинної обмотки, залишається незмінною і втрати в сталі також не змінюються. Втрати ж у міді в першому наближенні не залежать від підведеної напруги.

Таким чином, підвищення рівня напруги в мережах до 220 кВ включно приводить до зниження втрат потужності й енергії в них.

У живильних мережах напругою до 220 кВ включно визначальними є навантажувальні втрати потужності та енергії. Вони в основному обернено пропорційні квадрату напруги. Тому в таких мережах звичайно економічно вигідно підтримувати якомога вищий рівень напруги – до технічної межі, яка визначається найбільшим тривало допустимим значенням напруги в одному з вузлів мережі. В обмежених границях це можна забезпечити шляхом підтримання підвищеної напруги на затискачах генераторів станцій, а також шляхом правильного вибору відгалужень на трансформаторах. Іноді тільки перестановкою відгалужень трансформаторів можна значно знизити втрати потужності та електроенергії в передачі. При цьому значення напруг у мережах інших ступенів трансформації практично залишаються без змін. Це правильно і для величин навантажень і для розподілу активних і реактивних потужностей у цих мережах.

Звичайно зміна рівня напруги може бути доцільною в тих мережах, де режим напруги впливає на продуктивність праці навіть у порівняно невеликих межах. Наприклад, при малому навантаженні агрегати працюють майже в режимі холостого ходу. При цьому вигідніше знижувати підведену напругу, що приводить до зниження непродуктивних втрат.

Значний вплив підведеної напруги на продуктивність агрегатів має місце при деяких автоматизованих процесах, для технологічних електронагрівальних печей і т.п. У цих випадках може бути економічно виправданим застосування додаткових регулювальних пристроїв для підтримання потрібного рівня напруги.

Треба мати на увазі, що збільшення рівня напруги в розподільній мережі звичайно приводить до зростання

споживаної реактивної потужності. Тому воно припускається тільки при наявності достатнього резерву реактивної потужності в даній мережі.

10.3. Підвищення коефіцієнта потужності навантаження

Підвищення коефіцієнта потужності навантаження приводить до зменшення повної потужності S=P-jQ, а отже, і струму, що протікає по мережі. Це веде до зменшення втрат потужності й енергії і втрат напруги в мережі. Знижується навантаження ліній і трансформаторів, у результаті чого в окремих випадках змінюються необхідні перерізи проводів і потужності трансформаторів, що веде до зменшення витрат на спорудження мережі.

Покажемо це. При незмінній передаваній активній потужності величина навантажувального струму обернено пропорційна значенню $\cos\varphi$.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U\cos\varphi}.$$

Це означає, що при тих самих значеннях активної потужності й напруги навантажувальний струм електродвигунів більший, ніж тих приймачів, що мають $\cos\varphi = 1$. Якщо, наприклад $\cos\varphi$ електродвигуна дорівнює 0,5, то він споживає струм удвічі більший, ніж електрична піч тієї самої потужності. Втрати потужності на нагрів проводів лінії пропорційні квадрату струму ($\Delta P = I^2R$). Таким чином, при $\cos\varphi = 0{,}5$ втрати потужності в лінії вчетверо більші, ніж при $\cos\varphi = 1$. Крім того, генератори і трансформатори будуть завантажені струмом удвічі більшим і в цьому випадку буде потрібний приблизно вдвічі більший переріз проводів для їх обмоток, що веде до збільшення габаритів електричних машин.

Звідси видно, яке важливе значення має величина $\cos\varphi$.

З виразу

$$\Delta P = 3I^2R = \frac{P^2R}{U^2\cos^2\varphi}$$

видно, що втрати потужності обернено пропорційні квадрату $\cos\varphi$.

Таким чином, у комплексі практичних заходів для зниження втрат у мережах питання підвищення коефіцієнта потужності має першорядне значення.

Підвищення $\cos\varphi$ може бути досягнено двома шляхами: зниженням споживання реактивної потужності приймачів електроенергії (природне підвищення $\cos\varphi$) або шляхом застосування компенсувальних пристроїв (конденсаторів та синхронних двигунів і компенсаторів – штучне підвищення $\cos\varphi$), тобто шляхом штучної компенсації частини реактивної потужності, споживаної електроприймачами. Розглянемо ці шляхи більш докладно.

10.3.1. Природні заходи зниження реактивного навантаження і підвищення коефіцієнта потужності

Близько 75% усієї реактивної потужності споживають асинхронні електродвигуни і приблизно 20 % – трансформатори.

Зниження реактивних навантажень мереж на 10-20 % може бути досягнено поліпшенням режимів роботи електрообладнання, у першу чергу асинхронних електродвигунів, які є основними споживачами реактивної потужності. Головними заходами в цьому напрямку слід вважати:

- правильний вибір потужності асинхронного електродвигуна у відповідності до вимог приводного механізму. При холостому ході асинхронний двигун споживає до 60% реактивної потужності, що відповідає його номінальному навантаженню. Це означає, що $\cos\varphi$ недовантаженого асинхронного двигуна різко зменшується. При номінальному навантаженні такі двигуни мають відносно високий $\cos\varphi$, десь 0,85-0,9 і вище, залежний від потужності і типу двигуна. Проте в споживаній двигуном реактивній потужності занадто велика питома вага реактивної потужності холостого ходу.

Таким чином, одним з основних заходів щодо поліпшення коефіцієнта потужності асинхронних двигунів є підвищення завантаження двигунів. Цього досягають правильним підбором номінальної потужності асинхронних двигунів згідно з тією, що вимагається для привода робочих машин.

Аналогічні обставини мають місце у зварювальних та пічних трансформаторах, пристроях індукційного нагріву і т. ін. Тому в ряді випадків доцільно замінювати двигуни, завантажені до 40% номінальної потужності, двигунами меншої потужності. Трансформатори, середнє завантаження яких нижче 30%, слід відмикати або також замінювати трансформаторами меншої потужності;

- широке впровадження в електропривод синхронних двигунів замість асинхронних, якщо це дозволяє технологічний процес. Вони можуть працювати при будь-якому значенні $\cos\varphi$, який залежить від величини струму збудження. При цьому споживання реактивної потужності з мережі змінюється в широких межах аж до переходу в область від'ємних величин. Іншими словами, синхронний двигун може або споживати реактивну потужність з мережі, або віддавати надлишкову реактивну потужність у мережу (споживати з мережі реактивну потужність, що випереджає), тобто генерувати реактивну потужність (у режимі перезбудження);

- проведення загальної раціоналізації електроспоживання на підприємстві;

- поліпшення якості ремонту електрообладнання.

10.3.2. Штучні заходи підвищення коефіцієнта потужності

Додатковим і дуже активним заходом підвищення $\cos\varphi$ є установлення в мережах батарей статичних конденсаторів та синхронних компенсаторів, тобто компенсувальних пристроїв.

На рис. 10.1 подана схема передачі енергії до електроприймача ЕП, який споживає потужності P і Q.

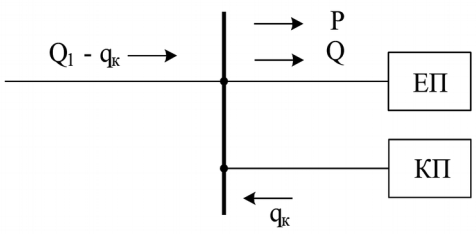


Рис. 10.1. Схема електропередачі

При встановленні у споживача компенсувального пристрою (КП), який віддає в мережу реактивну потужність $q_к$, величина реактивної потужності, що передається по лінії, зменшується, завдяки чому $\cos\varphi$ зростає. У цьому легко переконатися з діаграми (рис. 10.2). Вона побудована з тим припущенням, що сам КП активної потужності не споживає. Дійсно, втрати в конденсаторах дуже малі (приблизно 0,5 % їх потужності). Тому це не вносить значної похибки в розрахунок.

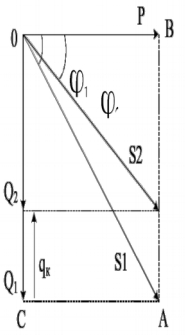


Рис. 10.2. Векторна діаграма компенсації потужності

До компенсації потужність зображається трикутником OAB, де вектор OB = P означає задану активну потужність споживача, а вектор AB = OC = Q_1 відповідає реактивній потужності споживача. Потужність КП, потрібна для підвищення $\cos\varphi$ від його початкового значення $\cos\varphi_1$ до бажаного $\cos\varphi_2$, легко визначити з діаграми.

Реактивна потужність до штучної компенсації складає $Q_1 = P \cdot \mathrm{tg}\varphi_1$, де $\mathrm{tg}\varphi_1$ відповідає $\cos\varphi_1$. Після компенсації її величина буде

$$Q_2 = P \cdot \mathrm{tg}\varphi_2 .$$

Отже, потужність компенсувального пристрою

$$q_к = Q_1 - Q_2 = P(\mathrm{tg}\varphi_1 - \mathrm{tg}\varphi_2) .$$

Величина $\mathrm{tg}\varphi_2$ визначається по $\cos\varphi_2$.

За отриманою за цією формулою потужністю компенсувального пристрою вибирають найближчу стандартну за каталогами.

Разом з тим техніко-економічні розрахунки показують, що застосування штучної компенсації частини реактивної потужності, споживаної електроприймачами, з метою отримання вищих коефіцієнтів потужності звичайно буває недоцільним, тому що отримане при цьому зниження вартості втрат потужності й енергії не окупає вартості установлюваних джерел реактивної потужності.

З точки зору зниження втрат потужності доцільно застосовувати генератори реактивної потужності з найменшими власними втратами потужності й установлювати їх якомога глибше в мережі. Цим вимогам відповідає установлення конденсаторів у низьковольтній мережі безпосередньо біля асинхронних двигунів.

Вибір місцеположення генераторів реактивної потужності в мережі роблять на підставі техніко-економічних розрахунків.

При величині розрахункової потужності компенсувального пристрою до 5000 кВАр (при напрузі 6 кВ) і 10000 кВАр (при напрузі 10 кВ) застосовуються конденсатори, при більших потужностях перевагу віддають синхронним компенсаторам.

Слід також мати на увазі, що застосування конденсаторних батарей як компенсувальних пристроїв завжди приводить до часткового розвантаження мережі від реактивної потужності. Тому, крім зниження втрат активної потужності в мережі, компенсація реактивної потужності має наслідком і підвищення рівня напруги у споживачів. Щоб запобігти недопустимого підвищення напруги під час мінімального навантаження виявляється необхідним відмикати батарею конденсаторів повністю або частково. На практиці ці операції автоматизуються за простими схемами.

10.3.3. Ефективність заходів підвищення коефіцієнта потужності

Відносна ефективність заходів підвищення коефіцієнта потужності та зменшення реактивного навантаження може бути визначена таким чином.

Втрати активної потужності в мережі

$$\Delta P = 3I^2R = \frac{S^2R}{U_{ном}^2} = \frac{P^2R + Q^2R}{U_{ном}^2}. \qquad (10.1)$$

При застосуванні компенсувального пристрою потужністю $q_к$ одержимо величину втрат, що дорівнює

$$\Delta P = \frac{P^2R + (Q - q_к)^2R}{U_{ном}^2}. \qquad (10.2)$$

Візьмемо похідну від цього виразу за потужністю компенсувального пристрою $q_к$:

$$\frac{d(\Delta P)}{d\,q_к} = -\frac{2(Q - q_к)R}{U_{ном}^2} = K_e. \qquad (10.3)$$

Ця величина називається економічним еквівалентом реактивної потужності. Він визначає зменшення втрат активної потужності в мережі при скороченні споживання на одиницю реактивної потужності.

Оскільки у формулу (10.3) входить як множник активний опір мережі R, то очевидно, що числове значення економічного еквівалента реактивної потужності буде тим більше, чим глибше в мережі встановлюється компенсувальний пристрій.

Межі зміни K_e лежать у діапазоні від 0,02 на шинах електростанцій до 0,15 безпосередньо у споживача.

Знаючи величину K_e для даної мережі, можна приблизно оцінити, які втрати активної потужності викликає передача в цю точку мережі реактивної потужності Q

$$\Delta P = K_e Q. \qquad (10.4)$$

Розглядаючи електрифіковану залізницю як споживача електроенергії, слід зауважити, що $\cos\varphi$ на вводах у тягові підстанції при електрифікації на постійному струмі не перевищує 0,9.

При електрифікації на змінному струмі через значну індуктивність тягової мережі і подвійну трансформацію енергії (на підстанції й електровозі) $\cos\varphi$ ще нижче і лежить у межах 0,75-0,82. Тому для підвищення $\cos\varphi$ на тягових підстанціях змінного струму застосовується компенсація реактивної потужності шляхом встановлення батарей статичних конденсаторів.

10.4. Компенсація реактивної потужності та поліпшення режиму напруг

Електрична тяга є споживачем реактивної потужності. Особливо значна реактивна потужність при електричній тязі на змінному струмі. Реактивні струми, що проходять у пристроях зовнішнього електропостачання, викликають у них додаткові втрати активної потужності, при цьому збільшуються втрати напруги в цих пристроях та погіршується їх використання. Тому встановлюють спеціальні пристрої для компенсації або зниження споживаної реактивної потужності.

У ряді випадків ці пристрої призначені одночасно як для компенсації споживаної реактивної потужності, так і для стабілізації та регулювання напруги, що підводиться до електроприймачів.

Покращення режиму напруг і компенсація реактивної потужності може здійснюватись різними способами. До них, зокрема, відноситься використання установок поздовжньої і поперечної компенсації.

Розглянемо більш докладно ці способи.

10.4.1. Поздовжня ємнісна компенсація

Поздовжня ємнісна компенсація (ПЄК) індуктивності ліній забезпечується вмиканням послідовно в лінію ємнісного опору у вигляді конденсаторів (рис. 10.3).

