

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ,
МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ

К.М. Маренич, І.В. Ковальова

**АВТОМАТИЧНИЙ ЗАХИСТ
ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ШАХТ
ВІД АВАРІЙНИХ СТАНІВ І НЕБЕЗПЕК**

Донецьк
ДВНЗ «ДонНТУ»
2013

УДК 622.012.2:621.316

ББК

А 22

Автори:

МАРЕНИЧ Костянтин Миколайович, професор кафедри «Гірнична електротехніка і автоматика ім. Р.М. Лейбова» ДВНЗ „ДонНТУ”, кандидат технічних наук, доцент;

КОВАЛЬОВА Інна Володимирівна, доцент кафедри «Гірнична електротехніка і автоматика ім. Р.М. Лейбова» ДВНЗ „ДонНТУ”, кандидат технічних наук.

Рецензенти:

В.С. Дзюбан, заступник директора Дирекції поставок електротехнічної продукції ПрАТ «Донецьксталь» – Металургійний завод (м. Донецьк), доктор технічних наук, професор;

Ф.П. Шкрабець, завідувач кафедри «Відновлювані джерела енергії» ДВНЗ «Національний гірничий університет» (м. Дніпропетровськ), доктор технічних наук, професор;

В.П. Коптиков, заступник директора Державного Макіївського НДІ з безпеки робіт в гірничій промисловості (м. Макіївка, Донецької обл.), доктор технічних наук, професор.

Автоматичний захист електроустаткування шахт від аварійних станів і небезпек:
А 22 навч. посіб. для вищ. навч. закл. / К.М. Маренич, І.В. Ковальова. – Донецьк: ДВНЗ «ДонНТУ», 2013. – 195 с.

ISBN

У навчальному посібнику розглянуті принципи побудови та функціонування технічних засобів автоматичного захисту рудникового електроустаткування від аварійних станів і небезпек, включаючи стани міжфазного короткого і дугового замикання, струмового перевантаження, витоку струму на землю. Висвітлені перспективні напрями удосконалення схематехніки захисних засобів. Розглянуті принципи визначення аварійного стану в кабелях дільничної електромережі шляхом застосування автономних технічних засобів контролю з боку статорних ланцюгів асинхронних двигунів споживачів, побудова і функціонування технічних засобів автоматичного двобічного захисного знеструмлення шахтної дільничної електромережі.

ISBN

© Маренич К.М., Ковальова І.В., 2013

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА.....	6
РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА АВАРІЙНИХ І НЕБЕЗПЕЧНИХ СТАНІВ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ШАХТ І РУДНИКІВ....	8
1.1 Система електропостачання шахти як об'єкт запровадження автоматичного захисту від аварійних станів і небезпек.....	8
1.1.1 Принципи побудови схеми електропостачання шахти.....	8
1.1.2 Загальні принципи побудови системи електропостачання технологічної дільниці шахти.....	11
1.1.3 Автоматичний вимикач як виконавчий засіб захисного знеструмлення дільничної електромережі.....	14
1.1.4 Магнітний пускач як засіб дистанційної комутації силового приєднання системи електропостачання шахтної дільниці.....	19
1.1.5 Заземлення корпусів електроустаткування як засіб забезпечення електробезпеки його експлуатації.....	24
1.2 Особливості процесу короткого замикання в трифазній електромережі з ізольованою нейтраллю трансформатора.....	29
1.3 Аналіз небезпек електроураження при експлуатації шахтних дільничних електроустановок.....	39
1.3.1 Умови електроураження людини при дотику до струмоведучих частин.....	39
1.3.2 Вплив стану ізоляції мережі на безпеку експлуатації електроустаткування.....	44
РОЗДІЛ 2. УЛАШТУВАННЯ, ФУНКЦІОНУВАННЯ І ПЕРСПЕКТИВИ УДОСКОНАЛЕННЯ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЧНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....	50
2.1 Принципи побудови і засоби максимального струмового захисту електроустановок.....	50
2.1.1 Функціональні властивості електромагнітних розчеплювачів максимального струму.....	51
2.1.2 Улаштування і властивості засобів максимального струмового захисту з регулюванням уставки спрацьовування.....	53

2.2	Обмеження струмового перевантаження як захід запобігання спалаху гнучких кабелів при їх міжфазному ушкодженні.....	62
2.2.1	Улаштування і захисна функція гнучких кабелів з параметрами вибухопожежобезпеки.....	62
2.2.2	Принципи автоматичного обмеження струму короткого замикання.....	65
2.3	Проблематика захисту від міжфазних замикань через опір електричної дуги.....	67
2.4	Автоматичний захист електроустаткування від перегріву внаслідок струмових перевантажень.....	71
2.5	Принципи улаштування засобів захисного знеструмлення кола витоку струму на землю.....	76
2.5.1	Улаштування і властивості засобів визначення стану витоку струму на землю.....	76
2.5.2	Автоматична компенсація ємності ізоляції мережі.....	85
2.5.3	Автоматичне закорочування ушкодженої фази як засіб прискорення знеструмлення кола витоку на землю.....	89
2.5.4	Улаштування і функціонування засобів захисту від витоків струму на землю в комбінованих електричних мережах шахтних ділянок.....	92
2.6	Засоби автоматичного блокування ввімкнення комутаційного апарату при пошкодженні ізоляції відходячого кабеля.....	97
2.7	Нульовий захист електроустановок.....	99
2.8	Захист електродвигунів від неповнофазного електроживлення при застосуванні тиристорних регуляторів напруги.....	101
2.9	Системна автоматика шахтних високовольтних мереж....	106
2.9.1	Автоматичне повторне ввімкнення.....	106
2.9.2	Автоматичне ввімкнення резерву.....	108
РОЗДІЛ 3. УЛАШТУВАННЯ І ПРИНЦИПИ		
ФУНКЦІОНУВАННЯ ДАТЧИКІВ ТЕХНІЧНИХ		
ЗАСОБІВ АВТОМАТИЧНОГО ЗАХИСТУ		
ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК.....		
		116
3.1	Датчики електричного струму.....	116
3.1.1	Електромагнітні трансформатори струму.....	116
3.1.2	Датчик струму «Котушка Роговського».....	120
3.1.3	Оптичні датчики струму.....	123

