

**Добровольська Л.Н., Волинець В. І.,  
Собчук Д. С., Черкашина В. В.**

## **ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ**

*Рекомендовано Луцьким НТУ,  
як навчальний посібник для студентів напрямку  
«Електроенергетика, електротехніка  
та електромеханіка»*

Луцьк  
РВВ Луцького НТУ  
2016

### **1.1.5. Використання енергії вітру**

За останнє десятиліття ВЕУ з регульованою швидкістю дозволяють досягати оптимальної вихідної потужності в широкому діапазоні швидкостей вітру. Типовим для цієї групи є той факт, що генератори не під'єднані безпосередньо до мережі, а за допомогою перетворювачів частоти.

Вітрова енергетична установка – це агрегат, що перетворює кінетичну енергію вітру в інший вид енергії. Компонівка вітромеханічних установок здійснюється з наступних складових частин:

- ротор – система обертових аеродинамічних елементів (лопатей), призначена для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію обертового вала;
- гондола – частина вітроустановки, що розташовується на вершині опори і служить для розміщення вузлів кріплення вала ротора, мультиплікатора, трансмісії та інших елементів;
- опора – тримає гондолу та ротор над поверхнею землі;
- опорно-повертальний пристрій – служить для повертання гондоли та ротора навколо вертикальної осі до напрямку повітряного потоку;
- система керування поворотом гондоли – утримує вісь ротора у напрямі повітряного потоку з найменшим відхиленням;
- трансмісія – система для передачі крутного моменту від вала ротора до робочої машини.

Залежно від виду енергії, що генерується, вони можуть бути вітромеханічними та вітроелектричними (рис.1.1..1.2).

Компівонівка вітроелектричних установок здійснюється з таких же складових частин, рис. 1.2, але має додаткові елементи залежно від режимів роботи: при безпосередньому під'єднанні на навантаження або з акумулюючими пристроями. Електрогенератор, як правило, розміщується в

УДК 621.311 (075.8)  
ББК 31.2 я73  
Е 50

*Гриф надано Луцьким національним технічним університетом,  
протокол засідання вченої ради №  
від червня 2016 року*

**Рецензенти:**

**Бондаренко В. О.**, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»;

**Лежнюк П. Д.**, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електричних станцій та систем Вінницького національного технічного університету;

**Luis de Sousa Costa**, Assistant Professor Dept. of Environment and Natural Resources Instituto Politécnico de Bragança Portugal; Ph.D.

**Добровольська Л.Н., Волинець В.І.,  
Собчук Д.С., Черкашина В.В.**

Е 50 Електричні мережі з відновлювальними джерелами енергії: навчальний посібник / Любов Наумівна Добровольська, Владислав Ігорович Волинець, Дмитро Сергійович Собчук, Вероніка Вікторівна Черкашина. // Під редакцією Добровольської Л.Н.– Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2016. – 352 с.

**ISBN 978-617-672-1472-0**

В навчальному посібнику комплексно представлені питання структури і функціонування відновлювальних джерел енергії, автоматичного регулювання та керування технологічними процесами в електричних мережах.

Навчальний посібник призначено для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», які вивчають дисципліни «Відновлювальні джерела енергії», "Основи релейного захисту і автоматики", "Автоматизовані системи в електротехнічних системах", «Електричні апарати».

© Добровольська Л.Н.,  
Волинець В.І., Собчук Д.С., Черкашина В.В., 2016

для виробництва електроенергії. Енергія сонячної радіації може ефективно використовуватись для гарячого водопостачання і опалення; фотоелектрика в промислових масштабах усе ще малодоступна. Поширеним є використання сонячних фотоелементів для живлення електроприладів – калькуляторів, годинників, тощо. Вітроенергетична станція за кордоном споруджується за 5-6 місяців, починаючи з підписання контракту, термін її окупності – 8...10 років. У централізованих енергосистемах прийнятний строк окупності (5...10 років) визначається питомими капітальними вкладеннями 800-1000 дол./кВт і менше, терміном використання встановленої потужності – 2200 і більше годин у рік. Для автономних енергосистем ці показники складають, відповідно, 2000 дол./кВт і 1500 годин у рік.

Наявність розосередженого генерування в електричних мережах сприяє підвищенню надійності електропостачання. Проте очевидним є необхідність узгодженого електропостачання споживачів від альтернативних джерел енергії і підстанцій електроенергетичної системи. Надійність та якість електропостачання залежить також від потужності ВДЕ та місця їх під'єднання до електричної мережі. Ця задача може бути розв'язана за допомогою SMART GRID технологій. Однією з причин, яка ускладнює інтеграцію ВДЕ в електроенергетичну систему, є спрямованість споруджуваних електричних мереж (ЕМ) на централізоване електропостачання. Інтенсивна розбудова в них розосереджених джерел електроенергії, яка призводить до зростання частки ВДЕ в загальному балансі електроенергії, породжує проблеми і задачі. Звідси необхідність узгодженого електропостачання від ВДЕ і підстанцій електроенергетичної системи (ЕЕС), що на пряму впливає на якість та надійність електропостачання споживачів [6, 7].

чи з 2005 року в світі суттєво зросли капіталовкладення у розвиток відновлювальної енергетики [1 – 6].

Україна не залишилась осторонь світових тенденцій. Наразі, в Україні також зростає частка альтернативних видів енергії. Сьогодні, спостерігається інтенсивна розбудова ВДЕ, які під'єднуються до електроенергетичної системи, що призводить до поступового переходу від централізованого електропостачання, основою якої є потужні ТЕС і АЕС, до комбінованої моделі, коли частину електроенергії виробляють альтернативні джерела. Для ефективного планування енергетики на відновлюваних ресурсах необхідно, по-перше, систематичне дослідження навколишнього середовища, аналогічне дослідженням геологічного характеру при пошуках нафти або газу, по-друге, вивчення потреб конкретного регіону в енергії для промислового, сільськогосподарського виробництва і побутових потреб. Зокрема, необхідно знати структуру споживачів енергії, щоб вибирати джерело енергії з кращими економічними показниками.

ВДЕ класифікують наступним чином:

- промениста енергія Сонця;
- енергія вітру;
- гідроенергія течій води, хвиль, припливів;
- теплова енергія оточуючого середовища (Землі, повітря, морів та океанів);
- енергія біомаси;
- геотермальна енергія [5]

Найбільш масштабним на сьогодні є використання гідроенергії та енергії вітру, нових об'єктів малої гідроенергетики, особливо у важкодоступних для підведення ліній електропередач районах. Практично у всіх регіонах світу існують можливості для експлуатації вітроенергетичного обладнання з метою виробництва електроенергії і та створення і розширення біоенергетичного сектору для одержання біогазу. Геотермальна енергія має значний потенціал в окремих регіонах світу і може успішно використовуватися для опалення і гарячого водопостачання, а також

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕДМОВА</b>	8
<b>1.ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ (ВДЕ)</b>	10
<b>В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ</b>	10
<b>1.1. ІНТЕГРАЦІЯ ВДЕ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ СИСТЕМУ</b>	10
1.1.1. Передумови впровадження відновлювальних джерел енергії в електричні мережі	10
1.1.2. Переваги розподіленої генерації	11
1.1.3. Проблеми впровадження ВДЕ	12
1.1.4. Класифікація ВДЕ	13
1.1.5. Використання енергії вітру	13
1.1.6. Сонячна енергетика	28
1.1.7. Гідроелектростанції (ГЕС)	42
1.1.8. Гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС)	44
1.1.9. Припливна електростанція (ПЕС)	47
1.1.10. Малі гідроелектростанції	48
1.1.11. Хвильові електростанції	62
<b>1.2. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ЗРОСТАННЯ ВПЛИВУ ВДЕ</b>	64
1.2.1. Загальна оцінка впливу розосереджених джерел електроенергії на режим роботи електричних мереж	64
1.2.2. Вплив джерел розосередженого генерування на надійність розподільних електричних мереж	72
1.2.3. Аналіз впливу РДЕ на структурну надійність електричних мереж.	74
<b>2. АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ</b>	77
2.1. Принципи автоматичного регулювання в електричних мереж	78
2.2. Закони та критерії якості автоматичного регулювання процесів в електричних мережах.	80

2.3. Автоматичне регулювання електричної мережі, як об'єкту багатозв'язного керування	87
2.4. Характеристика схем релейного захисту і автоматики електричних мереж.	92
2.5. Схема релейного захисту і автоматики електричних мереж без автоматичного секціонування	94
2.6. Схема релейного захисту і автоматики електричних мереж з одноланцюговими лініями	96
2.7 Блокова схема «лінія-трансформатор» релейного захисту і автоматики електричних мереж	97
2.8. Схема релейного захисту і автоматики електричних мереж з автоматичним мережевим резервуванням і автоматичним секціонуванням за допомогою вимикачів.	98
2.9. Використання вимикачів навантаження для автоматичного секціонування ліній 10 кВ в мережах з автоматичним резервуванням	99
2.10. Пристрої релейного захисту і протиаварійної автоматики електричних мереж	106
2.11. Технології автоматизації електричних мереж	109
2.12. Системи автоматизації електричних мереж	112
2.14. Централізовані системи управління	114
<b>3. ЗАСОБИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ</b>	130
3.1. Автоматичне повторне включення (АПВ)	130
3.2. Автоматичне включення резерву на підстанціях	134
3.3. Мережеве АВР як комплекс взаємодіючих пристроїв РЗА	143
3.4. Автоматичне секціонування ліній 6 (10) кВ і до 35 кВ	146
3.5. Автоматизація вимірювання спектру гармонік та швидкості зміни напруги	154

люваних джерел електроенергії на середніх і низьких напругах, включаючи якість напруг, допустимість струмів короткого замикання, вплив керуючих пристроїв і т.д. .;

- підвищення надійності електропостачання шляхом забезпечення високої готовності мережі до реконфігурації після аварії.

Використання енергії ВДЕ як альтернативи традиційним енергоносіям останнім часом стає все більш актуальним. Незаперечні переваги їх застосування – невичерпність і екологічна чистота, а також необхідність забезпечення енергетичної безпеки України, зменшення обсягів шкідливих викидів і збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь, обумовили розвиток відновлюваної енергетики, як цілком конкурентноздатної галузі енергетики [4, 5].

#### 1.1.4. Класифікація ВДЕ

Відновлювальна енергетика, має переваги, порівняно з традиційною енергетикою [1–5]. Проте у разі зростання в електричних мережах (ЕМ) частки енергосистем встановлених потужностей розосереджених джерел електроенергії, проходить ускладнення функціонування електричних мереж. Тому, що електричні мережі енергосистем проектувалися за умов централізованого електропостачання, розбудова в них ВДЕ викликає проблеми. Це виникає, через природну залежність їх генерування від стану нестабільного навколишнього середовища. Тому виникає необхідність узгодження електропостачання ВДЕ і підстанцій електроенергетичної системи (ЕЕС). Розбудова електроенергетики, базувалася на технологіях пов'язаних з використанням органічного палива, що призвело до зростання негативного впливу на екологію. Усвідомлення цього стало причиною інтенсивного пошуку нових технологій виробництва електричної енергії, при чому основним критерієм було зниження забруднення на світове довкілля. Починаю-

рацію електроенергії безпосередньо у споживачів. На жаль, стохастичний характер виробництва електроенергії більшістю таких установок має суттєвий вплив на поведінку ЕЕС в цілому. Проте, велика частка децентралізованих джерел електроенергії, споживаної локально, надає розподільної електричної мережі характер локально активної мережі. Зміна структури ЕЕС від централізованої до децентралізованої, яке відбувається завдяки введенню установок розподіленої генерації, вимагає змін в концепціях моніторингу, управління і балансування системи. Ці концепції повинні дозволити оптимізувати взаємодії між традиційними електростанціями і розподіленим генеруванням для забезпечення надійності та безпеки електропостачання на хорошому економічному рівні.

В існуючих ЕЕС завдання електростанцій не обмежуються тільки генерацією електроенергії. Їх участь в регулюванні частоти і напруги, обмеження струмів короткого замикання надає їм можливості "самовідновлення". Можливість використання таких функцій гарантує підтримку стійкої роботи всієї системи. В умовах розширення використання розподіленої генерації подібні функції повинні бути багато в чому реалізовані і на установках розподіленої генерації з урахуванням специфіки їх роботи в системі. Крім того, це підтверджують виникаючі проблеми в зв'язку з приєднанням великих материкових або офшорних вітрових ферм до передавальної мережі, а також швидке зростання частки поновлюваних джерел енергії в розподільній мережі [1-3].

### 1.1.3. Проблеми впровадження ВДЕ

**Проблеми, що виникають в зв'язку з впровадження ВДЕ на рівні розподільної мережі, пов'язані з наступними аспектами:**

- підтримання властивостей мережі на необхідному рівні при реалізації спеціальних правил приєднання понов-

3.6. Автоматизація плавки ожеледі в електричних мережах	161
3.7. Боротьба з обледенінням ліній електропередач	164
3.8. Вимірники показників якості електричної енергії	184
3.9. Діагностика електроліній локаційним методом	188
3.10. Тестування електроліній	213
<b>4. ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ МЕХАНІЗМИ АПАРАТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ</b>	223
4.1. Магнітні поля електромагнітних механізмів, основні закони	223
4.2. Основні положення розрахунку магнітних кіл при постійних МРС	226
4.3. Основні положення розрахунку магнітних кіл при змінних МРС	229
4.4. Сила електромагнітного притягання в електромагнітах	231
4.5. Статичні та динамічні характеристики електромагніту постійного струму	238
4.6. Типові конструкції електромагнітних механізмів <sup>239</sup>	
4.7. Основні положення розрахунку обмоток електромагнітів	249
<b>5. АПАРАТИ ПРИСТРОЇВ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ</b>	254
5.1. Рубильники, пакетні вимикачі та перемикачі	254
5.2. Силові контролери, командоконтролери та кнопки управління	260
5.3. Плавкі запобіжники	255
5.4. Конструкції запобіжників загального призначення	266
5.5. Автоматичні повітряні вимикачі	269
5.6. Контактори	274
5.7. Магнітні пускачі	282

5.8. Теплові реле	287
5.9. Електромагнітні реле та їх параметри	290
5.10. Реле струму та напруги	292
5.11. Реле часу	295
<b>ЛІТЕРАТУРА</b>	307
<b>ДОДАТОК</b>	312

(країни Балтії). Головне завдання ENTSO-E - забезпечувати всіх членів необхідною інформацією в єдиних стандартах EDI. ENTSO-E має координувати проблеми надійності електропостачання Європейських споживачів. Комітет ENTSO-E вводить нові технічні вимоги та стандарти для планування передавальної мережі і нові інженерні концепції, такі як "розумна" енергосистема (Smart Grid) [1].

### 1.1.2. Переваги розподіленої генерації

Розвиток розподіленої генерації має багато переваг, такі як:

- зниження емісії CO<sub>2</sub> завдяки підвищенню енергетичної ефективності і скорочення використання вугілля в якості палива для електростанцій;
- мінімізація втрат в передавальній мережі;
- управління обмеженнями в передавальній мережі;
- частково - реалізація інвестицій в інфраструктуру.

У зіставленні з порівняно швидкою модернізацією ЕЕС, що спостерігається в Німеччині та деяких інших Європейських країнах, наприклад, в Данії, розвиток ЕЕС в Україні останні 20 років був повільним, їх структура істотно не змінювалася. Сучасна електроенергетика в Україні характеризується високим рівнем зносу, великими втратами (до 10-15%) і низьким рівнем надійності. Уряд вживає ряд заходів по модернізації ЕЕС, які включають, в тому числі:

- підвищення енергетичної ефективності не менше ніж на 40%;
- перехід на використання енергозберігаючих ламп для освітлення;
- розвиток "розумних" вимірювальних систем для їх активного використання в промисловості і в побуті.

Нові малі генеруючі установки на базі використання енергії вітру, води, сонця та інших відновлюваних енергоресурсів, які вводяться, вносять все більший внесок в гене-

## 1. ВІДНОВЛЮВАЛЬНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ (ВДЕ) В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

### 1.1. ІНТЕГРАЦІЯ ВДЕ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНУ СИСТЕ- МУ

#### 1.1.1. Передумови впровадження відновлювальних джерел енергії в електричні мережі

Скорочення запасів природного палива веде до розвитку ЕЕС при все більшому використанні поновлюваних енергоресурсів, таких як вітрова або сонячна енергія, які в багатьох країнах складають більшу частину розподіленої генерації. Значна роль відводиться гідроелектростанціям (ГЕС), зокрема малим ГЕС (МГЕС). В енергобалансі всіх розвинених країн світу зростає частка відновлювальних джерел електроенергії. Наприклад, в країнах Євросоюзу розглядається можливість доведення цієї частки в 2020 р. до 20 % [1].

Ці зміни в структурі ЕЕС є результатом дії трьох головних вимог:

- скорочення емісії парникових газів (Протокол Кіото);
- зростаюче використання поновлюваних енергетичних ресурсів - ВЕР (Європейська ВЕР Директива);
- підвищення енергетичної ефективності (Європейська Директива по використанню комбінованого виробництва електроенергії і тепла (Combined Heat and Power - CHP).

У 2008 році була створена Європейська мережа операторів системи передачі електроенергії (the European Network of Transmission System Operators for Electricity - ENTSO-E) як асоціація Європейських операторів передавальних систем (Transmission System Operators- TSO), вона об'єднала такі попередні асоціації, як ATSOI (Ірландія, Північна Ірландія), UKTSOA (Великобританія), NORDEL (Скандинавія), UCTE (велика частина Європи) і BALTSO

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- АВР** - автоматичне включення резерву  
**АЗФ** - автоматичне замикання на землю ушкодженої фази  
**АПВ** - автоматичне повторне включення  
**АРЛ** - автоматичне розвантаження ліній  
**АСКОЕ** – автоматизована система контролю і обліку енергоспоживання  
**АЧР** – автоматичне частотне розвантаження  
**ВДЕ** – відновлювальні джерела енергії  
**ВЕУ** – вітрова енергетична установка  
**ВМП** - визначення місця пошкодження  
**ВН** – вимикачі навантаження  
**ВРП** – відкритий розподільчий пристрій  
**ГЕС** – гідроелектро станція  
**ГРП** – головний розподільчий пристрій  
**ЕА** – електричний апарат  
**ЕЕС** – електроенергетична система  
**КЗ** – коротке замикання  
**МП** - мікропроцесор  
**МРС** – магніторушійна сила  
**НС** – намагнічувальна сила  
**ПА** - протиаварійна автоматика  
**ПАР** - параметри аварійного режиму  
**ПВ** – повітряний вимикач  
**ПВП** - первинні вимірювальні перетворювачі  
**ПЗ** – плавкий запобіжник  
**ПЗП** - проміжків запам'ятовуючий пристрій  
**ПЛ** - повітряні лінії  
**ПС** – підстанція  
**ПУЕ** – правила улаштування електроустановок  
**РП** – розподільчий пристрій

## ПЕРЕДМОВА

Навчальний посібник призначено для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», які вивчають дисципліни «Відновлювальні джерела енергії», "Основи релейного захисту і автоматики", "Автоматизовані системи в електротехнічних системах", «Електричні апарати», «Електричні системи та мережі»

Посібник складається з 5 розділів, кожен з яких містить теоретичні відомості, питання та завдання для самостійного опрацювання.

У *першому* розділі розглядаються питання використання енергії відновлюваних джерел (ВДЕ), впровадження нових малих генеруючих установок на базі використання енергії вітру, води, сонця та інших відновлювальних енергоресурсів, проаналізовано їх вплив на надійність функціонування електричних мереж.

У *другому* розділі наведені принципи і закони автоматичного регулювання в електричних мережах, а також представлені схеми релейного захисту й автоматики та пристрої, технології і системи автоматизації і управління в електричних мережах.

*Третій* - розділ присвячений розгляду засобам автоматичного регулювання в електричних мережах такі, як автоматичне повторне включення; автоматичне включення резерву на підстанції; автоматичне секціонування ліній. Особлива увага приділяється питанням автоматизації плавки ожеледі та засобам діагностування ліній.

У *четвертому* розділі розглянуті питання розрахунку електромагнітних механізмів постійного та змінного струму.

У *п'ятому* розділі велика увага приділяється умовам вибору плавких запобіжників та повітряних вимикачів для низьковольтних мереж, а також вибір реле.

Автори з вдячністю приймуть зауваження та побажання, що будуть сприяти подальшому покращенню змісту посібника.



теплообміну, а за числом контурів теплообміну: одно-, дво- або багатоконтурними. В даній системі вхідними змінними є надходження енергії сонячної радіації та енергія від резервного джерела, вихідними – потреби об'єкта в теплоті.

Сонячні модулі складаються з великої кількості сонячних батарей, які електрично пов'язані і перебувають між пластинами скла і тедлара, і укладені зазвичай в алюмінієвий каркас. Кілька сонячних модулів формують фотоелектричну систему.

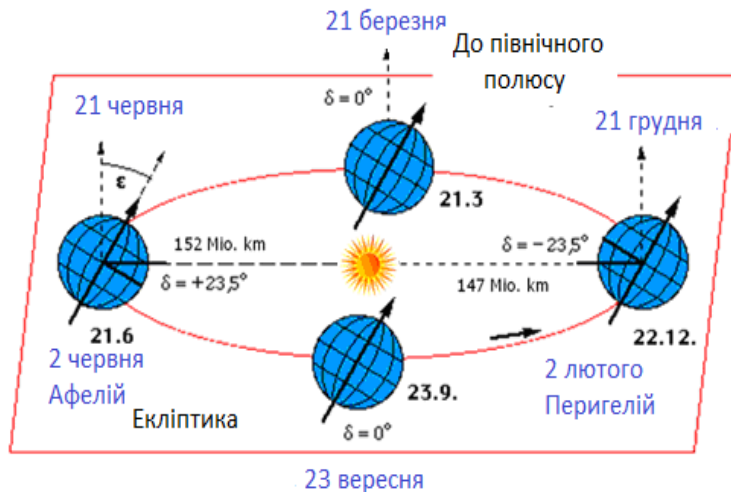


Рис.1.9 - Схема обертання землі навколо сонця

Дуже важливою характеристикою сонячного випромінювання є повітряна Маса (від англ. Air Mass (AM)), яка враховує вплив атмосфери Землі на потік випромінювання. Повітряна маса - це довжина шляху, яку світло проходить крізь атмосферу, приведена до найбільш короткою можливої довжині шляху (коли Сонце знаходиться безпосередньо в зеніті),

гондолі. Електротрансмісія здійснюється кабелями або через рухомі контакти. Автоматична система керування приймає інформацію про стан і роботу механізмів установки, обробляє її за заданою програмою та забезпечує запуск, підтримку робочих параметрів, а також зупинку установки в аварійних ситуаціях. Лопаті є найбільш складним і дорогим елементом ВЕУ.

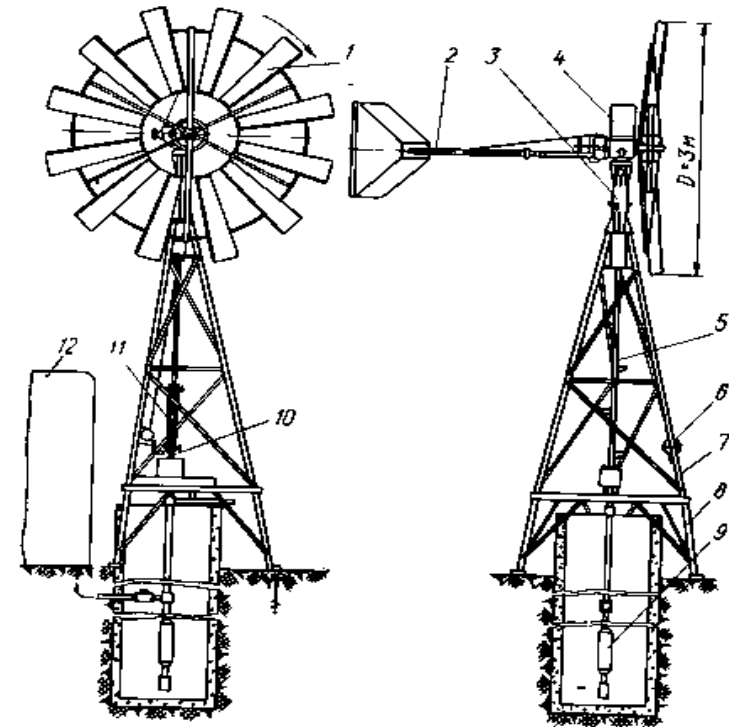
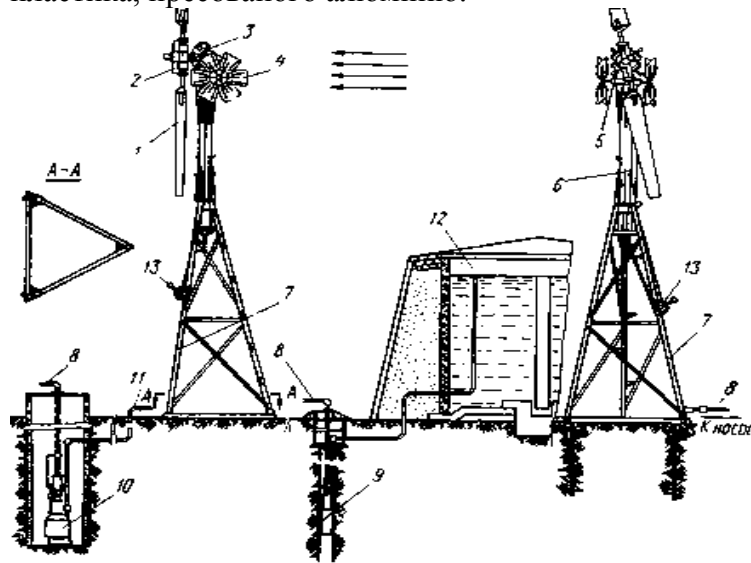


Рис.1.1 - Компонівка вітромеханічних установок  
1 – ротор; 2 – хвіст; 3 – поворотний пристрій; 4 – гондола; 5 – приводна штанга; 6 – пусковий механізм; 7 – опора; 8 – основа; 9 – насос; 10 – штанга насоса; 11 – ручний привод; 12 – резервуар

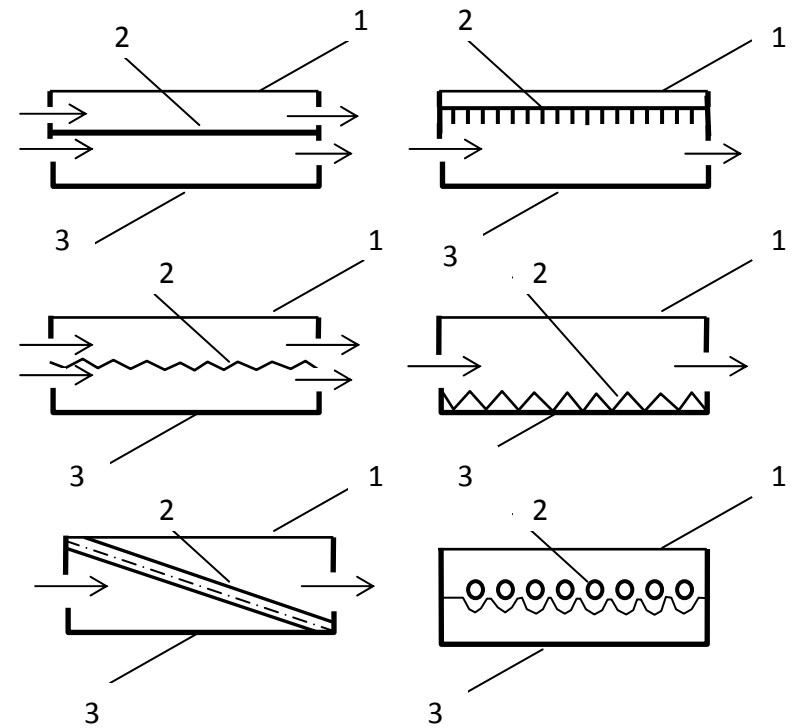
За кордоном проектуванням і виготовленням лопатей займаються найбільш розвинені фірми: авіаційні (Boeing),

аерокосмічні, суднобудівельні. Складність виготовлення лопаті для швидкохідної ВУ пояснюється високими вимогами, що висуваються до лопаті: висока міцність на розривання і вигинання, відносно не висока маса, здатність працювати в широкому діапазоні температур ( $-50^{\circ}\text{C} \dots +60^{\circ}\text{C}$ ), стійкість до обмерзання, точність форми профілю лопаті, низька шорсткість поверхні. Крім того, лопать має складну геометричну форму: повздовжню гвинтове кручення, змінну хорду профілю за довжиною, обтічні торці лопатей і т.п. Вказаним вимогам в найбільшій мірі відповідають лопаті, виконані з композитних матеріалів, склопластиків, вуглепластика, пресованого алюмінію.



**Рис.1.2 - Компонівка вітроелектричних установок**  
 1 – ротор; 2 – мультиплікатор; 3 – електрогенератор; 4 – віндрази; 5 – гондола; 6 – опора; 7 – основа; 8, 11 – трубопровід; 9 – занурений насос; 10 – пневмонасос; 12 – резервуар; 13 – пусковий механізм

Силова трансмісія утворена валом ротора вітроустановки, встановленим в підшипниках, другий кінець вала через муфту з'єднаний з тихохідним валом мультиплікатора.



**Рис.1.8 - Види плоских сонячних колекторів**  
 1 – прозоре покриття; 2 – плита або трубка; 3 – корпус

Колектор має покриття з великою поглинаючою спроможністю. Стінки ящика обкладені тепловою ізоляцією. Один з боків має прозоре покриття, яке може бути одно-, дво- чи тришарове. За призначенням теплові сонячні енергоустановки застосовують, в основному, для гарячого водозабезпечення та кондиціонування.

Для надійності енергопостачання до сонячних енергоустановок додають акумулюючі пристрої з короткочасною або довгостроковою акумуляцією. Крім того, вони можуть мати дублюючий нагрівач. За характером руху теплоносія системи можуть бути з вільним або вимушеним режимом

**Фотоелектричному** – уловлюється електромагнітне випромінення (оптичного діапазону) сонця та перетворюється в електроенергію постійного струму. Конструкція сучасних генераторів, що виконані на напівпровідниковій основі, мають коефіцієнт перетворення біля 17%.



Рис.1.7 – Термодинамічні панелі

Системи, що перетворюють енергію сонячної радіації в теплову, умовно поділяють на дві групи:

- “пасивні” – приймачем служать самі об’єкти, що нагріваються. Використання енергії Сонця проводиться за рахунок архітектурно-будівельного розташування споруд;
- “активні” – енергія уловлюється, накопичується та транспортується в спеціальних пристроях. Основним елементом є геліоприймач. Як теплоносії може виступати газ (повітря) або рідина (вода, розчин солей).

В залежності від виду теплоносія будується конструкція теплової сонячної енергоустановки. Для низькопотенційних установок найбільш розповсюдженим типом геліоприймача є плоский. Він побудований як ящик, в середині якого розташований колектор, конструктивно виконаний у вигляді трубопроводу різної конфігурації з гофрованою поверхнею.

Швидкохідний вал мультиплікатора через муфту пов’язаний з навантаженням, для якого зазвичай використовується електрогенератор. Вітроустановка містить гальмівний пристрій. Для орієнтації ротора на вітер використовують поворот гондоли вітроустановки відносно опори, для чого застосовують опорний підшипник, встановлений між гондою і опорою. Вітроустановки потужністю 0,1-1 кВт орієнтуються на вітер, за допомогою флюгерного пристрою на консолі. Вітроустановки більшої потужності використовують для повороту гондоли на вітер ввідрозний черв’ячний механізм з додатковими одним або двома малими роторами. Коли потужність вітроустановки досягає 100 і більш кВт, то використовується мотор-редуктор з великим передавальним відношенням, який забезпечує низьку кутову швидкість повороту гондоли з тим, щоб понизити величину гіроскопічного моменту, що виникає на лопатях ротора [8, 9].

#### **Схеми генерування електричної енергії вітроустановками**

Вітроелектроустановки виробляють енергію як постійного, так і змінного струму для автономних або мережних систем і будуються за наступними схемами:

- ротор – генератор постійного струму – споживач постійного струму та/або акумуляторна батарея;
- ротор – генератор постійного або змінного струму – нагрівач та тепловий акумулятор;
- ротор – генератор змінного струму – випрямляч – інвертор – споживач змінного струму сталої частоти;
- ротор – генератор змінного струму (синхронний або асинхронний) – мережа навантаження.

Генерування постійного струму здійснюється на установках до 10 кВт. Електричні машини постійного струму мають колектор і щітковий контакт, що обмежує їх широку експлуатацію. Вони мають великий початковий момент опору і це ускладнює їх застосування в агрегатах з швидкохідними роторами (наприклад, в агрегаті потужністю 1,5

кВт цей момент досягає 0,8 кг-м, внаслідок чого агрегат з трилопатевим ротором діаметром 4 м починає працювати тільки при швидкості вітру біля 6 м/с). Для генерування змінного струму застосовують асинхронні та синхронні машини. Асинхронний генератор має ряд переваг, що полягають в простоті конструкції, високій надійності в експлуатації, нескладних схемах під'єднання на паралельну роботу з мережею та іншими джерелами електроенергії. Крім того, як генератор може застосовуватись асинхронний двигун. При короткому замиканні ударний струм швидко затухає, що не викликає перегрівання та руйнування обмоток. При перевантаженні генератор швидко втрачає збудження, що також запобігає виходу його з ладу.

На рис. 1.3 наведена загальна діаграма ВЕУ

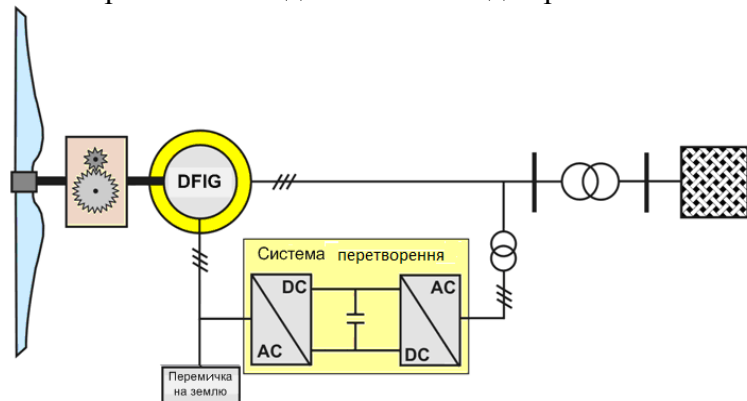


Рис.1.3 - Загальна діаграма ВЕУ з асинхронним генератором подвійного живлення (DFIG)

асинхронного генератора з подвійним живленням. У цій концепції застосовується асинхронний генератор з струмознімальними кільцями. Цей діапазон обмежений як механічними параметрами ВЕУ, так і технічними характеристиками перетворювача. Більшість ВЕУ з DFIG містять редуктор, який дозволяє з'єднати тихохідний вал ВЕУ з швидкохідним валом генератора. Трьохфазна об-

радіація і 27% – пряма сонячна радіація. При створенні та впровадженні сонячного енергетичного обладнання використовуються дані про кількість сумарної сонячної радіації і її складових, періодичність та змінність режимів її надходження [12].

Освоєння сонячної енергії здійснюються за трьома основними напрямками:

**Тепловому** – уловлюється радіаційне випромінювання сонячним колектором – об'ємною конструкцією через яку циркулює теплоносій, а її зовнішня сторона має чорну поглинаючу поверхню.



Рис.1.5 - Теплова система нагрівання води

Коллектор, наведений на рис.1.5, площею 2м<sup>2</sup>, нагріває 100 літрів води до температури 70 градусів. Випускаються такі колектори лабораторією енергоефективності у Луцькому НТУ.

**Теплодинамічному** – концентрується енергія сонячної радіації на котлі, пара з якого надходить на турбіну з електрогенератором.



Рис. 1.6 - Сонячна термодинамічна електростанція

- наземне відлякування птахів (біоакустичні, ультразвукові, піротехнічні, механічні, лазерні, візуальні методи);
- вивчення конструкції роторів, що зменшують ймовірність зіткнення птахів.

Так, великі, повільні лопаті, за оцінками, викликають вищу смертність птахів.

Деякі методи зменшення смертності птахів від спорудження та експлуатації вітроустановок, що успішно використовуються у світі, включають такі:

- ретельний вибір місця спорудження з урахуванням шляхів переміщення, місць гніздування, зимівлі птахів;
- наземне відлякування птахів (біоакустичні, ультразвукові, піротехнічні, механічні, лазерні, візуальні методи);
- вивчення конструкції роторів, що зменшують ймовірність зіткнення птахів [11].

### 1.1.6. Сонячна енергетика

Сонячна енергетична установка – це енергетична установка, що перетворює енергію сонячної радіації в інші види енергії (наприклад, в теплову або в електричну). Сонце кожен секунду випромінює  $88 \cdot 10^{24}$  кал теплоти, що еквівалентно  $1,25 \cdot 10^{16}$  т у.п. або  $1,02 \cdot 10^{20}$  кВт·год. На Землю надходить тільки частина цієї енергії - біля  $10^{18}$  кВт·год ( $123 \cdot 10^{12}$  т у.п.) за рік, що майже в 10000 разів більше світового споживання енергії і приблизно в 100 разів більше енергії всіх розвіданих горючих копалин на Землі. Густина сонячного потоку в космосі дорівнює  $1,35$  кВт/м<sup>2</sup>. Максимальна інтенсивність сонячного випромінювання на поверхні Землі складає близько  $1$  кВт/м<sup>2</sup>, однак тривалість його становить всього 1-2 години в літні дні. Середня інтенсивність сонячного випромінювання в більшості районів земної кулі становить  $200 \div 250$  Вт/м<sup>2</sup>. Безпосередньо на поверхню Землі надходить біля 50% від загальної кількості сонячного випромінювання, що проходить через верхні шари атмосфери, 23% з якої становить розсіяна сонячна

мотка статора генератора сполучена безпосередньо або використовує трансформатор на виході в мережу, в той час як мережа ротора ввімкнена в мережу за допомогою електронного силового перетворювача. Пристрій перетворювача дозволяє змінювати кутову швидкість у визначеному інтервалі. На рис. 1.4 наведена загальна діаграма застосування концепції синхронного генератора.

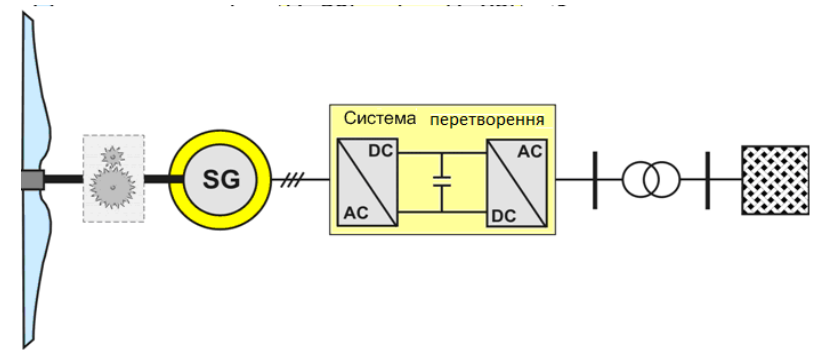


Рис.1.4 - Загальна діаграма застосування синхронного генератора

У цій концепції генератор безпосередньо пов'язаний з турбіною і редуктор відсутній в ланцюзі приводу. Статор генератора підключений до мережі за допомогою перетворювачів. Це дозволяє турбіні функціонувати з регульованою кутовою швидкістю генератора. Якщо кутова швидкість турбіни змінюється від номінального значення через зміну швидкості вітру, частота на генераторі ВЕУ не постійна і не дорівнює 50 Гц. З цієї причини індукована напруга повинна бути спочатку перетворена за допомогою випрямляча в напругу постійного струму, і потім за допомогою інвертора в напругу змінного струму з постійною частотою мережі. Для такої концепції ВЕУ необхідна така система перетворювачів, яка призначена для всіх номінальних потужностей генератора. Може застосовуватися як синхронний генератор

на постійних магнітах, так і синхронний генератор із спеціальним фазним ротором. В даний час найбільш популярним типом ВЕУ високого класу потужності є синхронний генератор з фазним ротором, який містить конструкцію багатополюсних кілець. Завдяки великому числу полюсів цей генератор здатний працювати при більш низькій кутовій швидкості і не містити редуктор, таким чином підключаючи генератор безпосередньо до валу аеродинамічного ротора [8-10].

Робота асинхронного генератора як автономного джерела живлення можлива тільки за умови подачі в обмотку статора реактивної потужності від батареї конденсаторів, що під'єднанні до кожної фази. При активному навантаженні реактивна потужність, що надходить від конденсаторів, повинна дорівнювати реактивній потужності генератора. При активно-індуктивному навантаженні реактивна потужність від конденсаторів повинна покривати також реактивну потужність навантаження. Така величина ємності конденсаторів значно здорожує вартість вітроустановки, що є недоліком.

Величину ємності конденсаторів за трьома фазами можна визначити за виразом (при вмиканні трикутником):

$$C = \frac{Q \cdot 10^6}{0,314U^2} = 3,18 \cdot 10^6 \frac{Q}{U^2}, \text{ мкФ}, \quad (1.1)$$

де  $Q$  – реактивна потужність конденсатора (кВАр).

Для запобігання коливань напруги при зміні характеру навантаження слід передбачати комутацію частини конденсаторів. Ще одною перевагою асинхронного генератора є те, що напруга на його виході має сталу частоту при зміні частоти обертів ротора в деяких межах, і це надає йому більшу стійкість при роботі на мережу, ніж при застосуванні синхронних машин. До недоліків відносять менший рівень вироблення енергії ніж синхронними машинами.

Екологічні недоліки:

- шумові впливи;
- шкода для птахів, кажанів, інших видів тварин;
- втрата природних середовищ існування;
- можливе посилення ерозії ґрунту;
- необхідність оцінки повного життєвого циклу обладнання та матеріалів, на виробництво, експлуатацію та утилізацію яких витрачаються ресурси, що може супроводжуватися додатковими викидами парникових газів, які слід враховувати при плануванні вітроенергетики на шляху боротьби зі зміною клімату.

Літературні джерела свідчать, що основними потенційно небезпечними видами впливу вітроенергоустановок на птахів є зіткнення з рухомими лопатями турбін, із вітродвигунами чи частинами суміжних конструкцій, зокрема лініями електропередач, або з повітряним потоком за турбіною, що може призводити до поранення і безпосередньо збільшує смертність; турбування, пов'язане з переміщенням із зони турбін або з усієї території навколо вітроенергоустановок.

У результаті вимушеного переміщення, якщо птахи не в змозі знайти альтернативні придатні місця існування, може спостерігатися зменшення популяції.

Зміни ландшафту - будівництво ВЕС часто призводить до естетично непривабливої зміни ландшафту місцевості. Щоб зменшити такий тип впливу, ВЕС рекомендують розміщувати в промислово освоєних районах.

Багато з описаних проблем вирішуються в процесі розвитку технології, проте питання негативного впливу на популяції птахів вимагає подальшого вивчення та врахування при плануванні вітроенергетичних проектів. Деякі методи зменшення смертності птахів від спорудження та експлуатації вітроустановок, що успішно використовуються у світі, включають такі:

- ретельний вибір місця спорудження з урахуванням шляхів переміщення, місць гніздування, зимівлі птахів;

звело до значного падіння цін на енергію, що виробляється вітром. При вдалому розташуванні вітроенергетичні станції можуть конкурувати за економічними показниками з ТЕС на вугіллі і газі.

Сучасна вітроенергетика є однією з найбільш розвинених і перспективних галузей нетрадиційної енергетики. У Програмі ООН з розвитку світової енергетики, зокрема, підкреслюється, що в XXI сторіччі розвиненими будуть ті країни, в яких інтенсивно розвивається вітроенергетика. Відповідно до оцінок Всесвітньої енергетичної ради з «мінімального» і «максимального» варіантів розвитку нетрадиційної енергетики, внесок вітрової енергетики в загальне виробництво енергії в світі у 2020 році становитиме 122 і 307 млн. т умовного палива відповідно. Наразі вітроенергетика розвивається у більш ніж 30 країнах. Великі вітроенергетичні проекти реалізують у Китаї, Швеції, Ірландії, Новій Зеландії, Швейцарії, Канаді, Німеччині, США, Іспанії, Данії.

Географічні обмеження - одне з основних обмежень розвитку вітроенергетики - це необхідність розташування установок у районах із високою інтенсивністю вітру протягом тривалого часу впродовж року. Інше обмеження полягає в необхідності виведення з експлуатації значних площ земель, які могли б бути використані під інші види господарської та природоохоронної діяльності. І це при тому, що спорудження вітроенергоустановок та їх експлуатація вимагають зазвичай значно більших площ земель у порівнянні з традиційними галузями енергетики. Так за оцінками американських експертів, вітроелектростанція потребує в 30-200 разів більшу площу земель порівняно з такою ж за потужністю теплоелектростанцією, яка працює на природному газі (Paul Gipe).

Економічні недоліки - порівняно високі первинні інвестиції у вітроенергетичні проекти порівняно з традиційними галузями енергетики, що працюють на викопному паливі.

Це пов'язано з меншим коефіцієнтом потужності, що обумовлено більшими струмами намагнічування (вони пропорційні квадрату напруги). При номінальній швидкості вітру машина працює як синхронний генератор із збудженням постійним струмом, що підводиться через контактні кільця до обмоток ротора. При поривчастих вітрах, машина переходить в режим асинхронного генератора з коротко замкненим ротором з використанням його допустимого діапазону ковзання. Перехід від синхронного до асинхронного режиму проходить із незначним перевантаженням за струмом. При зворотному переході необхідно забезпечити такий режим, щоб викиди моменту та струму не були більшими 0,5...0,8% від номінального. Синхронні генератори з самозбудженням від випрямлячів мають мінімальну кількість контактів. Вони мають також задовільну стійкість роботи в широкому діапазоні швидкості обертання. При роботі синхронного генератора з мережею, у випадках зниження швидкості вітру, він переходить у двигуневий режим (і споживає енергію з мережі) або випадає із синхронізму, що є суттєвим недоліком даної системи. Синхронні генератори із збудженням від постійних магнітів застосовують, як правило, в автономних вітроелектроустановках. До їх переваг відносять простоту конструкції, надійність, відсутність контактів ковзання та обертання обмоток, непотрібність витрат енергії на збудження. Недоліком даних генераторів є складність регулювання та стабілізації напруги, обмежена гранична потужність із-за порівняно невеликої питомої енергії постійних магнітів. За конструкцією синхронні генератори з постійними магнітами виконуються з обертовими магнітами та нерухомими обмотками.

Система управління. Система перетворювачів і система управління відіграють важливу роль для ВЕУ. Для розрахунку максимального ККД при різних швидкостях вітру застосовують кутову швидкість аеродинамічного ротора. У синхронних генераторах існує прямий взаємозв'язок між

механічною швидкістю ротора і частотою напруги. Для під'єднання синхронного генератора, що працює при змінній швидкості, в мережі потрібно використовувати систему перетворювачів частоти. Так як сучасні частотні перетворювачі використовують напівпровідникові силові елементи з можливістю включення і виключення, технологія широко-імпульсної модуляції грає важливу роль в управлінні такими перетворювачами [10].

Існує два основних типи перетворювальних систем, використовуваних для цих цілей. Перша концепція складається з неконтрольованих діодних випрямлячів з боку генератора і інвертора з боку електричної мережі. Друга концепція складається з випрямляча зі сторони генератора і інвертора з боку мережі. В обох випадках між генератором і елементом перетворення мережі існує ланцюг постійного струму. Ланцюг містить конденсатор, функція якого - стабілізувати напругу постійного струму. Система управління для випрямляча з боку генератора змінюється в залежності від типу обраного частотного перетворювача. Доданий випрямляч не передбачає контролю рівня напруги в мережі постійного струму.

Крім раніше описаних контролерів, які відповідають за управління системою частотних перетворювачів, є два додаткових контролера ВЕУ з регульованими швидкостями з перетворювачами синхронних генераторів:

- контролер з обмеженням максимальної потужності (MPPT- controller),
- контролер обмеження швидкості або потужності, з паспортними даними генератора і перетворювача [7, 10].

Якщо швидкість вітру стає занадто високою і перевищує номінальне значення, як вихідна потужність турбіни, так і її кутова швидкість повинні бути мінімізовані, для того щоб не перевищувати номінального значення і не пошкодити ВЕУ. Зменшення вихідної потужності може бути досягнуто збільшенням кута тангажу, який встановлюється

контролером тангажу. Для того щоб отримати необхідну поведінку DFIG, потрібна відповідна система управління.

**Вітроенергосистеми.** Парки вітроустановок складаються з великого числа ВЕУ в одному місці. Вітропарки, розташовані на воді, називаються офшорними енергосистемами. Для цих типів парків дуже важливо розрахувати відстань між турбінами.

ВЕУ отримують енергію вітру і зменшують швидкість вітру за ротором, а також утворюють завихрений повітряний потік. Якщо ВЕУ працюють в напрямку повітряного потоку, друга турбіна буде отримувати зменшену швидкість вітру і буде працювати не оптимально через турбулентності від вітру, спричинені початковою турбіною. Максимальна потужність вітропарку може бути не досягнута в силу описаного ефекту, тому слід розглядати відстані між ВЕУ при проектуванні всього парку.

**Переваги та недоліки вітроенергетики.** Існує чимало переваг розвитку вітроенергетики, включаючи екологічні, економічні та практичні. І хоча для енергетичних потреб може бути використана лише певна частка від загального показника, майбутній розвиток самої технології має величезний потенціал.

Переваги для довкілля - відновлювальне джерело енергії, що зменшує залежність від викопного палива, скорочує рівень викидів парникових газів і сприяє боротьбі зі зміною клімату.

Економічні переваги - енергія вітру доступна практично в будь-якій країні і не залежить від коливання цін на викопне паливо, запаси якого невпинно скорочуються. За останні десятиріччя вартість вітроустановок, витрати на їх встановлення та обслуговування значно знизилися. В майбутньому ці витрати продовжуватимуть зменшуватися. Встановити невелику вітроелектроустановку можуть дозволити собі навіть кінцеві споживачі, особливо в тих країнах, де існують дотації та пільги на розвиток вітроенергетики. Розширення світового ринку вітроенергетики при-



водою, а потім віддає всю воду нижньому, який спорожняється під час відпливу (рис.1. 21).

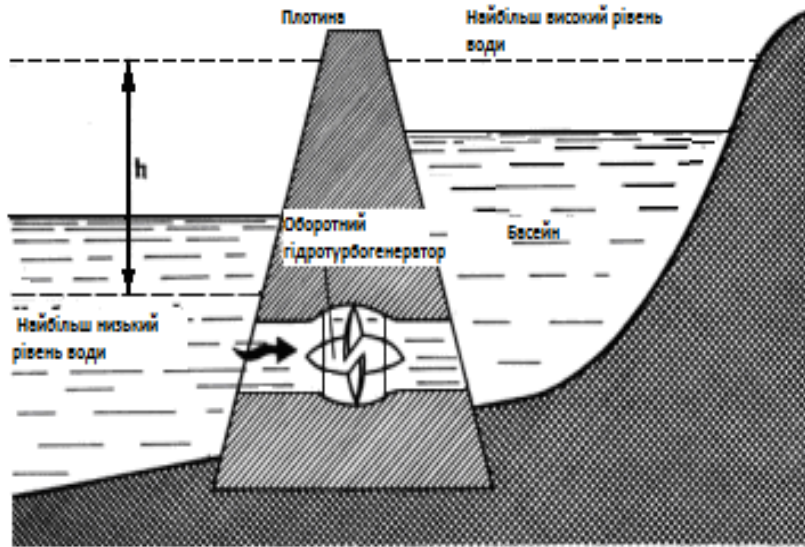


Рис. 1.21 - Схема припливних електростанцій [13]

Припливна енергія постійна і тому кількість генерованої електроенергії на припливних електростанціях завжди може бути заздалегідь відомою- на відміну від звичайних ГЕС. На них кількість одержуваної енергії залежить від режиму річки, пов'язаного не тільки з кліматичними особливостями території, по якій вона протікає, а й з погодними умовами.

### 1.1.10. Малі гідроелектростанції

Одним з найбільш ефективних напрямків розвитку нетрадиційної енергетики є використання енергії невеликих водотоків за допомогою (мікро-і міні) ГЕС малої потужності. Це пояснюється, з одного боку, великий творчий потенціал таких видатків при порівняльній простоті їх викори-

$$AM = \frac{1}{\cos \gamma} \quad (1.2)$$

AM1 (Одна повітряна маса) характеризує щільність атмосфери Землі, AM0 - це сонячне випромінювання в космосі, де воно не видозмінюється атмосферою (рис. 1.10).

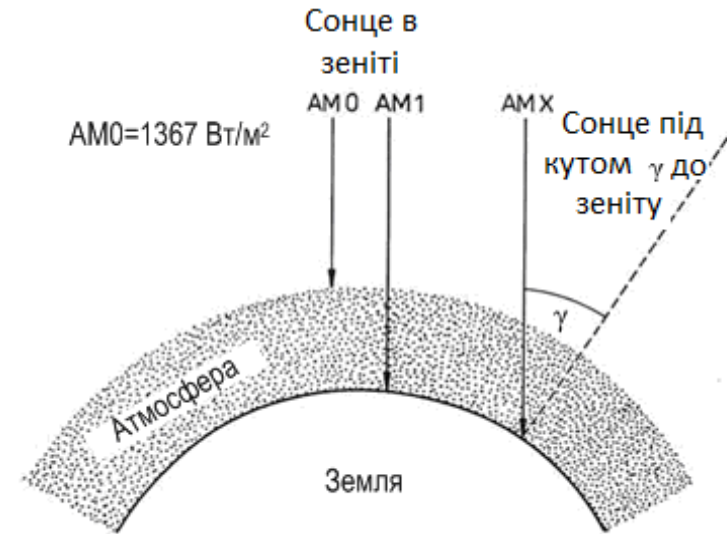


Рис.1.10 - Повітряні маси AM0, AM1 and AMx сонячного спектра випромінювання

На рис.1.11 показано зменшення сонячного випромінювання в залежності від повітряної маси AM. Зменшення цього фактора залежить від довжини хвилі.

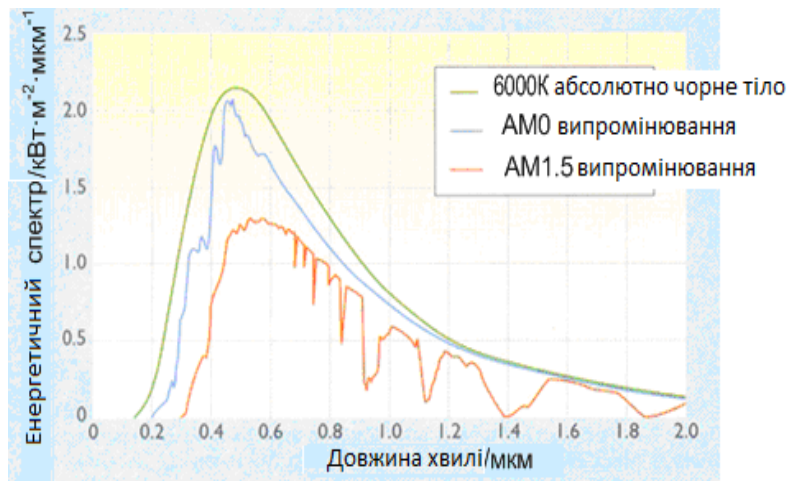


Рис.1.11 - Спектральне розділення інтенсивності сонячного випромінювання в залежності від різних повітряних мас

Для виробництва монокристалічного кремнію застосовується метод польського вченого Чохральського. Нижче перераховані основні етапи виробництва ФЕП на основі монокристалічного кремнію:

1. Високо чистий полікристаллін плавиться в кварцовому тиглі.
2. Монокристалічний кремнієвий кристал-запал занурюється в цю розплавлену масу полікристалліна.
3. Так як кристал-запал повільно витягується з розплаву, формується монокристалічний злиток.
4. Злитки потім розпилюються на тонкі пластини близько 200-400 мікрометрів товщиною.

Тонкі пластини потім поліруються, протруюють, покриваються, з'єднуються і збираються в модулі

Полікристалічні кремнієві ФЕП мають деякі переваги в порівнянні з монокристалічними ФЕП:

- вони міцніші,

### 1.1.9. Припливна електростанція (ПЕС)

ПЕС - особливий вид гідроелектростанції, що використовує енергію припливів. Приливні електростанції будують на берегах морів, де гравітаційні сили Місяця і Сонця двічі на добу змінюють рівень води. Коливання рівня води біля берега можуть досягати 13 метрів. Приливні хвилі мають в собі величезний енергетичний потенціал - 3 млрд. КВт.

Для отримання енергії затоку або гирло річки перекривають греблею, в якій встановлені гідроагрегати, які можуть працювати як в режимі генератора, так і в режимі помпи (для перекачування води у водосховищі за відсутності припливів і відпливів). В останньому випадку вони називаються гідроакумулюючими електростанціями.

Перші ПЕС були побудовані в середині 60-х років у Франції і СРСР. Найбільші проекти такого роду пізніше були реалізовані в Великобританії, Канаді та Австралії. Для створення економічної припливної станції необхідні певні природні умови. Зокрема, має бути великий перепад рівнів під час відливу і припливу (не менше шести метрів), характер берегової лінії, повинен дозволяти будівництво греблі і водного басейну відповідних розмірів. У приливних електростанціях двостороннього дії турбіни працюють при русі води з моря в басейн і назад. Припливна електростанція двостороннього дії здатна виробляти електроенергію безперервно протягом 4-5 год з перервами на 1-2 год. чотири рази на добу. Недолік приливних електростанцій в тому, що вони будуються тільки на узбережжі морів і океанів, до того ж вони розвивають не дуже велику потужність, та й припливи бувають лише два рази на добу.

Проекти приливних електростанцій передбачають наявність двох басейнів: верхнього і нижнього. Кожен з них повинен бути доповнений водопропускними отворами і затворами. Під час припливу верхній басейн заповнюється

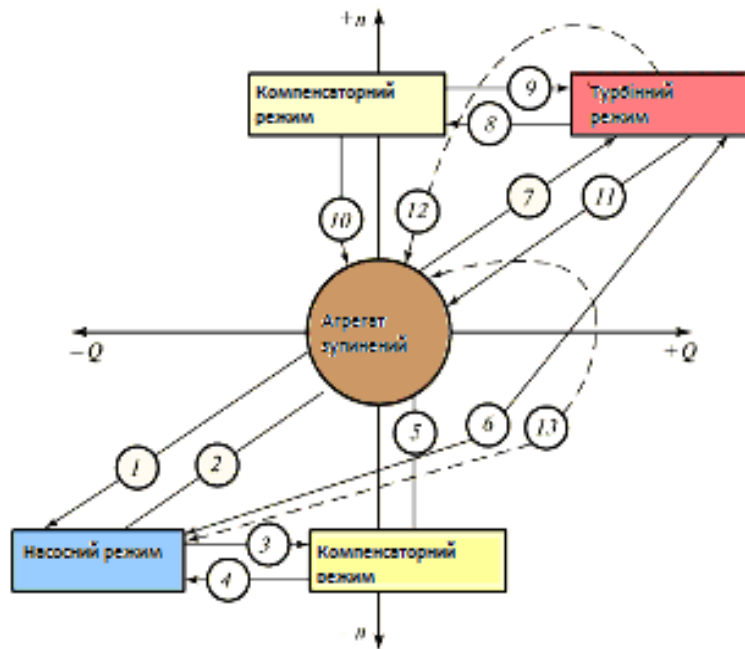


Рис. 1.20 - Режими роботи ГАЕС

При розгляді доцільності спорудження ГАЕС в енергосистемах дуже важливу роль відіграє правильна оцінка ефективності їх роботи. Завдання це непросте, оскільки непростими є і функції виконувани ГАЕС в енергосистемі. Як зазначалося раніше, для ГАЕС характерними є два режими роботи:

а) генераторний, коли в гідроагрегат (турбіна + електрогенератор) спрацьовується обсяг води, запасеної в верхній водоймі. Цей режим нічим не відрізняється від режимів роботи звичайних ГЕС. ГАЕС в цьому випадку генерує електричну потужність у години проходження максимуму навантаження в ЕЕС;

б) насосний, коли другий гідроагрегат (електродвигун + насос), споживає електроенергію в години проходження по мінімуму навантажень, подає воду з нижнього басейну у верхній припливних електростанцій [14].

- можуть бути розрізані на одну третину товщини монокристалічного матеріалу, мають трохи нижче вартість пластини [5, 11, 12].

На рис. 1.12 показано глобальне випромінювання в Європі і в Німеччині, відповідно.

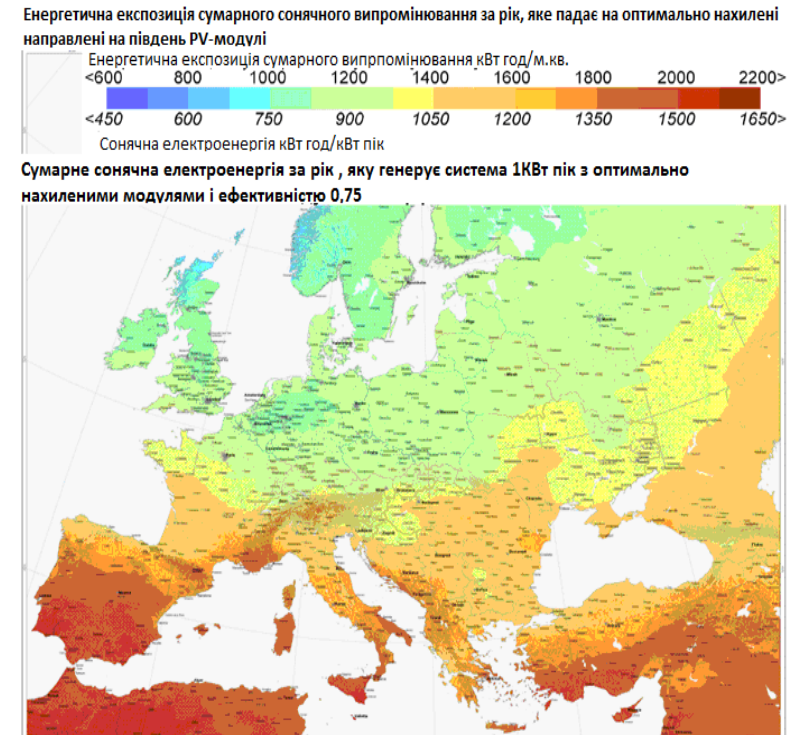


Рис. 1.12 - Фотоелектричний потенціал сонячної енергетики в країнах Європи

Як видно, максимальні значення глобальної радіації в  $\text{kWh} \cdot \text{год} / \text{m}^2$  спостерігаються в Іспанії до  $2000 \text{ kWh} \cdot \text{год} / \text{m}^2$ . У Німеччині максимальне значення спостерігається у Фрайбурзі (близько  $1220 \text{ kWh} \cdot \text{ч} / \text{m}^2$ ).

**Фотоелектричні модулі.** Один фотоелектричний перетворювач генерує до 2 Вт потужності, чого недостатньо навіть для живлення кишенькового калькулятора. Для збі-

льшення вироблення енергії велика кількість ФЕП збирають разом і утворюють фотоелектричні модулі, які потім з'єднуються в величезні масиви (рис.1.13). Модульна структура ФЕП дозволяє будувати різні фотоелектричні системи в залежності від виробітку енергії для різного застосування. Таким чином, фотоелектричний елемент є складовим елементом фотоелектричних систем.

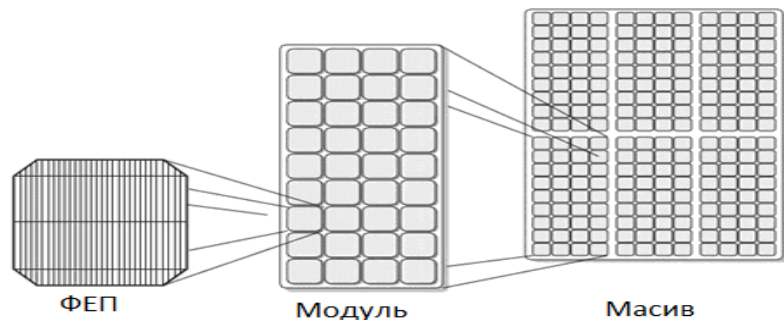


Рис.1.13 - Фотоелектричний елемент, модуль і масив ФЕП

У загальному випадку фотоелектричний модуль складається з фотоелектричних елементів, що знаходяться між чистим переднім листом (скло) і заднім листом (скло або щільна пластмаса). Така конструкція захищає ФЕП від погодних умов і пошкоджень. Для більш легкої фіксації до опорного елементу по периметру фотоелектричного модуля використовується алюмінієвий каркас. Фотоелектричні модулі з'єднуються в сонячні панелі, як в попередньо сконструйовані, так і на місці монтовані вузли. Вимоги до фотоелектричним модуль наступні:

- термін служби 20-30 років при широкому діапазоні температур ( $-40^{\circ}\text{C}$  -  $+80^{\circ}\text{C}$ ) на поверхні ФЕП,
- захист від вологи (дощ, конденсат),
- захист від механічних пошкоджень,
- захист від бактерій і тварин.

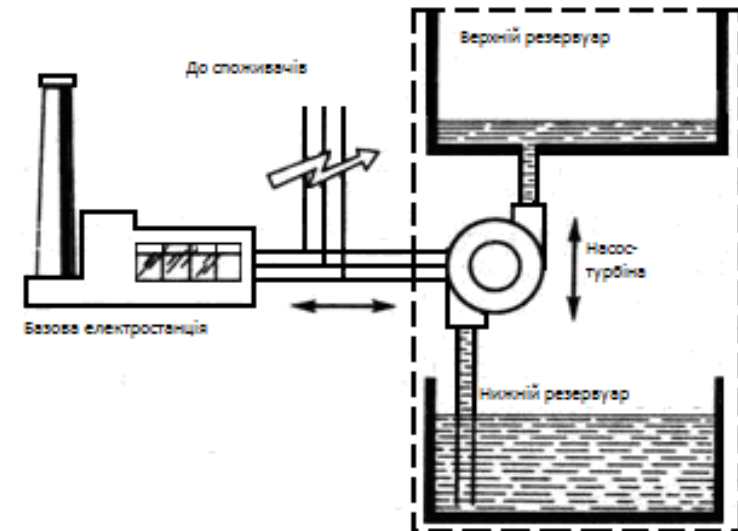


Рис 1.19 - Схема гідроакумулюючої електростанції [12]

Для ГАЕС характерно різноманіття сталих і нормальних експлуатаційних перехідних процесів, так як її гідроагрегати протягом доби здійснюють багаторазову зміну режимів роботи (рис1.4.2). Тривалість нормальних експлуатаційних перехідних процесів обумовлена параметрами устаткування і споруд, умовами роботи ГАЕС в електроенергетичній системі.

Вважається, що ГАЕС є найкращим акумулює пристроєм для електростанцій, хоча і воно має недоліки: відносно висока вартість будівництва. Але цей недолік може бути зі зрозумілих мотивів значно зменшений, якщо будувати ГАЕС не так на рівнинній місцевості, а на місцевості горбистій, що створює вигідні умови для розміщення водойм.

надійшов в водосховище, ступеня його регулювання та умов експлуатації ГЕС. При річному регулюванні річний виробіток електроенергії ГЕС, як правило, істотно коливається - в основному за рахунок енерговіддачі в паводковий період. При багаторічному регулюванні нерівномірність вироблення електроенергії по роках буває незначною.

### 1.1.8. Гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС)

ГАЕС створюються, як правило, для добового акумулювання енергії в електроенергетичній системі. Сама назва станції «гідроакумулююча» говорить про те, що в завдання її входить забрати з електричної мережі «надлишок» енергії з її допомогою перекачати деяку кількість води з нижнього резервуара в верхній, створивши, таким чином, запас потенційної енергії.

ГАЕС покриває піки графіка навантаження і забезпечує споживання дешевої енергії в години провалу графіка навантаження, вирівнюючи режими роботи теплових станцій енергосистеми. ГАЕС характеризується високою маневреністю устаткування що працює в турбінному і насосному режимах. Наявність у ГАЕС значного регульовального діапазону навантаження (в турбінному і насосному режимах) і ємності акумулювання дозволяє дуже ефективно використовувати їх в енергосистемі в якості навантажувального (частотного) і аварійного резервів.

Оборотні гідроагрегати забезпечують роботу турбінних та насосних режимів і являють собою з'єднання синхронної електричної машини і гідравлічної насос-турбіни. Таким чином, при заряді ГАЕС працює як насосна станція, а при розряді - як звичайна ГЕС.

У період малих навантажень гідроагрегати станції зайняті перекачуванням води з нижньої водойми у верхню (рис.1.20). Під час підвищеного навантаження відбувається використання запасеної води для вироблення пікової енергії.

Фотоелектричні модулі утворюються послідовним або паралельним з'єднанням окремих ФЕП. (рис..1.14).

Коли один елемент або модуль при послідовному з'єднанні частково або повністю накритий снігом, тінню або листям, спільне вироблення енергії і загальний струм зменшуються.

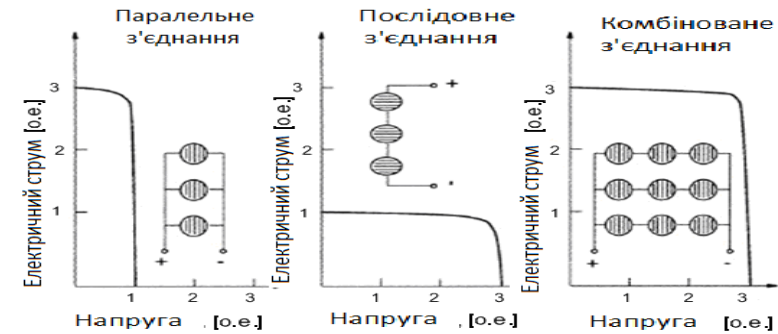


Рис.1.14 - Зміна вольт-амперних характеристик при різних з'єднаннях ФЕП в модулі

Послідовні модулі поведуться як енергоспоживачі: вони нагріваються при перебігу струму і можуть вийти з ладу. Для захисту використовуються зворотні діоди (рис. 1.15).

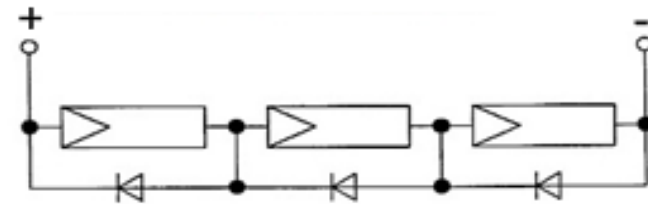


Рис.1.15 - Послідовне з'єднання сонячних модулів із зворотними діодами

Перетворювачі силової електроніки та система управління. Фотоелектрична система містить додаткові елементи для відповідного управління перетворенням, розподілом і запасом енергії, виробленої фотоелектричним масивом.

Залежно від виконання фотоелектричні системи можуть містити:

**1. Інвертор потужності.** Фотоелектричний модуль генерує постійний струм, вироблений фотоелектричним модулем, який безпосередньо використовується в найпростіших пристроях, проте в системах, де потрібно змінний струм, постійний струм перетворюється в змінний за допомогою приєднаного інвертора.

**2. Батарейна установка.** Фотоелектрична система не здатна запасати електричну енергію. Для цієї мети додаються акумуляторні батареї. Фотоелектрична система з батареєю функціонує при приєднанні фотоелектричного масиву до інвертора. Батарея заряджається від фотоелектричного модуля, коли світить сонце, і живить енергією навантаження, коли це необхідно. Для захисту батареї від перезаряду і повної розрядки використовуються спеціальні пристрої - контролери заряду. Фотоелектричні системи, забезпечені акумуляторними батареями, можуть жити приладів, як постійним струмом, так і змінним. Фотоелектричні системи тільки для приладів постійного струму не потребують інвертора, а тільки заряду в контролері.

**3. Контролери та лічильники.** Контролери управляють потоком енергії через компоненти системи, в той час як лічильники надають споживачам можливість оцінити стан системи і її ефективність.

Фотоелектричні системи підрозділяються на два типи: системи, під'єднані до мережі, і автономні. Приєднані до мережі фотоелектричні системи (рис.1.16) працюють паралельно і під'єднані до загальної електромережі. Основним компонентом приєднаної до мережі фотоелектричної системи є інвертор, який перетворює постійний струм фотоелектричної системи в змінний струм, який відповідає вимогам загальної електромережі (таким як напруга і якість електроенергії). Для таких систем не потрібні батареї або інші накопичувальні пристрої.

Потужність на валу гідротурбіни (кВт) визначається як:

$$N_T = 9,81 Q_T H \eta_T \quad (1.2)$$

де,  $Q_T$  - витрата води через гідротурбіну, [м<sup>3</sup> / с],

$H$  - напор турбіни з урахуванням втрат,  
 $\eta$  - коефіцієнт корисної дії (ККД) турбіни.

Електрична потужність гідрогенератора обчислюється за формулою:

$$N_{ГЕН} = N_T \eta_{ГЕН} \quad (1.3)$$

де  $\eta_{ГЕН}$  - ККД гідрогенератора, зазвичай рівний 0,97.

Регулювання потужності агрегату ГЕС виробляється зміною витрати води, що проходить через гідротурбіну.

Потужність ГЕС в  $i$ -й момент часу дорівнює:

$$N_{RI} = 9.81 Q_{RI} H_{RI} \eta_{RI} \quad (1.4)$$

де:  $Q_{RI}$  - витрата ГЕС в  $i$ -тий момент часу [м<sup>3</sup> / с],

$H_{RI}$  - натиск ГЕС в  $i$ -тий момент часу [м],

$\eta_{RI}$  - ККД ГЕС в  $i$ -тий момент часу.

Вироблення електроенергії ГЕС [кВт • год] за період часу  $T$  [ч] визначається за формулою:

$$E_{ГЕС} = \int_0^T N_{RI} dt \quad (1.5)$$

Як розрахунковий період розглядають годину, добу, тиждень, місяць, рік.

Річне виробництво електроенергії ГЕС не є постійною величиною, а змінюється в залежності від обсягу стоку, що

### 1.1.7. Гідроелектростанції (ГЕС)

Енергія падаючої води, яка обертає водяне колесо, з давніх часів застосовувалася на млинах і лісопилках. З 1882 року вона використовується для виробництва електроенергії на ГЕС. Принцип роботи гідроенергетичної установки полягає в тому, що кінетична енергія падаючої води використовується для обертання турбіни, на валу якої встановлено електрогенератор.

ГЕС працює на «безкоштовному паливі»: сонячна енергія випаровує воду (головним чином з поверхні океанів), повітряні потоки переносять водяну пару на материки, де він конденсується і випадає у вигляді дощу і снігу. Випадає на поверхню землі волога частково знову випаровується, частково збирається в річки і стікає назад в океани. ГЕС - це комплекс споруд і устаткування, за допомогою яких енергія потоку води перетворюється в електричну енергію. ГЕС складається з послідовного ланцюга гідротехнічних споруд, що забезпечують необхідну концентрацію потоку води і створення напору, і комплексу енергетичного обладнання, що перетворює енергію рухається під напором води в механічну енергію обертання гідротурбіни яка, в свою чергу, перетворюється в електричну енергію (електрогенератор).

Розрізняють такі основні типи гідроелектростанцій [13, 14]:

- гідроелектростанції (ГЕС);
- гідроакумуючі електростанції (ГАЕС);
- приливні електростанції (ПЕС).
- хвильові електростанції (ХЕС)

На ГЕС вироблення енергії і потужність прийнято вимірювати на висновках гідрогенератора, тому енергія і потужність. ГЕС будуть визначатися з урахуванням коефіцієнтів корисної дії гідротурбіни і електрогенератора.

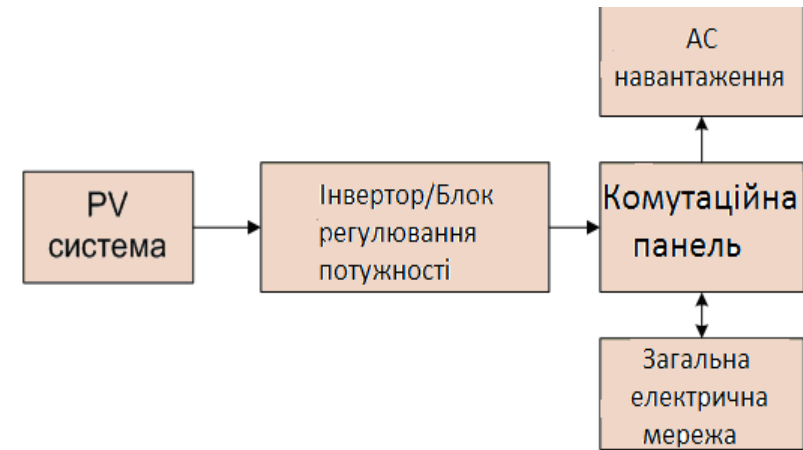
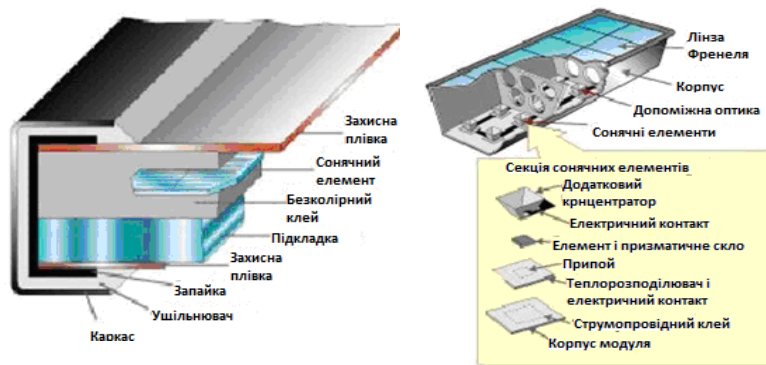


Рис.1.16 - Структура приєднаних до мережі фотоелектричних систем

Автономні фотоелектричні системи функціонують незалежно від загальної електричної мережі і живлять електроенергією окремі (автономні) системи. Такі системи містять одну або кілька батарей для накопичення електроенергії. Автономні фотоелектричні системи використовуються в регіонах, де інше електроживлення недоступно.