Установки ПЄК можна встановлювати на тягових підстанціях, у контактній мережі та на електровозах. Найбільш простим і раціональним рішенням є установлення ПЄК на тягових підстанціях.

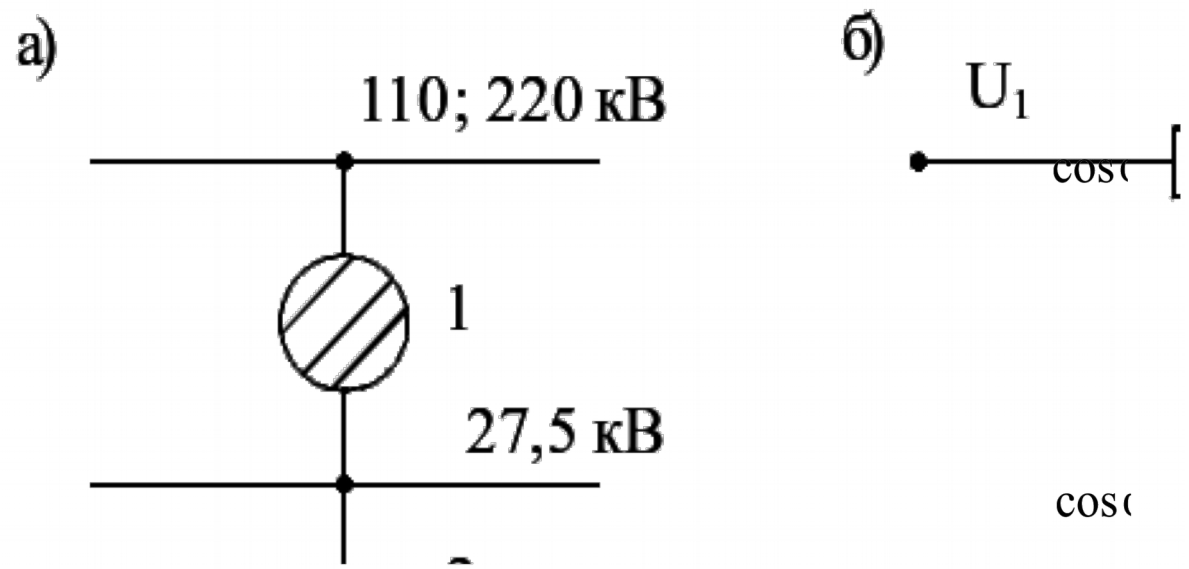


Рис. 10.3. Схема ПЄК:
а – схема живлення електричної тяги на змінному струмі з ПЄК; б – схема мережі змінного струму без компенсації; в – схема тієї ж мережі з ПЄК; 1 – тягова підстанція; 2 – конденсаторна батарея; 3 – контактна мережа; 4 – рейки; 5 – електрорухомий склад

Реактивний опір кола можна суттєво зменшити вмиканням послідовно з тяговим навантаженням батареї конденсаторів. Принцип ПЄК зрозумілий з рис. 10.3 ,б і в, на якому X, R – індуктивний і активний опори лінії передачі і трансформаторів тягової підстанції; X_c – ємнісний опір конденсаторної батареї; U_1,U_2 – напруги на початку і в кінці лінії.

Поздовжня і поперечна складові величини спаду напруги є:

$$\Delta U_ф = IR\cos\varphi + IX\sin\varphi;$$
$$\delta U_Ф = IX\cos\varphi - IR\sin\varphi.$$

Векторна діаграма напруг наведена для цього випадку на рис. 10.4.

При заданому векторі напруги у споживача $U_{2Ф}$ напруга на початку лінії визначається вектором $U_{1Ф}$ (т. а). Якщо в лінію ввімкнути послідовно конденсатори С опором X_c, то спад напруги в реактивному опорі складає величину I(X – Xc). Складові спаду напруги будуть дорівнювати:

$$\Delta U_{\Phi} = I\left[R\cos\varphi + (X - X_c)\sin\varphi\right];$$

$$\delta U_{\Phi} = I\left[(X - X_C)\cos\varphi - R\sin\varphi\right].$$

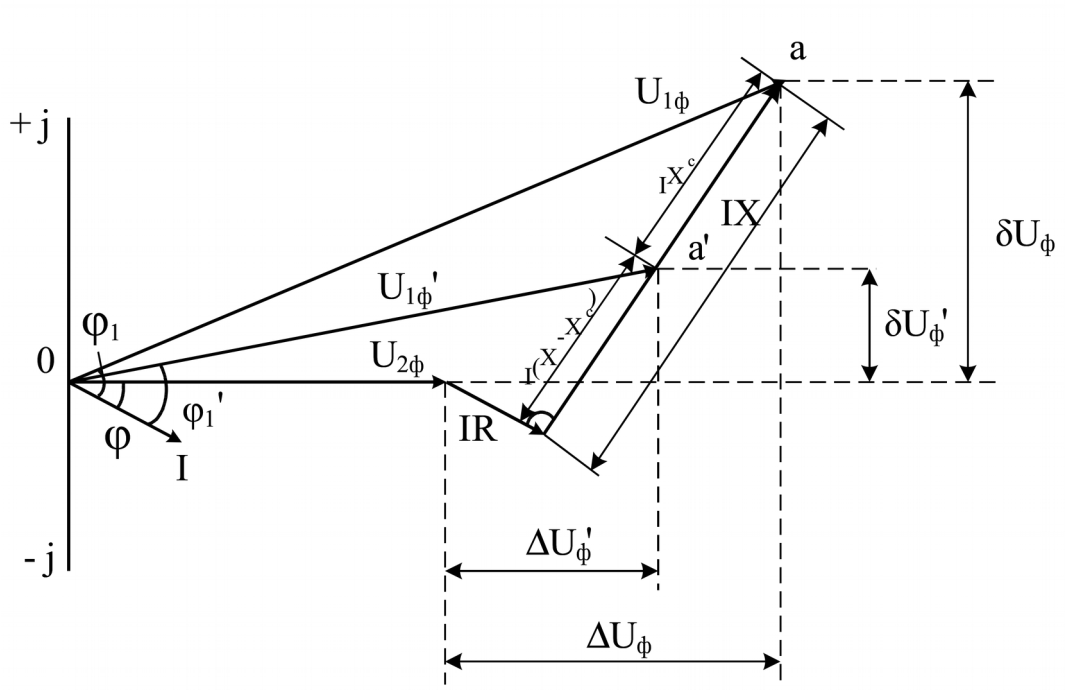


Рис.10.4. Векторна діаграма напруг лінії з ПЄК

Потрібна напруга на початку лінії тепер буде дорівнювати вектору $U_{1\Phi}'$, що визначається при $X_c<X$ точкою a'. Його величина зменшилась, оскільки $\Delta U_{\phi}'$ і δU_{ϕ} ' зменшились завдяки зменшенню реактивного опору лінії (ємність компенсує індуктивність).

Якщо підібрати ємність конденсаторів так, щоб $X_c=X$, тобто забезпечити повну компенсацію індуктивного опору лінії, то спад напруги буде визначатися тільки активним опором лінії і складові цього спаду будуть дорівнювати:

$$\Delta U = IR\cos\varphi;$$

$$\delta U = -IR\sin\varphi.$$

Потужність конденсаторів визначають за формулою

$$Q_c = 3I^2X_c,$$

де I – найбільший робочий струм лінії.

У більшості випадків нема необхідності повної компенсації індуктивного опору лінії, оскільки потужність конденсаторів виявляється в цьому випадку значною, і витрати на їх установлення не виправдовують отриманої економії в перерізі проводів. Тому потужність установки ПЄК слід вибирати, порівнюючи результати техніко-економічних розрахунків для ряду варіантів.

На практиці потужність ПЄК розраховують, виходячи з бажаного рівня напруги в мережі при перерізах проводів, визначених за економічною густиною струму.

Слід зазначити, що застосування установок ПЄК приводить до компенсації реактивної потужності в системі електропостачання електрифікованих залізниць, а отже, до підвищення коефіцієнта потужності. Це видно з діаграми на рис. 10.4. Без застосування ПЄК кут між напругою на початку лінії і струмом був φ_1, а з нею – φ_1'. Він зменшився, а меншому куту відповідає більший $\cos\varphi$.

У розподільних мережах високої напруги установки ПЄК застосовують, щоб знизити коливання напруги, які викликані змінним навантаженням. Цей захід особливо ефективний у перевантажених радіальних лініях з великою реактивністю та з навантаженнями, що мають низький $\cos\varphi$.

Основною перевагою установок ПЄК є те, що вони одночасно з компенсацією реактивної потужності забезпечують автоматичне безінерційне підтримання рівня напруги в тяговій мережі.

Застосування установок ПЄК як засобу для регулювання напруги найбільш доцільно при відсутності трансформаторів з РПН. Застосування цих установок дозволяє розвантажити трансформатори підстанцій від потоку реактивної потужності і відповідно знизити їх встановлену потужність на 10-15% або збільшити відстань між підстанціями. Ці переваги дозволяють розглядати установки ПЄК як дуже перспективний спосіб компенсації реактивної потужності.

Слід додати, що установки ПЄК прості в експлуатації, надійні завдяки відсутності механічних рухомих частин і контактів, легко автоматизуються. На відміну від інших засобів регулювання напруги величина генерованої реактивної

потужності установками ПЄК змінюється синхронно зміні графіка навантаження лінії.

Типова схема установки ПЄК зображена на рис. 10.5. Тут $Л_1$-$Л_2$ – лінія; С – конденсатори; РШ – шунтувальний роз'єднувач; $R_Р$ – розрядник із струмообмежувальним опором R для захисту від перенапруг; ТН – трансформатор напруги, потрібний для вимірювання напруги, а також для розрядження конденсаторів при знятті напруги. Роз'єднувачі Р необхідні для відмикання установки на ремонт.

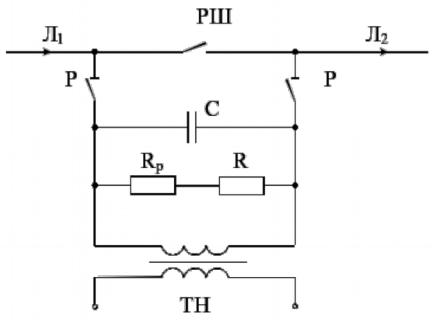


Рис. 10.5. Схема установки поздовжньої ємнісної компенсації

10.4.2. Поперечна ємнісна компенсація

При поперечній ємнісній компенсації (ПК) батарею статичних конденсаторів підмикають паралельно тяговим шинам підстанції, тобто паралельно споживачам. Конденсатори можуть також встановлюватися на постах секціонування. Схема ПК зображена на рис. 10.6. Тут X_s, R_s – індуктивний та активний опори системи; X_c, X_L – ємнісний та індуктивний опори конденсаторів і реактора відповідно; U_1, U_2 – напруги на початку і в кінці лінії; I_c, $I_{сп}$ – струм ємнісний та струм споживача; I – сумарний струм.

Векторна діаграма струмів і напруг для лінії з ПК зображена на рис. 10.7.

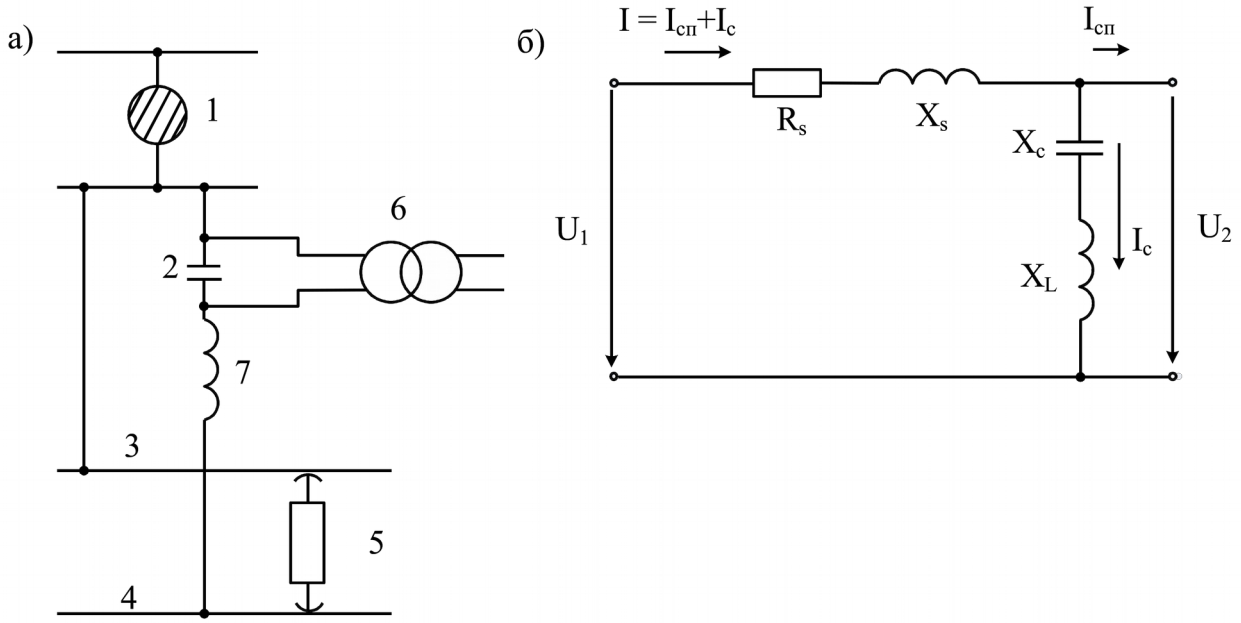


Рис.10.6. Схема ПК:
а – схема живлення електричної тяги на змінному струмі з ПК; б – схема заміщення установки ПК; 6 – трансформатор напруги; 7 – реактор (решта позначень та сама, що і на рис. 10.3)

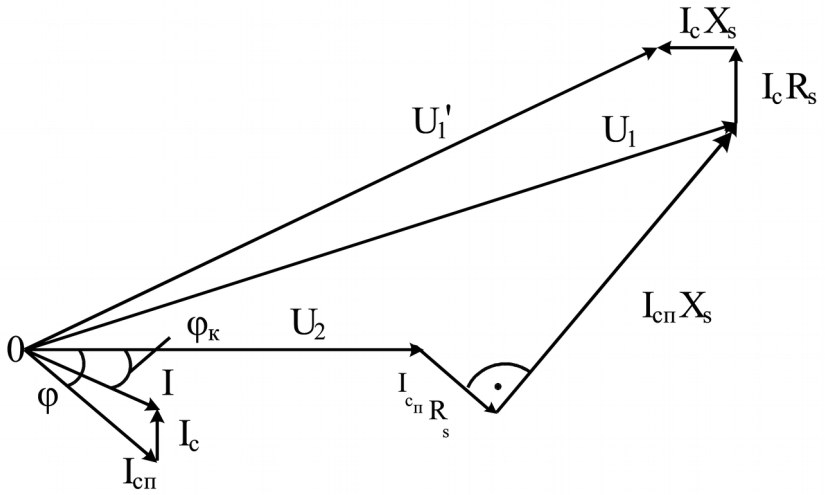


Рис. 10.7. Векторна діаграма струмів і напруг лінії з ПК

Застосування установок ПК також приводить до компенсації реактивної потужності, а отже, до підвищення коефіцієнта потужності. Покажемо це. З векторної діаграми видно, що при наявності ПК значно зменшується кут зсуву фази струму в лінії. Без компенсації цей кут φ, а при ПК – $\varphi_к$, отже, $\cos\varphi$ підвищується.