3.1.4	Вимірювальні шунти.....	125
3.1.5	Датчики струму на основі ефекту Холла.....	126
3.2	Перетворювачі потужності.....	129
3.3	Апаратні засоби температурного захисту електричних машин шахти.....	131
3.3.1	Датчики засобів температурного захисту електричних машин.....	131
3.3.2	Апарати «КОРД» захисту гірничих машин від перевантажень.....	135
РОЗДІЛ 4. ЗАХИСНЕ ЗНЕСТРУМЛЕННЯ ЗВОРОТНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОТОКІВ АСИНХРОННИХ ДВИГУНІВ.....		138
4.1	Зворотні енергетичні потоки асинхронних двигунів як фактор підтримки небезпечних станів електроустаткування.....	138
4.2	Улаштування і проблематика застосування системи випереджального захисту рудникових електроустановок....	144
4.3	Автономні засоби знеструмлення зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів: принципи улаштування та захисні функції.....	148
4.4	Електробезпека експлуатації двошвидкісного асинхронного двигуна.....	158
4.5	Індукційно-динамічне гальмування асинхронного двигуна як спосіб припинення дії зворотного енергетичного потоку.....	164
4.6	Примусове відключення контакторів магнітних пускачів як засіб підвищення швидкості знеструмлення дільничної електромережі.....	170
ДОДАТКИ.....		175
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....		187

ПЕРЕДМОВА

Гірниче виробництво являє собою комплекс взаємопов'язаних енергоємних технологічних процесів і передбачає застосування високопотужного електромеханічного устаткування в умовах потенційної небезпеки виникнення пожежі, вибуху метано-повітряної суміші або вугільного пилу. Фактори небезпеки доповнюються високим ступенем ймовірності механічного ушкодження гнучких кабелів дільничних електромереж, що застосовуються для підведення електроенергії від дільничних розподільчих пунктів до електродвигунів споживачів. В результаті таких ушкоджень можуть виникати стани міжфазних коротких замикань, що супроводжуються спалахами електроустаткування; небезпека електроураження людини при торканні фазного провідника, що є під напругою.

Ці обставини обумовлюють необхідність запровадження цілого комплексу заходів із захисного знеструмлення рудникових електротехнічних комплексів при виникненні в них аварійних або небезпечних станів, що реалізується відповідними автоматичними засобами захисту.

Рішення задач, пов'язаних з розробкою і ефективною експлуатацією засобів автоматичного захисту електричного устаткування шахт від аварійних станів і небезпек значною мірою визначається якістю підготовки фахівців з питань автоматизації гірничо-технологічних процесів

Враховуючи на це, в навчальному посібнику розгляд схемних рішень і принципів роботи типових засобів автоматичного захисту рудникового електротехнічного обладнання базується на аналізі улаштування і функціонування рудникових електротехнічних комплексів в нормальному режимі експлуатації та при виникненні аварійних і небезпечних станів. Поряд з відомими і поширеними у гірничій промисловості захисними засобами розглянуті перспективні напрями удосконалення схемотехніки автоматичного захисту, включаючи мікропроцесорні захисні засоби, захисні властивості вибухозахищених гнучких шахтних кабелів.

Особливу увагу приділено розгляду принципів визначення аварійного стану в кабелях дільничної електромережі автономними технічними засобами з боку статорних кіл асинхронних двигунів споживачів, побудови і функціонування технічних засобів автоматичного двобічного захисного знеструмлення шахтної дільничної елек-

тромережі. Актуальність цих питань обумовлена тенденцією щодо збільшення потужності електромеханічного устаткування рудникових технологічних установок і пов'язана з підвищенням впливового фактора зворотних ЕРС асинхронних двигунів споживачів в режимі вільного вибігу при застосуванні збільшених довжин та перерізів гнучких кабелів; мережевої напруги підвищеного номінального рівня.

Все це дає можливість формування у студентів системи знань із теорії побудови автоматичних засобів швидкодіючого захисного знеструмлення обладнання систем електропостачання технологічних установок з урахуванням специфіки їх рудникового виконання і експлуатації в умовах шахти.

Підготовка навчального посібника базується на набутому багаторічному досвіді викладання навчальних курсів, профільних для кафедри «Гірнична електротехніка і автоматика ім. Р.М. Лейбова» ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»; результатах наукових досліджень і розробок авторів цього навчального посібника а також провідних вітчизняних та іноземних науковців, що спеціалізуються у питаннях автоматизації захисту промислового електроустаткування від аварійних станів і небезпек.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА АВАРІЙНИХ І НЕБЕЗПЕЧНИХ СТАНІВ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ШАХТ І РУДНИКІВ

Навчальною метою розділу є набуття студентами знань щодо умов виникнення аварійних і небезпечних станів устаткування рудникових електротехнічних комплексів, особливостей типових аварійних процесів в шахтних електромережах. Результатом засвоєння студентами матеріалу розділу є знання умов утворення аварійних і небезпечних станів рудникового електроустаткування, процесів в електромережі і електроустановках, якими супроводжуються їх аварійні і небезпечні стани, та принципів утворення інформаційних параметрів для запровадження автоматичного захисту рудникових електроустановок.