**Типи фотоелектричних систем.** Існують також два інших типи поділу фотоелектричних систем (рис.1.17): системи з плоскими колекторами і колектори з концентратором. У фотоелектричних системах з плоскими колекторами фотоелектричний модуль закріплений нерухомо і плоским колектором вловлює сонячне світло. В колекторах з концентраторами застосовуються лінзи для концентрації сонячного світла і підвищення вироблення енергії ФЕП. Система з плоскими колекторами менш складна, але використовує більшу кількість ФЕП. Система з концентраторами використовує меншу площу сонячних батарей, але вона потребує більш складної і дорогої системи стеження за положенням сонця. Також така система не працює при по-

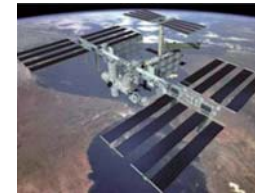
хмурий погоді через свою нездатність фокусувати розсіяне сонячне світло. На сьогоднішній день енергія ФЕП коштує дорожче в порівнянні з цінами на інші види енергії. Але завдяки відповідній політичній та фінансовій підтримки, а також серійного виробництва ФЕП даний метод виробництва енергії може стати більш конкурентоспроможним.



а) Конструкція стандартного плоского колектора  
 б) Конструкція стандартного колектора с концентратором

Рис. 1.17 - Типи фотоелектричних систем. Джерело: U.S. Department of Energy

В даний час фотоелектричні системи є найбільш поширеною формою енергопостачання для супутників і космічних апаратів. Фотоелектричні системи широко використовуються в регіонах, віддалених від централізованої електромережі, для освітлення, підкачування води, телекомунікації, і т.д. Також популярним є впровадження фотоелектричних установок в архітектурі, на дахах і стінах будинків, як основного або другорядного джерела електричної енергії (рис.1.18). Широке поширення отримують автономні прилади, такі як сонячні лічильники оплати за паркування, телефони екстреного зв'язку, тимчасові дорожні знаки і т.д



Міжнародна космічна станція



Система освітлення району



Інформаційний центр



Сонячний автомобіль



Літак на сонячних батареях



Сонячний ліхтар

Рис. 1.18 - Різноманітні застосування фотоелектричних систем

У найближчому майбутньому очікується зниження цін на виробництво ФЕП настільки, що буде економічно вигідно масштабне використання сонячної енергії..

Переваги енергії сонячної радіації порівняно з традиційними видами палива полягають в наступному:

- джерело енергії практично невичерпне;
- можливість використання енергії сонячної радіації на більшості ділянок поверхні Землі як місцевого енергетичного джерела;
- можливість безпосереднього перетворення енергії сонячної радіації в електричну;
- можливість отримання високих температур (> 500<sup>0</sup>C);
- прискорювати дію у фотохімічних процесах [1-5, 11, 12].



якірної постановки і передачі електроенергії по кабель-тросу при штормах. Можлива також установка на мілководді гідроагрегатів з горизонтальною віссю в придонному шарі.

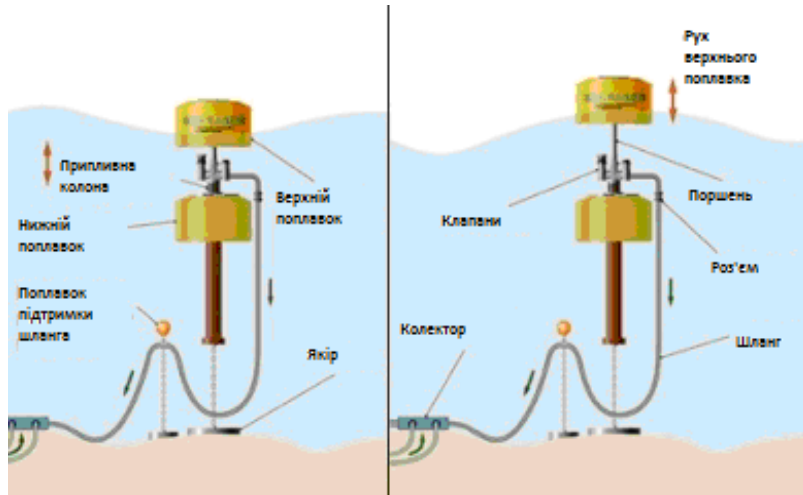


Рис. 1.23 - Принцип роботи хвильової електростанції

Важливою перевагою хвильової енергетики є можливість застосування модульного принципу - послідовне спорудження блоків обмеженою потужності, без великих початкових витрат на капітальне будівництво, властивих приливним електростанціям [11 - 13].

## 1.2. ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ В УМОВАХ ЗРОСТАННЯ ВПЛИВУ ВДЕ

### 1.2.1. Загальна оцінка впливу розосереджених джерел електроенергії на режим роботи електричних мереж

На даний час відновлювані джерела електричної енергії є основною складовою РДЕ . Розосередженими джере-

стання, а з іншого - практичним вичерпанням гідроенергетичного потенціалу великих річок.

Для України проблема розбудови та експлуатації малих ГЕС не є новою. Пік будівництва МГЕС в Україні мав місце у повоєнні роки, а до кінця 50-х років в Україні експлуатувалося 956 станцій на малих річках.



Проект будівництва Тересбле-Ріцької ГЕС був не лише масштабним, а й оригінальним. Фахівці використали можливість відразу двох річок: Тересбле та Ріки, переливаючи воду з однієї в іншу і використовуючи різницю рівнів їхнього розташування (р. Тересбля тече на 210 м вище р. Ріки). Тому й довелося будувати не лише станцію, а й громіздку греблю та дериваційний тунель. Сама ж ГЕС вже 55 років працює без збоїв. Фахівці стверджують, що кошти, витрачені на грандіозне будівництво, повернулися державі через 6-7 років після того, як у 1956 році отримали перший струм. Потужність греблево-дериваційної ГЕС 27 000 кВт, а щорічне виробництво електроенергії в середньому (залежно від рівня води в річках) 123 млн. кВт-годин. Тересбле-Ріцька ГЕС лишилася єдиною у Європі, яка при виробництві енергії використовує можливості відразу двох річок. Турбіни на ГЕС використані виробництва «Уралелектроапарат». Системи подачі масла – фінляндського виробниц-

тва, системи контролю швидкості обертання – шведські. Кожна турбіна видає при максимальному навантаженні 9 МВт/год. Турбіни обертаються зі швидкістю 600 обертів за хвилину. Для ГЕС було споруджене водосховище.. Площа водного дзеркала – 80 га. Глибина – 8 м, довжина – понад 10 км, пересічна ширина – 100 м. Водойма вміщує до 24 млн. м<sup>3</sup> води. Висота греблі 46 м, довжина – 153 метри.



Однак, зростання енергоємності промислового виробництва і, як наслідок, підвищення концентрації виробництва електроенергії на великих теплових, гідравлічних, а також атомних електростанціях в умовах практичної відсутності екологічних вимог та заниженої вартості первинних енергоносіїв призвело до занепаду малої гідроенергетики. Наслідком цього стало фактично повне її руйнування.

Останнім часом в Україні появилось розуміння необхідності відновлення існуючих та будівництва нових малих ГЕС. Проте темпи розвитку малої гідроенергетики на сьогодні стримуються цілим рядом факторів. Основними проблемами в відновленні та експлуатації малих ГЕС є:

- відсутність, як правило, будь-яких документів по будівлях, спорудах, обладнанню та водних ресурсах;
- відсутність серійного обладнання, виходячи з чого практично кожна мала ГЕС потребує індивідуального під-

Існує кілька проектів хвильових енергетичних установок. Один з них, частково реалізований на о. Маврикій в Індійському океані, схожий з однобасейною ПЕС. Біля берега дамбами відгороджується басейн з пологої греблею-хвилеломом. Океанська хвиля закидає через цю греблю свої гребені. Рівень в басейні підтримується на 2 - 3 м вище, ніж в морі. Різниця рівнів збільшується, коли підходить чергова хвиля. Реалізація такого проекту вимагає великих витрат на зведення гребель. Ряд проектів, активно розробляються в Англії, і передбачають установку на якорі двох або трьох понтонів. Ця енергія потім використовується в гідродвигуні і електрогенераторі. Основні труднощі при впровадженні подібних систем пов'язані з низькою надійністю якірних кріплень і шарнірних з'єднань при штормах і зрушення льоду. Ще один тип хвильових енергетичних установок, реалізований при невеликих потужностях в Японії, працює таким чином. Заякорений буй має порожнину, відкриту знизу. При коливаннях на хвилі рівень води в порожнині змінюється. У надводній верхній частині буя є отвір, через який повітря виходить з порожнини при її заповненні водою, коли проходить гребінь хвилі. Коли проходить підшва хвилі, повітря, навпаки, входить в порожнину через опускання рівня води. Перебіг повітря через отвір приводить в рух повітряну турбіну, з'єднану з електрогенератором. Реалізується подібний проект, в якому «поплавком» є судно водотоннажністю 500 т, проектна потужність хвильової енергоустановки становить 2,2 МВт. Подібна установка може використовуватися також для акумулювання енергії, у вигляді стисненого повітря, яка по трубах направляється в берегові ємності.

В якості хвильового генератора може використовуватися заякорений буй, до якого на тросі підвішений капсульний гідроагрегат з вертикальною віссю на глибину, де хвильові коливання невеликі. Турбіна агрегату обертається під час руху вгору і вниз, коли проходять гребінь і підшва хвилі. Обмеження знову пов'язані з низькою надійністю

- реєструвати аварійні та передаварійні ситуації, а також присутність персоналу та сторонніх осіб на території ГЕС з інформуванням вищого ієрархічного рівня керування, а також обслуговуючого персоналу.

Таким чином, локальні АСК опорних ГЕС призначені для автономного програмного керування режимами роботи ГЕС відповідно до змін параметрів навколишнього середовища, у тому числі під час роботи у каскаді, оперативного аналізу режимів роботи їх обладнання та інформування диспетчерського центру та чергового персоналу відповідної ГЕС про можливі аварійні ситуації, аналізу тенденцій зміни основних параметрів, їх реєстрації та організації повноцінного інформаційного обміну між об'єктами керування та диспетчерським центром [12, 13].

#### 1.1.11. Хвильові електростанції

Енергія морських хвиль сумарно оцінюється в 2,7 млрд. кВт на рік. Досліди показали, що її слід використовувати не біля берега, куди хвилі приходять ослабленими, а у відкритому морі або в прибережній зоні шельфу.

З точки зору енергетики морські хвилі являють собою концентровану форму вітрової енергії. Вітри, що дмуть над океаном, створюють хвилі, сила якого залежить від швидкості вітру і довжини пробігу. У хвилях частинки води роблять кругові рухи. Висота хвилі дорівнює діаметру кругової орбіти частки на поверхні. Накочуючись на мілководді, хвиля зростає по висоті і зменшується по довжині. Біля дна частинки рухаються зворотно-поступально. Хвилі в морі мають різну довжину і швидкість, висоти окремих хвиль при накладенні підсумовуються. Механічна енергія хвилі пропорційна довжині і квадрату висоти. Наприклад, енергія хвилі шестиметрової висоти перевищує 100 кВт на 1 погонний метр фронту хвилі. Середня для океанських хвиль енергія оцінюється в 50 кВт / м. Сумарна хвильова потужність Світового океану оцінюється в 2700 ГВт.

ходу та відповідно індивідуального замовлення обладнання, а це завжди призводить до підвищених капіталовкладень та експлуатаційних видатків; Об'єкти малої гідроенергетики умовно ділять на три типи: "міні" - забезпечують одиничну потужність до 5000 кВт, "мікро" - працюють в діапазоні від 3 до 100 кВт і малі ГЕС встановленою потужністю до 25 МВт.

Мікро-і міні ГЕС - надійні, екологічно чисті, компактні, окупаються джерела електроенергії для сіл, хуторів, дачних селищ, фермерських господарств, а також млинів, хлібопекарень, невеликих виробництв у віддалених, гірських і важкодоступних районах, де немає поблизу ліній електропередачі, а будувати такі лінії зараз і довше, і дорожче, ніж придбати і встановити мікро-ГЕС.

Сучасна гідроенергетика в порівнянні з іншими традиційними видами електроенергетики є найбільш економічним і екологічно безпечним способом отримання електроенергії. Невеликі електростанції дозволяють зберігати природний ландшафт, навколишнє середовище не тільки на етапі експлуатації, але і в процесі будівництва. При подальшій експлуатації відсутній негативний вплив на якість води: вона повністю зберігає початкові природні властивості. На відміну від інших екологічно безпечних поновлюваних джерел електроенергії - таких, як сонце, вітер, мала гідроенергетика практично не залежить від погодних умов і здатна забезпечити стійку подачу дешевої електроенергії споживачам [13]. Крім обмежень по потужності, відміна малої гідроенергетики від великої в тому, що технології, які застосовуються при спорудженні гідровузлів малої потужності, не вимагають зведення гігантських гребель і водосховищ. Крім того, при будівництві малих ГЕС можливі типові інженерні рішення: кілька проектів можуть бути реалізовані за ідентичними технологіями, з ідентичними конструкціями основних елементів гідровузла і набором гідрообладнання. Гідроагрегат малої ГЕС (МГЕС) складається з турбіни, генератора і системи автоматичного

управління. За характером використовуваних гідроресурсів МГЕС можна розділити на наступні категорії: нові руслові станції з невеликими водосховищами; станції, що використовують швидкісну енергію вільного течії річок; станції, що використовують існуючі перепади рівнів води в самих різних об'єктах водного господарства - від судноплавних споруд до водоочисних комплексів. Використання енергії невеликих водотоків за допомогою малих ГЕС є одним з найбільш ефективних напрямків розвитку відновлюваних джерел енергії.

Конструкція мікро-ГЕС наведена на рис.1.22.

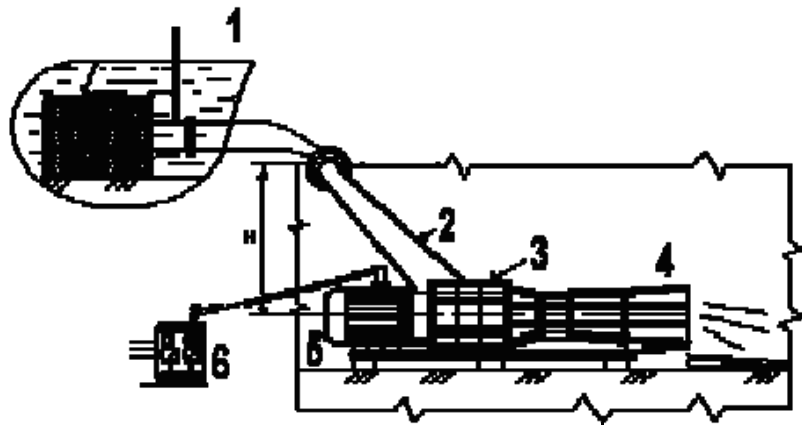


Рис. 1.22 - Мала-ГЕС. 1 - водойма, 2 - водоводи, 3 - турбіна, 4 - випускна труба, 5 - генератор, 6 - перетворювач [12]

Мікро-ГЕС можна встановити практично в будь-якому місці. Гідроагрегат складається з енергоблоку, водозабірною пристроєм й пристроєм автоматичного регулювання. Використовуються мікро-ГЕС як джерела електроенергії для дачних селищ, фермерських господарств, хуторів, а

режим тижневого регулювання ГЕС можуть також накладатися обмеження неенергетичних учасників водогосподарського комплексу.

Річне регулювання дозволяє перерозподіляти стік води протягом року відповідно до потреб енергосистеми і водоспоживачів. Цикл регулювання дорівнює 1 року. У багатоводні періоди водосховище наповнюється, а в маловодні - спрацьовується. Для проведення річного регулювання потрібно об'єм водосховища, що становить 5-10% середньорічного стоку при частковому (сезонному) і 40-60% при повному річному регулюванні.

Водосховище річного регулювання дозволяє здійснювати добове і тижневе регулювання.

Багаторічне регулювання призначене для збільшення витрати ГЕС і вироблення електроенергії в маловодні роки за рахунок стоку багатоводних років. При багаторічному регулюванні водосховище наповнюється протягом ряду багатоводних років і спрацьовується протягом маловодного періоду.

Особливістю багаторічного регулювання є мінливість тривалості циклу регулювання. При багаторічному регулюванні можливо збільшити гарантовану потужність ГЕС та вироблення електроенергії за рахунок скорочення або ліквідації неодружених скидів води.

Так, для ведення заданого дистанційно режиму ГЕС з прийняттям елементарних рішень з керування ними необхідно:

- контролювати рівень води у верхньому басейні та зупиняти агрегати у разі досягнення мінімального рівня;
- контролювати режим роботи генераторів з використанням вимірювальних приладів щита керування та відповідно коригувати потужність турбін;
- контролювати параметри механічної частини ГЕС та зупиняти агрегати у випадку досягнення граничних значень за вібрацією та температурою;

При добовому регулюванні цикл регулювання становить одну добу і до кінця циклу рівень води у верхньому б'єфі повертається до вихідного положення - УМО. Рівень води в нижньому б'єфі буде відповідати вступнику витраті в нижній б'єф. Завдяки добовому регулюванню в годинник малого навантаження ГЕС у верхньому б'єфі запасається надлишковий приплив, а в години підвищеного навантаження він спрацьовується. Якщо об'єм водосховища достатній для акумулювання всього надлишкового припливу, то цей весь приплив використовується для збільшення потужності ГЕС в порівнянні з її потужністю при тільки природному припливі. Добове регулювання дозволяє підвищити участь ГЕС в покритті піків навантаження та забезпечити більш доцільний рівномірний режим роботи інших електростанцій енергосистеми.

Слід зазначити, що режим роботи ГЕС зі збільшеною потужністю не супроводжується збільшенням вироблення електроенергії. Навпаки, якби ГЕС працювала без регулювання на природному стоці, її вироблення була б більше.

На режим добового регулювання ГЕС іноді накладаються обмеження неенергетичних учасників комплексного гідровузла (судноплавство, рибне господарство, водозабір в нижньому б'єфі і т.д.).

Тижневе регулювання забезпечує нерівне споживання води агрегатами ГЕС протягом тижня відповідно до вимоги тижневих коливань навантаження енергосистеми. У вихідні дні навантаження в енергосистемі падає. У цей період ГЕС може знизити свою потужність, а виходить надлишок води акумулюється в водосховище. У робочі дні ГЕС може збільшити потужність за рахунок спрацювання запасених в водосховище обсягів води.

При тижневому регулюванні режим роботи ГЕС зі збільшеною потужністю, як правило, не супроводжується збільшенням вироблення електроенергії. Вироблення електроенергії може збільшитися тільки в разі скорочення холодних скидів води за рахунок ємності водосховища. На

також для невеликих виробництв в важкодоступних районах.

Як і будь-який інший спосіб виробництва енергії, застосування малих і міні-ГЕС має як переваги, так і недоліки.

Стримуючим фактором на шляху підвищення ефективності використання гідропотенціалу малих річок

України, що складає близько 1,1–1,3 млрд. кВт год та розбудови малих ГЕС є недостатня дослідженість технічних аспектів їх експлуатації у сучасних умовах і, через це, фактична відсутність нормативів та методик забезпечення оптимальних техніко-економічних показників МГЕС на стадії їх проектування та реконструкції [13].

Можна виділити такі важливі технічні аспекти проектування, реконструкції та експлуатації малих ГЕС, що на сьогодні є недостатньо дослідженими:

- використання малих ГЕС в електричних системах з метою підвищення надійності та якості електропостачання споживачів;
- особливості функціонування асинхронних генераторів та перспектив їх використання на малих ГЕС;
- вплив компенсації реактивної потужності на режими роботи малих ГЕС з асинхронними генераторами; розроблення методів і засобів керування джерелами реактивної потужності для покращення режимів пуску та нормальної роботи генераторів ГЕС;
- вплив малих ГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж з розробленням методів визначення та оптимізації складової втрат електроенергії від адресних перетоків, що зумовлені роботою ГЕС;
- розроблення концепції автоматизації керування малими ГЕС та їх каскадами для забезпечення їх оптимальної роботи у планових режимах, а також послідовності впровадження автоматизованих систем керування (АСК) для забезпечення їх максимальної техніко-економічної ефективності.

Серед економічних, екологічних та соціальних переваг об'єктів малої гідроенергетики можна назвати наступні. Їх створення підвищує енергетичну безпеку регіону, забезпечує незалежність від постачальників палива, економить дефіцитне органічне паливо. Спорудження такого енергетичного об'єкта не вимагає великих капіталовкладень, великої кількості енергоємних будівельних матеріалів і значних трудовитрат, відносно швидко окупається. Крім того, є можливості для зниження собівартості зведення за рахунок уніфікації та сертифікації обладнання.

У процесі вироблення електроенергії ГЕС не виробляє парникових газів і не забруднює навколишнє середовище продуктами горіння і токсичними відходами, що відповідає вимогам Кіотського протоколу. Подібні об'єкти не є причиною наведеної сейсмічності і порівняно безпечні при природному виникненні землетрусів. Вони не роблять негативного впливу на спосіб життя населення, на тваринний світ і місцеві мікрокліматичні умови.

Ще одна перевага малої енергетики - економічність. В умовах, коли природні джерела енергії - нафта, вугілля, газ - виснажуються, постійно дорожчають, використання дешевої, доступної, відновлюваної енергії річок, особливо малих, дозволяє виробляти дешеву електроенергію. При суміщеному графіку розробки проектної документації, виготовлення обладнання, будівництва та монтажу мала ГЕС вводиться в експлуатацію за 15-18 місяців.

Собівартість електроенергії, що виробляється на міні-або мікро-ГЕС, в 1,5 рази нижче вартості електроенергії, фактично реалізованої енергосистемою. Реалізація такого проекту з точки зору екології не завдасть шкоди навколишньому середовищу.

До проблем, пов'язаних зі створенням і використанням об'єктів малої гідроенергетики належать поширений вид аварій на об'єктах малої гідроенергетики - руйнування греблі і гідроагрегатів в результаті переливу через гребінь дамби при несподіваному підйомі рівня води і неспрацьо-

**Системи управління.** Сучасні ГЕС високо автоматизовані. Пуск і зупинка агрегату проводиться сигналом з диспетчерського пункту енергосистеми. Автоматично здійснюються групове регулювання частоти в енергосистемі, регулювання навантаження ГЕС за заданим графіком. Поштовхи навантаження приймаються ГЕС без труднощів. Багато гідростанції управляються дистанційно з використанням засобів телемеханіки. Собівартість електроенергії на ГЕС приблизно в 5 разів нижче, ніж на теплових станціях. Важливою перевагою гідроенергетики є висока маневреність гідроагрегатів - їх можна запустити на повну потужність за дуже короткий час (40 ... 50 секунд).

Гідравлічні енергоустановки ідеально підходять для зняття піків. З цієї причини ГЕС проектують і будують на потужність, що перевищує середню потужність водотоку.

Вони працюють в основному в змінній частини графіка електричного навантаження, накопичуючи воду в верхньому б'єфі в періоди провалу навантаження і спрацьовує її в годинник проходження піків.

Регулювання стоку - це процес перерозподілу його водосховищем відповідно до вимог водогосподарського комплексу (енергетика, водопостачання, зрошення, судноплавство, боротьба з повеннями, рибне господарство тощо). Річковий стік акумулюється в водосховище в періоди, коли природна припливно води перевищує потреби в ній, і витрачається в періоди, коли потреба в воді перевищує припливно. Період акумуляції річкового стоку називається наповненням водосховища, а період віддачі наповненою води - спрацювання водосховища. Розрізняють основні і спеціальні види регулювання стоку. До основних видів регулювання стоку відносять: добове, тижневе, річне і багаторічне.

Добове регулювання призначене для забезпечення нерівномірного витрати води через агрегати ГЕС відповідно до вимог добових коливань навантаження енергосистеми при порівняно постійному протягом доби притоці води.

У випадку видачі потужності безпосередньо в ЕМ 10 кВ, що характерно для ряду малих ГЕС, їх функціонування істотно впливає на режими мереж.

Однак, за рахунок того, що коефіцієнти розподілу втрат, які відповідають вузлу приєднання МГЕС, стають додатними за від'ємних значень потужності (прийнято, що генерація потужності задається від'ємним значенням), розрахункові втрати потужності в ЕМ зменшуються. [16] Таким чином, в результаті теоретичних досліджень та практичних розрахунків, підтверджено позитивний вплив малих ГЕС на втрати потужності у характерних режимах ЕМ, а також втрати електроенергії в них.

З результатів теоретичних досліджень та практичних розрахунків з впливу малих ГЕС на режими роботи ЕМ встановлено, що за рахунок неспіврозмірності їх генерації та суміжного навантаження, вплив МГЕС на режими роботи електричних мереж практично співрозмірний з похибкою комерційних розрахунків між суб'єктами електричної системи. Виходячи з цього, можна стверджувати, що малі ГЕС встановленою потужністю 100-630 кВт практично не впливають на режими роботи ЕМ і не вносять змін, які призводять до збільшення втрат потужності в розподільних мережах.

Використовуючи результати аналізу чутливості втрат потужності в ЕМ від транзитних перетоків, зумовлених впливом малих ГЕС, можна технічно обґрунтувати підвищення тарифів на відпущену електроенергію для малих ГЕС, робота яких забезпечує зменшення власних та транзитних втрат в ЕМ. [16]

Мала гідроенергетика - це на сьогоднішній день найбільш економічне рішення енергетичних проблем для територій, що належать до зон децентралізованого електропостачання. Забезпечення енергією віддалених і енергодефіцитних регіонів вимагає значних витрат. І тут далеко не завжди вигідно використовувати потужності існуючої енергосистеми.

вуванні запірних пристроїв. У деяких випадках МГЕС сприяють замулюванню водосховищ і впливають на руслоформуєчі процеси.

Існує певна сезонність у виробленні електроенергії (помітні спади в зимовий і літній період), яка призводить до того, що в деяких регіонах мала гідроенергетика розглядається як резервна генеруюча потужність.

### **Особливості роботи малих ГЕС з асинхронними генераторами в електричних мережах енергосистем.**

Питання використання малих ГЕС в електричних системах з метою підвищення надійності та якості електропостачання споживачів на сьогодні є практично не дослідженими. Важливим тут є дослідження впливу МГЕС на режими роботи розподільних електричних мереж (ЕМ), а також складової втрат електроенергії від адресних перетоків, що зумовлені роботою ГЕС. Недослідженість зазначених питань проявляється у необґрунтовано завищених нормативах втрат електроенергії, що мають відшкодовуватися власниками малих ГЕС у рамках договорів на постачання електроенергії на енергоринок або третім особам. Так, у випадку постачання електроенергії, що виробляється малими ГЕС на енергоринок, типовим договором передбачається компенсація втрат у межах 20%, а у випадку транзиту електроенергії в середині розподільних мереж – у межах 15% від відпущеної електроенергії. Останнє істотно знижує рентабельність інвестицій у відновлення малої гідроенергетики і є одною з причин економічної недоцільності розбудови МГЕС встановленою потужністю 100-350 кВт, що відповідають гідропотенціалу більшості рівнинних річок України.

Дослідження взаємовпливу розподільних електричних мереж та МГЕС, а також математичне моделювання втрат електроенергії, зумовлених адресними перетіканнями від ГЕС до споживача, дозволить сформулювати умови оптимального взаємовпливу МГЕС та електричної мережі. [16]

Використання АГ на малих ГЕС породжує проблему компенсації реактивного споживання, оскільки отримання реактивної потужності з електричної мережі призводить до підвищення експлуатаційних видатків. Для вирішення цієї проблеми, як вказувалося раніше, найчастіше використовують конденсаторні установки, або синхронні генератори, що встановлені на станції. Очевидно, перший шлях призводить до підвищення капітальних затрат на електричну частину проекту спорудження або відновлення ГЕС. Тому необхідним є аналіз впливу параметрів та режимів роботи АГ на їх реактивне споживання з метою обґрунтованого зменшення встановленої потужності КУ.

Часто під час проектування електричної частини малої ГЕС через відсутність точної інформації про механічні параметри відновлених гідротурбін, або для створення запасу по активній потужності генераторів з метою недопущення їх перегрівання і подовження терміну експлуатації обирають генератори з завищеною (до 30-50%) номінальною потужністю. При цьому генератори працюють у режимах далеких від номінального, що проявляється у підвищенні споживання реактивної потужності. Останнє призводить, з одного боку, до підвищення необхідної встановленої потужності КУ, а з іншого, надлишкового завантаження АГ реактивними струмами.

Складність задачі оцінки впливу режимів роботи малих ГЕС на втрати потужності в ЕМ полягає в тому, що втрати потужності залежать від перетоків у вітках схеми мережі нелінійно і скористатися методом накладання неможливо. На даний момент в інженерній практиці використовується ряд методів, що дозволяють виконувати розрахунок зазначеної складової втрат як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірісно-статистичним оцінюванням втрат [14]. Використання даних методів в розімкнених розподільних мережах, як правило, призводить до виникнення похибки, допустимої на етапі планування режимів ЕМ. Однак, у замкнених розподільних ЕМ збільшується

вплив нелінійності функції втрат потужності, що може викликати суттєві помилки обчислення додаткових технічних втрат електроенергії у випадку відхилення режиму ЕМ від планового.

Для розв'язання зазначених проблем у [15] обґрунтовано можливість розв'язання задачі аналізу впливу окремих вузлів генерації на втрати в ЕМ, спираючись на лінійні моделі усталеного режиму ЕМ. Для підтвердження отриманих результатів виконано ряд практичних розрахунків з використанням уточнених методів визначення втрат електроенергії в ЕМ на прикладі малих ГЕС, що були відновлені в наслідок діяльності зовнішньоекономічної асоціації «НОВОСВІТ» та експлуатуються у різних областях України, зокрема Коржовської, Звенигородської, Корсунь-Шевченківської, Чернятської та ін. Зазначені ГЕС характеризуються різними встановленими потужностями (у межах 100-630 кВт), а також схемами приєднання до розподільних електричних мереж 110/35/10 кВ. З результатів розрахунків режимів розподільних ЕМ 110/35 кВ з урахуванням видачі потужності МГЕС встановлено, що за рахунок неспіврозмірності їх генерації та суміжного навантаження, вплив МГЕС на режими роботи електричних мереж практично співмірний з похибкою розрахунків (відхилення напруги у характерних режимах ЕМ за рахунок впливу малої ГЕС становить 0,1–0,5%). Під суміжним навантаженням мається на увазі сумарне навантаження споживачів, що отримують електроенергію з шин живильних підстанцій, на які віддають потужність МГЕС (переважно це ТП-110/10 кВ або ТП-35/10 кВ). Виходячи з цього, можна стверджувати, що малі ГЕС встановленою потужністю 100-630 кВт практично не впливають на характерні режими роботи ЕМ. Однак, практично в усіх випадках, що аналізувалися, враховуючи особливості режимів роботи малих ГЕС, зафіксовано зменшення потужності у вузлах приєднання МГЕС як для режимів максимальних, так і середніх навантажень.



якого поступає інформація про структуру об'єкту; відповідно до вихідного сигналу блоку 4 перебудовується структура регулятора. Оскільки в результаті оперативних перемикачів і аварійних відключень структура електричної мережі схильна до частих змін, очевидно, що число адаптивних систем, що регулюють різні параметри процесу передачі електричної енергії, буде безперервно зростати [2].

Основними регульованими елементами електричної мережі змінного струму, що формують потоки потужності в її лініях, є силові трансформатори із змінними коефіцієнтами трансформації і джерела реактивної потужності.

У мережі з компенсованою нейтраллю додається ще один регульований елемент - дугогасильна котушка, кінцевою метою включення якої є підвищення надійності системи електропостачання в цілому, а покращення форми синусоїди напруги на шинах споживачів забезпечить САР силових резонансних фільтрів.

Для регулювання коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів і джерел реактивної потужності всіх типів серійно випускаються регулятори, в які закладений комбінований принцип регулювання, і лише для регулювання дугогасильних котушок разом з регуляторами, що використовують принцип регулювання по відхиленню, починають упроваджуватися адаптивні регулятори, а для фільтрації вищих гармонік в електричній мережі, також адаптивні фільтри вищих гармонік.

## 2.2. Закони та критерії якості автоматичного регулювання процесів в електричних мережах.

В серійно випущених регуляторах, резонансного налаштування дугогасильних котушок використовуваному принципі регулювання по сходженні в сполученні з фазовим способом добування інформації про зміну компенсації  $V$  відповідає закон регулювання виду

лами електроенергії (РДЕ) є ті об'єкти, які знаходяться поблизу кінцевого споживача, незалежно від того хто є їх власником (див. рис. 1.2.1). РДЕ не є новим для України і країн світу. Впровадження РДЕ в енергосистеми є основним напрямком розвитку електроенергетики як України так і інших країн світу [6-9].

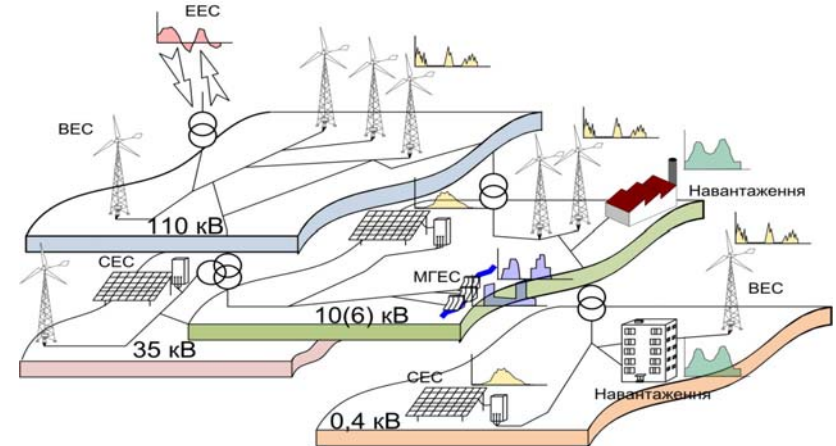


Рис. 1.2.1 - Схематичне зображення сучасних розподільних електричних мереж з розосередженим генеруванням

На початку виникнення електроенергетики практично всі джерела енергії для освітлення, приводу розташовувались поблизу центрів споживання. Але, в подальшому, розвиток технології традиційних паротурбінних агрегатів теплових і атомних електростанцій зумовив появу електричних станцій потужністю в сотні і тисячі мегаватт, в основному розташовуваних поблизу первинних енергоносіїв і як, правило, на великій відстані від промислових центрів та населених пунктів. Причинами цього є зниження негативного впливу на оточуюче середовище, покращення показників якості електричної енергії та мінімізація її втрат.

Особливістю ВДЕ, є їх нестабільність зумовлена залежністю від природних умов. Так вітрові електричні станції (ВЕС) та сонячні електростанції (СЕС) не завжди можуть

забезпечити задовільну підтримку системи електропостачання. На рис.1. 2.2 та 1.2.3 показано характерний добовий графік навантаження та характерний графік генерації СЕС, ВЕС та МГЕС.

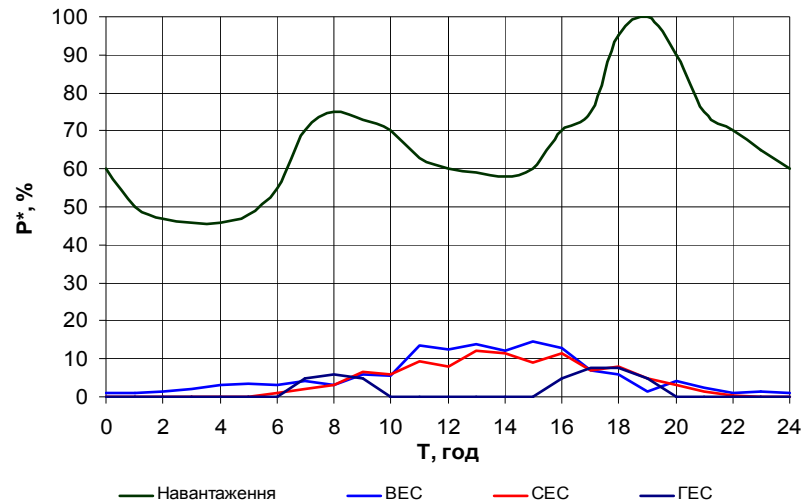


Рис.1.2.2 – Графік роботи ВДЕ в розподільній електричній мережі

З графіків видно, що забезпечення споживачів електричною енергією відновлюваними джерелами енергії без достатнього рівня резерву традиційними джерелами електричної енергії не можливе.

Розподільні електричні мережі (РЕМ), є системами магістрально-радіального типу, які застосовуються в сільських і приміських районах. Вони призначені для роботи без будь-яких джерел генерації у розподільній системі чи безпосередньо біля навантаження. Впровадження джерел генерації в РЕМ може істотно вплинути на потік потужності (потокорозподіл) і рівень напруги у споживачів та на електрообладнання. Цей вплив може проявлятися позитивно або негативно залежно від характеристик керування розподільною системою і характеристик РДЕ.

перевага даного класу САР. Їх недолік в тому, що компенсація збурень здійснюється тільки після реакції об'єкту на ці збурення, що у разі його значної інерційності може стати причиною нестійкості САР.

При регулюванні за другим принципом основне збурення вимірюється блоком вимірювання 3 (рис. 2.1, б) і одночасно з цим збуренням по іншому каналу на об'єкт поступає регулююча дія и, що відображає основні властивості збурення, але того, що знаходиться з ним в протифазі, що приводить до їх взаємної компенсації. Перевагою САР, що використовують другий принцип, є висока швидкодія відпрацювання основного збурення, а також виключення можливості нестійкої роботи при стійкому об'єкті регулювання. Проте точність цих САР в загальному випадку невисока, оскільки невимірювані другорядні збурення, якщо їх багато, можуть викликати значні відхилення вихідного параметра системи від необхідного значення, причому ці відхилення регулятором не контролюються.

Регулююча дія, що поступає на об'єкт в САР, який використовує третій принцип (комбінований) (рис. 2.1, в), формується як у функції основного збурення, так і у функції відхилення вихідного параметра об'єкту від необхідного значення. Оскільки системи цього класу при незмінній структурі і постійності параметрів об'єкту дозволяють задовольнити вимогам практики як по точності, так і по стійкості регулювання, вони широко застосовуються при автоматизації електроенергетичних процесів. Проте і третій принцип регулювання не без недоліків, оскільки у разі структури об'єкту (або хоча б непостійності її параметрів), що змінюється, висока точність регулювання досягнута бути не може. Причина - невідповідність жорсткої структури регулятора змінній структурі об'єкту.

Прийнятну точність регулювання об'єктів із змінною структурою забезпечують САР, що використовують принцип адаптації (четвертий принцип). Обов'язковим елементом цього класу САР є блок адаптації 4 (рис. 2.1, г), на вхід

трансформаторів на магістралях довгих електричних ліній середньої напруги, на яких засобами централізованого регулювання неможливо забезпечити допустимі відхилення напруги у вузлах мережі [1, 2].

## 2.1. Принципи автоматичного регулювання в електричних мережах

Основа автоматизації – це система автоматичного регулювання (САР), яка функціонує, використовуючи один з чотирьох принципів регулювання: - по відхиленню; по збуренню; комбінований; адаптація [2].

При використанні першого принципу регулююча дія і формується регулятором 1 у функції відхилення  $\varepsilon$  вихідного параметра у об'єкту регулювання 2 від його вхідного параметра  $x$  (рис. 2.1, а).

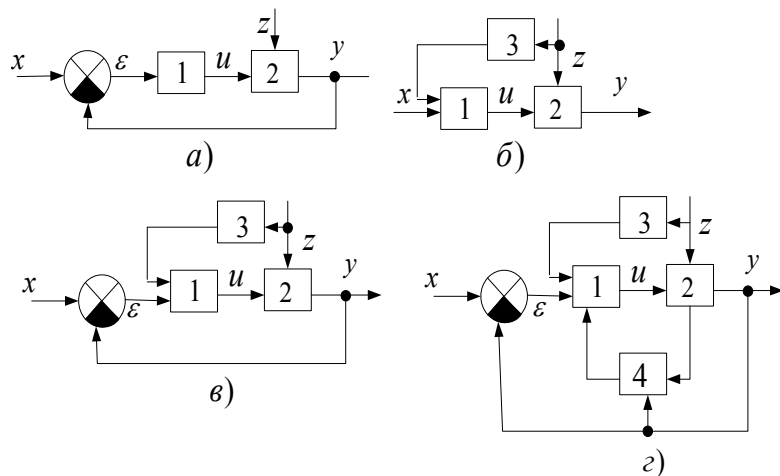


Рис. 2.1 – Структурні схеми САР, що відповідають різним способам регулювання

Регулювання за цим принципом виключає необхідність вимірювання збурень  $z$ , що впливають на об'єкт, оскільки інформація про них міститься в параметрі  $\varepsilon$  - це

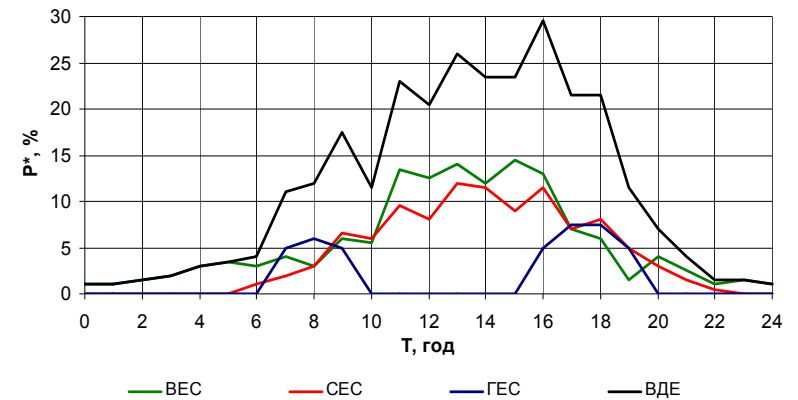


Рис. 1.2.3 – Сумарний добовий графік роботи ВДЕ

Позитивний вплив зазвичай називають "перевагою підтримки системи", він включає в себе:

- підтримку напруги та поліпшення якості електроенергії;
- зниження втрат;
- передачу та розподіл відпущеної потужності;
- відстрочку побудови нових або модернізованих інфраструктур для передачі і розподілу відпущеної потужності;
- покращення надійності системи [6, 9].

Досягнути перерахованого вище на практиці набагато складніше. РДЕ повинні бути надійними, диспетчеризованими (керованими), відповідної потужності і встановленими в потрібних місцях. Оскільки основна частина РДЕ є нестабільними джерелами енергії, такі як сонячні і вітрові, то немає ніякої гарантії, що ці умови будуть задоволені, і що перераховані переваги будуть реалізовані.

Виконаємо аналіз впливу РДЕ на якість електричної енергії та втрати активної потужності.

**Відхилення напруги.** Радіальні системи розподілу, як правило, регулюються за допомогою трансформаторів з

РПН на підстанціях, додаткових лінійних регуляторів на фідерах та підключення конденсаційних установок. Завдяки застосуванню перерахованих засобів, як правило, відхилення напруги підтримується в межах відповідних діапазонів, зазначених в стандарті. Практика регулювання напруги заснована на радіальних потоках потужності від підстанції до споживачів дещо втрачає ефективність під час впровадження РДЕ, які вводять "додаткові" потоки потужності, які впливають на ефективність стандартної практики регулювання напруги [7].

Наприклад, якщо джерело РДЕ підключається безпосередньо за регулятором напруги або трансформатором, який використовується для компенсації втрат в лінії, то пристрої регулювання, особливо коли вони підтримують зустрічний закон регулювання напруги, не зможуть врахувати потреби фідера. При цьому напруга на фідері знижується особливо у хвості фідера. В цьому випадку напруга зменшується, тому що РДЕ знижує навантаження на лінійному регуляторі.

РДЕ можуть призводити як до підвищення напруги у деяких споживачах електроенергії так і до зниження. Наприклад, невелике, за встановленою потужністю, джерело розосередженого генерування, що підключене до спільного трансформатора з декількома іншими споживачами може підняти напругу на вторинній стороні трансформатора, що призведе до підвищення напруги цих споживачів (див. рис. 1.2.4). Це може статися, якщо розподільний трансформатор, що живить цих клієнтів знаходиться в точці на фідері, де первинна напруга є в межах або вища верхньої межі нормативу. Зумовлена ця ситуація потоками потужності направлені на зустріч основному потоку.

Розглянуті приклади показують, що випадки високої і низької напруги зумовлені відсутністю розрахунків впливу РДЕ на потоки потужності в електричній мережі. Тому має проводитись аналіз впливу джерел розподіленого генерування в кожному випадку приєднання їх до електричної

## 2. АВТОМАТИЧНЕ РЕГУЛЮВАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Основні напрямки розвитку релейного захисту і автоматики (РЗА) в електричних мережах обумовлюють необхідність:

- заміни фізично зношеної, такої, що відробила свій термін служби, апаратури;
- модернізацію пристроїв РЗА з орієнтацією на використання нового покоління мікропроцесорних пристроїв;
- інтеграції мікропроцесорних засобів РЗА до складу єдиної АСУ ТП живлячих підстанцій;
  - розширення функцій РЗА на завдання вимірювань і контролю з урахуванням вимог до надійності її роботи, зокрема із застосуванням міжнародних стандартів по інтерфейсах зв'язку.
- Основні функції автоматизації електричних мереж по підвищенню ефективності регулювання напруги: повинні забезпечити:
  - підвищення надійності і якості експлуатаційного обслуговування засобів регулювання напруги, насамперед, регулювання напруги під навантаженням і автоматичне регулювання напруги;
  - контроль і аналіз графіків навантаження споживачів і напруги у вузлах електричних мереж, підвищення достовірності і об'ємів вимірювань реактивної потужності в електричних мережах;
  - впровадження і систематичне використання програмного забезпечення по оптимізації законів регулювання напруги в електричних мережах, практична реалізація цих законів;
  - організація дистанційного і автоматичного керування відпайками трансформаторів з диспетчерських центрів;
  - установка додаткових дистанційно керованих засобів регулювання напруги, наприклад, вольтододаючих

5. За яким виразом обчислюють потужність генератора вітроенергоустановки з урахуванням втрат напруги при пуску електрообладнання споживачів?

6. Які переваги має сонячна енергія порівняно з традиційними видами палива?

7. За якими основними напрямками проводиться освоєння сонячної енергії?

8. На які групи поділяються теплові системи сонячних енергетичних установок?

9. Які можуть бути сонячні теплові системи за характером руху теплоносія?

10. Які основні умови роботи хвильових електростанцій?

11. Дати загальну оцінку впливу розосереджених джерел електроенергії на режим роботи електричних мереж.

12. Яким чином джерела розосередженого генерування на надійність електричних мереж?

13. Якими показниками характеризується структурна надійність електричних мереж з РДЕ?

14. Що розуміють під терміном «енергетичний острів»?

15. За якими моделями розрахунку класифікується надійність електричних мереж?

16. Який тип антивідокремлювального захисту називається «пасивним»?

17. Що включає в себе поняття надійності ?

18. Що розуміють під структурною надійністю ?

19. Класифікація надійності електричних мереж за моделями розрахунку.

20. Пояснити,- « гармонійний склад напруги»

мережі, для запобігання погіршення якості напруги в електричній мережі.

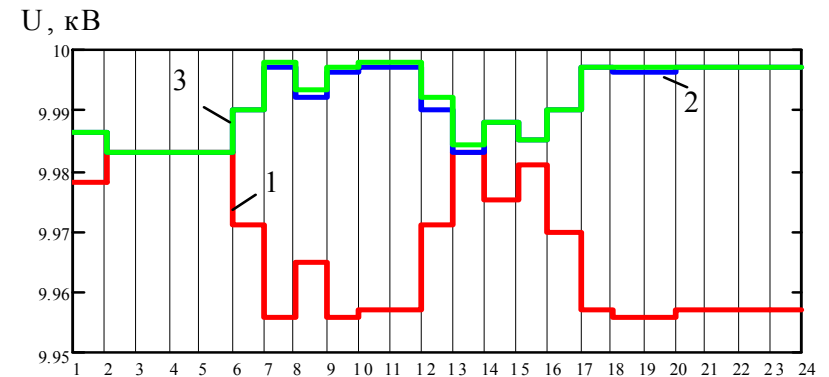


Рис. 1.2.4 – Зміни рівнів напруги у вузлі навантаження:

1 – відхилення напруги у вузлі навантаження без РДЕ; 2 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для максимального навантаження; 3 – відхилення напруги у вузлі з РДЕ для мінімального навантаження

Провести необхідний аналіз під'єднання РДЕ до електричної мережі можливо лише при наявності відповідного програмного забезпечення, яке здатне аналізувати кілька джерел у розподільній електричній системі і роботу регуляторів напруги. Для аналізу впливу на відхилення напруги повинні бути враховані такі фактори як потужність джерела та точка його під'єднання.

Практично у всіх випадках вплив на відхилення напруги фідера буде незначним для будь-якого окремого джерела розосередженого генерування потужністю <10кВт. Однак, коли сумарна потужність декількох невеликих джерел є значним, або коли потужність одного джерела достатньо велика, то дослідження регулювання напруги є необхідним, щоб переконатися, що напруга фідера буде підтримуватися у відповідних межах.

**Рівні вищих гармонік напруги.** В більшості своїй джерела розподіленого генерування є джерелами вищих гармонік в розподільну електричну мережу. Зумовлено це або конструктивними особливостями, або використанням систем керування на основі тиристорних перетворювачів. Гармонійний склад і величина спотворень залежить від технології силового перетворювача та схеми взаємозв'язків.

Останні розробки в цій області, наскільки технічно можливо, дозволяють констатувати мінімальний внесок вищих гармонік в електричну мережу. Ці нові перетворювачі, здатні генерувати майже ідеальну синусоїду, яка, як правило, задовольняє вимоги стандарту IEEE 519-1992.

Оберткові генератори, такі як синхронні генератори є також джерелами вищих гармонік. В залежності від конструкції обмотки генератора (крок витків), не лінійності осердя, заземлення та інших факторів, існує можливість виникнення значного рівня гармонік. Гармоніки кратні трьом є найбільш поширеними. Синхронні генератори часто проектуються з кроком обмотки  $2/3$ , так як це зменшує рівень гармонік кратних трьом, ніж з іншим кроком.

Однак машини з кроком  $2/3$  мають менший опір на третій гармоніці, що призводить до протікання більших гармонійних струмів від інших джерел, що працюють паралельно з ним.

В більшості випадків, через не ідеальність синусоїди напруги і струму в існуючій мережі, навіть незначна ін'єкція вищих гармонік в мережу може призводити до негативних наслідків. Так відповідно до рис. 1.2.5 гармонійний склад напруги знаходиться в межах стандарту, хоча відомі випадки перевищення вимог стандарту, резонанси з конденсаторними батареями [7 - 9].

напруги, недовідпуску електроенергії в острові низька [15]. Реле напруги і частоти використовуються як антивідокремлювальні засоби захисту. У більшості випадків, якщо РДЕ працює на відокремлене навантаження і джерело не в змозі задовольнити раптову зміну навантаження без значних змін у напрузі та/або частоті то реле подає сигнал на відключення РДЕ. Цей тип антивідокремлювального захисту називається «пасивним». Сьогодні багато інверторів можуть облаштуватися також так званим «активним» антивідокремлювальним захистом. Одним з найпоширених «активних» підходів полягає у облаштування на інверторі системи моніторингу його робочої частоти. Під час значної зміни частоти система моніторингу відключає інвертор. «Активний» антивідокремлювальний захист є більш надійним ніж «пасивний», але навіть він не може гарантувати нормальної роботи «енергоострова» у всіх можливих випадках. Для налаштування антивідокремлювальних засобів розроблено ряд стандартів, один з яких IEEE P1547, де прописані параметри контролю і область їх зміни.

Отже, якщо все ж таки є можливість працювати в режимі «енергетичного острова», то звичайно це дозволяє підвищити надійність електричної мережі. На теперішній час в Україні не йде мова про впровадження такого режиму, через достатньо високі вимоги до комутаційного обладнання, систем релейного захисту та автоматики.

### **Контрольні запитання**

1. З яких складових частин здійснюється компоновка вітроелектричних установок?
2. В чому полягають переваги асинхронного генератора вітроенергоустановки порівняно з іншими типами генераторів?
3. Як визначити ємність конденсаторів для асинхронного генератора, що працює в автономному режимі?
4. Які синхронні генератори за видом збудження використовують у вітроенергетиці?

### 1.2.3. Аналіз впливу РДЕ на структурну надійність електричних мереж.

Показники структурної надійності доцільно визначати для окремого вузла (групи вузлів), навантаження (споживачів), тощо. Структурна надійність характеризується як одиничними: імовірність безвідмовної роботи, імовірність відмов, тощо, так і комплексними показниками: невідпуск електроенергії або питомий збиток.

Розглянемо режим «енергетичного острова», який є можливим режимом роботи РДЕ і має найбільший вплив на невідпуск електроенергії.

Цей режим має місце, коли певне джерело розподіленої генерації (або групи таких джерел), продовжує забезпечувати частину споживачів розподільної електричної мережі, яка була відокремлена від основної системи. Відключення може бути наслідком спрацювання вимикачів, запобіжників, тощо. Такий режим можливий лише в тому випадку коли РДЕ може самостійно забезпечувати навантаження в відокремленій частині (районі, «острові»). У більшості випадків цей режим не бажаний для РДЕ, тому що це може призвести до зниження безпеки та якості електроенергії. Допускається такий режим лише при наявності відповідної системи керування РДЕ, яка б дозволила підтримувати такі електричні параметри як частоту, модуль і фазу напруги в точці під'єднання «енергоострова» до системи. В іншому випадку відновлення паралельної роботи системи і «енергоострова» призведе до пошкодження системного обладнання, блоків РДЕ, що підтримують острів і споживачів. Для того щоб уникнути таких наслідків необхідно застосовувати оперативну бригаду, яка повинна буде узгодити відповідні параметри «енергоострову» і системи. А це буде займати значно більший час і вплине на показники надійності [14].

З цих причин створення «енергоострову» допускається в крайніх випадках, коли імовірність виникнення провалів

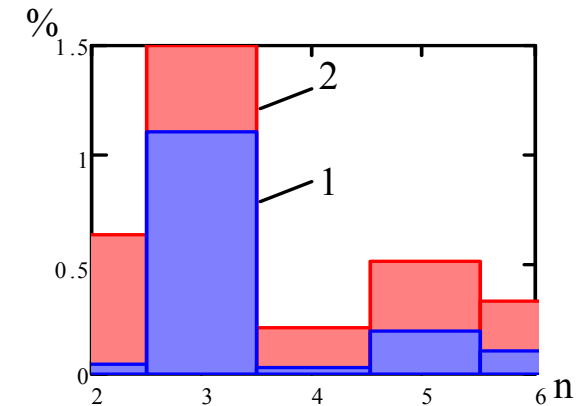


Рис. 1. 2. 5 – Зміна рівня гармонік напруги в мережі  
1 – до впровадження сонячної електростанції; 2 – після впровадження сонячної електростанції

**Втрати активної потужності.** Розподілена генерація також буде впливати на втрати активної потужності у фідері. РДЕ можуть бути розміщені в оптимальних місцях, де вони забезпечують максимальне зниження втрат електричної енергії у фідері. Розміщення джерел РГ для мінімізації втрат подібне до розташування статичних конденсаторів для зниження втрат. Різниця лише в тому, що РДЕ впливатимуть як на активні так і реактивні потоки потужності. В основному джерела розподіленої генерації працює з коефіцієнтом потужності в межах від 0,85 до 1,0.

Як зазначалось, для аналізу потоків потужності в електричній мережі з РДЕ необхідне відповідне програмне забезпечення, яке дозволило б моделювати вплив на втрати активної потужності в системі. Оскільки, як показує практика впровадження РДЕ, навіть потужністю порядку 10-20% від попиту фідера може мати значний вплив на зниження втрат в мережі. Хоча, більшість джерел розташовані без визначення оптимального місця приєднання, але подальший розвиток РДЕ просто не можливий без врахування зазначених факторів [6, 7].

### 1.2.2. Вплив джерел розосередженого генерування на надійність розподільних електричних мереж

Термінологічні уточнення в області оцінювання надійності в сучасних умовах. Надійність є одним з ключових понять в техніці. Відповідно до [7] поняття надійності включає в себе такі властивості як безвідмовність, довговічність і ремонтпридатність. Не дивлячись на кваліфікований підхід до систематизації і визначення понять і термінів з надійності систем енергетики, виконаний в [8], ця термінологія не стала загальноприйнятою в паливно-енергетичному комплексі, вона не охопила і не впорядкувала множину термінів з надійності, які використовуються в інженерній і науковій літературі.

Так в [6 – 9] використовуються поняття структурної, режимної (функціональної) та балансової надійності, які відсутні в [6]. Такий поділ, як зазначається в [6], виконано умовно, по-перше, для спрощення розв'язання задачі оцінювання надійності складних мереж, по-друге, на основі кількісних оцінок за складовими можна намітити заходи з підвищення рівня надійності. Зміни в електроенергетиці, пов'язані з впровадженням ринкових відносин та розосередженого генерування, потребують оновлення термінології, на основі якого можна виконати декомпозицію задачі оцінювання надійності. Оскільки оцінювання надійності навіть розподільних електричних мереж в сучасних умовах є достатньо складною задачею. В ринкових умовах визначальним під час оцінювання надійності є споживач. При цьому надійність самого об'єкту енергетики, яка оцінюється вартісними показниками (затратами на її забезпечення, вартості ремонтів пошкодженого обладнання, тощо) стає ніби то внутрішньою справою постачальника продукції і послуг.

В [14] запропоновано розширити термінологічне поле в області надійності електричних мереж (ЕМ). Так в залежності від системи допущень та обмежень, а також від використовуваного математичного апарату задача розрахун-

ку надійності умовно може бути розділена на три групи, які характеризують надійність ЕМ: структурна (схемна), режимна і балансова надійності (див. рисунок 1.2.6).



Рис. 1.2.6 - Класифікація надійності електричних мереж за моделями розрахунку

Під структурною надійністю розуміють надійність об'єкту, коли розрахункова модель визначається схемою електричних з'єднань; під режимною надійністю розуміють надійність об'єкту, коли розрахункова модель враховує режими завантаження (функціонування) елементів об'єкту (режимна надійність може бути статичною, якщо мова йде про усталені або тривалі післяаварійні режими, і динамічною, якщо мова йде про перехідні режими); під балансовою надійністю розуміють надійність об'єкту, коли розрахункова модель визначається балансом виробництва і споживання продукції без врахування обмежень з її передачі.

Відповідно до визначень режимної та балансової надійності можна однозначно констатувати вплив на них розподіленої генерації і відновлюваних джерел електроенергії зокрема (див. п. 2.1.1). Оскільки розвиток ВДЕ, стимульований державою, набирає обертів і ми говоримо про розподілену генерацію на рівні десятків і сотень мегават, що є суттєвим як на рівні конкретних елементів електроенергетичних систем (режиму роботи та завантаження) так і на рівні забезпечення балансу між згенерованою і спожитою потужностями [14, 15].



*АВР - пристрій автоматичного включення резервного живлення*

### 2.6. Схема релейного захисту і автоматики електричних мереж з одноланцюговими лініями

Для підвищення надійності електропостачання по радіальним мережам з одноланцюговими лініями широко застосовується автоматичне секціонування, тобто поділ лінії на два або кілька ділянок за допомогою комутаційних апаратів, що працюють автоматично (рис. 2.4).

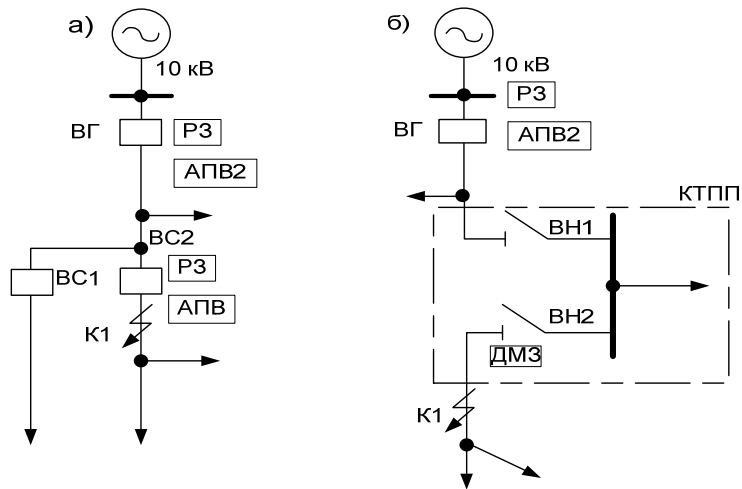


Рис.2.4 - Радіальні схеми мережі 10 кВ з одноланцюговими ПЛ і автоматичним секціонуванням

- а) автоматичне секціонування вимикачами ВС1, ВС2
- б) автоматичне секціонування вимикачем навантаження ВН2; ДМЗ - ділительний захист мінімальної напруги; КТПП - комплектна трансформаторна підстанція прохідна 10/0,4кВ

Пункти автоматичного секціонування можуть встановлюватися як в магістральній лінії (послідовне секціонування), так і на початку найбільш протяжних відгалужень

$$\begin{aligned} \varphi_{оп} - \varphi_{см} &= \Delta\varphi; \\ U_{\Delta\varphi} &= f_1(\Delta\varphi); \\ \varphi_{см} &= f_2(\Delta\varphi), \end{aligned} \quad (2.1)$$

в якому  $\varphi_{оп}$  - фаза опорної напруги, у якості якого використовується одне з лінійних;

$\varphi_{см}$  - фаза напруги зміщення нейтралі;

$\Delta\varphi$  - різниця фаз, що несе інформацію про зміщення компенсації;

$U_{\Delta\varphi}$  - сигнал, що характеризує про зміщення  $f_1, f_2$  - залежності, що зв'язують відповідно  $\Delta\varphi$  та  $U_{\Delta\varphi}$ ,  $U_{\Delta\varphi}$  та  $\varphi_{см}$ .

Якість настроювання компенсації регулятором, реалізуючим закон (2.1), можна оцінити, використовуючи функціонала

$$J_0 = \int_0^{t_0} (\Delta\varphi)^2 dt, \quad (2.2)$$

в якому відрізок інтегрування  $t_0$  варто вибирати не великим, оскільки, згідно ПУЕ, час існування однофазного замикання на землю в мережі не повинне перевищувати цього значення. Очевидно, що чим менше функціонал  $J_0$ , тим вища якість регулювання.

На вузлових підстанціях електричної мережі реалізується закон зустрічного регулювання напруги. Сутність цього закону полягає в тому, що при мінімальних навантаженнях на шинах вузлової підстанції підтримується номінальна напруга  $U_{ном}$ , а із ростом навантаження з метою компенсації зростаючих втрат напруги в елементах мережі цю напругу підвищують аж до  $1,05 U_{ном}$ .

У випадку східчастого регулювання пристроями РПН коефіцієнтів трансформації трансформаторів, установлених на вузловій підстанції, закон зустрічного регулювання можна записати у вигляді

$$u(t) = K_1((U(t) - U_y) - K_2(I(t) - I_{\min})); \quad (2.3)$$

$$\frac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, \text{ при } \rightarrow u \leq u_{н.з};$$

$$K_m = \frac{U_i}{U_{н.н}} \text{ при } \rightarrow u_{н.з} \leq u \leq u_{в.з};$$

$$\frac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, \text{ при } \rightarrow u(t) \geq u_{в.з}$$

де  $u$  регулюючий вплив, формований регулятором;  
 $u_{н.з}$ ,  $u_{в.з}$  - нижня й верхня границі його зони нечутливості,  
 що задають із умов надійності;

$U_y$  - уставка регулятора, що відповідає номінальній напрузі  $U_{ном}$  на шинах підстанції;

$U(t)$  - поточне значення цієї напруги;

$I_{\min}$  - струм, що знімає із шин підстанції в режимі мінімуму навантаження;  $I(t)$  - поточне значення цього струму;

$U_{н.н}$  - напруга на шинах нижчої напруги трансформатора;

$U_i$  - напруга, індукуючи в обмотці вищої напруги трансформатора при підключенні і-го відгалуження;

$K_2$  - коефіцієнт, що визначає нахил характеристики зустрічного регулювання;

лення і на час ремонтних робіт порушується електропостачання споживачів, що не мають резервування по 0,4 кВ (рис. 2.3) [2 - 5].

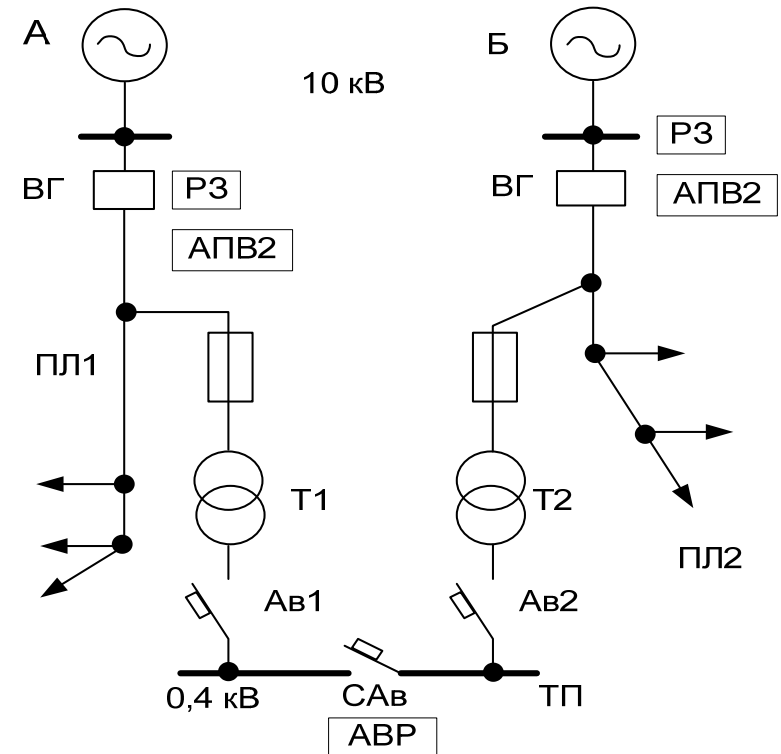


Рис. 2.3 – Радіальна схема мережі з лініями (ПЛ 1 і ПЛ 2) 10 кВ з одностороннім живленням без автоматичного секціонування

$ВГ$  - вимикач головний;  $Т1/Т2$  - трансформатори 10 / 0,4 кВ;  $Ав1, Ав2$  - автоматичний повітряний вимикач (автомат);  $САв$  - секційний автомат;  $РЗ$  - релейний захист лінії;  $АПВ2$ -пристрій АПВ дворазової дії;

надаючи замовнику широкі можливості вибору при використанні захисту на конкретному об'єкті.

Наприклад, у найбільш широко застосовуваних максимальних струмових реле, виконаних на елементній базі обчислювальної техніки, передбачається можливість використання за вибором двох або триступеневого струмового захисту, причому на третій, чутливій, ступені може бути встановлена або незалежна від струму, фіксована витримка часу, або запрограмована одна з декількох можливих зворотньо залежних характеристик спрацьовування. [3]

## 2.5. Схема релейного захисту і автоматики електричних мереж без автоматичного секціонування

Електропостачання споживачів здійснюється через одноступінчасті підстанції (ПС), як правило, комплектні типу КТП, які підключаються до радіальних ліній ПЛ1 і ПЛ2 за допомогою відгалужень (відпайок) довжиною від кількох сотень метрів до декількох десятків кілометрів. Для споживачів першої категорії надійності встановлюються двотрансформаторні КТП, а на стороні 0,4 кВ виконується розподільний щит з автоматичним переключенням живлення всіх споживачів від одного з трансформаторів при відключенні однієї з ліній ПЛ1 або ПЛ2 чи одного з трансформаторів.

Приклад радіальної схеми мережі з одноланцюговою лінією 10 кВ з одностороннім живленням без автоматичного секціонування зображено на рис.2.3.

Для виконання автоматичного перемикання живлення встановлюються три автоматичних повітряних вимикача (автомата) з електромагнітним управлінням: два на вводах 0,4 кВ Ав1 і Ав2 і один САв між секціями 0,4 кВ., а також пристрій АВГ. Електропостачання по поодиноким радіальним лініям не є достатньо надійним, оскільки при стійкому пошкодженні в будь-якій точці розгалуженої багатокілометрової лінії вона цілком відключається від джерела жив-

$$K_2 = \frac{0.05U_{nom}}{I_{max} - I_{min}};$$

де  $K_1$  - коефіцієнт передачі блоку, що формує регулюючий вплив, що характеризує чутливість регулятора;

$I_{max}$  - струм навантаження в режимі максимуму.

В умовах експлуатації прагнуть по можливості зменшити кількість перемикань відгалужень трансформатора, свідома йдучи на деяке зниження якості регулювання, але домагаючись цим підвищення надійності. Із цією метою закон регулювання синтезують нечутливим до короточасних коливань напруги й орієнтують його тільки на відпрацьовування відхилень, що досягається введенням у вираз (2.3) тимчасової затримки  $\tau_3$  і логічних умов, які перетворять цей вираз до виду

$$u(t) = K_1 \left( (U(t) - U_y) - K_2 (I(t) - I_{min}) \right);$$

$$\frac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} u(t) \leq u_{н.3} \\ u(t - \tau_3) \leq u_{н.3} \end{array} \right\};$$

$$K_m = \frac{U_i}{U_{н.н}} \text{ при } \rightarrow u_{н.3} \leq u(t) \leq u_{6.3}; \quad (2.4)$$

$$\frac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} u(t) \geq u_{6.3} \\ u(t - \tau_3) \geq u_{6.3} \end{array} \right\}.$$

Для того, щоб підвищити стійкість регулювання, іноді доцільно ускладнити закон (2.4), увівши в нього додаткову логічну умову, заснована на обліку знаку похідної що обгинає  $U_{or}$  регульованої напруги  $U(t)$ . Ця умова дозволяє не

робити перемикання відгалужень трансформатора, якщо регульований параметр перебуває поза зоною нечутливості регулятора, але під впливом зовнішніх факторів сам рухається в зону. Закон регулювання у цьому випадку запишеться так:

$$u(t) = K_1((U(t) - U_y) - K_2(I(t) - I_{\min}));$$

$$\frac{U_{i+1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} u(t) \leq u_{н.3} \\ u(t - \tau_3) \leq u_{н.3} \\ \frac{dU_{or}}{dt} \leq 0 \end{array} \right\};$$

$$K_m = \frac{U_i}{U_{н.н}} \text{ при } \rightarrow u_{н.3} \leq u(t) \leq u_{6.3}; \quad (2.5)$$

$$\frac{U_{i-1}}{U_{н.н}}, \text{ якщо } \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} u(t) \geq u_{6.3} \\ u(t - \tau_3) \geq u_{6.3} \\ \frac{dU_{or}}{dt} \geq 0 \end{array} \right\}.$$

Якість регулювання при використанні законів (2.3) – (2.5) можна оцінити за допомогою функціонала

$$J_1 = \int_{t_0}^{t_1} (U_n(t) - U_{nom})^2 dt; \quad (2.6)$$

Для ліній в цих мережах повинні бути передбачені пристрої захисту від багатофазних (міжфазних) коротких замикань (КЗ) та від однофазних замикань на землю. На одноланцюгових лініях з одностороннім живленням виконуються прості максимальні струмові захисти, двох - або триступінчаті (останнє важко здійснювати на дискретних аналогових реле). На паралельно працюючих лініях або лініях з двостороннім живленням виконуються спрямовані струмові захисти від міжфазних КЗ, а при необхідності - дистанційні захисти у найпростішому виконанні. Захист від однофазних замикань на землю (0ЗЗ) виконується селективним (виборчим), що вказує номер пошкодженої лінії, але допускається встановлювати і неселективний захист, що сигналізує про замикання на землю в даній електрично пов'язаній мережі. В останньому випадку пошук пошкодженої лінії проводиться по черговим відключенням та включенням приєднань. За вимогами техніки безпеки захист від однофазних замикань на землю повинен діяти на відключення пошкодженого приєднання, при цьому він повинен виконуватися селективним.

Автоматичне повторне включення (АПВ) повинно передбачатися для всіх повітряних і змішаних кабельно-повітряних ліній, а в ряді випадків і для кабельних ліній. Можуть застосовуватися пристрої АПВ одноразової або дворазової дії. Пристрій АПВ дворазової дії застосовується в тих випадках, коли немає автоматичного резервування споживачів по мережі за допомогою пристроїв автоматичного включення резервного живлення (АВР). Сучасне виконання цифрових пристроїв РЗА на елементній базі обчислювальної техніки (computer base protections) не скасовує відомі вже протягом 100 років принципи роботи основних типів релейного захисту електричних установок від міжфазних КЗ: максимального струмового захисту, - спрямованого струмового, дистанційного та диференціального захистів, і тому в цифрових захистах всіх українських і зарубіжних фірм ці принципи використовуються повною мірою,

мереж енергосистеми. У блоці 5 для виробітку оптимальної стратегії зміни керуючих впливів, що задають програми зміни уставок регуляторів, не слід установлювати нові обчислювальні засоби – це завдання варто покласти на ті мікропроцесори, які в складі блоку 3 вирішують завдання обчислення псевдовимірювань.

Замикають запропоновану схему багатозв'язної оптимальної системи автоматичного керування блоки регулювання 6 й 7. Блок 6 - це сукупність регуляторів коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів, що формують рівні напруги у вузлах мережі. Блок 7 - це сукупність регуляторів джерел реактивної потужності, що формують її потоки в лініях. Відповідно до поставленого завдання подальший виклад не буде виходити за рамки блоків регулювання 6 і 7 розглянутої системи.

#### 2.4. Характеристика схем релейного захисту і автоматики електричних мереж.

В залежності від вимог по надійності електропостачання споживачів застосовуються такі схеми релейного захисту і автоматики (РЗА) електричних мереж: з одноланцюговими (радіальними) лініями без автоматичного секціонування; з одноланцюговими (радіальними) лініями і автоматичним секціонуванням; блокові схеми з'єднання електричної мережі (лінія-трансформатор); з автоматичним мережевим резервуванням і автоматичним секціонуванням за допомогою вимикачів; петльові схеми з'єднання електричної мережі.

До таких схем з'єднання електричних мереж поряд з традиційними загальними вимогами до релейного захисту (селективність, швидкодія, чутливість і надійність) у «Правилах» [5] вказані типи і принципи виконання захисту відповідно для повітряних та кабельних мереж напругою 3-35 кВ.

в якому  $U_n(t)$  - поточне значення напруги на шинах споживача.

Чим менше чисельне значення функціонала, тим вище якість регулювання. За допомогою цього критерію можна знайти максимально припустимі за умовами прийнятної якості регулювання границі зони нечутливості регулятора й тимчасові затримки  $\tau_3$ .

Чим ширше зона  $\Delta = u_{в.з} - u_{н.з}$  і більше затримка  $\tau_3$ , тим нижче якість регулювання, але вище надійність, оскільки менше перемикаць. Теоретично прийняттого компромісу можна досягти шляхом оптимізації більше універсального критерію

$$J = c_1 J_1 + c_2 J_2, \quad (2.7)$$

в якому обидва функціонали –  $J_1$  обумовлений по виразу (2.6), і  $J_2$  – є функціями ширини зони  $\Delta$  і тимчасової затримки  $\tau_3$ , тобто

$$J_1 = f_1(\Delta, \tau_3); \quad J_2 = f_2(\Delta, \tau_3).$$

При цьому функціонал  $J_2$  чисельно дорівнює ймовірності відмови в роботі трансформатора із РПН, тобто

$$J_2 = \int_0^{\Delta_0} f(\Delta, \tau_3) d\Delta,$$

де  $f(\Delta, \tau_3)$  - умовна щільність імовірності відмови в роботі трансформатора, що залежить від ширини зони при обраній тимчасовій затримці  $\tau_3$ .

У виразі (2.7)  $c_1$  - вартість втрат споживача, обумовлена поганою якістю напруги на його шинах;  $c_2$  - вартість втрат енергосистеми, обумовлена відмовою трансформатора.

Мінімізуючи критерій (2.7) по  $\Delta$  і  $\tau_3$ , можна визначити їх оптимальні значення. Однак у цей час практично використати критерій (2.7) важко, оскільки в енергосистемах, як правило, відсутній достатній статистичний матеріал, необхідний для побудови щільності ймовірності  $f(\Delta, \tau_3)$ . Якщо ж щільності ймовірності  $f(\Delta, \tau_3)$  побудовані для різних значень  $\tau_3$ , то використання критерію (2.7) приведе до найкращих результатів.