При ПК напруга на початку лінії може бути отримана, якщо, крім спаду напруги від струму $I_{сп}$, врахувати ще спад напруги від ємнісного струму I_c, тобто якщо до вектора спаду напруги на початку лінії додати спад напруги в активному опорі I_cR_s від ємнісного струму I_c і спад напруги в реактивному опорі від того ж струму I_cX_s.

При одній і тій же напрузі в кінці лінії напруга на початку лінії з ПК менше напруги U_1. Отже, при одній і тій же напрузі на початку лінії напруга в кінці лінії з ПК буде більше, ніж в лінії без ПК. Таким чином, застосування ПК дає можливість підвищення напруги в кінці лінії, тобто регулювання напруги.

Вмикання на шинах тягової підстанції конденсаторної батареї паралельно навантаженню може привести до створення умов для виникнення резонансних коливань. Щоб запобігти резонансних явищ послідовно з конденсаторною батареєю вмикають реактор, індуктивність якого вибирають так, щоб коло, яке утворилося, було настроєне на частоту третьої гармоніки тягового струму (150 Гц). У цьому випадку установка буде мати ємнісний характер при основній частоті й індуктивний – для гармонік тягового струму вище третьої. Тому виключається можливість виникнення резонансних коливань не тільки на частоті третьої, але й гармонічних складових більш високого порядку.

Оскільки струми третьої гармоніки замикаються через компенсувальну установку і не проникають у пристрої зовнішнього електропостачання, це приводить до поліпшення форми кривої струму і напруги в живильній мережі і якості електроенергії, яка одержується іншими споживачами.

10.5. Економічні режими роботи трансформаторів

Втрати потужності в трансформаторах складаються з втрат у сталі і в обмотках трансформатора. Втрати в сталі не залежать від навантаження трансформатора, втрати в обмотках змінюються пропорційно зміні навантаження в квадраті (рис. 10.8). При великих навантаженнях втрати в обмотках значно перевищують втрати в сталі трансформатора.

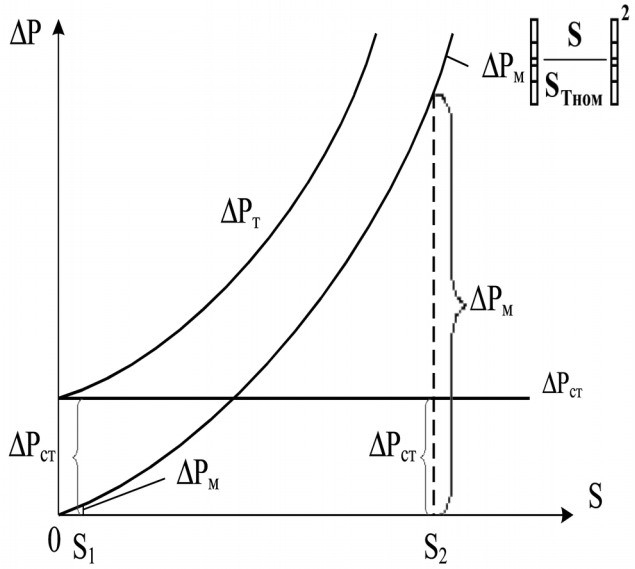


Рис. 10.8. Зміна втрат потужності в трансформаторі в залежності від його навантаження

При малих навантаженнях втрати в сталі трансформатора значно більші, ніж втрати в його обмотках. Тому при паралельній роботі декількох трансформаторів для зниження втрат потужності й енергії відмикають частину трансформаторів при малих навантаженнях.

Нижче розглянемо окремий випадок вибору економічно доцільної кількості увімкнених трансформаторів на підстанції. При цьому можна вважати, що економічність роботи трансформаторів на підстанції можна розглядати незалежно, без урахування живильної мережі.

Припустимо, що на підстанції є *n* трансформаторів однакової потужності $S_{Тном.}$ Втрати в сталі кожного трансформатора $\Delta P_{ст}$, втрати в обмотках при номінальному навантаженні $\Delta P_{м}$. На рис. 10.9 наведені криві зміни втрат потужності в залежності від навантаження при різній кількості працюючих трансформаторів (для спрощення наведені криві тільки для трьох трансформаторів). З кривих видно, що при зміні навантаження від 0 до S_1 доцільна робота одного трансформатора. При навантаженні в мережах від S_1 до S_2 економічно вигідна робота двох трансформаторів. При збільшенні навантаження понад S_2 доцільно вмикати третій трансформатор.

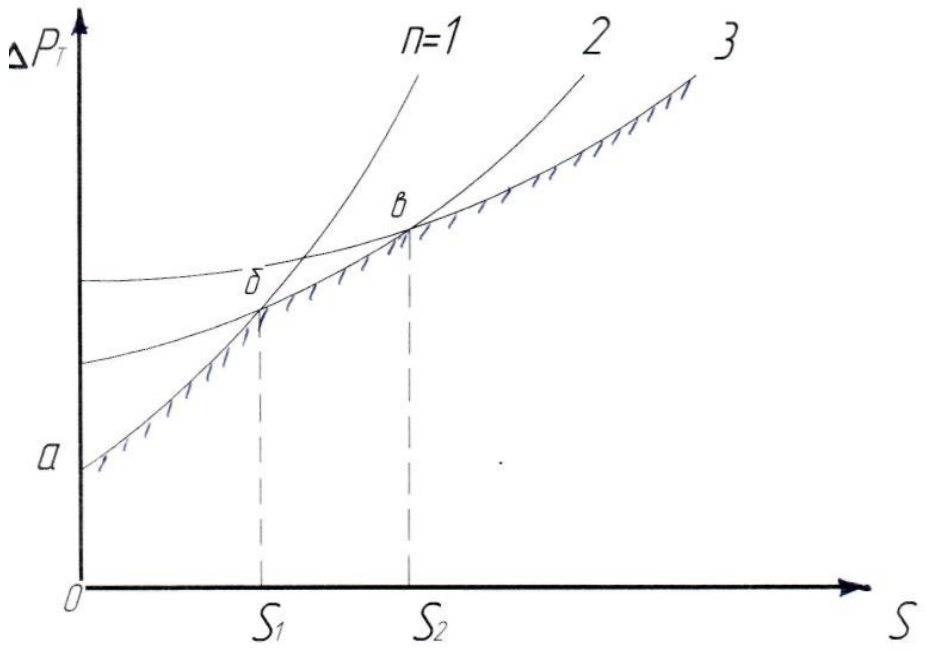


Рис.10.9. Зміна втрат потужності в трансформаторах у залежності від їх навантаження при різному числі працюючих трансформаторів(n=1÷3)

Навантаження S, після якого доцільно збільшувати кількість увімкнених трансформаторів, визначається умовою рівності втрат потужності при *n* і *n+1* працюючих трансформаторів. Цьому відповідає точка *б* на рис. 10.9 при переході від одного трансформатора до двох і точка *в* при переході від двох трансформаторів до трьох.

При n увімкнених трансформаторах і навантаженні S втрати потужності дорівнюють:

$$(\Delta P_T)_n = n\Delta P_{ст} + \frac{1}{n}\Delta P_м\left[\frac{S}{S_{Тном}}\right]^2. \qquad (10.5)$$

При роботі *n+1* трансформаторів при тому самому навантаженні втрати потужності дорівнюють:

$$(\Delta P_T)_{n+1} = (n+1)\Delta P_{ст} + \frac{1}{n+1}\Delta P_м\left[\frac{S}{S_{Тном}}\right]^2. \qquad (10.6)$$

З рівності формул (10.5) і (10.6) знаходимо потужність S, при якій доцільно переходити від n до n+1 працюючих трансформаторів:

$$n\Delta P_{ст} + \frac{1}{n}\Delta P_{м}\left(\frac{S}{S_{Тном}}\right)^2 = (n+1)\Delta P_{ст} + \frac{1}{n+1}\Delta P_{м}\left(\frac{S}{S_{Тном}}\right)^2,$$

звідки

$$S = S_{Тном}\sqrt{\frac{\Delta P_{ст}}{\Delta P_{м}} n(n+1)}. \qquad (10.7)$$

Якщо трансформатори на підстанції неоднакової потужності, потужності S_1, S_2 і т. д. визначають на основі графічної побудови подібно до побудови, наведеної на рис. 10.9.

Слід мати на увазі, що формула (10.7) дає лише наближене значення S. Насправді величина S має бути дещо меншою за ту, що виходить з формули (10.7). Це пов'язано з тим, що при зміні кількості ввімкнених трансформаторів одночасно змінюється і споживана ними реактивна потужність. Це може приводити до значної зміни втрат потужності в мережі, до якої приєднуються трансформатори.

Практично відмикання трансформаторів узгоджують з графіком зміни їх навантажень, прагнучи до мінімально можливої кількості перемикань у мережі. Тому відмикання трансформаторів звичайно проводять на порівняно тривалий період – на ніч, на вихідні дні, на літній період.

Якщо підстанція живить відповідальних споживачів, то при вимкненні одного з трансформаторів має бути передбачений пристрій автоматичного вмикання резерву (АВР). Він повинен увімкнути трансформатор, що знаходиться в резерві, при аварійному відмиканні того, що працює. Перерва в електропостачанні споживачів при цьому буде мати місце на час роботи пристрою АВР, тобто на декілька секунд. Слід мати на увазі, що така перерва в роботі може бути допущена не для всіх споживачів, це треба враховувати при визначенні доцільності відмикання частини трансформаторів.

Контрольні питання

1. Перерахуйте способи зниження втрат потужності й енергії в електричних мережах.
2. Як зменшити опір мережі?
3. Як впливає рівень напруги в мережі на втрати потужності й енергії?
4. Охарактеризуйте значення підвищення коефіцієнта потужності в комплексі заходів по зниженню втрат у мережах.
5. Яким шляхом може бути досягнено підвищення $\cos\varphi$?
6. Дайте характеристику природних заходів зниження реактивного навантаження.
7. Охарактеризуйте штучні заходи підвищення $\cos\varphi$.
8. Як визначається потужність компенсувального пристрою?
9. Яким чином оцінюють ефективність заходів підвищення $\cos\varphi$?
10. Що таке поздовжня ємнісна компенсація?
11. Покажіть на векторній діаграмі зміну напруги на початку лінії при застосуванні поздовжньої ємнісної компенсації.
12. Покажіть на векторній діаграмі підвищення $\cos\varphi$ при застосуванні поздовжньої ємнісної компенсації.
13. Назвіть переваги установок ПЄК.
14. Що таке поперечна ємнісна компенсація?
15. Покажіть на векторній діаграмі підвищення $\cos\varphi$ при застосуванні поперечної ємнісної компенсації.
16. Покажіть на векторній діаграмі зміну напруги в лінії при застосуванні поперечної ємнісної компенсації.
17. Поясніть призначення реактора, який вмикають послідовно з конденсаторною батареєю в установках ПК.
18. Охарактеризуйте економічні режими роботи трансформаторів.
19. Як визначається навантаження, при якому слід змінювати кількість працюючих трансформаторів?

Розділ 11

ПОНЯТТЯ ПРО РОЗРАХУНОК МЕХАНІЧНОЇ ЧАСТИНИ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

11.1. Загальна характеристика завдань розрахунків

При проектуванні електричних мереж доводиться вирішувати питання конструктивного виконання повітряних ЛЕП. Ця необхідність пояснюється суттєвим впливом обраної конструкції на техніко-економічні показники електромережі.

Основним завданням проектування механічної частини повітряних ліній є створення конструкції, яка забезпечує необхідну міцність при певних кліматичних умовах роботи лінії. При цьому враховуються вимоги безпеки роботи, пересування людей і транспортних засобів у районі проходження лінії [28,29,33].