1.1 Система електропостачання шахти як об'єкт запровадження автоматичного захисту від аварійних станів і небезпек

1.1.1 Принципи побудови схеми електропостачання шахти

Гірниче виробництво в умовах шахти характеризується сукупністю взаємоузгоджених технологічних процесів (видобувні та прохідницькі роботи, підйом, локомотивний та конвеєрний транспорт, водовідлив, вентиляція та ін.), кожен з яких передбачає застосування потужного електромеханічного устаткування. При цьому обов'язковою умовою застосування установок шахтного людського підйому, вентиляції гірських виробок, водовідливу, обігріву повітря в шахтних стволах (у зимовий період) є забезпечення безперервності електропостачання, що є необхідним для забезпечення безпеки персоналу. Отже, шахта є високопотужним споживачем електричної енергії і, як споживач, має бути віднесеним до першої категорії електропостачання.

Задача забезпечення безперервного електропостачання шахти вирішується на основі резервування джерел електроживлення і секціонування шин електроспоживачів, що пояснюється структурою схеми головної поверхневої (ГПП) та центральної підземної (ЦПП) підстанцій (рис. 1.1).

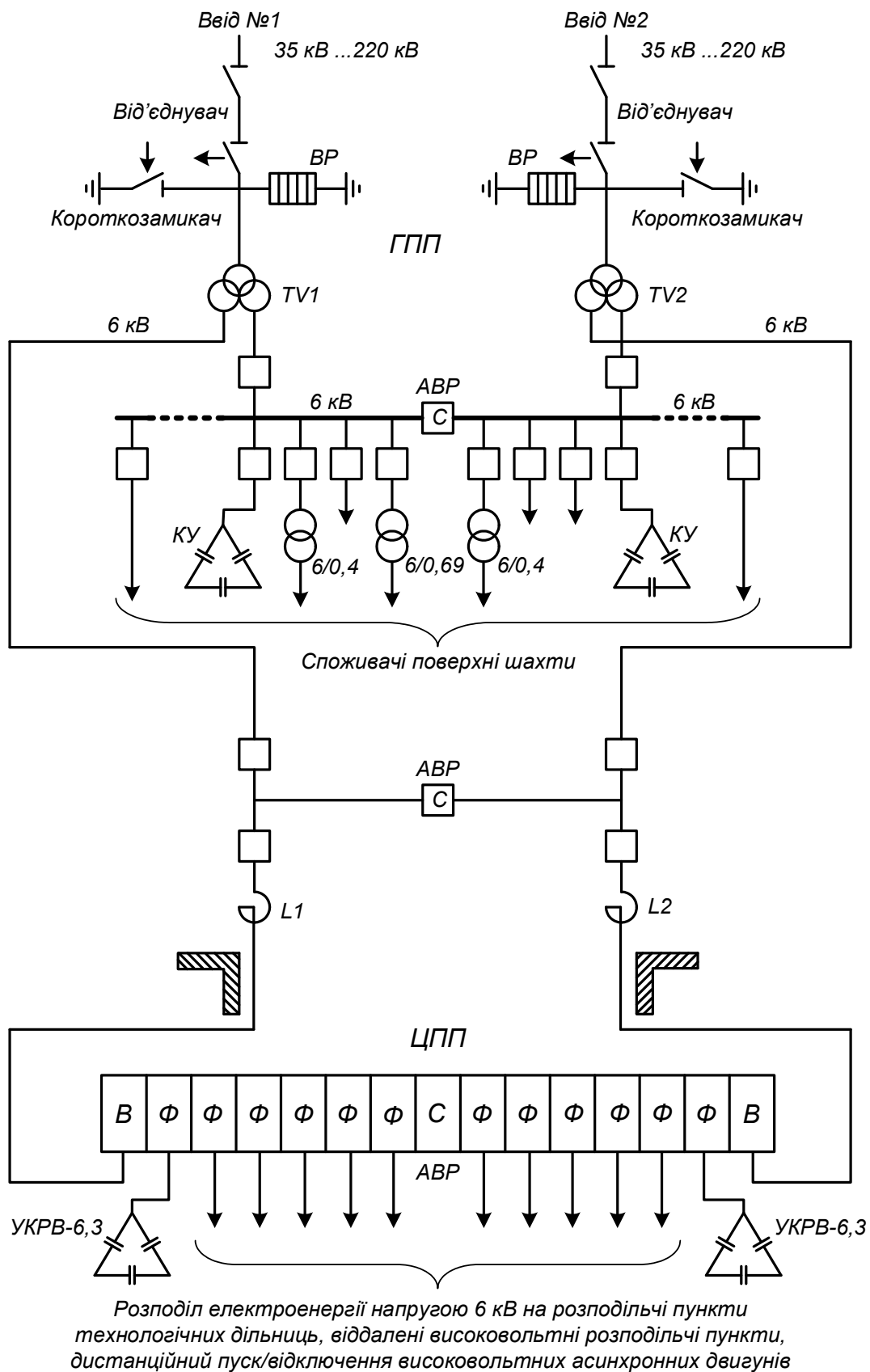


Рисунок 1.1 – Схема постачання електроенергії споживачам шахти

Відповідно до схеми, постачання електроенергії на головну поверхневу підстанцію (ГПП) здійснюється по двох незалежних лініях електропередачі трифазною напругою номінального рівня від 35 кВ, 110 кВ або 220 кВ. Ця напруга подається на первинні обмотки трьохобмоточних трансформаторів *TV1* і *TV2* ГПП, перші вторинні обмотки яких задіяні (відповідно до схеми) для електроживлення напругою 6 кВ підземних споживачів і підключені до ввідних розподільчих пристроїв (В) центральної підземної підстанції (ЦПП). Інші вторинні обмотки трансформаторів ГПП передбачені для електроживлення напругою 6 кВ споживачів поверхні.