Оскільки потоки реактивної потужності в лініях мережі однозначно визначаються модулями й фазами напруги в її вузлах, то закон регулювання реактивної потужності, що генерується джерелами, доцільно будувати у функції напруги у вузлах, тобто

$$\left. \begin{cases} u(t) = K_1 \left( (U(t) - U_y) - K_2 (I(t) - I_y) \right) \\ i_e = K_e u(t) \\ Q(t) = K_0 (i_e - i_y) \end{cases} \right\}; \quad (2.8)$$

де  $i_e$  - струм збудження синхронного компенсатора або струм підмагнічування конденсаторно-реакторного джерела реактивної потужності;

$i_y$  - струм уставки, що відповідає заданому значенню напруги в даному вузлі мережі при струмі навантаження  $I(t)$ , рівному току уставки  $I_y$ .

Якщо ж як джерело реактивної потужності використовується ступінчато - регулююча батарея статичних конденса-

строїв різного класу, але й у частині розробки пристроїв їхнього взаємного сполучення й сполучення з елементами мережі. У міру укрупнення мереж і збільшення їхніх пропускних здатностей вага перших двох перешкод буде зменшуватися, оскільки економія від зниження технологічної витрати електроенергії в таких мережах за кілька років буде окупати витрати на розробку й впровадження багатозв'язної системи оптимального керування.

Щоб не стали домінуючими третя й четверта перешкоди, потрібно займатися розробкою як теорії даного класу систем, причому не тільки методів аналізу й синтезу, а і їх програмної реалізації, так і розробкою всього комплексу технічних пристроїв, що реалізують ці системи.

У питанні розподілу обчислювальних пристроїв між різними блоками багатозв'язної системи оптимального керування електричною мережею пропонується наступне рішення.

На етапі виміру режимних параметрів й їхньої фільтрації, тобто в блоці 2, варто використати мікропроцесори. Місце їхньої установки - вузлові підстанції, що є центрами живлення електричних мереж. Блок 3, що здійснює обчислення псевдовимірювань, повинен містити мікропроцесори. Місце установки - машинний зал при диспетчерській службі підприємства електричних мереж. Блок 4 повинен мати ЕОМ, здатну в темпі процесу вирішувати завдання оптимізації режиму мережі, тобто досить швидко обновляти вектор  $X$ .

При великій розмірності мережі завдання оптимізації варто вирішувати для еквівалентної моделі, що відбиває всі головні властивості мережі, але не перевантаженої другорядними деталями, які нічого, крім підвищення розмірності, не вносять. На цю обставину автори роботи [9] звертають особливу увагу. Місце установки ЕОМ, що вирішує завдання оптимізації - служба АСУ виробничо-енергетичного об'єднання. Очевидно, що ця машина буде вирішувати завдання оптимізації не однієї мережі, а всіх

ють, псевдовимірних [2] компонентів повного вектора параметрів режиму з виходу блоку 3 надходить на блок оптимізації 4. У блоці 4 формується вектор оптимальних у розумінні мінімуму технологічної витрати електроенергії значень параметрів режиму  $X$  мінімальної розмірності, достатньої для оптимального керування мережею. З виходу блоку 4 вектор  $X$  надходить на вхід блоку генерації керуючих впливів 5. У цьому блоці формуються команди зміни уставок регуляторів джерел реактивної потужності й регуляторів коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів. Ці команди, надходячи на блоки регулювання 6 й 7, задають програми зміни уставок регуляторів відповідно до оптимального розподілу напруги у вузлах мережі й оптимальним розподілом потоків потужності в її лініях. Регулятори, відпрацьовуючи задані програми уставок, змушують джерела віддавати така кількість реактивної потужності в мережу й змінюють коефіцієнти трансформації силових трансформаторів таким чином, щоб у мережі підтримувався оптимальний режим.

При реалізації запропонованої багатозв'язної системи оптимального керування електричною мережею існує ряд перешкод.

Першою перешкодою є її висока вартість, обумовлена застосуванням як засобів обчислювальної техніки, так і достатком каналів зв'язку, що характеризуються великою довжиною.

Достаток каналів зв'язку саме по собі є другою перешкодою, оскільки це не тільки додаткові й досить істотні витрати, але й додаткова витрата дефіцитних матеріалів.

Як третя перешкода можна відзначити те, що теорія багатозв'язних систем керування такими об'єктами, як електрична мережа, ще не розроблена [2, 3].

Четверта перешкода полягає в тім, що не визначений однозначно комплекс пристроїв, що реалізують систему, причому труднощі варто очікувати не тільки в частині розробки математичного забезпечення обчислювальних при-

торів, то закон її регулювання буде відмінний від виразу (2.8) і матиме вид:

$$u(t) = K_1((U(t) - U_y) - K_2(I(t) - I_y));$$

$$Q = \begin{cases} Q_y + Q_{cm}, \text{ якщо } \rightarrow u(t) \leq u_{н.з} \\ Q_y \text{ при } \rightarrow u_{н.з} \leq u(t) \leq u_{г.з} \\ Q_y - Q_{cm}, \text{ якщо } \rightarrow u(t) \geq u_{г.з} \end{cases} \quad (2.9)$$

де  $Q_y$  - реактивна потужність, що генерується батареєю при номінальній напрузі мережі;

$Q_{cm}$  - реактивна потужність щабля, що підключає до батареї, при зменшенні напруги у вузлі мережі нижче припустимого рівня, який характеризується нижнім значенням  $u_{н.з}$  зони нечутливості регулятора. На цю ж ступінь  $Q_{cm}$  зменшується реактивна потужність батареї у випадку перевищення напруги у вузлі мережі верхнього припустимого значення, що характеризується верхнім значенням із зони нечутливості регулятора.

Закони (2.8), (2.9), як й (2.7), реалізують комбінований принцип регулювання, тому якість процесів при їхньому використанні також можна оцінити значенням функціонала (2.6) [2 - 4].

### 2.3. Автоматичне регулювання електричної мережі, як об'єкту багатозв'язного керування

Розглянемо електричну мережу, як багатомірний об'єкт автоматичного керування, змінними стану якого є напруги у вузлах і потоки активної й реактивної потужностей у лініях, збуреннями – активні й реактивні навантаження у вузлах, а керуючими впливами – реактивні потужності, що віддають у мережу джерелами реактивної потужності і сигнали переми-

канья, що подаються на пристрої РПН силових трансформаторів для регулювання їхніх коефіцієнтів трансформації.

При передачі електричної енергії від джерел до споживачів прагнуть тим або іншим способом мінімізувати втрати, що супроводжують передачу, названі технологічними втратами. Традиційними методами регулювання напруги у вузлах мережі розподільними системами, які реалізують закон зустрічного регулювання (2.4) або (2.5), глобального мінімуму технологічних витрат досягти неможливо. Першою перешкодою на шляху рішення цього завдання виявляється те, що їй не відповідає критерій якості регулювання (2.6), який мінімізує інтеграл від квадратичної функції відхилення напруги споживачів від номінального. У цьому випадку критерій якості регулювання має вигляд

$$J_i = \int_{t_0}^{t_1} (U_i(t) - U_{ionm}(t))^2 dt; \quad i = \overline{1, I}. \quad (2.10)$$

де  $U_i(t)$  - поточне значення напруги в  $i$ -му вузлі;

$U_{ionm}(t)$  - оптимальне за критерієм мінімуму технологічної витрати електроенергії значення напруги в  $i$ -му вузлі в той же момент часу.

Оскільки при різних сполученнях навантажень у вузлах мережі значення  $U_{ionm}(t)$  будуть відрізнятися, то при рішенні завдання досягнення глобального мінімуму технологічної витрати електроенергії розподільними САР, навіть синтезованими за критерієм (2.10), виникає друга перешкода, що полягає в тому, що в регулятори необхідно вводити в темпі процесу регулювання інформацію про зміни значень  $U_{ionm}(t)$ , тобто за законами  $U_{ionm}(t)$ ,  $i = \overline{1, I}$  необхідно змінювати уставки регуляторів.

Обидві ці перешкоди усуваються, якщо при зміні навантажень рівні напруги будуть коректуватися відразу у всіх

вузлах мережі і якщо програма корекцій буде адаптивною, базованою на розподілі напруги у вузлах, одержуваному в результаті рішення завдання оптимізації, тобто якщо формувати процеси в мережі буде багатозв'язна оптимальна система автоматичного керування.

На рис. 2.2 наведена структурна схема одного з варіантів

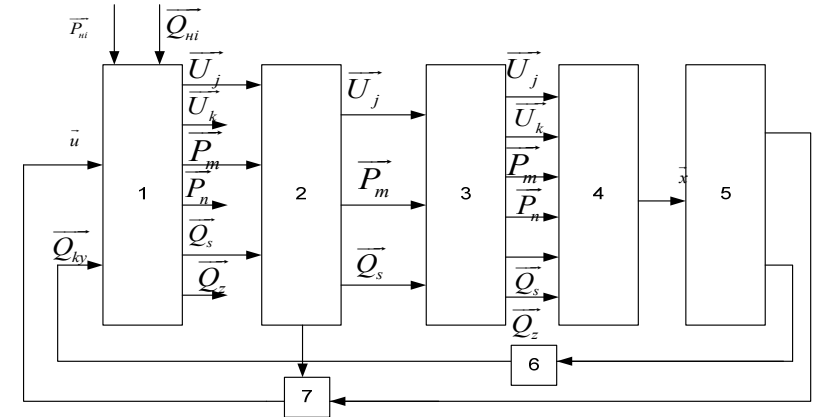


Рис. 2.2 – Структурна схема багатозв'язної оптимальної системи автоматичного керування

багатозв'язної оптимальної системи автоматичного керування розподільною електричною мережею.

Принцип дії багатозв'язної оптимальної системи автоматичного керування електричною мережею полягає в наступному.

Параметри режиму електричної мережі 1, доступні виміру, вимірюються комплексом вимірювальних пристроїв, що входять у блок 2. У цьому ж блоці виробляється фільтрація обмірюваних значень параметрів режиму з метою підвищення їхньої вірогідності. Відфільтровані значення обмірюваних параметрів режиму надходять у блок 3, у якому, виходячи з математичної моделі мережі, обчислюються параметри режиму, за якимись причинами невиміряні. Сукупність обмірюваних й обчислених, або, як їх ще назива-



ної інформації про стан мережевих об'єктів і режими їх роботи.

Для цього вже сьогодні необхідна інформаційна і функціональна ув'язка ГІС, технологічних програмних комплексів АСУ електричних мереж, експертних систем і баз знань за рішенням перерахованих завдань. На сьогодні розроблено систему-порадник для аналізу заявок на ремонт мережевого устаткування. Ведуться роботи по прив'язці програм розрахунку втрат до ГІС [2].

## 2.12. Системи автоматизації електричних мереж

Мета створення АС РМК – підвищення економічності і надійності розподілу електричної енергії і потужності за рахунок забезпечення максимальної ефективності оперативно-технологічної діяльності РМК шляхом комплексної автоматизації процесів збору, обробки, передачі інформації і ухвалення рішень на основі сучасних інформаційних технологій.

АС РМК має бути розподіленою ієрархічною системою, на кожному рівні якої вирішується обов'язковий базовий склад завдань, що забезпечує виконання основних функцій оперативно – технологічного управління.

### Основні підсистеми АС РМК:

- автоматизоване оперативно – диспетчерське управління електричними мережами, що виконує функції:
  - а) поточного управління;
  - б) оперативного управління і планування;
  - в) контролю і управління електроспоживанням;
  - г) планування і управління ремонтами;
- автоматизоване технологічне управління:
  - а) релейним захистом і автоматикою;
  - б) напругою і реактивною потужністю;- автоматизована система комерційного і технічного обліку електроенергії (АСКОЕ);

(паралельне секціонування). Ефект від автоматичного секціонування виходить за рахунок того, що при КЗ за пунктом секціонування (наприклад, в точці К1 на рис. 2.4, а) відключається секційний вимикач (BC2), а живлення інших споживачів зберігається [2].

## 2.7 Блокова схема «лінія-трансформатор» релейного захисту і автоматики електричних мереж

Для великих підприємств електропостачання передбачається за блоковою схемою «лінія-трансформатор»

Приклад блокової схеми «лінія-трансформатор» 10/0,4 кВ, в якій потужність трансформаторів становить 630 кВА або більше при схемі з'єднання обмоток «трикутник – зірка» з виведеною нейтраллю представлено на рис. 2.5.

Релейний захист на головному вимикачі лінії ВГ виконується у вигляді двоступеневого максимального струмового захисту, що містить швидкодіючу струмову відсічку в дворелейному виконанні та максимальний струмовий захист з витримкою часу, як правило, в трирелейному виконанні [5]. Якщо швидкодіючий захист лінії надійно захищає всю лінію і частково трансформатор, а захист з витримкою часу не більше 1с захищає весь трансформатор.

«Правила» [5] дозволяють не виконувати власний захист на трансформаторі, що працює в блоці з лінією. Даний дозвіл не поширюється на внутрішньо цехові трансформатори, але в решті випадків блокова схема дозволяє істотно спростити схему і захист підстанції на стороні ВН. Резервування споживачів при стійкому пошкодженні одного з блоків здійснюється за допомогою пристрою АВР на стороні 0,4 кВ. Якщо на головному вимикачі лінії введено пристрій АПВ одноразової дії, то час спрацювання пристрою АВР на стороні 0,4 кВ повинно бути вище, ніж час АПВ лінії.

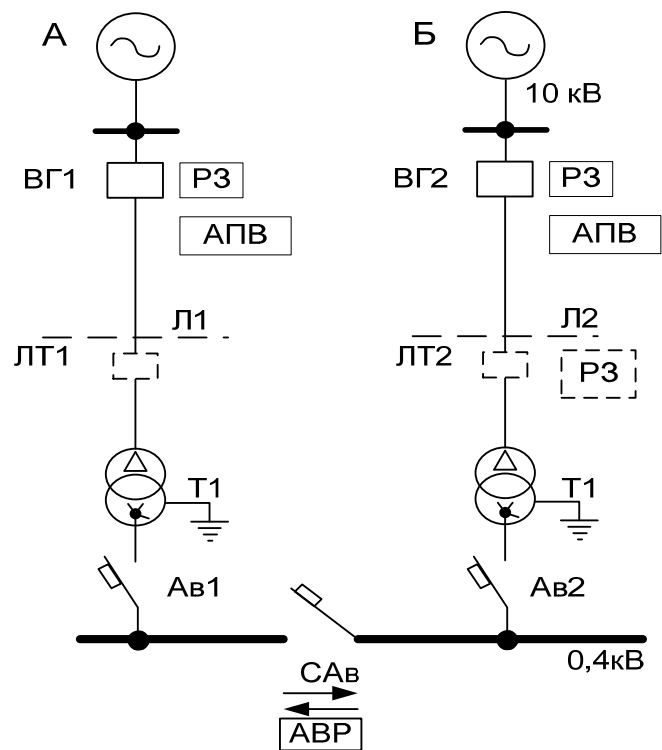


Рис. 2.5 - Схема блоків «лінія - трансформатор» ЛТ1 (ЛТ2)

## 2.8. Схема релейного захисту і автоматики електричних мереж з автоматичним мережевим резервуванням і автоматичним секціонуванням за допомогою вимикачів.

В схемах РЗА з автоматичним мережевим резервуванням і автоматичним секціонуванням за допомогою вимикачів застосовуються ті ж типи релейного захисту, що і для одноланцюгових ліній з одностороннім живленням (рис. 2.6).

В таких схемах перед спрацьовуванням пристрою АВР на пункті мережевого АВР (ВА рис. 2.6) головний вимикач

форматики, інженерії, екології, економіки, бізнесу, інших дисциплін і областей людської діяльності. Найбільш значущими практичними додатками геоінформатики як науки є геоінформаційні системи (ГІС) і створені на їх основі геоінформаційні технології (ГІС-ТЕХНОЛОГІЇ).

Абревіатура ГІС існує вже більше 20 років і спочатку відносилася до сукупності комп'ютерних методів створення і аналізу цифрових карт і прив'язаної до них тематичної інформації для управління муніципальними об'єктами, а також почала використовуватись і в енергетиці [ ].

Вся більша увага застосуванню ГІС-ТЕХНОЛОГІЙ приділяється в електроенергетиці і, насамперед, в електричних мережах напруги 6-110 кВ.

Вже перші дослідження використання ГІС як інформаційно-довідкової системи електричних мереж показали безумовну корисність і ефективність такого використання для [2]:

- паспортизації устаткування мереж з їх прив'язкою до цифрової карти місцевості і різних електричних схем: нормальною, оперативною, поопорною, розрахунковою і т.д.;
- обліку і аналізу технічного стану електротехнічного устаткування: ліній, трансформаторів і т.д.;
- обліку і аналізу платежів за спожиту електроенергію;
- позиціонування і відображення на цифровій карті місця знаходження оперативно-виїзних бригад і т.д.

Ще більші перспективи відкриваються в застосуванні ГІС-ТЕХНОЛОГІЙ при вирішенні завдань:

- оптимального планування розвитку і проектування;
- ремонтного і експлуатаційного обслуговування електричних мереж з урахуванням особливостей рельєфу місцевості;
- оперативного управління мережами і ліквідацією аварій з урахуванням просторової, тематичної і оператив-

- впровадження одночасно з розвитком цифрових мереж сучасних телекомунікаційних технологій, в тому числі волоконно-оптичних технологій і PLC-технологій використання електричних мереж 0,4–35 кВ для інформаційного забезпечення діяльності об'єктів розподільної електричної мережі;

- використання засобів зв'язку для охорони енергооб'єктів, відеоспостережень.

### Базові інформаційні технології

Однією з головних ознак сучасних автоматизованих систем управління є інтеграція (комплексування) безлічі програмних продуктів в єдиний інформаційний простір.

В даний час дуже швидкими темпами розвивається технологія інтеграції, заснована на Інтернет-технологіях і на відкритих стандартах, які дозволяють:

- створити технічну інфраструктуру для проектування додатків і можливостей для розвитку системи протягом тривалого часу;

- забезпечити можливість інтеграції продуктів таких компаній, як Microsoft, ORACLE, IBM і ін.;

- забезпечити можливість послідовної інтеграції існуючих продуктів без істотних їх змін і перепрограмування;

- забезпечити масштабованість і переносимість програмного забезпечення з метою тиражування її на підприємствах компанії [7]

**Геоінформаційні технології.** Стрімкий розвиток засобів обчислювальної техніки і телекомунікацій, систем супутникової навігації, цифрової картографії, успіхи мікроелектроніки і інші технологічні досягнення, безперервне вдосконалення стандартного і прикладного програмного і інформаційного забезпечення створюють об'єктивні передумови для все більш широкого застосування і розвитку якісно нової галузі знань – геоінформатики. Вона виникла на стику географії, геодезії, топології, обробки даних, ін-

лінії ВГ відключається захистом мінімальної напруги ДМЗ, яка

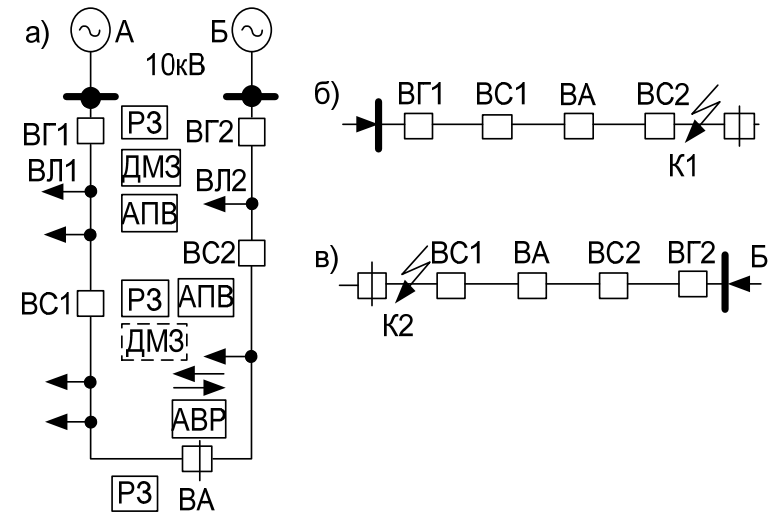


Рис. 2.6 - Схема мережі з автоматичним мережевим резервуванням і автоматичним секціонуванням в нормальному (а) і аварійних (б, в) режимах роботи

ВГ, ВС, ВА - вимикачі головний, секційний, пункту АВР.

спрацьовує при тривалій відсутності напруги на шинах живильної підстанції А чи Б.

На секційних вимикачах ВС1, ВС2 (рис. 2.6) захист повинен виконуватися більш складним, таким, як і для ліній з двостороннім живленням.

Таке попереднє відключення проводиться з метою запобігання небезпечних режимів:

- подачі напруги від резервного джерела по мережі нижчої напруги на stále пошкодження в мережі основного (робочого) джерела живлення;
- перевантаження резервного джерела живлення.

Таким чином, виключається проходження потужності (струму) через головний вимикач у напрямку з лінії до шин

живильної підстанції. Це і дозволяє виконувати на головних вимикачах простий максимальний струмовий захист.

Це пояснюється тим, що в режимі після спрацьовування мережного пристрою АВР та включення вимикача ВА (рис. 2.6, б, в) через секційні вимикачі ВС1 і ВС2 потужність (струм) короткого замикання може проходити не в прямому нормальному напрямку, а у зворотному. Наприклад, при КЗ в точці К1 (рис. 2.6, б) потужність (струм) КЗ через вимикач ВС1 проходить в прямому напрямку - від робочого джерела А. Захист на цьому вимикачі повинен мати більшу на ступінь селективності витримку часу, ніж захист на ВА, і на два шаблі селективності більшу по відношенню до захисту на ВС2. В іншому режимі (рис. 2.6, в) при КЗ в точці К2 потужність (струм) КЗ через цей же вимикач ВС1 проходить у зворотному напрямку і, крім того, він виявляється найближчим до місця пошкодження. Очевидно, що в цьому випадку захист на ВС1 повинен спрацьовувати швидше, ніж захист на ВА, і тим більше захист на ВС2.

Перелічені вимоги не можуть бути виконані за допомогою простого максимального струмового захисту, і тому «Правила» [5] передбачають установку спрямованого захисту або простого дистанційного захисту. В даний час дистанційний захист для електричних мереж (подібний захисту ДЗ-10) не випускається.

Принцип фіксації зміни напрямку потужності при зміні режиму живлення (рис.2.6, б або 2.6, в) з метою автоматичної зміни налаштування релейного захисту на секційних вимикачах може бути здійснений і на електромеханічних (напівпровідникових аналогових), і на цифрових реле. Розглянемо ці варіанти.

А. Встановлення двох комплектів традиційного максимального струмового захисту, з яких один, що працює з меншим часом, виконується спрямованим у бік основного, робочого, джерела живлення. Наприклад, на вимикачі ВС1 при КЗ в точці К2 (рис. 2.6, в) буде працювати спрямований

- автоматичні пристрої, що реагують на швидкість зниження частоти в аварійних умовах (АТ, АЧР), вимагають великої кількості аналогових реле для реалізації необхідних функцій, що обмежує область їх практичного використання. [10]

## 2.11. Технології автоматизації електричних мереж

Тенденції розвитку систем автоматизованого регулювання нерозривно пов'язані з переходом до цифрових технологій, що забезпечують можливість створення інтегрованих ієрархічних систем. При цьому розподільні електричні мережі в цих системах є нижньою ієрархічною ланкою, нерозривно пов'язаною з верхніми рівнями управління [1].

Основою переходу до цифрових технологій є технічне переозброєння і модернізація системи зв'язку і телекомунікацій з різким збільшенням об'єму і швидкості передачі інформації. Поетапний перехід до цифрових інтегрованих систем управління визначатиметься етапами впровадження Єдиної цифрової системи зв'язку в енергетиці і займе не менше 10 - 15 років.

Останніми роками ХХ століття провідними фахівцями світу в області телекомунікацій була висунута теза: «ХХ вік – століття енергетики, а ХХІ століття – століття інформатики». Так з'явився новий термін: «інфокомунікації», об'єднуючий «інформатизацію» і «телекомунікацію».

Найважливішими тенденціями розвитку інфокомунікаційних мереж є:

- підвищення надійності і терміну служби телекомунікаційних мереж;
- розробка методів прогнозування розвитку телекомунікацій в регіонах залежно від споживання електроенергії;
- створення систем управління інфокомунікаційним середовищем;

- автоматичне частотне розвантаження (АЧР) та частотне АПВ (ЧАПВ), що виконують завдання відключення частини споживачів при небезпечному зниженні частоти в енергосистемі або у відокремленому енергорайоні з метою відновлення допустимої частоти для решти споживачів, а потім здійснюють автоматичне включення відключених споживачів після відновлення нормального режиму роботи;

- автоматичне розвантаження (відключення частини споживачів) при зниженні напруги, що виконує аналогічні завдання при небезпечному зниженні напруги у частини споживачів (якщо відсутні інші технічні засоби регулювання напруги).

Перераховані пристрої ПА в електричних мережах в більшості випадків виконані на дискретних електромеханічних або напівпровідникових аналогових реле. У результаті можна відзначити такі суттєві недоліки цих пристроїв ПА:

- мала кількість циклів АПВ (максимально два), що знижує ефективність АПВ при нестійких пошкодженнях в повітряних електричних мережах і перешкоджає використанню пристроїв АПВ для автоматизації перемикачів з метою виділення пошкодженої ділянки в секціонованій розподільній мережі;

- неможливість виконання мережевого АВР у вигляді комплексу необхідних пристроїв РЗА зазначених вище недоліків аналогових пристроїв захисту та автоматики;

- недоцільність виконання нових та використання наявних місцевих АВР на підстанціях 110/6 - 10 кВ та 35/6 - 10 кВ через відсутність швидкодіючого захисту шин (тобто КРУ) 6 і 10 кВ;

- АРЛ при існуючій апаратурі може діяти тільки після АВР, тобто після виникнення режиму перевантаження резервного джерела живлення, так як існуюча РЗ нездатна запам'ятовувати й аналізувати попередній режим роботи об'єкта;

комплект захисту, відрегульований на час спрацьовування близько 0,2 с. менше, ніж час спрацьовування захисту на ВА, і тим більше основного комплекту захисту на ВС2. У нормальному режимі (рис. 2.6, а) або аварійному режимі живлення мережі від джерела А (рис. 2.6, б) спрямований комплект захисту на ВС1 не зможе спрацювати, тому що потужність (струм) КЗ проходить через цей захист від основного джерела А в бік резервного Б, і контакти реле напрямки потужності не замикаються. У цих режимах при КЗ діє інший, основний, комплект ненаправленого максимального струмового захисту з витримкою часу більшою, ніж у захисту на ВА і у спрямованого комплекту захисту на ВС2. Цей спрямований комплект в режимі живлення мережі від джерела А (рис. 2.6, б) при КЗ в точці К1 виявляється найближчим до місця пошкодження і спрацює раніше за всіх, незважаючи на те, що у нього є невелика витримка часу - близько 0,2 с. Таке невелике уповільнення забезпечує, як правило, селективність між захистом і плавкими запобіжниками трансформаторів 10/0,4 кВ, підключених до лінії між головним ВГ і секційним вимикачем ВС при пошкодженні на виводах 10 кВ трансформатора в режимі живлення від резервного джерела (рис. 2.6, б, в).

**Б.** Установка двох комплектів простих максимальних струмових захистів (не напрямлених) з різними уставками по струму і за часом. У нормальному режимі більш чутливий і має менший час спрацьовування комплект захисту виведений з дії. Основний комплект, налаштований селективно із захистом на пункті АВР (вимикач ВА на рис. 2.6), постійно введений в роботу. При відключенні основного джерела живлення і автоматичному перемикачній лінії на живлення від резервного джерела так само автоматично вводиться в дію чутливий комплект захисту з меншим часом спрацьовування. Автоматичне введення цього комплекту може проводитися при тривалій відсутності напруги, обов'язково перед спрацьовуванням мережевого пристрою

АВР, наприклад за допомогою спеціального пристрою переключення захистів типу УГВР [2].

Зміна установки безпеки може проводитися і при зміні напрямку потужності в режимі після спрацьовування мережного пристрою АВР (на цьому принципі побудована спеціальний напівпровідниковий захист типу ЛТЗ). Схеми з перемиканням комплектів максимальних струмових захистів за цих умов виконувалися в КРУН типу К-102 [6].

**В.** Використання цифрового максимального струмового захисту з двома наборами уставок, кожен з яких заздалегідь обраний для режимів живлення від джерела А (рис. 2.6, б) і Б (рис. 2.6, в). Переключення з одного набору уставок на інший і назад може здійснюватися за допомогою однієї з ознак зміни режиму роботи мережі: зміна напрямку потужності; тривала відсутність напруги; команда, що прийшла по каналу зв'язку, що легко здійснюється в одному і тому ж цифровому реле, встановленому на секційному вимикачі або на пункті АВР.

Таким же чином цифрове реле на головному вимикачі може виконати функції ДМЗ, і тоді окремий комплект подібного пристрою не буде потрібний. Функції АПВ також виконуються тим же цифровим реле (терміналом), і окреме реле АПВ (РПВ) не потрібно.

З порівняння описаних вище варіантів виконання захистів на пунктах автоматичного секціонування, що забезпечують селективність в обох режимах проходження потужності (струму) КЗ, добре видно переваги цифрової апаратури РЗА. У поєднанні з сучасними комутаційними апаратами і каналами зв'язку цифрова техніка РЗА може забезпечити надійне функціонування електричних мереж з глибоким автоматичним резервуванням та секціонуванням (рис. 2.7).

же, неможливість використання цього РЗ як «індикаторів ушкодження» на секціонованих лініях та лініях з відгалуженнями до підстанцій СН/НН, а також, як наслідок, великі труднощі виконання автоматичного відключення пошкодженої ділянки в «безструмову паузу» за допомогою вимикачів навантаження (керованих роз'єднувачів);

- великі труднощі з виконанням пристроїв для автоматичної зміни уставок спрацьовування РЗА при раптовій зміні режиму живлення електричної мережі, що особливо необхідно для мереж з двома джерелами живлення і так званим «мережевим АВР»;

- відсутність ефективного РЗ від однофазних замикань на землю [4].

**Характеристики пристроїв протиаварійної автоматики електричних мереж .** До пристроїв протиаварійної автоматики (ПА) в електричних мережах відносять такі типи ПА [6]:

- автоматичне повторне включення (АПВ) ліній, шин, трансформаторів;

- автоматичне включення резервного джерела живлення (АВР), виконання якого істотно різниться при використанні на одному об'єкті (місцевий АВР) і в мережевому районі (мережевий АВР);

- автоматичне розвантаження ліній (АРЛ), призначене для відключення частини навантаження в тих аварійних випадках, коли резервне джерело не може забезпечити якісне електропостачання всіх резервуючих споживачів;

- автоматика поділу (АТ), інакше «ділильний захист», призначена для аварійного відділення від мережі особливих категорій споживачів, що мають у своєму складі синхронні генератори і синхронні електродвигуни, з метою автоматичного розподілу паралельно працюючих джерел живлення в таких аварійних ситуаціях, коли їх паралельна робота стає небезпечною, а також для запобігання можливості автоматичної подачі напруги на пошкоджений елемент мережі від резервного джерела живлення;



цих ПС в якості пунктів автоматичного секціонування та АВР. У цьому проекті наведена схема спеціальної ділильної автоматики по струму КЗ для вибіркового відключення ВН1 або ВН2 в залежності від того, на якій з ліній 10 кВ (ПЛ1 або ПЛ2) відбулося КЗ (рис. 2.8). Для цього в схемі автоматики передбачені струмове реле контролю режиму короткого замикання.

На рис. 2.8, а показана частина мережі 10 кВ, що живиться від джерела А, до пункту мережевого АВР з вимикачем ВА.

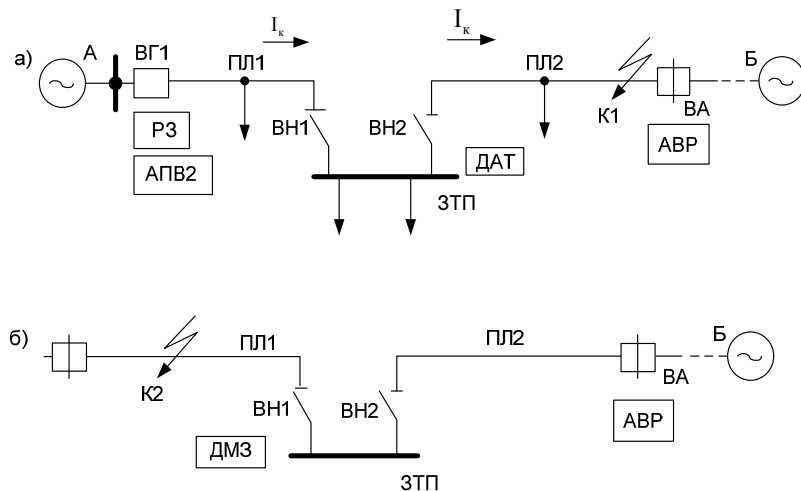


Рис. 2.8 - Схема резервованої мережі 10 кВ з автоматичним виборчим секціонуванням вимикачами навантаження ВН1 або ВН2

*ДАТ* - роздільна автоматика по струму;

*ДМЗ* - роздільний захист (автоматика) мінімальної напруги

При стійкому КЗ на лінії ПЛ2 в точці К1 двічі - до і після АПВ першого циклу-відключається вимикач лінії ПЛ1 на ПС. Схема ділильної автоматики по струму КЗ ДАТ на ЗТП запам'ятовує ці два кидки струму і в другий безструмовий паз дає команду на відключення вимикача наванта-

ження ВН2. При цьому вимикач навантаження ВН1, що має іншу схему автоматичного відключення, не встигає відключитися завдяки більшій витримки часу спрацьовування цієї автоматики. Другий цикл пристрою АПВ включає вимикач лінії ПЛ1 і відновлює живлення споживачів ЗТП. Якщо до цього часу пошкодження в точці К1 самоусунулося, живлення споживачів, підключених до ПЛ2, буде відновлено дією мережевого пристрою АВР. Якщо КЗ виявилось стійким, дія АВР буде неуспішною, так як РЗ відключить вимикач ВА після його включення на КЗ.

При КЗ на ПЛ1 в точці К2 (рис.2.6, б) також відключається вимикач лінії ПЛ1 на підстанції А, діє пристрій дворазового АПВ. Якщо пошкодження не самоусувається і АПВ неуспішне, на підстанції ЗТП з витримкою часу, більшою, ніж час другого АПВ, спрацьовує захист мінімальної напруги і відключає вимикач навантаження ВН1. Живлення ЗТП відновлюється від джерела Б з допомогою мережного пристрою АВР, що включає вимикач ВА [6].

Досвід експлуатації ЗТП вказує на досить велику ймовірність КЗ на шинах 10 кВ, при якому втрачають живлення всі приєднання цієї підстанції. Для підвищення надійності електропостачання в ряді енергосистем секційної шини 10 кВ ЗТП за допомогою масляного або вакуумного вимикача (Беленерго, Лененерго та ін.). Якщо на цій ЗТП здійснюється нормальний розділ мережі, то секційний вимикач обладнується релейним захистом і пристроями АПВ та АВР. Якщо ЗТП є пунктом автоматичного секціонування, то захист на секційному вимикачі виконують за одним із способів, описаних вище для пунктів секціонування ліній з двостороннім живленням. Лінії 10 кВ обладнуються на таких ЗТП вимикачами навантаження, які відключаються в безструмову паузу пристроями автоматики.

При використанні цифрової апаратури автоматика контролю режиму короткого замикання (ДАТ на рис. 2.8, б) виконується набагато простіше, ніж з допомогою аналогових реле, електромеханічних або напівпровідникових, так



При побудові системи управління споживачами-регуляторами на гірничих підприємствах необхідно врахувати деякі особливості: наявність стаціонарних і пересувних об'єктів управління, важкі і складні умови пуску гірничих машин і механізмів, які вимагають в більшості випадків участі в пуску обслуговуючого персоналу. Тому для гірничих підприємств більше підходять змішані системи управління споживачами-регуляторами, які включають автономні автоматичні пристрої (наприклад, для управління насосними водовідливними станціями, насосними станціями зворотнього водопостачання і ін.), диспетчерське управління пересувними машинами за допомогою обслуговуючого персоналу з використанням радіозв'язку. Для збору і передачі інформації про електроспоживання можна використовувати названі вище автоматизовані інформаційно-вимірювальні системи (ЦТ-5000, ИИСЗ), суматори. З точки зору більш ефективного енергозбереження, на гірничих і інших підприємствах доцільно впроваджувати запропоновані системи і пристрої управління споживачами-регуляторами за умови налагодження їх серійного виробництва [8].

#### **Контрольні питання**

1. Що складає основу автоматичного регулювання в електричних мережах?
2. Які є принципи автоматичного регулювання в електричних мережах?
3. Перелічити закони автоматичного регулювання в електричних мережах.
4. Які існують критерії якості автоматичного регулювання технологічних процесів в електричних мережах?
5. Перелічити основні напрями розвитку релейного захисту і автоматики (РЗА).
6. Які схеми РЗА електричних мереж стосуються споживачів електричної енергії?

- система зв'язку, збору, передачі і відображення інформації запровадженням сучасних засобів та пристроїв [7].

#### **2.13. Автоматизація контролю і обліку енергоресурсів (АСКОЕ)**

АСКОЕ – це напрямок зниження комерційних втрат електроенергії у всіх без виключення країнах, який складає основу і обов'язкову умову функціонування електричних мереж.

##### **Сучасні АСКОЕ створюються на основі:**

- стандартизації форматів і протоколів передачі даних;
- забезпечення дискретності обліку, збору і передачі даних необхідних для ефективного функціонування електричних електричних мереж;
- забезпечення розрахунку фактичних і допустимих небалансів електроенергії в електричних мережах, локалізації небалансів і вживання заходів по їх зниженню;
- взаємної ув'язки із автоматизованими системами управління усіх рівнів енергетичної галузі.

З метою зниження як комерційних так і технологічних втрат електроенергії в електричних електричних мережах має виключення самообслуговування лічильників електроенергії споживачами. Для цього існує АСКОЕ, що дозволяє передачу інформації від лічильників електроенергії по силовій мережі 0,4 кВ або по радіоканалах в центри збору даних.

Для збору інформації і підвищенню ефективності функціонування електричної мережі в цілому простежується тенденція заміни засобів та пристроїв автоматизованого контролю і керування на сучасні, що мають більшу точність і швидкодію [7]

## 2.14. Централізовані системи управління

При диспетчерському управлінні необхідно передбачити пристрої, які інформують диспетчера про стан споживачів-регуляторів (включений чи виключений). Для споживачів-регуляторів указується пріоритет відключення і час, через який він може бути включений або відключений після подання команди. У разі наявності споживачів-регуляторів з однаковим пріоритетом відключення доцільно застосовувати їх різні комбінації, що дає можливість максимально використати потужність, яка заявлена підприємством або обмежується енергосистемою.

Приклад організації процесу прийняття рішення диспетчером при регулюванні графіка навантажень наведений на рис. 2.9.

Для успішного регулювання активної потужності оцінку її перевищення над заявленою необхідно здійснювати за 15 хвилин до початку максимуму активних навантажень енергосистеми і контролювати через кожні 15 хвилин впродовж всього періоду максимуму енергосистеми. При невеликій кількості споживачів-регуляторів і застосування автоматизованих систем за умови забезпечення необхідної точності приладів обліку час упередження може бути зменшений і при ручному розрахунку доведено до 5 хвилин.

Таким чином підсумовуючи вищесказане, можна зробити такий висновок

- замкнені мережі необхідно переводити у режим розімкнених;
- зменшуються струми короткого замикання – поліпшується робота комутаційної апаратури і релейного захисту, підвищується надійність.

Легше налагодити релейний захист, він краще працює в розімкнених мережах. При виконанні ліній електроопор однорідними зменшуються втрати електроенергії. Їх потрібно застосовувати при реконструкції ЛЕП. В залежності

ранкового і вечірнього максимумів. Це дає можливість установлювати різну тривалість ранкового і вечірнього відключення.

Задавач тривалості відключення пов'язаний з блоком відключення в період максимуму, тобто після закінчення установленної тривалості відключення надійде сигнал на блок відключення в період максимуму і той, в свою чергу, видасть сигнал заборони роботи другого подільника на 10 і дозволить роботу виконавчого органу, в ролі якого служить електромагнітне реле. Схема підключення регулятора й електрокотла до мережі показана на рис.2.13.

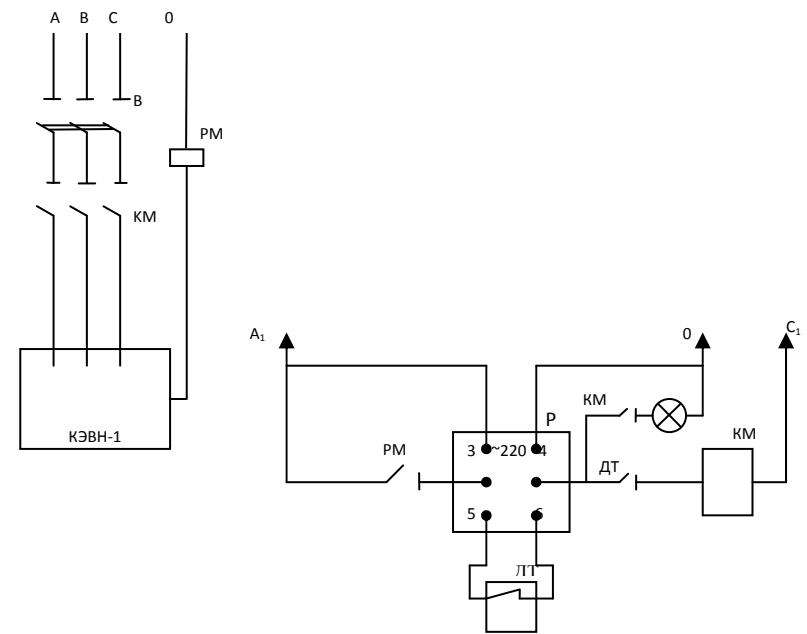


Рис.2.13 - Схема підключення РНТ і котла до мережі

Більш детально з регулятором можна познайомитись в [8].

З блоку часу секундні імпульси надходять на подільник частоти з коефіцієнтом поділення 180, тобто сигнал на виході подільника з'являється через кожні 180 сек. Далі цей сигнал надходить на наступний подільник, виходить якого з'єднаний з задавачем уставок ТВ. Орган установки ТВ також виведений на передню панель регулятора. Це дає можливість установлювати ТВ від 0 до 100% з кратністю 10%. Вищевказаний подільник задає циклічність роботи регулятора (довжина циклу дорівнює 30 хв.). Залежно від того, на скільки відсотків установлена уставка ТВ, стільки відсотків часу кожні 30 хвилин буде включений виконавчий орган, оскільки сигнал від задавача уставки ТВ надходить через блок заборони або дозволу роботи до виконавчого органу

Наприклад, якщо уставка ТВ встановлена на 10%, виконавчий орган буде 3 хвилини ввімкнений і 27 хвилин вимкнений.

Робота регулятора в періоди максимуму енергосистеми аналогічна, за винятком того, що від блоку часу сигнали, які свідчать про початок відключення, з'являються на різних виходах. Цей сигнал надходить на блок відключення в період максимумів, де перетворюється і зберігається до кінця цього періоду. Сигнал з блоку відключення в період максимуму надходить на другий подільник на 10 і заборони-дозволу роботи. Цим самим дозволяється робота подільника на 10 (до цього вона була заборонена) і забороняється робота виконавчого органу.

На другий подільник надходять сигнали, які знімаються з останнього виходу першого подільника на 10, і оскільки останній задає циклічність тривалістю 30 хвилин, сигнал на другий подільник, в свою чергу, пов'язаний з задавачем тривалості відключення. Кратність установки ранкового або вечірнього відключення дорівнює 30 хвилин, тобто можна установити тривалість відключення від 0,5 до 4,5 годин з кратністю 0,5 год. (тобто 1, 1,5, ..., 4,5 год.). Уставка тривалості відключення здійснюється окремо для

від режиму навантажень можна використовувати одно- так і дволанцюгові мережі [8].

З упровадженням автоматизованих систем обліку і контролю за електроспоживанням (ИИСЕ-1-IV, ЦТ-5000) з'явилась можливість вирішувати ряд питань збору і збереження інформації, прогнозу активної потужності. Це дає можливість більш ефективно використовувати споживачів-регуляторів. В інформаційно-управляючих системах (ЦТ-5000) передбачений також блок автоматичного управління споживачами-регуляторами за встановленим пріоритетом.

На рис. 2.10 представлений пристрій для автоматичного централізованого управління електричним навантаженням підприємства. Крім управління пристрій дозволяє здійснювати мінімізацію втрат електроенергії в розподільчій мережі підприємства. Пристрій має давачі витрат електроенергії  $1_1 - 1_n$ , блок обліку 2, блок прогнозу 3, блок порівняння 4, блок задавання 5, блок обчислення 6, блок індикації 7, аналізатор втрат електроенергії 8, давачі технологічного процесу  $9_1 - 9_n$ , блок управління приводами вимикачів 10. Використання аналізатора втрат 8 дозволяє визначити лінію розподільчої мережі з найбільшими втратами і визначити споживач-регулятор, відключення якого з метою вирівнювання графіка навантажень знижує втрати в даній лінії, а також у разі необхідності збільшити навантаження підприємства (до заявленого значення), дозволяє визначити лінію з мінімальними втратами і вузол включення споживачів-регуляторів.

Пристрій працює таким чином. З давачів, які контролюють параметри технологічного процесу  $9_1 - 9_n$ , інформація надходить у вирішуючий блок 6, де спільно з інформацією, яка надходить з блоку задавання 5 і блоку аналізу втрат 8, здійснюється вироблення управляючих сигналів, які забезпечують позапіковий режим роботи споживачів електроенергії, а також у разі необхідності включення цих споживачів у період максимуму енергосистеми, якщо навантаження на вводі підприємства значно менше

заявленого, а включення цих споживачів приведе до збільшення випуску продукції. Вироблені в ньому сигнали надходять в блок управління приводами 10, де перетворюються в керівні дії на відповідні схеми автоматики споживачів-регуляторів.

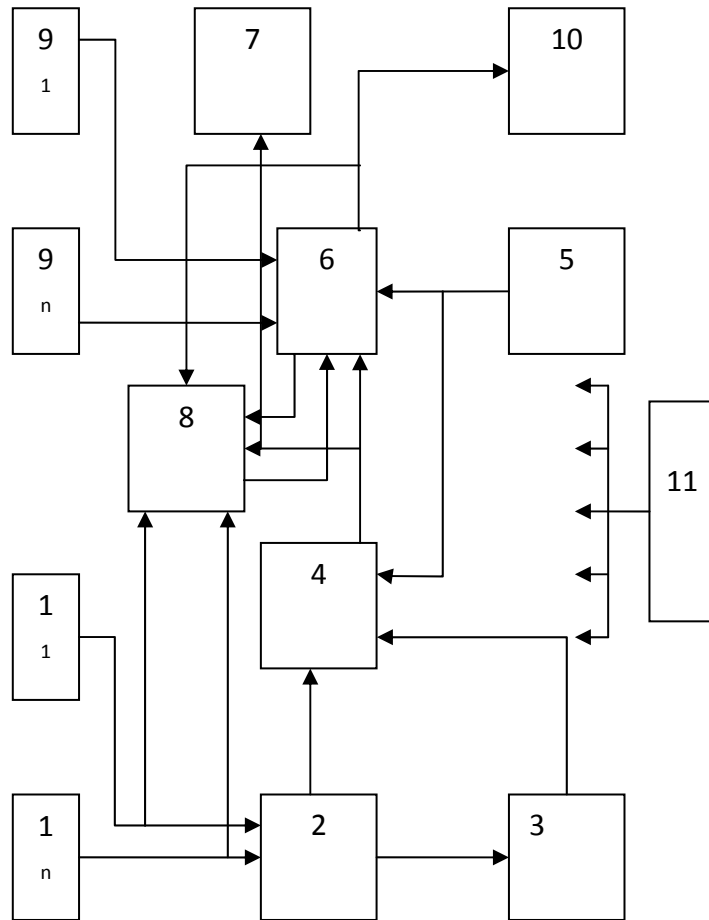


Рис.2.9 - Органіграма процесу прийняття рішення при регулюванні активної потужності

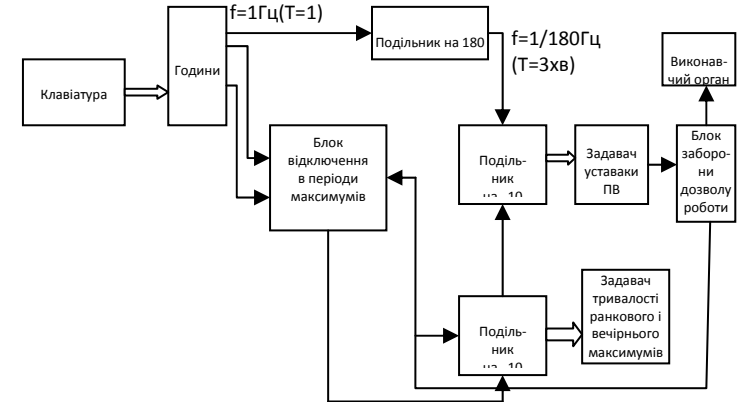


Рис.2.11 - Структурна схема регулятора.

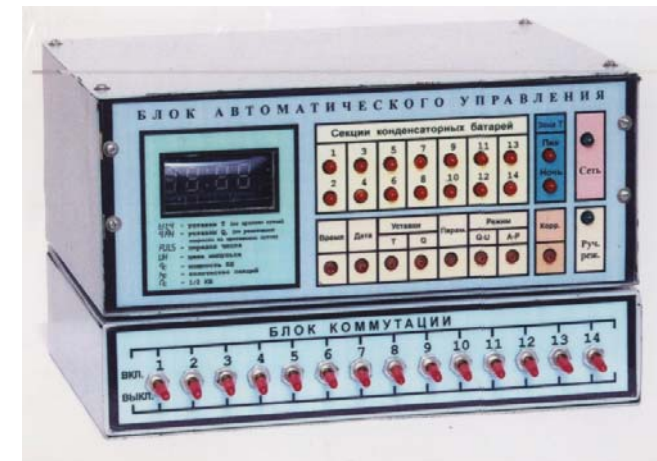


Рис.2.12 - Загальний вигляд регулятора РНТ.

Блок часу служить для індикації точного часу на цифровому індикаторі, а також для виробки сигналів початку відключення виконавчого органу в період ранкового і вечірнього максимумів. Введення часу в блок, а також його коректування здійснюється за допомогою клавіатури, яка розміщується на передній панелі регулятора.

- виконувати вимоги енергосистеми щодо електроспоживання в періоди максимуму активних навантажень енергосистеми;

- відповідати сучасним вимогам щодо енергозбереження (наприклад, у випадку з електрокотлом – підтримувати комфортну температуру в опалювальному приміщенні при мінімально можливому споживанні електроенергії);

- мати можливість зміни уставок початку ранішнього і вечірнього максимуму, їх закінчення і тривалість, здійснювати їх оперативний контроль інспекторам енергонadzору;

- мати індикацію роботи в період ранішнього і вечірнього максимумів і позапікового електроспоживання енергосистеми;

- відключати споживач-регулятор в аварійних режимах (при коротких замиканнях, перевантаженнях по струму, неповнофазних режимах і ін.).

На кафедрі електропостачання ВНТУ для опалювальних і водонагрівальних котлів розроблений регулятор навантаження і температури РНТ (УУН-5). Структурна схема регулятора та зовнішній вигляд представлено на рис.2.11 та 2.12.

Регулятор складається з таких блоків: блок часу, клавіатури, подільника на 180, двох подільників на 10, блоку відключення виконавчого органу в періоди максимумів, задавача тривалості вранішнього і вечірнього відключення, задавача уставки ТВ (тривалості включення), блоку дозволу - заборони роботи виконавчого органу.

З давачів витрат електроенергії  $1_1 - 1_n$  інформація про електроспоживання підприємства надходить до блоку обліку 2, де формуються величини 30-хвилинного споживання підприємства ( $P_{m30}$ ) і передісторія за проміжок  $\Delta t$  часу за період  $T$ . За сигналами таймера II інформація про 30-хвилинне навантаження ( $P_{m30}$ ) надходить у блок порівняння 4 і порівнюється з заявленим підприємством 30-ти хвилинним максимумом активної потужності ( $P_{3,30}$ ), інформація про якого надходить з блоку задавання 5. Підсумок порівняння  $P_{3,30} - P_{m30} = \Delta 1$  надходить на блок індикації 7, якщо  $\Delta 1 < 0$ , який здійснює індикацію цієї величини і сигналізацію.

За сигналом, який надходить від таймера II, інформація про споживання електроенергії за проміжки часу  $\Delta t$  впродовж періоду надходить із блоку обліку 2 в блок прогнозу 3, де здійснюється переробка її за заданим алгоритмом і обчислення величини очікуваного 30-ти хвилинного навантаження через проміжок часу  $\tau$  ( $\tau = K \cdot \Delta t$ , де  $K = 1, \dots, i$ ). Величина очікуваного 30-ти хвилинного навантаження надходить у блок порівняння 4, де порівнюється з величиною  $P_{3,30}$ , що надходить з блоку задавання 5. Підсумок порівняння  $P_{3,30} - P_{пр,30}$  надходить в блок обчислення 6. Сигнали з давачів електроенергії  $1_1 - 1_n$  надходять також на аналізатор втрат 8, де потрапляють на входи лічильників  $12_1 - 12_n$ , які на своєму виході формують значення витрат електроенергії. За сигналом з таймера 11, який надходить через проміжки часу  $\Delta t$  на управляючі входи регістрів  $13_1 - 13_n$  на входи скидання лічильників  $12_1 - 12_n$ , формують значення витрат електроенергії за проміжок часу  $\Delta t$  (середня потужність  $P_i$ ) запам'ятовується в регістрах  $13_1 - 13_n$ , при цьому здійснюється скидання лічильників  $12_1 - 12_n$ .

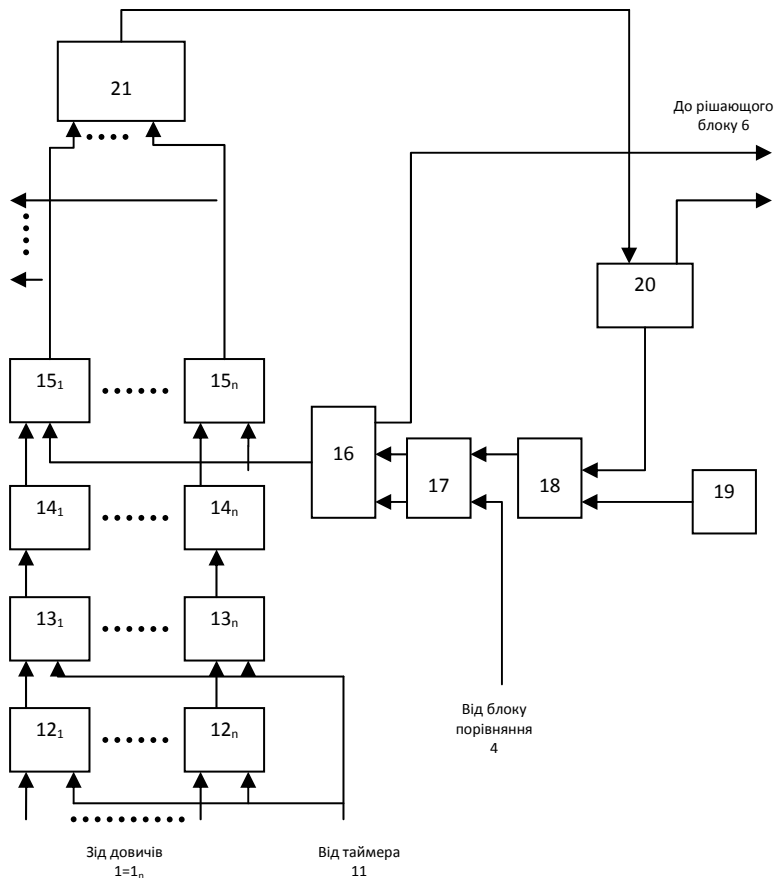


Рис.2.10 - Пристрій для автоматичного централізованого управління електричним навантаженням підприємства

Значення середньої потужності  $P_i$  з регістрів  $13_1 - 13_n$  надходять на входи вузлів  $14_1 - 14_n$  постійної пам'яті, які перетворюють значення, що надходять на їх входи, за виразом:

$$\Delta P_i = P_i^2 \cdot R_i, \quad (2.11)$$

При виконанні умови (2.14) забезпечується ефективність регулювання графіка навантаження не менша, ніж ефективність виробництва продукції. В цьому випадку регулювання графіка навантаження не погіршує економічних показників виробництва. В цілому виконання обмежень (2.13) і (2.14) приводить до зменшення числа затримувань включення печі-регулятора, що створює умови для підвищення продуктивності печей, виключає збиток від порушення роботи МБРС [8].

### 2.15 Пристрій для автоматичного автономного управління споживачами-регуляторами

Як було вище зазначено, на промислових та інших підприємствах є чимало електроприймачів, які протягом доби включаються в роботу періодично залежно від часу доби або технологічних факторів (наприклад, водовідливні станції на гірничих підприємствах, насосні станції промислових стоків і підживлення систем зворотнього водопостачання, вентиляційні системи, зовнішнє електроосвітлення промислових площадок підприємств та ін.) Останнім час поширюється застосування опалювальних і водонагрівних електродіалізів (у сільськогосподарському виробництві, для опалювання індивідуальних житлових будинків, торговельних та інших приміщень). Всі ці електроприймачі можуть бути використані як споживачі-регулятори добового графіка навантажень енергосистеми. Для їх управління в більшості випадків необхідні регулятори локальної дії (наприклад, для електродіалізів індивідуальних будинків). Управління в таких випадках здійснюється в автономному автоматичному режимі за заданим графіком. Сформульовані технічні вимоги до розробки таких пристроїв [8].

Пристрій для автономного автоматичного управління споживачами-регуляторами повинен:

ням технологічного зв'язку печей з машиною безперервної розливки сталі (МБРС), що в свою чергу дозволяє виключити складову збуту від порушення нормального режиму МБРС. Це досягається за рахунок забезпечення технологічного обмеження:

$$\tau_i \leq \tau_{дон.}, \quad (2.12)$$

де  $\tau_i$  — часове зміщення включення  $i$ -ї печі-регулятора;  $\tau_{дон.}$  — час затримання печі-регулятора, яке допустиме за умовою забезпечення нормального режиму роботи машин безперервної розливки сталі.

Запропонована система здійснює контроль ефективності регулювання графіка навантаження через контроль виконання обмеження

$$\frac{E_i}{Y(\tau_i)} \geq K, \quad (2.13)$$

де  $E_i$  — економічний ефект від регулювання графіка навантаження групи печей в період  $i$ -го максимуму навантаження енергосистеми;  $Y(\tau_i)$  — величина збитку від регулювання графіка навантаження групи печей в період  $i$ -го максимуму навантаження енергосистеми;  $K$  - коефіцієнт гарантованої ефективності регулювання графіка навантаження групи дугових печей:

$$K = 1 + \frac{\Pi}{3}, \quad (2.14)$$

де  $\Pi$  - плановий прибуток від виробництва продукції;  $3$  - річні затрати на виробництво продукції (собівартість продукції).

де  $R_i$  — опір  $i$ -го приєднання, Ом.

Таким чином, на входах вузлів  $14_1 - 14_n$  постійної пам'яті ми одержимо значення, які відповідають втратам потужності в  $i$ -му приєднанні розподільчої мережі підприємства. Ці значення надходять на перші входи схеми порівняння  $15_1 - 15_n$ , на другі входи яких підключений вихід реверсивного лічильника 16, на входи прямого і зворотного рахунку якого через перемикач 17 і елемент І 18 надходять імпульси з генератора тактових імпульсів 19. На перший вхід перемикача 17 підключений вихід блоку порівняння 4, який керує перемиканням другого входу перемикача 17 залежно від значення  $\Delta 1$ . Якщо значення  $\Delta 1 > 0$ , що вказує на перевищення навантаження більше допустимого значення і необхідність відключення споживача-регулятора, перемикач 17 підключить вихід елемента І 18 і генератор тактових імпульсів 19 до входу зворотного рахунку реверсивного лічильника 16, а якщо  $\Delta 1 < 0$  - до входу прямого рахунку. При надходженні тактових імпульсів на вхід зворотного рахунку реверсивного лічильника 16 на його виході спочатку установиться максимально можливе значення (визначається розрядністю лічильника), яке потім буде зменшуватися до нуля. Постійно зменшуючись, значення з виходу реверсивного лічильника 16 буде зрівнюватися схемами порівняння  $15_1 - 15_n$  із значенням втрат потужності в приєднаннях розподільчої мережі підприємства. Першим буде досягнуто рівняння значень лічильника і втрат потужності на входах того органа порівняння, на який надходить найбільше значення втрат потужності. При цьому на виході цієї схеми порівняння  $15_1 - 15_n$  з'являється рівень логічної одиниці. Виходи схеми порівняння  $15_1 - 15_n$  надходять на вхід органа обчислень 6 і на елемент АБО-НІ 21. Поява рівня логічної одиниці на одному із входів елемента АБО-НІ 21 викличе появу рівня логічного нуля на його виході, який передається через елемент АБО 20 на другий вхід елемента І 18, блокуючи

при цьому подальше надходження тактових імпульсів з генератора тактових імпульсів 19 на реверсивний лічильник 16, значення на виході якого при цьому фіксується.

Блок обчислень 6 здійснює аналіз значень, які надійшли із схеми порівняння  $15_1 - 15_n$ , і показує в якому приєднанні в даний момент втрати потужності максимальні і де найбільш доцільно здійснити відключення споживача-регулятора. При цьому також здійснюється аналіз значень, які надходять з давачів технологічного процесу і значень уставок, які надходять з блоку задавання уставок 5. Якщо за технологічними умовами стане неможливим відключення споживача-регулятора в цьому приєднанні, блок обчислень 6 подає сигнал, який відповідає рівню логічної одиниці на другий вхід елемента АБО (20), який розблокує логічний елемент І (18) і імпульси з генератора тактових імпульсів будуть продовжувати надходити на реверсивний лічильник 16. Схеми порівняння  $15_1 - 15_n$  продовжують порівняння значень реверсивного лічильника 16 із значенням втрат у приєднаннях, поки не виявлено приєднання з іншими за величиною втратами. При цьому блок обчислень 6 знову повторює аналіз значень, які надійшли з виходів схем порівняння  $15_1 - 15_n$ . Цей процес продовжується до тих пір, поки не з'явиться приєднання, в якому за умовами зниження втрат потужності і технологічного процесу не буде відключений споживач-регулятор. Одночасно з комутацією споживача-регулятора здійснюється скидання реверсивного лічильника 16.

Якщо блок порівняння 4 видає сигнал відповідний  $\Delta 2 > 0$ , що показує необхідність включення споживача-регулятора для вирівнювання графіка навантажень, перемикач 17 відключає вхід елемента І (18) і генератора тактових імпульсів 19 на вхід прямого рахунку. При цьому на виході реверсивного лічильника 16 значення зростає від нуля до максимально можливого (визначається розрядністю лічильника). Схеми порівняння  $15_1 - 15_n$  при цьому в

першу чергу визначають те приєднання, де в даний момент втрати потужності мінімальні. В подальшому блок аналізу втрат працює аналогічно, коли  $\Delta 2 > 0$ , тільки виявлено приєднання з найменшими втратами, в якому за умовами технологічного процесу допустимо включення споживача-регулятора. При цьому на блок управління приводами 10 надходить відповідний сигнал і виконується комутація.

Введення аналізатора втрат електроенергії дозволяє здійснювати управління електричним навантаженням підприємства, оптимізуючи при цьому потоки потужності в розподільчій мережі підприємства. В підсумку цього знижуються втрати потужності й електроенергії у розподільчій мережі підприємства і збільшується ефективність управління електричним навантаженням підприємства.

Запропоновано комплексний пристрій для автоматичного управління електричним навантаженням підприємства, який дозволяє керувати споживачами-регуляторами і компенсуючими установками підприємства, підтримуючи задані значення активного і реактивного навантажень. При цьому включення і відключення секцій конденсаторних батарей або споживачів-регуляторів здійснюється за умовою мінімуму втрат потужності в розподільчій мережі підприємства з урахуванням реальної напруги в кожному вузлі. Пристрій має більші функціональні можливості і більш ефективно енергозбереження в електричній мережі підприємства.

Розроблені також спеціалізовані системи управління електричним режимом дугових електропечей при груповій роботі в період максимуму активного навантаження енергосистеми. Управління групою дугових печей здійснюється з урахуванням заявленого і поточного значень максимуму активного навантаження підприємства. Ефективність методу забезпечується шляхом зниження простою печей і більш гнучкого використання споживачів-регуляторів. Система управління групою дугових печей дозволяє здійснювати регулювання графіка навантажень печей з урахуван-



пускового органу напруги двостороннього АВР; при використанні електромеханічних або напівпровідникових аналогових реле необхідно, як правило, мати два комплекти релейного захисту з різними уставками, але при використанні цифрових РЗ можна використовувати один комплект РЗ з двома наборами уставок, і це істотно спрощує і здешевлює виконання мережевих АВР.

При виконанні схем мережевих АВР необхідно враховувати вимоги «Правил» [1], що перераховані вище при розгляді схем місцевих АВР. При цьому бажано мати можливість вибору різних витягів часу для дії АВР в одну й іншу сторону, оскільки умови вибору уставок за часом можуть бути різними (наприклад, з боку одного джерела живлення на лінії може бути АПВ) однократної дії з витримкою часу 2-5с, а з боку іншого джерела АПВ дворазової дії з витримкою часу другого циклу 15 с.

При дії мережевих АВР небезпечно виконувати прискорення захисту, оскільки це може призвести до неселективного відключення увімкненого вимикача і неуспішними АВР. Наприклад, при стійкому КЗ на ділянці між вимикачами ВС і ВГ2 (рис. 2.4) прискорення захисту РЗ при включенні вимикача ВА до 0,3 с може викликати відключення цього вимикача ВА раніше, ніж відключиться ВС2, так як ступити селективності між захистами на ВА і ВС2 виявиться неприпустимо малою.

На рис. 3.6 наведено приклади приєднання ПС 10 кВ з осередкам КРУ типу К-114 з інформації московського заводу «Електрощит». За інформацією цього заводу в осередках передбачається РЗ тільки на електромеханічних реле РТ-40 або РТ-80. Як було сказано вище, ці реле не можуть забезпечувати повноцінний комплекс мережевого АВР. Якщо ж спорядити осередки К-114 або їм подібні цифровими РЗА, всі вимоги «Правил» [1] можуть бути виконані. Додатково треба відзначити, що за наявності в резервованій мережі місцевих електростанцій і підстанцій з синхронними електродвигунами, необхідно встановити автомати-

7. Назвати місця встановлення пунктів автоматичного секціонування.

8. Зобразити блокову схему «лінія-трансформатор»

9. Перелічити способи захисту секційного вимикача.

10. Перелічити переваги та недоліки аналогових реле.

11. З якою метою застосовують автоматизовану систему контролю і обліку енергоресурсів (АСКОЕ)?

12. Що є в основі АСКОЕ?

13. Яка мета створення автоматизованої системи оперативно-диспетчерського управління розподільчих мережевих компаній (АС РМК)

14. Перелічити основні підсистеми АС РМК.

15. Які існують тенденції розвитку технологій автоматизації електричних мереж?

### 3. ЗАСОБИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

#### 3.1. Автоматичне повторне включення (АПВ)

Відповідно до «Правил» [1] пристроями АПВ повинні обладнуватися повітряні і змішані (кабельно-повітряні) лінії всіх класів напруги понад 1000В з метою швидкого автоматичного включення вимикачів, відключених головним чином пристроєм РЗ, для швидкого відновлення електропостачання споживачів. Пристрої АПВ передбачаються також на понижуючих трансформатора 110/6 (10) кВ для автоматичного повторного включення вступних вимикача, а також на міжсекційних і шиноз'єднувальних вимикачах різних класів напруги.

Пристрої АПВ виконуються з одним або декількома циклами включення (одноразові і багаторазові). На трансформаторах так зване «АПВ шин» виконується одноразовим, і його ефективність залежить від наявності швидкодіючого захисту шин, що забезпечується цифровими реле (логічний захист). При відсутності такого захисту, тобто при відключенні введення 6 (10) кВ трансформатора з витримкою часу більше 0,3 с, сподіватися на успішне АПВ шин не слід, особливо при використанні КРУ і КРУН 6 (10) кВ.

АПВ ПЛ різних класів напруги виконується багаторазовим. За багаторічними статистичними даними при АПВ ПЛ 6 (10) кВ першого циклу з часом включення близько 2 с після відключення лінії захистом) успішні дії; АПВ складають від 40 до 50%, а при АПВ другого циклу (через 15-20 сек) - від 10 до 15% додатково. За статистикою США при використанні в мережах середньої напруги третього циклу АПВ (через кілька хвилин) загальний відсоток успішних дій зростає ще на кілька відсотків (від 1 до 3). Пропонувалося і в СРСР використовувати для ПЛ три цикли АПВ:

Прискорення дії захисту після АВР при неявному резерві. Застосовується, якщо захист діє на секційний вимикач з витримкою більше 1,2 с і скорочує витримку до 0,5 с, тобто відбувається неповне усунення витримки щоб уникнути необхідності закрублення струмового органа захисту для його відлагодження (у випадку успішного АВР) від струму включення, підвищеного за рахунок ще не загаслої ЭРС електродвигунів на їх вибігу. Уставка імпульсного контакту реле часу КТ дорівнює 0,5 с. Реле КQT положення вимикача «Відключено» повинно мати затримку на повернення не менш 0,5 с. [2]

#### 3.3. Мережеве АВР як комплекс взаємодіючих пристроїв РЗА

В комплексі пристроїв РЗА, що входять в мережеве АВР, пристрій АВР діє на включення вимикача, що знаходиться нормально у відключеному положенні, наприклад ВА на рис.3.6. Але перед включенням цього вимикача необхідно автоматично відключити вимикач робочого живлення, який знаходиться на іншій підстанції (або Б), а також змінити уставки РЗ на секціонування вимикачах (BC1, BC2) Таким чином, в задачі комплексу пристроїв РЗА мережевого АВР входить:

- перемикання живлення мережі на резервне джерело при відключенні робочого це виконує сам пристрій АВР;
- запобігання подачі напруги від резервного джерела на пошкоджене робоче джерело живлення (на робочу лінію, шини, трансформатор) - це завдання виконують пристрої ділильного захисту мінімальної напруги (ДМЗ) діючі перед спрацьовуванням мережевого АВР на відключення відповідного головного вимикача;
- виконання автоматичної перебудови релейного захисту у зв'язку зі зміною режиму роботи мережі; це здійснюється або при зникненні напруги, або при зміні напрямку потужності, або в залежності від напрямку дійсного

У схемі на рис. 3.5, б після згоряння одного запобіжника схема випрямлення стає однофазною, але випрямлена напруга залишається більше уставки реле КТ2. Уставка ПОН по напрузі  $U_{\text{раб}}$  відповідно його призначенню повинна бути мінімальною

У реле РН-54 мінімальна уставка по шкалі дорівнює  $0,4U_{\text{ном}}$ , що прийнятно для відстроювання від мінімальної напруги самозапуску навантаження, тобто звичайно  $(0,6-0,7)U_{\text{ном}}$ . Відпускання якоря і пуск годинникового механізму реле часу змінного струму (схеми на рисунку 26,б-г) у різних екземплярів - від 5 до 55%  $U_{\text{ном}}$ , що дозволяє підібрати потрібне реле.

При наявності двох трансформаторів напруги на кожний включається одне реле напруги.

Уставка реле КV1 контролю  $U_{\text{рез}}$  приймається близько  $0,7U_{\text{ном}}$ .

Якщо в схемах зі змінним оперативним струмом до контактів реле ПОН, контролюючим  $U_{\text{роб}}$ , підводиться безпосередньо змінна напруга  $U_{\text{рез}}$ , то потреба в реле контролю наявності останнього відпадає.

У випадку неуспіху АВР вихідний ланцюг ПОН залишається підготовленим для відключення вимикача, що може перешкодити наступному оперативному включенню вимикача робочого вводу. Щоб уникнути цього необхідно ланцюг відключення від ПОН заводити через замикаючий допоміжний контакт вимикача з блокуванням на час подачі ключем керування команди «Включити» чи через реле положення «Відключено», що має невелику затримку на повернення.

Блокування між вимикачами для прискорення дії АВР. У випадку робочого харчування об'єкта від трансформатора чи короткої кабельної лінії вимикач живлячої сторони, відключаючись, діє своїм допоміжним контактом на відключення вимикача робочого вводу об'єкта, що викликає негайну дію АВР.

перший – без витримки часу для запобігання розладу виробничих циклів у споживачів (допускаючи його низьку ефективність за умовами самоусунення нестійкого пошкодження на лінії);

другий і третій цикли – з різними витримками часу, обраними виходячи з місцевих умов. Однак широкого поширення це не отримало [2].

Для мереж, що складаються з декількох послідовно включених ділянок з власними вимикачами і РЗ, «Правилами» [1] передбачаються наступні види взаємодії АПВ і РЗ: прискорення захисту після АПВ; прискорення захисту для АПВ; використання АПВ різної кратності. Ці заходи призначаються для прискорення відключення КЗ, зменшення тяжкості наслідків пошкоджень і підвищення темпів ефективності АПВ з метою якнайшвидшого відновлення електропостачання споживачів.

Використання прискорення РЗ після АПВ дозволяє прискорювати відключення КЗ особливо на головних ділянках мережі, зокрема шляхом зниження ступенів селективності з виправленням можливих неселективних відключень за допомогою АПВ з обов'язковим прискоренням РЗ після включення вимикача.

Приклад використання прискорення РЗ після АПВ. У мережі, що складається з трьох ділянок (рис. 3.1), струмові захисти ТВ 1, 2 і 3 з фіксованими значеннями витримки часу і при дуже маленьких ступенях селективності можуть спрацювати одночасно при міжфазних КЗ, наприклад в точці К. При цьому для захистів 1 і 2 ці дійсно є неселективними (зайвими).

Першим має можливість спрацювати пристрій АПВ на вимикачі 1, оскільки з боку шин 10 кВ підстанції А є напруга. При включенні вимикача від пристрою АПВ на невеликий період часу (близько 1 с) прискорюється дія захисту 1 до 0,2 с (замість 0,8 с).

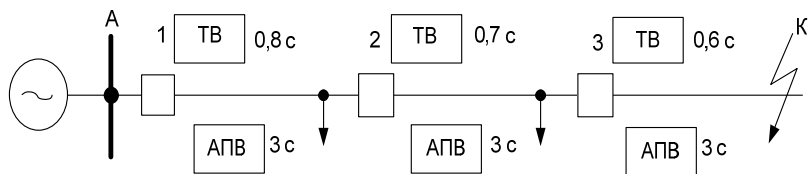


Рис. 3.1 - Схема мережі 10 кВ, де доцільно виконувати прискорення РЗ (ТВ) після АПВ

Якби КЗ сталося на ділянці 1-2, то вимикач 1 був би швидко відключений цим прискореним захистом. Але при КЗ в точці К за вимкнутими вимикачами 2 і 3 захист 1 не працює і через 1с її час спрацьовування знову стає рівним 0,8 с. Після успішного включення вимикача 1 з'являється напруга на схемі АПВ вимикача 2. Через кілька секунд пристрій АПВ спрацьовує, включається вимикач 2 і одночасно вводиться прискорення захисту 2 до 0,2 с. Але захист 2, так само як і захист 1, не спрацьовує внаслідок того, що КЗ відбулося в точці К. Якби КЗ було на ділянці 2-3, захист 2 по ланцюгу прискорення спрацював б швидше, ніж захист 1, причому ступінь селективності була б достатньою: 0,6 с. Після успішного включення вимикача 2 з'являється напруга на схемі АПВ вимикача 3. Через кілька секунд пристрій АПВ спрацьовує, включається вимикач 3, одночасно вводиться ланцюг прискорення захисту 3 до 0,2 с і вимикач 3 відключається, причому набагато раніше, ніж міг б подіяти захист 2, у якого до цього часу вже виведена з дії прискорена ступінь 0,2с і введена постійна уставка за часом 0,7 с (рис. 3.1).