Взагалі в число основних питань, вирішуваних при проектуванні повітряних ліній, входить вибір і визначення:

- матеріалів і конструкцій проводів і грозозахисних тросів;
- схеми розміщення проводів і тросів на опорах;
- конструкцій ізоляції та лінійної арматури;
- довжини проміжного прогону лінії;
- механічних навантажень і сил, які діють на проводи, троси й опори;
- механічних напружень проводів і тросів у різних їх точках і за різних умов роботи;
- найбільших стріл провисання проводів і тросів;
- матеріалів і типів опор та розрахунок опор в основних режимах роботи, включаючи і розрахунок стійкості їх закріплення в ґрунті;
- розстановки опор по трасі лінії;
- точок установлення анкерних та наріжних опор тощо.

У числі вирішуваних питань відсутній вибір перерізів проводів. Це пояснюється тим, що перерізи проводів ліній, як правило, вибираються на підставі техніко-економічних розрахунків.

Міркування про механічну міцність проводів є визначальними для вибору їх перерізів в обмежених випадках:

- при дуже великих прогонах ліній, пов’язаних з перетином водяних просторів, ущелин і т.п.;

- при передачі занадто малих струмів, коли необхідний за техніко-економічними розрахунками переріз проводів не може забезпечити потрібну механічну міцність. Мінімальні допустимі перерізи проводів ПЛ напругою вище 1 кВ за умовами механічної міцності наведені в табл. 2.3.

При розрахунку проводів ПЛ за умовами механічної міцності у більшості випадків визначаються напруження розтягнення проводів за різних умов їх роботи. Крім того, розраховуються величини стріл провисання проводів, їх відхилень під дією вітру і т.п. Результати цих розрахунків потрібні і для вибору конструкцій і розмірів опор ліній електропередачі та їх елементів.

За основну вихідну умову в цих розрахунках береться допустиме напруження розтягнення проводу. Визначальними умовами при розрахунках грозозахисних тросів є їх механічна міцність і дотримання такої відстані між тросом і проводом по всій довжині прогону, яка забезпечує необхідний рівень грозозахисту лінії.

При розробленні конструкцій опор виходять з необхідності дотримання певних відстаней між проводами, проводами і грозозахисними тросами, а також проводами і землею або наземними спорудами. Параметри елементів опор та їх фундаментів визначаються за умовами механічної міцності і стійкості.

11.2. Особливості розрахунку механічної частини повітряних ліній

При розрахунках механічної частини повітряних ліній застосовують відомі прийоми забезпечення необхідної міцності, досить докладно описані в літературі, наприклад в [33].

Вихідними даними для таких розрахунків є рівняння стану проводу, закріпленого між двома точками підвішування:

$$\sigma - \frac{\ell^2 \gamma^2}{24\sigma^2} + \frac{a}{\beta}\theta = \text{const},$$

де ℓ - довжина прогону, м;

γ - питоме механічне навантаження проводу, кг/м·мм^2;

σ – напруження матеріалу проводу, кг/мм^2;

а – температурний коефіцієнт лінійного розширення матеріалу проводу, 1/°С;

β – коефіцієнт пружного подовження проводу, мм^2/кг;

θ – температура проводу, °С .

У даному посібнику в табл. 11.1 наведені фізико-механічні характеристики проводів і тросів, необхідні для цих розрахунків.

Очевидно, що можна так підвісити провід із заданими параметрами (ℓ,а і β), щоб значення σ ні за яких умов не виходило б за допустимі межі. При цьому визначається довжина проводу в прогоні або стріла провисання f проводу за всіх інших умов.

Наближено одержується така залежність f від γ та σ при однаковій висоті точок підвішування проводу:

$$f = \frac{\ell^2 \gamma}{8\sigma}.$$

За величиною найбільшої можливої стріли провисання може бути визначена висота точок підвішування проводу, а отже, і висота опор. При цьому враховуються також і довжини гірлянд ізоляторів. Практично часто заданою є висота опор. При цьому доводиться визначати довжину прогону.

На підставі виконаних розрахунків розміщають опори по трасі лінії. Під час цієї операції довжини окремих прогонів лінії виходять різними і можуть відрізнятися від економічно найвигіднішого.

11.3. Урахування умов роботи повітряних ліній при проектуванні

Умови роботи повітряних ліній доводиться враховувати при їх проектуванні. При цьому доводиться враховувати відомості по даній місцевості та статистичний матеріал про показники кліматичних умов за тривалий час.

Таблиця 11.1

Фізико-механічні розрахункові характеристики проводів і тросів

Проводи і троси	Допустиме напруження,	Модуль пружності,	Температурний коефіцієнт	Границя міцності при

	відсоток межі міцності при розтягуванні при найбільшому навантаженні і найнижчій температурі	10^4 МПа	подовження, 10^{-6}град$^{-1}$	розтягуванні, МПа
Алюмінієві перерізом, мм^2:				
70-95	35	6,3	23	160
120-240	40	6,3	23	160
300-750	45	6,3	23	160
Із нетермообробленого алюмінієвого сплаву, мм^2:				
50-95	40	6,3	23	208
120-185	45	6,3	23	208
Із термообробленого алюмінієвого сплаву, мм^2:				
50-95	40	6,3	23	285
120-185	45	6,3	23	285
Сталеалюмінієві з відношенням площ поперечного перерізу А/С:				
20,27	45	7,04	21,5	210
16,87-17,82	45	7,04	21,2	220
11,51	45	7,45	21,0	240
8,04-7,67	45	7,70	19,8	270
6,28-5,99	40	8,25	19,2	290
4,36-4,28	45	8,90	18,3	340
2,43	45	10,3	16,8	460
1,46	45	11,4	15,5	565
0,95	45	13,4	14,5	690
0,65	40	13,4	14,5	780
Сталеві канати	50	18,5	12,0	1200
Сталеві проводи	50	20,0	12,0	620
Захищені проводи	40	6,25	23,0	294

Метеорологічні умови роботи ПЛ можуть змінюватись в широких межах. Тому конкретні вихідні умови для розрахунку конструктивної частини ПЛ повинні вибиратись з використанням нормативних документів.

Кліматичні навантаження та інші впливи для розрахунку і вибору конструкцій ПЛ приймають на підставі карт територіального районування України, розміщених в ПУЕ.

У залежності від місцевих умов доводиться проводити вибір траси лінії, розміщення проводів на опорах і відстаней між ними, довжини прогона і висоти опор.

В районах, які підвладні ожеледі, не застосовуються лінії з вертикальним розташуванням проводів. У місцевостях із забрудненим повітрям застосовуються ізолятори з більш розвиненою поверхнею.

Для подолання різних перешкод застосовують так звані переходи зі збільшеними прогонами і підвищеними опорами. У теперішній час є прогони довжиною до 3-5 км з опорами висотою більше 250 м.

При перетині високовольтних ліній із залізницями потрібно виконувати такі умови. Перетин по можливості у всіх випадках необхідно робити під кутом, близьким до 90^o, але не меншим 40^o; опори, що обмежують прогін перетину, повинні бути анкерного типу.

У разі перетину та зближення ПЛ із залізницями відстані від основи опори ПЛ до габариту наближення будівель до осі опор контактної мережі електрифікованих залізниць або залізниць, що підлягають електрифікації, повинні бути не меншими від висоти опори плюс 3 м.

У зв’язку з великою довжиною повітряні лінії є найбільш уразливими елементами електричних систем по відношенню до атмосферних перенапруг. При ударах блискавки у ПЛ можливе перекриття лінійної або фазної ізоляції і перехід імпульсного перекриття в стійке коротке замикання, наслідком чого є відмикання лінії [31,34].

Основними завданням грозозахисту ПЛ є зменшення до мінімуму кількості грозових відмикань.

Вибір способів і засобів грозозахисту ПЛ проводиться на стадії проектування. При цьому враховуються такі фактори:

- інтенсивність грозової діяльності в районі прокладання лінії;
- ступінь відповідальності лінії, її номінальна напруга;

- наявність резервних ліній. При їх наявності вимоги до грозозахисту кожної з них можуть бути послаблені;
- наявність пристроїв АПВ і їх швидкодія;
- конструкція і матеріал опор;
- провідність ґрунту в районі прокладання лінії. Заходи грозозахисту ефективні лише за умови якісного їх заземлення;
- режим нейтралі даної мережі.

Основним заходом грозозахисту ПЛ є тросові блискавковідводи. Найбільш ефективними є захист ПЛ тросом по всій довжині.

Разом з тим тросовий захист ПЛ має і недоліки. Так, у районах з посиленою ожеледдю спостерігались випадки обриву тросів і їх падіння на проводи, що викликало важкі аварії.

Другим недоліком тросового захисту є те, що троси зазнають корозії, що також веде до їх обриву. Тому ПУЕ передбачають у ряді випадків відмову від захисту тросом по всій довжині ліній 110 і 220 кВ на металевих і залізобетонних опорах. Спорудження ліній без тросів допускається:

- у районах з числом грозових годин на рік менше 20;
- на окремих ділянках в особливо ожеледних районах;
- на окремих ділянках зі скельним ґрунтом.

ПЛ 110 і 220 кВ на дерев'яних опорах мають високий рівень грозостійкості і тросовим захистом по всій довжині, як правило, не обладнуються. На таких лініях троси підвішуються лише на підходах до підстанцій на ділянці 1-3 км. Те ж саме стосується і ПЛ 35 кВ на металевих опорах.

Розрахунок рівня грозостійкості повітряних ліній можна проводити за методикою, викладеною в [34].

11.4. Уявлення про тяжіння по проводах і сили, що діють на опори, при обриві проводів в одному з прогонів

При експлуатації ПЛ відбуваються обриви проводів і рідше грозозахисних тросів. Основною причиною обривів проводів бувають їх механічні пошкодження підйомними кранами, автовишками, при падіннях дерев тощо. Іншою причиною обривів проводів, яка найчастіше зустрічається, є перепал струмами блискавок при грозовому розряді безпосередньо в

лінію. Мають місце також обриви через зломи дротів проводів при їх вібрації. Основна частина обривів проводів відбувається при кліматичних умовах, близьких до середньоексплуатаційних.

Величини тяжінь по проводах при їх обриві в одному з прогонів досить докладно якісно проаналізовані в [5]. Там наведена схема деформацій гнучких проміжних опор, відхилень гірлянд ізоляторів і провисання проводів, закріплених у глухих затискачах при обриві проводів у прогоні, найближчому до анкерної опори. Цей випадок обриву проводів є розрахунковим для визначення найбільших тяжінь по проводах у такому аварійному режимі. Показано, що режим обриву частини проводів не є визначальним для їх розрахунку за умови механічної міцності, оскільки найбільше з тяжінь виявляється меншим, ніж у попередньому нормальному режимі.

Разом з цим проміжні й анкерні опори в такому режимі зазнають дії значних сил уздовж траси лінії, яких немає в нормальному режимі роботи. На анкерну опору діє сила одностороннього тяжіння по необірваних проводах суміжного прогону. Знання тяжінь по проводах у прогонах дозволяє визначити сили, які діють на проміжні опори вздовж траси лінії.

При кріпленні проводів у затискачах з обмеженою міцністю заправлення (у випускаючих або ковзних затискачах), а також при кріпленні до штирових ізоляторів розрахункові сили, які діють на опори при обриві проводів, знаходяться за паспортними даними затискачів або за емпіричними формулами, наведеними у спеціальній літературі.

11.5. Деякі питання проектування повітряних ліній

Крім розрахунків проводів і тросів за умовами механічної міцності, одним з найсуттєвіших питань проектування ПЛ є вибір матеріалу і типів опор. Вибір матеріалу опор проводиться в залежності від цінових показників для району спорудження лінії та експлуатаційних характеристик цих матеріалів з урахуванням кліматичних і виробничих умов по трасі. До останніх належить вологість і середньорічна температура повітря, наявність у повітрі хімічно активних елементів тощо. Наприклад, можна вказати на економічну недоцільність застосування залізобетонних

опор у гірській місцевості або при необхідності перевезень елементів залізобетонних опор на значні відстані. Через схильність деревини до загнивання застосування дерев'яних опор не рекомендується у місцевостях з підвищеною вологістю повітря і при середньорічній температурі понад 5-10 °С.

Залежно від наявності або відсутності паралельних ліній по одній трасі, потрібної надійності електропостачання вирішується питання про спорудження лінії на одно- або двоколових опорах.

Подальший вибір типу опор можливий після складання технічних умов, які включають в себе розрахунки необхідних габаритних розмірів опори і визначення сил, що діють на неї в різних режимах роботи.

Габаритними розмірами опори називаються основні розміри опори по вертикалі і в горизонтальній площині. Такі розміри на рис. 11.1 указані для проміжної опори портального типу з грозозахисними тросами.

Взаємопов'язаність окремих розмірів цієї опори зрозуміла з рисунка, де прийнято $h_Г$ – найменша (габаритна) допустима відстань від нижчої точки проводу до землі; $f_{нб}$ – найбільша стріла провисання проводу; λ – довжина гірлянди ізоляторів; c – розмір траверси по вертикалі; h – висота до осі траверси; H – повна висота опори; A – відстань від проводу до тіла опори; $в$ – розмір стояка по горизонталі; В – відстань між фазами; $D_{ТР}$ – довжина траверси; $D_З$ – відстань між стояками на рівні землі.

Найменша допустима відстань від нижчої точки проводу до землі $h_Г$ встановлюється з умов безпечного руху людей і транспорту під лінією. Ця відстань при напрузі 35-500 кВ знаходиться в межах 6-8 м. Довжини гірлянд ізоляторів приймаються на підставі додаткових даних і для ліній зазначеної напруги складають 0,8-5 м. Найбільші стріли провисання обчислюються так, як було зазначено раніше. Висота тросостояка вибирається на підставі вимог грозозахисту ліній.