Гальванічне відгалуження підземних споживачів від споживачів поверхні дозволяє:

- уникнути паралельного приєднання опорів ізоляції поверхневих та підземних електромереж і цим підтримати достатньо високий опір ізоляції як підземної електромережі, так і електромережі поверхні;
- виключити вплив на режим нейтралі підземних споживачів (обов'язково – режим ізольованої нейтралі) з боку електротехнічних комплексів поверхні.

Застосування секційних вимикачів (С) між системами збірних шин споживачів поверхні, а також секційних високовольтних розподільчих пристроїв ЦПП забезпечує виконання функції автоматичного ввімкнення резерву (АВР). В разі знеструмлення однієї з секції споживачів (наприклад, в разі відмови трансформатора *TV1* ГПП) секційний вимикач підключає цю секцію до джерела живлення іншої секції (вихід трансформатора *TV2* ГПП) і цим поновлює електроживлення.

Захист високовольтних ліній електропередачі (ЛЕП) від грозових перенапруг здійснюється високовольтними розрядниками (ВР), які утворюють в іскровому проміжку коло підвищеної провідності на землю в разі виникнення завеликих (у порівнянні з номінальною) напруг між ЛЕП та землею.

Компенсація реактивної потужності (що утворюється асинхронними двигунами споживачів) здійснюється установками косинусних конденсаторів (КУ) загальнопромислового виконання на ГПП і рудникового виконання (типу УКРВ-6,3) на ЦПП, а живлення низьковольтних споживачів поверхні виконується за допомогою відповідних знижувальних силових трифазних трансформаторів (*TV3* – *TV5*, відповідно до схеми за рис. 1.1).

Реактори $L1$ і $L2$ застосовують в разі необхідності для обмеження струмів короткого замикання на вводах ЦПП. Ймовірним аварійним станом ЦПП слід вважати коротке замикання в силових приєднаннях, що потребує запровадження засобів максимального струмового захисту в складі схем фідерних (Ф) комплектних високовольтних розподільчих пристроїв.

Розгалуженість споживачів поверхні обумовлює доцільність застосування засобів максимального струмового захисту з функцією селективності визначення і відключення аварійної ділянки високовольтного приєднання. Поряд з цим, має місце застосування плавких запобіжників для захисту електроустановок при напрузі 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ (високовольтні трансформатори в комплектних підстанціях, малопотужні високовольтні приєднання, що не потребуються автоматичного повторного ввімкнення).

Отже, автоматичний захист шахтних високовольтних мереж і електротехнічних установок має бути поширений на виконання наступних функцій:

- максимальний струмовий захист високовольтних приєднань;
- селективний максимальний струмовий захист розгалужених споживачів поверхні;
- автоматичне ввімкнення резерву (АВР) при знеструмленні одного з двох незалежних джерел електроживлення;
- автоматичне повторне ввімкнення (АПВ) електроустановок (для яких правилами експлуатації передбачені ця функція).

1.1.2 Загальні принципи побудови системи електропостачання технологічної дільниці шахти

Процес видобутку вугілля на сучасному гірничому підприємстві відбувається за умови функціонування чисельних технологічних установок: очисних і підготовчих комплексів, конвеєрного та локомотивного транспорту, водовідливу, вентиляції, шахтного підйому та ін. Всі ці установки оснащені електроприводами, за звичай, - середньої або великої потужності. Отже, електротехнічні комплекси технологічних дільниць та установок шахти є її найважливішими об'єктами, що забезпечують виконання всіх виробничих процесів.

Структура електротехнічного комплексу видобувної дільниці шахти будується відповідно до положень нормативних документів [1] і вміщує джерело живлення – комплектну трансформаторну підстан-

цію (КТП), розподільчий пункт дільниці (РП) та асинхронні електродвигуни (М) споживачів (рис. 1.2). У свою чергу, дільничний розподільчий пункт має бути представлений сукупністю магнітних пускачів (П), від яких за радіальною схемою до асинхронних двигунів відповідних споживачів відходить розгалужена мережа гнучких кабелів (ГК) [2-4].