Прискорення захисту на постійному оперативному струмі виконується просто і передбачається в типових проектних схемах. Для прискорення більшості пристроїв РЗ в електричних мережах, виконаних, як відомо, на змінному оперативному струмі при використанні електромеханічних реле РТ-80, РТВ, РТМ, потрібна додаткова апаратура, тому такі схеми застосовуються надзвичайно рідко. Використання цифрової апаратури РЗА дозволяє без додаткових

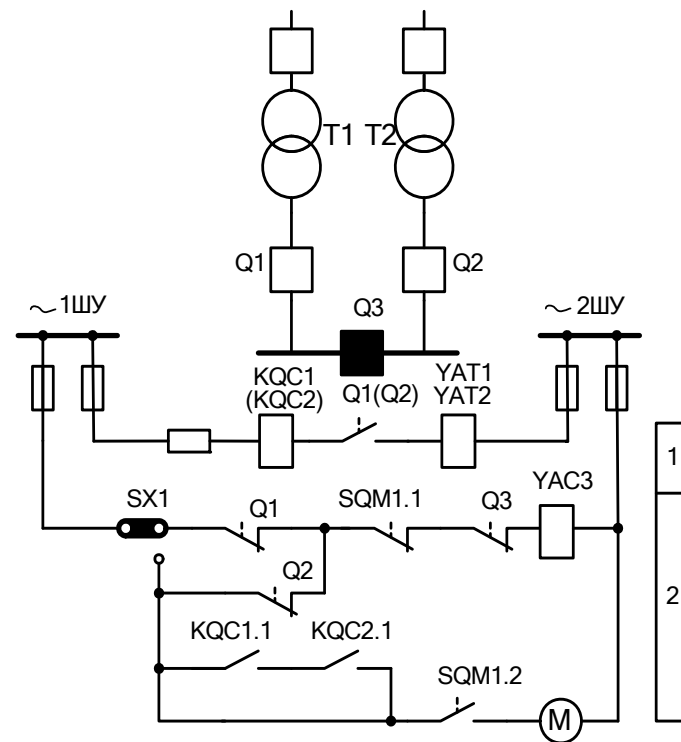


Рис. 3.4 - Принцип одержання однократності автоматичного включення секційного вимикача на змінному оперативному струмі

1-ідентичні кола реле положення "Вімкнено" вимикачів Q1 і Q,2;

2-кола вимикача Q3; YAT1, YAT2- електромагніти відключення вимикачів Q1 і Q,2; YAC3- електромагніт включення вимикача Q3; SX1- накладка для неавтоматичного заводу пружин.

Запобіжник в одній з фаз А чи З вибирається на номінальний струм значно більший, ніж номінальний струм іншого запобіжника, для того щоб при КЗ між фазами А и С встигла сплавитися плавка вставка тільки одного запобіжника.

насосних установок) пусковий орган АВР реагує на стійке зниження контрольованого параметра (швидкості руху рідини, тиску і т.п.). При наявності зворотних клапанів резервний агрегат включається без відключення робочого агрегату. Однократність дії АВР забезпечується по-різному в залежності від конструкції привода вимикача і виду оперативного струму.

Рис. 3.4 пояснює, як приклад, спосіб одержання однократності АВР секційного вимикача Q3 із пружинно-вантажним приводом на змінному оперативному струмові. При включених вимикачах Q1, Q2 автоматичний моторний редуктор М (АМР) заводить пружини і піднімає вантаж привода вимикача Q3. При заведених пружинах допоміжний контакт привода SQM1.1 замикається, а SQM1.2 розмикається. Після відключення вимикача Q1 чи Q2 йде команда на включення Q3. Одночасно в ланцюзі АМР розмикається контакт реле положення КQC1 чи КQC2. Якщо АВР - неуспішне (включення на стійке КЗ) і Q3 відключається захистом, то заводу привода і повторного АВР немає.

Варіанти виконання мінімального пускового органа напруги (ПОН). До схем ПОН пред'являється вимога неспрацьовування цього органу при зникненні чи зниженні напруги  $U_{роб}$  внаслідок найбільш ймовірних ушкоджень (обриву фази, двофазного КЗ) у вторинних ланцюгах трансформатора напруги. Приклади схем, що задовольняють цій вимозі, показані на рис. 3.5 а-д.

У схемах на рис. 3.5, б-г реле часу змінного струму серії ЭВ-200 слугують одночасно і як реле часу, і як мінімальні реле напруги. При напрузі не більш  $0,85 U_{ном}$  ці реле втягують якір і заводять пружини годинникового механізму. При зникненні чи достатньому зниженні напруги якір реле відпадає і звільняє годинниковий механізм, що веде рухомий контакт на замикання. У схемі на рисунку 3.5, д ПОН діє тільки при зникненні струму через робочий ввід. Струм спрацьовування мінімального реле струму КА вибирається меншим мінімального значення струму  $I_{роб}$ .

витрат застосовувати прискорення РЗ після АПВ, і не тільки у випадку, описаному вище (рис. 3.1), а практично завжди.

Прискорення захисту до АПВ. Цей захід дозволяє прискорювати відключення КЗ в мережі, що складається з декількох послідовно включених ділянок або полегшувати роботу кількох вимикачів за рахунок одного, більш потужного і надійного. Наприклад, на вимикачі 1 (рис. 3.2) постійно введений прискорений захист з витримкою часу 0,2 с.

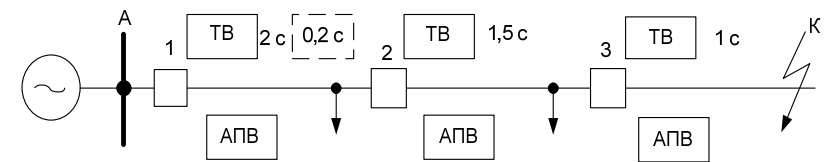


Рис.3.2 - Схема мережі 10 кВ, для якої доцільно використовувати прискорення до АПВ захисту ТБ на вимикачі

При КЗ в будь-якій точці мережі, наприклад в точці К, цей захист відключає вимикач 1 до того, як спрацюють захисти 2 і 3. При спрацьовуванні пристрою АПВ на включення вимикача 1 ця прискорена захист виводиться з дії на час, необхідний для селективного відключення найближчого до місця КЗ вимикача 3.

Схема на постійному оперативному струмі виконується досить просто, але в електричних мережах деякі ПС мають оперативний постійний струм. Використання цифрових реле дозволяє легко застосовувати при необхідності прискорення РЗ до АПВ і без додаткових витрат [2].

**Використання АПВ різної кратності.** При недостатніх ступенях селективності для виправлення неселективних відключень можуть бути застосовані пристрої АПВ з

різною кратністю. Наприклад, для схеми мережі на рис. 3.1 можна було б виконати: на вимикачі 3 однократне АПВ, на вимикачі 2 - дворазове, а вимикачі 1 - триразове. Аналогові пристрої АПВ з кратністю більше двох вітчизняною промисловістю не випускаються. Виправлення неселективних дій за допомогою АПВ різної кратності використовуються зараз на лініях 10 кВ трансформаторами на відгалуженнях. У цьому випадку АПВ виправляє неселективну дію захисту лінії 10 кВ при КЗ в трансформаторі, коли час плавлення вставок запобіжників 10 кВ співвиміряно з часом спрацьовування захисту лінії.

Застосування цифрових реле з кратністю до п'яти циклів дозволить в ряді випадків використовувати і цей прийом взаємодії РЗ і АПВ [3].

### 3.2. Автоматичне включення резерву на підстанціях

На електричних мережах, здійснюється роздільне живлення від двох джерел, одне з яких є робочим, а інше - резервним. Особливо живлення дозволяє знизити значення струмів КЗ і застосувати більш дешеву апаратуру; (вимикачі, роз'єднувачі), спростити релейний захист, знизити втрати електроенергії в мережах 10 (6) кВ. (рис.3.3). При відключенні робочого джерела живлення (наприклад, А на рис. 3.3) відновлення електропостачання споживачів – навантаження Н проводиться автоматично від резервного джерела живлення Б за допомогою пристрою АВР

Пристрої АВР, розташовані на підстанціях, називають підстанційними або місцевими, оскільки вся апаратура, що бере участь в процесі перемикавання навантаження з робочого джерела живлення на резервний, розташована в одному місці (на відміну від мережевих пристроїв АВР, які розглядаються далі).

7. Якщо при неявному резерві захист, що діє на резервуючі вимикачі витримку часу більш 1 – 1.2 с, доцільно вводити прискорення дії цього захисту після АВР. Для відстройки прискореного захисту від кидків струму вмикання (що мають у перший момент після АВР підвищене значення за рахунок несинхронної і несинфазної з напругою системи залишкової ЕРС електродвигунів) у ланцюг прискорення дії захисту вводиться витримка часу 0,5 с.

8. Вимикачі, на які діють електричні АВР, повинні мати контроль справності ланцюга включення.

Основні принципи виконання пристроїв автоматичного включення резервного електричного живлення. При пуску АВР команда на включення резервуючого ланцюга подається від розмикаючого допоміжного контакту вимикача, робочого ланцюга або замикаючого контакту його реле положення «Відключене». Оскільки робоче живлення може зникнути і без відключення вимикача робочого вводу (при ушкодженні робочого тракту поза даним об'єктом, ближче до джерела живлення), передбачається мінімальний пусковий орган напруги (ПОН), що відключає робоче введення при стійкому зникненні напруги, після чого негайно включається резервне живлення. ПОН звичайно містить блокуючий елемент, який забороняє відключення вимикача робочого вводу, якщо напруга на резервуючому вводі відсутня або вона нижче значення, яке забезпечує самозапуск електродвигунів після АВР [2, 4].

Якщо робочий і резервний ланцюги живляться від загального джерела (наприклад, двотрансформаторна підстанція, що живиться однією лінією), то ПОН втрачає сенс і не передбачається. Для відлагодження від КЗ, що не викликають втрати робочого живлення (включаючи випадки відновлення робочого живлення дією відповідного АПВ), ПОН забезпечується витримкою часу. відлагодження ПОН від знижень напруги в процесі самозапуску після зовнішніх КЗ і АПВ робітника живлення виробляються по напрузі. При резервуванні неелектричного живлення (наприклад,

### Загальні положення по АВР:

1. АВР повинно передбачатися у випадках, коли зникнення робочого живлення викликає знеструмлення або обмеження потужності споживачів.

2. Як правило, АВР повинні діяти при втраті живлення від робочого джерела з будь-якої причини, включаючи КЗ на резервованому елементі, за винятком втрати живлення внаслідок дії пристрою АЧР. У таких випадках резервування від джерела живлення, що розвантажується шляхом АЧР, забороняється. Повернення до нормальної схеми живлення може бути як автоматичним, так і неавтоматичним.

3. Дія АВР повинна бути однократною.

4. Включення електричного резервного живлення повинно відбуватися після відключення вимикача на ввіді від джерела робочого живлення, щоб уникнути відключення резервного джерела у випадку стійкого КЗ у тракті робочого живлення. (У електричних мережах, що захищаються плавкими запобіжниками, практикується АВР без попереднього відділення ушкодженого ланцюга робочого живлення. У випадку неможливості самоліквідації ушкодження зазначеного ланцюга після АВР плавиться запобіжник у ланцюгові резервуючого елементу.)

5. В установках власних потреб електростанцій АВР, що увімкнуло резервне джерело живлення замість обслуговуючого персоналу, повинно зберігати готовність до дії по резервуванню й інших робочих джерел.

6. У випадку неприпустимого перевантаження резервного джерела живлення після АВР, або, якщо не забезпечується самозапуск відповідних електродвигунів, передбачається автоматичне розвантаження (за рахунок невідповідальних споживачів) тривало або тільки за час самозапуску з автоматичним включенням навантаження після самозапуску електродвигунів. Щоб уникнути навантаження допускається відповідно умовам заміна або доповнення 1 пристроями АПВ робочих джерел.

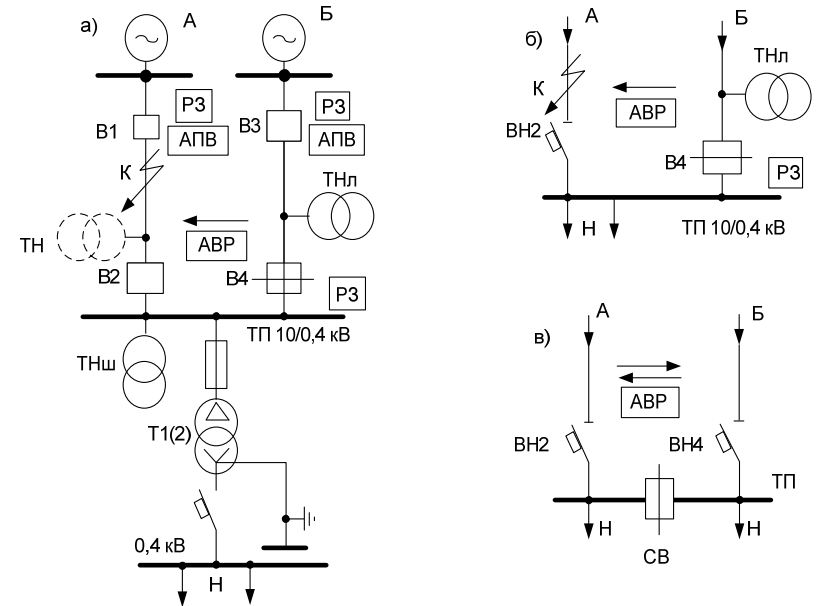


Рис. 3.3 - Схеми трансформаторних підстанцій 10 / 0,4 кВ з пристроями місцевих АВР односторонньої (а, б) і двосторонньої дії (в)

Місцевий пристрій АВР при зникненні напруги на шинах підстанції діє спочатку на відключення вимикача В або вимикача навантаження ВН робочого вводу (В2, ВН2 на рис. 3.3, а, б), після чого відразу ж включається вимикач резервного вводу (В4). Місцеві пристрої АВР виконуються односторонньої дії (рис. 3.3, а, б) або двосторонньої (рис. 3.3, в).

Схеми пристроїв АВР повинні виконуватися згідно з вказівками «Правил» [1]:

- при відключенні вимикача робочого вводу за будь-якої причини негайно повинен включитися вимикач резервного вводу;
- при зникненні напруги з боку робочого джерела повинен спрацювати спеціальний пусковий орган напруги, який при наявності напруги на резервне джерело повинен

діяти із заданою витримкою часу на відключення вимикача робочого джерела; наприклад, при КЗ в точці К на лінії робочого живлення (рис. 3.3, а) відключається релейного захистом РЗ вимикач В1, на шинах підстанції 10 (6) кВ зникає напруга, працює пусковий орган напруги, включений на шинний трансформатор напруги ТНш, та із заданою витримкою часу відключає вимикач робочого вводу В2, після чого негайно включається вимикач резервного вводу В4 при цьому наявність напруги на резервній лінії від джерела Б контролюється тим, що оперативне напруга для відключення робочого вимикача В2 виходить від лінійного трансформатора напруги ТНл; пусковий орган напруги не повинен передбачатися, якщо робочий і резервний вводи мають одне джерело живлення;

- мінімальне реле напруги пускового органу не має спрацьовувати при зниженнях напруги при самозапуск електродвигунів навантаження, тому їх налаштовують таким чином, що пуск АВР може відбутися тільки при глибокому зниженні напруги, нижче 0,4 номінального, при якому самозапуск неможливий;

- при наявності в складі навантаження підстанції значної частки синхронних електродвигунів рекомендується застосовувати на додаток до пускового органу напруги пускові органи інших типів, що прискорюють АВР;

- дію пристрою АВР повинно бути одноразовим;

- при виконанні пристроїв АВР слід перевіряти можливість перевантаження резервного джерела живлення і при необхідності виконувати для його розвантаження спеціальну автоматику відключення частини споживачів при дії АВР;

- при відключенні робочої лінії (трансформатора) пристроєм автоматичного частотного розвантаження АЧР внаслідок загальносистемного аварійного зниження частоти дію пристрою АВР повинно заборонятися;

- при дії пристрою АВР, коли можливе включення резервного вимикача на КЗ (на шинах резервованій підста-

нції або на лінії робочого живлення при відмові у відключенні вимикача В2, ВН2 на рис. 3.3, а, б), на резервному вимикачі (В4) повинен передбачатися релейний захист, причому, якщо час дії цього захисту перевищує 1, рекомендується автоматично прискорювати її дію до 0,3 с;

- після відновлення нормальної напруги на робочій лінії з боку основного джерела живлення повинна, як правило, забезпечуватися можливо більш повне автоматичне відновлення схеми до аварійного режиму; на жаль, типові схеми підстанцій 10 кВ до останнього часу не давали такої можливості, наприклад, у типовій схемі на рис. 3.3, а відсутній трансформатор напруги з боку основного (робочого) джерела живлення А, в схемах рис. 3.3, б, в на лініях робочого живлення встановлені вимикачі навантаження ВН, які автоматично тільки відключаються, а включатися можуть лише вручну виїзним оперативним персоналом.

Цифровий пристрій АВР для ПС електричних мереж роздільного призначення, що відповідає перерахованим вимогам, міг би знайти широке застосування на електроенергетичних об'єктах як проєктованих, так і тих що модернізуються, причому об'єктах будь-якого відомства. АВР призначене для відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного приєднання резервних джерел живлення замість робочих джерел, які одержали ушкодження, помилково відключених, і т.п.

застосовується для автоматичного включення резервних трансформаторів, ліній, секційних вимикачів, резервного механізму (насоса, компресора і т.п.). Відновлення без серйозних порушень нормального технологічного процесу споживачів дає позитивний технічний і економічний ефект від застосування АВР. Спрощення релейного захисту, зниження струмів КЗ і здешевлення апаратури при заміні кільцевих мереж радіально - секціонованими з введенням АВР.



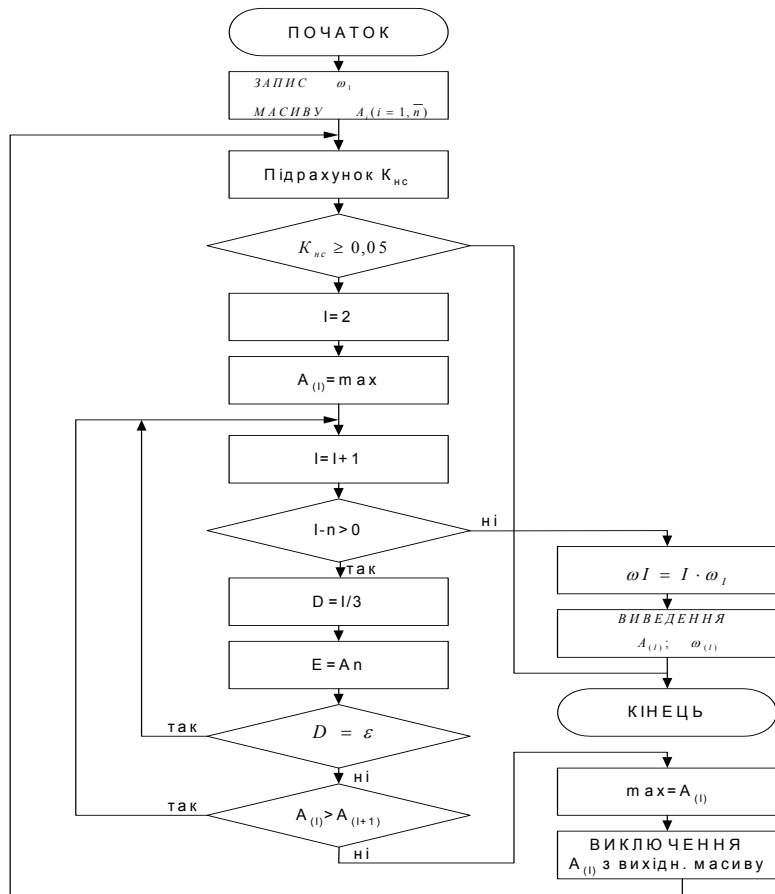


Рис. 3.11 - Алгоритм обробки спектру досліджуваної напруги мікропроцесором

В цій схемі блоки 11,13,14 реалізують вираз:

$$\begin{cases} \omega_{\phi_2}^{(i)} = \omega_{p\phi}^{(i)}, \\ \omega_{p\phi} = \phi_1(L^{(i)}, C). \end{cases} \quad (3.8)$$

та

чні пристрої, що запобігають небезпечному несинхронному включенні генераторів і СД при спрацьовуванні мережевого АВР.

Цифрова апаратура РЗА дозволяє вже в даний час здійснювати всі завдання мережевого АВР, розглянуті вище. Налаштування захистів на головних і секційних вимикачах та пункті мережевого АВР може здійснюватися відповідно до наявних рекомендацій по вибору характеристик та уставок цифрових струмових захистів [2]. Схема розміщення всіх пристроїв ПА, що входять в комплекс мережевого АВР показана на рис.3.6.

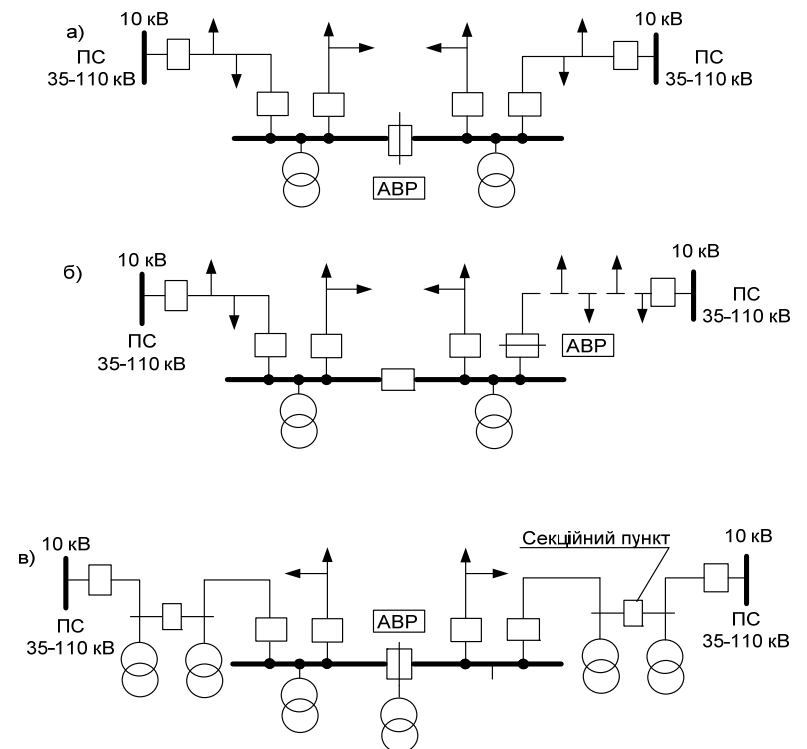


Рис. 3.6 – Приклади присиднання УЗТП до мережі із застосуванням КРУ До-114 Московського заводу «Електрошит» (з інформації заводу)

### 3.4. Автоматичне секціонування ліній 6 (10) кВ і до 35 кВ

Автоматичним секціонуванням називається поділ лінії електропередачі на кілька ділянок з допомогою комутаційних апаратів, що працюють автоматично. До таких апаратів відносяться: плавкі запобіжники; вимикачі, обладнані релейним захистом, вимикачі навантаження або автоматичні віддільники (АВ). Перші два типи апаратів спрацьовують при КЗ і здатні відключати струми ушкодження. Віддільники спрацьовують тільки під час безструмової паузи. Призначення всіх типів секціонування апаратів полягає в швидкому автоматичному відділенні пошкодженої ділянки від решти лінії (рис. 3.7).

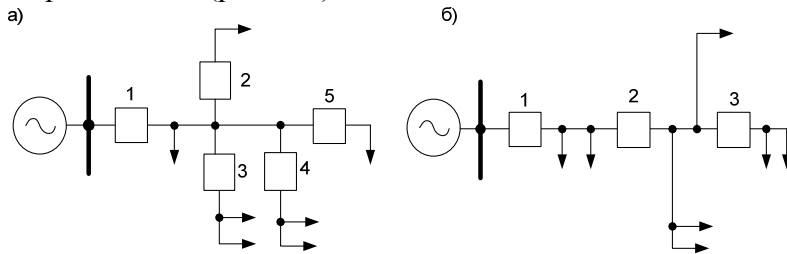


Рис. 3.7 - Схеми ВЛ 6 (10) кВ з паралельним (а) і послідовним (б) секціонуванням

Автоматичне секціонування в поєднанні з пристроями АПВ на секціонування і головних вимикачах є одним з ефективних засобів підвищення надійності електропостачання та зменшення шкоди у споживачів від недовідпуску електроенергії. Це відноситься і до радіальних (тупикових) ліній 6 (10) кВ (рис. 3.7), і до ліній з двостороннім живленням, особливо при поєднанні пристроїв секціонування з мережевими АВР (рис.3.6, в).

Автоматичне секціонування зменшує обсяг аварійних відключень споживачів при пошкодженнях на лінії. Як видно з рис.3.7, при КЗ на ділянці лінії за вимикачем 3 від-

Крім того, сигнал з таймера поступає на лічильник, який зчитує час роботи МАС та програми  $t_c = t_{AC} + t_{прогр.}$ . вихідний сигнал з лічильника поступає на блок порівняння (БП), який дозволяє починати цикл перетворення Фур'є в МАС при проходженні сигналу через нульове значення. На другий вхід БП подається код еталонного часу, рівний періоду досліджуваного сигналу частотою  $\omega_1$ . при рівності  $t_{ет} = t_c$  на виході БП буде дозволяючий сигнал для виходу частотного спектру для МАС. На таймер поступає сигнал з контролера виводу, який враховує закінчення циклу роботи програми, записаної в мікропроцесорі. Таким чином, таймер-лічильник – блок порівняння забезпечує цикл обробки досліджуваного сигналу.

В електричній мережі і, природно, в досліджуваному сигналі можливе відхилення основної частоти на  $\Delta\omega$ , тоді можливе розузгодження циклу обробки досліджуваного сигналу. Крім того, в ОЗП немає необхідності вводити значення основної гармоніки, оскільки його амплітуда  $A_1$  значно перевищує основні складові гармонічного ряду. Для забезпечення надійної роботи програми обчислення частоти гармоніки необхідно мати поточні значення основної частоти  $\omega_1$ , оскільки  $\omega_i = i \cdot \omega_1$ . з цією метою необхідно ввести проміжків пам'ятовуючий пристрій (ПЗП), пов'язаний з ОЗП. Вихідні сигнали з АЦП1 – амплітуда переважаючих гармонік  $A_i$  та з АЦП2 – частоти переважаючих гармонік  $\omega_i$  поступають на перетворювальні блоки, які формують керуючі сигнали на зміну індуктивності РРСФ за законом:

$$\begin{cases} L^{(i)} = \phi_3(\Delta\omega^{(i)}). \\ \Delta\omega^{(i)} = \omega_{\phi_2}^{(i)} - \omega_{p\phi}^{(i)}. \end{cases} \quad (3.7)$$

Структурна схема САР резонансних силових фільтрів представлена на рис. 3.11

зованого сигналу  $A_i$  та частот  $\omega_i = i \cdot \omega_1$ , аж до значення, що задається порогом.

З виходу контролеру ці сигнали поступають на ЦАП1 та ЦАП2, на другому вході яких подається підтверджуючий сигнал з другого мікропроцесора (він з'являється після закінчення роботи програми, записаної в мікропроцесорі). Для синхронізації роботи пошукового мікропроцесора послідовного інтерфейсу та мікропроцесорного аналізатора спектру необхідно мати таймер.

Таймер видає сигнал, який відповідає проміжкові часу, необхідного для визначення амплітуди  $i$ -ої гармоніки ( $i = \overline{1, n}$ ), який поступає на вхід послідовного інтерфейсу і дозволяє зчитувати інформацію з МАС в ОЗП.

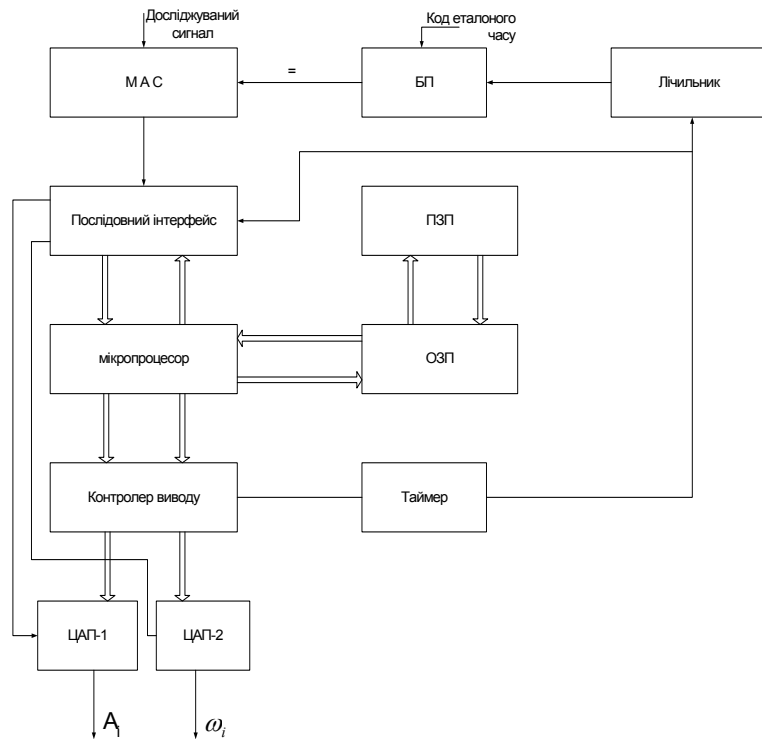


Рис. 3.10 - Структурна схема блоку визначення амплітуди та частоти переважаючої гармоніки

ключиться тільки цей вимикач і будуть погашені тільки споживачі, підключені до лінії за цим вимикачем.

Автоматичне секціонування лінії дозволяє також скоротити основну зону дії релейного захисту на головному вимикачі (вимикач 1 на рис. 3.7), що особливо важливо для протяжних ліній з відносно великими робочими струмами. Без автоматичного секціонування дуже часто неможливо налаштувати релейний захист головного вимикача таким чином, щоб він, з одного боку, не мав зайвих спрацювань при перевантаженнях (викликаних пуском або, що ще важче, самозапуском електродвигунів), а з іншого - мав би достатню чутливість при КЗ в усіх точках цієї довгої розгалуженої лінії. При установці одного або декількох секційних вимикачів з релейним захистом чутливість головного захисту повинна забезпечуватися тільки при пошкодженнях до місця установки найближчого секційного вимикача (наприклад, вимикача 2 на рис.3.7, б), де струми КЗ зазвичай значно більші, ніж у віддалених точках лінії. Що стосується захисту на секційних вимикачах, то тут чутливість забезпечується тим, що струм спрацювання цього захисту може бути обраний значно меншим, ніж для головного захисту, оскільки робочий струм через секційний вимикач завжди менший робочого струму, що проходить через головний вимикач.

Автоматичне секціонування, крім того, прискорює процес знаходження пошкоджень на лінії, дозволяє швидше готувати робочі місця при ремонтних роботах і, як наслідок, зменшує недовідпуск електроенергії споживачам.

**Схеми секціонування.** За наявності декількох секціонування апаратів може бути виконано паралельне секціонування (рис. 3.7, а). Тут дія кожного секційного апарату (2-5) не залежить від іншого, тому не потрібно погодження налаштування їх захистів між собою. Захист 1 погоджується лише з кожним із захистів 2-5, і це дозволяє забезпечити швидке відключення КЗ. Надійність електропостачання в тій чи іншій мірі підвищується для всіх споживачів.

При послідовному секціонуванні (рис. 3.7, б) надійність електропостачання підвищується не для всіх споживачів. Наприклад, для споживачів, включених за останнім секційним вимикачем 3, надійність не підвищується, оскільки при КЗ в будь-якій точці лінії ці споживачі втрачають електроживлення. Але чим ближче до головного розташована секційна ділянка, тим вище надійність його електропостачання. При послідовному секціонуванні та налаштування релейного захисту проводиться послідовно: від самого віддаленого комплексу захисту до головного [6].

Застосовується також послідовно - паралельне секціонування, при якому можна підвищити надійність для всіх споживачів та полегшити умови установки безпеки.

Найбільший ефект автоматичне секціонування дає на лініях з двостороннім живленням і з мережевим АВР (рис. 2.4 і рис.3.6, в). При такій схемі будь-яку пошкоджену ділянку може бути автоматично відключено з двох сторін (виділено), а решта ділянок будуть продовжувати жити-ся або від підстанції А, або від підстанції Б.

Однак і мережевий АВР без автоматичного секціонування мало ефективний. Без секціонування апаратів дію мережевого АВР по суті справи рівноцінно ще одному циклу АПВ, який повторно включає несекціоновану лінію, з іншого боку.

Таким чином, дійсне підвищення надійності електропостачання досягається лише при спільному використанні автоматичного секціонування, пристроїв АПВ та мережевих АВР.

Слід звернути увагу на доцільність застосування для автоматичного секціонування ліній автоматичних відокремлювачів (ОД) або, інакше, вимикачів навантаження (ВН), не здатних відключати струми КЗ. Їх головна перевага перед вимикачами (оливними, вакуумними чи елегазовими) полягає в меншій вартості.

Однак для секціонування ліній вони можуть застосовуватися лише в тому випадку, якщо захист на вимикачі з

Швидкість обробки досліджуваної напруги в такому пристроєві досягає 8 м/с, при аналізі до 512 гармоніки включно. При відсутності парних гармонік в частотному спектрі (що характерно для змінної симетричної синусоїдальної напруги) можна аналізувати одну півхвилю досліджуваного сигналу – це знижує час виділеного амплітудного спектру вдвічі, тобто до 4 мс. Це означає, що при тривалості періоду 20 мс, який відповідає частоті 50 Гц, в нашому розпорядженні залишається ще 16 мс для визначення амплітуд та частот переважаючих гармонік. Час знаходження амплітуди однієї гармоніки  $t_{Ai}$  на відповідній частоті  $\omega_i$  визначається по часу  $t_\phi$  розкладу з використанням часу Фур'є та кількості досліджуваних гармонік  $N$  зі співвідношення:

$$t_{Ai} = \frac{t_\phi}{N} = \frac{4 \cdot 10^{-3}}{512} = 0.6 \cdot 10^{-6} \text{ c} \quad (3.6)$$

Сигнал з мікропроцесорного АС поступає на вхід послідовного інтерфейсу, який слугує для узгодження амплітуд гармонійних складових, одержаних на виході М АС, зі входом другого мікропроцесора (МП), що реалізує операцію виділення переважаючих гармонік. Узгоджений сигнал записується в оперативний запам'ятовуючий пристрій (ОЗП). Даний процес повторюється для всіх присутніх гармонік, одержаних на виході МАС. Таким чином, в ОЗП записується спектр аналізованої напруги. Необхідність використання другого мікропроцесора полягає в тому, що необхідно не просто вибрати максимальну амплітуду з частотного спектра, а деяку їх множину гармонік, не кратних 3 та 2, з урахуванням порогу відбору, і крім того, необхідно отримати значення частот, які їм відповідають. Після виконання програм, що реалізують алгоритм, представлений на рисунку 1, на контролер виходу поступають сигнали, які відповідають убутній послідовності амплітуд аналі-

тити, що індуктивність  $L^{(i)}$  РРСФ повинно мати широкий діапазон зміни, оскільки реальні криві напруги мережі мають широкий частотний спектр.

Одним із методів та засобів визначення амплітуди та частоти є досить простий пристрій, здатний до порівняння частотного і амплітудного спектрів досліджуваного сигналу та виділення необхідної кількості переважаючих гармонік за амплітудою  $A_i$  та частотою  $\omega_i$ . Очевидно, що реалізацію цього пристрою доцільно виконати схемно на основі мікропроцесора, як найбільш швидкодіючого та надійного елемента визначення максимального значення амплітуди та частоти досліджуваного

$$\left\{ \begin{array}{l} U(t) = \psi(A_1, A_2, \dots, A_n, t), \\ A_i = \text{SUP}(A_1, A_2, \dots, A_n) \\ \omega_{\phi_2}^{(i)} \Leftrightarrow A_i \\ \omega_{p\phi}^{(i)} = \omega_{\phi_2}^{(i)}, \\ \omega_{p\phi}^{(i)} = \phi_1(L^{(i)}, C), \\ L^{(i)} = \phi_3^*(\Delta\omega_*^{(i)}), \\ \Delta\omega_*^{(i)} = \omega_{\phi_2}^{(i)} - \omega_{p\phi}^{(i)} + \Delta\omega(\Delta I_D), \\ \Delta\omega(\Delta I_D) = \begin{cases} 0, & \text{якщо } I_{\phi_2}^{(i)} < I_D, \\ k\omega\Delta I_D^{(i)}, & \text{якщо } I_{\phi_2}^{(i)} > I_D, \end{cases} \\ \Delta I_D^{(i)} = I_{\phi_2}^{(i)} - I_D, \\ I_n^{(i)} = \phi_2(L^{(i)}). \end{array} \right. \quad (3.5)$$

спектру напруги та алгоритмічно на основі швидкого перетворення Фур'є.

боку живлення захищає всю лінію з необхідною чутливістю. На рис. 3.8, а показана схема ПЛ з паралельним секціонуванням за допомогою автоматичних лінійних відокремлювачів ОД (ВН), обладнаних автоматикою АОД, що забезпечує відключення відокремлювачів..

При КЗ в кінці ділянки, секціонованими ОД1 (точка К), відключається головний вимикач В1, а потім він включається від пристроїв АПВ.

Це перше КЗ і подальша за його відключенням першого безструмова пауза фіксується (запам'ятовується) схемою АОД, але ОД1 при цьому не вимикається. Якщо КЗ в точці К є стійким, В1 знову відключається, а слідом за цим, в другу безструмову паузу відключається ОД1. Потім дією другого циклу дворазового АПВ включається В1 і відновлює електропостачання інших споживачів лінії.

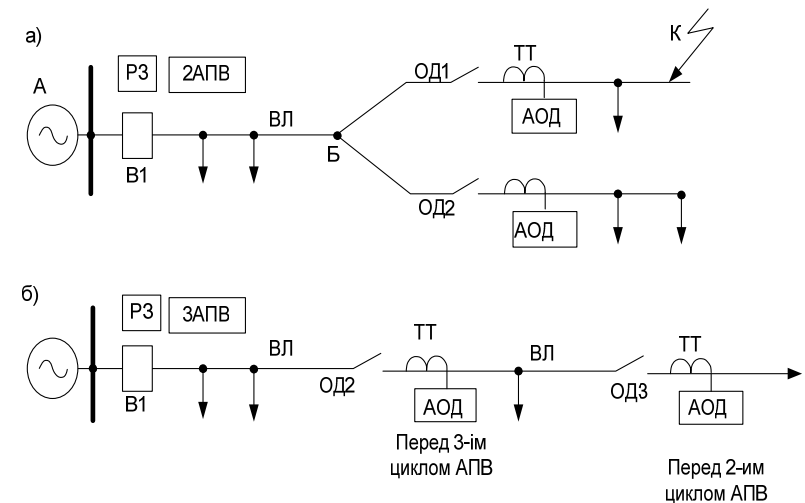


Рис. 3.8 – Схеми ПЛ 6 (10) кВ з паралельним (а) і послідовним (б) автоматичним секціонуванням за допомогою автоматичних лінійних відокремлювачів (ОД) або вимикачів навантаження (ВН) 2АПВ, 3АПВ – пристрої АПВ дворазового і триразового дії відповідно

При паралельному секціонування автоматичними відділниками число їх на лінії не обмежується. Але при послідовному секціонування установка на лінії більш ніж одного ОД вимагає збільшення кратності дії АПВ головного вимикача. Наприклад, в схемі на рис.3.8, б на головному вимикачі потрібно пристрій АПВ триразової дії. Автоматика АОД на ОД3 настраюється таким чином, щоб він відключався перед другим циклом АПВ лінії, а на ОД2 налаштовується на відключення перед третім циклом АПВ лінії. Очевидно, що більше двох послідовно включених ОД встановлювати, як правило, не слід, хоча при наявності пристроїв АПВ з великим числом циклів і використанні хороших вимикачів на головних ділянках такий варіант можливий [2, 4].

**Вибір точок секціонування ліній.** Доцільність секціонування ПЛ, вибір місця встановлення та типу секційного апарату визначаються виходячи головним чином з трьох умов:

- забезпечення чутливого, селективного і швидкодіючого релейного захисту всієї ПЛ;
- підвищення надійності електропостачання;
- підвищення культури експлуатації електрообладнання.

Необхідність секціонування ПЛ 6 (10) кВ за умовами релейного захисту визначається під час розрахунку головного захисту лінії. У тих точках ПЛ, де значення струму двофазного КЗ вже не забезпечує необхідної чутливості релейним захистом. Для зручності обслуговування ця точка може бути зміщена тільки у бік головного вимикача. При паралельному секціонуванні радіальної лінії може бути встановлено кілька секційних вимикачів (СВ), при послідовному - не більше двох [2].

**Визначення доцільності секціонування та вибір установки секціонування апаратів за техніко-економічними показниками.** Для спрощеного порівняння варіантів місця встановлення одного СВ на радіальній

- зниженням рівня вищих гармонік, які генеруються вентильним перетворювачем;
  - раціональною побудовою схеми електричної мережі;
  - використанням фільтрів вищих гармонік.
- Коефіцієнт несинусоїдальності знаходиться за формулою:

$$K = \sqrt{\sum_{V=2}^N U_V^2 / U_N^2}, \quad (3.3)$$

Важливим показником якості напруги є синусоїдальність форми кривої, що рівнозначно в спектральній області наявності тільки однієї дискрети на частоті 50Гц. Реальні ж криві напруги відрізняються від синусоїди. Відомо, що зручною математичною моделлю кривої напруги в промисловій електричній мережі є її розклад в ряд Фур'є:

$$U(t) = \sum_{i=1}^{\infty} A_i(t) \sin[i\omega_c(t) \cdot t + \phi_i(t)], \quad (3.4)$$

де  $A_i(t)$  та  $\phi_i(t)$  – відповідно амплітуда та фази гармонік, що є в загальному випадку функціями часу  $t$ ;

$\omega_c(t)$  – основна частота, яка відповідає  $f = 50$  Гц.

Оскільки реальний спектр напруги містить множини дискрет, а бажано мати тільки одну дискрету на частоті  $\omega_c$ , але придушувати всі економічно недоцільно, синтезуємо систему автоматичного придушення тільки переважаючих вищих гармонік, яка реалізує закон регулювання спектру напруги Порівнюючи закон регулювання (3.4) з законом, який реалізовано в керованих силових резонансних фільтрах, бачимо, що в першому міститься умова виділення переважаючих гармонік ( $A_i, \omega_i$ ) та керування індуктивністю фільтра формується з урахуванням цієї умови. Слід відмі-

### 3.5. Автоматизація вимірювання спектру гармонік та швидкості зміни напруги

В електричних мережах широко використовуються перетворювачі змінного струму в постійний та навпаки, а також трансформатори, лінійні регулятори та інші, які являються нелінійними навантаженнями і є джерелами вищих гармонік, тобто створюють несинусоїдальність струмів і напруг [2, 4].

Несприятливий вплив несинусоїдальності на роботу мереж, електрообладнання та електроприймачів складається в наступному:

- з'являються допоміжні втрати в електричних машинах, трансформаторах, мережах, а також додаткові відхилення напруги;
- погіршується компенсація реактивної потужності за допомогою батарей компенсації;
- скорочується строк служби ізоляції електричних машин та апаратів;
- погіршується робота пристроїв автоматики, телемеханіки і зв'язку.

Для освітлювальних та нагрівальних приладів має вагу діюче значення напруги, яке визначається за формулою

$$U = \sqrt{\sum_{V=1}^N U_V^2} \quad (3.2)$$

де  $U_V$  при  $V > 1$  – напруга вищих гармонік, кратних гармоніці основної частоти  $U_1$ ;

$N$  – порядок останньої з враховуваних гармонійних складових напруги.

Зниження несинусоїдальності напруги та струму необхідне в тому випадку, коли значення струмів та напруг вищих гармонік більші допустимих. Зниження несинусоїдальності можна здійснити:

ПЛ можна скористатися виразом для визначення економічного ефекту секціонування  $E_c$ :

$$E_c = Y_0 \cdot S_1 \cdot \cos \varphi_n \cdot k_{\text{одн}} \cdot T_0 \cdot l_{\text{п}}, \quad (3.1)$$

де  $Y_0$  - еквівалентна вартість збитків на 1 кВт·год недовідпущеної електроенергії, руб/(кВт·год);

$S_1$  - сумарна номінальна потужність трансформаторів, підключених до ПЛ на ділянці від головного вимикача ГВ до передбачуваного місця включення СВ (рис. 3.9), кВ·А;

$\cos \varphi_n$  - коефіцієнт потужності, рівний 0,8-0,85;

$k_{\text{одн}}$  - коефіцієнт одночасності, який враховує, що фактична сумарна навантаження трансформаторів менше номінальної  $S_1$ ;

$T_0$  - час перерв електропостачання через стійких ушкоджень, віднесене до 1 км лінії, год/км;

$l_{\text{п}}$  - загальна довжина лінії за передбачуваним місцем установки СВ, км.

Для однієї і тієї ж ПЛ значення  $Y_0$ ,  $\cos \varphi_n$ ,  $k_{\text{одн}}$ ,  $T_0$  приймаються умовно однаковими, що зазвичай і робиться при розрахунках за середніми даними; тоді легко помітити, що економічний ефект  $E_c$  пропорційний значенню  $S_1 l_{\text{п}}$ .

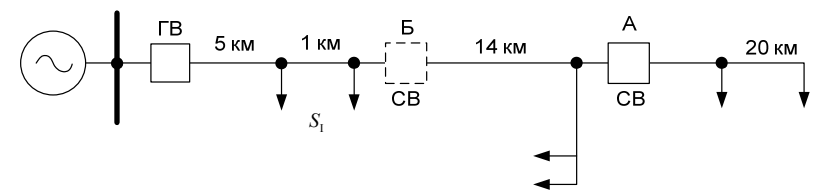


Рис. 3.9 - Розрахункова схема для вибору місця встановлення секціонувального вимикача (СВ) за мак-

## симальним значенням економічного ефекту секціонування $E_c$ за висловом (1)

Автоматичне секціонування і мережеві АВР широко використовуються і в зарубіжних електричних мережах середньої напруги, які так само, як у Росії, виконуються радіальними лініями з паралельним і послідовним секціонуванням або секційними лініями з двостороннім живленням.

Для прикладу можна навести цифровий пристрій REC-523, що випускається у Фінляндії фірмою «АББ-Трансміт/Реле та Управління». За інформацією 1997 цей пристрій призначений для управління віддаленими та місцевими комутаційними апаратами (у тому числі і вимикачами, і вимикачами навантаження) та для спостереження за їхнім становищем, тобто для автоматизації вторинних підстанцій в мережах середньої напруги.

Пристрій може встановлюватися на землі і на опорі разом з вимикачем і роз'єднувачем як на лініях, так і на підстанціях, в трансформаторних кіосках і на невеликих електростанціях (вітрових, сонячних).

Пристрій REC-523 здійснює такі функції: контролює надструму при міжфазних КЗ, контролює струми при замиканнях на землю, а при необхідності, і напрям потужності нульової послідовності, виявляє неповнофазних режим шляхом контролювання струму небалансу.

Таким чином, пристрій REC-523 може здійснювати не тільки функції контролю (індикації і запам'ятовування факту порушення нормального режиму на захищається ділянці), але й виконувати функції релейного захисту від міжфазних коротких замикань у випадках встановлення спільно з вимикачем, здатним відключати струми КЗ. Останнє може виявитися необхідним, якщо головний захист лінії не має достатньої чутливості при міжфазних КЗ на якомусь з відгалужень (відпайок).

Для фіксації ушкоджень на захищається лінії (відгалуженні) REC-523 може бути підключений або до стандартних електромагнітним трансформаторів струму (conventional CT) або до нових повітряних датчиків струму і напруги, створеним в 1996 р. в АББ за принципом котушки Роговського ("Пояса Роговського", відомого з 1912 р., але не знайшов застосування в традиційній релейного захисту через дуже малих значень видаваної ним потужності) [2].

Крім можливостей вимірювання фазних струмів і напруг, а також струму і напруги нульової послідовності (3I<sub>0</sub>, 3U<sub>0</sub>), пристрій REC-523 контролює (вимірює) напругу акумуляторної батареї і температуру навколишнього повітря, а також, при необхідності, може проводити вимірювання активної та реактивної потужності та енергії, видавати за запитом значення струму, потужності, частоти, коефіцієнта потужності ( $\cos \phi$ ), вищих гармонік, тиску елегазу ( $SF_6$ ), глибокого розряду батареї.

Іншим прикладом секціонувального пристрою є відчизняний вакуумний реклоузер PBA/TEL-10-12,5/400, який складається з двох основних елементів; високовольтного модуля (вимикача) 10 кВ з номінальним струмом 400 А і номінальним струмом відключення 12,5 кА, а також шафи керування і захисту.

Треба зауважити, що на додаток до наведених вище функцій контролю електричних величин бажано, щоб індикатор пошкодження мав логічними функціями для роботи в автономному режимі шляхом видачі команди на відключення вимикача навантаження (автоматичного) у безструмову паузу, що настала після першого або другого відключення пошкодження головним вимикачем лінії.



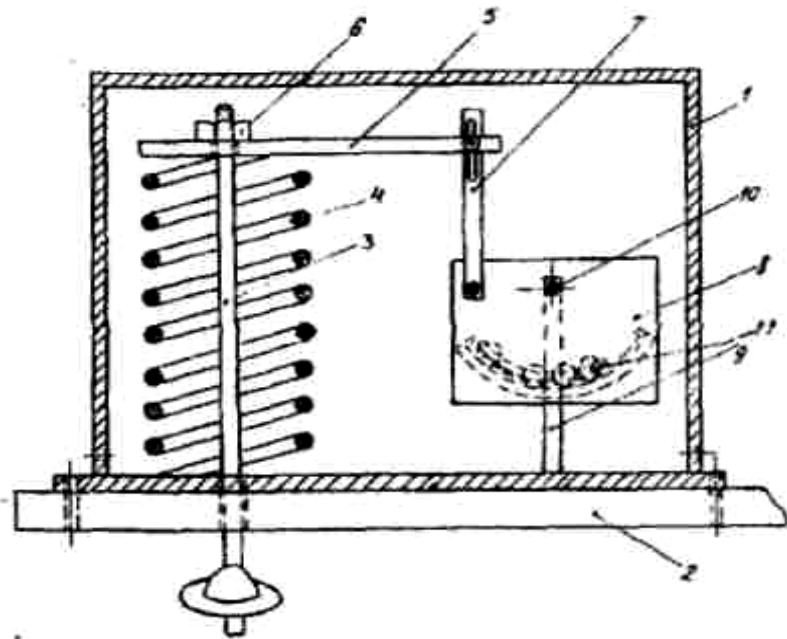


Рис. 3.15, а - **Давач льодяних навантажень**  
 1 - корпус давача, 2 - траверса, 3 - стержень,  
 4 - пружина, 5 - планка, 6 - регулювальна гайка, 7 -  
 штовхач, 8 - корпус перетворювача, 9 - стійка, 10 - вісь  
 кріплення, 11 - набір кульок

Зчитуючий пристрій, розміщений по дузі і вбудований в корпус перетворювача, струмопровідний елемент, Прагнути зайняти стійке положення, міняється взаєморозташування кульок 11 а, отже, на пульті диспетчера з'являється сигнал у вигляді нового набору символів п'ятирозрядного коду. Знаючи наперед, якому значенню навантаження відповідає прийнятий сигнал, можна вести постійний контроль за рівнем і швидкістю наростання ожеледі, а у разі перевищення навантаженням допустимих значень, або швидкості наростання, прийняти термінові заходи до усунення передаварійної ситуації

$$\begin{cases} L^{(i)} = \phi_3(\Delta\omega^{(i)}). \\ \Delta\omega^{(i)} = \omega_{\phi_2}^{(i)} - \omega_{p\phi}^{(i)}, \end{cases} \quad (3.9)$$

а блоки 5, 7, 18 – залежність:

$$\Delta\omega^{(i)*} = \omega_{\phi_2}^{(i)} - \omega_{p\phi}^{(i)} + \Delta\omega(\Delta I_D), \quad (3.10)$$

та

$$\begin{cases} \Delta\omega(\Delta I_D) = \begin{cases} 0, \text{ якщо } I_{\phi_2}^{(i)} < I_D, \\ k\omega\Delta I_D^{(i)}, \text{ якщо } I_{\phi_2}^{(i)} > I_D, \end{cases} \\ \Delta I_D^{(i)} = I_{\phi_2}^{(i)} - I_D \end{cases} \quad (3.11)$$

Блоки 20-24 визначають переважаючу гармоніку мережі по залежності

$$\begin{aligned} A_i &= \text{SUP}(A_1, \dots, A_n). \\ \omega_{\phi_2}^{(i)} &\Leftrightarrow A_i \end{aligned} \quad (3.12)$$

та за допомогою сумуючого блоку 25 реалізується залежність

$$I_n^{(i)} = \phi_2(L^{(i)}). \quad (3.13)$$

### 3.6. Автоматизація плавки ожеледі в електричних мережах

Ожеледо-вітрові аварії на ПЛ 6 - 10 кВ викликають близько 40 % ушкоджень. Обриви проводів відбуваються, як правило, через вплив великих навантажень від ожеледі. Крім того, фіксоване кріплення проводів до штирів ізоляторів викликає однобічний силовий вплив на опору лінії електропередачі, що приводить до її руйнувань. Аналіз

ожеледно-вітрових аварій, що виникли за останнє десятиліття в західних і південних областях республіки, показав, що обриви алюмінієвих і сталевих проводів приводять до руйнування проміжних опор ПЛ 6—10 кВ 60 % випадків [5].

При великих ожеледно-вітрових навантаженнях можливі масові руйнування опор і без обривів проводів. Важкі електромережові аварії виникають при одночасному впливі на лінію електропередачі сумарних навантажень, викликаних сильним вітром і ожеледю.

Слід зазначити, що під час ожеледно-паморозних відкладень на проводах ліній електропередачі швидкість вітру, як правило, невелика. Однак наростання ожеледі на проводи іноді триває кілька днів. За цей час погодні умови можуть змінитися – різко підвищиться швидкість вітру при одночасному зниженні температури. Такі явища викликають великі ожеледно-вітрові навантаження на елементи ліній електропередачі і супроводжуються масовим ушкодженням проводів і опор ліній практично всіх класів напруг.

Найефективнішим методом видалення ожеледно-паморозних відкладень із проводів ліній електропередачі є їхня плавка електричним струмом. Для здійснення процесу плавки ожеледі необхідно, щоб виділене тепло при протіканні струму по проводу було достатнім для досягнення температури плавлення льоду, а також покриття втрат тепла в навколишнє середовище. Тривалість плавки ожеледі залежить від сили струму, розмірів, щільності і форми ожеледно-паморозних відкладень, а також від супутніх метеорологічних умов (швидкість вітру і температура повітря).

В якості основних способів плавлення ожеледі на магістральних ділянках лінії напругою 6-10 кВ прийнято наступне: трифазне КЗ; зустрічне включення джерел з кутовим зсувом фаз напруги на  $60^{\circ}$  (ВВИ-60); зустрічне вклю-

Проте ці датчики володіють рядом недоліків, такими як складність в конструктивного виконання і недостатня надійність, викликаних великою кількістю механічних деталей, контактних вузлів і ущільнень рухомих сполучень, схильних стиратися в процесі роботи. Датчик містить також перетворювач який має чутливий елемент, в герметичному корпусі, з погляду високої надійності великий інтерес представляють безконтактні датчики, що не мають механічних елементів, що переміщуються, або переміщення їх обмежено десятими долями - одиницями міліметра.

Відомо, що наростання ожеледі до аварійних мас може здійснюватися за лічені години. Підготовка пристроїв плавки ожеледі вимагає від однієї години і більш (залежить від схеми плавки, споживача, протяжності ЛЕП і т.д.). Тому для ефективної боротьби з ожеледдю важливо два чинники:

- фіксація початку процесу обледеніння;
- достовірні і надійні реєстрації динаміки процесу обледеніння.

Невчасна і недостовірні інформація про обледеніння веде до величезних збитків.

На практиці застосовують різні методи механічного визначення ожеледі [5]. При появі обмерзання на контрольованій ділянці чутливий елемент датчика реагує на наростання ваги гірлянди з дротом (рис. 3.15).

При цьому стержень 3, жорстко пов'язаний з ними, переміщуючись вниз під впливом наростання навантаження, стискає пружину 4. Планка, жорстко пов'язана з останньою, приводить в рух шарнірно пов'язаний з нею штовхач 7, який у свою чергу через шарнір впливає на корпус 8 перетворювача переміщення в електричний сигнал, повертаючи його навколо осі кріплення 10 на кут, пропорційний переміщенню стрижня 3 і пружини 4. У цей момент кульки 11 приходять в рух і скачуються за рахунок власної ваги по дузі зчитуючого пристрою.

**Методи виявлення ожеледі.** При обмерзанні міняється цілий ряд фізичних, геометричних і інших параметрів повітряних ліній, що дозволяє виконувати датчики ожеледі, засновані на різних способах визначення появи або наявності ожеледі на дроті. Датчики реагують на зміну:

- ваги проводу;
- натягнення проводу;
- умов розповсюдження високочастотних і імпульсних сигналів [5].

#### Механічні методи.

Найбільш об'єктивним методом вимірювання льодового навантаження на проводах повітряної лінії є вимірювання ваги одного або декількох прольотів дроту повітряної лінії. Величина натягу дроту для конкретної повітряної лінії визначається навантаженнями від ожеледі і вітру, а також температурою. З погляду оцінки ступеня напруженого стану матеріалу дроту і порівняння його з гранично допустимим є доцільним контроль натягнення дроту. Проте інформація, що отримується від сигналізаторів ожеледі, зазвичай використовується не стільки для такої оцінки, скільки для управління плавкою ожеледі. Тому необхідно перш за все знати величину навантаження від обледеніння. Враховуючи також перспективу використання сигналізаторів ожеледі як елемент автоматизованої системи плавки ожеледі, слід віддати перевагу датчикам, що вимірюють вагу дроту з ожеледдю.

За наявності ожеледі на проводах повітряної лінії можуть спостерігатися помилкові спрацьовування вагових датчиків із-за короточасних навантажень, що викликаються поривами вітру. Конструктивно датчики, що оцінюють зміну ваги дроту, схожі. Їх основу складають перетворення переміщення в сигнал, який через канали телемеханіки пов'язаний з пристроєм прийому інформації на диспетчерському пункті, що сигналізує про необхідність ухвалення дій, направлених на видалення ожеледі, що утворилася.

чення джерел з кутовим зсувом на  $120^{\circ}$  та  $180^{\circ}$  (ВВИ-120, ВВИ-180).

Типові схеми плавлення ожеледі на лініях електропередачі 6-10 кВ способами зустрічного включення показані на рис. 3.12.

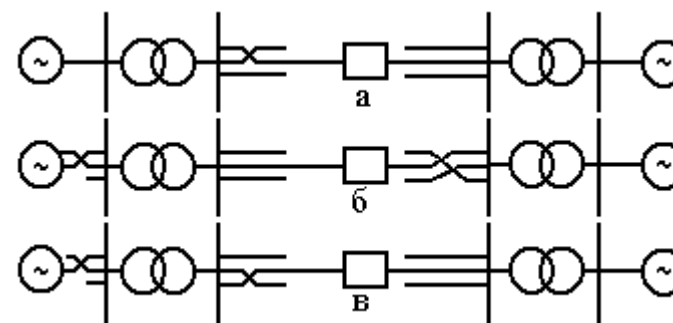


Рис. 3.12 – Схеми плавки ожеледі способом зустрічного включення джерел з кутовим зсувом ( $60^{\circ}$  а);  $120^{\circ}$  б);  $180^{\circ}$  в)

Схему плавлення ожеледі за способом зустрічного включення джерел вводять в дію з допомогою пункту АВР, що з'єднує дві лінії електропередачі при наявності живлення з обох боків. Для створення кутового зсуву  $60^{\circ}$  на одній із живлячих підстанцій проводять приєднання двох фаз А та В на стороні 110-35 кВ силового трансформатора і тих самих двох фаз на стороні 10 кВ. Для створення кутового зсуву  $120^{\circ}$  на одній із живлячих підстанцій або на пункті АВР проводять циклічне приєднання всіх трьох фаз. Наприклад, фазу А приєднують на місце фази В, фазу В на місце фази С, фазу С на місце фази А. Для створення кутового зсуву  $180^{\circ}$  на одній із живлячих підстанцій 110-35/10 замінюють місцями дві фази, наприклад А та В на стороні вищої напруги силового трансформатора та дві випереджаючі фази (В і С) на стороні нижчої напруги. Фази приєднуються завчасно.

Перевагою схем з кутовим зсувом є те, що вони не потребують значних капітальних вкладень, прості в експлуатації. Для виключення впливу кутового зсуву при планових перемиканнях в мережі напругою 6-10 кВ має бути встановлено автозаборону на вмикання вимикача пункту АВР в літній період при наявності напруги на обох лініях, що підходять до пункту АВР [2].

### 3.7. Боротьба з обледенінням ліній електропередач

**Вплив ожеледі на надійність ліній електропередачі.** Надійність пов'язана з ймовірністю утворення льоду певної товщини на проводах. Лід, що утворюється на проводах, надає додаткове механічне навантаження на дроти і опори, створює ризик руйнування лінії, небезпеку для життя людей. Тому при проектуванні розподільчих мереж не можна не враховувати вплив обледеніння на характеристики елементів мереж [5].

Аварії на повітряних лініях, як правило, мають масовий характер і приносять великі збитки. Масові аварії і відмови показали, що оптимально спроектувати лінію (звівши цей процес до розрахунку і визначення геометричних параметрів) без використання різних способів і пристроїв, що обмежують атмосферні дії, неможливо. При сильному обледенінні слід використовувати комбіновані методи - комплексні пристрої, що уповільнюють швидкість наростання ожеледі, спільно з його плавкою [5].

У практиці боротьби з обледенінням визначилися два напрями, один з яких пов'язаний із збільшенням механічної міцності повітряних ліній. Проте, враховуючи короткочасність існування великих навантажень (0,03 - 0,5 % від повного терміну експлуатації повітряних ліній), економічно виправданим слід рахувати другий напрям, що передбачає активну дію на процес обледеніння шляхом їх плавки електричним струмом підвищеного значення. Ефектив-

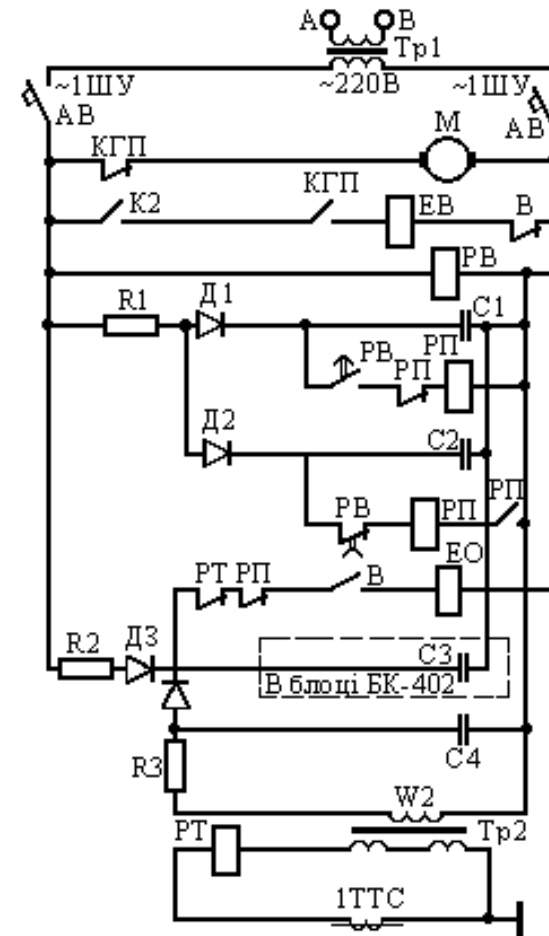


Рис. 3.14 - Схема блоку автоматики плавлення ожеледі пункту заколочування (АП-ПЗ)

Блоки автоматики плавки ожеледі можна змонтувати і налагодити силами експлуатаційного персоналу підприємств електромереж.

Наявний досвід експлуатації підтвердив високу надійність і ефективність такої схеми автоматики плавки ожеледі на лініях електропередачі напругою 6-10 кВ сільськогосподарського призначення.

го ж вимикача. У момент повторної появи напруги спрацьовує електромагніт включення вимикача і він включається. Після цього з'являється струм КЗ і починається плавка ожеледі. З появою струму спрацьовує струмове реле РТ, що розмикає своїми контактами ланцюг відключення вимикача. Оскільки при включенні вимикача на пункті ПЗ зникає напруга, то при цьому знеструмлюється реле часу РВ і з витримкою часу на відпадиння своїм контактом підготовляє ланцюг відключення вимикача.

Після закінчення плавки на живильній підстанції натискають кнопку ДО блоку АП-П. При цьому знеструмлюється реле РП2 наявне в блоці, і своїми контактами вводить у дію реле захисту лінії. Тому що по лінії тече струм КЗ, то реле захисту спрацьовують і відключають лінійний вимикач. Зникнення струму КЗ приводить до знеструмлення реле струму РТ у блоці автоматики АП-ПЗ закороченого вимикача. Від розрядного струму конденсатора СЗ спрацьовує електромагніт відключення вимикача ПЗ, і вимикач відключається. З витримкою часу АПВ включається вимикач лінії на підстанції. Відновляється живлення споживачів. На пункті ПЗ спрацьовує реле часу РВ, заряджаються конденсатори С1 – С3. Схема автоматики плавки ожеледі повторно готова до роботи.

Для підтримки в зарядженому стані конденсатора служать трансформатор Тр2 і ланцюг R3, Д4, С4.

Конструктивний пристрій автоматизації плавки ожеледі виконують у вигляді трьох панелей: лінії, що відходить, автоматики ПЗ і загально – підстанційної.

На пунктах секціонування магістралі ліній і пунктах АВР при використанні плавки по способу зустрічного включення джерел застосовується також блок АП-ПЗ, що працює аналогічно описаному вище. На пункті секціонування він використовується тільки для блокування ланцюгів релейного захисту і вимірів. З метою забезпечення чіткої роботи реле часу РВ у ланцюг його обмотки в цих випадках включають контакти реле мінімальної напруги.

ність більшою мірою визначається своєчасністю її проведення.

Крім механічної дії обледеніння збільшує загасання сигналів. Збільшення загасання сигналу обумовлене діелектричними втратами в шарі льодяного покриття, оскільки при цьому електромагнітна хвиля розповсюджується в недосконалому діелектрику, частина енергії якої йде на нагрів льоду.

Високочастотний зв'язок по лініях електропередачі набув широкого поширення, тому що: напрям повітряних ліній у багатьох випадках співпадає з напрямом необхідних каналів зв'язку; відпадає необхідність в будівництві ліній дротяного зв'язку і в їх експлуатації; надійність ліній електропередач вища за надійність повітряних дротяних ліній.

Канали високочастотного зв'язку по повітряних лініях електропередачі менше схильні до впливу обледеніння, чим канали високочастотного зв'язку по дротяних лініях зв'язку. Пояснюється це не тільки тим, що на повітряних лініях застосовуються товщі дроти, але і тим, що дроти повітряних ліній трохи нагріваються струмом промислової частоти. Нагрів проводів затрудняє обледеніння, оскільки достатньо перегріву дроту в порівнянні з температурою навколишнього повітря всього на 1 - 2 °С, як лід на проводах вже не утворюється. Тому сильно навантажені повітряні лінії менше схильні до обледеніння, чим слабо навантажені і тим більше вимкнені лінії.

Пониження температури повітря під час процесу обмерзання сприяє тривалому збереженню льоду на проводах, внаслідок чого при вітрі виникає вібрація і гойдання проводів, спостерігаються випадки їх обриву.

Великий вплив температура повітря робить на густину відкладень. Час замерзання переохолоджених крапель води різного розміру визначається температурою поверхні цього об'єкту і температурою повітря, а також розміром самих крапель. Вітер грає важливу роль у формуванні структури

відкладення. За певних умов він може сприяти злиттю дрібних крапель у великі, сприяючи розтіканню крапель по поверхні предмету, і навпаки, дробленню крупних крапель на дрібніші.

Обледеніння переважно (близько 30 %) утворюється при швидкості вітру від 2 до 4 м/с. Зерниста паморозь утворюється при швидкостях вітру в інтервалі від 1 до 8 м/с. Мокрий сніг і кристалічна паморозь найчастіше утворюються при затишші (50 - 40 %), а складні відкладення, так само як і ожеледь, найчастіше спостерігаються при швидкості вітру від 2 до 4 м/с (34%). Максимальні швидкості вітру при початку обмерзання проводів можуть досягати 15 м/с.

У таблиці 3.1 дана узагальнена характеристика метеорологічних умов виникнення обледеніння проводів.

Таблиця 3.1 - Метеорологічні умови обледеніння

Вид обмерзання	Температура повітря °С	Швидкості вітру, м/с		Атмосферні явища
		середня	макс.	
Ожеледь	0...-4	0-15	40	Мряка, дощ, туман
Зерниста паморозь	-3...-20	1-15	40	Туман, мряка
Кристалічна паморозь	-5...-30	0-3	5-7	Туман
Мокрий сніг	+1...-2	0-10	20-30	Мокрий сніг

Схема блоку автоматики плавки ожеледі АП-ПЗ на пункті закорочення (рис.3.13)

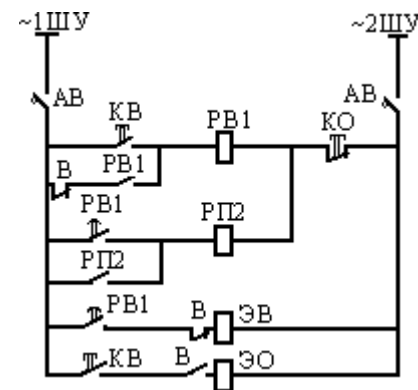


Рис. 3.13 - Схема під станційного блоку автоматики плавлення ожеледі на ПЛ 6-10 кВ (АП-П)

міститься реле часу РВ типу РВ-245 з витримкою часу на відпадиння, проміжне двохпозиційне реле РП типу РП-12, реле струму РТ типу РТ 40/5, конденсаторний блок живлення типу БК 402. Крім цього в схемі є конденсатори С1-С2 типу МБГП1 -400 ємністю 10 мкф, конденсатор С4 типу МБМ-500 ємністю 0,25 мкф, діоди Д1 - Д4 типу Д226Б; резистори R1 - R2 типу МЛТ-2 опором 1 кОм; резистор R3 типу ПЭВ-10 опором 15 кОм. В схему автоматики входять також елементи привода вимикача, що живляться трансформатори струму 1ТТС із коефіцієнтами трансформації 150/5 і трансформатор Т2, від реле типу РП-341. При зникненні напруги на фіксований час схема автомата АП-ПЗ працює наступним чином. Знеструмлюється реле часу РВ із витримкою часу меншого часу фіксованої паузи реле РВ1 на панелі автоматики АП-П, замикає свій контакт, що прослизає. Від розрядного струму конденсатора С1 спрацьовує двопозиційне реле РП, що своїми контактами підготовляє ланцюг електромагніта включення вимикача пункту ПЗ і розриває ланцюг електромагніта відключення цю-

ключення і включення головного вимикача лінії, на якій виробляється плавка, керованого блоком автоматики АП-П. Для здійснення виборчого керування пунктами ПЗ і АВР застосовують тимчасове кодування команд. Команди керування сприймаються блоками автоматики АП-ПЗ і АП-АВР, що містять спеціальні дешифратори пауз у напрузі, що виробляють сигнали на включення вимикачів цих пунктів. Команди на відключення пункту ПЗ чи АВР наприкінці плавки ожеледі виробляються шляхом створення фіксованих пауз у струмі плавки ожеледі більших, ніж тривалість максимальних пауз у командах керування на включення вимикача. Передбачені також блокування чутливих пристроїв релейного захисту і введення спеціальних пристроїв захисту на підстанціях і пунктах АВР і секціонування на період плавки ожеледі.

Схема блоку керування плавкою ожеледі на підстанції АП-П містить кнопки керування Кв та кО, реле часу РВ1 і проміжне реле РП2 з могутніми контактами для комутації токових ланцюгів пристроїв релейного захисту.

Для включення вимикача на пунктах ПЗ натискають кнопку включення плавки КВ на панелі автоматики лінії, що відходить, напругою 10 кВ. При цьому відключається лінійний вимикач, спрацьовує реле часу РВ1 типу ЭВ248, що по ланцюзі власного миттєвого контакту і блоку-контакту вимикача лінії само утримується. Контакт, що прослизає, реле РВ1 подається напруга на обмотку проміжного реле РП2 (типи ЭП-41В-51), що після спрацьовування стає на самоблокування. Контактми цього реле блокуються чутливі пристрої релейного захисту і ланцюга вимірів. Замикаючий контакт реле РВ1 з витримкою часу подає живлення на електромагніт включення ЭВ лінійного вимикача. Таким чином, у місці установки закорочуючого пункту на заданий фіксований час напруга зникає. Величина безструмової паузи розшифровується схемою автоматики АП-ПЗ.

З табл. 3.1 видно, що температурний діапазон для ожеледі і мокрого снігу строго обмежений, проте не треба забувати, що, виникнувши, ці відкладення можуть довгий час зберігатися при значно нижчих температурах. Як мінімальна розрахункова температура небезпечною для ВЛ обмерзання при функціонуванні на них пристроїв плавки ожеледі можна рекомендувати - 20°C.

Великий вплив на характер відкладень мають параметри повітряної лінії. Зокрема, висота підвішування проводів. Дані наведені в [5] показують, що при збільшенні висоти підвісу проводів від 2 до 20 метрів маса відкладень збільшується в три рази.

Наступний фактор, що визначає характер обледеніння, - закручування проводів, обумовлене «жорсткістю» проводів. Під час інтенсивних відкладень односторонній осад на жорстких дротах періодично падає під дією власної маси і вітру, не досягаючи максимально можливих значень, тоді як на одиночному дроті або тросі, унаслідок його закручування, утворюється стійка муфта, яка постійно росте протягом активної фази процесу обледеніння. На проводах, що закручуються, осад може протягом тривалого часу рости (від декількох днів до місяця і більше) і досягати дуже великих значень (10-20 кг/м і більш). На жорстких стержнях за цей час фіксується декілька процесів обледеніння з масою осаду, як правило, що не перевищує 0,5 кг/м. Таким чином, вплив закручування проводів на форму і, особливо на масу відкладення виключно великий.

Вплив діаметру проводів на обледеніння. Із збільшенням діаметру дроту  $d_{np}$  залежно від швидкості вітру маса відкладень льоду спочатку зростає, досягаючи максимуму при  $d_{np} = 3 - 8$  см, і далі поступово зменшується. Зростання виражене тим сильніше, чим більше швидкість вітру  $V$ .

Великий вплив на обледеніння ПЛ надає режим роботи енергосистеми. Дія електричного поля, що виникає навколо ланцюга ліній електропередачі високої напруги, зво-

диться в основному до того, що водяні краплі, потрапляючи в сферу його впливу, отримують наведений заряд, через що притягуються до зарядженої поверхні і осідають на ній. Сила тяжіння краплі при цьому пропорційна квадрату прикладеної напруги і обернено пропорційна кубу відстані. При протіканні струму навантаження по лінії, унаслідок виділення тепла пропорційно активному опору і квадрату струму, температура дроту підвищується. При збільшенні температури дроту вище  $+1^{\circ}\text{C}$  ожеледь на дріт не прилипає. Якщо ж льодяна муфта вже утворилася, то починається проплавлення в ній канавки шириною небагато більшою, ніж діаметр дроту. Таким чином, одним із способів боротьби з ожеледдю на ВЛ електропередачі є нагрів дроту або струмами навантаження або струмами від спеціальних установок плавки льоду.

Лід спочатку наростає з навітряного боку. При достатній жорсткості дроту, чого можна добитися за допомогою спеціальних компенсаторів, відкладення набувають більш витягнутої форми у бік аеродинамічного потоку. Відкладення такого вигляду обсіпаються у міру наростання ожеледі (при позитивній температурі дроту) або поступово припиняють збільшуватися (із-за хорошої обтічності).

При меншій жорсткості дріт закручується під дією вітру і ваги ожеледі, підставляючи при цьому чисту поверхню для утворення нової ожеледі. Нову ожеледь змінює розташування його центру тяжіння, що приводить до подальшого закручування дроту. Такий процес триває до отримання циліндрової форми (муфти) ожеледі, яка в 1,5 - 2,0 рази більша односторонньої ожеледі.

У січні 2002 р. на проводах ЛЕП «Таймиренерго» виникла зерниста віялоподібна паморозь масою  $2 \text{ г/см}^3$ , діаметром 300 мм, при цьому дроти опустилися до землі і ожеледь була видалена механічним способом, оскільки не піддавався плавці.

Інтенсивність обледеніння може бути істотно відмінною навіть в межах порівняно невеликої території. Вона

сильно зростає при збільшенні висоти місцевості над рівнем моря. У деяких місцях, зокрема в окремих районах Кавказу, є мікрокліматичні умови, сприяючі особливо інтенсивному обледенінню.

Основні підходи до проектування і будівництва нових повітряних ліній, повинні бути наступними [5]:

- застосування сталевалюмінієвих проводів з відношенням площ перетинів алюмінію до сталі рівним 1,4;
- заміна проміжних і анкерно-кутових опор на опори вищого класу напруги;
- зменшення удвічі довжини прольотів на ділянках повітряних ліній, схильних до великих льодяних навантажень, шляхом підстановки додаткових опор;
- установка внутрішньофазових розпорок-демпферів;
- установка міжфазових ізолюючих розпорок;
- застосування гірлянд ізоляторів (натяжних і підтримуючих) підвищеної міцності і надійності.

При проектуванні нових повітряних ліній необхідно правильно оцінити кліматичні умови траси повітряних ліній. Для тих ліній, які схильні до великих льодових і вітрових навантажень, але продовжують працювати без реконструкції, необхідно:

- поліпшити систему плавки ожеледі;
- забезпечити своєчасність передачі інформації про появу ожеледі.