Відстань від проводу до тіла опори визначається з урахуванням можливих відхилень гірлянди ізоляторів тиском вітру на один прогін проводу і допустимих наближень проводу до тіла опори за умовою зберігання необхідної електричної міцності повітряного проміжку. При цьому розглядається низка умов, а саме: відхилення гірлянди ізоляторів при найбільшій швидкості

вітру і робочій напрузі проводу, при внутрішніх перенапругах і зниженій швидкості вітру; при грозових перенапругах і характерній при цьому швидкості вітру. Відхилення гірлянд ізоляторів під дією вітру визначаються за співвідношенням горизонтально і вертикально спрямованих (або результуючих) питомих навантаженнях від власної ваги проводу, від вітру на провід, вільний від ожеледі, і сумарного питомого навантаження на провід від зазначених дій, обчислених при відповідних швидкостях вітру. Крім того, враховується неприпустимість небезпечних зближень проводів у прогоні. При траверсах із деревини або ізолюючих матеріалів береться до уваги рівень ізоляційної міцності тієї частини траверси, яка ввімкнена між точками кріплення ізоляторів сусідніх фаз.

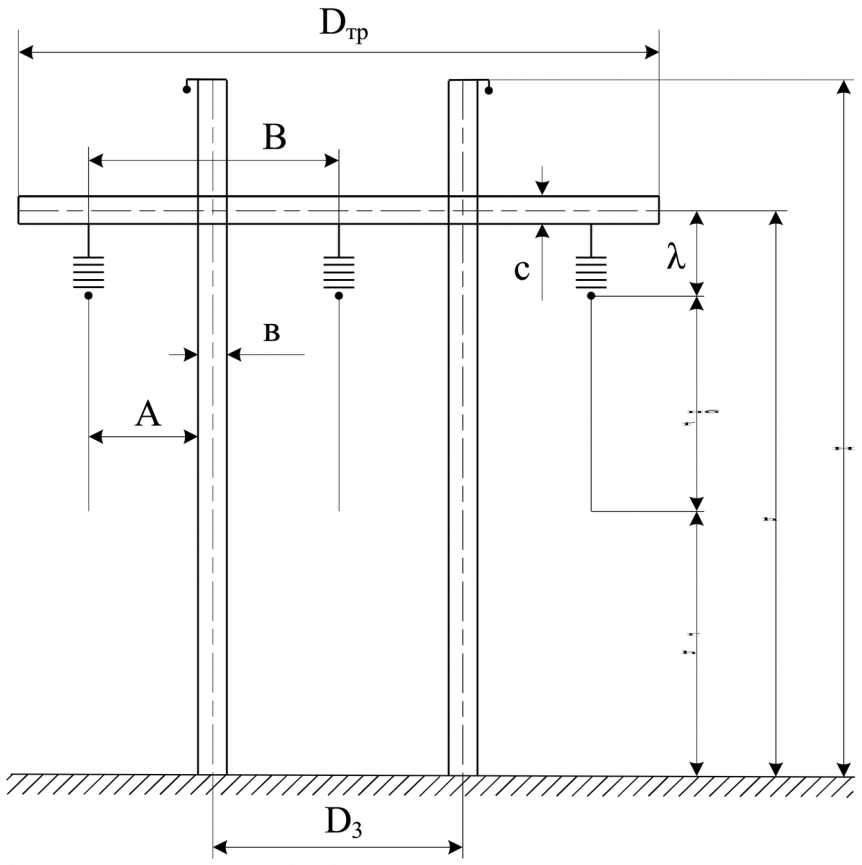


Рис. 11.1. Габаритні розміри проміжної опори портального типу з грозозахисними тросами

При визначенні зусиль, які діють на опори від сили ваги проводів, а також тиску вітру на проводи, троси і тіло опори, розглядаються режими, при яких мають місце найбільші згинні

моменти на опори відносно землі і найбільші крутячі моменти відносно осі опори. З числа нормальних режимів, як правило, розглядається режим найбільшої швидкості вітру при відсутності ожеледі, а також режим при ожеледі на проводах і тросах і відповідної швидкості вітру. З числа аварійних режимів ураховуються обриви проводів і троса. Для опор проміжного типу враховується можливість одночасного обриву однієї фази, а для опор анкерного типу – двох фаз.

При виборі довжини прогону лінії враховується те, що із збільшенням довжини прольоту зменшується кількість проміжних опор, але збільшується висота кожної з них.

Збільшення довжини прогону і висоти опор приводить до зростання ваги проводів і тросів, а також тиску на них вітру. Очевидно, що це викликає додаткове обважнювання і подорожчання кожної опори. Можлива довжина прогону ліній із залізобетонними опорами, як правило, обмежується довжинами залізобетонних стояків, прийнятними за умовами зручності технологічного процесу їх виготовлення, а також можливостей перевезень залізницею та автотранспортом.

Звичайно довжини залізобетонних стояків знаходяться в межах 20-25 м. Довжина прогонів ліній з дерев'яними опорами також обмежується можливою довжиною прямоствольних колод, з яких виготовляється опора. Стояки дерев'яних опор виконуються з однієї або з двох колод. Складніші складові конструкції стояків дерев'яних опор звичайно не застосовуються через складність їх експлуатації у зв'язку з підляганням деревини загниванню (заміна і ремонт окремих частин).

Розміщення опор на трасі лінії починається з вибору точок спорудження опор анкерного типу (анкерних, кінцевих). Граничні довжини анкерних прогонів у рівнинній ненаселеній місцевості можуть досягати 5-10 км (у залежності від марки проводів). При розміщенні опор має бути витримана необхідна відстань від проводів до землі і до технічних споруд, які перетинаються.

При проектуванні і спорудженні ПЛ, як правило, повинні застосовуватись так звані уніфіковані опори і фундаменти до них.

Уніфікація передбачає достатню, але мінімально необхідну кількість конструкцій опор, фундаментів та їх окремих частин. Це дозволяє індустріалізувати виробництво всіх опор і фундаментів і

тому забезпечити мінімальну вартість і високу якість їх виготовлення.

11.6. Основні знання про проектування трас кабельних ліній

Траси кабельних ліній (КЛ) повинні відповідати вимогам ПУЕ.

КЛ напругою до 20 кВ включно, які прокладаються безпосередньо в землі, мають бути закладені в ґрунт на глибину меншою мірою в 0,7 м від проектних відміток землі. На перетинах вулиць, майданів, залізниць і трамвайних шляхів ці кабелі поміщають у труби на глибину 1 м. Увід кабелів у будинки здійснюють теж у трубах, які закладаються безпосередньо в ґрунт на глибину не менш 0,5 м.

Мінімальні відстані від КЛ, які прокладаються в землі, до інших паралельно розташованих інженерних споруд також визначені ПУЕ.

На перетинах кабелів з інженерними спорудами повинні бути виконані й інші вимоги ПУЕ. Так, якщо кабельна лінія, прокладена в землі, перетинає інші кабелі або трубопроводи, то між ними має бути витримана відстань у світлі по вертикалі не менш 0,5 м.

Зниження цієї відстані припустиме лише в разі, якщо на ділянці перетину кабелі поміщені в труби.

З метою економії кабелю трасу КЛ між її кінцевими пунктами вибирають по можливості прямолінійною, але, безумовно, з урахуванням топографічних умов і забудівлі місцевості.

Вибрана траса має забезпечувати:

- максимальну надійність роботи КЛ і зручність її експлуатації;
- відсутність у ґрунті хімічних речовин, які руйнують захисні оболонки кабелю;
- відсутність у ґрунті блукаючих струмів, здатних руйнувати захисну оболонку кабелю;
- можливо невелику кількість існуючих або намічених до прокладання поблизу від траси інших підземних споруд, оскільки їх наявність неминуче пов’язана з проведенням земляних робіт, які загрожують механічними пошкодженнями кабелю і розтягуванням з’єднувальних муфт через осідання ґрунту;

- відсутність поблизу від траси сторонніх джерел тепла, які здатні підігрівати кабель.

Уже зазначалось, що КЛ можна прокладати безпосередньо в земляних траншеях, у колекторах, у тунелях і блоках. Той чи інший спосіб прокладання вибирають шляхом техніко-економічних зіставлень з обов'язковим урахуванням кількості і напруги КЛ, які прокладаються, а також місцевих умов на трасі (кількість підземних споруд, перспектива майбутніх прокладань тощо).

Намічена на плані району траса КЛ має бути узгоджена з організаціями, у віданні яких знаходяться земля і споруди в районі прокладання КЛ.

Контрольні питання

1. Сформулюйте основне завдання проектування механічної частини повітряних ліній.
2. Коли міркування про механічну міцність проводів становляться визначальними?
3. Назвіть основну вихідну умову при розрахунку проводів ПЛ.
4. Назвіть вихідні дані для розрахунку механічної частини повітряних ліній.
5. Як визначається стріла провисання проводу?
6. Прокоментуйте рівняння стану проводу в прогоні.
7. На якій підставі приймають кліматичні навантаження для розрахунку конструкцій ПЛ?
8. Перелічіть причини обривів проводів.
9. Як впливає обрив частини проводів ПЛ на їх розрахунок за умови механічної міцності?
10. Як впливає обрив частини проводів на опори ПЛ?
11. Яким чином проводиться вибір матеріалу опор повітряних ліній?
12. Назвіть і прокоментуйте габаритні розміри опори.
13. Прокоментуйте режими при визначенні зусиль, які діють на опору.
14. Які міркування беруть до уваги при розгляданні питань довжини прогону і розміщення опор на трасі лінії?
15. Перелічіть основні знання про проектування трас кабельних ліній.

Тести для самоконтролю

1. Відхилення напруг обумовлені:

а) швидко протікаючими процесами зміни напруги;

б) повільно протікаючими процесами зміни напруги;

в) будь-якими процесами зміни напруги;

г) процесами при різних порушеннях нормального режиму мережі.

2. Перерізи проводів лінії вибирають таким чином, щоб втрата напруги в них:

а) дорівнювала допустимій;

б) була більше допустимої;

в) була менше допустимої;

г) переріз не залежить від втрати напруги.

3. Формули для визначення перерізу ліній постійного струму використовують для визначення перерізів проводів в:

а) двопроводових лініях змінного струму;

б) трипроводових лініях змінного струму;

в) чотирипроводових лініях змінного струму;

г) будь-яких лініях.

4. У місцевих мережах втрата напруги приблизно дорівнює:

а) поперечній складовій спаду напруги;

б) поздовжній складовій спаду напруги;

в) спаду напруги;

г) втрата напруги визначається за іншими параметрами.

5. Для розрахунку ліній змінного струму з проводами з кольорового металу існує ряд методів (виключити зайвий):

а) метод стандартного перерізу;

б) метод сталості перерізу вздовж лінії;

в) визначення перерізу за умовою мінімальної витрати матеріалу;

г) визначення перерізу за умовою мінімуму втрат потужності.

6. Регулювання напруги в електричних мережах здійснюється (виключити зайве):

а) зміною величини втрати напруги;

б) зміною величини напруги на живильному кінці лінії;

в) зміною величини напруги на приймальному кінці лінії;

г) збільшенням перерізу проводу.

7. Метод мінімуму втрат потужності застосовують для мереж з:

а) малим Tmax;

б) великим Tmax;

в) великою кількістю навантажень, розташованих одне біля одного;

г) великими навантаженнями.

8. Найпростішою замкненою мережею є:

а) лінія з двобічним живленням;

б) мережа з трибічним живленням;

в) мережа з чотирибічним живленням;

г) лінія з однобічним живленням.

9. Розподіл потужностей у місцевих замкнених мережах знаходять:

а) з урахуванням втрат потужності в них;

б) без врахування втрат потужності в них;

в) втрати потужності враховують на наступному етапі;

г) втрати потужності в них не впливають на розподіл потужностей.

10. У нормальному режимі роботи найбільша втрата напруги в лінії з двобічним живленням без відгалужень буде:

а) на головній ділянці;

б) на ділянці від джерела живлення до точки розподілу потужностей;

в) на середній ділянці;

г) на останній ділянці.

11. У лінії з двобічним живленням з відгалуженнями найбільша втрата напруги буде:

а) на другій ділянці;

б) на ділянці від джерела живлення до точки розподілу потужностей;

в) на середній ділянці;

г) на останній ділянці.

12. Метод мінімуму витрати провідникового матеріалу застосовують для мереж з:

а) малим Tmax;

б) великим Tmax;

в) великою кількістю навантажень, розташованих одне біля одного;

г) великими навантаженнями.

13. Метод однакового перерізу застосовують для мереж з:

а) малим Tmax;

б) великим Tmax;

в) великою кількістю навантажень, розташованих одне біля одного;

г) великими навантаженнями.

14. Отриманий при розрахунках переріз проводу округлюють до найближчого:

а) більшого стандартного;

б) меншого стандартного;

в) більшого або меншого, не має значення;

г) округлення визначається іншими обставинами.

15. Під зустрічним регулюванням напруги на шинах електростанцій у режимі максимальних навантажень розуміють підвищення напруги на цих шинах на:

а) 1% Uном;

б) 3% Uном;

в) 4% Uном;

г) 5% Uном.

16. Втрати потужності й електричної енергії в мережі можна зменшити (виключити зайве):

а) шляхом зменшення Uном;

б) шляхом збільшення Uном;

в) шляхом зменшення величини реактивної потужності, що передається мережею;

г) за рахунок підвищення $\cos\varphi$.

17. В експлуатації підвищення рівня напруги в мережі можна забезпечити шляхом (виключити зайве):

а) підтримання підвищеної напруги на виводах генераторів;

б) зміною Кт трансформаторів;

в) підтримання підвищеної напруги на затискачах генераторів і зміною Кт трансформаторів;

г) зниженням втрат на корону.