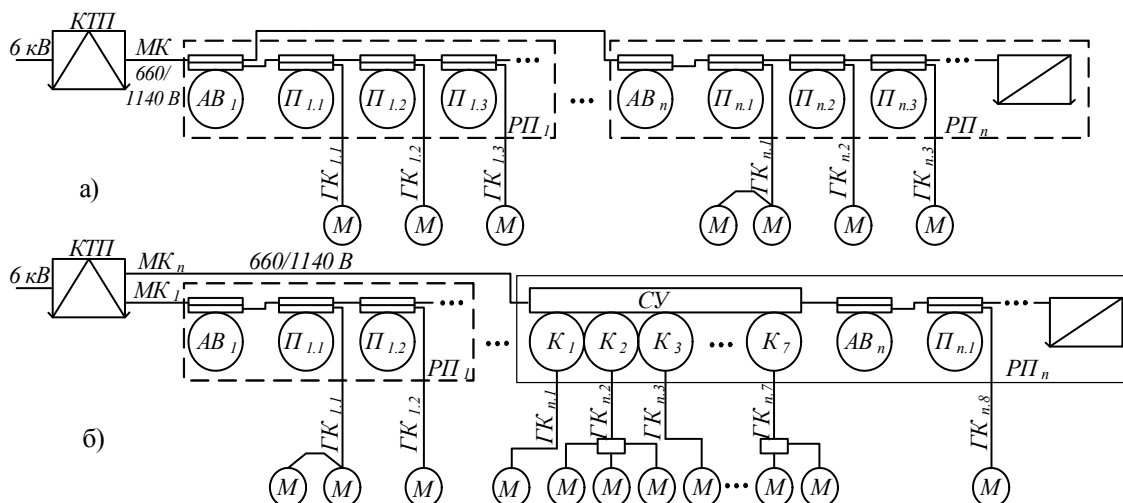


Рисунок 1.2 - Типова схема електропостачання видобувної дільниці шахти на основі застосування пускачів (а); станцій управління (б)

Груповий автоматичний вимикач (АВ) застосовується на ввіді дільничного розподільчого пункту з метою подачі (зняття) напруги на РП вручну та відключення його в автоматичному режимі за умови зникнення напруги в мережі, виникнення короткого замикання у відгалуженні, або за наявності команди зовнішнього технологічного захисту (наприклад, газовий захист). Подача напруги від дільничної підстанції на ввід групового автоматичного вимикача розподільчого пункту відбувається по магістральному кабелю (МК), в якості якого приймають броньовані, або напівгнучкі екрановані кабелі.

Поряд з використанням магнітних пускачів, вся сукупність силових комутаційних апаратів РП дільниці може бути розташована у комплектному розподільчому пристрої – станції управління (рис. 1.3).

Сучасні тенденції щодо застосування енергомеханічного обладнання підвищеної потужності обумовлюють необхідність електроживлення таких споживачів напругою підвищеного номінального рівня (1140 В). Як правило, особливістю улаштування схем електропостачання шахтних дільниць є те, що живлення такою напругою застосовують лише для потужних струмоприймачів (комбайн, конвеєр), а

інші малопотужні споживачі підключають до джерела лінійної напруги 660 В (рис. 1.4) [5].

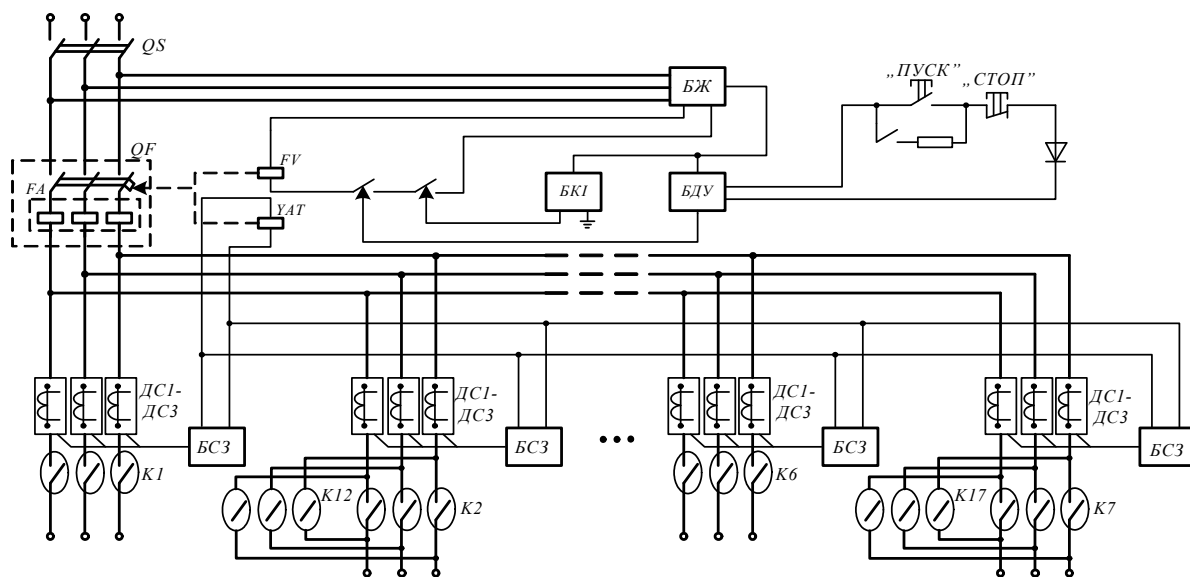


Рисунок 1.3 - Узагальнена структурна схема станції управління типу СУВ-350А (СУВ-630): БЖ – блок живлення; БДУ – блок дистанційного управління; БКІ – Блок контролю ізоляції; БСЗ – блок струмового захисту; ДС1-ДС3 – датчики струму; QS – роз’єднувач; QF – автоматичний вимикач; $FA1$ – електромагнітний розчеплювач; FV – нульовий розчеплювач; YAT – незалежний розчеплювач; $K1-K7$ – контактори відходячих приєднань