**Схеми автоматичного керування процесом плавлення ожеледі.** Найбільший ефект може дати тільки автоматизована плавка ожеледно-паморозних відкладень. Українським відділенням ВДП і НДІ «Сільенергопроект» розроблена і рекомендується до застосування типова схема автоматизації ведення плавки ожеледі, у якій команди на включення кожного з пунктів закорочування ПЗ чи АВР виробляються шляхом формування фіксованих для кожного керованого об'єкта сигналів у виді пауз у напрузі мережі 10 кв і розшифровки цих же сигналів на відповідних пунктах ПЗ і АВР. Ці паузи виробляються за допомогою від-



включення лінії, автоматичного виділення пошкодженої ділянки, автоматичного відновлення живлення на непошкоджених ділянках мережі, автоматичного збору інформації про параметри режимів мережі, інтеграцію в системи телемеханіки.

До складу реклоузера входять захист струму від міжфазних коротких замикань, захист від замикань на землю, захист мінімальної напруги, а також автомата повторного включення, введення резерву й автомата частотного розвантаження лінії. Додатково реклоузер дозволяє проводити відбудову від пускових струмів двигунів, а також передбачає можливість введення режиму «робота на лінії» при проведенні робіт без зняття напруги. Захист і автоматика реклоузера розроблялися спеціально для цілей автоматизації повітряних розподільних мереж і тому мають можливість роздільного введення або виведення ступенів захисту і координацію послідовності зон в циклах АПВ. Це дозволяє реалізувати різноманітні алгоритми роботи апаратів у мережі, погоджувати велике число захисних апаратів без збільшення витримки часу на головних ділянках.

У лютому 2004 р. фахівцями ООО «РК Тавріда Електрик» спільно з ОАО «Белгороденерго» [5] в результаті реалізації пілотного проекту була створена мережа, що складається з двох фідерів напругою 10 кВ, як показано на рис.3.19.

. Загальна протяжність фідерів по магістралі складає 26км., а з урахуванням відгалужень від мережі - 36 км. Центрами живлення є дві підстанції напругою 35/10кВ. Всього в мережі було встановлено три реклоузери РВА/TEL-10-16/630 У1, два з яких виконували функцію пунктів секціонування, а один - пункту мережевого резервування (АВР). Для захисту відгалужень від мережі використовувалися відстрілюючі запобіжники типу ПРВТ виробництва ЗАТ «ЗЕТО» (р. Великий Лука).

Проте цей давач володіє поряд недоліків, такими як можливість підтікання залитої в корпус морозостійкої рідини (масла), складність виробництва і ремонту (необхідно зливати масло), наявність механічних елементів.

У давачі рис. 3.15, що містить гідроциліндр і поршень з двостороннім штоком, поршень виконаний принаймні з двома порожнинами, в яких розташовані клапани робочого і зворотнього ходу. Досягши розрахункового зусилля, відповідного наперед вибраній уставці відбувається відкриття клапанів до повного відкриття каналів для проходу робочої рідини у верхню порожнину гідроциліндра. Поршень під дією корисного навантаження дроту з ожеледдю, долаючи опір поворотної пружини і витісняючи робочу рідину у верхню порожнину гідроциліндра, здійснює робочий хід і видає сигнал про виникнення передаварійної ситуації за допомогою пристрою телесигналізації на пульт диспетчера

Недоліки: складність конструктивного виконання і недостатня надійність, викликані великою кількістю механічних деталей, контактних вузлів і ущільнень рухомих з'єднань, схильних стиратися в процесі роботи.

### **Фізичні методи**

**Оптичний давач.** Давач виконаний у вигляді трубки з прозорого матеріалу, наприклад скла, на поверхню якої нанесено напівпрозоре дзеркальне металізоване покриття. Всередину цієї трубки запаюється випромінювач світла і фотоприймач.

При появі відкладень на поверхні трубки зростає здатність відзеркалення внутрішньої поверхні трубки, що приводить до збільшення освітленості фотоприймача, збільшення сигналу на виході фотоприймача і підсилювача. Блок відображення інформації інформує про початок обледеніння.

Розміщення випромінювача світла і фотоприймача усередині прозорої трубки з напівпрозорим металізованим

покриттям дозволяє забезпечити їх герметизацію і виключити вплив сторонніх факторів на роботу пристрою,

Недоліки: складність конструкції, можливість помилкового спрацювання при запыленні поверхні трубки

**Радіоактивний давач.** Давач дозволяє визначити масу льодяних відкладень по ступеню поглинання радіоактивного випромінювання (рис. 3.15, б).

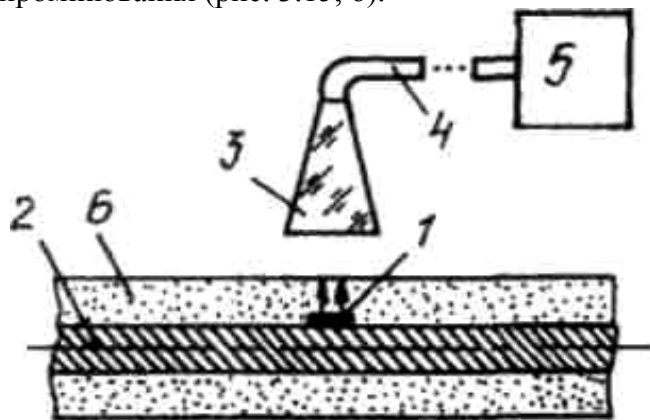


Рис. 3.15, б - Пристрій для контролю маси льодяних відкладень

- 1 - джерело радіоактивного випромінювання,
- 2 - дріт, 3 - сцинтилятор, 4 - світлопровід,
- 5 - фотоприймальний блок

Джерело радіоактивного випромінювання 1, закріплене на високовольтному дроті, просвічує шар відкладень 6. Потік радіоактивного випромінювання сприймається сцинтилятором 3. Світлові спалахи, що виникають в матеріалі сцинтилятора, кількість яких пропорційно кількості радіоактивних частинок, що впливають на нього, поступають в світлопровід 4 і сприймаються за допомогою фотоприймального блоку 5, який реєструє середню частоту проходження світлових спалахів.

Недоліком давача є наявність джерела радіоактивного випромінювання.

Значну частину часу усунення пошкоджень лінії складає процес відшукування місця пошкодження. Тому прискорення пошуку дозволяє значно скоротити аварійний недовідпуск електроенергії, що викликає значні фінансові втрати для підприємств електропостачання.

Діагностика електроенергетичних систем і електроустаткування сьогодні стає актуальним завданням у зв'язку з їх зношеністю і перевищенням гарантованих термінів експлуатації.

У цьому розділі приділяється увага новітнім методам діагностики, до яких відносяться використання комплексних засобів автоматичного контролю стану електроліній, так званих реклоузерів, використання засобів локаційного зондування кабельних і повітряних ліній електропередачі, а також застосування засобів тестування електроліній за допомогою спеціальних сигналів.

Виявлення пошкоджень електроліній за допомогою реклоузера.

Для розподільних мереж напругою 6-10 кВ актуальна проблема підвищення надійності електропостачання шляхом автоматичного контролю стану електроліній. Для цього можна використовувати ту ж апаратуру, яка застосовується на лініях електропередачі напругою 35 кВ.

Сьогодні з'явилися засоби комплексної автоматизації розподільних мереж - реклоузери. Реклоузер - це пункт автоматичного секціонування повітряних розподільних мереж стовпового виконання, який об'єднує в собі вакуумний комутаційний модуль з вбудованими вимірювальними датчиками струму і напруги, автономну систему оперативного живлення, мікропроцесорну систему релейного захисту й автоматики, систему портів для підключення пристроїв телемеханіки, програмне забезпечення [6, 7].

За допомогою реклоузера можна вирішувати задачі оперативного перемикання в розподільній мережі (місцева і дистанційна реконфігурація мережі), автоматичного відключення пошкодженої ділянки, автоматичного повторного

Таблиця 3.3 - Технічні характеристики АПКЕ-1

Кількість вхідних аналогових каналів з них:	8
каналів для введення напруги для підключення датчиків струму	4 4
Частота дискретизації в каналі при використанні восьми каналів (частота дискретизації збільшується при зменшенні числа каналів), Гц	10000
Розрядність АЦП	16
Основна приведена похибка реєстрації аналогових каналів %, не більш	0,4
Максимальний реєстрований струм, А	10
Максимальна реєстрована напруга, В	500
Споживана потужність, Вт, не більш	65
Маса приладу, кг, не більш	10
Номінальний діапазон напруги живлення приладу, В	~85..264= =120..370
Номінальний діапазон частот напруги живлення приладу, Гц	47..440
Габаритні розміри, мм блок електроніки виносний модуль вимірювання струму	144x245x27880x179x205
Вірогідність безвідмовної роботи приладу, не менше	0,95
Напрацювання на відмову, не менше, год	50000
Термін служби приладу, років	10
Міжперевірочний інтервал, років	2

**Локаційні методи**

Метод локаційного зондування полягає в подачі імпульсного сигналу в контрольовану лінію і визначенні сумарного часу, витраченого на його розповсюдження уздовж дроту в прямому і зворотному напрямі після віддзеркалення від кінця лінії або ВЧ загороджувача. Даний метод дозволяє визначити наявність льодових утворень на проводах ліній електропередачі і їх величину шляхом порівняння часу розповсюдження сигналів і амплітуд відбитих сигналів за наявності і відсутності утворень. Зниження швидкості розповсюдження і амплітуди імпульсного сигналу викликане тим, що всі види утворень на проводах є неоднорідним діелектриком, унаслідок чого вони зменшують швидкість розповсюдження імпульсного сигналу уздовж лінії і викликають додаткові загасання передаваного сигналу. Загасання обумовлені діелектричними втратами енергії електромагнітної хвилі, що викликають нагріваючи шару покриття. Тому при збільшенні довжини льодових відкладень на лінії і товщини, швидкість розповсюдження імпульсу знижується, а загасання, погіршують якість сигналів, викликають збільшення перешкод в каналі зв'язку.

Як сказано вище, існує два параметри, по зміні яких можна судити про наявність утворень на проводах, - це зниження швидкості і амплітуди передаваного сигналу. З цієї причини розрізняють два методи локаційного зондування: метод локаційного виявлення ожеледі по загасанню і по затримці сигналу - що визначають наявність відкладень по зміні одного з двох параметрів.

Недоліком такого способу є неможливість відрізнити наявність невеликої за розмірами ожеледі на великій довжині повітряної лінії від небезпечної концентрації льоду в окремих її прольотах. Крім того, загасання, хоч і у меншій мірі, збільшується при дощі, тумані і снігопаді.

При льодових утвореннях з товщиною стінки 10см опір повітряній лінії з дротом АС-120 знижується приблизно з 460 до 300 Ом. Пов'язану з ожеледдю зміну хвилево-

го опору повітряній лінії викликає часткове віддзеркалення високочастотного або імпульсного сигналу від меж обмерзання, що може бути зафіксоване відповідною апаратурою. У відомих пристроях фіксуються імпульси, відбиті від ближньої межі зони обмерзання. Але фіксація таких відбитих імпульсів істотно утруднена або навіть неможлива при плавній зміні розмірів відкладення уздовж повітряної лінії, а також у тому випадку, коли повітряна лінія рівномірно покрита ожеледдю по всій довжині. Найважливішою перевагою способів сигналізації ожеледі, заснованих на зміні умов проходження високочастотних і імпульсних сигналів, є те, що, вся апаратура розташована на підстанціях і передачі яких-небудь сигналів від пристроїв, встановлених на повітряній лінії, не вимагається. Ця перевага дозволяє чекати активної розробки і впровадження в практику подібних пристроїв.

**Давач з контрольною ділянкою.** Лінія містить фазний дріт 1 з контрольною ділянкою 2, виконаним дротом з питомим погонним опором, що перевищує питомий опір дроту 1 (рис. 3.16).

Спочатку обледеніння дріт 1 почне покриватися ожеледдю, що приведе до зміни його високочастотних (імпульсних) характеристик. На ділянці 2 за рахунок більшого підігріву робочим струмом лінії електропередачі ожеледь утворюватися не буде, і його високочастотні характеристики залишаться практично незмінними.

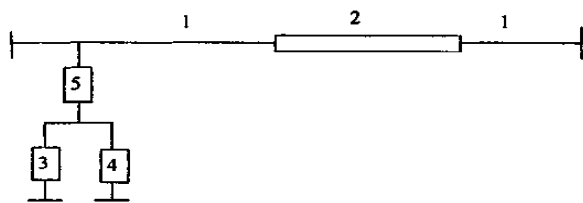


Рис. 3.16 - ЛЕП з пристроєм контролю льодового навантаження

- частота спадів напруги  $F_n$ ;
- тривалість тимчасового перенапруження  $\Delta t_{пер}$  и.
- Визначає такі тимчасові характеристики:
- відносний час перевищення ( $T_1$ ) нормальних допустимих значень ПКЕ;
- відносний час перевищення ( $T_2$ ) граничний допустимих значень ПКЕ;
  - час початку вимірювань і астрономічний час.

Розраховує наступні параметри електричної енергії, використовувані при проведенні аналізу якості електричної енергії:

- середньоквадратичне значення напруги і струмів;
- повна, активна і реактивна потужності  $S, P, Q$ ;
- фазові кути між напругою і струмами однойменних гармонік;
- електроенергію (активну і реактивну).

Відомо, що істотна частина збоїв і неполадок сучасного виробничого устаткування, систем контролю, автоматики і управління пов'язана з відхиленнями як живляча електроенергія. Причому, подібні збої, відмови і поломки можуть виглядати як «безпричинні», а отже – такі, які не можна попередити. Слід зазначити, що засоби стабілізації, безперебійного, резервного живлення, по-перше, не завжди є 100 % гарантією від неполадок, а найголовніше - не дають повного уявлення про причину позаштатних ситуацій.

Основною перевагою АПКЕ-1 перед традиційними засобами вимірювання є можливість з високою точністю автоматично і безперервно, протягом необмеженого проміжку часу вимірювати й аналізувати широкий спектр показників якості електроенергії. Вся отримана інформація зберігається у цифровому вигляді і може виводитися на АРМ в режимі реального часу.

Технічні характеристики АПКЕ-1 наведені в табл. 3.3.

номному режимі, так і у складі інформаційно-вимірювальних систем або АСКОЕ.

Прилад автоматично контролює основні показники якості електроенергії (ПКЕ) і зіставляє з нормативними значеннями, що дозволяє безперервно відстежувати відхилення від нормативних параметрів, а отже - запобігти аварійним ситуаціям та істотно скоротити експлуатаційні витрати на устаткування, забезпечивши його працездатність, надійність і довговічність [6, 7].

АПКЕ-1 є модульним IBM PC - сумісний апаратний-програмний комплекс, що здійснює в режимі реального часу збір, статистичну обробку, аналіз, відображення, архівацію, зберігання і передачу вимірювальної інформації по інтерфейсах Ithernet і RS-232.

АПКЕ-1 дозволяє обчислювати і реєструвати такі показники якості електроенергії ГОСТ 13109-97 «Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення»:

- сталі відхилення напруги  $\delta U_Y$ ;
- розмах зміни напруги  $\delta U_t$ ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги  $K$  и ;
- коефіцієнт n-ой гармонійної складової напруги  $K_{ип}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруги по зворотній послідовності  $K_{и2}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій послідовності  $K_{и0}$ ;
- відхилення частоти  $\Delta f$ ;
- тривалість спаду напруги  $\Delta t_n$ ;
- коефіцієнт тимчасового перенапруження  $K_{пер u}$
- Визначає такі допоміжні параметри електричної енергії:
- частоту повторення змін напруги  $F_{\delta u t}$ ;
- інтервал між змінами електроенергії  $\Delta t_i + 1$ ;
- глибину спаду напруги  $\delta U_n$ ;

*1 - фазний дріт, 2 - контрольна ділянка, 3 - генератор імпульсів, 4 - аналізатор відбитих імпульсів, 5 - фільтр приєднання*

Наявність різниці високочастотних характеристик дроту лінії електропередачі на ділянках 1 і 2 може бути визначено при локації лінії імпульсами від генератора 3 через фільтр 5 приєднання за допомогою аналізатора 4 відбитих імпульсів.

Недолік: необхідність установки дроту з високим питомим погонним опором, який привносить додаткові втрати електроенергії.

**Давач, який фіксує напруженість електромагнітного поля.** Спосіб виявлення ожеледі на проводах ліній електропередач полягає в тому, що фіксують напруженість електромагнітного поля поблизу дроту. З метою підвищення надійності виявлення обледеніння, напруженість електромагнітного поля фіксують в у точці льодової муфти і в точці, що знаходиться за межами муфти. Про наявність обледеніння, судять по зміні різниці зміряних напруг. Сигнал блоку порівняння поступає на блок сигналізації, де він посилюється і приводить до спрацьовування реального пристрою.

Використання винаходу дозволить виключити помилкові виявлення ожеледі на проводах повітряних ліній електропередач, що приведе до усунення помилкових плавок і зменшення зносу устаткування в електричних мережах.

Давач затримки сигналу між ВЧ загороджувачами . До дроту 1 лінії електропередачі (рис. 3.17) через конденсатор зв'язку 2 і фільтр приєднання 3 підключені генератор високочастотних імпульсів 4 і приймач-аналізатор високочастотних імпульсів 5.

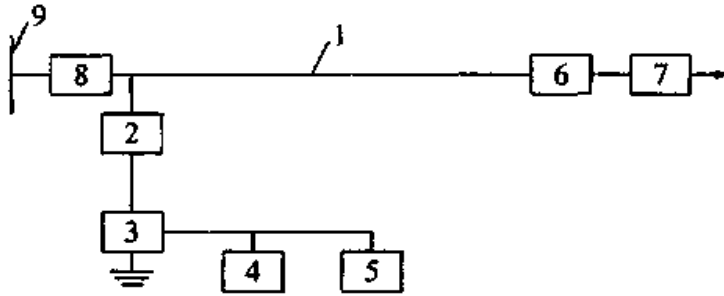


Рис. 3.17 - Давач льодяних відкладень

1 - дрiт лiнii електропередачi; 2 - конденсатор зв'язку;  
3 - фiльтр приєднання; 4 - генератор високочастотних iмпульсiв; 5 - приймач-аналiзатор високочастотних iмпульсiв; 6, 7, 8 - ВЧ загороджувачi; 9 - шини пiдстанцii

Небезпечна дiлянка лiнii обмежена високочастотними загороджувачами 6 i 7, вiдстань мiж якими вибирається рiвною чвертi довжини хвилi високочастотного iмпульсу, або що вiдрiзняється вiд неї на цiле число пiвхвиль. Загороджувач 8 служить для запобiгання проходженню iмпульсiв на лiнii пiдстанцii 9. При настройцi високочастотних загороджувачiв 6 i 8 посланий високочастотний iмпульс уздовж такої лiнii електропередачi частково вiдiб'ється вiд загороджувачiв 6 i 7, i у загороджувача 6 з боку джерела iмпульсiв вiдбудеться iнтерференцiя iмпульсiв, вiдбитих вiд загороджувачiв 6 i 7. Вiдбитi iмпульси за вiдсутностi ожеледi на контрольованiй дiлянцi в результатi iнтерференцiї взаємно знищуються, i приймач-аналiзатор 5 сприйме вiдбитий iмпульс, тривалiсть якого рiвна часу проходження прямого iмпульсу вiд загороджувача 6 до загороджувача 7 i назад. У разi утворення ожеледi на дiлянцi мiж загороджувачами 6 i 7 унаслiдок збiльшення загасання вiдбитi iмпульси при iнтерференцiї не знищуються i приймач-аналiзатор 5 сприйме вiдбитий iмпульс, за тривалiстю рiвний прямому. Виконання запропонованої лiнii електропе-

- тривалiсть подii з точнiстю 0,01 с;
- максимальна, мiнiмальна i середня напруга впродовж подii;
- напруга безпосередньо перед настанням подii. Інформацiя записується у внутрiшню пам'ять приладу в файловому форматi у файлах таких типiв:
  - \*.STD - файл безперервної реєстрацii параметрiв, перерахованих в табл. 3.1;
  - \*.EVQ - файл реєстрацii подii порушення якостi електроенергii;
  - \*.EVE - допомiжний файл реєстрацii подii, пов'язаних з роботою приладу: вклучення/вiдклучення, змiни конфiгурацii та iн.

Об'єм пам'ятi 1 Мбайт достатнiй для безперервного запису параметрiв кожнi 10 хв. протягом 50 дiб i реєстрацii 10000 подii порушення якостi.

Збереженi файли можуть бути зчитанi в персональний комп'ютер через iнтерфейси RS232 або RS485. Програмне забезпечення, що додається, здiйснює обмiн iнформацiєю i налаштування приладу. Данi можуть бути представленi в табличному i графiчному видах, збереженi на дисках комп'ютера, експортованi у формати, що сприймаються Microsoft EXCEL i iншими поширеними програмами.

Аналiзатор є щитовим приладом з розмiром панелi 144x144 мм. На лицьовiй панелi розташованi 3 свiтлодiодних iндикатори i 4 кнопки управлiння. Роз'єми для пiдключення до мережi i комп'ютера знаходяться на заднiй панелi. Пам'ять для зберiгання даних i настройок приладу пiдтримується внутрiшньою лiтiєвою батареєю [5-7].

#### Аналiзатор якостi електричної енергii АПКЕ-1.

АПКЕ-1 призначений для автоматизацii вимiрювань i реєстрацii параметрiв якостi електричної енергii в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змiнного трифазного й однофазного струму частотою 50 Гц i напругою вiд 0,38 до 750 кВ. Працює як в авто-

- провал напруги до рівня від 1% до 90% від номіналу тривалістю від 0,01 с до 1 хв.;

- короточасне перенапруження – різке зростання напруги понад 110% від номіналу тривалістю від 0,01с до 1хв.

Відбувається безперервне вимірювання параметрів відповідно до табл. 3.2.

Таблиця 3.2 - Параметри, вимірювані безперервно аналізатором SVM-Q

Параметр	<sup>1</sup> Середнє			<sup>1</sup> Максимум			<sup>1</sup> Мінімум		
	Фаза 1	Фаза 2	Фаза 3	Фаза 1	Фаза 2	Фаза 3	Фаза 1	Фаза 2	Фаза 3
Напруга	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Частота	+			+			+		
<sup>2</sup> КСС	+	+	+						
<sup>3</sup> Гармоніки	+	+	+						

Примітки:

<sup>1</sup>Середнє, максимальне і мінімальне значення обчислюються за кожен період запису, тривалість якого встановлюється користувачем в межах від 1 до 4 годин.

<sup>2</sup>КСС - коефіцієнт спотворення синусоїдальності (сумарний коефіцієнт гармонік).

<sup>3</sup>Записується склад гармонік від 1 до 30 порядку.

Кожний з вимірюваних параметрів може відображатися на індикаторах приладу (на 3-х індикаторах відображаються 3 параметри за вибором) і періодично записуватися у внутрішню пам'ять.

При порушенні якості електроенергії кожна подія фіксується такими параметрами, записуваними у внутрішню пам'ять:

- тип порушення якості - переривання, провал або перенапруження (див. вище);
- час початку події з точністю до 0,01 с;

редачі не представляє практичних труднощів, оскільки для її виконання потрібне тільки стандартне устаткування.

За наявності обледеніння, (рис. 3.18) на виділеному прольоті 3 стріла провисання  $h'_c$  за рахунок установки додаткової опори 4 у фазних проводів (принаймні одного) буде менше на задану наперед розраховану величину, чим стріла провисання проводів  $h_c$  решти прольотів лінії. Також зменшена стріла провисання  $h'_c$  в прольоті 3 за наявності льодового навантаження вийде і при виконанні принаймні одного з фазних дротів вказаного прольоту підвищеної механічної міцності.

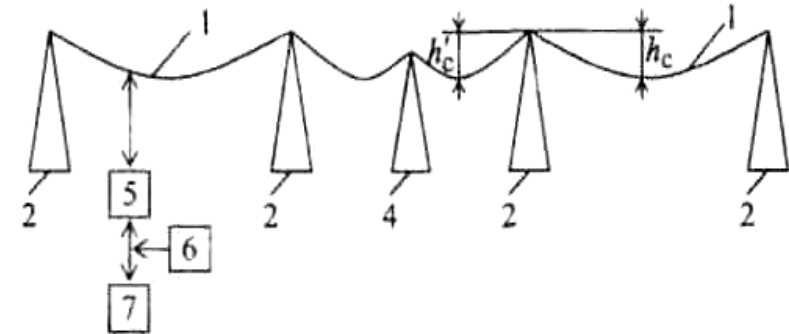


Рис. 3.18 - ЛЕП з давачем льодяних відкладень, покритих льодом

1 – дріт; 2 – опора; 3 - проліт в небезпечній зоні; 4 - додаткова проміжна опора; 5 - система приєднання; 6 - генератор зондуючих імпульсів; 7 - аналізатор імпульсів.

Чим більше льодові навантаження, тим більше відрізняються стріли провисання на решті прольотів лінії від стріли провисання на укріплених прольотах.

Відбиті від неоднорідності хвильового опору зондуючі імпульси повертаються до початку лінії і через систему 5 приєднання поступають в аналізатор 7 імпульсів і, отже,

можна точно судити про наявність обледеніння, саме на цій ділянці.

Недоліки сигналізатора: складність конструктивного виконання додаткових опор так, щоб стріла провисання дроту на контрольній ділянці за відсутності ожеледі відповідала стрілі провисання сусідніх прольотів, оскільки довжина дроту у великій мірі залежить від температури дроту.

В даний час відома величезна кількість датчиків виявлення обледеніння. Тут розглянуті тільки окремі приклади. Найбільш перспективними є локаційні датчики, оскільки вони не вимагають для передачі інформації про наявність обледеніння, спеціального телемеханічного зв'язного каналу, апаратура зондування допускає високий ступінь автоматизації.

### 3.8. Вимірювачі показників якості електричної енергії

Парк вимірювачів і аналізаторів показників якості електричної енергії достатньо широкий. Нижче розглядаються як приклад два прості вимірювачі з обмеженими можливостями і два аналізатори, один з яких призначений для низької напруги (220/380 В), другий для високої (0,38 - 750 кВ).

Вимірювач РЕСУРС-UF2. Прилад РЕСУРС-UF2 забезпечує вимірювання показників якості електричної енергії згідно ГОСТ 13109-97, а також електроенергетичних величин одно і трьохфазних електричних мереж.

Особливості застосування:

- гнучке налаштування реєстрації змінених величин;
- простота підключення;
- режим роботи з двома трансформаторами струму;
- лічильник електроенергії класу 0.5S;
- відображення всіх даних на вбудованому індикаторі;
- розвинені інтерфейси передачі даних RS-232, RS-485;
- підтримка телефонних і радіомодемів;
- можливість підключення до АСКУЕ;

- відкритий протокол обміну;
- широкий діапазон напруги електроживлення від 85 до 265 В;
- можливість електроживлення від контрольованої мережі;
- діапазон робочої температури від -20 до +55 °С.

Вимірювач РЕСУРС-UF2М (РЕСУРС-UF2С).

Прилад РЕСУРС-UF2М (РЕСУРС-UF2С) призначений для вимірювання показників якості електричної енергії згідно з ГОСТ 13109-97 і широкого спектра електроенергетичних величин: характеристик сигналів основної частоти і п-них (до 40-ої) гармонійних складових.

Особливості застосування:

- забезпечує вимірювання і аналіз ПKE;
- є зразковим лічильником електроенергії;
- забезпечує перевірку лічильників електроенергії класу 0,5 і менш точних на місці експлуатації;
- є єдиним приладом, що має струмовимірювальні кліщі з класом точності не більше 0,3;
- забезпечує реєстрацію вимірюваних величин;
- володіє глибиною зберігання даних, що налаштовується (від 7 діб для всіх характеристик до 3 місяців для ПKE);
- забезпечує реєстрацію сигналів при провалах і перенапруженнях, графіків законів розподілу результатів вимірювань ПKE.

Трифазний аналізатор якості енергії SVM-Q. Здійснюється реєстрація таких параметрів якості електроенергії у трифазних 3-х або 4-х дротяних мережах 220/380:

- відхилення напруги від номінального значення;
- гармонійні спотворення напруги;
- переривання подачі електроенергії, різке падіння напруги нижче 1% від номінального значення тривалістю від 0,01 с до 1 хв.;



місця приєднання обмоток трансформаторів до лінії створюють режим, близький до режиму холостого ходу.

Підключення відгалуження до лінії можна розглядати не тільки як приєднання навантаження місткості, як це було описано вище, але як і паралельне приєднання відгалуження з хвильовим опором, що зменшує загальний хвильовий опір у місці приєднання. Тому слід чекати, що імпульс, відображений від місця приєднання відгалуження, буде завжди негативним, згідно з положенням, розглянутим вище.

У місці під'єднання відгалуження результуючий хвильовий опір зменшується удвічі (паралельне з'єднання однакових опорів лінії і відгалуження). У місці відгалуження виникає негативний відображений імпульс, а заломлений імпульс, що проходить далі по лінії, має позитивну полярність. Відгалуження вносять істотні загасання в лінію, а виниклі відображені імпульси ускладнюють рефлектограму.

На рис. 3.30 і 3.31 представлені рефлектограми ліній з одним і двома відгалуженнями відповідно. Як лінії використовувався кабель РК 75-9-12, кінці відгалужень і ліній розімкнені. Зондуєчий імпульс А мав тривалість  $\tau = 0,027$  мкс. На малюнках розміри ліній і відповідні їм рефлектограми приведені в одному масштабі.

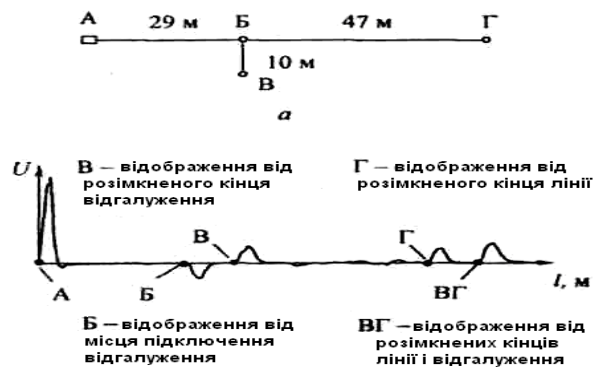


Рис. 3.30- Схема лінії з одним відгалуженням  
З рефлекторами, рис. 3.31

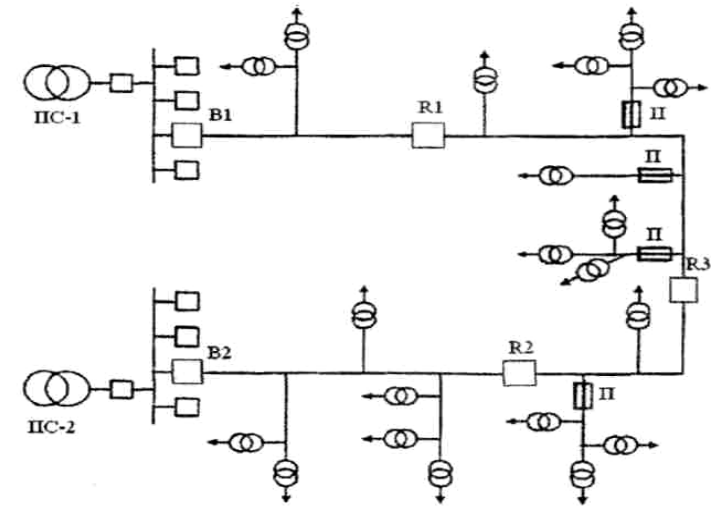


Рис. 3.19 - Схема експериментальної розподільної мережі напругою 10 кВ, обладнаною реклоузерами

де В1, В2 - вакуумні вимикачі на підстанціях; R1, R2 - реклоузери як пункти секціонування в мережі з двостороннім живленням; R3 - реклоузер, встановлений як пункт АВР; П - запобіжники на відгалуженнях

З метою забезпечення можливості дистанційного керування апаратами, встановленими у мережі, реклоузери були підключені до існуючої системи телемеханіки КОМПАС 1.1. Для передачі інформації був вибраний радіозв'язок з установкою в шафу управління реклоузером радіомодему і розміщенням радіоантени на опорі повітряної лінії. Реалізована схема автоматизації мережі за допомогою реклоузерів дозволяє виділяти пошкоджені ділянки лінії за лічені секунди (раніше на цю операцію було потрібно близько 5 годин), що значно скорочує простій трансформаторної потужності і недовідпуск електричної енергії споживачам. Крім того, забезпечується можливість дистанційної реконфігурації топології мережі, автоматичного збору інформації про параметри режимів її роботи і встановленого устаткування.

Важливу роль у забезпеченні безперебійної роботи розподільних мереж відіграють системи телемеханіки, якими передається оперативна інформація про їх стан.

### 3.9. Діагностика електроліній локаційним методом

Для визначення місця пошкодження лінії електропередачі застосовуються дистанційні і топографічні методи. За допомогою перших визначають зону, в межах якої є пошкодження, за допомогою інших усередині зони знаходять точне місце пошкодження, що у край необхідне для підземних кабелів.

Серед багатьох методів найцікавіший локаційний метод, який є дистанційним (зондування лінії з однієї точки без її обходу), оперативним (швидкодія обчислюється мікросекундами), універсальним (визначаються короткі замикання і обриви проводів, неоднорідності лінії, зменшення і зміни виду навантажень).

Електролінії і комунікаційні лінії можуть мати лінійну або деревоподібну топологію. Діагностика локаційними методами лінійних структур або окремих лінійних ділянок деревоподібних структур сьогодні не становить великих технічних труднощів [5].

Значно складніше виконати діагностику стану деревоподібних структур, де кожне місце приєднання відгалуження до основної лінії є неоднорідністю лінії, оскільки тут хвильовий опір  $r$  лінії відхиляється від свого середнього значення. Ці неоднорідності породжують багатократні віддзеркалення зондуючого імпульсу. До неоднорідностей лінії відносяться також місця обривів і коротких замикань проводів, місця з кабельними вставками в повітряних лініях і муфтами в кабельних лініях, місця зі струмовими витокami по забруднених ізоляторах у повітряних лініях і за рахунок погіршення ізоляції в кабельних лініях, місця транспозиції і зближення проводів і т.д. Картина відображених імпульсів напруги при локаційному зондуванні, що

но перевищує значення 300 мкГн, при якому, відповідно до рис. 5.9 і 5.10 імпульс стає в основному позитивним.

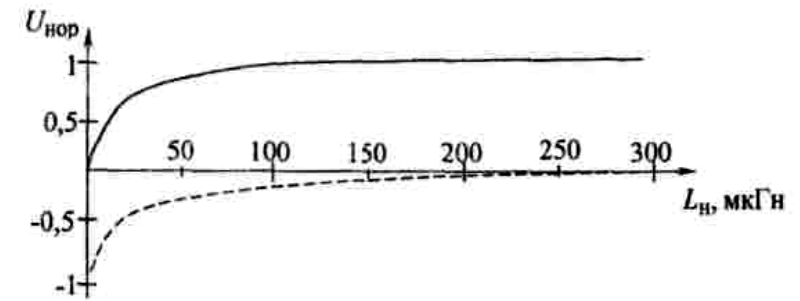


Рис. 3.29 - Графік зміни нормованих амплітуд  $U_{нор}$  позитивної (—) і негативної (.....) частин відображеного імпульсу зі збільшенням індуктивного навантаження  $L_n$  для кабельної лінії при оптимальній тривалості імпульсу  $\tau = 0,1$  мкс

За допомогою приладу РЕЙС-105Р були виконані дослідження реакції реальних трансформаторів напруги різної потужності в ремонтному цеху Приволзьких електричних мереж. Було встановлено, що полярність відображеного імпульсу не змінюється, проте зі збільшенням потужності трансформатора простежується тенденція зменшення амплітуди імпульсу. Такі ж результати були отримані при імпульсному зондуванні трансформаторів напруги трансформаторних пунктів розподільних мереж, що діяли.

Таким чином, завдяки великій індуктивності обмоток трансформаторів розподільних мереж, вимірюваній одиницями і десятками мілігенрі, що зондує імпульс рефлектометра, відбивається від них без зміни полярності, але з амплітудою, декілька меншою, ніж у разі обриву проводів (холостого ходу) на місці підключеної обмотки. Зі збільшенням потужності трансформатора і зменшенням індуктивності його обмотки амплітуда відображеного імпульсу зменшується. При розпізнаванні рефлектограм можна вважати, що

пульсів при зміні індуктивного навантаження відбувається так само, як і при зміні навантаження місткості, але тільки в зворотній полярності.

Згідно з рис.3.27, при величині індуктивності більше  $L_H=300$  мкГн позитивна частина відображеного імпульсу превалює, тобто на кінці лінії встановлюється режим, близький до холостого ходу.

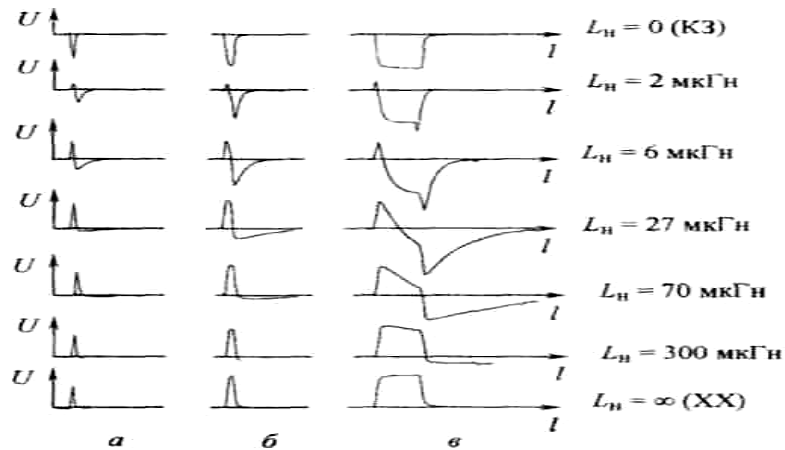


Рис. 3.27 - Залежність форми відображених імпульсів від зміни величини індуктивного навантаження  $L_H$  на кінці кабельної лінії при тривалості зонduючого імпульсу х а- 0,05 мкс, б-0,1 мкс, в - 0,5 мкс

Графіки зміни нормованих амплітуд  $U_{нор}$  частин відображеного імпульсу оптимальної тривалості ( $\tau = 0,1$  мкс) при збільшенні індуктивного навантаження  $L_H$  кабельної лінії представлені на рис. 3.29.

Були виконані розрахунки величин індуктивностей обмоток трансформаторів напруги (мазки ТМ, ТМН, ТРДН) різної потужності, призначених для роботи в мережах напругою 6-35 кВ. Згідно з розрахунками, найменша величина індуктивності обмоток трансформаторів  $L_{тр}$ , незалежно від вищої напруги трансформатора, складає 3 мГн, що знач-

називається рефлектограмою, в цьому випадку стає дуже складною, оскільки вона є сумою багато разів відображених імпульсів з різними полярностями, амплітудами і тривалістю.

Контроль працездатності електролінії зводиться до своєчасного виявлення виниклих в ній пошкоджень. Це можуть бути короткі замикання і обриви проводів. При локаційному моніторингу лінійних проводів імпульси напруги, відображена від місць короткого замикання і обривів, на рефлектограмах виявляються упевнено й однозначно.

Але при локаційному зондуванні електроліній з деревовидною топологією на рефлектограмах разом з імпульсами, що свідчать про аварію, присутні імпульси, відображені від місць приєднання відгалужень, від їх кінців, від кабельних вставок, муфт і інших неоднорідностей лінії. Виділити імпульси, відповідні пошкодженням, серед цієї маси відображених імпульсів - це дуже складне завдання. Вирішити цю задачу можна тільки в тому випадку, якщо знати імпульсну реакцію і закономірності її зміни для кожної неоднорідності лінії. Тому необхідно встановити діагностичні ознаки неоднорідностей, які присутні в реальних електролініях з деревоподібною топологією, і виявити можливу трансформацію форми імпульсів напруги, відображених від цих неоднорідностей.

Лінії електропередачі і зв'язку завжди закінчуються навантаженням. У нормальному режимі в лініях електропередачі навантаженням є первинні обмотки трансформаторів підстанцій, а в лініях зв'язку – обмотки погоджувачих трансформаторів, або вхідні опори приймальних підсилювальних пристроїв.

У разі виникнення аварійних ситуацій навантаженням лінії може стати опір, рівний нулю (у разі короткого замикання) або рівне нескінченності (у разі обриву лінії), або рівне деякому значенню, відмінному від хвильового опору (у разі погіршення ізоляції). Навантаження ліній і неодно-

рідності в лініях можуть бути активними або реактивними. Вищеперелічені види навантажень і неоднорідностей є зосередженими і при модельних дослідженнях можуть бути замінені резисторами, конденсаторами і котушками індуктивностей з відповідними номіналами.

Знання характеру відображеного сигналу при різних величинах активного опору навантаження або неоднорідності грає важливу роль при розпізнаванні рефлектограм.

З використанням рефлектметра РЕЙС-105Р були виконані дослідження залежності форми відображених імпульсів напруги  $U$  від зміни величини резистивного навантаження  $R_H$  на кінці кабельної лінії (рис. 3.20).

Як активне навантаження лінії використовувалися недротяні резистори, оскільки вони є більш високочастотними, ніж інші типи резисторів. Як лінія використовувався кабель РК 75-9-12 з хвильовим опором  $\rho = 75$  Ом і завдовжки 107 м. Зондування проводилося позитивними імпульсами з тривалістю, рівною 0,05 мкс; 0,1 мкс і 0,5 мкс. На рис. 3.20 видно, що при малих величинах опору навантаження імпульс напруги, відображений від кінця лінії, має негативну полярність, тобто відбулася зміна полярності імпульсу, поданого в лінію. При рівності опору навантаження хвильовому опору лінії, в даному випадку 75 Ом, відображений імпульс повністю зникає, оскільки в лінії встановлюється режим хвиль, що біжать. При величинах навантажень, що перевищують хвильовий опір лінії, імпульс, відображений від кінця лінії, зберігає свою полярність. При великих величинах опору (в даному випадку при  $R_H > 1$  кОм) навантаження в лінії створюється режим, близький до холостого ходу. Рефлектограми, представлені на рис. 5.2, зняті при різній тривалості  $t$  зондуючого імпульсу. Якщо  $\tau = 0,05$  мкс (рис. 3.20, а,

амплітуда відображеного імпульсу не встигає досягти свого можливого максимуму, тому його амплітуда занижена. У разі появи шумів виявлення такого імпульсу на їх фоні буде утруднено. При  $\tau = 0,1$  мкс (рис.5.2,б) амплітуда відо-

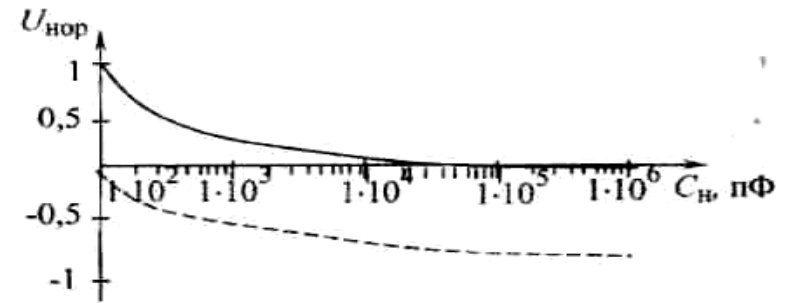


Рис.3.26 - Графіки зміни нормованих амплітуд  $U_{нор}$  позитивної (—) і негативної (----) частин відображеного імпульсу зі збільшенням навантаження місткості  $C_H$  для кабельної лінії при оптимальній тривалості імпульсу  $\tau = 0,1$  мкс

Для аналізу рефлектограм, отриманих при зондуванні ліній розподільних мереж, необхідно знати зразкове значення величини місткості, утвореної проводами відгалужень, оскільки від цієї величини залежатиме форма відображеного сигналу.

Були розраховані погонні місткості для ліній електропередачі напругою 35 і 110кВ, виконаних сталевалюмінієвими проводами зі стандартним діаметром і довжиною від 500 м до 10 км. Найменша погонна ємність при цьому склала 4000 пФ. Якщо цю ємність віднести до місця приєднання відгалуження, виконаного з цих проводів, то згідно з рис. 5.8, слід чекати, що у відображеному імпульсі переважатиме негативна частина.

Як було сказано вище, зазвичай лінії приєднуються до обмоток різних трансформаторів, тому були виконані дослідження залежності форми відображених імпульсів напруги  $U$  від зміни величини індуктивного навантаження  $LH$  на кінці кабельної лінії завдовжки 107 м з хвильовим опором 75 Ом.

На рис. 3.27 представлені відповідні рефлектограми, зняті при тривалості зондуючих імпульсів, рівних 0,05; 0,1 і 0,5мкс. Видно, що трансформація форми відображених ім-

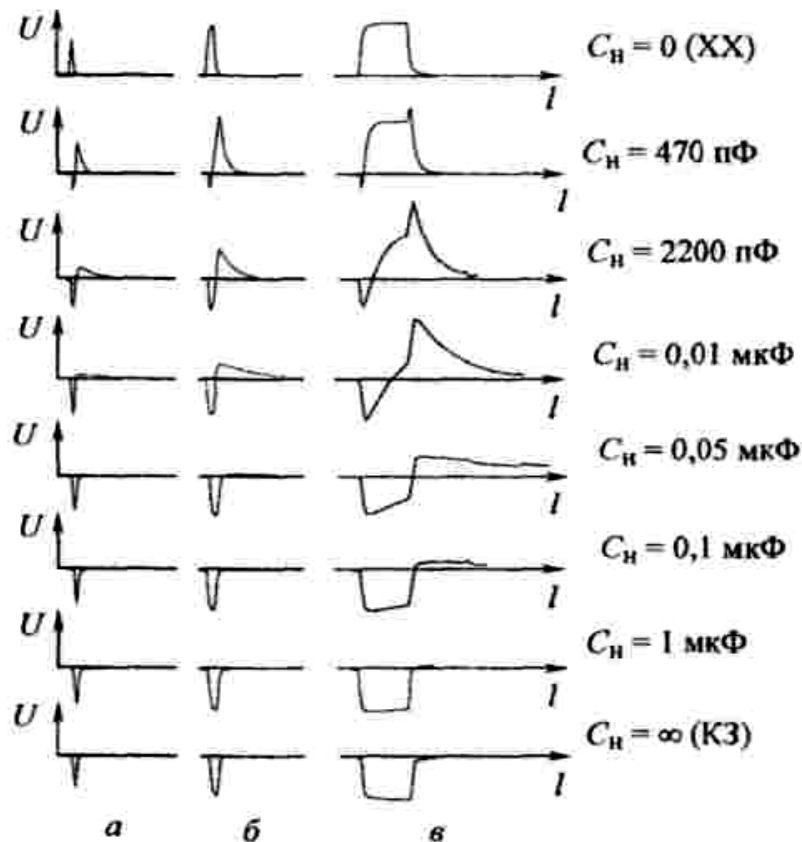


Рис. 3.25- Залежність форми відображених імпульсів від зміни величини навантаження місткості  $C_n$  на кінці кабельної лінії при тривалості зондуючого імпульсу  $\tau$ :

а - 0,05 мкс, б-0,1 мкс, в - 0,5 мкс

Графіки зміни нормованих амплітуд  $U_{\text{нор}}$  частин відображеного імпульсу оптимальної тривалості при різних величинах навантаження місткості  $C_n$  для кабельної лінії представлені на рис. 3.26.

браженого імпульсу майже досягає свого максимального значення, і імпульс має форму, близьку до трикутної. При  $\tau=0,5$  мкс (рис. 5.2, в) відображений імпульс має стійку трапецеїдальну форму, але в цьому випадку погіршується роздільна здатність імпульсного зондування. Можна зробити висновок, що для лінії завдовжки 107 м при її смузі пропускання оптимальна тривалість зондуючого імпульсу рівна 0,1 мкс. Таким чином, при локаційних вимірюваннях на лінії необхідно заздалегідь вибрати тривалість імпульсу, яка буде оптимальною для її довжини (смузи пропускання).

Аналогічні дослідження зі зміною величини навантаження були проведені і для повітряної лінії з хвильовим опором, рівним 430 Ом, були отримані такі ж закономірності зміни форми відображених імпульсів, як і у випадку з кабельною лінією.

При посилянні в лінію зондуючого сигналу (пряма хвиля) від місця виникнення неоднорідності проходить віддзеркалення посланого сигналу (зворотна хвиля).

Відношення комплексної напруги (струму) зворотної хвилі в кінці лінії  $U_{\text{обр}}$  до напруги (струму) прямої хвилі називається  $U_{\text{пр}}$  і коефіцієнтом віддзеркалення:

$$N = \frac{U_{\text{обр}}}{U_{\text{пр}}} = \frac{z_H - \rho}{z_H + \rho} \quad (3.14)$$

де  $Z_H$  - опір навантаження,  $\rho$  - хвильовий опір лінії.

Імпульс, відображений від місця короткого замикання (КЗ) на лінії, змінює полярність на протилежну по відношенню до зондуючого імпульсу, при цьому  $N=-1$ . Імпульс, відображений від місця обриву (холостий хід - ХХ), зберігає полярність, при цьому  $N = 1$  (рис. 3.20).

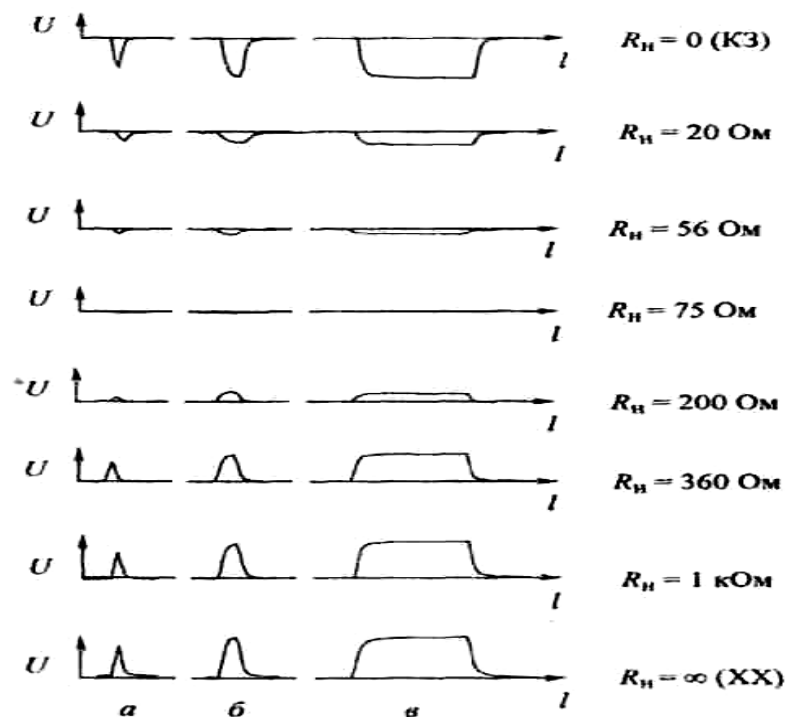


Рис. 3.20 - Залежність форми відображених імпульсів від зміни величини резистивного навантаження  $R_H$  на кінці кабельної лінії при тривалості зондуючого імпульсу  $\tau$ : а - 0,05 мкс, б - 0,1 мкс, в - 0,5 мкс

Згідно з рис. 3.21, при значеннях  $\rho > R_H$ , тобто при проходженні сигналом межі між великим і малим опорамі лінії, відображений імпульс міняє свою полярність на протилежну, при  $\rho < R_H$ , тобто при проходженні сигналом межі між меншим і більшим опорамі, імпульс зберігає свою полярність. Амплітуда відображеного імпульсу, отже, і коефіцієнт віддзеркалення  $N$  тим більший, чим більша розбіжність між граничними опорамі в місці з'єднання. У цих випадках в лінії існує режим змішаних хвиль. При  $R_H = \rho$  - віддзеркалення в лінії відсутні, вся випромінювана потужність виділяється на опорі навантаження і в лінії створюється режим біжучих хвиль. Графіки зміни коефіцієнта віддзеркалення  $N$  в залеж-

ється чергування полярності відображених імпульсів (рис. 3.24, б).

При  $R_{\text{вих}} < \rho$  амплітуда перевідображених кратних імпульсів може виявитися сумірною з амплітудою імпульсів, відображених від інших неоднорідностей, що значно ускладнює рефлектограму і ускладнює її розшифровку. Необхідно, змінюючи  $R_{\text{вих}}$ , добитися умови  $R_{\text{вих}} = \rho$ , у цьому випадку багатократні відображення зникнуть.

При навантаженні лінії, що має реактивний характер, відображені від неї імпульси, випробовують диференціюючі і інтегруючі дії залежно від вигляду і величини реактивності.

Зміни форми відображених імпульсів напруги  $U$  при збільшенні значення навантаження місткості  $C_H$  представлені на рис. 3.25 Як лінія використовувався кабель РК 75-9-12 завдовжки 107 м з хвильовим опором 75 Ом. Зондування проводилося імпульсами з тривалістю, рівною 0,05; 0,1 і 0,5 мкс.

При зіставленні рефлектограм добре видно динаміку зміни форми й амплітуди відображених імпульсів із зміною величини навантаження і тривалості зондуючого імпульсу. При малому значенні навантаження місткості  $C_H = 470$  пФ відображений імпульс має позитивну полярність, тобто на кінці лінії має місце режим, близький до холостого ходу. Зі збільшенням місткості у відображеного імпульсу з'являються позитивний і негативний викиди. При значеннях місткості вище 0,05 мкФ у відображеному імпульсі превалює негативна частина, тобто на кінці лінії має місце режим, близький до короткого замикання.

Оптимальна тривалість зондуючих імпульсів, як і у разі активного навантаження, рівна 0,1 мкс, оскільки довжина кабелю, отже і його смуга пропускання не змінилися.

Така ж тенденція зміни форми відображених імпульсів при різній величині навантаження місткості спостерігалася і на макеті повітряної лінії.

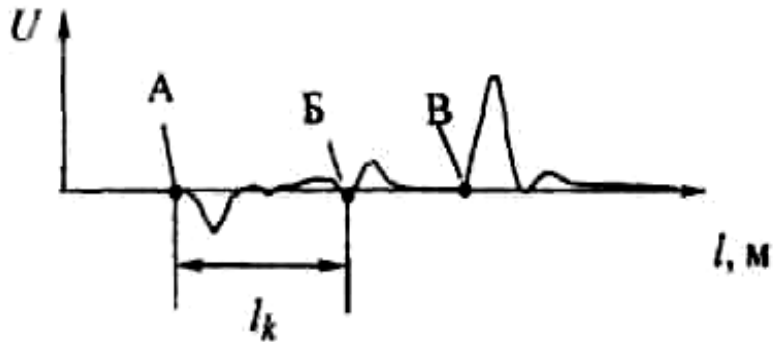


Рис. 3.23 - Рефлектограма повітряної лінії з кабельною вставкою довжиною  $l_k = 27$  м, де імпульси, відображені А - від початку кабельної вставки, Б - від кінця кабельної вставки, В - від кінця розімкненої лінії

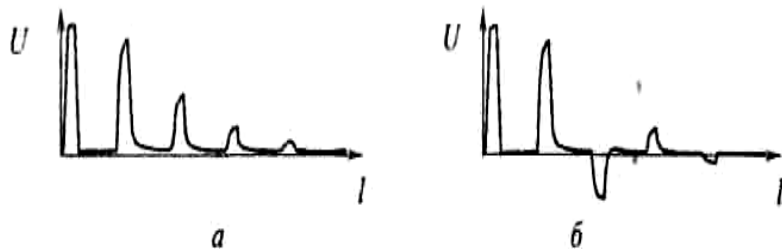


Рис. 3.24 - Рефлектограми при неузгодженості вихідного опору рефлектометра з хвильовим опором лінії  
а -  $R_{\text{вих}} > \rho$ , б -  $R_{\text{вих}} < \rho$

Якщо  $R_{\text{вих}} > \rho$ , всі кратні імпульси, відбиваючись від місця підключення рефлектометра до лінії і від розімкненого кінця лінії, зберігають свою полярність (рис. 3.24, а). Якщо  $R_{\text{вих}} < \rho$ , імпульси, відбиваючись від місця підключення рефлектометра до лінії, міняють свою полярність і спостеріга-

ності від величини резистивного навантаження  $R_H$  для досліджуваних кабельної і повітряної ліній представлені на рис. 3.21.

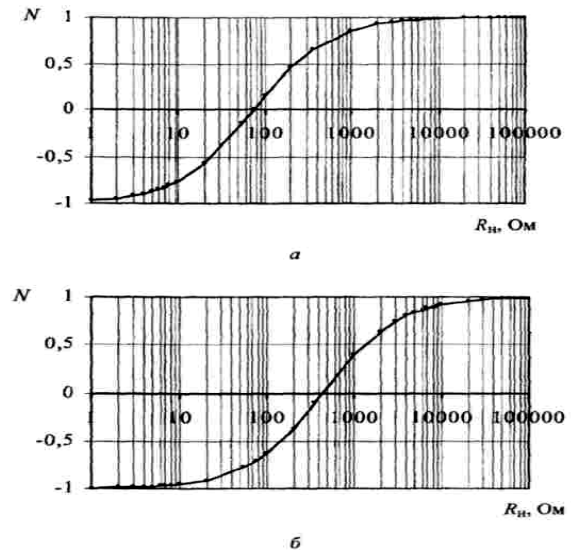


Рис. 3.21 - Залежність коефіцієнта віддзеркалення  $N$  імпульсу від величини опору активного навантаження  $R_H$  при  $\tau = 0,1$  мкс: а - для кабельною лінії ( $\rho = 75$  Ом) , б- для повітряної лінії ( $\rho = 430$  Ом)

У результаті вимірювань, виконаних на кабельних і повітряних лініях, були визначені «граничні» величини опорів навантаження для досліджуваних ліній. Збільшення величини активного навантаження вище граничного значення майже не приводить до зміни форми й амплітуди відображеного імпульсу.

Виявлено, що чим вище хвильовий опір лінії, тим вище гранична величина навантаження. Для досліджуваної кабельної лінії гранична величина активного навантаження при  $N > 0,85$  виявилася рівною приблизно 1 кОм (рис. 3.20 і 3.21), а для досліджуваної повітряної лінії - 10 кОм (рис. 3.21).

Дослідження показали, що, якщо  $R_H < 0,5\rho$ , то в лінії встановлюється режим, близький до короткого замикання,

а якщо  $R_H > 5\rho$ , то виникає режим, близький до холостого ходу.

Як згадувалося вище, для повнішої передачі енергії імпульсу по проводах необхідно погоджувати опір навантаження з хвильовим опором лінії ( $R_H=0,5\rho$ ), тобто необхідно прагнути зменшити відображений сигнал. При діагностиці електроліній локаційним методом, навпаки, чим більша амплітуда імпульсу, відображеного від неоднорідності досліджуваної лінії, тим легше він виділяється на рефлектограмі на тлі інших віддзеркалень.

При розпізнаванні рефлектограм особливу роль відіграє імпульс, відображений від кінця лінії або від кінця відгалуження. У реальних електролініях на їх кінцях і на кінцях відгалужень немає навантаження, рівного за величиною їх хвильовому опору. Лінії і відгалуження на кінцях «навантажені» на обмотки трансформаторів або трансформатори можуть бути відключені, тоді опору на кінцях лінії рівна нескінченність. Якщо локаційним методом досліджуються неоднорідності, лінії, що розміщуються не на кінці, то разом з імпульсами, відображеними від них, на рефлектограмі присутні й імпульси, відображені від кінця лінії і кінців відгалужень. Рефлектограма при цьому значно ускладнюється, і її розшифровка стає дуже складною (докладніше нижче). На лініях електропередачі можливі випадки зміни хвильового опору на окремих ділянках самої лінії. Це можуть бути неоднорідності у вигляді кабельних вставок на повітряних лініях і муфт у кабельних лініях. Місце з'єднання двох ліній або пристроїв з різними хвильовими опорами породжує відображені сигнали. У лабораторних умовах частина повітряної лінії ( $\rho = 430 \text{ Ом}$ ), що є двома мідними дротами, замінювалася кабелем ( $\rho = 75 \text{ Ом}$ ) марки РК 75-9-12 завдовжки 27 м. Схема створеної лінії представлена на рис. 3.22, відповідна їй рефлектограма, отримана за допомогою рефлектометра РЕЙС-105Р, наведена на рис. 3.23.

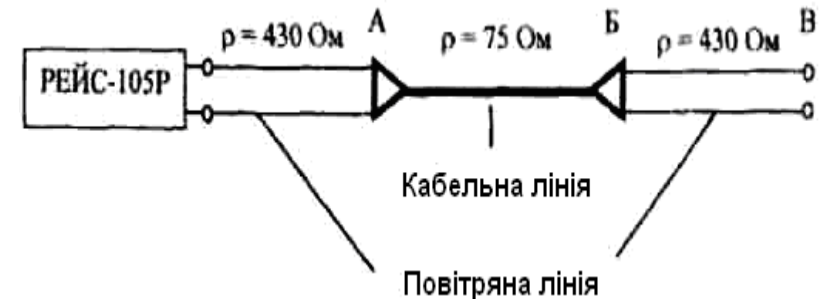


Рис. 3.22 - Схема повітряної лінії з кабельною вставкою  
*А - початок кабельної вставки, Б - кінець кабельної вставки,  
 В - розімкнений кінець повітряної лінії*

Зондування здійснювалося позитивними імпульсами з амплітудою 3,5 В і тривалістю 0,039 мкс. На рис. 3.23. видно, що в місці приєднання (точка А) кабельної вставки однорідність лінії порушується. Хвильовий опір повітряної лінії більший, ніж хвильовий опір кабельної вставки, тому відображений імпульс «А» має негативну полярність (згідно умовам рис. 3.20). Кінцю Б кабельної вставки відповідає імпульс «Б» позитивної полярності, оскільки відбувається перехід від меншого хвильового опору кабелю до більшого хвильового опору повітряній лінії. Від кінця розімкненої лінії відбивається імпульс «В». У рефлектометрії імпульси ідентифікуються за початком переднього фронту імпульсу.

У місці підключення рефлектометра до лінії також виникають перевідображення сигналів, якщо вихідний опір  $R_{вих}$  генератора зондуючих імпульсів не рівний хвильовому опору  $\rho$  вимірюваної лінії. Залежно від співвідношення  $R_{вих}$  і  $\rho$  змінюється полярність і амплітуда перевідображених імпульсів, як показано на рефлектограмах рис. 3.24.



є або визначення намагнічувальної сили (НС) котушки, яка необхідна для створення  $\Phi_\delta$  заданої величини (пряма задача), або визначення  $\Phi_\delta$  за відомою НС котушки (зворотна задача). Ці задачі можуть бути розв'язані за допомогою двох законів Кірхгофа.

У відповідності з першим законом алгебраїчна сума потоків у вузлі магнітного кола дорівнює нулю [1, 2]:

$$\sum_{k=1}^n \Phi_k = 0. \quad (4.1)$$

Другий закон Кірхгофа можна отримати із закону повного струму:

$$\oint H dl = \sum iw = \sum F_j, \quad (4.2)$$

де  $H$  – напруженість магнітного поля;  $dl$  – елемент довжини, яким проходить потік;  $\sum iw = \sum F_j$  – сума НС, які діють в контурі.

Оскільки  $B = \mu H$ , то (4.2) можна записати:

$$\oint \frac{B}{\mu} dl = \oint BS \frac{dl}{S\mu} = \oint \Phi dR_\mu = \sum iw, \quad (4.3)$$

де  $S$  – переріз магнітного кола;  $\mu$  – магнітна проникність;  $dR_\mu$  – магнітний опір ділянки довжиною  $dl$ .

У відповідності з (4.3) спад магнітного потенціалу замкненим контуром дорівнює сумі НС, які діють в цьому контурі.

$$\text{Розмірність } [\mu] = \frac{\Gamma_H}{M}; \quad [R_\mu] = \frac{1}{\Gamma_H}.$$

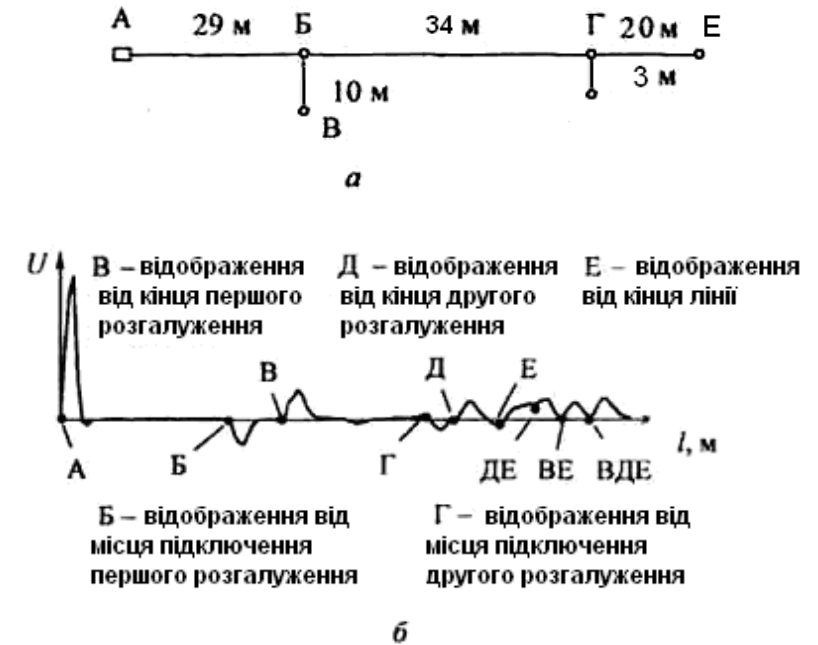


Рис. 3.31 - Схема лінії з двома відгалуженнями (а) і відповідна їй рефлектограма (б)

На рефлектограмі рис. 3.30 добре видно імпульси, відображені від неоднорідностей лінії (місце під'єднання відгалуження - т. Б, кінці відгалуження - т. В і лінії - т. Г). У місці під'єднання відгалуження відображений імпульс Б має негативну полярність, а імпульси, що відбилися від розімкненого кінця відгалуження, - імпульс В і від розімкненого кінця лінії - імпульс Г, мають позитивну полярність. Імпульс ВГ є сумою амплітуд двох імпульсів, що пройшли однакові відстані, але різними шляхами: перший шлях - через точки АБВБГБА, другий шлях - через точки АБГБВ-БА, тому сумарна амплітуда цього імпульсу більше амплітуди одиночного імпульсу Г. Відстань, пройдена імпульсом ВГ, можна використовувати як контрольне при аналізі рефлектограм.

Заломлені імпульси, що проникли у відгалуження, відбиваються від кінців відгалужень зі збереженням полярності і знов розповсюджується до кінця магістралі, вносячи додаткові імпульси ДЕ, ВЕ, ВДЕ в рефлектограму, тим самим ускладнюючи її вигляд і аналіз. Ці імпульси не вважаються основними при розшифровці рефлектограм, оскільки відстані, відповідні цим імпульсам, перевищують довжину лінії. Але ці імпульси можуть бути використані як допоміжні для перевірки достовірності розпізнавання рефлектограми.

Імпульс ДЕ є сумою амплітуд двох імпульсів, що пройшли однакові відстані, але різними шляхами: АБГД-ГЕГБА і АБГЕГДГБА з віддзеркаленнями в точках Д і Е.

Імпульс ВЕ також є сумою амплітуд двох імпульсів, що пройшли однакові відстані, але різними шляхами: АБВ-БГЕГБА і АБГЕГБВБА з віддзеркаленнями в точках В і Е.

Імпульс ВДЕ складається з суми амплітуд двох імпульсів, що пройшли однакові відстані, але різними шляхами: АБВБГДГЕГБА і АБГЕГДГБВБА з віддзеркаленнями в точках В, Д і Е.

Достовірність ідентифікації імпульсів ДЕ, ВЕ і ВДЕ перевіряється підсумовуванням ділянок лінії відомої довжини, позначених на рис. 3.31

Таким чином, знаючи характер можливих віддзеркалень, обумовлених неоднорідностями ліній з відгалуженнями, можна однозначно розшифровувати рефлектограми електrolіній з деревоподібною топологією.

Отже, в лабораторних і польових умовах досліджені імпульсні реакції реальних неоднорідностей кабельних і повітряних електrolіній, якими є короткі замикання і обриви проводів, кабельні вставки, відгалуження, обмотки трансформаторів. Визначені закономірності в змінах полярності і форми відображених імпульсів залежно від характеру і величини неоднорідностей.

Виявлені діагностичні ознаки неоднорідностей необхідні для розпізнавання рефлектограм електrolіній з дере-

## 4. ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ МЕХАНІЗМИ АПАРАТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 4.1. Магнітні поля електромагнітних механізмів, основні закони

Основні співвідношення для магнітного кола розглянемо на прикладі клапанної системи (рис. 4.1) [1].

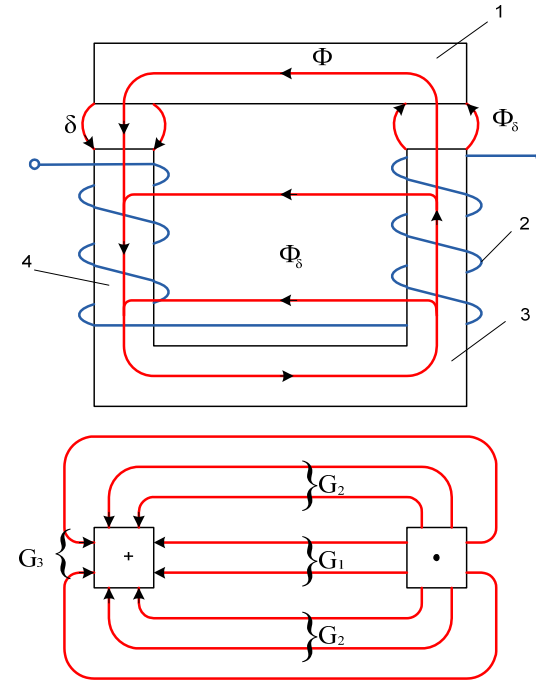


Рис. 4.1 - Клапанна система електромагніту

Рухома частина магнітного кола називається якорем 1. Частина магнітного кола, на якому розташована намагнічувальна котушка 2 називається осердям 3. Вертикальні та паралельні частини магнітного кола 3 і 4 називаються *стержнями*. Через робочий зазор  $\delta$  протікає робочий магнітний потік  $\Phi_\delta$ . Сила, яку розвиває якір електромагніту, виражається  $\Phi_\delta$ . Задачею розрахунку магнітного кола (МК)

13. Якими є основні підходи до проектування і будівництва нових повітряних ліній електропередач?

14. Назвіть методи виявлення ожеледі на лініях електропередач.

15. Перелічити переваги випробувальної системи РЕЛЕ-ТОМОГРАФ ВЧ.

воподібною топологією і з реальними видами навантажень і неоднорідностей, що трапляються на практиці. Встановлені діагностичні ознаки застосовні також до зв'язних і телекомунікаційних ліній рефлектограм провідних структур вельми простій конфігурації [5].

Кабельні електричні мережі мають велику протяжність, високий відсоток зносу і не завжди прокладені за правилами, але, якщо порушується електропостачання, служби експлуатації мають швидко і точно відшукати місце пошкодження. Непросто зробити це в міських умовах з сильними електромагнітними перешкодами, значною щільністю прокладки кабельних ліній на різній глибині і в затоплених трасах. Справитися з цим допомагають пересувні (мобільні) електролабораторії.

На сьогоднішній день відомо декілька варіантів мобільних електролабораторій, що добре зарекомендували себе.

Серед них пересувна електролабораторія, розроблена «Пензенською горелектросетью» (ПГЭС), є найбільш типовою. Вона призначена для випробувань, пропалення дефектної ізоляції силових кабелів і точного визначення місця їх пошкодження. Переваги електролабораторії в тому, що розробники постійно її удосконалюють, використовуючи останні досягнення електроніки і спираючись, на відміну від інших виробників, не на стендові випробування і теоретичні висновки, а на досвід тривалої експлуатації кожного нового зразка в умовах реальної міської розподільної мережі. Такі випробування більше ніхто з виробників провести не може, а саме за їх результатами можна якнайповніше оцінити можливості різних моделей.

Сьогодні ПГЭС випускає нове сімейство електролабораторій на сучасних типах автошасі й оснащене устаткуванням останнього покоління. Створені моделі, які працюють в мережах з робочою напругою не тільки 0,4-10 кВ, але і 35 кВ.

Електроживлення устаткування більшості моделей електролабораторій може здійснюватися як від зовнішнього

джерела, так і від вбудованого синхронного генератора з приводом від двигуна автомобіля з вбудованою коробкою відбору потужності або від встановленої у кузові Камаза автономної електростанції 20 кВт. В електролабораторіях, розміщених в автомобілях ГАЗ 2705 «Газель» і УАЗ-2206, автономне електроживлення забезпечується тільки від причіпних малогабаритних (імпортних) електростанцій.

У складі електролабораторії є наступні пристрої:

Випробувально-пропалюючий апарат АИП-70 (для 6-10 кВ), призначений для випробування ізоляції силових кабелів і твердих діелектриків випрямленим 70 кВ і синусоїдальною напругою 50 кВ частотою 50 Гц, а також попереднього пропалення дефектної ізоляції силових кабелів.

Випробувальний блок (для ППУ 35 кВ) у складі: трансформатор ИОМ-100/20 з випрямлячем ВП-70, блоками управління і захисту. Найбільша випробувальна змінна напруга -100 кВ, випрямлене - 70 кВ, найбільший струм випробувань або попереднього пропалення - 200 мА.

Блоки пропалення ізоляції (БП-25 і БП-30), які забезпечують підключення ступенів вихідної напруги до навантаження без обриву горіння дуги.

Блок акустики, що містить високовольтний імпульсний конденсатор і електромагнітні комутатори. Конденсатор заряджає через комутатор випрямленою напругою до 5 кВ з виходу пропалюючого блоку. Енергія накопичена на пластинках конденсатора надходить в жилу дефектного кабелю. Звукові коливання фіксуються на поверхні землі акустичним датчиком і кабелешукачем.

Високовольтний перемикач, який забезпечує підключення всіх блоків електролабораторії до випробовуваного об'єкту, зняття залишкових зарядів з навантаження місткості і накладення заземлення на високовольтне виведення ЕЛ.

Вимірники неоднорідностей лінії Р5-10 (Р5-17) або портативні цифрові рефлектометри РЕЙС-105Р (РЕЙС-205Р) з великою пам'яттю (більше 200 рефлектограм) і пов'язані з

Нова комп'ютерна випробувальна система РЕЛЕ-ТОМОГРАФ ВЧ по справжньому є сучасною, універсальною, мобільною ВЧ лабораторією для фахівців в цій сфері енергетики і порівняно з існуючим устаткуванням має такі незаперечні переваги:

- різке зменшення трудовитрат при виконанні перевірочних робіт (за попередніми оцінками в 2 - 4 рази);
- 100% достовірність результатів перевірки, яка проводиться вже на абсолютно новому якісному рівні;
- автоматизація перевірочних робіт і оформлення протоколів вимірювань [5-7].

### Контрольні запитання:

1. Перелічити засоби автоматичного регулювання електричних мереж.
2. Що таке автоматичне повторне включення?
3. Для чого виконується автоматичне секціонування ліній?
4. Чому потрібно контролювати вищі гармоніки?
5. В яких випадках виконується автоматичне включення резерву (АВР) на підстанціях?
6. Що таке мережеве АВР?
7. Перелічити вимірювачі показників якості.
8. Перелічити методи діагностування ліній електропередачі.
9. Які основні проблеми передачі електроенергії повітряними лініями електропередач?
10. Назовіть види збурень, що виникають в лініях електропередачі.
11. В чому суть діагностики електроніями локаційним методом?
12. Які переваги та принцип використання аналізатора аналогових систем передачі і кабельних ліній зв'язку АпCom А-7?

Вимірювання параметрів ВЧ трактів і складових його елементів проводять при:

- налагоджувальних роботах під час первинного введення каналу в експлуатацію;
- профілактичних роботах, що проводяться у процесі експлуатації;
- визначенні причин невідповідності параметрів тракту нормам.

Відомо, що такого роду перевірки вимагають застосування дуже дорогого, складного і високоточного устаткування, а самі перевірочні роботи строго регламентовані, відповідальні і дуже трудомісткі.

Прилад РЕТОМ-ВЧ, що входить у випробувальну систему РЕЛЕ-ТОМОГРАФ ВЧ, виконує тільки генераторні і сенсорні функції для взаємодії з тим, що перевіряється ВЧ устаткуванням і є, по суті, «руками» комп'ютера. Їх спільна робота і створює віртуальну ВЧ лабораторію, в якій є:

- ВЧ генератор (частоти 24...630 кГц),  $R_{\text{вих}} = 0$ ; 75; 150 Ом;
- НЧ генератор (частоти 20 Гц...24 кГц);
- джерело постійного оперструму (0...250 В, 10Вт);
- селективний вольтметр;
- ВЧ мультиметр;
- НЧ мультиметр;
- мілісекундомір;
- частомір;
- контактні виходи (2 шт.);
- дискретні входи (16 шт.).

ВЧ і НЧ генератори змінюють частоту (щодо встановленої) як вручну (за допомогою віртуальних приладів з необхідним кроком), так і автоматично.

Результати вимірювань оформляються у вигляді графіків і таблиць, у формі стандартних протоколів, можуть бути роздруковані на принтері.

комп'ютером по інтерфейсу RS-232 для визначення місця пошкодження кабелю.