18. Підвищити $\cos\varphi$ можна за рахунок (виключити зайве):

а) зниження реактивних навантажень мережі;

б) зниження активних навантажень мережі;

в) використання синхронних двигунів замість асинхронних;

г) проведення загальної раціоналізації електроспоживання.

19. Поперечна ємнісна компенсація здійснюється вмиканням батареї конденсаторів:

а) паралельно з тяговим навантаженням;

б) послідовно з тяговим навантаженням;

в) за схемою мішаного з'єднання;

г) схема вмикання не має значення.

20. Поздовжня ємнісна компенсація здійснюється вмиканням батареї конденсаторів:

а) паралельно з тяговим навантаженням;

б) послідовно з тяговим навантаженням;

в) за схемою мішаного з'єднання;

г) схема вмикання не має значення.

21. Регулювання напруги в трансформаторах з РПН здійснюється на боці:

а) обмотки ВН;

б) обмотки СН;

в) обмотки НН;

г) вибір обмотки не має значення.

22. Регулювання напруги в мережі зміною збудження генераторів електростанцій можливе в межах:

а) ± 1% Uном;

б) ± 3% Uном;

в) ± 4% Uном;

г) ± 5% Uном.

23. Для визначення витрат електроенергії на тягу поїздів використовують дані:

а) по питомій витраті електроенергії на тягу;

б) графіків навантажень тягових підстанцій;

в) показів лічильників електроенергії за місяць;

г) показів лічильників електроенергії за рік.

24. При підвищенні номінальної напруги мережі (виключити зайве):

а) зменшуються втрати потужності;

б) зменшуються втрати електроенергії;

в) полегшується подальший розвиток мережі;

г) зменшуються витрати на спорудження мережі.

25. Експлуатаційні витрати на мережу складаються з:

а) щорічних амортизаційних відрахувань;

б) щорічних витрат на поточний ремонт і обслуговування;

в) вартості передачі електроенергії;

г) щорічних амортизаційних відрахувань, щорічних витрат на поточний ремонт і обслуговування, а також з вартості передачі електроенергії.

БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК

1. Правила улаштування електроустановок. – Харків: Форт, 2009.

2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Харьков: Форт, 2007.

3. Правила улаштування системи тягового електропостачання залізниць України. – К., 1998.

4. Электрические сети и станции / Под ред. Л.Н. Баптиданова. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963.

5. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. шк., 1971.

6. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1975.

7. Боровиков В.А., Косарев В.К., Ходот Г.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия,1968.

8. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1972.

9. Казаринов И.А. Инженерно-технический справочник по электросвязи. Электроустановки. – М.: Связь, 1976.

10. Лопухин А.Ф. Электрические распределительные сети. – Харьков: ХВКИУ, 1968.

11. Титов Е.Г. Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок. – М.: Воениздат, 1991.

12. Баркан Я.Д. Автоматизация регулирования напряжения в распределительных сетях / Под ред. Н.А.Мельникова. – М.: Энергия, 1971.

13. Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Высш. шк., 1975.

14. Акимов А.И. Электроснабжение: Учебник / Под ред. В.И. Шапошникова и Б.Т. Кононова. – М.: МО СССР, 1987. –Ч.1.

15. Петренко Л.И. Электрические сети. Сборник задач. – К.: Вищ. шк., 1976.

16. Воронин А.В. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1971.

17. Проектирование систем электроснабжения электрических железных дорог / Под общ. ред. Л.М. Перцовского. – М.: Транспорт, 1963.

18. Мамошин Р.Р., Зимакова А.Н. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1980.

19. Справочник по электроснабжению железных дорог / Под ред. К.Г.Марквардта. – М.: Транспорт, 1980. – Т. 1,2.

20. Марквардт К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1982.

21. Караев Р.И., Волобринский С.Д., Ковалев И.Н. Электрические сети и энергосистемы. – М.: Транспорт, 1988.

22. Звездкин М.Н. Электроснабжение электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1985.

23. Дворовчикова Т.В. Электроснабжение и контактная сеть электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1989.

24. Марков А.С. Монтаж устройств электроснабжения электрифицированных железных дорог. – М.: Транспорт, 1990.

25. Акімов О.І. Російсько-український словник основних термінів з електротехніки та електропостачання. – Харків: ХВУ, 1999.

26. Почаевец В.С. Электрические подстанции. – М.: Желдориздат, 2001.

27. Макаров Е.Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей. – М.: ИРПО: Академия, 2003.

28. Михеев В.П. Контактные сети и линии электропередачи. – М.: Маршрут, 2003.

29. Южаков Б.Г. Технология и организация обслуживания и ремонта устройств электроснабжения. – М.: Маршрут, 2004.

30. Акімов О.І. Ізоляція електроустановок високої напруги та захист від перенапруг. Методичні вказівки до виконання контрольної роботи з дисципліни «Електротехнічні матеріали та техніка високих напруг». – Харків: УкрДАЗТ, 2005.

31. Техніка і електрофізика високих напруг: Навч. посібник / За ред. В.О.Бржезицького та В.М.Михайлова. – Харків: НТУ «ХПІ» - Торнадо, 2005.

32. Акімов О.І. Методичний посібник з курсового та дипломного проектування систем зовнішнього електропостачання електрифікованих залізниць. – Харків: УкрДАЗТ, 2007.

33. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.

34. Акімов О.І., Сушко Д.Л. Техніка високих напруг. Ізоляція та перенапруги в пристроях електропостачання і

електричної тяги залізничного транспорту: Навч. посібник. – Харків: УкрДАЗТ, 2009.

35. ВБН В.2.3-2-2009 Споруди транспорту. Електрифікація залізниць. Норми проектування. – К.: Міністерство транспорту та зв'язку України, 2009.

36. Акімов О.І. Визначення потужностей тягових підстанцій електрифікованих залізниць // Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті. – Харків: УкрДАЗТ, 2011. – №1.

Додаток 1

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОВІТРЯНИХ І КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ

Таблиця Д.1.1

Основні марки силових кабелів та ізольованих проводів

З мідними жилами	З алюмініє-вими жилами	Конструкція та призначення
1	2	3
Кабелі з паперовою ізоляцією у свинцевій (С) або алюмінієвій (А) оболонці		
СБ,АБ,ОСБ	АСБ,ААБ, АОСБ	Броньований двома сталевими стрічками (Б) із захисним зовнішнім покриттям, з поясною ізоляцією та окремо оповитими свинцем жилами (О) - для прокладання у землі
СБГ,АБГ, ОСБГ	АСБГ,ААБГ, АОСБГ	Те ж, але без зовнішнього покриття (Г) - для прокладання в каналах, тунелях і всередині приміщень
СК,СП,АП, ОСК	АСК,АСП, ААП,АОСК	Броньований круглим (К) або плоским (П) сталевим дротом, із захисним зовнішнім покриттям – для підводних (К) і підземних прокладань, де можливі розтягуючі зусилля
СБГ-В, АБГ-В, ОСБГ-В	АСБГ-В, ААБГ-В, АОСБГ-В	Зі збіднено-просоченою ізоляцією – для прокладання всередині приміщень на вертикальних ділянках без розтягуючих зусиль
СПГ-В, АПГ-В	АСПГ-В, ААПГ-В	Те ж, але при наявності значних розтягуючих зусиль
МССА, МССК	-	Маслонаповнений, у свинцевій оболонці середнього тиску, асфальтований (А) або броньований круглим сталевим дротом (К) - для підземних прокладань
МССГ	-	Те ж для прокладань на повітрі
МВДТ	-	Маслонаповнений кабель високого тиску для прокладання в сталевих трубах

Продовження табл. Д.1.1

1	2	3

Кабелі з гумовою ізоляцією у свинцевій /С/ або поліхлорвініловій /В/ оболонці		
СРБ, ВРБ	-	Броньований двома сталевими стрічками із захисним зовнішнім покриттям - для прокладання у землі
СРБ, ВРБГ	-	Те ж, але без зовнішнього покриття – для прокладання в каналах, по зовнішніх стінах і конструкціях
СРГ, ВРГ	-	Небронюваний – для прокладання на полицях і стінах усередині приміщень
Проводи та шнури з гумовою (Р) або поліхлорвініловою (В) ізоляцією		
ПР	АПР	У бавовняному обплетенні – для прокладання освітлювальних і силових мереж усередині і зовні будівель (за допомогою роликів, ізоляторів, ізоляційних труб)
ПВ	АПВ	Те ж – для прокладання всередині приміщень (сухих, сирих, з парою кислоти та лугу)
ПРТО	АПРТО	Те ж, але для прокладання в сталевих трубах (для прихованої проводки)
ТПРФ	-	У трубчастій металевій оболонці – для прокладання відкрито у сухих приміщеннях

Таблиця Д.1.2

Конструктивні та розрахункові дані голих мідних, алюмінієвих і сталеалюмінієвих проводів

Мідні проводи (М)					Алюмінієві проводи (А)					Сталеалюмінієві проводи (СА)					
Номінальний переріз, мм^2	Розрахунковий переріз, мм^2	Розрахунковий діаметр, мм	Активний опір r_o, Ом /км	Вага проводу, кг/км	Номінальний переріз, мм^2	Розрахунковий переріз, мм^2	Розрахунковий діаметр, мм	Активний опір r_o, Ом/км	Вага проводу, кг/км	Номінальний переріз, мм^2	Розрахунковий переріз, мм^2		Розрахунковий діаметр, мм	Активний опір r_o, Ом/км	Вага проводу, кг/км
											алюмінієвої частини	сталевої частини			
4	3,94	2,2	4,65	35	16	15,9	5,1	1,98	44	25	22,8	3,8	6,6	1,38	92
6	5,85	2,7	3,06	52	25	24,7	6,4	1,28	68	35	36,9	6,2	8,4	0,85	150
10	9,79	3,5	1,84	87	35	34,4	7,5	0,92	95	50	48,3	8,0	9,6	0,65	196
16	15,5	5,0	1,20	140	50	49,5	9,0	0,64	136	70	68,0	11,3	11,4	0,46	275
25	24,5	6,3	0,74	221	70	69,3	10,7	0,46	191	95	95,4	15,9	13,5	0,33	386
35	34,1	7,5	0,54	323	95	93,3	12,4	0,34	257	120	115	22,0	15,2	0,27	492
50	48,5	8,9	0,39	439	120	117	14,0	0,27	322	150	148	26,6	17,0	0,21	617
70	68,3	10,7	0,28	618	150	148	15,8	0,21	407	185	181	34,4	19,0	0,17	771
95	92,5	12,5	0,20	837	185	183	17,5	0,17	503	240	238	43,1	21,6	0,132	997
120	117	14,0	0,158	1058	240	239	20,0	0,132	656	300	295	56,3	24,2	0,107	1257
150	148	15,8	0,123	1338	300	298	22,4	0,106	817	400	395	72,2	28,0	0,08	1660

Таблиця Д.1.3

Активні та індуктивні опори трижильних кабелів з мідними секторними жилами, Ом/км

Номінальний переріз жил кабелю, мм^2	Активний опір r_0	Індуктивний опір x_0 при мінімальній напрузі кабелю, кВ			
		6	10	20	35
10	2,10	0,100	0,113	-	-
16	1,32	0,094	0,104	-	-
25	0,842	0,085	0,094	0,135	-
35	0,602	0,078	0,088	0,129	-
50	0,422	0,075	0,082	0,119	-
70	0,300	0,072	0,078	0,116	0,132
95	0,222	0,069	0,075	0,110	0,126
120	0,175	0,069	0,075	0,107	0,119
150	0,140	0,066	0,072	0,104	0,116
185	0,114	0,066	0,069	0,100	0,113
240	0,088	0,063	0,069	-	-
300	0,070	0,063	0,066	-	-

Таблиця Д.1.4

Активні і внутрішні індуктивні опори сталевих багатодротових проводів, Ом/км

Струм, А	Активний опір r_0					Внутрішній індуктивний опір x_0''				
	Марки проводів					Марки проводів				
	ПС-25	ПС-35	ПС-50	ПС-70	ПС-95	ПС-25	ПС-35	ПС-50	ПС-70	ПС-95
1	5,25	3,66	2,75	1,70	1,55	0,54	0,33	0,23	0,16	0,08
1,5	5,25	3,66	2,75	1,70	1,55	0,55	0,33	0,23	0,16	0,08
2	5,27	3,66	2,75	1,70	1,55	0,55	0,35	0,24	0,17	0,08
3	5,28	3,67	2,75	1,70	1,55	0,56	0,36	0,25	0,17	0,08
4	5,30	3,69	2,75	1,70	1,55	0,59	0,37	0,25	0,18	0,08
5	5,32	3,70	2,75	1,70	1,55	0,63	0,40	0,26	0,18	0,08
6	5,35	3,71	2,75	1,70	1,55	0,67	0,42	0,27	0,19	0,08
7	5,37	3,73	2,75	1,70	1,55	0,70	0,45	0, 27	0,19	0,08
8	5,40	3,75	2,76	1,70	1,55	0,77	0,48	0,28	0,20	0,08
9	5,45	3,77	2,77	1,70	1,55	0,84	0,51	0,29	0,20	0,08
10	5,50	3,80	2,78	1,70	1,55	0,93	0 55	0,30	0,21	0,08
15	5,97	4,02	2,80	1,70.	1,55	1,33	0,75	0,35	0,23	0,08
20	6,70	4,40	2,85	1,72	1,55	1,63	1,04	0,42	0,25	0,09
25	6,97	4,89	2,95	1,74	1,55	1,91	1,32	0,49	0,27	0,09
30	7,10	5,21	3,10	1,77	1,56	2,01	1,56	0,56	0,30	0,09
35	7,10	5,36	3,25	1,79	1;56	2,06	1,64	0,69	0,33	0,09
40	7,02	5,35	3,40	1,83	1,57	2,09	1,69	0,80	0,37	0,10
45	6,92	5,30	3,52	1,88	1,57	2,08	1,71	0,91	0,41	0,11
50	6,85	5,25	3,61	1,93	1,58	2,07	1,72	1,00	0,45	0,11
60	6,70	5,13	3,69	2,07	1,58	2,00	1,70	1,10	0,55	0,13
70	6,60	5,0	3,73	2,21	1,61	1,90	1,64	1,14	0,65	0,15
80	6,50	4,89	3,70	2,27	1,63	1,79	1,57	1,15	0,70	0,17
90	6,40	4,78	3,68	2,29	1,67	1,73	1,50	1,14	0,72	0,20
100	6,32	4,71	3,65	2,33	1,71	1,67	1,43	1,13	0,73	0,22
125	-	4,60	3,58	2,33	1,83	-	1,29	1,04	0,73	0,31