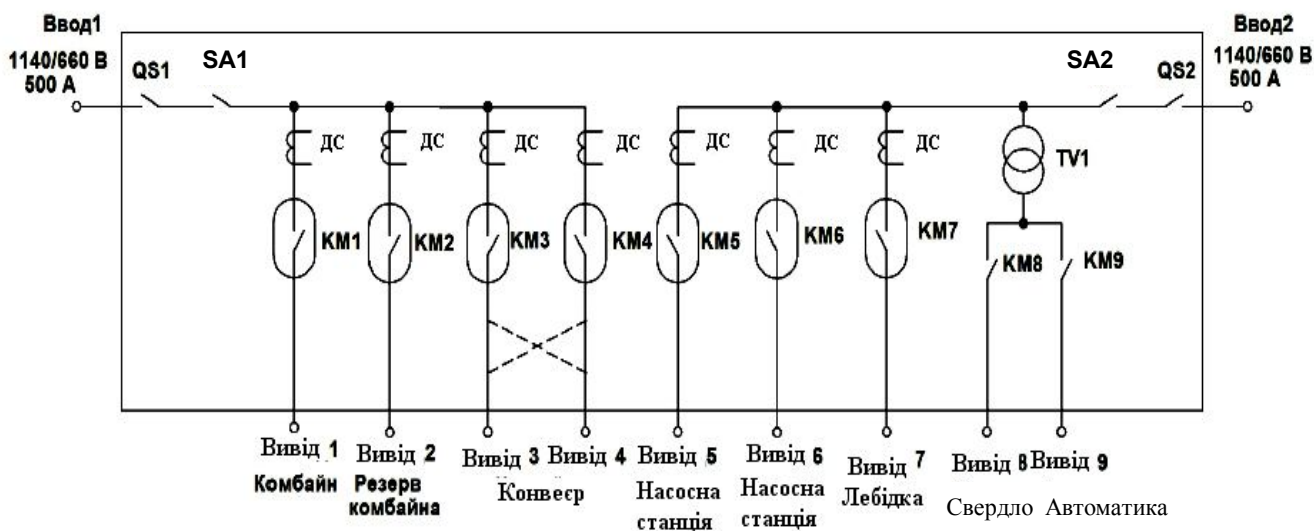


Рисунок 1.4 - Блочно-структурна схема комплектного пристрою управління КУУВ-500/500-2 (забезпечення електроживлення споживачів ділянки напругами двох номінальних рівнів – 660 В і 1140 В)

Отже, джерелом електроживлення споживачів технологічної ділянки є комплектна трансформаторна підстанція (КТП, рис. 1.5), яка

виконує функцію перетворення напруги високого рівня (6 кВ) у напругу, узгоджену за рівнем з величиною номінальної напруги споживачів дільниці (660 В або 1140 В). Режим нейтралі дільничної електромережі шахти є ізольованим. Функція захисного відключення напруги з силового приєднання виходу трансформаторної підстанції реалізується автоматичним вимикачем *SA*, що входить до складу її розподільчого пристрою низької напруги (РПНН) і спрацьовує за командами: максимального струмового захисту; апарата захисного знеструмлення кола витoku струму на землю (АЗ) [6-8], інших зовнішніх захистів. Основним призначенням АЗ є визначення стану витoku струму на землю в дільничній електромережі (внаслідок пошкодження ізоляції, або торкання людиною фазного провідника, що є під напругою) і формування команди на захисне знеструмлення мережі.

1.1.3 Автоматичний вимикач як виконавчий засіб захисного знеструмлення дільничної електромережі

Автоматичний вимикач на вводі розподільчого пункту технологічної дільниці є однотипним з відповідним апаратом РПНН дільничної КТП, але на відміну від останнього, не має функціонального зв'язку з АЗ.

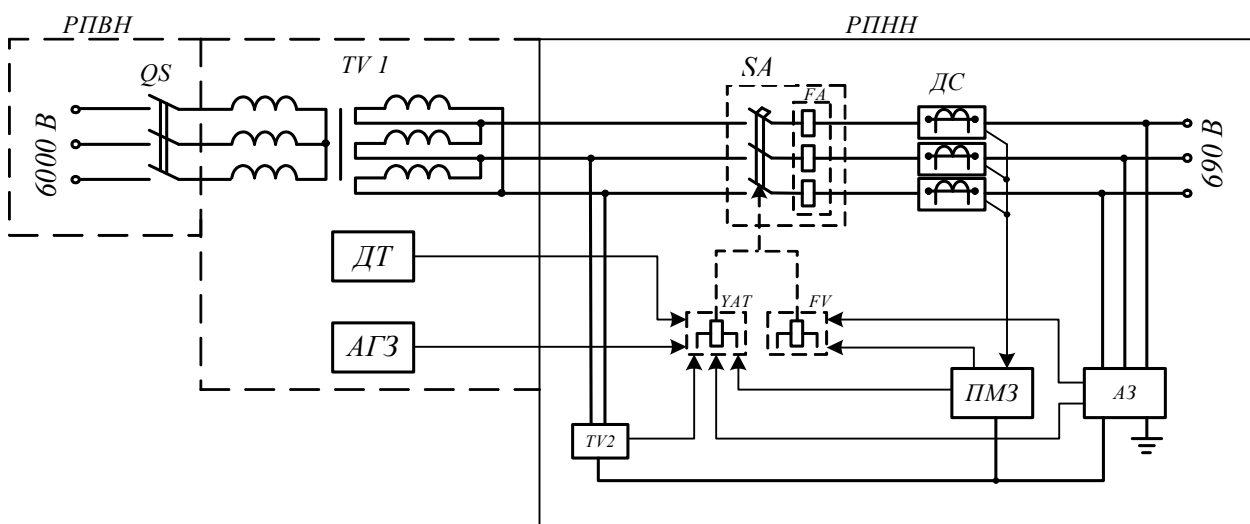


Рисунок 1.5 - Функціональна схема комплектної трансформаторної підстанції: РУВН, РУНН – розподільчі пристрої високої та низької напруги; *QS* – роз'єднувач; *TV1* – силовий трансформатор; *TV2* – трансформатор власних потреб; *ДС* – датчики струму; *ДТ* – датчик температури