Переносний пошуковий комплекс апаратури (генератор звукової частоти, кабелешукач і комплект пошукових рамок) для ОМП силових кабелів індукційним або акустичним методом, а також для пошуку трас і визначення глибини залягання силових кабелів індукційним методом.

Набір стандартних приладів і приладдя: мегаомметр, міст постійного струму, кліщі струмовимірювальні, показчик високої напруги, штанга ізолююча, комплект заземлень, вогнегасник і т.д. (за бажанням замовника він може бути змінений). У комплекті для 35 кВ пропонується новий вимірник параметрів ізоляції «Тангенс 2000» (розробка і виробництво м. Пенза).

В електролабораторії передбачені електричні і механічні блокування для захисту від неправильних дій персоналу, які забезпечують відключення напруги при відкритті дверей висковольтного відсіку, неможливість подачі на імпульсні конденсатори вищої напруги, ніж передбачено, сигналізацію при подачі напруги на випробовуваний об'єкт.

Лабораторії прості і надійні в експлуатації, створені на російській елементній базі, ремонтпридатні, мають сучасний зовнішній вигляд, ергономічні характеристики забезпечують комфорт експлуатації. Довговічність електролабораторій значно перекиває нормовані технічними умовами граничні терміни служби [5].

### 3.10. Тестування електроліній

Тестування електроліній здійснюється у тому випадку, коли виникає необхідність визначення параметрів лінії, високочастотних сигналів телемеханіки, що впливають на передачу релейного захисту і протиаварійної автоматики. Для цього розроблені спеціальні вимірювальні комплекси, які замінюють собою велику групу звичайних однопараметричних вимірювальних приладів і дозволяють за короткий

час зареєструвати широку гаму параметрів лінії в автоматичному або частково автоматичному режимі [5].

Аналізатор аналогових систем передачі і кабельних ліній зв'язку AnCom A-7

Аналізатор аналогових систем передачі і кабельних ліній зв'язку AnCom A-7 призначений для вимірювання і нормування таких систем зв'язку в смузі частот до 4,096 МГц:

- апаратура ВЧ зв'язки по ЛЭП;
- первинних, вторинних і третинних лінійних і мережевих трактів передачі відповідно до «Норм на електричні параметри лінійних і мережевих трактів магістральної і внутрішньозонових первинних мереж ВСС Росії», введеними наказом Мінзв'язку № 4 від 08.01.97;
- дво- або чотирьохдротяних ліній зв'язку (зокрема, абонентських ліній), призначених для високошвидкісної передачі даних або для організації цифрового ущільнення абонентської лінії.

*Аналізатор дозволяє:*

- істотно скоротити номенклатуру вимірювальної техніки, використовуваної при експлуатації апаратури ВЧ зв'язки по ЛЭП (один ручний прилад замість: генератора, селективного вольтметра, широкосмугового вимірника шумів, осцилографа, рефлектометра, набору навантажень, що погоджують, і т.п.);

- частково або повністю автоматизувати проведення вимірювань (аналізатор може автоматично проводити вимірювання відповідно до наперед складених сценаріїв, при цьому прилад, встановлений на протилежній стороні вимірюваного каналу, управляється за допомогою вбудованого модему);

- формувати інформацію про якість вимірюваного каналу на відповідність прийнятим нормам (у приладі передбачений механізм автоматичного порівняння результатів вимірювань із заданими нормами);

- проводити раніше недоступні види вимірювань, наприклад, вбудований рефлектометр безперервної дії вимі-

- перевірка вибіркової приймача по сусідньому і дзеркальному каналах;

- балансування модуляторів;

- перевірка амплітудної характеристики передавача;

- зняття характеристик підсилювача-обмежувача;

- визначення значення коефіцієнтів запасу за напругою спрацьовування порогового пристрою фільтрів приймача;

- перевірка роботи вихідних вузлів і вихідних реле приймача;

- перевірка роботи дискримінатора;

- перевірка дії сигналізації про несправність;

- перевірка частот в каналі;

- вимірювання основних параметрів і зняття характеристик елементів ВЧ тракту:

- розділового фільтру;

- ВЧ кабелю;

- фільтру приєднання;

- конденсатора зв'язку;

- ВЧ загороджувача;

- повітряній лінії електропередачі.

До складу випробувальної системи РЕЛЕ-ТОМОГРАФ ВЧ входять:

- випробувальний прилад РЕТОМ-ВЧ;

- програмне забезпечення «Віртуальна ВЧ лабораторія»;

- комп'ютер (NOTEBOOK або стаціонарний);

- магазин загасань;

- магазин резисторів і конденсаторів (з ВЧ тестером).

Основою системи є випробувальний прилад РЕТОМ-ВЧ. Цей прилад під управлінням комп'ютера генерує тестові ВЧ сигнали напруги, аналогічні тим, які надходять на вхід ВЧ захисту і ВЧ автоматики. У зворотному ж напрямі через РЕТОМ-ВЧ в комп'ютер надходить інформація про реакцію ВЧ пристроїв на ці тестові дії.

- вимірювання рівня передачі;
- перевірка чутливості приймача;
- вимірювання рівнів у контрольних точках;
- перевірка перевантажувальної здатності тракту прийому;
- перевірка характеристик маніпуляції;
- вимірювання різних часів (затримка Б пуску, затримка ЗАБОРОНА АПК і т.д.);
- перевірка вибірковості приймача за сусіднім і дзеркальним каналами;
- можливість імітації сигналів, що приходять з релейноконтактних і напівпровідникових пристроїв РЗА;
- аналіз правильної роботи автоконтролю;
- ручне й автоматичне зняття АЧХ;
- наладка постів у каналі (вимірювання загасання каналу, вимірювання запасу по загасанню, що перекривається, вимірювання рівня перешкод в каналі);
- перевірка характеристик лінійного фільтра;
- вимірювання вихідної потужності передавача шляхом вимірювання ВЧ струму і ВЧ напруга;
- вимірювання вхідного опору приймача;
- вимірювання основних параметрів і зняття характеристик ВЧ пристроїв протиаварійної автоматики, наприклад, АНКА-АВПА, АКПА, АКАП-В і інші.:
- перевірка напруги живлення плат;
- перевірка АЧХ фільтрів (Ф.ВХ, ФВЧ, ФНЧ, Ф.ВЫХ, ПФВЧ і інші.);
- визначення частоти і напруги тих, що несуть;
- вимірювання частот і напруги сигналів команд;
- перевірка напруги спрацьовування і повернення реле управління передачею команд;
- перевірка пріоритету при передачі команд;
- перевірка тривалості послідовності команд;
- перевірка частотної характеристики тракту прийому;

рює неоднорідності на великих відстанях, ніж зазвичай використовувався імпульсний рефлектометр.

В аналізаторі виробляються такі сигнали:

- гармонійний - для вимірювання загасання і захищеності, підрахунку випадкових подій, вимірювання рівня сигналу і шуму, коефіцієнтів гармонік, СКО рівня сигналу, частоти сигналу;
- двохчастотний - для вимірювання нелінійних спотворень і зміни (зрушення) частоти в каналі;
- багаточастотний - для вимірювання частотних характеристик, асиметрії, імпедансу, зміни фази, коефіцієнта й амплітуди віддзеркалення, максимально можливої питомої швидкості передачі, опору на постійному струмі, місткості, рахунку випадкових подій;
- псевдовипадковий - для рефлектометричних вимірювань;
- шум - зважений шум в заданій смузі частот.

Може бути вибрана одна з 11 робочих частот аналізатора, починаючи від діапазону 0,1...4 до 10...4096 кГц.

Результати вимірювань можуть бути представлені в табличному і графічному (спектрограми, осцилограми, рефлектограмми, тимчасові діаграми) видах.

## **Аналізатор каналів тональної частоти AnCom TDA-5**

Аналізатор AnCom TDA-5 призначений для контролю каналів тональної частоти, утворених апаратурою ВЧ зв'язки по лініях електропередачі.

Аналізатор забезпечує проведення вимірювань телефонних каналів, утворених як цифровими, так і аналоговими системами передачі при виконанні:

- паспортизації каналів тональної частоти (відповідно до наказу Мінзв'язку № 43 від 15.04.96);
- нормуванні комутованих каналів телефонної мережі загального користування (відповідно до наказу Держкомзв'язку № 54 від 05.04.99);

- інспекції і дослідженні телефонних каналів.

Аналізатор TDA-5 випускається в різних варіантах конструктивного і функціонального виконання і складається з генератора вимірювальних сигналів і вимірника спотворень сигналу в телефонному каналі. Генератор і вимірник можуть працювати одночасно і незалежно. Вимірювання можуть бути організовані за двох -, так і за чотирьохдротовою схемою. Для організації автоматичних вимірювань на комутованій мережі в аналізатор може бути вбудований модем.

У вимірювальному режимі аналізатор TDA-5 автоматично розпізнає вид вимірювального сигналу (гармонійний, псевдовипадковий, багаточастотний, чотирьохчастотний або шум), за допомогою чого забезпечується вибір і включення відповідного режиму аналізу.

Види формованих вимірювальних сигналів:

- гармонійний сигнал;
- псевдовипадковий сигнал для вимірювання супроводжуваних перешкод;
- багаточастотний сигнал з частотами 100, 200, 300...3800 Гц для вимірювання частотних характеристик каналу;
- чотирьохчастотний сигнал для вимірювання нелінійних спотворень;
- імпульсний сигнал для вимірювання загасання ехосигналу;
- двохчастотний сигнал для вимірювання частотних характеристик каналу.

Можливості вимірника:

- узгоджене ( $600 \pm 12$  Ом) і високоомне симетричне підключення;
- смуга частот вимірника від 25 до 6000 Гц;
- вимірювання рівнів сигналу і шуму;
- вимірювання співвідношення «сигнал/шум (шум квантування)» за псевдовипадковими і гармонійними сигналами;

- вимірювання частоти від 300 до 3400 Гц і зміни частоти 1020 Гц в каналі зв'язку;
- вимірювання загасання ехосигналу з побудовою ехограми;
- вимірювання нелінійних спотворень за гармонійними і чотирьохчастотними сигналами;
- з використанням багаточастотного сигналу в діапазоні від 100 до 3800 Гц проводяться швидкі вимірювання частотних характеристик: АЧХ, ГВП, «сигнал/шум», імпедансу, місткості;
- вимірювання загасання паразитної модуляції і рівнів селективних перешкод;
- вимірювання розмаху тремтіння фази;
- рахунок імпульсних перешкод, перерв зв'язку, стрибків амплітуди і фази.

### **Випробувальна система РЕЛЕ-ТОМОГРАФ ВЧ.**

Випробувальна система РЕЛЕ-ТОМОГРАФ ВЧ призначена для перевірки ВЧ постів пристроїв релейного захисту, ВЧ апаратура прийому-передачі телекоманд релейного захисту і протиаварійної автоматики, а також для зняття характеристик різних елементів ВЧ тракту на електричній підстанції.

Система дозволяє автоматично знімати характеристики, оформляти протоколи випробувань, архівувати їх і т.д. У сучасній техніці подібні прилади прийнято називати віртуальними приладами. При цьому спецпрограма формує на дисплеї комп'ютера віртуальну лицьову панель приладу РЕТОМ-ВЧ і «робочий стіл», пристосований для вирішення завдань багатофункціональної ВЧ лабораторії.

За допомогою РЕЛЕ-ТОМОГРАФ ВЧ виконується такий обсяг робіт:

- вимірювання основних параметрів і зняття характеристик ВЧ приймачів-передавач апаратури релейного захисту, наприклад типів УПЗ-70, АВЗК-80, ПВЗ, ПВЗ-90(М), ПВЗУ, ПВЗУ-м і т.д.:



Для отримання високого  $K_{II}$  використовують електромагніти з малим робочим ходом і великим кінцевим зазором  $\delta_n$  при притягнутому якорі.

При певному значенні напруги на котушці, яка називається напругою спрацювання  $U_{СП}$ , електромагніт спрацьовує. Для надійного спрацювання електромагніту на нього подають робочу напругу  $U_P > U_{СП}$ . Відношення

$K_3 = \frac{U_P}{U_{СП}} > 1$  називається *коефіцієнтом запасу*. Оптимальне значення  $K_3 = 1, 2 \dots 1, 3$ .

#### Час спрацювання та час відпускання електромагнітних механізмів

Розглянемо динамічні процеси в електромагніті. На першій стадії, тобто, з моменту подачі напруги до початку зрушування якоря цей процес описується рівнянням [1]:

$$U = iR + \frac{d\psi}{dt}. \quad (4.26)$$

Завдяки великому  $\delta$  магнітне коло ненасичено і індуктивність обмотки  $L = const$ . Оскільки  $\psi = Li$ , то (4.26) можна записати у вигляді:

$$U = iR + L \frac{di}{dt}.$$

Розв'язуючи це рівняння, отримаємо:

$$i = I_y \left( 1 - e^{-\frac{t}{T}} \right), \quad (4.27)$$

де  $I_y = \frac{U}{R}$ ;  $T = \frac{L}{R}$  – стала часу.

Величина струму, за якою починається рух якоря, називається струмом зрушування  $I_{зр}$ , а час зростання струму

Коли потік в окремих частинах магнітного кола не змінюється, то інтеграл (4.3) можна замінити кінцевою сумою:

$$\sum_{i=1}^n \Phi_i R_{\mu i} = \sum_{i=1}^n F_i, \quad (4.4)$$

тобто сума спадів магнітної напруги замкненим контуром дорівнює сумі НС, зв'язаних з потоками, які проходять через магнітне коло.

Магнітний опір ділянки довжиною  $l$  буде визначатися:

$$R_{\mu} = \frac{1}{\mu} \cdot \frac{l}{S} = \rho_{\mu} \frac{l}{S},$$

де  $\rho_{\mu}$  – магнітний опір одиниці довжини магнітного кола при перерізі, який дорівнює одиниці. Розмірність

$$[\rho_{\mu}] = \frac{M}{\Gamma_H}.$$

Коли на окремих ділянках  $B = const$ , то інтеграл в (4.2) можна замінити кінцевою сумою:

$$\sum_{i=1}^n H_i l_i = \sum_{i=1}^n F_i. \quad (4.5)$$

Іноді зручно користуватись величиною:

$$G = \frac{1}{R_{\mu}} = \frac{\mu S}{l},$$

де  $G$  – магнітна провідність. Рівняння (4.4) при цьому приймає вигляд:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\Phi_i}{G_i} = \sum_{i=1}^n F_i. \quad (4.6)$$

У робочому зазорі  $\Phi_\delta$  проходить через повітря, магнітна проникність якого  $\mu_\delta = \mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Гн / м}$ .

Для прямокутних і круглих полюсів при малому  $\delta$  поле можна рахувати рівномірним і

$$G = \mu_0 \frac{S}{\delta}, \quad (4.7)$$

де  $\delta$  – довжина зазору.

Для кола рис. 4.1 провідність для  $\Phi_\delta$  складається з провідності між гранями, які спрямовані в один бік  $G_1$ , провідності між гранями, які розташовані в одній площині  $G_2$ , провідності між гранями, які спрямовані у різні боки  $G_3$ . Результуюча провідність дорівнює:

$$G_p = G_1 + 2G_2 + G_3.$$

#### 4.2. Основні положення розрахунку магнітних кіл при постійних МРС

Електромагніти проектуються так, щоб при робочому зазорі  $\delta \approx 0$ , магнітне коло було насиченим з метою кращого використання магнітного матеріалу і зменшення розмірів та ваги електричного апарату. Тому розрахунки ведуться з врахуванням магнітного опору сталі.

Розглянемо основні положення розрахунку прямої задачі методом ділення для магнітного кола на рис. 4.2 [1, 4].

Для спрацювання електромагніту необхідно, щоб характеристика  $F_e(\delta)$  йшла вище характеристики  $F_{II}(\delta)$ . Для кінцевого зазору  $\delta_{II}$  можна записати:

$$F_a = K_1 I_{СП}^2,$$

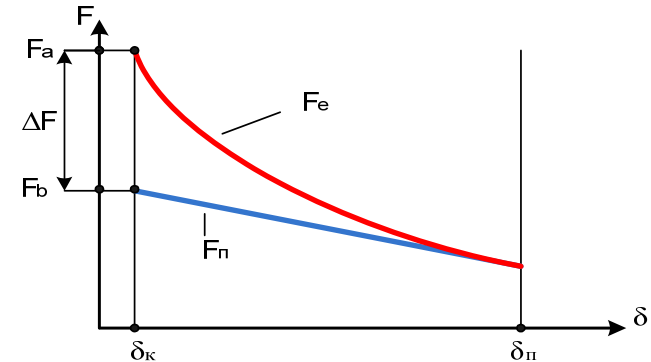


Рис. 4.7 - Характеристики електромагніту постійного струму клапанного типу

де  $K_1$  – конструктивний фактор,  $I_{СП}$  – струм спрацювання. Для відпускання якоря електромагніту необхідно так зменшити струм, щоб  $F_b = K_1 I_{від}^2$ , де  $I_{від}$  – струм відпускання. Тоді коефіцієнт повернення:

$$K_{II} = \frac{I_{від}}{I_{СП}} = \sqrt{\frac{F_b}{F_a}} = \sqrt{\frac{F_a - \Delta F}{F_a}} = \sqrt{1 - \frac{\Delta F}{F_a}} < 1. \quad (4.25)$$

Для збільшення  $K_{II}$  необхідно наближати тягову та протидіючу характеристики до меншого значення  $\Delta F$ . Величина  $\Delta F$  буде найменшою, якщо вибрати пружину з найбільшою можливою жорсткістю так, щоб  $F_{II}(\delta)$  співпадала з дотичною до  $F_e(\delta)$  при  $\delta = \delta_{II}$ .

$$\operatorname{tg}\psi = \frac{\omega}{r R_{\mu} \delta_2}$$

Чим більше  $\delta$ , а тому і  $R_{\mu} \delta_2$ , тим менше  $\psi$ .

У зв'язку з цим короткозамкнений виток дає ефект тільки при малих  $\delta$ . При великих  $r R_{\mu} \delta_2 \gg \frac{\omega}{r_{\text{н}}}$  і  $\psi \rightarrow 0$ .

Як правило,  $\psi = 58 \dots 60^\circ$ .

У трифазних електромагнітах, якщо в магнітному відношенні всі три фази симетричні і ненасичені, то сили притягання під полюсами  $F_A = F_m \sin^2 \omega t$ ;

$$F_B = F_m \sin^2 \left( \omega t - \frac{2}{3} \pi \right); F_C = F_m \sin^2 \left( \omega t - \frac{4}{3} \pi \right).$$

Результуюча сила, яка діє на якір, дорівнює:

$$F = F_A + F_B + F_C = \frac{3}{2} F_m$$

і не змінюється в часі. Однак, вібрація якоря залишається. Справа в тому, що при проходженні потоку в кожній із фаз через нуль сила притягання в кожній фазі дорівнює нулю. В результаті, точка прикладання сили переміщується, а точка прикладання протидіючої сили незмінна. Виникає перекочування якоря, тобто, вібрація.

#### 4.5. Статичні та динамічні характеристики електромагніту постійного струму

##### Коефіцієнти повернення та запасу

На рис. 4.7 наведені тягова  $F_e(\delta)$  і протидіюча  $F_{\text{п}}(\delta)$  характеристики електромагніту постійного струму клапанного типу [1].

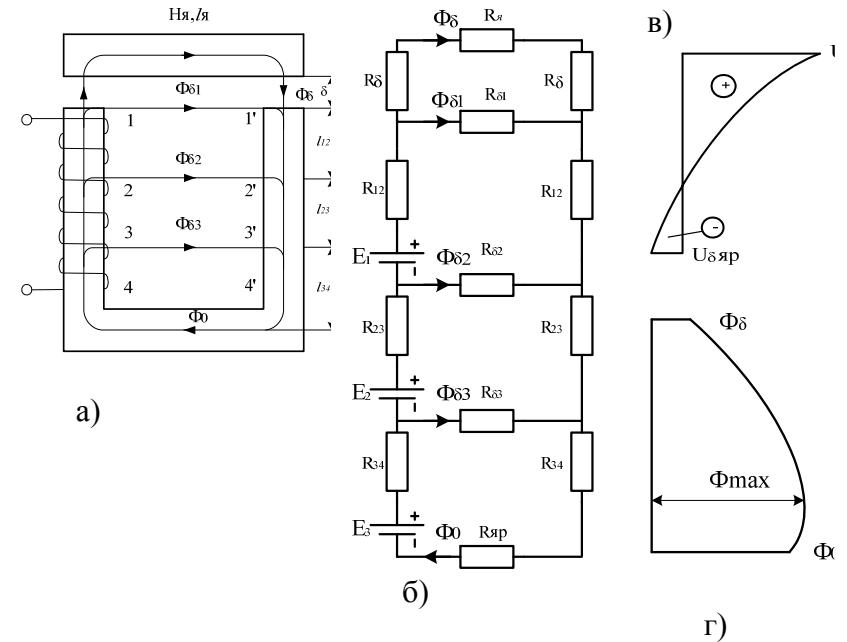


Рис. 4.2 - Ескіз магнітного кола

Складність розв'язку задачі полягає в тому, що для складання заступної схеми необхідно знати  $E_1$ ,  $E_2$ ,  $E_3$ , які є шуканими. Тому треба використати метод послідовних наближень.

Приймаємо спочатку, що

$$E = E_1 + E_2 + E_3 = (Iw)_{\text{КОТ}} \approx (1, 2 \dots 1, 3) \frac{\Phi_{\delta}}{G_{\delta}},$$

$$E_1 = E \frac{l_1}{l}; E_2 = E \frac{l_2}{l}; E_3 = E \frac{l_3}{l}.$$

Розрахунок ведеться за 1-м та 2-м законами Кірхгофа за такою методикою:

1. Визначаємо різницю магнітних потенціалів між точками 1 та 1':

$$U_{\mu 11'} = U_{\mu \delta} + U_{\mu Я} = \frac{\Phi_{\delta}}{G_{\delta}} + H_{Я} l_{Я},$$

де  $H_{Я}$  шукаємо за кривою  $B(H)$  для  $B_{Я} = \frac{\Phi_{\delta}}{S_{Я}}$ ,  $l_{Я}$  –

довжина середньої лінії потоку в якорі,  $S_{Я}$  – переріз якоря.

2. Визначаємо  $\Phi_{\delta 1}$  між точками 1 та 1' :

$$\Phi_{\delta 1} = U_{\mu 11'} G_{\delta 1} = U_{\mu 11'} g l_{12},$$

де  $g$  – питома магнітна провідність матеріалу ділянки на одиницю довжини.

Вздовж  $l_{12}$  потік не змінюється і дорівнює:

$$\Phi_1 = \Phi_{\delta} + \Phi_{\delta 1}.$$

3. Визначаємо різницю магнітних потенціалів між точками та 2 та 2' :

$$U_{\mu 22'} = U_{\mu 11'} + 2H_{12}l_{12} - E_1,$$

де  $H_{12}$  та  $l_{12}$  шукаємо по кривій  $B(H)$  для

$B_{12} = \frac{\Phi_1}{S_{СТ}}$ , де  $S_{СТ}$  – переріз стержня.

Аналогічно для решти вузлових точок:

$$4. \Phi_{\delta 2} = U_{\mu 22'} g l_{23}.$$

$$5. \Phi_2 = \Phi_1 + \Phi_{\delta 2}.$$

$$6. U_{\mu 33'} = U_{\mu 22'} + 2H_{23}l_{23} - E_2 \text{ і т.п.}$$

Після розрахунку магнітного кола необхідно порівняти повний спад магнітного потенціалу з величиною  $E$ . Якщо різниця між ними більша за 10%, то необхідно задатись повним значенням  $E$  і повторити розрахунок.

Завдяки наявності короткозамкненого витка потік  $\Phi_2$  відстає за фазою відносно потоку  $\Phi_1$  на кут  $\psi$ . У верхній частині потоку створюється сила:

$$F_1 = F_{m1} \sin^2 \omega t = F_{cp1} - F_{cp1} \cos 2\omega t,$$

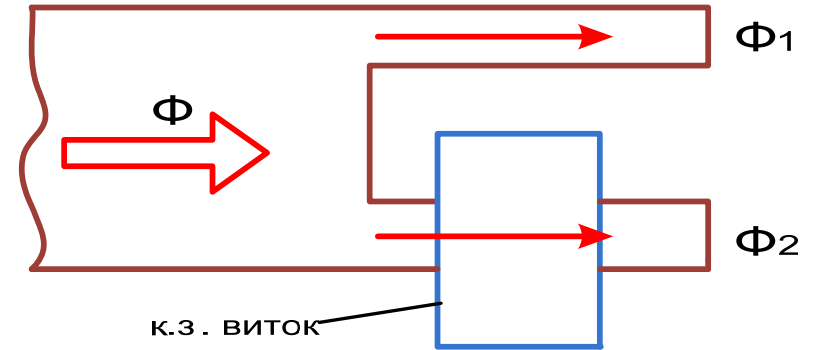


Рис. 4.6 - Однофазний електромагніт з короткозамкненим витком

а в нижній

$$F_2 = F_{m2} \sin^2 (\omega t - \psi) = F_{cp2} - F_{cp2} \cos (2\omega t - 2\psi).$$

Результуюча сила, яка діє на якор, дорівнює  $F = F_1 + F_2$ . Амплітуда змінної складової:

$$F_{m\sim} = \sqrt{F_{cp1}^2 + F_{cp2}^2 + 2F_{cp1}F_{cp2} \cos 2\psi}. \quad (4.24)$$

Звичайно електромагніт проектується таким чином, щоб

$$F_{\min} = F_{cp} - F_{m\sim} > F_{прот}.$$

Очевидно, що чим менше  $F_{m\sim}$ , тим менша пульсація сили  $F$ . Із (4.24) випливає, що  $F_{m\sim} = 0$  при  $F_{cp1} = F_{cp2}$  і  $\psi = 90^\circ$ . Кут зсуву фаз  $\psi$  визначається співвідношенням:

Тоді  $\Phi$  та  $\psi$  не залежать від  $\delta$ , а тому  $\frac{d\psi}{d\delta} = 0$ . Миттєве значення сили притягання за (4.18) буде:

$$F = \frac{1}{2} \psi \frac{di}{d\delta}. \quad (4.22)$$

Оскільки  $i = I_m \sin \omega t$ ,  $\Phi = \Phi_m \sin \omega t$ ,  $\psi = \psi_m \sin \omega t$ , то (4.22) приймає вигляд:

$$F = \frac{1}{2} \psi_m \frac{dI_m}{d\delta} \sin^2 \omega t = F_m \sin^2 \omega t, \quad (4.23)$$

де  $F_m = \frac{1}{2} \psi_m \frac{dI_m}{d\delta}$ . Величина  $\frac{dI_m}{d\delta}$  знаходиться графічним диференціюванням залежності  $I_m(\delta)$ , яку можна отримати в результаті розрахунку магнітного кола. Величина  $\psi_m = \omega \Phi_m$  визначається прикладеною напругою.

4.5. Вібрації в електромагнітних механізмах змінного струму

Миттєве значення сили притягання електромагніту змінного струму пульсує з подвійною частотою струму [1]:

$$F = \frac{1}{2} F_m - \frac{1}{2} F_m \cos 2\omega t.$$

Середнє значення цієї сили дорівнює:

$$F_{cp} = \frac{1}{T} \int_0^T F dt = \frac{F_m}{2}.$$

Для притягання якоря необхідно, щоб  $F_{cp}$  була більша за протидіючу силу.

Зміна сили в часі викликає вібрацію якоря, яку необхідно усунути.

Для однофазних електромагнітів найбільш поширені короткозамкнені витки (рис. 4.6).

Розподіл різниці магнітних потенціалів і потоку уздовж довжини осердя наведений на рис. 4.2, в, г.

### 4.3. Основні положення розрахунку магнітних кіл при змінних МРС

При розрахунку магнітного кола на змінному струмі необхідно врахувати такі особливості [1, 2, 4]:

- струм в котушці ЕМ залежить від її реактивного опору;
- магнітний опір магнітного кола залежить від втрат в сталі і наявності короткозамкнених обмоток на осерді;
- магнітопровід виконується шихтованим прямокутного поперечного перерізу.

Розглянемо магнітне коло, яке наведено на рис. 4.3.

Втрати за рахунок вихрових струмів (струми Фуко) і гістерезису можуть бути подані втратами у фіктивній короткозамкненій обмотці, яка має тільки активний опір. Параметри цієї обмотки знаходяться із умови рівності втрат в сталі і втрат в короткозамкненій обмотці.

При синусоїдній зміні потоку:

$$E_{K3} = 4,44 w_{K3} \Phi_m = \frac{\omega w_{K3}}{\sqrt{2}} \Phi_m. \quad (4.8)$$

Звідки кількість витків короткозамкненої обмотки:  $w_{K3} = \frac{E_{K3} \sqrt{2}}{\omega \Phi_m}$ .

За умови рівності втрат маємо:

$$P_{CT} = \frac{E_{K3}^2}{r_{K3}}; \quad r_{K3} = \frac{E_{K3}^2}{P_{CT}}. \quad (4.9)$$

Тоді реактивний опір сталі:

$$X_\mu = \frac{\omega w_{K3}^2}{r_{K3}} = \frac{2P_{CT}}{\omega \Phi_m^2} = \frac{2P_0 \gamma l S}{\omega B_m^2 S^2} = \rho_x \frac{l}{S}, \quad (4.10)$$

де  $\rho_x = \frac{2P_0\gamma}{\omega B_m^2}$  – питомий реактивний магнітний опір сталі;  $P_0$  – втрати на одиницю маси осердя;  $\gamma$  – щільність матеріалу осердя;  $l$  і  $S$  – довжина та переріз осердя.

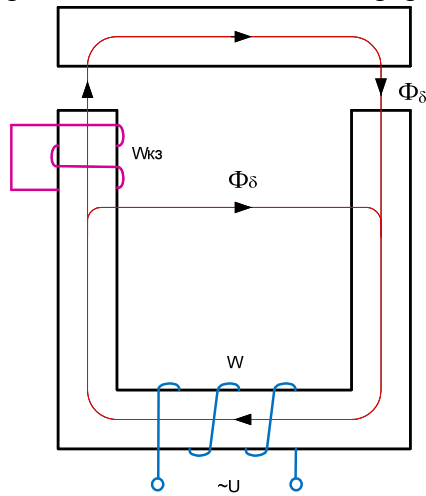


Рис. 4.3 - Магнітне коло змінного струму

Відповідно активний і повний магнітні опори сталі:

$$R_\mu = \rho_R \frac{l}{S}, \quad (4.11)$$

$$Z_\mu = \rho_Z \frac{l}{S}, \quad (4.12)$$

де  $\rho_Z$  – повний питомий магнітний опір сталі.

Якщо відомі  $\Phi_m$ ,  $S$  та  $l$ , то спочатку визначають

$$B_m = \frac{\Phi_m}{S},$$

а потім за кривими  $\rho_R(B)$ ,  $\rho_X(B)$ ,  $\rho_Z(B)$  та формулами (4.10) – (4.12) визначають  $R_\mu$ ,  $X_\mu$  та  $Z_\mu$ .

Однак частіше задається крива  $B_m(H)$  з врахуванням активних втрат. Параметри заступної схеми ділянки магні-

При достатньо малому  $\delta$  магнітна провідність зазору  $G_\delta = \frac{\mu_0 S}{2\delta}$ , а тому:

$$F = \frac{1}{4} (Iw)^2 \frac{\mu_0 S}{\delta^2}. \quad (4.21)$$

Залежність  $F(\delta)$  при  $Iw = const$  подано на рис. 4.5.

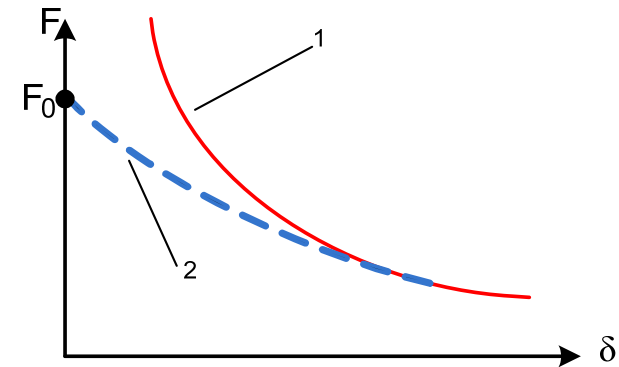


Рис. 4.5. Залежність  $F(\delta)$  при  $Iw = const$

Для розрахунку сили притягання в насичених електромагнітах можна користуватись формулою (4.20), але замість  $Iw$  береться  $(Iw)_\delta$ . Величину  $(Iw)_\delta$  знаходять в результаті розрахунку магнітного кола.

### Сила притягання електромагніту змінного струму

Розглянемо задачу стосовно до насиченого електромагніту [1, 2] з двома робочими зазорами і з врахуванням припущень:

- магнітний опір сталі, активний опір обмотки і втрати в сталі дорівнюють нулю;
- напруга, струм і потік змінюються за синусоїдним законом.

$$id\psi = Fdx + dW_M, \quad (4.17)$$

де  $Fdx$  – механічна робота, яка виконується якорем;  $dW_M$  – зміна запасу електромагнітної енергії.

Із (4.17) знайдемо  $F = i \frac{d\psi}{dx} - \frac{dW_M}{dx}$  і враховуючи, що

$$dx = -d\delta \text{ і } W_M = \frac{1}{2} i\psi, \text{ запишемо:}$$

$$F = -i \frac{d\psi}{d\delta} + \frac{1}{2} i \frac{d\psi}{d\delta} + \frac{1}{2} \psi \frac{di}{d\delta} = -\frac{1}{2} i \frac{d\psi}{d\delta} + \frac{1}{2} \psi \frac{di}{d\delta}. \quad (4.18)$$

Оскільки  $i = const$ , то  $\frac{di}{d\delta} = 0$  і тоді (4.18) буде мати вигляд:

$$F = -\frac{1}{2} i \frac{d\psi}{d\delta}. \quad (4.19)$$

Для клапанного електромагніту  $\psi = \psi_\delta + \psi_\sigma$ . Для лінійного магнітного кола  $\psi_\delta = \Phi_\delta w = Iw^2 G_\delta$ ,  $\psi_\sigma = \Phi_\sigma w = Iw^2 \frac{gl}{2}$ . Підставляючи  $\psi_\delta$  і  $\psi_\sigma$  в (4.19), отримаємо:

$$F = -\frac{1}{2} (Iw)^2 \left[ \frac{dG_\delta}{d\delta} + \frac{1}{2} \frac{d(gl)}{d\delta} \right].$$

Оскільки провідність розсіяння від  $\delta$  не залежить, то  $\frac{d(gl)}{d\delta} = 0$  і сила притягання електромагніту буде дорівнювати:

$$F = -\frac{1}{2} (Iw)^2 \frac{dG_\delta}{d\delta}. \quad (4.20)$$

тного кола, якою проходить  $\Phi_m$  і розміри якої  $S$  та  $l$  можна знайти наступним чином. Визначаємо  $B_m = \frac{\Phi_m}{S}$  і за кривою  $B_m(H)$  шукаємо  $H$ . Повний магнітний опір буде визначатись:

$$Z_\mu = \frac{U_\mu}{\Phi_m} = \frac{Hl\sqrt{2}}{B_m S} = \rho_z \frac{l}{S},$$

де  $\rho_z = \frac{H\sqrt{2}}{B_m}$ . За допомогою залежності  $P_0(B_m)$

знайдемо  $P_0$ , а із (4.10)

$$X_\mu = \frac{\omega w_{K3}^2}{r_{K3}} = \frac{2P_{CT}}{\omega \Phi_m^2} = \frac{2P_0 \gamma l S}{\omega B_m^2 S^2} = \rho_x \frac{l}{S}, \quad i$$

$$R_\mu = \sqrt{Z_\mu^2 - X_\mu^2}.$$

Розрахунок магнітного кола змінного струму ведеться за допомогою двох рівнянь Кірхгофа в комплексній формі методом послідовних наближень.

#### 4.4. Сила електромагнітного притягання в електромагнітах

##### Електричний баланс електромагніту.

Розглянемо процес створення магнітного поля в електромагніті на рис. 4.4 [1, 2].

Після вмикання кола:

$$u = ir + \frac{d\psi}{dt}.$$

Помножимо обидві частини рівняння на  $idt$  та проінтегруємо:

$$\int_0^t uidt = \int_0^t i^2 r dt + \int_0^\psi id\psi. \quad (4.13)$$

До тих пір, поки сила притягання електромагніту менша сили пружини, якір електромагніту нерухомий, а потік зв'язки  $\psi$  зростає при  $\delta_1 = const$  за кривою 1 (рис. 4.4, б). Якщо при  $\psi = \psi_1$  сила електромагніту більша сили пружини, то якір переміщується до величини  $\delta_2$ . Тоді провідність  $\delta$  зростає, а тому зростає  $\psi$  за кривою 2 при  $\delta = \delta_2$  (рис. 4.4, б). До початку руху якоря енергія магнітного поля:

$$A_1 = \int_0^{\psi_1} id\psi = m_i m_\psi S_{0ab}.$$

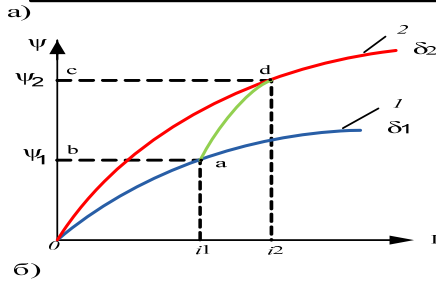
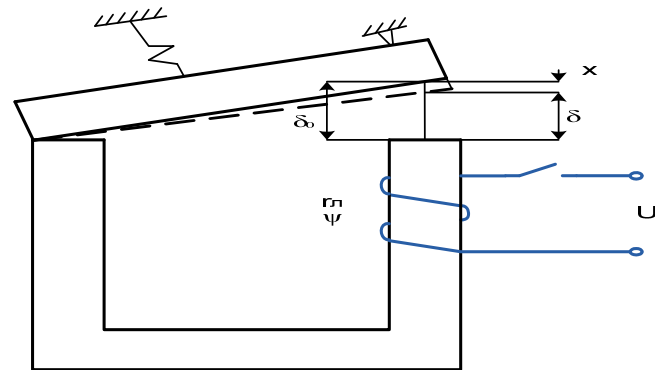


Рис. 4.4. Схема електромагніту та залежність  $\psi$  від  $I$

При русі якоря  $\psi$  змінюється від  $\psi_1$  до  $\psi_2$ . Енергія магнітного поля зростає на:

$$A_2 = \int_{\psi_1}^{\psi_2} id\psi = m_i m_\psi S_{abcd}.$$

При переході від  $\delta_1$  до  $\delta_2$  якір електромагніту зробив механічну роботу  $A_3$ .

Енергія, яка накопичується в магнітному полі наприкінці ходу якоря:

$$A_4 = \int_0^{\psi_2} id\psi = m_i m_\psi S_{0cd}.$$

На підставі закону збереження енергії маємо:

$$A_1 + A_2 = A_3 + A_4.$$

Звідси визначаємо механічну роботу:

$$A_3 = A_1 + A_2 - A_4 = m_i m_\psi (S_{0ab} + S_{abcd} - S_{0cd}) = m_i m_\psi S_{0ad}. \quad (4.14)$$

Тоді сила притягання електромагніту при малому переміщенні якоря буде:

$$F = -\frac{dA_3}{d\delta}. \quad (4.15)$$

Сила  $F$  діє у бік зменшення зазору.

Якщо поле в зазорі рівномірне і полюси ненасичені, то силу притягання електромагніту можна знайти за формулою *Максвелла*:

$$F = \frac{B^2 S}{2\mu_0}. \quad (4.16)$$

### Сила притягання ненасиченого електромагніту постійного струму

Виходячи із закону збереження енергії, можна показати, що енергія, яку отримує магнітне поле при елементарному переміщенні якоря  $dx$ , дорівнює [1, 2]:



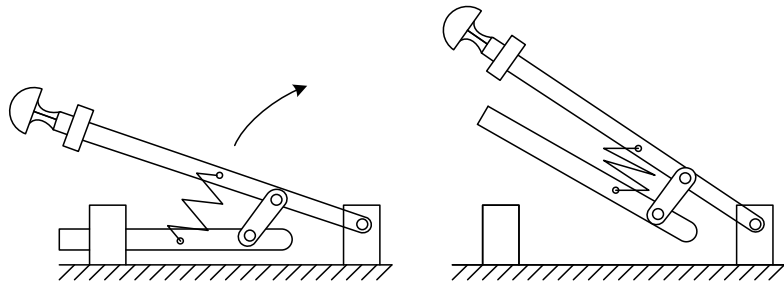
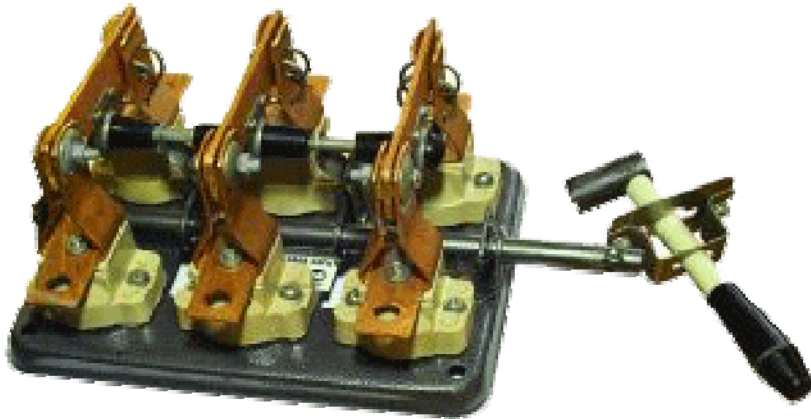


Рис. 5.3 - Рубильник з дугогасними контактами

Рубильники використовують для вмикання кіл при пуску двигунів малої потужності з певною кількістю вмикань за 1 год, а також для зняття напруги з кіл схем автоматичного керування після зупинки двигуна.

Промисловість випускають рубильники таких серій [2]:

– РБ



– РПС

від 0 до  $I_{3P}$  – часом зрушування  $t_{3P}$ , для моменту зрушування (4.27) можна записати у вигляді:

$$I_{3P} = I_y \left( 1 - e^{-\frac{t_{3P}}{T}} \right),$$

звідки

$$t_{3P} = T \ln \frac{1}{1 - \frac{I_{3P}}{I_y}}. \quad (4.28)$$

На другій стадії починається рух якоря,  $\delta$  зменшується і  $L$  зростає, оскільки  $L = w^2 F \delta$ . Цей процес описується рівнянням:

$$U = iR + L \frac{di}{dt} + i \frac{dL}{dt}. \quad (4.29)$$

При русі якоря  $\frac{dL}{dt} > 0$ , тому струм  $i$  та  $\frac{di}{dt}$  починають зменшуватись. Залежність  $i(t)$  наведена на рис. 4.8.

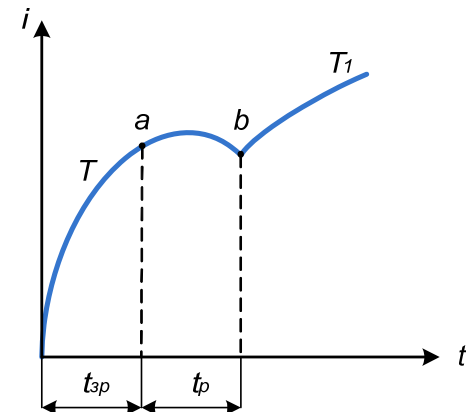


Рис. 4.8 - Залежність струму в котушці від часу  $i(t)$

У точці  $b$  якір досягає кінцевого положення і падіння струму припиняється. Після зупинки якоря струм буде зростати до  $I_y$ . Стала часу на третій стадії  $T_1 > T$ , так як  $\delta_n > \delta_{II}$ . Магнітне коло стає насиченим і закон зростання струму буде відрізнятися від експоненти.

У процесі руху якоря величина струму в обмотці  $i < I_y$ . З цим необхідно рахуватись при узгодженні  $F_{II}(\delta)$  та  $F_e(\delta)$ .

Різниця сил  $F_e$  та  $F_{II}$  йде на створення прискорення рухомими частинами, тому

$$F_e - F_{II} = m \frac{d^2 x}{dt^2} = mv \frac{dv}{dx}, \quad (4.30)$$

де  $m$  – маса рухомих частин;  $x$  – переміщення якоря;  $v$  – швидкість руху якоря.

Після інтегрування (4.30) маємо:

$$\int_0^x (F_e - F_{II}) dx = \frac{mv^2}{2},$$

звідки

$$v = \sqrt{\frac{2}{m_0} \int_0^x (F_e - F_{II}) dx}. \quad (4.31)$$

Тепер легко можна визначити повний час руху якоря.

Час відпускання  $t_{від}$  електромагніту складається з часу спадання потоку до потоку відпускання  $\Phi_{від}$ , при якому  $F_e = F_{II}$  і часу руху при відпусканні  $t_{p.від}$ . В більшості випадків  $t_{від}$  значно менший за  $t_{p.від}$ . Якщо вважати, що якір та рухомі частини рухаються рівноприскорено під дією  $F_{II,CP}$  пружини, то:

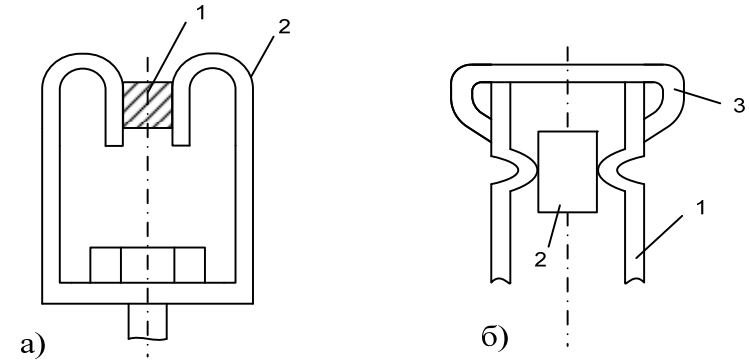


Рис. 5.1 - Контактна система рубильника

Рубильники з важільним приводом (рис. 5.2) мають контактну систему, яка змонтована на ізоляційній основі для установлення на металевому каркасі за панеллю розподільчого щита і застосовуються в колах з напругою 220 В та 380 В.

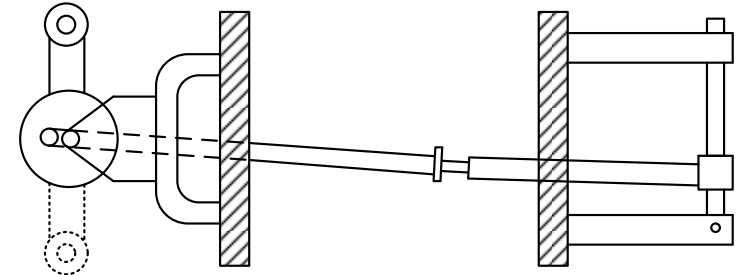


Рис. 5.2 - Рубильник з важільним приводом

Рубильники, які призначені для вимикання кіл під навантаженням, забезпечують дугогасними контактами (рис. 5.3).

## 5. АПАРАТИ ПРИСТРОЇВ КЕРУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИМ ПРОЦЕСОМ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

### 5.1. Рубильники, пакетні вимикачі та перемикачі

*Рубильник* – це силовий комутаційний апарат, призначений для ручного вмикання і вимикання струму в колах з напругою до 220 В при постійному струмі і до 380 В при змінному. При більших напругах він комутує кола тільки при відсутності струму [1].

Гасіння дуги постійного струму до 75 А відбувається за рахунок механічного подовження дуги рухомих ножем. Чим більша довжина ножа, тим більша швидкість розтягування дуги і менше час її горіння. При вимиканні значних струмів вирішальним фактором є електродинамічна сила, яка пропорційна довжині ножа. Тому довжина ножа повинна бути малою і вибирається такою, щоб забезпечити гасіння дуги при струмах до 75 А.

Гасіння дуги буде ефективним, коли розтягування дуги за рахунок конвекції повітря співпадає з напрямком електродинамічних сил. Рубильник устатковується так, щоб кривизна дуги була повернена вверх.

Рубильники розподіляються:

- за конструктивним виконанням – одно-, дво- і триполюсні;
- за способом приєднання з'єднувальних дротів – з переднього, або заднього боку розподільчого щита;
- за видом керування – з центральною рукояткою або важільним приводом.

Контактна система рубильника складається із одного або декількох рухомих контактів, які закріплені за допомогою шарнірів і заклинюються між нерухомими пружними стояками шляхом їх обертання у вертикальній площині (рис. 5.1).

$$t_{p.vid} = \sqrt{\frac{2mx}{F_{II.CP}}}, \quad (4.32)$$

де  $m$  – приведена до центра полюса маса якоря та рухомих частин;  $F_{II.CP}$  – приведенне до центру полюса середнє значення протидіючої сили на шляху  $x$ .

### Зміна швидкості електромагнітних механізмів

Повний час спрацювання електромагніту [1]:

$$t_{СП} = t_{3P} + t_P,$$

де  $t_P$  – час руху якоря.

Як правило, основну частину  $t_{СП}$  складає

$$t_{3P} = \frac{L}{R} \ln \frac{1}{1 - I_{3P} / I_y}. \quad \text{Нехай } I_{3P} = const, \quad L = const,$$

$U = const$ . Розглянемо вплив опору  $R$  кола на  $t_{3P}$ . Швидкість зростання струму дорівнює:

$$\frac{di}{dt} = \frac{U}{L} e^{-\frac{t}{T}}$$

і при  $t = 0$   $\left(\frac{di}{dt}\right)_{t=0} = \frac{U}{L}$  не залежить від  $R$  кола.

Криві  $i(t)$  для двох значень  $R$  наведені на рис. 4.9.

Оскільки  $I_{y1} < I_{y2}$ , обидві криві на початку координат

мають загальну дотичну, так як  $\left(\frac{di}{dt}\right)_{t=0}$  не залежить від

$R$ . Сталі часу  $T_1 = \frac{L}{R_1}$  і  $T_2 = \frac{L}{R_2}$ . Оскільки  $R_1 > R_2$ , то

$$T_1 < T_2.$$

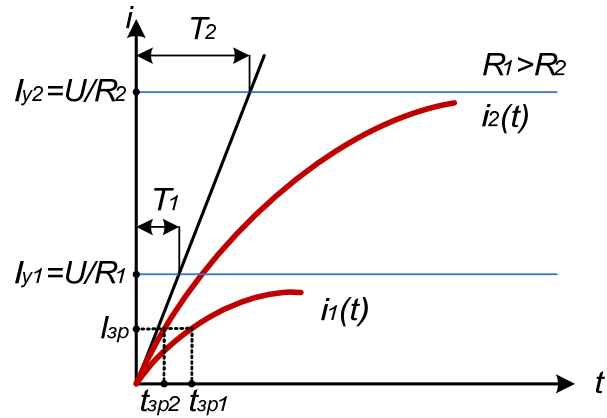


Рис. 4.9 - Криві  $i(t)$  при  $R = var$

При зменшенні  $R$  збільшується  $I_y$  та зменшується

$\ln \frac{1}{1 - I_{3P} / I_y}$ . Можна показати, що цей логарифм змен-

шується швидше ніж збільшується  $T$ .

У результаті  $t_{3P1} > t_{3P2}$ . Таким чином чим менше  $R$  кола, тим швидше буде спрацьовувати електромагніт. Од-

нак при цьому зростає потужність  $P = \frac{U^2}{R}$ , яка виділяється

в обмотці. Для обмеження температури, а тому і розмірів електромагніту застосовують форсування (рис. 4.10). У вимкненому стані  $R_\delta$  зашунтований розмикаючим контактом.

Після замикання контакту  $K$  малий опір  $R$  обмотки сприяє швидкому зростанню струму до  $i_{3P}$ . На початку руху якоря контакт розмикається і в коло вмикається  $R_\delta$ , завдяки чому обмежується потужність до величини

$$P = \left( \frac{U^2}{R + R_\delta} \right)^2 R.$$

6. Як здійснюється розрахунок магнітних кіл при змінних магніторухливих силах?

7. Які формули для визначення електромагнітних сил застосовуються при розрахунку тягових характеристик електромагнітних механізмів постійного та змінного струму?

8. Чим викликані вібрації в електромагнітних механізмах змінного струму та як їх можна усунути?

9. Напишіть вираз для енергетичного балансу електромагніта постійного струму.

10. Який вплив оказує величина електромагнітної сили при кінцевому зазорі на коефіцієнт повернення електромагніту?

11. Як визначається час спрацювання і відпускання електромагнітних механізмів?

12. Як можна прискорити та сповільнити роботу електромагнітних механізмів?

13. Намалюйте типові конструкції електромагнітних механізмів.

14. Як здійснюється розрахунок обмоток електромагнітів постійного струму?

15. Поясніть методику розрахунку обмоток електромагнітів змінного струму.

$$w = \frac{U}{4,44 f \Phi_m}$$

Дійсна кількість витків буде дещо меншою:

$$w = (0,7 \dots 0,8) \frac{U}{4,44 f \Phi_m}$$

Переріз дроту обмотки визначають за густиною струму  $j$ .

Далі вибирають стандартний діаметр і спосіб укладання, а потім  $K_{3.M}$  та  $Q_K$ :

$$Q_K = w \frac{\pi d^2}{4 K_{3.M}}$$

Після цього визначаємо  $l_{cp}$  та  $R$ :

$$R = \rho \frac{l_{cp} w}{q}$$

Тепер, якщо  $U^2$  відрізняється від  $(IR)^2 + (4,44 fw \Phi_m)^2$  більше ніж на 10%, то необхідно змінювати кількість витків  $w$  до тих пір, поки не буде задовольнятися умова.

Далі необхідно виконати перевірку котушки на нагрів, так само, як і для котушок постійного струму.

### Контрольні запитання

1. Дайте визначення магнітного кола електромагнітних механізмів.
2. Сформулюйте першій та другій закони Кірхгофа для магнітних кіл.
3. Які параметри магнітного кола Ви знаєте?
4. Що таке магнітні потоки розсіяння?
5. Яким чином здійснюється розрахунок магнітних кіл при постійних магніторухливих силах?

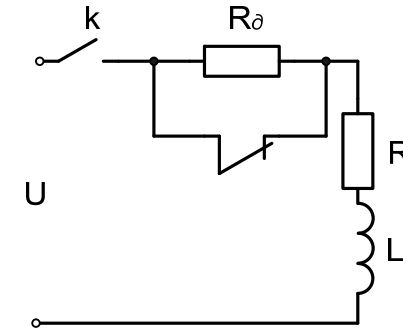


Рис. 4.10 - Схема форсування електромагніту

Напруга  $U$  на  $t_{3P}$  впливає таким чином. При зменшенні  $U$  зменшується  $I_y$ , що веде до збільшення

$$\ln \frac{1}{1 - I_{3P} / I_y}$$

Зі збільшенням  $U$  час  $t_{3P}$  зменшується.

Для сповільнення електромагніту застосовується короткозамкнена обмотка або гільза (рис. 4.11) [1].

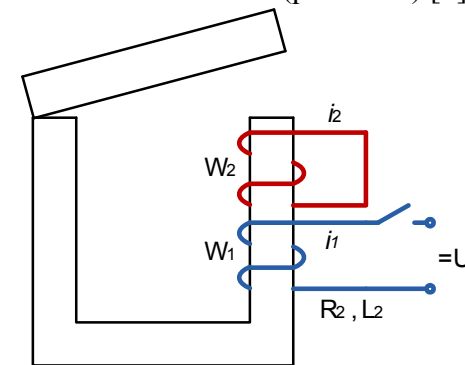


Рис. 4.11 - Спосіб сповільнення електромагніту

При вмиканні  $w_1$  в магнітному колі збільшується потік  $\Phi$ . Він наводить в  $w_2$  ЕРС, яка викликає струм такого напрямку, при якому потік  $\Phi_{к.з}$  спрямований на зустріч

основному. Результируючий потік  $\Phi_p = \Phi - \Phi_{K.3}$ . Швидкість зростання потоку зменшується, а  $t_{3p}$  збільшується. Результируючий потік в часі змінюється таким чином:

$$\Phi_p = \Phi_y \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_1+T_2}} \right),$$

де  $\Phi_y = \frac{U}{R_1} w_1 G_\delta$ ;  $T_1 = \frac{L_1}{R_1}$ ;  $T_2 = \frac{L_2}{R_2}$ . Якщо нехтувати

потоком  $\Phi_\sigma$ , то  $L_1 = w_1^2 G_\delta$ ,  $L_2 = w_2^2 G_\delta$ . При відпущеному якорі  $G_\delta$  мала, тому  $T_1 + T_2$  незначна і сповільнення електромагніту невелике.

При вимиканні електромагніту струм  $i_1$  практично миттєво спадає до нуля. Зміна потоку визначається процесом зменшення струму у  $w_2$ . При зменшенні  $\Phi_{K.3}$  в  $w_2$  наводиться ЕРС і виникає струм, спрямований так, що потік, який створюється  $w_2$ , перешкоджає зменшенню потоку в магнітному колі. Це створює витримку часу при відпусканні.

Для обмотки  $w_2$  в ненасиченому магнітному колі можна записати:

$$0 = i_2 R_2 + L_2' \frac{di_2}{dt}. \quad (4.33)$$

Оскільки зазор зменшився,  $L_2'$  при притягнутому якорі більша за  $L_2$  при відпущеному.

Розв'язуючи (4.33), отримуємо:

$$i_2 = I_{y2} e^{-\frac{t}{T_2'}}, \quad (4.34)$$

де  $T_2' = \frac{L_2'}{R_2'}$ ;  $L_2' = w_2^2 G_\delta'$ . Якщо помножити обидві частини (4.34) на  $G_\delta' w_2$ , то отримаємо:

Кількість витків обмотки визначається за формулою:

$$w = K_{3.M} \frac{Q_K}{q}, \quad (4.37)$$

де  $K_{3.M}$  – коефіцієнт заповнення;  $Q_K$  – площа витка обмотки.

Потужність, яка виділяється в обмотці дорівнює:

$$P = \frac{U^2}{R} = \frac{U^2 q^2}{\rho l_{cp} K_{3.M} Q_K} = (Iw)^2 \frac{\rho l_{cp}}{K_{3.M} Q_K}. \quad (4.38)$$

Із (4.38) можна знайти НС обмоток:

$$Iw = \sqrt{\frac{PK_{3.M} Q_K}{\rho l_{cp}}}.$$

Якщо за необхідної НС потужність  $P > \frac{S_{\text{бок}}}{\sigma_0}$ , то або

необхідно зменшити НС обмотки, або збільшити  $Q_K$ .

Далі потрібно визначити максимальну температуру всередині котушки.

### Розрахунок обмотки електромагніту змінного струму

Вихідні дані для розрахунку [1]: амплітуда НС, амплітуда потоку  $\Phi$  і напруга  $U$ .

Відомо, що

$$U^2 = (IR)^2 + (4,44 f w \Phi_m)^2. \quad (4.39)$$

Оскільки  $I$  та  $R$  можна знайти тільки після визначення  $w$ , то (4.39) не дозволяє відразу відшукати всі параметри котушки. Тому задача розв'язується методом послідовних наближень.

Так як  $IR \ll 4,44 f w \Phi_m$ , то з початку можна покласти  $IR = 0$ . Тоді можна знайти кількість витків:

де  $R = \rho \frac{l_{cp} w}{q}$  – опір обмотки;  $\rho$  – питомий опір матеріалу дроту обмотки;  $l_{cp}$  – середня довжина витка. Тоді переріз дроту буде визначатись:

$$q = \frac{I w \rho l_{cp}}{U}. \quad (4.36)$$

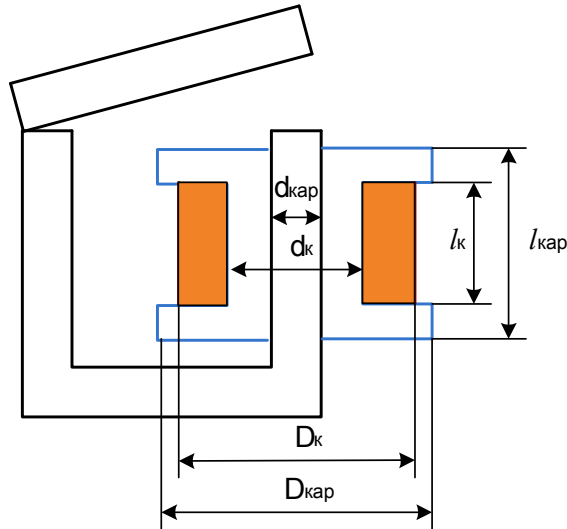


Рис. 4.13 - Ескіз обмотки електромагніту постійного струму

Із (4.35) випливає, що при  $l_{cp} = \pi \frac{d_к + D_к}{2} = const$  і заданому  $\rho$  НС визначається  $U_q$ . Якщо при  $U = const$ ,  $l_{cp} = const$  треба збільшувати НС, то необхідно взяти дрід з більшим  $q$ . При цьому обмотка буде мати меншу міцність витків.

За таблицею сортиментів вибираємо ближчий стандартний діаметр дроту.

$$\Phi = \Phi_y e^{-\frac{t}{T_2}}.$$

Через те, що зазор в притягнутому стані в 10...100 разів менший ніж у відпущеному стала часу  $T_2' \gg T_1 + T_2$ . Це дозволяє отримати  $t_{зр.від}$  до 10 с.

#### 4.6. Типові конструкції електромагнітних механізмів

За конструктивним виконанням [3, 4] розрізняють клапанні (поворотні), прямоходові та електромагніти з поперечним рухом. Клапанні електромагніти мають невелике переміщення якоря (кілька міліметрів) і розвивають велике тягове зусилля.

Прямоходові електромагніти мають великий хід якоря і більшу швидкодію; за розмірами вони менші, ніж клапанні. Часто – це соленоїд (циліндрична котушка, яка втягує в себе феромагнітний стержень), тому їх іноді називають соленоїдними електромагнітами.

Різноманітні конструкції електромагнітів показані на рис. 4.12. Незважаючи на велике їхнє різноманіття (далеко не всі можливі конструкції показані на цьому рисунку), усі вони складаються з котушки 1, якоря (рухомого магнітопроводу) 2, нерухомого магнітопроводу (осердя 3 і ярма 4). Крім того, вони мають різноманітні пружини, закріплювачі деталі, що фіксують і передають, корпус.

За конструкцією магнітного кола розрізняють електромагніти з розімкненим (рис. 4.12, г, е) і замкненим магнітопроводом (рис. 4.12, а, б, в, д, ж, з). За формою магнітопроводу розрізняють електромагніти з П-подібним, Ш-подібним і циліндричним магнітопроводом.

Магнітопроводи електромагнітів постійного струму, зазвичай, виконуються суцільними з магнітом деяких матеріалів: звичайних конструкційних сталей і електротехнічних сталей з низькою кількістю вуглецю. Високочутливі

електромагніти мають магнітопровід із пермалоїв (сплавів заліза з нікелем і кобальтом). У швидкодійних електромагнітах прагнуть до зменшення вихрового струму, для чого використовують електротехнічні кремністі сталі з підвищеним електричним опором, а магнітопровід є шихтованим (зібраним).

Для зменшення втрат на вихрові струми магнітопровід електромагнітів змінного струму збирають (шихтують) з ізольованих пластин товщиною 0,35 або 0,5 мм. В якості матеріалу використовуються гарячекатані і холоднокатані електротехнічні сталі. Окремі частини магнітопроводу, які важко виконати шихтованими, виготовляють із суцільного матеріалу товщиною 2-3 мм.

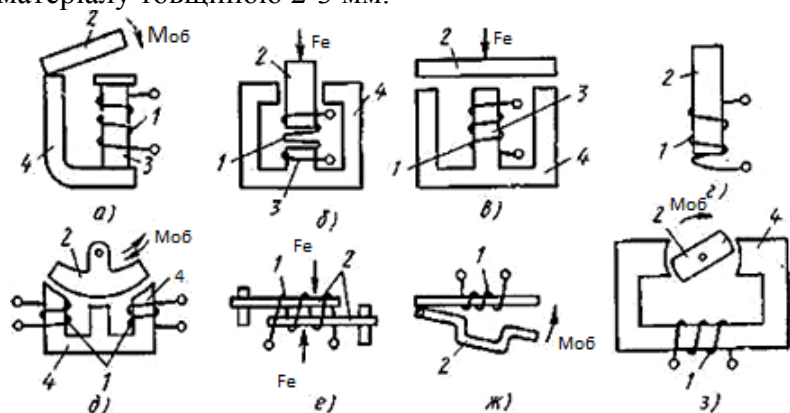


Рис. 4.12 - Варіанти конструктивних схем електромагнітів

Котушки електромагнітів за своєю конструкцією бувають каркасні і безкаркасні, а за формою перетину — круглі і прямокутні. Провід каркасної котушки намотують на каркас з ізоляційного матеріалу (текстоліт, гетинакс, пластмаса). Провід безкаркасної котушки намотують безпосередньо на осердя, обмотане ізоляційною стрічкою, або на спеціальний шаблон. Для забезпечення міцності котушки, виконаної на шаблоні, її обмотують стрічкою (бандажують) і просочують компаундним лаком. Котушки, як

правило, намотують мідним проводом з ізоляцією, що вибирається, виходячи з призначення й умов роботи електромагніту.

У залежності від засобу вмикання розрізняють послідовні і паралельні котушки. Паралельні котушки мають велику кількість витків і намотуються тонким проводом. Зазвичай, вони включаються на повну напругу мережі. Послідовні котушки мають порівняно малий опір, тому що виконуються товстим дротом з малою кількістю витків. Струм такої котушки визначається не її опором, а залежністю від тих пристроїв, з якими вона включена послідовно.

Розрізняють також електромагніти, призначені для тривалої, короткочасної і повторно-короткочасної роботи.

#### 4.7. Основні положення розрахунку обмоток електромагнітів

У результаті розрахунку магнітного кола визначається потік  $\Phi$  і НС котушки [1]. Котушка повинна бути розрахована так, щоб забезпечити необхідну НС і щоб максимальна температура обмотки була не більша за допустиму.

#### Розрахунок обмотки електромагніту постійного струму

Ескіз обмотки наведений на рис. 4.13.

Задано:  $U$ ;  $Iw$ . Необхідно розрахувати і спроектувати котушку.

Переріз дроту  $q$  знайдемо, виходячи із потрібної НС:

$$Iw = \frac{U}{R} w = \frac{Uqw}{\rho l_{cp} w} = \frac{Uq}{\rho l_{cp}}, \quad (4.35)$$



- номінальну напругу;
- граничний струм вимкнення;
- власний і повний час вимкнення.

Власний час автоматичного вимикача – це час від моменту, коли настає умова спрацювання, до початку розходження його контактів. Дуга, яка при цьому виникає, має гаситись за найменший час з перенапругою, безпечною для решти обладнання.

На рис. 5.11 [1] наведені криві  $i(t)$  і  $u(t)$  на контактах в процесі вимкнення для звичайного та швидкісного автоматичних вимикачів.

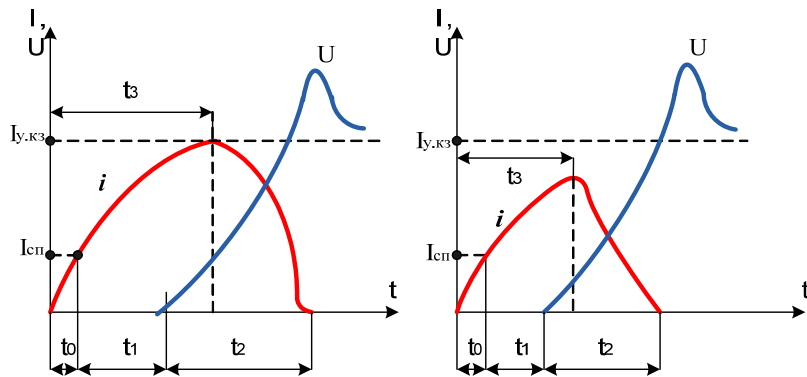
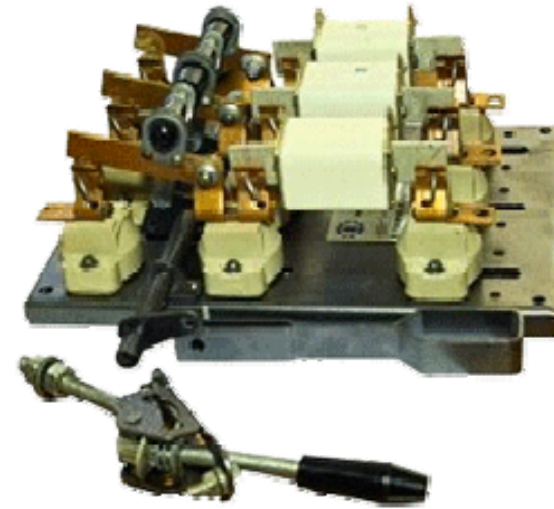


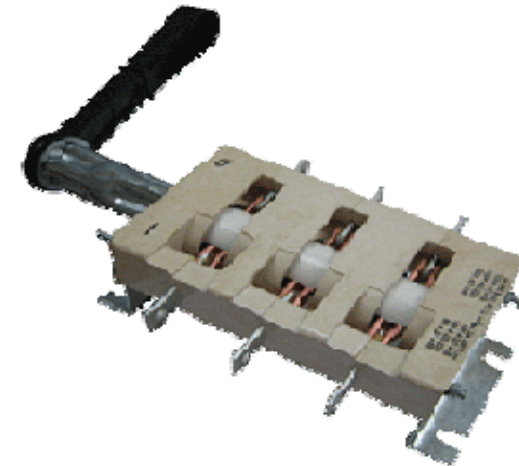
Рис. 5.11 - Криві  $i(t)$  і  $u(t)$  звичайного та швидкісного автоматичних вимикачів

Власний час  $t_1$  автоматичного вимикача витрачається на розчеплення засколки і вибору провалу контактів. Час  $t_1$  залежить від способу розчіплювання, конструкції контактів і ваги рухомих частин.

Час  $t_2$  – час гасіння дуги. Час  $t_0$  залежить від уставки струму спрацювання  $I_{СП}$  і швидкості зміни струму.



– ВР



– Р, РС



Для неавтоматичного вмикання і вимикання кіл постійного та змінного струмів при напрузі 220 та 380 В і тривалому струмі від 10 до 400 А застосовують пакетні вимикачі (рис. 5.4).

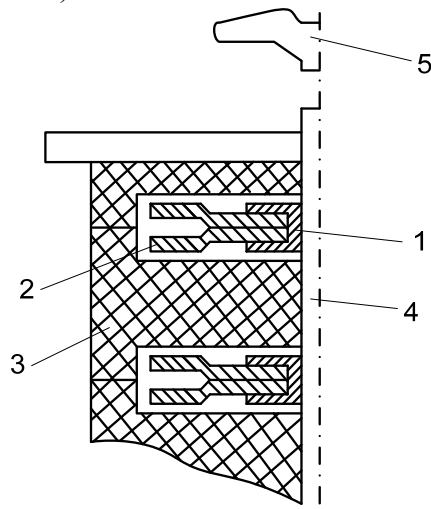


Рис. 5.4 - Ескіз пакетного вимикача

*Пакетний вимикач* – це малогабаритний електричний апарат, який складається із комплексу ізоляційних дисків

му стані. Під дією пружини 3 засчокка 2 розчіплюється, а пружина 4 розмикає контакти.

Схема автоматичного вимикача зворотного струму наведена на рис. 5.10, в. Намагнічуюча сила створюється обмотками струму 1 і напруги 2. Напрямок намагнічуючої сили обмотки 2 визначається полярністю живлячих ліній і не змінюється. Напрямок намагнічуючої сили обмотки 1 залежить від напрямку струму. Якщо напрямки намагнічуючих сил обмоток співпадають, то автоматичний вимикач утримується в положенні «ввімкнено». При зміні напрямку струму в електромагніті діє різниця намагнічуючих сил обмоток і під дією пружини 3 здійснюється розчеплення механізму і вимкнення автоматичного вимикача.

Загальний вигляд автоматичних вимикачів:



### Основні технічні параметри та характеристики автоматичних вимикачів

До основних технічних параметрів автоматичних вимикачів можна віднести:

- номінальний тривалий струм;

Блок-контакти призначені для комутації кіл керування, сигналізації і блокування. Звичайно, вони механічно зв'язані з головними контактами.

Розглянемо принципи дії деяких автоматичних вимикачів (рис. 5.10).

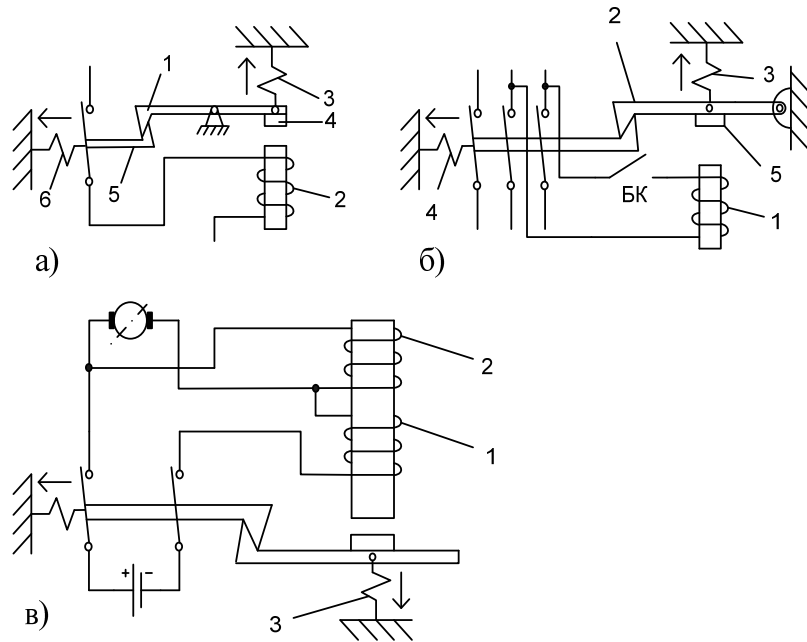


Рис. 5.10 - Схеми автоматичних вимикачів

Схема максимально струмового автоматичного вимикача наведена на рис. 5.10, а. При проходженні струму, який вимикається, через електромагніт 2 якорь 4 притягується і, долаючи протидіючу силу пружини 3, роз'єднує заскопку 1 і важіль 5. Під дією пружини 6 контакт розмикається.

Схема мінімального за напругою автоматичного вимикача наведена на рис. 5.10, б. Ввімкнення електромагніту 1 здійснюється блок-контактом, який зв'язаний з механізмом автоматичного вимикача. При значному зменшенні напруги електромагніт 1 не може утримати якорь 5 в притягнуто-

му, установлених на валу 4 один над другим [1]. На дисках монтується рухомі наскрізні пружинні щоби 1. Нерухомі ножі 2 установлюються на корпусі вимикача. Долаючи тертя контактних поверхонь, вал здійснює швидке переміщення рухомих контактів по колу. Точна зупинка пакетного вимикача досягається за допомогою фіксатора.

Пакетні вимикачі мають переваги перед рубильниками, а саме:

- малі габарити і зручність в монтажі;
- гасіння дуги в замкненому об'ємі без викидів полум'я і газів;
- одночасне керування значною кількістю кіл;
- висока вібро- та ударостійкість.

Недоліком є швидкий знос контактної системи і приводного механізму.

Промисловість випускає пакетні вимикачі типу ПВМ, ППМ, ПУ, УП, ОКП, ПВП 11, призначені для комутації кіл постійного струму напругою до 220 В і струмами до 400 А, та змінного струму до 250 А при напрузі до 380 В [3].

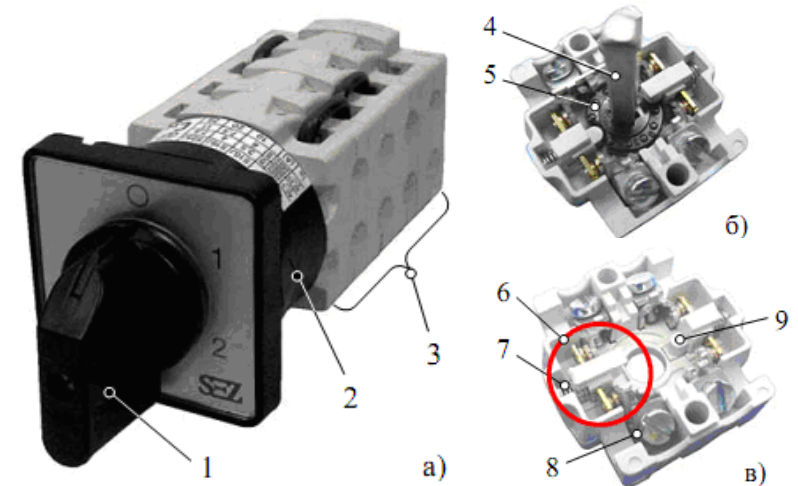


Рис. 5.4, (а). Пакетний вимикач

*a – зовнішній вигляд (1 – ручка керування; 2 – механізм фіксації; 3 – пакет контактних блоків); б, в – будова контактних блоків (4 – привідний вал; 5 – кулачок; 6 – контактний елемент; 7 – контактна пружина; 8 – фіксатор; 9 – штовхач контактного елемента)*

## **5.2. Силкові контролери, командоконтролери та кнопки управління**

*Силковий контролер* – це багатопозиційний електричний апарат з ручним або ножним приводом для безпосередньої комутації силових кіл двигунів постійного та змінного струму.

Найбільш розповсюджені кулачкові силкові контролери (рис. 5.5).