Таблиця Д.1.5

Активні та внутрішні індуктивні опори сталевих однодротових проводів, Ом/км

Струм, А	Діаметри проводів, мм							
	3,5		4		5		6	
	r_0	$x_0^{//}$	r_0	$x_0^{//}$	r_0	$x_0^{//}$	r_0	$x_0^{//}$
0,5	14,9	1,04	11,5	0,69	-	-	-	-
1	15,2	2,27	11,8	1,54	-	-	-	-
1,5	15,7	4,24	12,3	2,82	7,9	2,13	-	-
2	16,1	6,45	12,5	4,38	8,35	3,58	7,2	3,95
3	17,4	9,6	13,4	7,9	9,5	6,45	7,7	5,53
4	18,5	11,9	14,3	9,7	10,8	8,1	8,85	7,2
5	20,1	14,1	15,5	11,5	12,3	9,7	10,1	8,4
6	21,4	16,3	16,5	12,5	13,8	11,2	10,7	9,15
7	21,5	16,5	17,3	13,2	15,0	12,3	11,1	9,55
8	21,7	16,7	18,0	14,2	15,4	13,3	11,3	9,85
9	21,8	16,9	18,1	14,3	15.2	13,1	11,4	9,9
10	21,9	17,1	18,1	14,3	14,6	12,4	11,5	10,3
15	20,2	18,3	18,3	13,3	13.6	11,4	11,3	10,3
20	-	-	-	-	12.7	10,5	11,0	9,7
25	-	-	-	-	-	-	10,7	9,2

Таблиця Д.1.6

Зовнішні індуктивні опори повітряних ліній
зі сталевими проводами $x_0^{/}$, Ом/км

Середня геометрична відстань між проводами, м	Марки проводів							
	ПСО-3,5	ПСО-4	ПСО-5	ПС-25	ПС-35	ПС-50	ПС-70	ПС-95
	Розрахунковий переріз проводів, мм^2							
	9,6	12,6	19,6	-	-	-	-	-
	Розрахунковий діаметр проводів, мм							
	3,5	4	5	5,6	7,8	9,2	11,5	12,6
0,4	0,341	0,332	0,318	0,311	0,290	0,281	-	-
0,5	0,368	0,359	0,345	0,336	0,317	0,308	0,295	-
0,8	0,384	0,375	0,361	0,354	0,333	0,324	0,311	0,303
1,0	0,398	0,389	0,375	0,368	0,347	0,338	0,325	0,317
1,25	-	0,403	0,389	0,381	0,361	0,352	0339	0,331
1,5	-	0,414	0,400	0,393	0,372	0,363	0,350	0,342
2,0	-	-	-	0,412	0,391	0,382	0,369	0,361
2,5	-	-	-	0,426	0,405	0,396	0,383	0,375
3,0	-	-	-	0,437	0,416	0,406	0,394	0,386

Таблиця Д.1.8

Ємнісні провідності повітряних ліній, $1/Ом \times км \times 10^6$

	Діаметри проводів, мм

Середня геометрична відстань між проводами, м	10	12	14	16	18	20	24	28	32
3,0	2,73	2,82	2,90	2,95	3,01	3,06	-	-	-
3,5	2,66	2,73	2,82	2,87	2,93	2,98	-	-	-
4,0	2,61	2,68	2,75	2,82	2,87	2,92	3,01	3,08	3,16
4,5	2,56	2,62	2,70	2,76	2,82	2,86	2,94	3,02	3,10
5,0	2,53	2,60	2,66	2,71	2,76	2,82	2,89	2,97	3,03
5,5	2,49	2,56	2,62	2,67	2,72	2,77	2,86	2,93	2,99
6,0	2,46	2,53	2,59	2,64	2,68	2,73	2,82	2,90	2,95

Таблиця Д.1.9

Індуктивні опори та ємнісні провідності трижильних кабелів

Переріз жил, мм^2		10	16	25	35	50	70	95	120	150
Індуктивні опори, Ом/км	6кВ	0,1	0,094	0,085	0,079	0,076	0,072	0,069	0,069	0,066
	10кВ	0,113	0,104	0,094	0,088	0,082	0,079	0,076	0,076	0,072
Ємнісні провід-ності, I/Ом×км×10^6	6кВ	60	69	91	104	119	141	163	179	202
	10кВ	50	57	72	82	94	100	119	132	144

Додаток 2

ТРИВАЛО ДОПУСТИМІ НАВАНТАЖЕННЯ ПРОВОДІВ І КАБЕЛІВ(ЗА УМОВАМИ НАГРІВУ)

Таблиця Д.2.1

Допустимий тривалий струм для неізольованих проводів

Номінальний переріз, мм^2	Переріз (алюміній / сталь), мм^2	Струм А, для проводів марок		
		АС,АСКС, АСК,АСКП	М	А і АКП
10	10/1,8	84/53	95/60	105/75
16	16/2,7	111/79	133/102	136/106
25	25/4,2	142/109	183/137	170/130
35	35/6,2	175/135	223/173	215/165
50	50/8	210/165	275/219	265/210
70	70/11	265/210	337/268	320/255
95	95/16	330/260	422/341	-
120	120/19	390/313	485/395	375/300
	120/27	375/-	-	-
150	150/19	450/365	570/465	440/355
	150/24	450/365	-	-
	150/34	450/-	-	-
185	185/24	520/430	650/540	500/410
	185/29	510/425	-	-
	185/43	515/-	-	-
240	240/32	605/505	760/685	590/490
	240/39	610/505	-	-
	240/56	610/-	-	-
300	300/39	710/600	880/740	680/570
	300/48	690/585	-	-
	300/66	680/-	-	-
330	330/27	730/-	-	-
400	400/22	830/713	1050/895	815/690
	400/51	825/705	-	-
	400/64	860/-	-	-
500	500/27	960/830	-	980/820
	500/64	945/815	-	-
600	600/72	1050/920	-	1100/955
700	700/86	1180/1040	-	-

Примітка. У графах 3, 4, 5 цифри у чисельнику відносяться до проводів, що прокладені поза приміщеннями, у знаменнику – до проводів у приміщеннях.

Таблиця Д.2.2

Проводи та шнури з мідними жилами з гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією

Номінальний переріз струмовідної жили, мм	Допустиме навантаження, А					
	Проводи, відкрито прокладені	Проводи, прокладені всередині труби				
		два одножильних	три одножильних	чотири одножильних	один двожильний	один трижильний
0,5	11	-	-	-	-	-
0,75	15	-	-	-	-	-
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	-	-	-
185	510	-	-	-	-	-
240	605	-	-	-	-	-
300	695	-	-	-	-	-
400	830	-	-	-	-	-

Таблиця Д.2.3

Проводи з алюмінієвими жилами з гумовою та полівінілхлоридною ізоляцією

Номінальний переріз мм² струмовідної жили,	Допустиме навантаження, А					
	Проводи, відкрито прокладені	Проводи, прокладені всередині труби				
		двох одножильних	трьох одножильних	чотирьох одножильних	одного двожильного	одного трижильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	55	50	47	39	42	38
16	80	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	-	-	-
185	390	-	-	-	-	-
240	465	-	-	-	-	-
300	535	-	-	-	-	-
400	645	-	-	-	-	-

Таблиця Д.2.4

Проводи з мідними жилами та гумовою ізоляцією в металевих захисних оболонках та кабелі з мідними та алюмінієвими жилами з гумовою ізоляцією у свинцевій, полівінілхлоридній або негорючій гумовій оболонці, броньовані та небронь овані

Номінальний переріз струмовідної жили, мм²	Проводи та кабелі з мідними жилами			Кабелі з алюмінієвими жилами		
	одно-жильні	дво-жильні	трижи-льні	одно-жильні	двожи-льні	трижи-льні
	Допустиме навантаження, А					
1,5	23/-	19/33	19/27	-	-	-
2,5	30/-	27/44	25/38	23/-	21/34	19/29
4	41/-	38/55	35/49	31/-	29/42	27/38
6	50/-	50/70	42/60	38/-	38/55	32/46
10	80/-	70/105	55/90	60/-	55/80	42/70
16	100/-	90/135	75/115	75/-	70/105	60/90
25	140/-	115/175	95/150	105/-	90/135	75/115
35	170/-	140/210	120/180	130/-	105/160	90/140
50	215/-	175/265	145/225	165/-	135/205	110/175
70	270/-	215/320	180/275	210/-	165/245	140/210
95	325/-	260/385	220/330	250/-	200/295	170/255
120	385/-	300/445	260/385	295/-	230/340	200/295
150	440/-	350/505	305/435	340/-	270/390	235/335
185	510/-	405/570	350/500	390/-	310/440	270/385
240	605/-	-	-	465/-	-	-

Примітка. Цифри у чисельнику відносяться до проводів і кабелів, що прокладаються на повітрі, у знаменнику – до кабелів, що прокладаються у землі.

Таблиця Д.2.5

Поправкові коефіцієнти на кількість кабелів, що прокладені поряд у землі

Відстань між кабелями, мм	Коефіцієнт при кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

Автоматичне повторне вмикання 27,235

Автоматичні вимикачі 125
Автотрансформатори 108
Активна потужність тягового навантаження 183
Амортизаційні відрахування 93
Анкерні опори 43
Арматура лінійна 50-52

Векторна діаграма напруг лінії з ПЄК 221
– – – – з ПК 224
– – струмів і напруг трифазної лінії 141
Вибір варіантів схеми електропостачання 186
– економічно доцільних перерізів проводів та кабелів 110
– напруги мережі 177-180
– перерізів проводів і параметрів захисних
пристроїв у мережах до 1000 В 122
– потужності синхронних компенсаторів 204
– – статичних конденсаторів 204
– проводів і кабелів за нагрівом 119
– режиму нейтралі 21
– розташування тягових підстанцій 180-186
Визначення перерізу проводів за нагрівом 119
– – – за втратою напруги 146, 147
– – – за економічною густиною струму 110
– – – за мінімумом втрат потужності 152-155
– – – за мінімумом витрати провідникового матеріалу 149-152
– – – у разі постійності цього перерізу 148-149
– потужності тягових трансформаторів 185
Вимоги до електричних мереж 90
Витрати експлуатаційні 92, 93
Витрати електроенергіїї на тягу поїздів 176
Вищі гармоніки 225
Відрахування на обслуговування 94
– на поточний ремонт 94
Відхилення напруги 133
Внутрішні мережі 62
– проводки 14
Вольтододавальні агрегати 208
Втрати напруги 134, 202
– – допустимі 134, 198

– потужності й енергії в лініях 97-102
– – – у транформаторах 105
– – – у двообмоткових трансформаторах 105-108
– – – у триобмоткових трансформаторах 108-110

Габарити повітряних ліній 33, 238
Гірлянди ізоляторів 48
Головні елементи повітряної лінії 33
Грозозахист повітряних ліній 234-235

Джерела реактивної потужності 203, 215
Довжина прогону 33
Допустимий струм за нагрівом 118
Допустимі втрати напруги 134, 198
– механічні напруження в проводах 233
Дугогасильні котушки 25

Економічна густина струму 111
– еквівалент реактивної потужності 218
– показники 92
– режими роботи трансформаторів 225-228
– доцільні значення номінальної напруги 180
Електричні мережі, визначення 9
– – внутрішні 62-65
– – замкнені 16, 162-164
– – кільцеві 13
– – класифікація 11
– – місцеві 14
– – призначення 10
– – радіальні 12
– – районні 14
– – розімкнені 16
– – розподільні 11
– – , схеми 186
Ефективність заходів підвищення коефіцієнта потужності 217
Ємнісна компенсація поздовжня 219
– – поперечна 223
Ємнісний струм замикання на землю 25

Ємність лінії 23

Замикання на землю 20
– однофазне 20
Зарядна потужність лінії 79
Затискачі лінійні 50
Затрати капітальні 92
– приведені 96
Зниження втрат електроенергії 210
– – – в електричних мережах 210-211
– реактивного навантаження 214

Ізолятори, типи 47-50
– , кількість у гірлянді 50

Кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену 68-70
– , прокладання 62
– , з'єднання та окінцевання 58-62
Кабельні лінії, конструкція 54-55
Капітальні затрати 93
Категорії надійності електропостачання 90
Кінець повітряної лінії 36
Кліматичні умови 234
Коефіцієнт завантаження двигуна 124
– одночасної роботи двигунів 123
– потужності 210, 213
– трансформаціїї трансформаторів 205-208
Коливання напруги 133
Коло повітряної лінії 36
Компенсація ємнісного струму 25
– зарядної потужності 80
– реактивної потужності 219
Конденсатори, вибір потужності 204

Лінії з двобічним живленням 162, 164-169
– поздовжнього електропостачання 52
Магістраль 12
Маркування кабелів 57
Метеорологічні умови 234