Важливою особливістю зазначених вище автоматичних вимикачів (серія АЗ7ХХ) є властивість їхніх механізмів вільного розчеплювання; забезпечити моментальне включення і відключення апарата зі швидкістю, що не залежить від оператора, роду і маси приводу; виключити можливість утримання контактів апарата у ввімкненому положенні при спрацюванні захистів.

Схема і конструкція автоматичного вимикача (рис. 1.6; рис. 1.7) передбачає застосування електромеханічних засобів керування захисним роз'єднанням його силової трифазної контактної групи:

- електромагнітні максимальні розчеплювачі $FA1$; $FA2$; $FA3$ підключені послідовно в силових фазних приєднаннях, спрацьовують при перевищенні струмом фази визначеного порогового рівня;
- електромагнітний незалежний розчеплювач YAT спрацьовує при подачі струму на котушку його електромагніту в разі замикання контактів виконавчих реле зовнішніх технологічних захистів;
- електромагнітний нульовий розчеплювач FV спрацьовує при припиненні електроживлення його електромагніту в разі зникнення напруги в електромережі дільниці.

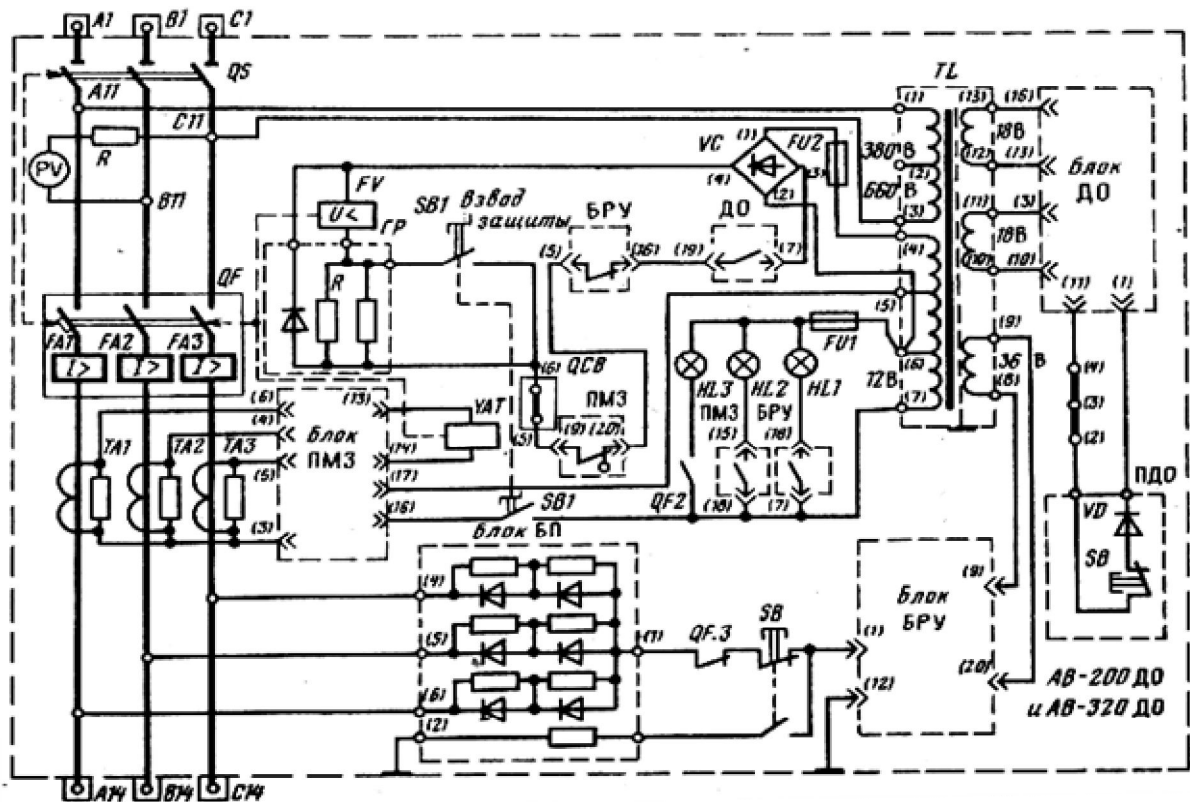


Рисунок 1.6 - Схема автоматичного вимикача серії АВ розподільчого пункту технологічної дільниці шахти [9]

- 1 - нульовий розчеплювач;
 2 - кришка вимикача; 3 - ввід верхній; 4- іскрогасник; 5 - камера дугогасна; 6- сталеві пластини;
 7 - контактоотримач контакта рухомого 8;
 9 - траверса ізоляційна;
 10 - рукоятка; 11 - рейка вимірювальний; 12 - елемент управління розчеплювача напівпровідникового (в разі застосування); 14 - ввід нижній; 15 - корпус;
 16 - розчеплювач максимальний;
 17 - з'єднання гнучке;
 18 - розчеплювач незалежний; 19 - колодка затисна; 20 - контакти допоміжного кола;
 21 - контакт малорухомий; 22 - контактоотримач контакта малорухомого