На валу закріплені кулачкові шайби 3. Бокова поверхня шайб складається із ділянок з різними радіусами, по яким перекочується ролик 5. Вісь ролика закріплена на важелі 6 з приводною пружиною 7. Контактна система складається із контактів 1 та 2, які перекочуються. Положення контактів залежить від положення ролика 5. При замкнених контактах необхідна сила стиснення забезпечується пружиною 4. Завдяки набору кулачкових шайб 3 різного профілю, при повороті валу силового контролера забезпечується необхідна послідовність комутації окремих елементів керованого кола.

Плавкий запобіжник типу ПН-2 випускають на  $I_H$  до 600 А. Струм короткого замикання, який вимикає цей запобіжник, складає 50 кА.

## **5.5. Автоматичні повітряні вимикачі**

### **Функціональна схема та принцип дії автоматичних вимикачів**

*Автоматичний вимикач* – це електричний апарат, призначений для вимикання електричних кіл в ненормальних та аварійних режимах (перевантаженнях, короткому замиканні, значному зменшенні напруги живлення, зміні напругу потужності).

До автоматичних вимикачів пред'являються наступні вимоги:

- струмопровідне коло автоматичного вимикача повинно пропускати струм  $I_H$  протягом тривалого часу;
- автоматичний вимикач має забезпечувати багаторазове вимкнення граничних струмів короткого замикання;
- автоматичні вимикачі повинні мати малий час вимкнення.

*Розчеплювачі* – це електромагнітні або термобіметалеві механізми, які спрацьовують і викликають вимкнення автоматичного вимикача миттєво або з витримкою часу.

Вимкнення автоматичного вимикача при спрацюванні розчеплювача відбувається внаслідок дії його на механізм вільного розчеплювання, при цьому порушується зв'язок між приводом і контактною системою, і вона переходить у вимкнений стан під дією пружини вимкнення незалежно від положення приводу.

Контакти автоматичного вимикача вимикаються з великою швидкістю, яка не залежить від швидкості руху рукоятки ручного приводу (моментне вимкнення).

шення температури плавлення плавкої вставки на звуженні ділянки наносяться олов'яні кульки 3.

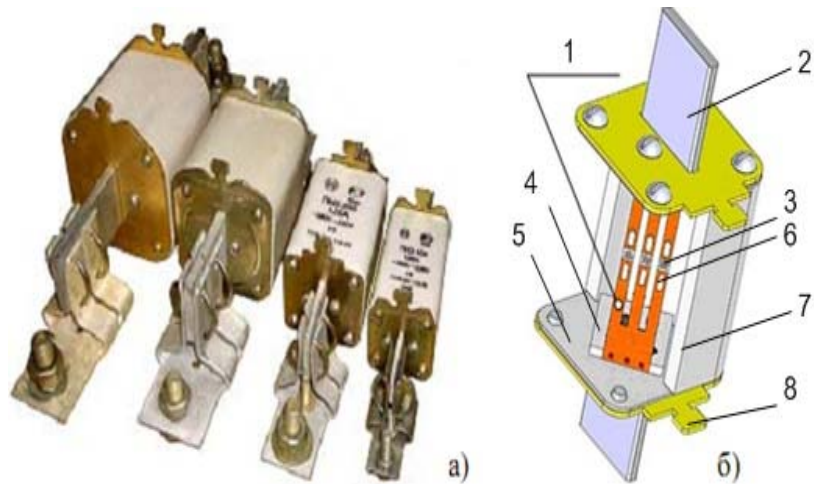


Рис. 5.8 - Плавкий запобіжник типу ПН-2  
а) зовнішній вигляд; б) будова

Корпус 7 плавкого запобіжника виконується із міцного фарфору або стеатиту. З торців корпус закріплений пластинами 8 через азбестові прокладки. У середині також розташовані диски 4. Також, наявні виводи 2, які вставляються в контактні зажими.

Наповнювачем 3 є кварцовий пісок ( $SiO_2 \leq 98\%$ , розміри частинок 0,2...0,4мм, вологість  $\leq 3\%$ ).

При короткому замиканні плавка вставка згорає і створюється дуга, яка горить в каналі із піщинок. Вони мають високу теплопровідність і велику поверхню охолодження. Оскільки дуга горить у вузькій щілині то, починаючи зі струму 100 А, вона має зростаючу вольт-амперну характеристику. Градієнт напруги на дузі досягає 200...600 В/см, що дає змогу гасити дугу за декілька мілісекунд при малій довжині.

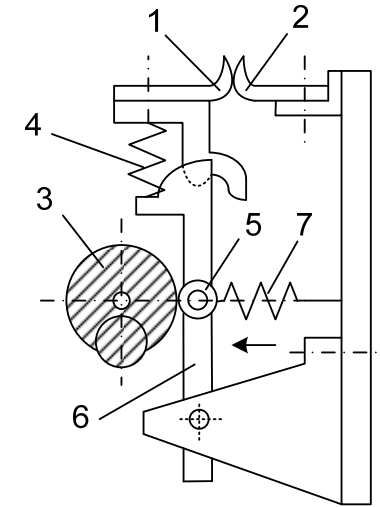


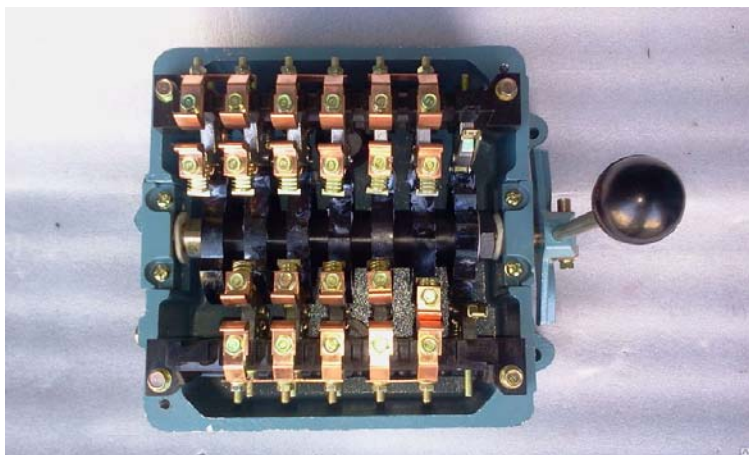
Рис. 5.5 - Ескіз кулачкового силового контролера

Кулачкові силові контролери серій ККТ-60А використовуються для керування асинхронними двигунами напругою до 380В, а КВ-100 для керування двигунів постійного струму напругою до 440В. Вони мають до 12 силових контактів на  $I_H$  до 63 А, а також малопотужні контакти для комутації кіл керування. Кількість позицій рукоятки – до 6 в кожен бік від середнього положення.

Командоконтролери – це апарати керування для комутації декількох малопотужних (струмове навантаження до 16 А) електричних кіл. Вони мають ручне керування від рукоятки або педалі на декілька положень.

Командоконтролери класифікуються за кількістю комутуваних кіл, за видом приводу контактної системи, за кількістю робочих положень рукоятки, діаграми вмикання та вимикання контактів.

Промисловістю випускаються командоконтролери типу ККП 1000 та ККП 423 для комутації кіл постійного та змінного струму [3].



Кнопки управління [3] призначені для подачі оператором керуючої дії на електричні кола. Вони розрізняються за величиною – нормальні і малогабаритні, за кількістю замикаючих і розмикаючих контактів. Дві, три або більше кнопок, змонтованих в одному корпусі, створюють кнопку станцію. Особливістю кнопок управління є їх здатність повертатись у вихідне положення (самоповернення) після зняття дії. Промисловістю випускаються кнопки серій КУ120 і КЕ, які призначені для роботи в колах змінного струму напругою до 500 В і постійного струму до 4 А напругою до 220 В.



Плавкий запобіжник з гасінням дуги в замкненому об'ємі типу ПР-2 наведений на рис. 5.7.

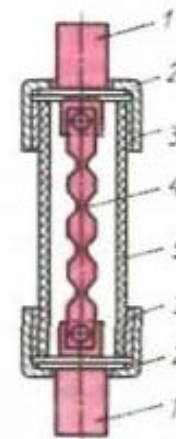


Рис. 5.7 - Плавкий запобіжник типу ПР-2

При вимкненні короткого замикання згорають звужені перерізи плавкої вставки 4 і виникає дуга. Під дією високої температури дуги фібровий патрон 5 виділяє газ, який охолоджує дугу. За рахунок зростання тиску піднімається вольт-амперна характеристика дуги, що сприяє її швидкому гасінню. Фібровий патрон закріплюється латунною обоймою 3, з торців якої установлюються латунні ковпачки 2 та замикаючі контакти 1.

Залежно від номінальної напруги плавка вставка має від 1 до 4 звужених ділянок, які створюють ефект струмообмеження.

Ці плавкі запобіжники працюють безшумно, практично без викиду полум'я та газів, що дозволяє монтувати сусідні полюси на невеликій відстані.

Плавкий запобіжник з дрібнозернистим наповнювачем типу ПН-2 наведений на рис. 5.8 [3].

Плавка вставка виконується з мідної стрічки 1 товщиною 0,1...0,2мм. Ефект струмообмеження забезпечується тим, що плавка вставка має звужені перерізи б. Для змен-

Повний час роботи плавкого запобіжника дорівнює:

$$t_p = t_{ПЛ} + t_{ПЕРЕХ} + t_{ГД}, \quad (5.3)$$

де  $t_{ГД}$  – час гасіння дуги.

Для плавкого запобіжника з плавкою вставкою на повітрі:

$$t_p = \left( A' + \frac{A''}{n} \right) \frac{q^2}{I_K^2} K_0, \quad (5.4)$$

де  $n = 3$  – коефіцієнт, який враховує передчасне руйнування плавкої вставки;  $K_0 = 1, 2, \dots, 1, 3$  – коефіцієнт, який враховує час гасіння дуги.

Для плавкого запобіжника з наповнювачем:

$$t_p = (A' + A'') \frac{q^2}{I_K^2} + t_{ГД} = (A' + A'') \frac{q^2}{I_K^2} K_D, \quad (5.5)$$

де  $K_D = 1, 7, \dots, 2$  – коефіцієнт, який враховує час гасіння дуги.

Якщо плавка вставка змінного перерізу, то її плавлення відбувається в точках, які мають найменший переріз. Процес нагріву звуженої ділянки протікає так швидко, що тепло не встигає відводитись на ділянці з більшим перерізом. Процес гасіння дуги починається ще до моменту, коли струм короткого замикання досягне усталеного значення. Тобто, плавка вставка вимикає пошкоджене коло зі струмообмеженням. Зі збільшенням  $I_H$  зростає мінімальний переріз плавкої вставки, що веде до збільшення тривалості плавлення плавкої вставки і зменшення ефекту струмообмеження.

#### 5.4. Конструкції запобіжників загального призначення

Основними типами плавких запобіжників є запобіжники типу ПР-2 та ПН-2.

#### 5.3. Плавкі запобіжники

*Плавкі запобіжники* – це апарати, які захищають установки від перевантаження і струмів короткого замикання [1].

Основними елементами плавкого запобіжника є плавка вставка та дугогасний пристрій.

Основні вимоги до плавких запобіжників такі:

- часострумова характеристика плавкого запобіжника має проходити нижче характеристики об'єкта, який захищається, але по можливості ближче;
- при короткому замиканні плавкі запобіжники мають працювати селективно;
- характеристики плавких запобіжників повинні бути стабільними;
- плавкі запобіжники повинні мати велику здатність до вимикання;
- заміна плавкого запобіжника або плавкої вставки не повинна займати багато часу.

Основною характеристикою плавкого запобіжника є залежність часу плавлення плавкої вставки від струму (часострумова характеристика – ЧСХ). Для досконалого захисту необхідно, щоб ЧСХ плавкого запобіжника (крива 1 на рис. 5.6) йшла трохи нижче характеристики об'єкта, який захищається (крива 2 на рис. 5.6).

Дійсна характеристика плавкого запобіжника подана кривою 3. В області значних перевантажень (область Б) плавкий запобіжник захищає об'єкт. В області А – не захищає.

Величина струму, при якому плавка вставка згоряє при досягненні нею усталеної температури, називається граничним струмом  $I_{ГР}$ . Для ефективного захисту  $I_{ГР}$  має бути за можливістю ближче до  $I_H$ , але  $I_{ГР} > I_H$ .

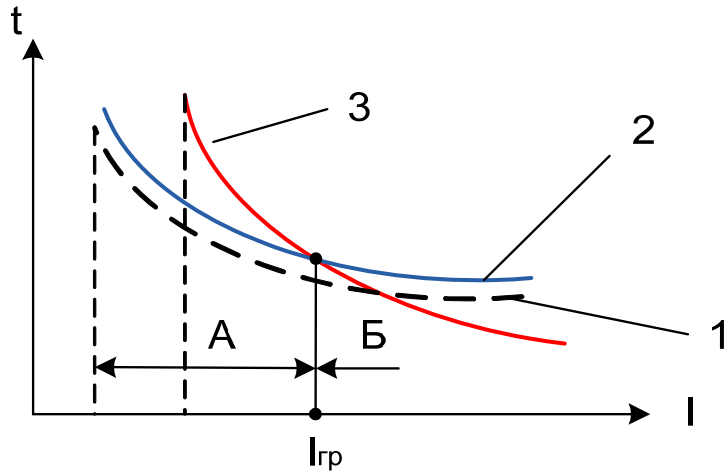


Рис. 5.6 - ЧСХ плавкого запобіжника

При струмах близьких до  $I_{ГР}$  температура плавкої вставки наближається до температури плавлення. При цьому час плавлення великий (більший 1 год.) і всі деталі плавкого запобіжника нагріваються до значних температур.

Стабільність ЧСХ залежить від окислення плавкої вставки. Свинець і цинк створюють плівку окису, яка запобігає зміні перерізу. Мідна плавка вставка інтенсивно окислюється і її переріз зменшується. Через те, що температура мідної плавкої вставки при  $I_H$  значно нижче температури плавлення, доводиться збільшувати її переріз і відношення  $\frac{I_{ГР}}{I_H}$  до 1,8, що погіршує ЧСХ. Срібні плавкі

вставки не піддаються тепловому старінню і  $\frac{I_{ГР}}{I_H}$  визначається тільки нагрівом. Застосування легкоплавких металів і металургійного ефекту дозволяє знизити  $\frac{I_{ГР}}{I_H}$  до 1,2...1,4.

Плавка вставка із міді виконується різної форми, що поліпшує її ЧСХ. Якщо струм через плавку вставку в 3...4 рази більший за  $I_H$ , то процес нагріву адіабатний, тобто тепло від плавкої вставки йде на нагрів плавкого запобіжника.

Час нагрівання плавкої вставки до температури плавлення:

$$t_{ПЛ} = A' \frac{q^2}{I_K^2} = \frac{A'}{\delta_K^2}, \quad (5.1)$$

де  $A'$  – деяка стала;  $q$  – поперечний переріз плавкої вставки;  $\delta_K$  – щільність струму.

Після того, як температура плавкої вставки досягла температури плавлення, для переходу її із твердого стану в рідкий необхідно додати тепло, яке дорівнює прихованій теплоті плавлення. Час переходу дорівнює:

$$t_{ПЕРЕХ} = A'' \frac{q^2}{I_K^2}. \quad (5.2)$$

Сталі  $A'$  та  $A''$  для деяких металів наведені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1

Метал плавкої вставки	$A'$ , $A^2c/mm^2$	$A''$ , $A^2c/mm^2$
Cu	80000	11600
Ag	62000	8000
Zn	9000	3000
Pb	1200	400

Основний параметр плавкого запобіжника при короткому замиканні граничного струму вимкнення – це струм, який він може вимкнути при  $U_{ВІДНОВЛ} = \max U_{РОБ}$ .



Для біметалевої пластини використовують хромонікелеву сталь з великим значенням  $\alpha$  та інвар з малим значенням  $\alpha$ . Коли біметалева пластина прогинається, вона вільним кінцем діє на контактну систему теплового реле.

Основна характеристика теплового реле – це залежність часу спрацювання  $t_{СП}$  від струму  $i$ . До початку перевантаження, через теплове реле протікає струм  $I_0$ , який нагріває пластину до температури  $\theta_0$ . Залежність  $t_{СП}(i)$  має вигляд:

$$t_{СП} = T \ln \frac{I^2 - I_0^2}{I^2 - I_\infty^2}, \quad (5.6)$$

де  $T$  – стала часу нагріву;  $I_\infty$  – струм, за яким реле спрацює за час  $t \gg T$ .

Коли теплове реле вмикається в холодному стані, то (5.6) приймає вигляд:

$$t_{СП} = T \ln \frac{x^2}{x^2 - x_{СП}^2}.$$

На рис. 5.17 наведені залежності  $t_{СП}(x)$  для  $\varepsilon = 0$  (крива 1) і  $\varepsilon \neq 0$  (крива 2).

Для швидкодіючого захисту об'єкта та теплового реле доцільно тепловий елемент об'єднати з електромагнітним, який має великий  $I_{СП}$  і практично нульову витримку часу.

На практиці узгодження реле захисту та об'єкта здійснюється вибором номінального струму теплового реле рівним номінальному струму двигуна або трохи більшим  $I_{Т.Н} = (1 \dots 1,15) I_H$ .

Якщо  $t_1 \geq 0,01$  с, то автоматичний вимикач називається звичайним. В швидкодіючих автоматичних вимикачах  $t_1 = 0,002 \dots 0,008$  с.

### Вибір автоматичних вимикачів для низьковольтних мереж

Автоматичні вимикачі вибираються за номінальним струмом і напругою, за родом струму, за граничною комутаційною здатністю, за електродинамічною і термічною стійкістю, за власним часом вимкнення.

За наявності в автоматичному вимикачі теплового і максимального захисту їх уставка має відповідати рівням відповідних струмів двигуна. Максимально струмовий захист не повинен спрацювати при пусковій двигуна, для чого його уставка  $I_{УТ}$  вибирається наступна:

$$I_{УТ} \geq K_H I_{П},$$

де  $I_{П}$  – пусковий струм двигуна;  $K_H = 1,5 \dots 2,2$  – коефіцієнт, який враховує вид розчеплювача і можливий розкид струму спрацювання відносно уставки.

Захист від перевантаження (тепловий захист) рахується ефективним, якщо:

$$I_{УТ} = (1,2 \dots 1,4) I_H,$$

де  $I_H$  – номінальний струм двигуна.

Граничною комутаційною здатністю автоматичного вимикача називається максимальне значення струму короткого замикання  $I_{КЗ}$ , яке він здатний комутувати декілька разів без пошкодження.

Електродинамічна стійкість характеризується амплітудою ударного струму короткого замикання, який здатний пропустити автоматичний вимикач без пошкодження.

Термічна стійкість характеризується допустимою кількістю тепла, яка може бути виділена в автоматичному вимикачі за час дії струму короткого замикання  $I_{КЗ}$ .

Для визначення відповідності цих параметрів автоматичних вимикачів умовам роботи електрообладнання необхідно попередньо визначити струм короткого замикання  $I_{кз}$ .

## 5.6. Контактори

### Принцип будови, сфера застосування та основні технічні параметри

Контактор являє собою електромагнітний апарат, призначений для частих дистанційних комутацій силових електричних кіл. Контактори розрізняються [4]:

- за родом струму кіл, які комутуються;
- за кількістю головних контактів;
- за родом струму кола котушки;
- за номінальним струмом і напругою кіл, які комутуються;
- за конструктивним виконанням.

Основними вузлами контактора є: контактна система (головні, силові і допоміжні блок-контакти), дугогасна система та електромагнітна система. Контактори призначені для встановлення в пристроях, які доступні для кваліфікованого персоналу. Тому вони мають конструкцію з захищеними від дотику струмопровідними елементами. За частих комутацій контакторів відбувається знос його контактів. Здатність контакторів забезпечувати роботу при великому числі операцій називається *зносостійкістю*.

Механічна зносостійкість визначається кількістю комутацій контактора без ремонту і заміни його вузлів при знеструмленому колі. Вимоги:  $(10...20) \cdot 10^6$  операцій. Електрична зносостійкість визначається кількістю комутацій, після якого потрібна заміна контактів. Вимоги:  $(2...3) \cdot 10^6$  операцій. Основним параметром контактора є номінальний струм, який визначає його величину (розмі-

колі статора внаслідок помилкового одночасного натиснення на кнопки SB2 і SB3 реверсивні магнітні пускачі обладнані механічним блокуванням, яке здійснюється важільною системою. Для більшої надійності передбачено електричне блокування за допомогою розмикальних допоміжних контактів KM1 та KM2.

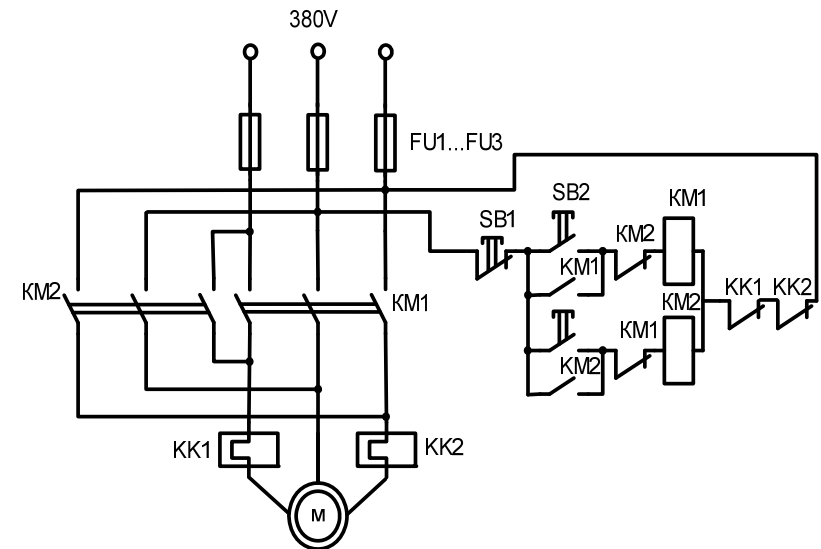


Рис. 5.16 - Принципова схема реверсивного магнітного пускача

## 5.8. Теплові реле

Для захисту від перевантаження використовують теплові реле з біметалевою пластиною. Вона складається з двох пластин з різним температурним коефіцієнтом розширення  $\alpha_1$  та  $\alpha_2$  ( $\alpha_1 > \alpha_2$ ). Пластини жорстко скріплені між собою. При її нагріванні відбувається згин пластини в бік матеріалу з меншим коефіцієнтом розширення.

тактної групи можуть бути із самоповерненням та з ручним поверненням. Від короткого замикання теплове реле двигун не захищає, тому що має порівняно більшу теплову інерцію й малу термічну стійкість.

### Схеми магнітних пускачів

Принципова схема нереверсивного магнітного пускача змінного струму з тепловим захистом наведена на рис. 5.15.

Схема забезпечує пуск асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором, захист його від короткого замикання, перевантаження і значного зниження напруги (нульовий захист).

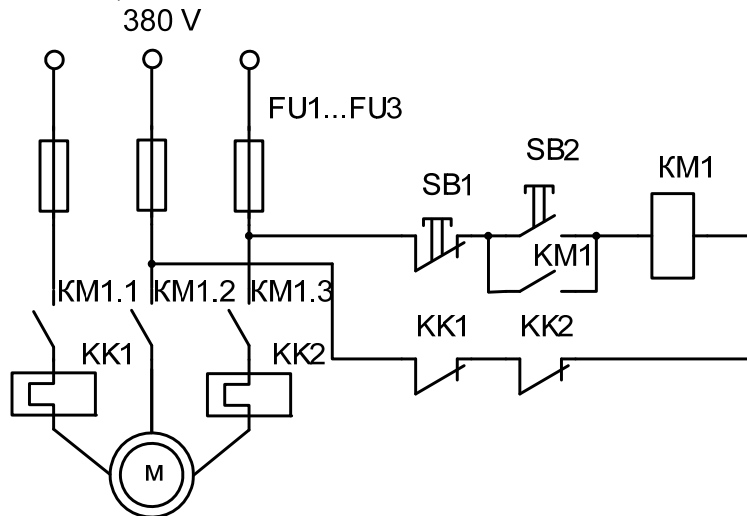


Рис. 5.15 - Принципова схема магнітного пускача змінного струму

Принципова схема реверсивного магнітного пускача наведена на рис. 5.16.

Схема забезпечує пуск асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором, реверсування двигуна, захист його від короткого замикання, перевантаження і значного зниження напруги. Для запобігання короткого замикання у

ри). Контактор II величини має  $I_H = 100 A$ , III -  $I_H = 150 A$  і т.д. Номінальним струмом контактора називається струм переривчасто тривалого режиму роботи. При цьому режимі контактор знаходиться у ввімкненому стані не більше 8 годин. По закінченню цього проміжку він має декілька разів вмикатись і вимикатись. Далі контактор знову вмикається. У тривалому режимі роботи допустимий струм зменшується на 20%, оскільки через окислення мідних контактів зростає перехідний опір, що може призвести до перевищення допустимої температури контактора.

З метою збереження контактів на контакти робиться напайка із срібної пластини. У повторно-короткочасному режимі контактора при  $TB\%=40\%$ ,  $I_{доп} = 1,2I_H$ .

### Основні конструктивні вузли контакторів постійного і змінного струму, їх призначення, виконання, взаємодія

Однополюсний контактор постійного струму [4] наведений на рисунку 5.12.

Усі вузли й деталі кріпляться на основній скобі 6, що має Z-подібну форму. Скоба є також магнітопроводом електромагнітного контактора. На нижньому кінці скоби за допомогою болта закріплено осердя 20 з полюсним наконечником 19. На осерді розміщується котушка намагнічування 21. На верхньому кінці скоби встановлена пластмасова підкладка 5 із закріпленими на ній дугогасною котушкою 3, дугогасним рогом 2 нерухомих контактів, нерухомих контактом 1, дугогасними щочками 15 і дугогасною камерою 22. Остання втримується на виступі дугогасного рогу нерухомого контакту лише власною вагою й може бути легко знята без відгвинчування яких-небудь деталей.

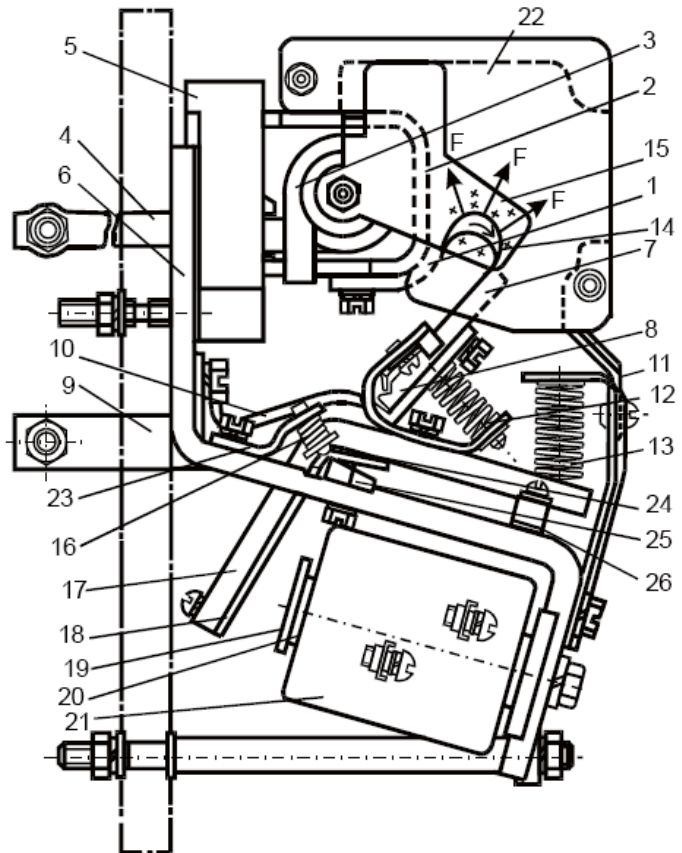


Рис. 5.12 - Однополюсний контактор постійного струму

Скоба 6 має прямокутний проріз, у яку вставляється якір 17 Г-подібної форми. Якір несе на собі рухомий контакт 7, який містить контактну пружиною 12. Рухомий контакт може вільно повертатися на призмі 8, завдяки чому забезпечується можливість переключення контактної поверхні рухомого контакту по контактній поверхні нерухомого контакту при включенні й відключенні контактора. Контактна пружина 12 створює в контакті необхідне натискання й дозволяє здійснити провал контактів. Дугогасним

льний контакти. Блок блок-контактів має виступаючий штифт, на який впливає важіль контакторів при вмиканні. Повернення у вихідне положення при вимиканні контактора відбувається під впливом поворотної пружини, що одночасно здійснює натискання на контакти. Кожний місток має свою пружину. Тривалий струм блок-контактів дорівнює 10 А, найбільший струм вимкнення – 60 А.



1. ПМЛ

2. ПМС



Рис. 5.14, а - Загальний вигляд магнітних пускачів

Для захисту двигуна від струмів перевантаження в магнітний пускач вбудовано теплове реле 12 типу ТРП, що використовує властивість біметалу. При перевантаженні електродвигуна на 20% реле відключає його протягом 20 хв., якщо пускач був нагрітий номінальним струмом до сталої температури (при температурі навколишнього середовища плюс 40<sup>0</sup>С). Реле ТРП за способом повернення ко-

Рухливі контакти 8 місткового типу встановлені на деталі 11. Натискання на контакти, закріплені на голівці 10, здійснюється контактними пружинами 9. Дворазовий розрив ланцюга поліпшує умови гасіння дуги. Невелика відстань між контактами підсилює їхню роль у відводі теплової енергії від дуги. Гасіння дуги відбувається в закритій камері 6. Камера загальна на три фази з ізольованими комірками для кожної фази.

Магнітна система – поворотного типу, Ш-подібна. Магнітопровід якоря електромагніта пускача, що втягується, встановлюється на деталі 11. Нерухомий магнітопровід 4 електромагніта з котушкою 5 встановлені на пружинах, що амортизують 3. Відомо, що величина струму, яка проходить через обмотку електромагніта змінного струму, росте зі збільшенням повітряного зазору (при незмінній напрузі), тому що при цьому зменшується індуктивний опір котушки електромагніта. Тому, при відносно великому повітряному зазорі в електромагнітах пускачів серії ПА створюється необхідна сила для надійного притягання якоря при ввімкненні. У ввімкненому стані, коли проміжок повітряного зазору різко скорочується (0,3 – 0,5 мм), збільшується індуктивний опір котушки, що призводить до зменшення струму в котушці і її потужності. Повернення рухомої системи пускача у вимкнене положення здійснюється за рахунок ваги цієї системи й пружини 7.

У пускачах серії ПА знайдена вдала конструкція короткозамкненого витка 13, установлюваного на полюсі 4 електромагніта, для усунення вібрації якоря. Дюралюмінієва рамка щільно опресовується в прямокутний паз на кінці полюса.

Контактор магнітного пускача має блок-контакти (на рис. не показані), які перебувають у двох самостійних блоках, у пластмасовому корпусі й розташовані з боків від головних контактів. Блоки кріпляться до основи 11 контактора двома гвинтами. Контакти блок-контактів місткового типу. Кожний блок має один замикаючий і один розмика-

рогом 11 рухомого контакту слугує пластина, закріплена на Z-подібній скобі. Рухомий контакт з'єднується з вивідною шинкою 9 гнучким зв'язком 10. Вводом є шинка 4.

Електрична дуга 14, що виникає при відключенні між рухомим і нерухомим контактами, заганяється електродинамічною силою у вузьку щілину дугогасної камери 22. Котушка 3 магнітного дуття створює магнітний потік, що осердям й дугогасними щоками 15 підводиться у дуговий проміжок, що приводить до зростання сили F. Повернення якоря у вихідне положення після відключення контактора проходить під впливом зворотної пружини 13. З метою підвищення механічної зносостійкості обертання якоря 17 виконано на зустрічних призмах 24 і 25. На якорі закріплена пластина 18, у яку впирається призма-вставка 25, закріплена на Z-подібній скобі, та штифт-призма 24. Штифт-призма 24 притискається до пластини 18 циліндричною пружиною 16, насадженою на цей штифт. Іншим кінцем пружина 16 впирається у фасонну пластину 23. За допомогою пружини 16 усувається можливість появи зазору між пластиною 18 і вставкою-призмою 25.

Контактори постійного струму виготовляються з одним або двома полюсами на  $I_H$  головних контактів від 4 до 2500 А. Головні контакти здатні вимикати струми переваження  $(7...10)I_H$ .

Промисловість випускає декілька серій контакторів постійного струму. Для важких умов роботи призначені контактори серій КПВ600 і КПВ620 з одним головним контактом на струми від 100 до 630 А.

Для застосування в електроприводах постійного струму випускається контактор серій КП і КПД з одним або двома головними контактами на струми від 25 до 250 А.

Контактори змінного струму за принципом дії та основними елементами конструкції не відрізняються від контактора постійного струму. Особливості їх роботи зв'язані з

живленням котушок змінним струмом, що призводить до підвищеного струму в котушці при спрацюванні.

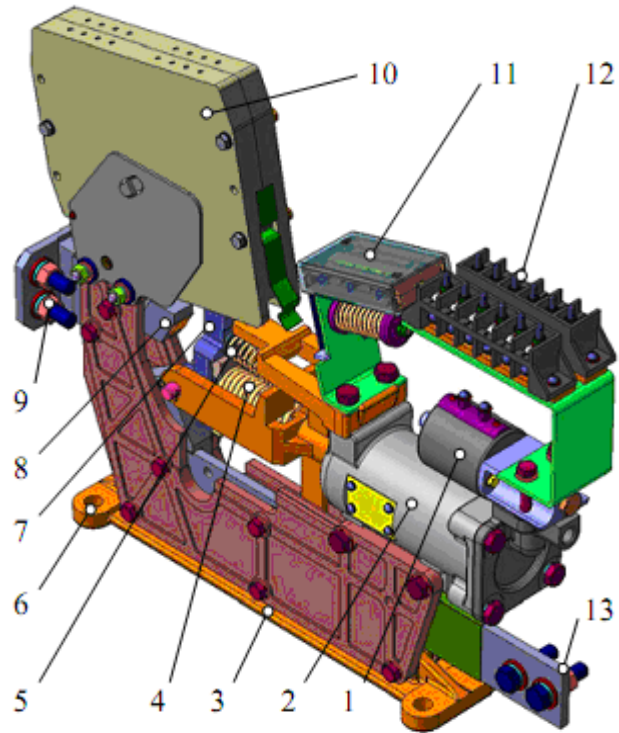


Рис. 5.12, а - Однополюсний електропневматичний контактор постійного струму [5]

1 – електропневматичний вентиль; 2 – поршневий пневматичний привід; 3 – основа; 4 – поворотна пружина; 5 – контактна пружина; 6 – отвори в основі для механічного монтування контактора; 7 – рухомий контакт головного кола; 8 – нерухомий контакт; 9 – ввідний термінал; 10 – дугогасна камера; 11 – блок допоміжних контактів; 12 – клемна колодка; 13 – вивідний термінал

Тому для цих контакторів обмежується кількість вмикань за годину (не більше 600). Крім того, пульсуючий магнітний потік викликає вібрацію та гудіння магнітопро-

ний трансформатор, кнопки управління, амперметр, сигнальну лампу. Частота увімкнень за годину складає 6000 для магнітних пускачів 1 габариту та 2400 для магнітних пускачів 5-6 габаритів.

Пускачі серії ПА розраховані на керування двигунами потужністю до 75 кВт при напрузі мережі до 500 В і допускають частоту увімкнень до 600 за годину при  $TB=40\%$ . Їхня комутаційна зносостійкість – 1 млн. увімкнень 7-кратного номінального струму й вимкнень номінального струму, механічна зносостійкість – 5 млн. циклів.

Конструкція контактора серії ПА [1], застосовуваного в магнітних пускачах цієї ж серії, показана на рис. 5.14.

Пускач збирається на металевій основі 1. Нерухливі контакти 2 розміщені всередині ізоляційних камер, утворених стінками 6. Струмopовідні частини в нерухомих контактів мають форму у вигляді петлі, щоб збільшити електродинамічні зусилля й виключити утворення «стоячої» дуги між контактами. Крім того, опорні крапки дуги не залишаються нерухливими на поверхні контактів, що призводить до збільшення міцності, яка відновлюється.

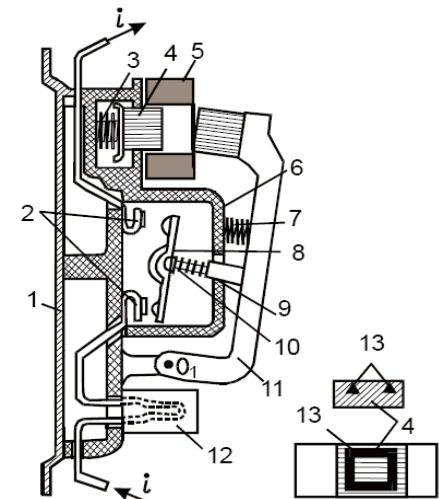


Рис. 5.14 - Магнітний пускач типу ПА

При зменшенні зазору тягова характеристика електромагніту змінного струму піднімається менш круто ніж в електромагнітах постійного струму. Завдяки цьому тягова характеристика близько підходить до механічної. В результаті, напруга відпускання близька до напруги спрацювання. Відносно великий коефіцієнт повернення  $K_D = 0,6 \dots 0,7$  дає змогу здійснити захист обладнання від спаду напруги. При спаданні напруги до  $(0,6 \dots 0,7)U_H$  відбувається відкидання якоря і вимкнення обладнання.

## 5.7. Магнітні пускачі

**Призначення, особливості будови та застосування магнітних пускачів.** *Магнітний пускач* – це спеціальний комплексний електричний апарат, призначений для керування трифазними асинхронними двигунами з короткозамкненим ротором [1]. Крім підключення асинхронного двигуна до мережі і його відключення, магнітний пускач може забезпечувати тепловий захист двигуна та сигналізацію про його роботу. У відповідності з переліченими функціями, до складу магнітного пускача можуть входити контактор, кнопки управління, теплові реле захисту, сигнальні лампи, які розміщуються в одному корпусі. Магнітні пускачі розрізняються між собою за призначенням (нереверсивні і реверсивні), наявністю або відсутністю теплових реле та кнопок управління, за ступенем захисту від дії оточуючого середовища, рівнем комутованих струмів, напрузі головного кола.

Магнітні пускачі серії ПМЛ випускаються на струми від 10 до 200 А, допустима частота увімкнень за годину для магнітних пускачів 1-5 габаритів складає 3600, а для 6-7 габаритів – 2400.

Магнітні пускачі серії ПМС випускаються для керування асинхронних двигунів серії 4А і мають 6 типорозмірів на струми від 10 до 160А. Вони можуть мати розділь-

воду, а також його підвищений нагрів. Для зменшення цих факторів магнітопровід набирають із тонколистової трансформаторної сталі, а на осерді або якорі розміщують короткозамкнений виток.

У контакторів змінного струму умови гасіння дуги легші, так як дуга менш стійка і може погаснути при проходженні струму через нуль.

Контактори змінного струму серій КТ6000, КТ7000, КТП 600 випускаються на струми від 63 до 1000 А і мають від 2 до 5 головних контактів [3].

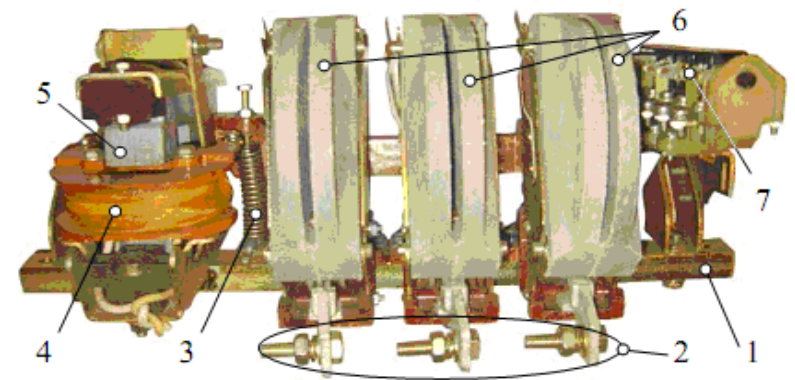


Рис. 5.12, б - Триполюсний електромагнітний контактор змінного струму

1 – монтажна рейка; 2 – ввідні термінали; 3 – поворотна пружина; 4 – котушка електромагніта; 5 – якор електромагніта; 6 – дугогасні камери; 7 – блок допоміжних контактів

Контактори серій КТ64, КТП64, КТ65 і КТП65 є модифікацією вище указаних серій контакторів. У них здійснюється бездугова комутація контактів шляхом шунтування їх тиристорами під час їх розмикання. Це дозволяє довести кількість вмикань до 2000 за годину.

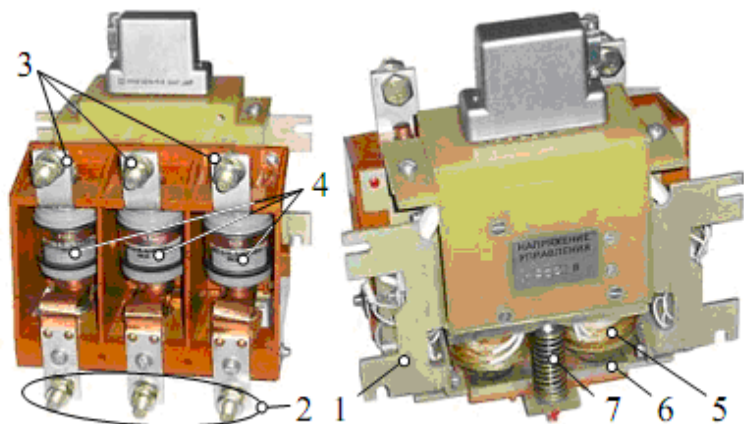


Рис. 5.12, в - Триполюсний електромагнітний вакуумний контактор змінного струму

1 – монтажна пластина; 2 – вивідні термінали; 3 – ввідні термінали; 4 – вакуумні переривники (камери); 5 – котушка електромагніта; 6 – ярмі електромагніта; 7 – повертальна пружина

**Погодження механічних та тягових характеристик контакторів.** При вмиканні електромагніт переборює дію сил контактної пружини і пружини повернення. Тягова характеристика електромагніту має йти вище механічної характеристики пружини при  $\min I_{\text{доп}} = 0,85I_H$  і коли котушка нагріта. Максимальна напруга на котушці не повинна перевищувати  $1,1U_H$ . Якщо  $U_{\text{кот}} > 1,1U_H$ , то збільшується знос контактів через посилення ударів яркоря, а температура котушки може перевищувати допустиму.

З метою зменшення намагнічуючої сили котушки і потужності, яку вона споживає, робочий хід яркоря вибирається 8...10 мм. В зв'язку з тим, що для надійного гасіння дуги при малих струмах необхідний розхід контактів складає 17...20 мм, відстань точки дотику рухомого контакту

від осі обертання рухомої системи береться в 1,5...2 рази більшою за відстань від осі полюса до осі обертання. В особливо важких умовах приходиться працювати електромагніту контактора з розмикаючими контактами. Тягова і механічні характеристики протидіючих пружин наведені на рис. 5.13.

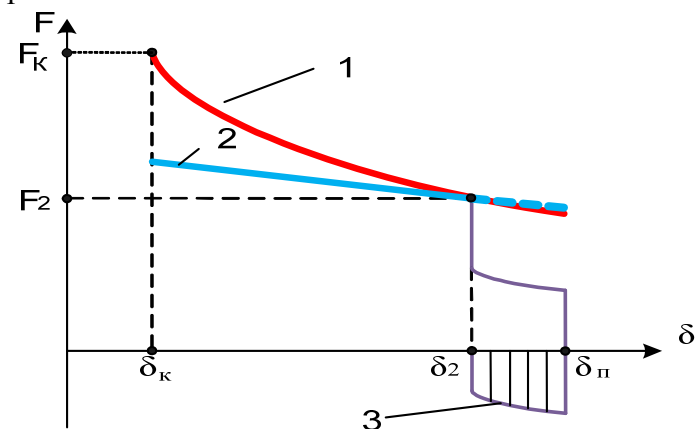


Рис. 5.13 - Тягова характеристика контактора і механічні характеристики протидіючих пружин

Пружина повернення в розімкненому стані магнітного кола створює силу, яка достатня для отримання необхідного насичення розмикаючих контактів. На початку ходу яркоря приходиться переборювати силу, яка дорівнює різниці сил пружини повернення 2 і контактної пружини 3. При розмиканні контактів при майже  $\max \delta_2$  яркорю доводиться долати значну силу  $F_2$ . Це потребує збільшення намагнічуючої сили та площі полюсу електромагніту, що веде до зростання його габаритів і споживаної потужності. Щоб усунути це негативне явище застосовується форсування. Контактор забезпечується розмикаючим контактом і економічним опором. Оскільки процес вмикання триває короткочасно, то в обмотці можна допустити високу щільність струму. В результаті, при малому габариті котушки можна отримати значну намагнічуючу силу.



Електромагніт реле складається з якоря 4 і магнітопроводу 1 з котушкою 2. На крайніх полюсах магнітопроводу розміщені короткозамкнені витки 3. Фігурна скоба 13 взаємно перпендикулярна осям 5 і 14 пов'язана з якорем і коливальним важелем 6. Шарнірні зв'язки дозволяють якорю повертатися у всіх напрямках і забезпечують щільне прилягання якоря до полюсів магнітопроводу. До фігурної скоби прикріплений штовхач 11, що впливає на перемикаючі контакти миттєвої дії 8, 9 і 10. Із шарнірною віссю 5 з'єднана зворотна пружина 12, іншим своїм кінцем зворотна пружина з'єднана з лапкою 7. Підгинанням лапки регулюється натяг зворотної пружини. Зворотна пружина піднімає нагору фігурну скобу разом з якорем і коливальним важелем 6. Коливальний важіль стикається з пальцем заводного важеля часового механізму й при знеструмленій обмотці реле тримає часовий механізм у зведеному стані.

Реле часу ЭВ-200 мають вісім виконань, що відрізняються діапазонами регулювання витримки часу. Всі виконання мають миттєвий перемикаючий контакт.

Реле серії ЭВ-200 випускається на номінальну напругу 100, 127, 220 і 380 В, із частотою 50 Гц. Напруга спрацювання реле не більша 85% від номінальної. Потужність, споживана обмоткою реле при втягнутому якорі, не перевищує 20 ВА. Обмотки реле тривало витримують напругу 110% від номінальної.

### Контрольні запитання

1. За яких умов гасіння дуги в рубильниках буде ефективним?
2. Дайте класифікацію рубильників за конструктивним виконанням, за способом приєднання з'єднувальних дротів та за видом керування.
3. Наведіть конструкції контактної системи рубильників.

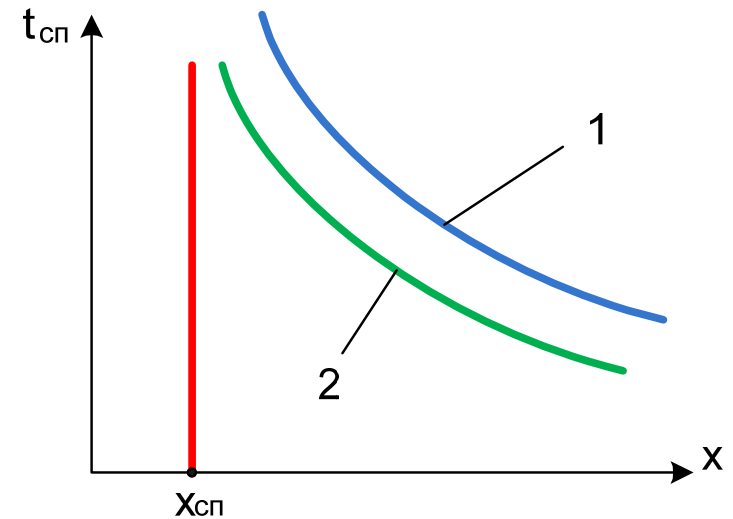


Рис. 5.17 - Часоструміві характеристики теплового реле

У режимі короткого замикання процес нагріву йде без віддачі тепла, тому:

$$t_{сп} = T \left( \frac{x_{сп}}{x} \right)^2.$$

У деяких теплових реле  $t_{сп}$  при короткому замиканні є більшим за час термічної стійкості. Тому від короткого замикання кола і теплові реле необхідно захищати плавкими запобіжниками.

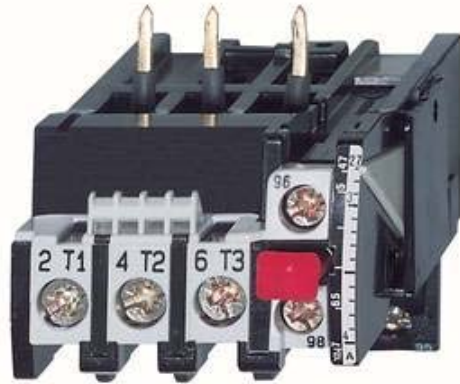


Рис. 5.17, а – Зовнішній вигляд теплового реле

### 5.9. Електромагнітні реле та їх параметри

*Електромагнітне реле* – це електричний апарат, призначений для комутації малих струмів кін керування у відповідності з електричним сигналом, який подається на його котушку. Вони використовуються в якості давачів струму і напруги, проміжних елементів для передачі команд з одного кола в інше та розмножування сигналів, давачів часу, вихідних елементів різних давачів координат електроприводу і технологічних параметрів робочих машин і механізмів [3].

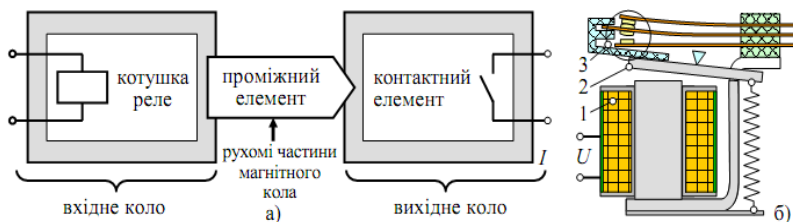


Рис. 5.18 - Будова електромагнітних реле  
а) – структурна схема; б) приклад

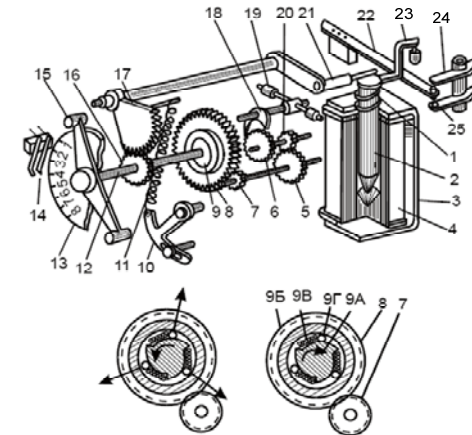


Рис. 5.23 - Будова реле часу ЭВ 100 та ЭВ 200

Реле часу ЭВ-200 відрізняється від реле серії ЭВ-100 тільки конструкцією електромагніта й передатних ланок. Їхній пристрій схематично показаний на рис. 5.24, часовий механізм і частина деталей на малюнку не показані.

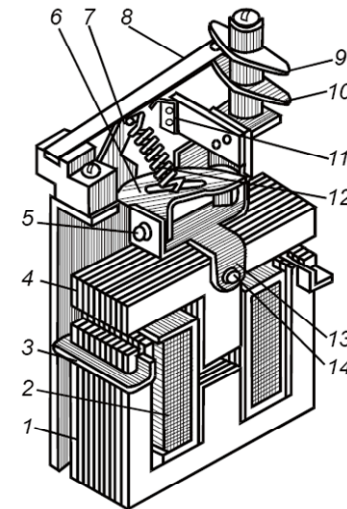


Рис. 5.24 - Будова електромагніту реле часу ЭВ 200

з витримкою часу, у початкове положення. Натяг робочої пружини може регулюватися за допомогою вузла 10. При порушенні електромагніта якір втягується, пускає в хід миттєві контакти й звільняє важіль 21 часового механізму. Під дією робочої пружини 11 вихідний вал механізму разом з рухливими контактами 15 починає повертатися. У момент початку руху вихідного вала включається фрикційна муфта 9, розташована усередині шестірні 8, і пускає в хід анкерний пристрій, що сповільнює. Шестірні 8, 7, 5 і 20 передають зусилля робочої пружини на анкерне колесо 6, зчеплене з анкером 18 і балансиrom 19. Під впливом анкерного колеса анкер починає коливатися. При кожному коливанні анкера анкерне колесо повертається на один зуб; період коливання анкера регулюється положенням важелів на балансири.

Обертання вихідного вала відбувається доти, доки місток рухливого контакту 15 не замкне кінцеві нерухомі контакти 14 і не торкнеться упору, наявного на пластмасовій колодці кінцевих контактів. Крім кінцевого контакту реле можуть мати контакт, що короткочасно замикається після заданої витримки часу. Витримка часу контакту може бути тільки меншою від витримки часу кінцевих контактів. Зміна уставок часу спрацьовування виробляється переміщенням нерухомих кінцевих контактів на шкалі 13.

Реле має сильну зворотну пружину, розраховану на завод часового механізму, тому обмотка електромагніта споживає значну потужність і може підключатися до джерела напруги лише на нетривалий час.

Реле серії ЭВ-100 випускається дванадцятьма різними виконаннями, що відрізняються діапазоном регулювання витримки часу, тривалої або короткочасної термічної стійкості.

В цих реле (рис. 5.18, а) елементом керування є котушка реле 1, яка створює магнітний потік у магнітопроводі. Рухома частина 2 (проміжний елемент реле) при певному значенні напруги  $U$ , прикладеної до обмотки, починає рухатися і сприяє перемиканню контактів 3 (комутаційний елемент реле).

Основною статичною характеристикою електромагнітного реле є вихідна характеристика (рис. 5.18а).

Вона має релеподібний вигляд: вихідний параметр  $u$  зазнає стрибкоподібні зміни при  $x_{СП}$  і  $x_{ВД}$  і має неоднозначність при  $x_{ВД} < x < x_{СП}$ .

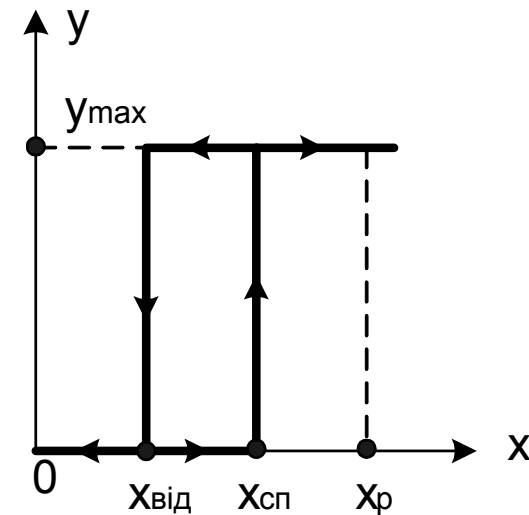


Рис. 5.18, а - Статична характеристика електромагнітного реле

Основними параметрами електромагнітного реле є: параметр спрацьовування – мінімальне значення вхідного параметра  $x_{СП}$ , за яким реле спрацьовує; параметр відпус-

кання – максимальне значення вхідного параметра  $x_{ВД}$ , за яким реле повертається у вихідне положення; коефіцієнт повернення  $K_{II} = \frac{x_{ВД}}{x_{СП}} < 1$  характеризує відносну ширину петлі вихідної характеристики; коефіцієнт заносу при спрацюванні і відпусканні  $K_{з.СП} = \frac{x_P}{x_{СП}}$ ;  $K_{з.ВД} = \frac{x_P}{x_{ВД}}$ . З метою забезпечення надійної роботи електромагнітного реле  $K_{з.СП} > 1$ ,  $K_{з.ВД} > 1$ .

До динамічних характеристик електромагнітного реле відносяться: час спрацювання  $t_{СП}$  – час від моменту подачі на реле вхідного сигналу до повного замикання контактів:

$$t_{СП} = t_{зР1} + t_{Р1},$$

де  $t_{зР1}$  – час зрушення реле при спрацюванні;  $t_{Р1}$  – час руху якоря при спрацюванні. Час відпускання реле – час від моменту зняття вхідного сигналу до повного повернення реле у вихідний стан:

$$t_{ВД} = t_{зР2} + t_{Р2}.$$

### 5.10. Реле струму та напруги

Будова реле струму та реле напруги є досить різноманітною. Реле струму і реле напруги можуть застосовуватись в якості реле захисту. Ці реле працюють переважно в тривалому режимі роботи. У них значно менша, ніж у реле керування, механічна і комутаційна зносостійкість.

Будова реле струму серії РТ-40 наведена на рис. 5.19.

Магнітна система реле складається з П-подібного шитованого осердя 1 і Г-подібного якоря 3. На осерді розташовані дві котушки 2, кінці яких виведені на затискачі цоколя реле. При проходженні струму по обмотці реле магнітний потік, створюваний цим струмом, намагнічує рухли-

електронні реле часу серії ВЛ, які мають витримку часу від 0,1 с до 10 хвилин.

Механічне реле часу має сповільнювач у вигляді анкерного механізму, який керується електромагнітом. При подачі напруги на електромагніт (початок відліку часу) його яркі заводять пружину анкерного механізму аналогічно годинниковому. Останній, почавши працювати, переміщує рухомий контакт реле. Через певний час, який визначається уставкою нерухомого контакту реле, відбудеться замикання контактної системи, що визначить кінець відліку часу. Механічні реле часу забезпечують витримку часу до декількох десятків секунд.

Реле часу ЭВ-100 та ЭВ-200 застосовуються в схемах релейного захисту й протиаварійної автоматики на оперативному постійному (ЭВ-100) або змінному (ЭВ-200) струмі для створення регульованої із заданою точністю витримки часу при спрацюванні або відпусканні й забезпечення певної послідовності роботи елементів схеми. Витримка часу створюється часовими механізмами серії 210ЧП, спеціально розробленими для цієї мети. Будову реле серії ЭВ і часового механізму схематично показано на рис. 5.23.

Електромагніт реле серії ЭВ-100 складається з магнітопроводу 3, котушки 4 і циліндричного якоря, що втягується 2. Для одержання оптимальної тягової характеристики нижній кінець якоря має конічну форму й при втягуванні входить у конічне поглиблення на сердечнику, розміщеному усередині котушки. Для попередження залипання якоря в притягнутому положенні на його нижньому кінці є бронзова шайба. На верхньому кінці якоря встановлений важіль 23 із пластмасовим штовхачем, що впливає на миттєві контакти 24, 25 і 22 без витримки часу. За відсутності порушення яркі під дією зворотної пружини 1 піднімає вгору до упору заводний важіль 21 часового механізму, зубчастий сектор 17 повертає шестірню 16 на вихідному валу 12 і встановлює рухомі контакти 15, що замикаються

міжних контактів і замикає їх. Вихідне реле вмикається і своїм контактом вимикає двигун, який починає обертатись і помалу обертати важіль на валу редуктора. Через певний час він доходить до допоміжних контактів і замикає їх. Вихідне реле вмикається і своїм контактом вимикає двигун.

Моторні реле часу типів Е510 і РБ 4 забезпечують витримку часу декілька хвилин.

Будова електронного реле часу наведена на рис. 5.22.

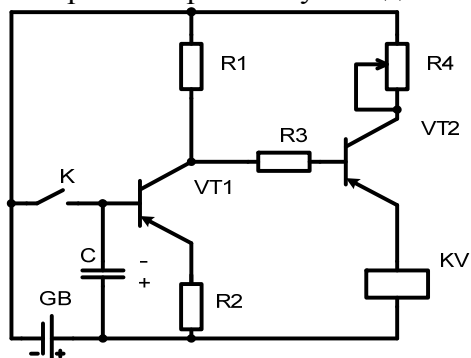


Рис. 5.22 - Будова електронного реле часу

У вихідному положенні контакт  $K$  замкнений і на базу  $VT1$  поданий від'ємний потенціал  $GB$ .  $VT1$  відкритий, при цьому потенціал бази  $VT2$  буде достатнім по відношенню до його емітера і він буде закритий. Вихідне реле  $KV$  буде вимкнено. Конденсатор  $C$  заряджається з наведеною на рис. 5.22 полярністю своїх обкладинок.

Команда на початок відліку часу подається при розмиканні контакту  $K$ . Після чого починається розряд  $C$  через  $R_2$  і перехід емітер-база  $VT1$ . В кінці розряду  $VT1$  закривається і на базі  $VT2$  виникне від'ємний потенціал.  $VT2$  відкривається, по обмотці реле  $KV$  почне протікати струм, воно спрацює і перемкне контакти. Відлік часу припиниться.

Витримку часу можна установлювати за допомогою конденсатора  $C$  і резистора  $R_2$ . Промисловість випускає

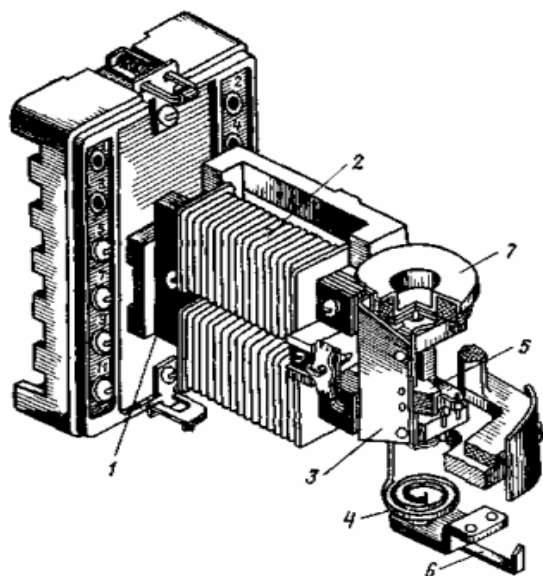
вий якір. Виникаюча при цьому електромагнітна сила, що діє на якір, буде обумовлювати обертальний момент, що повертає рухливу систему й пов'язаний з віссю контактний місток 5. Замикання кола відбудеться при зіткненні рухливих контактів з нерухомими, привареними до плоских бронзових пружин.

Для надійного спрацювання реле необхідно, щоб обертаючий момент перевершував протидіючий момент пружини, а також моменти тертя й інерції рухливої системи. Рівність моментів визначає гранична умова, тобто, умова спрацювання реле. Звідси слідує, що для реле подібного типу найбільш простим способом зміни струму спрацювання є зміна натягу пружини. Якщо послабити пружину, тобто зрушити покажчик 6 уліво по шкалі, то струм спрацювання реле зменшиться. У реле типу РТ-40 при переміщенні покажчика від крайнього лівого в крайнє праве положення струм спрацювання збільшується в 2 рази.

Струм спрацювання реле можна також змінити перемиканням котушок з послідовного з'єднання на паралельне, в останньому випадку струм, що проходить по кожній котушці, зменшується в 2 рази й, отже, для одержання тієї ж намагнічуючої сили, що й у першому випадку (при послідовному з'єднанні), буде потрібно в 2 рази більший струм у колі реле. Таким чином, струм спрацювання реле можна змінити в 4 рази щодо мінімальної уставки.

Реле напруги серії РН-50 відрізняється від реле РТ-40 наступним:

1) обмотками напруги з більшою кількістю витків дроту меншого діаметру; 2) відсутністю поглинача коливань. Струм в обмотках реле РН-50 відносно невеликий, тому для запобігання вібрації якоря застосовується випрямна схема.



а)

б)

Рис. 5.19 - Будова (а) та зовнішній вигляд (б) реле струму серії РТ-40

магнітного потоку при замкнутому якорі, змінює індуктивність системи й тим самим впливає на швидкість зміни потоку. Зі збільшенням товщини прокладки швидкість зміни потоку зростає й витримка часу зменшується й навпаки, зі зменшенням товщини прокладки швидкість зміни потоку зменшується, а витримка часу зростає. Товщина прокладки не повинна бути менше 0,1 мм, тому що при багаторазовому спрацюванні може відбутися розклепування прокладки й, як наслідок цього, помітна зміна витримки часу.

Магнітний потік при відключенні реле від мережі зменшується не до нуля, а до деякого значення  $\Phi_{зал}$ , величина якого залежить від значення магнітного потоку в системі до відключення котушки й від ширини петлі гістерезису матеріалу магнітопроводу (ширина петлі характеризується коерцитивною силою матеріалу). Величина  $\Phi_{зал}$  обмежує можливість збільшення витримки часу реле. Якщо пружини 8 і 4 натягнуті слабо й установлена тонка немагнітна прокладка, то можливий випадок залипання якоря ( $\Phi_{зал} > \Phi_{від}$ , де  $\Phi_{від}$  - магнітний потік, при якому відбувається відпадиння якоря).

Реле має один замикаючий і один розмикальний контакти. Рухомим контактом 15, жорстко з'єднаним з якорем реле, є контактний місток, до складу якого входить контактна пружина 16. Рухомі й нерухомі контакти мають срібне покриття.

Моторне реле часу має спеціальний низько швидкісний двигун і редуктор з великим передавальним числом, на вихідному валу якого є важіль і початкове положення якого установлюється за шкалою установок часу реле. Важіль керує роботою допоміжних контактів, якими вмикається вихідне електромагнітне реле.

Початок відліку часу відповідає подачі напруги на двигун, який починає обертатись і помалу обертати важіль на валу редуктора. Через певний час він доходить до допо-

для вихрових струмів, що призводить до збільшення витримки часу. На сердечнику магнітопроводу перебуває робоча котушка 2 на напругу 220 В. Котушка є безкаркасною, бандажною, компаундною, кріпиться на сердечнику за допомогою алюмінієвого кільця 14, що також сприяє збільшенню витримок часу. Короткозамкнена обмотка у вигляді сплюсненої гільзи 3 встановлена на прямолінійній частині магнітопроводу. Конструкція реле забезпечує поворот якоря на призмі, що підвищує його механічну зносостійкість.

Протидіюче зусилля створюється пружиною 4. Величина зусилля пружини вибирається з умови забезпечення необхідного натискання в розмикальних контактах реле й повернення якоря у вихідне положення після того, як якір відірветься від сердечника. Регулювання тиску пружини виконується корончатою гайкою 5, що фіксується за допомогою шплінта. Упор 7 обмежує хід якоря 5 у відключеному стані реле. Первісний відрив якоря від сердечника в основному виконується пружиною 8, встановленої на якорі. Шляхом зміни зусилля, що розвивається цією пружиною, здійснюється плавне регулювання витримки часу реле. Пружина верхнім кінцем упирається в тарілчасту шайбу 9, що втримується гайками, наверненими на шпильку 10. Нижній кінець 11 передає зусилля на два латунних штифти 12, що вільно переміщуються в отворах якоря. При включенні реле, штифти 12 упираються в сердечник магнітопроводу й пружина 8 додатково стискується, прагнучи відірвати якір 6 від сердечника. Чим сильніше затягнуті гайки, навернені на шпильку 10, тим більше сила пружини, що відриває якір від сердечника, і тим більше потрібен магнітний потік у магнітній системі, щоб втримати якір у притягнутому стані. Отже, витримка часу при цьому буде зменшуватися. Грубе східчасте регулювання витримки часу можна робити шляхом зміни товщини немагнітної прокладки 13, встановленої в торці якоря. Товщина прокладки, не позначаючись практично на величині сталого



а) б)  
Рис. 5.19, а - Зовнішній вигляд реле напруги РН-113 (а) та РН-50 (б)

### 5.11. Реле часу

Для створення витримки часу служать реле часу. До реле часу ставляться загальні вимоги:

- стабільність витримки часу;
- мала потужність, яка споживається, вага і розміри;
- достатня потужність контактної системи.

Повернення реле у вихідний стан здійснюється при знеструмленні, тому до  $K_{II}$  не пред'являють особливих вимог і він може бути дуже низьким.

До реле часу пред'являються специфічні вимоги і для схем керування електроприводу – це зносостійкість, до реле захисту енергосистем – точність витримки часу.

Розрізняють електромагнітні, моторні, електронні та механічні реле часу. В електромагнітних реле часу витримка створюється короткозамкненою обмоткою у вигляді гільзи, яка розташована на осерді, або схемним рішенням (рис. 5.20).

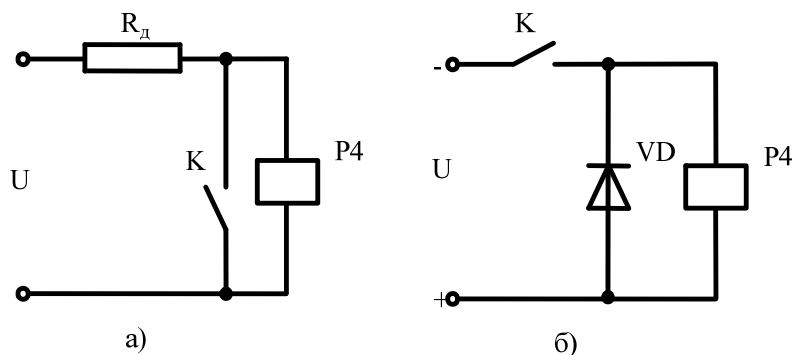
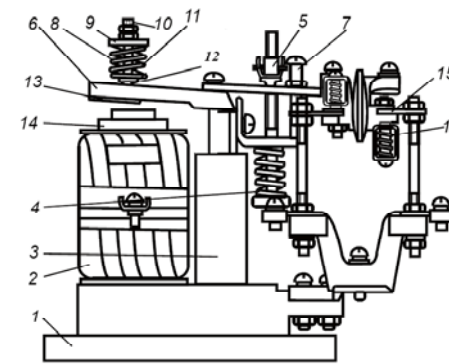


Рис. 5.20 - Електромагнітні реле часу

В електромагнітних реле часу витримку часу можна регулювати за допомогою пружини повернення або немагнітної прокладки.

Промисловість випускає електромагнітні реле часу типів РЭВ 811 – РЭВ 818, які забезпечують витримку часу від 0,25 до 5,5 с, та РЭВ 81, у яких витримка часу від 0,15 до 4 с. Реле серії РЭВ-800 застосовується в схемах автоматичного керування в якості електромагнітних реле часу, реле струму, напруги й проміжних реле тільки на постійному струмі. Будову реле часу типу РЭВ-800 показано на рис. 5.21.

Реле часу являє собою звичайне реле напруги, на сердечник якого насаджена короткозамкнена обмотка 3. Витримка часу отримується внаслідок того, що при включенні котушки реле й наростанні створюваного нею потоку в короткозамкненій обмотці наводиться ЕРС. Остання викликає струм такого напрямку, при якому магнітний потік короткозамкненої обмотки спрямований зустрічно потоку живильної обмотки. Результуючий струм дорівнює різниці цих потоків. Швидкість наростання потоку в електромагніті зменшується й час спрацювання збільшується. Сповільнення електромагніта при спрацюванні виходить невеликим.



а) б)  
Рис. 5.21 - Реле часу з електромагнітним сповільненням РЭВ 800  
а – будова; б – зовнішній вигляд

При відключенні котушки реле струм у ній спадає. Спадання магнітного потоку визначається процесом загасання цього струму. При спаданні потоку в короткозамкненій обмотці 3 наводиться ЕРС і виникає струм, спрямований так, що потік, створюваний цією обмоткою, перешкоджає зменшенню потоку в системі. Уповільнене спадання потоку створює витримку часу при відпусканні. Магнітопровід реле виготовлений з низьковуглецевої сталі й кріпиться на плиті за допомогою литого алюмінієвого цоколя 1, що одночасно служить для кріплення контактної системи. Алюмінієвий цоколь створює додатковий контур



$$U_{дж}=1,2 U_a=1,2 \cdot 9=11В.$$

3. Кількість елементів:

$$n = U_{дж} / U_e = 11 / 0,4 = 28 \text{ шт.},$$

де  $U_e$  – робоча напруга кремнієвого перетворювача (елемента фотобатарей).

4. Струмова площа елемента:

$$S_e = \frac{kQ}{j_c N_r N_d} = \frac{1,3 \cdot 0,2}{10 \cdot 10^{-3} \cdot 10 \cdot 1} = 2,6 \text{ см}^2,$$

де  $j_c$  – щільність зарядного струму, 10 мА/см<sup>2</sup>;

$N_r$  – тривалість зарядження, год.;

$N_d$  – кількість днів зарядження;

$k = 1,2 \dots 1,4$  – коефіцієнт, що враховує збільшення віддачі кількості електрики при розрядженні;

$$4. \quad U_{xx} = U_0 \cdot n = 0,5 \cdot 28 = 14 \text{ В.}$$

$$5. \quad I_{кз} = j_{опт} \cdot S = 20 \cdot 2,6 = 0,052 \text{ А.}$$

$$6. \quad P_{max} = \xi \cdot U_{xx} \cdot I_{кз} = (0,6 \dots 0,8) \cdot 14 \cdot 0,052 = 0,51 \text{ Вт.}$$

7. Загальна площа батареї:

$$S = S_e \cdot n = 2,6 \cdot 28 = 72,8 \text{ см}^2 (0,007 \text{ м}^2).$$

#### Приклади виконання задач до розділу 4.

Д.4.1. Теоретична частина. Електромагнітні механізми постійного струму

Сумарна магніторухійна сила (МРС) електромагніту (А) дорівнює [1]:

$$F = F_{\delta\Sigma} + F_{e\Sigma} + F_{cm\Sigma}, \quad (\text{Д.4.1})$$

де  $F_{\delta\Sigma}$  – результуючий спад магнітного потенціалу у робочих повітряних зазорах;  $F_{e\Sigma}$  – спад магнітного потенціалу в паразитних зазорах;  $F_{cm\Sigma}$  – сумарний спад магнітного потенціалу в сталі при заданому потоці в робочому зазорі  $\Phi_{\delta}$ .

Складові формули (Д.4.1) визначаються так:

4. Намалюйте конструкцію рубильника з важільним приводом.

5. Як побудований рубильник, що призначений для вимикання кола під навантаженням?

6. Наведіть конструкції пакетних вимикачів і опишіть принцип їх дії.

7. Що таке силовий контролер і чим він відрізняється від командоконтролера?

8. Що таке плавкий запобіжник?

9. Перелічіть основні вимоги до плавких запобіжників.

10. Що таке часострумова характеристика плавкого запобіжника і як вона має бути узгоджена з характеристикою об'єкта, який захищається?

11. Як вибирається плавка вставка для плавкого запобіжника?

12. Як визначається час роботи плавкого запобіжника з плавкою вставкою, яка розташована на повітрі?

13. Як визначається час роботи плавкого запобіжника з наповнювачем?

14. У чому полягає струмообмежувальний ефект плавкої вставки?

15. Наведіть конструкцію плавкого запобіжника типу ПР2.

16. Наведіть конструкцію плавкого запобіжника типу ПН2.

17. Наведіть конструкцію інерційного плавкого запобіжника.

18. Як здійснюється вибір плавкого запобіжника за умовами тривалої експлуатації і пуску?

19. Як здійснюється вибір плавкого запобіжника за умовами селективного вимкнення?

20. Намалюйте функціональну схему повітряного вимикача та поясніть принцип її дії.

21. Перелічіть вимоги, що ставляться до повітряних вимикачів.

22. Поясніть принцип дії повітряного вимикача з максимально струмовим розчеплювачем.

23. Поясніть принцип дії повітряного вимикача з розчеплювачем мінімальної напруги.

24. Поясніть принцип дії повітряного вимикача зворотного струму.

25. Перелічіть основні технічні параметри повітряних вимикачів.

26. Як здійснюється вибір повітряних вимикачів для низьковольтних мереж?

27. Назвіть основні конструктивні вузли контакторів постійного та змінного струму та поясніть їх взаємодію.

28. Як погоджуються механічні та тягові характеристики контакторів?

29. Поясніть особливості будови та призначення магнітних пускачів.

30. Намалюйте схеми нереверсивного та реверсивного магнітних пускачів і поясніть принцип їх дії.

31. З яких основних елементів складається теплове реле?

32. Поясніть, як узгоджується часострумова характеристика теплового реле з характеристикою об'єкта, що захищається?

33. Намалюйте схеми вмикання теплових реле.

34. З яких основних елементів складається реле?

35. Перелічіть основні характеристики та параметри реле.

36. Наведіть будову реле струму РТ-40.

37. Наведіть будову реле напруги РН-50.

38. Поясніть, як здійснюється вибір реле?

39. Які загальні вимоги ставляться до реле часу?

40. Чим забезпечується витримка часу в електромагнітних реле часу?

### 2.3. Розрахунок сонячної одноконтурної водонагрівальної установки при вільному режимі теплообміну

Площа нагрівача:

$$L = \frac{mc(t_k - t_n)}{I\tau\eta},$$

де  $m$  – маса води, (100 кг);

$c$  – теплоємність (1,163 Вт·год);

$t_k$  – кінцева температура (55<sup>0</sup>С);

$t_n$  – початкова температура (12...15<sup>0</sup>С);

$I$  – питома величина надходження сумарної сонячної радіації (600...950 Вт/м<sup>2</sup>);

$\eta$  – ККД установки (0,5);

$\tau$  – час нагрівання (< 8 год).

$$L = \frac{100 \cdot 1,163(55 - 15)}{700 \cdot 0,5 \cdot 8} = 1,7 \text{ м}^2.$$

### Розрахунок параметрів фотоелектричних перетворювачів

Розрахунок проводиться за умов постійного значення освітленості та наявності поєднання однотипних елементів ( $U_{\text{хх}}, I_{\text{кз}} = \text{const.}$ ).

Дано: напруга споживача 9В, струм споживання  $4 \cdot 10^{-2}$  А, час споживання – 5 год.

Визначити: площу фотобатареї.