Метод максимального навантаження 103
– середньорічного навантаження 104

Нагрів провідників електричним струмом 115
Напруга короткого замикання трансформаторів 82
– номінальна генераторів 18
– – мережі 16
– – трансформаторів 19
Наріжні опори 43
Нейтраль глухозаземлена 20, 27
– ізольована 20-23
– компенсована 20, 25-27
Нейтральний провід 28
– точка 20
Несиметрія напруги 21

Ожеледь 234
Опір лінії активний 73-74
– – індуктивний 74-77
– трансформаторів активний 81
– – індуктивний 83
Опори ліній 43
Основні елементи кабелю 55

Параметри електричного кола 72
Перенапруги атмосферні 234
– дугові 24
Підвищення коефіцієнта потужності 213
Підстанції районні 178
– трансформаторні 9
– тягові 180-186
Плавкі запобіжники 122
Повітряна лінія 14
Постійний струм 72
Потужність тягового навантаження активна 183
– – – повна 182
– – – реактивна 184
Початок повітряної лінії 36

Поясна ізоляція 57
Пристрій для регулювання напруги 207
Провідність ліній активна 77
– – реактивна 78
– трансформаторів 83
– – активна 84
– – реактивна 84
Проводи, конструкція 36-41
– найменші відстані 76
– – перерізи 37
Проектування мереж 172, 173, 230, 231
– повітряних ліній 236-240
– трас кабельних ліній 240-241
Прокладання кабелів 61
Проміжні опори 43
Проста замкнена мережа 162
– – – , порядок розрахунку 169-171

Регулювання напруги 198-208
Режим напруг у мережі 199
Режими нейтралі мереж 20
– – – вище 1000В 22-27
– – – до 1000В 20-22
Рівняння стану проводу 231
Річний графік навантажень 99
Річні експлуатаційні витрати 93, 94
Робота з перевезення вантажів 175
– – пасажирів 175
Розміщення проводів на опорах 41
Розрахункові затрати 95
– – приведені 96
Розрахунок електроспоживання на тягу поїздів 176
– замкнених мереж 164-171
– ліній 91
– – постійного струму 136
– – трифазного струму 140-146
– механічної частини повітряних ліній 231
– на механічну міцність проводів 91

– районних електричних мереж 156-161
Розташування тягових підстанцій 180-186

Самоутримні ізольовані проводи 65-68
Система електропостачання 10
Системи заземлення мереж у відповідності до вимог МЕК 28
– – TN 29-30
– – TT 30-31
– – IT 31
Собівартість передачі електричної енергії 94
Спад напруги 134
Спеціальні опори 43
Способи зниження втрат потужності й енергії 210
Стала часу нагріву 115
Стріла провисання 33
Строк окупності капіталовкладень 95
Структура мережі 9
Струм вищих гармонік 225
– замикання на землю 10
– плавкої вставки запобіжника 122
– пусковий 123
– робочий 124
– тривало допустимий за умов нагріву 118
– холостого ходу 84
Струмопроводи 65
Схема установки поздовжньої ємнісної компенсації 224
Схеми живлення тягових підстанцій 193-196
– заміщення ліній 72
– – – трифазного струму 140
– – трансформаторів 80
– побудови мережі 186

Температура навколишнього середовища 115
– тривало допустима нагріву 119
Теплові реле 125
Технічні показники 94
Транспозиція проводів 42
Трансформатори 79

– , схеми заміщення 80
– триобмоткові 85
– – , виконання 86
– – , параметри 86-88
– – , схеми заміщення 85
Тяжіння по проводах 235

Умови роботи повітряних ліній 232

Фазна ізоляція 56
Фідер 12

Час використання максимального навантаження 94
– втрат 100

Штучні заходи підвищення коефіцієнта потужності 215

Додаток 3

КАТАЛОГОВІ ТА РОЗРАХУНКОВІ ДАНІ ТРИОБМОТКОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ

Таблиця Д.3.1

Трифазні триобмоткові трансформатори 35 кВ

Потужність $S_{ном}$, МВА	Тип	Каталожні дані									Розрахункові дані						
		$U_{ном}$, кВ			$u_к$, %			$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_х$, кВАр
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н				ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
6,3	ТМТН-6300/35	35	10,5 (11); 13,8	6,3 (6,6)	7,5	7,5	16,5	55	12	0,85	0,94	0,94	0,94	0	17,8	17,8	53,5
10	ТМТН-10000/35	36,75	10,5 (11); 13,8 (15,75)	6,3 (6,6)	16,5 8,5	8,0; 16,5	7,2; 7,2	75	18	0,85	0,51	0,51	0,51	11,7 11,7	10,6 0	0; 10,6	85
16	ТМТН-16000/35	36,75	10,5 (11); 13,8 (15,76)	6,3 (6,6)	17; 8	8; 17	7,5; 7,5	115	23	0,65	0,30	0,30	0,30	7,5; 7,5	7,0; 0	0; 7,0	104

Примітка. У дужках указані напруги, допустимі за вимогами замовника.

Таблиця Д.3.2

Трифазні триобмоткові трансформатори 110 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	Каталогові дані					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_к$,%		
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6.6; 11	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	10	115	11,5; 22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110*	16	115	22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-25000/110	25	115	11; 22; 34,5; 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: 34,5; 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, ТДТНМ)	63	115	11; 34,5; 38,5	6,6; 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 табл. Д.3.2

Тип	Каталогові дані			Розрахункові дані						ΔQ_x, кВАр
	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			
				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, ТДТНМ)	290	56	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	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

* За $X_т$ обмотки СН, що дорівнює нулю, обмотка НН виготовляється з $U_{ном}$, що дорівнює 6,3 чи 10,5 кВ.

Примітка. Усі трансформатори мають РПН±9х1,78% у нейтралі ВН, за винятком трансформатора ТНДТЖ-40000 з РПН±8х1,5 % на ВН. Трансформатори ТДТН-10000, 16000, 25000, 40000, 63000/110 мають також ПБЗ з боку 34,5 і 38,5 кВ ±(2х2,5 %).

Таблиця Д.3.3

Трифазні триобмоткові трансформатори та автотрансформатори 150 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	Межі регулю-вання, %	Каталогові дані					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_к$,%		
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН-16000/150	16	±8х1,5	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-25000/150	25	+8х1,5	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТНЖ-25000/150	25	+8х1,5	158	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	18	10,5	6
ТДТН-40000/150	40	±8х1,5	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-63000/150	63	+8х1,5	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
АТДТНГ-100000/150	100	+4х2,5	158	11,5	6,6	53	15	15

Продовження табл. Д.3.3

Тип	Каталогові дані					Розрахункові дані						ΔQ_x, кВАр
	$\Delta P_к$, кВт			ΔP_x, кВт	I_x, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-16000/150	96	-	-	25	1,0	4,7	4,7	4,7	176	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	145	-	-	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТНЖ-25000/150	145	-	-	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,4	225
ТДТН-40000/150	185	-	-	53	0,8	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	285	-	-	67	0,7	0,9	0,9	0,9	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ-100000/150	310	235	230	75	1,5	0,54	0,2	14,2	6,6	6,6	30,9	1500

Примітки: 1. Для автотрансформаторів потужність обмотки НН дорівнює 20% номінальної. 2. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі ВН чи (для автотрансформатора 100МВА) на боці СН.

Таблиця Д.3.4

Трифазні триобмоткові трансформатори 220 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	Межі регулювання, %	Каталогові дані					
			$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_к$,%		
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН-25000/220	25	±12х1	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5
ТДТНЖ-25000/220	25	±8х1,5	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	±12х1	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5
ТДТНЖ-40000/220	40	±8х1,5	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	22	9,5
АТДЦТН-63000/220/110	63	±6х2	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменнику - випуск після 1985 р.)	125	±6х2	230	121	6,3; 6,6; 11; 38,5	11 11	31 45	19 28
АТДЦТН-200000/220/110	200	±6х2	230	121	6,3; 6,6; 11; 15,75; 38,5	11	32	20
АТДЦТН-250000/220/110	250	±6х2	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8

Продовження табл. Д.3.4

Тип	Каталогові дані					Розрахункові дані						$\Delta Q_{х,}$ кВАр
	$\Delta P_к$, кВт			$\Delta P_х$,	$I_х$,	$R_т$,Ом			$X_т$,Ом			
	В-С	В-Н	С-Н	кВт	%	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТДТН-25000/220	135	-	-	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТНЖ-25000/220	135	-	-	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300
ТДТН-40000/220"	220	-	-	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440
ТДТНЖ-40000/220	240	-	-	66	1,1	3,9	3,9	3,9	165	0	125	440
АТДЦТН-63000/220/110	215	-	-	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменнику – випуск після 1985 р.)	$\frac{290}{305}$	-	-	$\frac{85}{65}$	0,5	$\frac{0,5}{0,52}$	$\frac{0,5}{0,52}$	$\frac{1,0}{3,2}$	$\frac{48,6}{59,2}$	0	$\frac{82,5}{131}$	625
АТДЦТН-200000/220/110	430	-	-	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	520	-	-	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250

Таблиця Д.3.5

Трифазні двообмоткові трансформатори та автотрансформатори 330 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	Межі регулювання, %	Каталогові дані						Розрахункові дані		
			$U_{ном}$ обмоток, кВ		$u_к$,%	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_х$, кВт	$I_х$, %	$R_т$, Ом	$X_т$, Ом	$\Delta Q_х$, кВАр
			ВН	НН							
ТРДНС-40000/330	40	±8х1,5	330	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	63	±8х1,5	330	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11	265	120	0,7	7,3	190	441
ТДЦ-125000/330	125	-	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,5	2,78	106	625
ТДЦ-200000/330	200	-	347	13,8; 15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	66,2	900
ТДЦ-250000/330	250	-	347	13,8; 15,75	11	605	240	0,45	1,2	52,9	1125
ТЦС-400000/330, ТДЦ-400000/330	400	-	347	15,75; 20	11	810	365	0,4	0,6	33	1600
ТЦ-630000/330	630	-	347	15,75; 20; 24;	11	1300	405	0,35	0,4	21	2205
ТЦ-1000000/330	1000	-	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,2	4000
ТЦ-1250000/330	1250	-	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	10,6	5375

Таблиця Д.3.6

Трифазні та однофазні автотрансформатори 330 кВ

Тип	$S_{ном}$, МВА	Каталогові дані								
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_к$,%			$\Delta P_к$, кВт		
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	63; 10,5; 15,75; 38,5	10	35	24	370	-	-
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	-	-
АТДЦТН-250000/330/150	250	330	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400
АТДЦТН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	$\frac{7,3}{9,6}$	$\frac{70}{74}$	60	$\frac{430}{560}$	260	250
АТДЦН-400000/330/150	400	330	-	165	-	11,3	-	-	750	-
АОДЦТН-133000/330/220	133	$330/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105

Продовження табл. Д.3.6

Тип	Каталогові дані					Розрахункові дані			
	ΔP_x, кВт	I_x, %	$R_т$, Ом			$X_т$, Ом			$\Delta Q_{н.х}$, кВАр
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/330/110	115	0,5	1,3	1,3	2,6	91,5	0	213,4	625
АТДЦТН-200000/330/110	180	0,5	0,8	0,8	2,0	58,5	0	126,6	1000
АТДЦТН-250000/330/150	165	0,5	1,07	0,08	4,3	49	0	186,2	1250
АТДЦТН-240000/330/220	130	0,5	0,4 053	0,4 0,33	7,3 7,2	39,2 59,2	0	278,4 312,1	1200
АТДЦН-400000/330/150	180	0,3	0,51	-	0,51	-	0	30,8	1200
АОДЦТН-133000/330/220	55	0,15	0,62	0	3,5	28,7	0	136,5	599

Примітки: 1. Для автотрансформаторів потужність обмотки НН становить 50% номінальної, за винятком автотрансформаторів потужністю 200 і 250, 240 і 133 МВА, для яких вона становить 40 і 25% номінальної відповідно. 2. Регулювання напруги здійснюється з боку СН за рахунок РПН ±6х2%, за винятком автотрансформатора потужністю 240 МВА, який регулювання не має. 3. З 2004 р. випускаються трансформатори напругою 330 кВ і вище.

Таблиця Д.1.7

Індуктивні опори повітряних ліній, Ом/км

Середня геометрична відстань між проводами, м	Діаметри проводів, мм													
	5	6	7	8	9	10	12	14	16	18	20	24	28	32
0,6	0,359	0,347	0,337	0,329	0,322	0,316	0,305	0,245	-	-				
0,8	0,376	0,364	0,356	0,347	0,340	0,333	0,322	0,312	-	-				
1,0	0,391	0,379	0,370	0,361	0,354	0,347	0,336	0,326	-	-				
1,25	0,404	0,393	0,383	0,376	0,368	0,362	0,350	0,340	-	-				
1,5	0,416	0,404	0,394	0,386	0,379	0,372	0,362	0,351	-	-				
1,75	0,426	0,415	0,404	0,396	0,389	0,383	0,371	0,363	-	-				
2,0	0,433	0,422	0,413	0,404	0,396	0,391	0,379	0,370	0,361	0,354				
2,5	-	-	0,426	0,419	0,411	0,404	0,393	0,383	0,376	0,368				
3,0	-	-	0,437	0,429	0,422	0,416	0,404	0,394	0,386	0,379				
3,5	-	-	0,448	0,439	0,432	0,426	0,415	0,404	0,396	0,389				
4,0	-	-	0,456	0,448	0,441	0,433	0,422	0,413	0,404	0,396				

4,5	-	-	-	-	0,448	0,441	0,432	0,419	0,412	0,404				
5,0	-	-	-	-	0,455	0,448	0,436	0,429	0,419	0,411				
5,5	-	-	-	-	0,461	0,454	0,442	0,432	0,425	0,418				
6,0	-	-	-	-	0,466	0,460	0,448	0,436	0,429	0,422				