1. Кількість електрики, що віддає акумулятор споживачу:

$$Q = t \cdot I = 5 \cdot 4 \cdot 10^{-2} = 0,2 \text{ А} \cdot \text{год.}$$

2. Напруга джерела живлення:

Сонячні енергоустановки з фотобатареями найчастіше будуються за такою схемою:

– сонячна батарея–акумулятор–навантаження (або перетворювач роду струму–навантаження).

Сонячна батарея являє собою паралельно-послідовну комбінацію сонячних елементів.

Послідовне сполучення елементів необхідне для отримання робочої напруги:

$$U_p = U_{ш} + U_{д} + U_n,$$

де  $U_{ш}$  – напруга на виході шин сонячної батареї;

$U_{д}$  – падіння напруги на блокуючих діодах, що увімкнуті в прямому напрямку;

$U_n$  – падіння напруги в проводах між сонячними елементами та електрохімічним акумулятором.

Паралельні ланцюги послідовно з'єднаних елементів забезпечують отримання необхідного струму, що вимагає навантаження.

Загальна площа сонячної батареї, що працює на акумулятор, становить:

$$S = \frac{kQ}{j_c N_z N_d},$$

де  $Q$  – кількість електрики необхідної споживачу, А·год.;

$k$ – коефіцієнт, що враховує кількість електрики, яку акумулятор віддає при розрядженні;

$N_r$ – тривалість добового зарядження;

$N_d$ – число днів зарядження;

$j_c$ – щільність зарядного струму.

## ЛІТЕРАТУРА

### До розділу 1

1. Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика. Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg Band 34, 2010

2. Кириленко О. В. Технічні особливості функціонування енергосистем при інтеграції джерел розподіленої генерації [Текст] / О. В. Кириленко, І. В. Трач // Праці Інституту електродинаміки НАН України. – 2009. – Вип. 24. – С. 3–7.

3. Кириленко О. В. Технічні аспекти впровадження джерел розподіленої генерації в електричних мережах [Текст] / О. В. Кириленко, В. В. Павловський, Л. М. Лук'яненко // Технічна електродинаміка. 2011. – №1. – С. 46 – 53.

4. Голицын М.В. Альтернативные энергоносители / М.В.Голицын, А.М.Голицын, Н.В.Пронина.- М.:Наука, 2004.

5. Кудря С. О. Структурні тенденції в енергетиці Європи і розвиток відновлюваної енергетики / С.О. Кудря, Б.Г. Тучинський, В.Г. Дресвянников, З.У. Рамазанова // Відновлюв. енергетика. –2005.– 1.–С. 36–40.

6. Лежнюк П. Д. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, О. А. Ковальчук [Текст] // Праці Інституту електродинаміки НАН України. Збірник наукових праць. Спеціальний випуск. Ч. 1. – 2011.– С. 48–55. – ISSN 1727-9895.

7. Лежнюк П. Д. Оцінювання впливу на якість функціонування локальної електричної системи відновлюваних джерел електроенергії / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, Д. С. Собчук // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Васи-

ленка. Випуск 141. Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження АПК України. Харків: ХНТУСГ, 2013. – С. 8–10. – ISBN 5-7987-0176X

8. Комар В. О. Узагальнена техніко-економічна оцінка ефективності реконструкції розподільних електричних мереж [Текст] / В. О. Комар, А. Л. Поліщук // Вісник Львівського національного технічного університету. – №666. – 2010. – с. 47-52.

9. Собчук Д. С. Використання нетрадиційних джерел енергії (НДЕ) в електроенергетичних системах для підвищення надійності та якості електропостачання / Д. С. Собчук // Наукові нотатки. Міжвузівський збірник. Випуск 40. Луцьк, 2013. – С. 261–265.

10. Lezhniuk P. D. Method for determination of optimal installed capacity of renewable sources of energy by the criterion of minimum losses of active power in distribution system / P. D. Lezhniuk, V. A. Komar, D. S. Sobchuk // Energy and Power Engineering. Vol.6 №3. 2014 – P. 37–46.

11. Кривцов В. С. Неисчерпаемая энергия. Кн. 3. Альтернативная энергетика / В. С. Кривцов, А. М. Олейников, А. И. Яковлев. –Учебник. – Харьков: Нац. аэрокосм. ун–т. «Харьк. авиац. ин–т», Севастополь: Севаст. нац. техн. ун–т, 2006. –643 с.

12. Smail Khennas, Andrew Barnett. Best Practices For Sustainable Development Of Micro ydro Power In Developing Countries (Final synthesis report). – The Department for International Development, UK, The World Bank. –2000. –119 p.

13. Никиторович А.В. Малые ГЭС: настоящее и будущее. Анализ состояния и перспективы развития малой гидроэнергетики Украины/А. Никиторович, А. Карамушка, Ю. Вихрев, В. Рябошапка // Энергетическая политика Украины. –2005. – № 6. –С. 90–96.

14. Стогний Б., Павловский В. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний //

$$\Sigma P_r = 38 \text{ кВА}$$

$$10. P_{r1} = 1,36 \cdot 8 = 11 \text{ кВА}$$

$$P_{r2} = 1,36 \cdot 8 / 0,9 = 12,08 \approx 12 \text{ кВА}$$

$$\Sigma P_r = 23 \text{ кВА}$$

$$11. P_{r1} = 1,36 \cdot 1 = 1,4 \text{ кВА}$$

$$P_{r2} = 1,36 \cdot 8 / 0,9 = 12,08 \approx 12 \text{ кВА}$$

$$\Sigma P_r = 14 \text{ кВА}$$

Максимальне значення 43 кВА. За каталогом приймаємо 45 кВА.

### **Розрахунок фотоелектричних перетворювачів**

Фотоелектричне генерування енергії обумовлено просторовим розподіленням носіїв позитивного та негативного зарядів в напівпровідниках. В присутності електричного поля ці заряди здатні створювати електричний струм в зовнішній мережі. Пристрої на напівпровідникових переходах називають фотоелементами (ФЕ) або фотобатареями (ФБ), сонячними елементами (СЕ), сонячними батареями (СБ), сонячними фотоелектричними перетворювачами (СФЕП).

Промислові СФЕП мають ККД, що знаходиться в межах від 10 до 20% і можуть виробляти в день від 1 до 2 кВт·год. електроенергії на 1м<sup>2</sup> робочої поверхні. Сонячні елементи генерують електричний струм прямо пропорційно інтенсивності сонячного випромінювання.

Сучасні сонячні елементи мають наступні переваги: у них відсутні рухомі частини, що зношуються, вони мають необмежений термін служби, вимагають мінімального обслуговування (або взагалі не вимагають такого), не забруднюють навколишнє середовище. На відміну від електрогенераторів інших типів вони можуть застосовуватися в широких межах потужності - від одного вата і до декількох тисяч мегават.

- 9 – з 18 до 20 години: активне навантаження (освітлення) – 8 кВт;  
 активно-індуктивне (холодильник, доїльне обладнання) – 18 кВт;  
 сумарне (одночасне): 26 кВт.
- 10 – з 20 до 21 години: активне навантаження (освітлення) – 8 кВт;  
 активно-індуктивне (холодильник) – 8 кВт;  
 сумарне (одночасне): 16 кВт.
- 11 – з 21 до 1 години: активне навантаження (освітлення) – 1 кВт;  
 активно-індуктивне (холодильник) – 8 кВт;  
 сумарне (одночасне): 9 кВт.

Вимоги генератора за потужністю у визначені періоди доби:

$$P_2 = 1,36 \frac{P_{нав.}}{k} \text{ де } k=1 \text{ – активне навантаження;}$$

$k=0,9$  – привод з вентиляторним моментом;

$k=0,35$  – привод з постійним моментом.

Потужність генератора вдані періоди доби:

1.  $P_{r1} = 1,36 \cdot 13 = 17,7 \approx 18 \text{ кВА}$   
 $P_{r2} = 1,36 \cdot 8/0,9 = 12,08 \approx 12 \text{ кВА}$   
 $\Sigma P_r = 18 + 12 = 30 \text{ кВА}$
2.  $P_{r1} = 1,36 \cdot 8 = 11 \text{ кВА}$   
 $P_{r2} = 1,36 \cdot 18/0,9 = 27,2 \text{ кВА}$   
 $\Sigma P_r = 38 \text{ кВА}$
3.  $P_{r1} = 1,36 \cdot 8 = 11 \text{ кВА}$   
 $P_{r2} = 1,36 \cdot 8/0,9 = 12,08 \approx 12 \text{ кВА}$   
 $\Sigma P_r = 23 \text{ кВА}$
5.  $P_r = 1,36 \cdot 11/0,35 = 43 \text{ кВА}$
7.  $P_r = 1,36 \cdot 12 = 16,3 \text{ кВА}$
8.  $P_r = 1,36 \cdot 13 = 18 \text{ кВА}$
9.  $P_{r1} = 1,36 \cdot 8 = 11 \text{ кВА}$   
 $P_{r2} = 1,36 \cdot 18/0,9 = 27,2 \text{ кВА}$

Энергетическая политика Украины. – 2004. – №5. – С. 26–31.

15. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурыкин А.Б. Определение и анализ потерь мощности от транзитных потоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации // Электрические сети и системы. – 2006. – №1. – С. 28-32.

16. Лежнюк П. Д., Нікіторович О. В., Кулик В. В. Л 40 Малі гідроелектростанції з асинхронними генераторами: Монографія. — Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2010. — 136 с.

17. Дружинин Г. В. Надежность автоматизированных производственных систем. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – С. 480.

18. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1986. – 252 с.

## До розділу 2

1. Арзамасцев Д. А., Холен А. Н., Бартоломей П. И. АСУ и оптимизация режимов энергосистем. – М.: Наука, 1983. – 256 с.

2. Добровольська Л.Н. Автоматизація розподільних електричних мереж в умовах балансуєчого ринку електроенергії. / Л.Н. Добровольська, В.О. Лесько, В.В. Черкашина.- Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2014. – 208 с.

3. Андреев В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика системы электроснабжения /В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 1985. – 392 с.

4. Совалов С.А. Противоаварийное управление в энергосистемах/ С.А. Совалов., В.А. Семенов – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 416 с.

5. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (ГКД 34.20.507-2003) Затверджено наказом Мінпаливенерго України від 13 червня 2003 р. №296

6. Шабад М.А. Защита и автоматика электрических сетей агропромышленных комплексов. Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 120 с.

7. Черемісін М.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: посібник для вищих навчальних закладів. / М.М. Черемісін, В.М. Зубко.- Х.:Факт, 2005.- 192 с.

8. Добровольська Л.Н. Эффективность распределительных электрических сетей / Л. Н. Добровольська .- Луцьк: Видавництво ЛДТУ, 2007. – 184 с.

### До розділу 3

1. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (ГКД 34.20.507-2003) Затверджено наказом Мінпаливенерго України від 13 червня 2003 р. №296

2. Добровольська Л.Н. Автоматизація розподільних електричних мереж в умовах балансуючого ринку електроенергії. / Л.Н. Добровольська, В.О. Лесько, В.В. Черкашина.- Луцьк: РВВ Луцького НТУ, 2014. – 208 с.

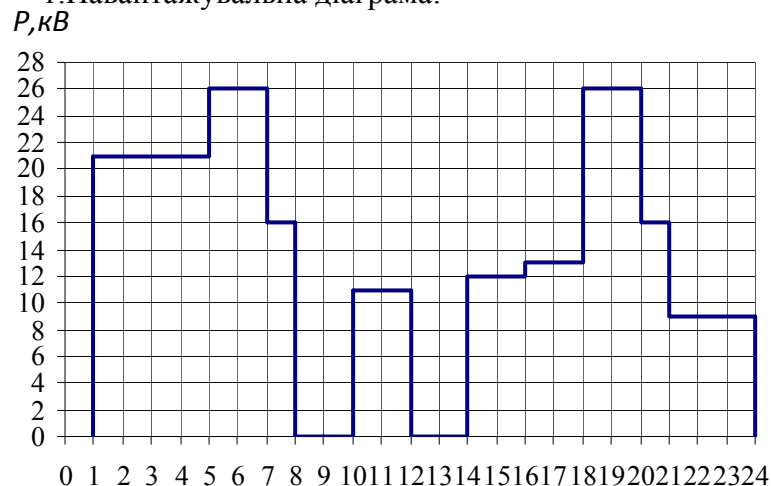
3. Черемісін М.М. Автоматизація обліку та управління електроспоживанням: посібник для вищих навчальних закладів. / М.М. Черемісін, В.М. Зубко.- Х.:Факт, 2005.- 192 с.

4. Андреев В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика системы электроснабжения /В.А. Андреев. – М: Высшая школа, 1985. – 392 с.

5. Добровольська Л.Н. Эффективность распределительных электрических сетей / Л. Н. Добровольська .- Луцьк: Видавництво ЛДТУ, 2007. – 184 с.

6. Совалов С.А. Противоаварийное управление в энергосистемах/ С.А. Совалов., В.А. Семенов – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 416 с.

1.Навантажувальна діаграма:



Аналіз характеру навантаження протягом доби:

1 – з 1 до 5 години: активне навантаження (освітлення, нагрівач) – 13 кВт;

активно-індуктивне (холодильник) – 8 кВт;

сумарне (одночасне): 21 кВт.

2 – з 5 до 7 години: активне навантаження (освітлення) – 8 кВт;

активно-індуктивне (холодильник, доїльне облад.) – 18 кВт;

сумарне (одночасне): 26 кВт.

3 – з 7 до 8 години: активне навантаження (освітлення) – 8 кВт;

активно-індуктивне (холодильник) – 8 кВт;

сумарне (одночасне): 16 кВт.

4 – з 8 до 10 години – технологічна пауза;

5 – з 10 до 12 години: активно-індуктивне (прибирання гною) – 11 кВт;

6 – з 12 до 14 години – технологічна пауза;

7 – з 14 до 16 години – активне навантаження (освітлення, нагрівач) – 12 кВт;

8 – з 16 до 18 години: активно(нагрівання) – 13 кВт;

$$b^2 = \frac{P_m + 0,25G}{20 \cdot 10^3 - \gamma h} = \frac{4241,9 + 0,25 \cdot 6376}{17,8 \cdot 10^3} \approx 0,33 \text{ м}^2.$$

– для циліндричної башти (за діаметру опори 0,4м):

$$b^2 = \frac{P_m + G}{20 \cdot 10^3 - \gamma h} = \frac{16311,7 + 4155,25}{17,8 \cdot 10^3} = 4,8 \text{ м}^2.$$

### Визначення потужності генератора вітроенергетичної установки.

Дано: Споживач – віддалений сільськогосподарський об'єкт (корівник на 200 голів). Навантаження: вакуумнасос – 10 кВт; холодильне обладнання – 8 кВт; водонагрівач – 12 кВт; прибирання гною – 11 кВт; освітлення – 8 кВт. Розпорядок дня – 1 зміна, двох разове доїння.

ПРОЦЕСИ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4
Доїння									■	■					
Холодильне обладнання											■	■	■	■	■
ВОДОНАГРІВАЧ					■	■	■	■							
Прибирання гною		■	■												
Освітлення: основне - чергове							■	■	■	■		■	■	■	■

7. Шабад М.А. Защита и автоматика электрических сетей агропромышленных комплексов. Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 120 с.

### До розділу 4:

1. Чунихин А.А. Электрические аппараты. Общий курс.: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 720с.

2. Электрические аппараты: учеб. Пособие / О.В. Девочкин, В.В. Лохнин, Р.В. Меркулов, Е.Н. Смолин. – М: Издательский центр «Академия», 2010. – 240 с.

3. Игумнов Н.П. Типовые элементы и устройства систем автоматического управления. – Канск: КПК, 2009. – 180 с.

4. Теория электрических аппаратов: Учебник для вузов / Г.Н. Александров, В.В. Борисов, Г.С. Каплан и др.; Под ред. проф. Г.Н. Александрова. – СПб: Изд-во СПбГТУ, 2000. – 540 с.

### До розділу 5:

1. Родштейн Л. А. Электрические аппараты. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 304 с.

2. <http://nvacontact.com>.

3. Клименко Б.В. Электричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Загальний курс: навчальний посібник. – Харків: Вид-во «Точка», 2012 – 340 с.

4. Электрические и электронные аппараты: Учебник для вузов/ Под ред. Ю.К. Розанова. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Информэлектро, 2001. – 420 с.: ил.

5. <http://radioelektro.prom.ua>.

## ДОДАТОК

### Приклади розрахунків та завдання на самостійну роботу

#### Розрахунок опор вітроенергетичних установок

Дано: Висота перешкоди перед вітроустановкою 7 м, відстань від верхівки перешкоди до нижньої точки кола обмаху ротора 2 м, радіус ротора тихохідної установки 6м, швидкохідної 4,5 м (площа лопаті 5,7 м<sup>2</sup>, кутова швидкість 2,2 с-1), маса опори 1300 кг

1. Мінімальна висота опори:

	тихохідний	швидкохідний
$H = h + c + R, \text{ м}$	$7+2+6=15$	$7+2+4,5=13,5$

2. Вітрове навантаження на опору:

$$P_{\max} = R_x \left( \frac{H}{H_{\text{мод}}} \right)^2 v^2.$$

	тихохідний	швидкохідний
– тип опори – навантаження при $H_{\text{мод}}=0,486\text{м};$ $v=40 \text{ м/с};$ $R_x=0,00085$ $\beta=1,01$	ферменна, 4-нога  $P = 6770R_xH^2 = 1294,76$	циліндрична  $P = 7.1\beta H^2=1306,9$

3. Лобовий тиск на ротор:

– для тихохідного (II крива  $\gamma=450$ ):

$$P_x = \bar{x}F \frac{\rho v^2}{2} = 0,413 \cdot \frac{3,14 \cdot 12^2}{4} \cdot \frac{0,125 \cdot 15^2}{2} = 656,52 \text{ кг}$$

$$P_y = \bar{y}F \frac{\rho v^2}{2} = 0,19 \cdot \frac{3,14 \cdot 12^2}{4} \cdot \frac{0,125 \cdot 15^2}{2} = 302,03 \text{ кг}.$$

– для швидкохідного:

$c_y=1,12$  ( $b/\gamma=20$  – відношення хорди лопаті до висоти);

$$r_m = \sqrt{\frac{R^2 + Rr_0 + r_0^2}{3}} = \sqrt{\frac{20,25 + 1,5 \cdot 6,75 + 2,25}{3}} = 3,1$$

$$2m; n = \frac{\omega^2 r^2 + v_n^2}{\omega^2 r^2 + v^2} = \frac{2,2^2 \cdot 3,12^2 + 20^2}{2,2^2 \cdot 3,12^2 + 15^2} = 1,64.$$

4. Момент біля основи опори:

$$M = P_L H + P_B H_B;$$

– для тихохідного –  $M=656,5 \cdot 15 + 1300 \cdot (15 \cdot 0,428 + 1,1) = 19597,5 \text{ кг}\cdot\text{м};$

– для швидкохідного –  $M= 534,2 \cdot 13,5 + 1300 \cdot 7 = 16311,7 \text{ кг}\cdot\text{м}.$

5. Стискаюча сила:

– для 4-нової опори:

$$P_m = \frac{M}{1,4B} = \frac{19597,5}{1,4 \cdot 0,22 \cdot 15} = 4241,9 \text{ кг};$$

Стискаюча сила на задню ногу:

$$P_2 = 0,25G + G_{\text{ф}} + P_m.$$

Питомий тиск  $p=P_2/b^2$  – для середніх ґрунтів  $2\text{кг/см}^2 (20 \cdot 10^3 \text{кг/м}^2).$

Маса фундаменту під одну ногу:  $G_{\text{ф}}=b^2 h \gamma$  ( $b^2$  – площа;  $h$ –глибина закладки  $>1,1\text{м}; \gamma$  – густина матеріалу фундаменту – бетон  $\approx 2 \cdot 10^3 \text{кг/м}^3$ ).

Маса вітроустановки (опора 1300 кг, ротор, хвіст, гондола в сумі  $141R^2$ ):



$$h_n \geq \frac{d_{oc}}{4} = \frac{1,7 \cdot 10^{-2}}{4} = 0,43 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

**Задача 3.** На рис. Д4.4 наведено ескіз швидкодіючого електромагніту з втягувальним якорем, який на постійному струмі при МРС робочої обмотки  $F \approx 2670$  А і робочому зазорі  $\delta_n$  створює магнітний потік  $\Phi_m = 8,5 \cdot 10^{-4}$  Вб та розвиває електромагнітну силу  $F = 342$  Н. Визначити кількість витків, необхідних для створення того ж магнітного потоку  $\Phi_m$  у випадку живлення обмотки змінним струмом напругою  $U = 127$  В з частотою 50 Гц, а також електромагнітну силу, яку розвиває електромагніт, і намагнічувальний струм при тому ж значенні МРС обмотки. Магнітопровід набраний із електротехнічної сталі з коефіцієнтом заповнення  $k_{zc} = 0,93$ .

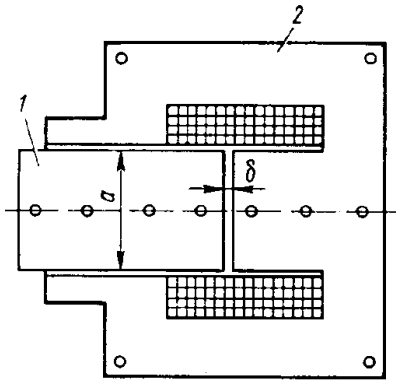


Рис. Д4.4 - Ескіз електромагніту змінного струму з втягувальним якорем квадратного перерізу  
1 – якір, 2 – осердя

Якір і стоп мають квадратний переріз зі стороною квадрату  $a = 3 \cdot 10^{-2}$  м.

**Рішення:** Кількість витків котушки електромагніту змінного струму визначимо за формулою (Д4.30):

$$F_{\delta\Sigma} = \frac{\Phi_{\delta}}{\Lambda_{\delta\Sigma}}, \quad (Д4.2)$$

де  $\Lambda_{\delta\Sigma}$  – сумарна провідність робочих зазорів (Гн).

Для одного зазору:

$$F_{\delta} = \frac{B_{\delta}\delta}{\mu_0}, \quad (Д4.3)$$

де  $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$  Гн/м;  $\delta$  – робочий зазор (м);  $B_{\delta}$  – індукція (Тл).

Аналогічно рівнянню (Д4.2):

$$F_{e\Sigma} = \frac{\Phi_e}{\Lambda_{e\Sigma}}, \quad (Д4.4)$$

де  $\Lambda_{e\Sigma}$  – сумарна провідність паразитних зазорів (Гн).

Останній член в (Д4.1) дорівнює:

$$F_{cm\Sigma} = \sum_{i=1}^n F_{cmi}, \quad (Д4.5)$$

де  $F_{cmi}$  – спад МРС на окремій  $i$ -й ділянці сталі:

$$F_{cmi} = H_{cmi} l_{cmi}. \quad (Д4.6)$$

У (Д4.6)  $l_{cmi}$  – довжина  $i$ -ої ділянки магнітного кола в сталі (м);  $H_{cmi}$  – напруженість магнітного поля  $i$ -ої ділянки магнітного кола (А/м), яку шукають за кривими намагнічування матеріалу магнітопроводу за значенням індукції  $B_{cmi}$  (Тл):

$$B_{cmi} = \frac{\Phi_{cmi}}{S_i}, \quad (Д4.7)$$

де  $\Phi_{cmi}$  – потік на відповідній ділянці магнітного кола (Вб);  $S_{cmi}$  – площа її поперечного перерізу ( $m^2$ ).

При розрахунку магнітних кіл по ділянках використовують схему заміщення. Різниця магнітних потенціалів (А) між точками  $i - i'$  схеми заміщення знаходять, використовуючи другий закон Кірхгофа:

$$U_{m(i-i')} = \sum_{i=1}^n (\Phi_i R_{mi} - F_i), \quad (Д4.8)$$

де  $\Phi_i$  – потік  $i$ -ої ділянки (Вб);

$R_{mi}$  – магнітний опір  $i$ -ої ділянки ( $H^{-1}$ );  $F_i$  – МРС  $i$ -ої ділянки, яку визначають за формулою:

$$F_i = \frac{Fl_i}{l_k}, \quad (Д4.9)$$

де  $F$  – МРС котушки (А);  $l_i$  – довжина  $i$ -ої ділянки (м);  $l_k$  – довжина котушки (м).

Потік розсіювання (Вб) на  $i$ -ій ділянці знаходять за законом Ома:

$$\Phi_{\sigma i} = U_{mi} \Lambda_{\sigma i}, \quad (Д4.10)$$

де  $\Lambda_{\sigma i}$  – провідність розсіювання  $i$ -ої ділянки (Гн).

Для  $i$ -го вузла схеми заміщення за першим законом Кірхгофа:

$$\sum \Phi_i = 0. \quad (Д4.11)$$

Електромагнітна сила для рівномірного поля в зазорі та ненасиченої магнітної системи визначається за формулою Максвелла:

$$F_e = \frac{B_{\delta}^2 S}{2\mu_0}, \quad (Д4.12)$$

Прийнявши коефіцієнти  $k_n = 1,25$  і  $k_s = 1,4$ , визначаємо усталене значення МРС котушки:

$$F_y = \frac{1,4 \cdot 1,25 \cdot 0,265 \cdot 0,25 \cdot 10^{-2}}{4\pi \cdot 10^{-7}} = 923 \text{ А.}$$

Прийнявши коефіцієнти  $k_{zm} = 0,6$ ,  $k_T = 10 \text{ Bm} / m^2 C$  і перевищення температури  $(\theta_{дон} - \theta_0) = 70^\circ C$ , за якого  $\rho_\theta = 2,34 \cdot 10^{-8} \text{ Ом} \cdot m$ , визначаємо довжину котушки та її ширину:

$$l_k = \sqrt[3]{\frac{923^2 \cdot 2,34 \cdot 10^{-8} \cdot 2,5}{2 \cdot 0,6 \cdot 10 \cdot 70}} = 3,9 \cdot 10^{-2} \text{ м,}$$

$$h_k = 3,9 \cdot 10^{-2} / 2,5 = 1,56 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

За рис. Д4.3 визначаємо діаметр котушки:

$$D_k = d_{oc} + 2h_k = 1,7 \cdot 10^{-2} + 2 \cdot 1,56 \cdot 10^{-2} = 4,82 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

Розраховуємо решту розмірів.

$$\text{Ширина ярма: } b_{яp} = D_k = 4,82 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

Товщина ярма:

$$a_{яp} \geq \frac{S_{oc}}{b_{яp}} = \frac{2,27 \cdot 10^{-4}}{4,12 \cdot 10^{-2}} = 0,55 \cdot 10^{-2} \text{ м,}$$

$$\text{де } S_{oc} = \pi d_{oc}^2 / 4 = \pi (1,7 \cdot 10^{-2})^2 / 4 = 2,27 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Ширина ярма  $b_{я} \geq d_n = 1,5 \cdot 10^{-2} \approx 1,7 \cdot 10^{-2} \text{ м}$ . Площа поперечного перерізу ярма:

$$S_{я} = (0,5 \dots 0,8) S_{oc} = 0,6 \cdot 2,27 \cdot 10^{-4} = 1,36 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Товщина ярма:

$$a_{я} = \frac{S_{я}}{b_{я}} = \frac{1,36 \cdot 10^{-4}}{1,7 \cdot 10^{-2}} = 0,8 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

Товщина наконечника:

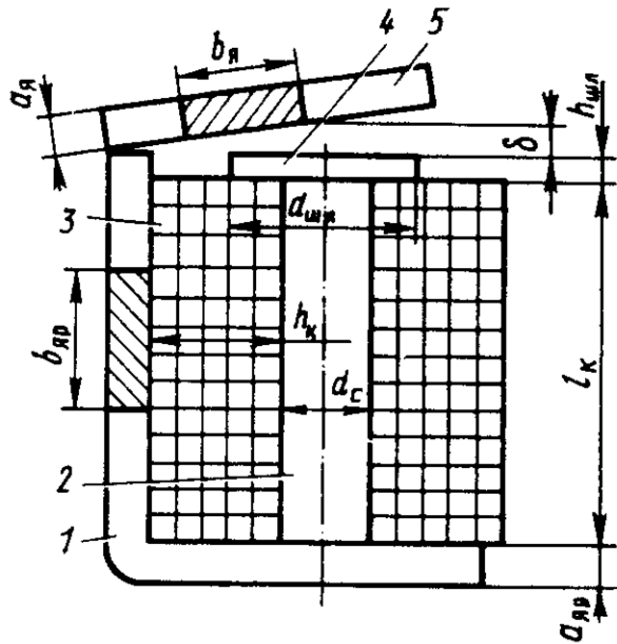


Рис. Д4.3 - Клапанний електромагніт постійного струму

1 – ярмо, 2 – осердя, 3 – котушка, 4 – наконечник, 5 – якір

Магнітний потік в робочому зазорі:

$$\Phi_{\delta} = B_{\delta} S_{\delta} = 0,265 \cdot 1,79 \cdot 10^{-4} = 0,47 \cdot 10^{-4} \text{ Вб.}$$

Магнітний потік в осерді з врахуванням розсіяння:

$$\Phi_{oc} = \sigma \Phi_{\delta} = 1,3 \cdot 0,47 \cdot 10^{-4} = 0,61 \cdot 10^{-4} \text{ Вб,}$$

де  $\sigma = 1,3$  – коефіцієнт розсіяння, який лежить в межах 1,2–1,6.

Визначаємо площу осердя та його діаметр:

$$S_{oc} = 0,61 \cdot 10^{-4} / 0,265 = 2,3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2,$$

$$d_{oc} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,3 \cdot 10^{-4}}{\pi}} = 1,71 \cdot 10^{-2} \approx 1,7 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

де  $S$  – площа полюса ( $\text{м}^2$ ).

Вибір типу електромагніту та визначення його розмірів можна здійснювати залежно від величини конструктивного показника  $\Pi_k$  за табл. Д4.1:

$$\Pi_k = \frac{\sqrt{F_{en}}}{\delta_n}, \quad (Д4.13)$$

де  $F_{en}$  – електромагнітна сила (Н), при початковому робочому зазорі  $\delta_n$  (м).

Таблиця Д4.1

Дані для вибору типів електромагнітів постійного струму за заданою працездатністю  $F_{en}$  і  $\delta_n$  [1]

Тип електромагніту	$\Pi_k, \text{Н}^{0.5}/\text{м}$
Броньований з плоским стопом і якорем	5000-28000
Броньований з якорем і стопом конічної форми з кутом при вершині $90^\circ$	1600-5300
Теж саме, з кутом при вершині $60^\circ$	380-1600
Клапанний електромагніт з П-подібним магнітопроводом	840-8400
Соленоїдний електромагніт	$<2,8$

Довжину циліндричної безкаркасної котушки за тривалого режиму роботи визначають за формулою:

$$l_k = \sqrt[3]{\frac{F_y^2 \rho_{\theta} n}{2k_{3m} k_T (\theta_{дон} - \theta_0)}}, \quad (Д4.14)$$

де  $F_y = k_3 k_n F_{\delta}$  – усталене значення МРС котушки (А);  $k_3 = 1,1 \dots 2$  – коефіцієнт запасу;  $k_n = 1,2 \dots 1,5$  – коефіцієнт, який враховує спад магнітного потенціалу у сталі та паразитних зазорах;  $\rho_{\theta}$  – питомий електричний опір дроту у нагрітому стані (Ом·м);  $k_{3m}$  – коефіцієнт запов-

нення по міді;  $k_T$  – коефіцієнт теплопередачі (для котушок електромагнітів  $k_T = 9...14 \text{ Вт} / \text{м}^2\text{С}$ );  $\theta_{\text{дон}}$  – допустима температура ( $^{\circ}\text{C}$ );  $\theta_0$  – температура навколишнього середовища ( $^{\circ}\text{C}$ ).

Для броньованих електромагнітів відношення  $n = l_{\kappa} / h_{\kappa}$  та індукцію в зазорі  $B_{\delta}$  визначають за графіком рис. Д4.1 залежно від величини  $\Pi_{\kappa}$ . Для клапанних електромагнітів  $n = 2, 5, \dots, 7$ .

При розрахунку обмоткових даних використовують наступні формули. Діаметр дроту, м (табл. Д.2):

$$d = \sqrt{4\rho_{\theta} l_{cp} F_y / \pi U}, \quad (\text{Д4.15})$$

де  $U$  – напруга живлення обмотки (В);  $l_{cp}$  – середня довжина витка (м), яка дорівнює:

$$l_{cp} = \pi(d_0 + h_0), \quad (\text{Д4.16})$$

де  $d_0$  – діаметр обмотки (м);  $h_0$  – товщина обмотки (м).

Споживану потужність знайдемо за формулою (Д4.23):  
 $P = 12^2 / 64 = 2,25 \text{ Вт}$ .

Обмоткові дані при переході на напругу  $U' = 24 \text{ В}$ :

$$d' = 0,5 \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{12}{24}} \approx 0,355 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$W' = \frac{5572 \cdot 24}{12} = 11144;$$

$$r' = 64 \cdot \left(\frac{24}{12}\right)^2 = 256 \text{ Ом};$$

$$P' = 2,25 \text{ Вт}.$$

**Задача 2.** Вибрати тип електромагніту і визначити наближено його розміри, якщо при робочому зазорі  $\delta = 0,25 \cdot 10^{-2} \text{ м}$  та тривалому режимі роботи він має розвивати силу  $F_e = 5 \text{ Н}$ .

Рішення: Розраховуємо конструктивний показник:

$$\Pi_{\kappa} = \frac{\sqrt{F_e}}{\delta} = \frac{\sqrt{5}}{0,25 \cdot 10^{-2}} = 894 \text{ Н}^{0,5} / \text{м}.$$

Вибираємо згідно таблиці Д4.1 клапанний електромагніт (рис. Д4.3), а за кривою 2 рисунку Д4.1 – індукцію  $B_{\delta} = 0,265 \text{ Тл}$  та відношення  $n = l_{\kappa} / h_{\kappa} = 2,5$ .

Площу полюсного наконечника визначаємо із формули (Д4.12):

$$S_{\text{н}} = \frac{2\mu_0 F_e}{B_{\delta}^2} = \frac{2 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot 5}{0,265^2} = 1,79 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Діаметр наконечника:

$$d_{\text{н}} = \sqrt{\frac{4S_{\text{н}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,79 \cdot 10^{-4}}{\pi}} = 1,5 \cdot 10^{-2} \text{ м}.$$

Діаметри і коефіцієнти заповнення обмотки для дроту із червоної міді з емалевою ізоляцією [1]

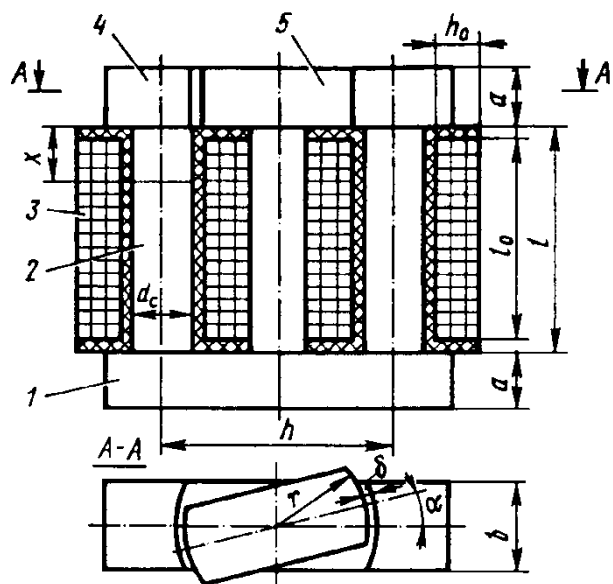


Рис. Д4.2 - П-подібний електромагніт постійного струму із зовнішнім поперечно-рухомих якорем

Згідно таблиці Д4.2 вибираємо дріт марки ПЭВ1 діаметром  $d = 0,5 \cdot 10^{-3}$  м (з ізоляцією  $d_1 = 0,55 \cdot 10^{-3}$  м), коефіцієнт  $k_{зм} = 0,663$ . Число витків кожної секції знайдемо за формулою (Д4.17), розрахувавши попередньо за формулою (Д4.21) площу вікна:

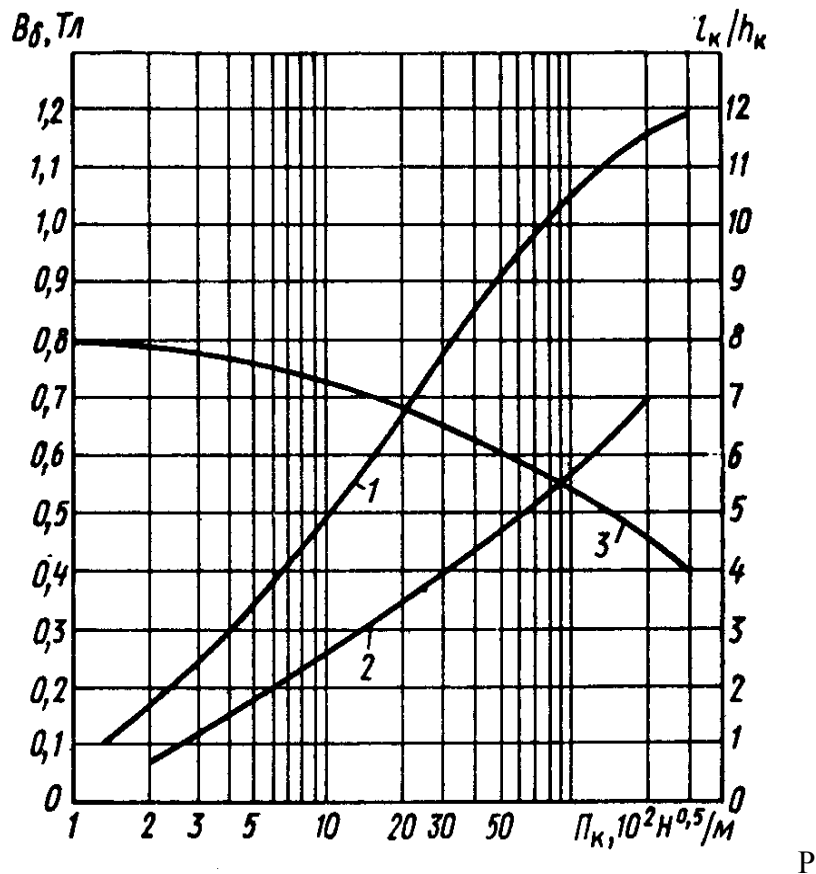
$$Q_0 = 1,5 \cdot 10^{-2} \cdot 5,5 \cdot 10^{-2} = 8,25 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$W_c = \frac{4 \cdot 8,25 \cdot 10^{-4} \cdot 0,663}{\pi(0,5 \cdot 10^{-3})^2} = 2786,$$

тоді число витків обмотки  $W = 2 \cdot 2786 = 5572$ . Опір обмотки згідно з (Д4.22):

$$r = \frac{4 \cdot 2,4 \cdot 10^{-8} \cdot 9,4 \cdot 10^{-2} \cdot 5572}{\pi(0,5 \cdot 10^{-3})^2} = 64 \text{ Ом.}$$

$d_2, \text{ м}$ $\times 10^{-3}$	ПЭВ-1		ПЭВ-2	
	$d_1, \text{ м}$ $\times 10^{-3}$	$k_{зм}$	$d_2, \text{ м}$ $\times 10^{-3}$	$k_{зм}$
0,050	0,070	0,280	0,080	0,250
0,063	0,085	0,330	0,090	0,290
0,071	0,095	0,380	0,100	0,340
0,080	0,105	0,430	0,110	0,380
0,090	0,115	0,460	0,120	0,410
0,100	0,125	0,490	0,130	0,440
0,112	0,135	0,510	0,140	0,460
0,125	0,150	0,520	0,155	0,480
0,140	0,165	0,535	0,170	0,495
0,160	0,190	0,550	0,200	0,510
0,180	0,210	0,568	0,220	0,527
0,200	0,230	0,580	0,240	0,538
0,224	0,260	0,594	0,270	0,550
0,250	0,290	0,605	0,300	0,560
0,280	0,320	0,616	0,330	0,572
0,315	0,355	0,627	0,365	0,580
0,355	0,395	0,637	0,415	0,589
0,400	0,440	0,647	0,460	0,597
0,450	0,490	0,656	0,510	0,605
0,500	0,550	0,663	0,570	0,612
0,560	0,610	0,668	0,630	0,618
0,630	0,680	0,674	0,700	0,625
0,710	0,760	0,679	0,790	0,631
0,750	0,810	0,680	0,840	0,634
0,800	0,860	0,682	0,890	0,637
0,850	0,910	0,684	0,940	0,640
0,900	0,960	0,685	0,990	0,643
0,950	1,010	0,686	1,040	0,646
1,000	1,070	0,687	1,100	0,648
1,060	1,130	0,688	1,160	0,650
1,120	1,190	0,689	1,220	0,651
1,180	1,260	0,690	1,280	0,652
1,250	1,330	0,690	1,350	0,652



ис. Д4.1 -Залежності параметрів електромагнітів від конструктивного показника [1]

1 – індукція в робочому зазорі броньованого електромагніту з плоским стопом; 2 – індукція в робочому зазорі клапанного електромагніту; 3 – відношення довжини котушки до її товщини у броньованому електромагніті з плоским стопом

Число витків обмотки:

$$W = \frac{4Q_0 k_{zm}}{\pi d^2}, \quad (Д4.17)$$

Струм зрушення (А) при початковій протидіючій силі  $F_{nm}$  (Н) для електромагніту з двома котушками та робочими зазорами дорівнює:

$$I_{zp} = \sqrt{\frac{2F_{nm}}{|dL/d\delta|}}, \quad (Д4.45)$$

де  $dL/d\delta$  – похідна індуктивності від ходу якоря при початковому зазорі (Гн/м).

Амплітудне значення пускового струму при опорі обмотки  $r_0$ :

$$I_m = \frac{U_m}{\sqrt{r_0^2 + (2\pi fL)^2}}, \quad (Д4.46)$$

де  $U_m$  – амплітудне значення напруги живлення.

**Задача 1.** Розрахувати параметри двосекційної обмотки електромагніту на рис. Д4.2. [1], якщо МРС  $F_y = 1000$  А, напруга  $U = 12$  В. Розміри однієї секції обмотки: довжина  $l_0 = 5,5 \cdot 10^{-2}$  м, товщина  $h_0 = 1,5 \cdot 10^{-2}$  м, діаметр  $d_0 = 1,5 \cdot 10^{-2}$  м. Секції з'єднані послідовно і узгоджено. Питомий опір  $\rho_\theta = 2,4 \cdot 10^{-8} \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . Які будуть обмоткові дані, якщо напруга зросте у два рази?

**Рішення:** МРС кожної секції обмотки  $F_{yc} = 1000 / 2 = 500$  А, напруга  $U_c = 12 / 2 = 6$  В, середня довжина витка за (Д4.16)

$l_{cp} = \pi(1,5 \cdot 10^{-2} + 1,5 \cdot 10^{-2}) = 9,4 \cdot 10^{-2}$  м. За формулою (Д4.15) визначимо діаметр дроту:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,4 \cdot 10^{-8} \cdot 9,4 \cdot 10^{-2} \cdot 500}{\pi \cdot 6}} = 0,49 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

$$\Phi_{\delta 2m} = \frac{\Phi_{\delta m}}{\sqrt{1 + n^2 + 2n \cos \psi}}. \quad (Д4.37)$$

Середнє значення електромагнітної сили (Н) в неекранованій частині полюса дорівнює:

$$F_{cp1} = \frac{1}{2\mu_0} \left( \frac{\Phi_{\delta 1m}}{\sqrt{2}} \right)^2 \frac{1}{S_1}, \quad (Д4.38)$$

в екранованій частині:

$$F_{cp2} = \frac{1}{2\mu_0} \left( \frac{\Phi_{\delta 2m}}{\sqrt{2}} \right)^2 \frac{1}{S_2}, \quad (Д4.39)$$

де  $S_1$  та  $S_2$  – площі полюсів ( $m^2$ ).

Амплітуда змінної складової сили:

$$F_{mzm} = \sqrt{F_{cp1}^2 + F_{cp2}^2 + 2F_{cp1}F_{cp2} \cos 2\psi}. \quad (Д4.40)$$

Пульсація електромагнітної сили (%):

$$p = \frac{F_{mzm}}{(F_{cp1} + F_{cp2})} \cdot 100\%. \quad (Д4.41)$$

Площа перерізу обмоткового дроту котушки ( $m^2$ ):

$$q = \frac{F}{WJ}, \quad (Д4.42)$$

де  $F$  – МРС котушки (А);  $J$  – густина струму ( $A/m^2$ ).

Площа обмоткового вікна однієї котушки в електромагніті з двома котушками ( $m^2$ ) дорівнює:

$$Q_0 = \frac{qW}{2k_{zm}}, \quad (Д4.43)$$

де  $k_{zm}$  – коефіцієнт заповнення по міді.

Індуктивність обмотки:

$$L = W^2 \Lambda_{m\Sigma}, \quad (Д4.44)$$

де  $\Lambda_{m\Sigma}$  – еквівалентна магнітна провідність системи (Гн).

де  $Q_0$  – площа обмоткового вікна ( $m^2$ ).

При  $d > 0,3 \cdot 10^{-3}$  м (для рядової обмотки) число витків:

$$W = W_1 W_2, \quad (Д4.18)$$

де кількість витків в шарі при довжині вікна  $l_0$  і діаметрі дроту з ізоляцією  $d_1$  (м) дорівнює:

$$W_1 = 0,95 \frac{l_0}{d_1} - 1, \quad (Д4.19)$$

кількість шарів

$$W_2 = \frac{h_0}{d_1}. \quad (Д4.20)$$

Площа обмоткового вікна ( $m^2$ ):

$$Q_0 = h_0 l_0. \quad (Д4.21)$$

Опір обмотки (Ом):

$$r = \frac{4\rho_{\theta} l_{cp} W}{\pi d^2}. \quad (Д4.22)$$

Потужність, що споживається котушкою (Вт):

$$P = \frac{U^2}{r}. \quad (Д4.23)$$

Формули для перерахунку обмоткових даних котушки з напругою  $U$  на напругу  $U'$ , при  $F'_y = F_y$  та  $k_{zm} = const$  мають вигляд:

- для діаметра дроту:

$$d' = d \sqrt{\frac{U}{U'}}; \quad (Д4.24)$$

- для кількості витків:

$$W' = W \frac{U'}{U}; \quad (Д4.25)$$

- для опору:

$$r' = r \left( \frac{U'}{U} \right)^2; \quad (Д4.26)$$

- для потужності:

$$P' \approx P. \quad (Д4.27)$$

Коефіцієнт повернення електромагнітів дорівнює:

$$k_n = \sqrt{1 - \frac{\Delta F}{F_{ек}}}, \quad (Д4.28)$$

де  $\Delta F$  – різниця електромагнітної та протидіючої сил при кінцевому зазорі (Н);  $F_{ек}$  – електромагнітна сила при кінцевому зазорі (Н).

#### Д4.2. Теоретична частина. Електромагнітні механізми змінного струму

Амплітудне значення магнітного потоку  $\Phi_m$  при напрузі живлення  $U$ , частоті  $f$  і кількості витків  $W$  без врахування активного опору обмотки визначається за формулою [1]:

$$\Phi_m = \frac{U}{4,44 f W}. \quad (Д4.29)$$

Кількість витків обмотки дорівнює:

$$W = \frac{U}{4,44 f \Phi_m}. \quad (Д4.30)$$

Із врахуванням активного опору обмотки (коефіцієнт  $k_R = 0,7 \dots 0,9$ ) при заданій індукції в робочому зазорі  $B_{\delta m}$  і площі перерізу магнітопроводу  $S_M$  число витків:

$$W = \frac{k_R U}{4,44 f B_{\delta m} S_M}, \quad (Д4.31)$$

де  $B_{\delta m}$  – в теслах, а  $S_M$  – у квадратних метрах.

Амплітудне значення сили (Н) для однофазних систем без екранувального витка при рівномірному полі в робо-

чому зазорі та ненасиченій магнітній системі визначається за формулою *Максвелла*:

$$F_{em} = \frac{\Phi_m^2}{2 \mu_0 S}, \quad (Д4.32)$$

де  $S$  – площа полюса ( $m^2$ ).

Середнє значення сили (Н):

$$F_{ecp} = \frac{F_{em}}{2}. \quad (Д4.33)$$

Для однофазних магнітних систем з екранувальними витками і відомими розмірами магнітопроводу магнітний реактивний опір екранувального (короткозамкненого) витка ( $\Gamma H^{-1}$ ) дорівнює:

$$X_{MB} = \frac{2 \pi f}{r_B}, \quad (Д4.34)$$

де  $r_B$  – активний опір витка (Ом);  $f$  – частота (Гц).

Відношення магнітного потоку  $\Phi_{\delta 1 m}$  у неекранованій частині полюса шириною  $a_1$  до потоку  $\Phi_{\delta 2 m}$  в екранованій частині полюса шириною  $a_2$ :

$$n = \frac{\Phi_{\delta 1 m}}{\Phi_{\delta 2 m}} = \frac{a_1}{a_2 \cos \psi}, \quad (Д4.35)$$

де  $\psi$  – фазовий зсув між потоками  $\Phi_{\delta 1 m}$  та  $\Phi_{\delta 2 m}$ , який визначається за формулою:

$$\operatorname{tg} \psi = \frac{X_{MB}}{R_{\delta 2}}, \quad (Д4.36)$$

де  $R_{\delta 2}$  – активний магнітний опір екранованої частини полюса ( $\Gamma H^{-1}$ ).

Потік  $\Phi_{\delta 2 m}$  в екранованій частині полюса зв'язаний з потоком  $\Phi_{\delta m}$  рівнянням:



Наукове видання

Добровольська Л.Н., Волинець В. І.,  
Собчук Д. С., Черкашина В. В.

**ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ  
З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ  
ЕНЕРГІЇ**

*Навчальний посібник*

*Під редакцією Добровольської Любові Наумівни*

Редакційно-видавничий відділ  
Луцького національного технічного університету  
Свідоцтво Держкомтелерадіо України ДК № 4123 від  
28.07.2011 р.

Редактор *М.Б. Клименко*  
Обкладинка *Д.С. Собчук*  
Дизайн і верстка *М.Б. Клименко*

Підписано до друку                      Формат 60x84/16.  
Гарнітура Times New Roman.  
Обсяг ум. друк. арк. 22,0. Обл.-вид. арк. 21,5.  
Наклад 300 пр. Зам. .

Надруковано у друкарні РВВ Луцького НТУ  
(43018, м. Луцьк, вул. Львівська, 75).  
Свідоцтво Держкомтелерадіо України  
ДК № 4123 від 28.07.2011 р.

$$W = \frac{127}{4,44 \cdot 50 \cdot 8,5 \cdot 10^{-4}} = 673.$$

Намагнічувальний струм обмотки дорівнює:

$$I_m = \frac{F}{W} = \frac{2670}{673} = 3,97 \text{ А.}$$

Обрахувавши площу полюса по сталі:

$$S = a^2 k_{sc} = (3 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 0,93 = 8,4 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2,$$

визначимо амплітудне значення електромагнітної сили за формулою (Д4.32):

$$F_{em} = \frac{(8,5 \cdot 10^{-4})^2}{2 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \cdot 8,4 \cdot 10^{-4}} = 342,2 \text{ Н}$$

та середню силу за формулою (Д4.33):

$$F_{ср} = \frac{342,2}{2} = 171,1 \text{ Н.}$$

**Задача 4.** Знайти пульсацію електромагнітної сили у відсотках  $p$  для електромагніту змінного струму рис. Д4.5. Потоки  $\Phi_{\delta 1m} = 1,01 \cdot 10^{-4}$  Вб,  $\Phi_{\delta 2m} = 1,13 \cdot 10^{-4}$  Вб, кут зсуву між ними дорівнює  $61^\circ 30'$ . Розміри полюса  $a_1 = 3 \cdot 10^{-3}$  м,  $a_2 = 7 \cdot 10^{-3}$  м,  $b = 20 \cdot 10^{-3}$  м. Коефіцієнт заповнення по сталі  $k_{sc} = 0,9$ .

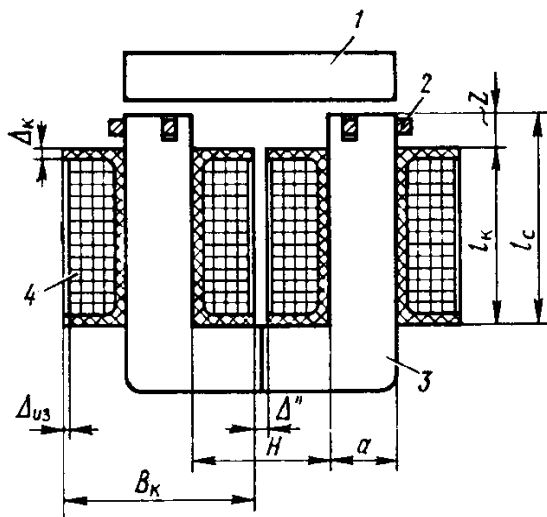


Рис. Д4.5 - Ескіз клапанного П-подібного електромагніту змінного струму  
 1 – ярмі, 2 – короткозамкнений виток, 3 – осердя

**Рішення:** Середні значення електромагнітних сил під полюсами за формулами (Д4.38) та (Д4.39):

$$F_{cp1} = \frac{1}{2 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7}} \left( \frac{1,01 \cdot 10^{-4}}{\sqrt{2}} \right)^2 \cdot \frac{1}{54 \cdot 10^{-6}} = 37,6 \text{ Н},$$

$$F_{cp2} = \frac{1}{2 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7}} \left( \frac{1,13 \cdot 10^{-4}}{\sqrt{2}} \right)^2 \cdot \frac{1}{126 \cdot 10^{-6}} = 20,2 \text{ Н},$$

де площі дорівнюють:

$$S_1 = a_1 b k_{zc} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 = 54 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2,$$

$$S_2 = a_2 b k_{zc} = 7 \cdot 10^{-3} \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 = 126 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Амплітуда змінної складової сили за формулою (Д4.40):

$$F_{зм} = \sqrt{37,6^2 + 20,2^2 + 2 \cdot 37,6 \cdot 20,2 \cdot \cos(2 \cdot 61^\circ 30')} = 31,5 \text{ Н}.$$

**Задача 14.** Вибрати реле керування для системи керування електроспоживачем, яка живиться від джерела змінного струму напругою 220 В і нею протікає струм 2,5 А. Струм спрацювання має бути не менш 6 А, а струм повернення – не менше 1,2 А. Механічна зносостійкість контактів реле має бути не менш 6,3 мільйонів циклів.

### Завдання для самостійного опрацювання

**Задача 7.** За даними задачі 1 визначити час нагрівання плавкої вставки до температури плавлення, час її переходу із твердого стану в рідкий та час гасіння дуги.

**Задача 8.** Визначити повний час роботи ПЗ з цинковою плавкою вставкою та наповнювачем, якщо площа перерізу плавкої вставки  $q=0,4 \text{ мм}^2$ , а струм короткого замикання  $I_K = 1500 \text{ А}$ .

**Задача 9.** Визначити номінальний струм плавкої вставки при важких умовах пуску електричного двигуна, якщо номінальний струм двигуна  $I_H=78 \text{ А}$ , а пусковий струм двигуна обмежується резистором величиною  $I_{\Pi} = 2I_H$ .

**Задача 10.** Визначити номінальний струм плавкої вставки, якщо ПЗ стоїть на лінії, яка живить три двигуни, номінальний струм кожного з них  $I_H = 63 \text{ А}$ . Найбільший пусковий струм двигунів  $I_{\Pi.НБ} = 2,4 \cdot I_H$ .

**Задача 11.** Розв'язати задачу 3 за умови, що другий ПЗ має мідну плавку вставку.

**Задача 12.** Вибрати ПВ з електромагнітним та тепловим розчеплювачами для захисту від короткого замикання і перевантаження електричної лінії, яка живить асинхронний двигун типу МТК-51-8, деякі паспортні дані якого наступні:  $P_H = 22 \text{ кВт}$ ,  $I_H = 49 \text{ А}$ ,  $I_{\Pi} / I_H = 5$ ,  $U_H = 380 \text{ В}$ . Час вимикання режиму короткого замикання не має перевищувати  $0,04 \text{ с}$ . Визначити також струм відсічки електромагнітного розчеплювача.

**Задача 13.** Вибрати струм відсічки ПВ, що захищає електричну лінію, яка живить чотири електричних двигуни. Номінальні струми та кратність пускового струму ті ж самі, що і в задачі 5. Номінальний струм четвертого двигуна  $I_{4H} = 25 \text{ А}$ , кратність пускового струму до номінального  $I_{4\Pi} / I_{4H} = 4,5$ .

Пульсація електромагнітної сили за формулою (Д4.41):

$$p = \frac{31,5}{37,6 + 20,2} \cdot 100\% = 54\%.$$

**Відповідь:**  $p = 54\%$ .

**Задача 5.** Визначити обмоткові дані, розміри котушки електромагніту змінного струму (рис. Д4.5) [1]. Мінімальна напруга мережі  $U_{\min} = 108 \text{ В}$ , частота  $50 \text{ Гц}$ , індукція  $B_m = 1.1 \text{ Тл}$ , площа перерізу  $S_M = 1,82 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ , МРС  $F = 399 \text{ А}$ , розмір  $b = 14 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ .

**Рішення:** Приймаючи коефіцієнт  $k_R = 0,85$ , визначимо за формулою (Д4.31) кількість витків обмотки:

$$W = \frac{0,85 \cdot 108}{4,44 \cdot 50 \cdot 1,1 \cdot 1,82 \cdot 10^{-4}} = 2060.$$

Для густини струму  $J = 2,0 \cdot 10^6 \text{ А/м}^2$  переріз дроту за формулою (Д4.42):

$$q = \frac{399}{2060 \cdot 2 \cdot 10^6} = 0,097 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Діаметр голого дроту:

$$d = 2 \sqrt{\frac{q}{\pi}} = 2 \sqrt{\frac{0,097 \cdot 10^{-6}}{\pi}} = 0,352 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

За таблицею Д4.2 вибираємо найближчий діаметр  $d = 0,355 \text{ мм}$ , марка дроту ПЭВ-2 та уточнюємо переріз:

$$q = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{\pi (0,355 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 0,099 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2.$$

Площа обмоткового вікна за формулою (Д4.43):

$$Q_o = \frac{0,099 \cdot 10^{-6} \cdot 2060}{2 \cdot 0,589} = 173 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2,$$

де  $k_{зМ} = 0,589$  – коефіцієнт заповнення по міді.

Задамо відношення довжини обмотки до її висоти  $l_o / h_o = 3$ . Оскільки при цьому  $Q_o = h_o l_o = 3h_o^2$ , то

$$h_o = \sqrt{\frac{Q_o}{3}} = \sqrt{\frac{173 \cdot 10^{-6}}{3}} = 7,5 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$$

Тоді  $l_o = Q_o / h_o = 173 \cdot 10^{-6} / 7,5 \cdot 10^{-3} = 23 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$

Активний опір обмотки при нормальній температурі  $20^\circ \text{C}$  дорівнює:

$$r_o = \frac{\rho_{cu} l_{cp} W}{q} = \frac{1,75 \cdot 10^{-8} \cdot 94 \cdot 10^{-3} \cdot 2060}{0,099 \cdot 10^{-6}} = 34,2 \text{ Ом,}$$

де середня довжина витка:

$$l_{cp} = 4(b + 2\Delta_K + h_o) = 4(14 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 1 \cdot 10^{-3} + 7,5 \cdot 10^{-3}) = 94 \cdot 10^{-3} \text{ м,}$$

при  $\Delta_K = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м.}$

**Задача 6.** Знайти струм зрушення електромагніту при початковій протидіючій силі  $F_n = 4 \text{ Н}$ . Похідна, яка відповідає початковому положенню якоря, дорівнює  $|dL / d\delta| = 6 \text{ Гн/м}$ .

Рішення: Струм зрушення визначимо за формулою (Д4.45):

$$I_{zp} = \sqrt{\frac{2 \cdot 4}{6}} = 1,15 \text{ А.}$$

**Відповідь:**  $I_{zp} = 1,15 \text{ А.}$

*Завдання для самостійного опрацювання*

**Задача 7.** Розв'язати задачу 2, при  $F_e = 15 \text{ Н}$  і  $\delta = 0,2 \cdot 10^{-2} \text{ м}$ .

**Задача 8.** Визначити коефіцієнт повернення  $k_n$  броньованого електромагніту за його тяговою характеристикою

$$I_{\text{вдл.розч}} \geq (1,5 \dots 1,6) I_H = (1,5 \dots 1,6) \cdot 2,5 I_H = (1,5 \dots 1,6) \cdot 2,5 \cdot 63 = 236,25 \dots 252 \text{ А}$$

**Задача 5.** Вибрати струм відсічки ПВ, що захищає електричну лінію, яка живить три електричних двигуна. Номінальні струми двигунів: першого –  $I_{1H} = 49 \text{ А}$ , другого –  $I_{2H} = 35 \text{ А}$ , третього –  $I_{3H} = 58 \text{ А}$ . Кратність пускового струму до номінального відповідно  $I_{1П} / I_{1H} = 5$ ,

$$I_{2П} / I_{2H} = 4,8, \quad I_{3П} / I_{3H} = 5,2.$$

Рішення: Враховуючи, що  $I_{H.НБ} = I_{3H} = 58 \text{ А}$  та  $I_{П.НБ} = 5,2 I_{3H} = 5,2 \cdot 58 = 301,6 \text{ А}$ , за формулою (Д5.7) визначимо струм відсічки ПВ:

$$I_{\text{вдл.розч}} \geq (1,5 \dots 1,8) [I_{1H} + I_{2H} + (I_{П.НБ} - I_{H.НБ})] = (1,5 \dots 1,8) \times [49 + 35 + (301,6 - 58)] = 491,4 \dots 589,68 \text{ А.}$$

**Відповідь:**  $I_{\text{вдл.розч}} = 491,4 \dots 589,68 \text{ А.}$

**Задача 6.** Вибрати реле керування для системи керування електроприводом, яка живиться від джерела постійного струму напругою  $220 \text{ В}$  і нею протікає струм  $2 \text{ А}$ . Струм спрацювання має бути не менш  $5 \text{ А}$ , а струм повернення – не менш  $0,2 \text{ А}$ . Механічна зносостійкість контактів реле має бути не менш  $10 \cdot 10^6$  циклів.

Рішення: Для системи керування електроприводом можна вибрати реле керування типу РПУ, номінальна напруга якого  $U_H = 220 \text{ В}$ , номінальний струм  $I_H = 2,5 \text{ А} > 2 \text{ А}$ , струм спрацювання  $5 \text{ А}$ , струм повернення  $0,2 \text{ А}$ , механічна зносостійкість контактів реле  $10$  мільйонів циклів.

$$I_{II} = 2,5 \cdot 32,6 = 81,5 \text{ А.}$$

Тоді за формулою (Д5.6) номінальний струм плавкої вставки:

$$I_B = 81,5 / 2,5 = 32,6 \text{ А.}$$

**Відповідь:**  $I_B = 32,6 \text{ А.}$

**Задача 3.** Перевірити, чи забезпечується умова селективної роботи запобіжників, якщо перший ПЗ має переріз  $q_1 = 0,8 \text{ мм}^2$  і плавку вставку із міді, а другий ПЗ з плавкою вставкою із срібла має переріз  $q_2 = 0,5 \text{ мм}^2$  і розташований біля електроприймача.

**Рішення:** Умова селективності

$$\frac{q_1}{q_2} = \frac{0,8}{0,5} = 1,6 \geq \sqrt{\frac{A_2' + A_2''}{A_1'}} K_D = \sqrt{\frac{62000 + 8000}{80000}} \cdot 1,8 = 1,25$$

виконується, отже, селективність роботи запобіжників забезпечується.

**Задача 4.** Вибрати ПВ з електромагнітним та тепловим розчеплювачами для захисту від короткого замикання і перевантаження електричної лінії, яка живить двигун постійного струму типу П71, деякі паспортні дані якого наступні:  $P_H = 11 \text{ кВт}$ ,  $I_H = 63 \text{ А}$ ,  $U_H = 220 \text{ В}$ . Пусковий струм двигуна обмежується резистором до величини  $I_{II} = 2,5 I_H$ . Час вимкання режиму короткого замикання не має перевищувати 0,04 с. Вибрати також струм відсічки електромагнітного розчеплювача.

**Рішення:** Для захисту лінії можна вибрати ПВ типу АК63, оскільки  $I_{ПВ} = I_H = 63 \text{ А}$ ,  $U_{ПВ} = 240 \text{ В} > U_H = 220 \text{ В}$ , а час вимкнення ПВ 0,02...0,04 с не перевищує 0,04 с. Номінальні струми теплового та електромагнітного розчеплювачів приймаємо рівними  $I_H = 63 \text{ А}$ .

Струм відсічки електромагнітного розчеплювача:

кою  $F_e = f(\delta)$  та характеристикою протидіючих сил  $F_{np} = f(\delta)$  (рис. Д4.6) [1].

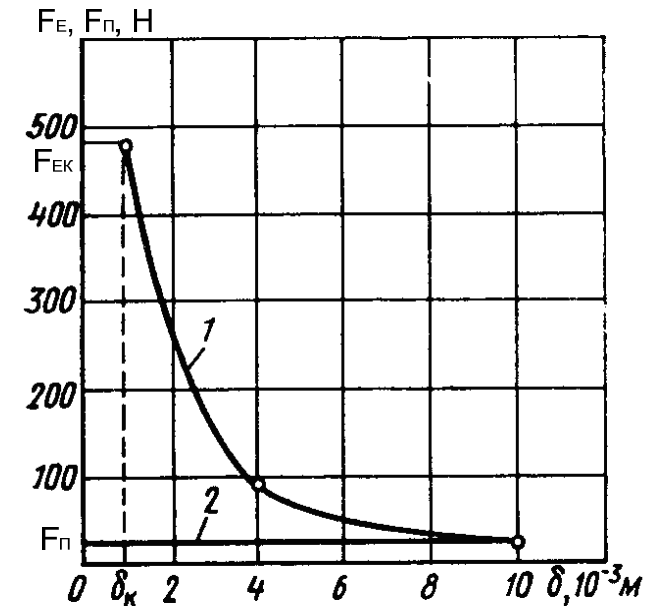


Рис. Д4.6 - Тягова (1) і протидіюча (2) характеристики броньованого електромагніту

**Задача 9.** Розв'язати задачу 4 для випадку, коли протидіюча характеристика є дотичною до тягової в точці  $\delta = \delta_n$ .

**Задача 10.** Розв'язати задачу 5 за умови, що напруга живлення обмотки електромагніту  $U = 220 \text{ В}$ .

**Задача 11.** За даними попередньої задачі побудувати векторну діаграму, враховуючи, що кут між векторами  $F_{cp1}$  та  $F_{cp2}$  дорівнює  $2\psi$ .

**Задача 12.** Для електромагніту на рис. Д4.6, використовуючи тягову та механічну характеристики, які подані на рис. Д4.7, знайти коефіцієнт повернення.

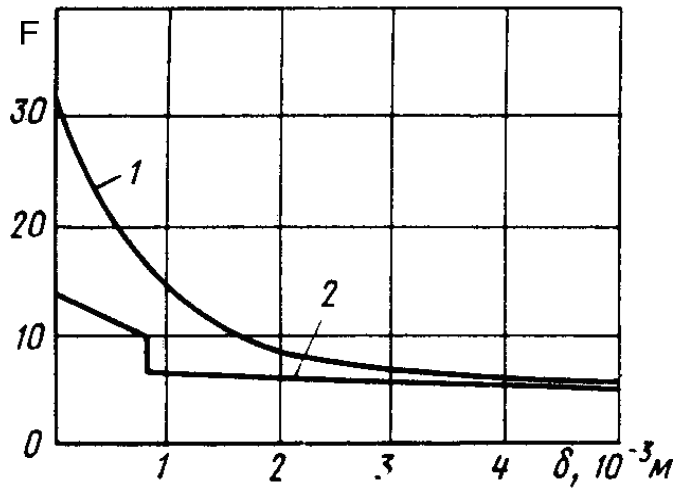


Рис. Д4.7 - Тягова (1) та механічна (2) характеристики електромагніту змінного струму

**Задача 13.** Розв'язати задачу 5 при напрузі  $U_{\min} = 200$  В.

**Задача 14.** Знайти амплітудне значення пускового струму електромагніту на рис. 4.20, якщо діюче значення напруги живлення  $U_{\min} = 108$  В, опір обмотки  $r_o = 34,2$  Ом, індуктивність  $L = 0,23$  Гн, частота 50 Гц.

### Приклади виконання задач до розділу 5.

**Д5.1.** Теоретична частина. Вибір плавких запобіжників для електричних мереж

У цьому параграфі розглянуто задачі на визначення повного часу роботи плавких запобіжників (ПЗ), а також задачі на вибір плавких запобіжників за умовами тривалої експлуатації, пуску та селективного вимкнення [2].

Час нагрівання плавкої вставки ПЗ до температури плавлення:

вмикаються, або перевищувати її. Струм відсічки електромагнітного розчеплювача в цьому випадку:

$$I_{\text{вд.розч}} \geq (1,5 \dots 1,8) \left[ \sum_1^n I_H + (I_{\text{п.нб}} - I_{\text{н.нб}}) \right], \quad (\text{Д5.13})$$

де  $I_{\text{п.нб}}$ ,  $I_{\text{н.нб}}$  – пусковий і номінальний струми найбільш потужного електроприймача, у якого значення цих величин найбільші.

До числа показників, за якими вибираються реле відносяться: характер і величина напруг головного кола та кола керування, комутаційна здатність контактів та їх кількість, допустима частота вмикань, режими роботи, категорія розміщення; ступінь захисту від дії оточуючого середовища. Додатково до цього, реле керування і захисту вибирають за родом вхідної величини, витримкою часу, за коефіцієнтом повернення, за часом спрацювання та відпускання.

**Задача 1.** Визначити повний час роботи ПЗ з мідною плавкою вставкою на повітрі, якщо площа перерізу плавкої вставки  $q = 0,5 \text{ мм}^2$ , а струм короткого замикання  $I_K = 1000$  А.

Рішення: Повний час роботи ПЗ з мідною плавкою вставкою на повітрі визначимо за формулою (Д5.4), а сталі  $A'$  та  $A''$  для міді візьмемо із табл. Д5.1:

$$t_p = \left( 80000 + \frac{11600}{3} \right) \cdot \frac{0,5^2}{1000^2} \cdot 1,25 = 0,026 \text{ с.}$$

**Відповідь:**  $t_p = 0,026$  с.

**Задача 2.** Визначити номінальний струм плавкої вставки при звичайних умовах пуску електричного двигуна, якщо номінальний струм двигуна  $I_H = 32,6$  А, а пусковий струм обмежується резистором величиною  $I_{\text{п}} = 2,5 I_H$ .

Рішення: Пусковий струм двигуна:

Дійсний час спрацювання ПЗ може відхилитись від номінального на  $\pm 50\%$ . Тоді нерівність (Д5.4) можна записати наступним чином:

$$t_{x\bar{b}} > 3t_{xm}, \quad (Д5.11)$$

де  $t_{x\bar{b}}$  і  $t_{xm}$  – відповідно, час спрацювання ПЗ на більший і менший струми, які відповідають номінальним характеристикам.

Д5.2. Теоретична частина. Вибір повітряних вимикачів для низьковольтних мереж. Вибір реле

При виборі повітряних вимикачів (ПВ) необхідно дотримуватись наступних вимог [2]:

– номінальна напруга ПВ має бути рівною напрузі електричної мережі або перевищувати її ( $U_{ПВ} \geq U_M$ );

– номінальний струм ПВ має бути не менш струму електроприймача, який захищається ( $I_{н.ПВ} > I_{ПР}$ );

– номінальний струм теплового і електромагнітного розчеплювачів має бути рівним номінальному струму електроприймача або трохи більшим за нього ( $I_{н.розч} > I_{ПР}$ ) з наступним регулюванням струму уставки теплового розчеплювача на номінальний струм електроспоживача;

– найбільший струм, який здатний вимкати ПВ (гранична здатність вимкнення), має бути більшим за струм трифазного короткого замикання, можливого за місцем встановлення ПВ або дорівнювати йому ( $I_{гр.вимк.ПВ} \geq I_{3ф.кз}$ );

– на лініях живлення електродвигунів струм відсічки електромагнітного розчеплювача має бути не меншим 1,5...1,6 пускового струму електродвигуна:

$$I_{від.розч} \geq (1,5...1,6)I_{П}. \quad (Д5.12)$$

При виборі ПВ для захисту електричної лінії, яка живить декілька електроприймачів, номінальний струм ПВ, як і номінальний струм розчеплювача, має бути рівним сумі номінальних струмів електроприймачів, які одночасно

$$t_{nl} = A' \frac{q^2}{I_K^2}, \quad (Д5.1)$$

де  $A'$  – певна стала;  $q$  – площа поперечного перерізу плавкої вставки;  $I_K$  – струм короткого замикання.

Час переходу плавкої вставки із твердого стану в рідкий:

$$t_{перех} = A'' \frac{q^2}{I_K^2}, \quad (Д5.2)$$

де  $A''$  – певна стала.

Сталі  $A'$  та  $A''$  для певних матеріалів наведено в таблиці Д5.1.

Таблиця Д5.1 - Сталі  $A'$  та  $A''$  для певних матеріалів

Матеріал плавкої вставки	$A'$ , $A^2c / мм^2$	$A''$ , $A^2c / мм^2$
Мідь	80000	11600
Срібло	62000	8000
Цинк	9000	3000
Свинець	1200	400

Повний час роботи ПЗ дорівнює:

$$t_p = t_{nl} + t_{перех} + t_{зд}, \quad (Д5.3)$$

де  $t_{зд}$  – час гасіння дуги.

Для ПЗ з плавкою вставкою на повітрі повний час роботи:

$$t_p = \left( A' + \frac{A''}{n} \right) \cdot \frac{q^2 K_o}{I_K^2}, \quad (Д5.4)$$

де  $n=3$  – коефіцієнт, який враховує передчасне руйнування плавкої вставки;  $K_o = 1,2...1,3$  – коефіцієнт, який враховує час гасіння дуги.

Повний час роботи ПЗ з наповнювачем:

$$t_p = (A' + A'') \frac{q^2}{I_K^2} + t_{\text{зд}} = (A' + A'') \frac{q^2}{I_K^2} K_D, \quad (\text{Д5.5})$$

де  $K_D = 1,7 \dots 2$  – коефіцієнт, який враховує час горіння дуги.

При тривалій експлуатації температура ПЗ не перевищує допустимої, якщо номінальний струм патрону і плавкої вставки більші за номінальний струм уставки.

При виборі ПЗ в якості захисних пристроїв від коротких замикань дотримуються наступних вимог:

– номінальна напруга ПЗ має бути рівною напрузі мережі або перевищувати її ( $U_{ПЗ} \geq U_M$ );

– номінальний струм ПЗ має бути рівним номінальному струму електроприймача або перевищувати його ( $I_{ПЗ} \geq I_{Н.ЕП}$ );

– гранична комутаційна здатність ПЗ має бути не менше струму трифазного КЗ за місцем встановлення запобіжника ( $I_{ПЗ.ВИМК} \geq I_{3\phi.КЗ}$ );

Номінальний струм плавкої вставки:

$$I_B = \frac{I_{П}}{\alpha}, \quad (\text{Д5.6})$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт, який враховує умови роботи електроприймача (для електроприймачів з нечастими пусками і тривалістю пуску  $5 \dots 10$  с  $\alpha = 2,5$ ; для електроприймачів з важкими умовами роботи: часті пуски, тривалість пуску від 10 до 40 с  $\alpha = 1,6 \dots 2,0$ );  $I_{П}$  – пусковий струм електроприймача.

При виборі ПЗ для захисту групи електроприймачів номінальний струм плавкої вставки:

$$I_B = \left( \sum_1^{n-1} I_H + I_{П.НБ} \right) / \alpha, \quad (\text{Д5.7})$$

де  $\sum_1^{n-1} I_H$  – сума номінальних струмів електроприймачів,

які працюють одночасно, без електроприймача з найбільшим пусковим струмом;  $I_{П.НБ}$  – найбільший пусковий струм.

Якщо число електроприймачів більше ніж п'ять, то номінальний струм плавкої вставки:

$$I_B = \sum_1^{n-1} I_H + \frac{I_{П.НБ}}{\alpha}. \quad (\text{Д5.8})$$

Як правило між джерелом живлення і споживачами встановлюються декілька ПЗ. При короткому замиканні необхідно, щоб спрацював ПЗ розташований біля місця пошкодження, а решта ПЗ повинні залишатись у роботі. Це забезпечує селективну роботу ПЗ. Для ПЗ закритого типу умовою селективної роботи є:

$$\frac{q_1}{q_2} \geq \sqrt{\frac{A_2' + A_2''}{A_1'}} K_D, \quad (\text{Д5.9})$$

де  $q_1$  – переріз плавкої вставки першого ПЗ, розташованого між джерелом живлення та розгалуженням до споживачів;  $q_2$  – переріз плавкої вставки, розташованої біля місця пошкодження. Для закритого ПЗ з дрібнозернистим наповнювачем і мідною плавкою вставкою, а також для ПЗ із струмообмеженням селективність виконується за умови  $q_1 / q_2 \geq 1,55$ .

Умова селективності буде виконуватись, якщо найменший фактичний час спрацювання першого ПЗ (на більший струм) буде перевищувати найбільший час спрацювання другого ПЗ (на менший струм):

$$t_{\text{фб}} > t_{\text{фм}}. \quad (\text{Д5.10})$$