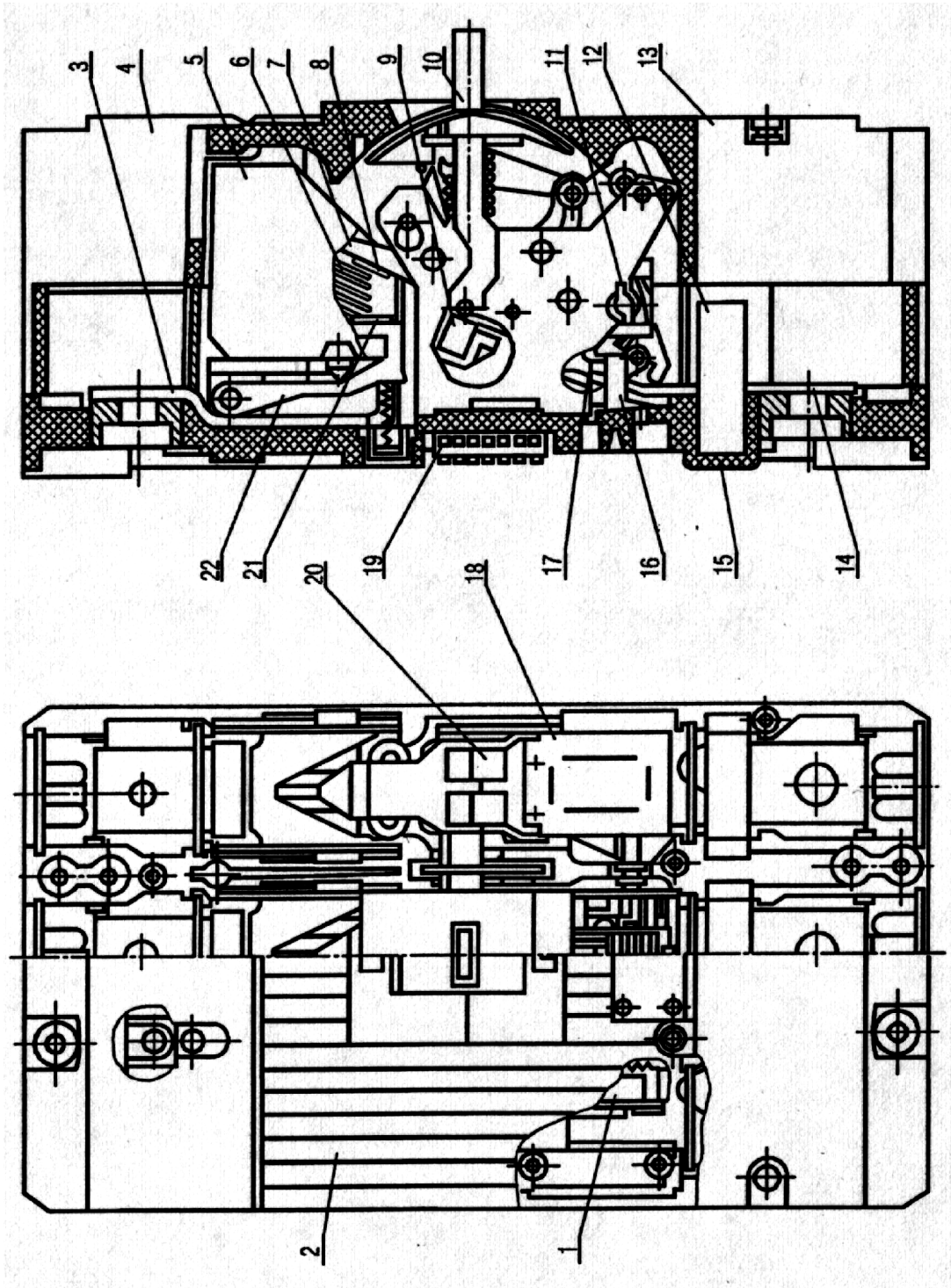


Рисунок 1.7 – Улаштування автоматичного вимикача серії А-37ХХ

У деяких модифікаціях автоматичного вимикача передбачено застосування у якості розчеплювача максимального струму – напівпровідникового розчеплювача, до складу якого входять вимірювальні елементи (трансформатори струму в кожному полюсі вимикача), блок управління і незалежний розчеплювач [9].

Впливова функція кожного розчеплювача поширюється на механізм вільного розчеплювання, який дозволяє:

- забезпечити моментальне включення і відключення апарата зі швидкістю, що не залежить від оператора, роду і маси привода;
- виключити можливість утримання контактів апарата у включеному положенні при спрацьовуванні захистів.

Механізм вільного розчеплювання (рис. 1.8) являє собою систему взаємозалежних «ламких» важелів [10]. У включеному стані при нормальному режимі роботи (рис. 1.8, б) кіл 3 і 4 становлять один твердий важіль, тому що центр шарніра 0 лежить трохи нижче «мертвого» положення. Контакти 1, 2 у цьому стані замкнуті. При спрацьовуванні захисту штовхальник 5 ламає важіль (рис. 1.8, в). Під дією пружини 7 контакти розмикаються. Для підготовки до нового включення механізм вільного розчеплювання необхідно звести. Для цього кола 3 й 4 необхідно встановити (шляхом повороту рукоятки б) у положення, при якому він знову утворить твердий важіль (рис. 1.8, а).

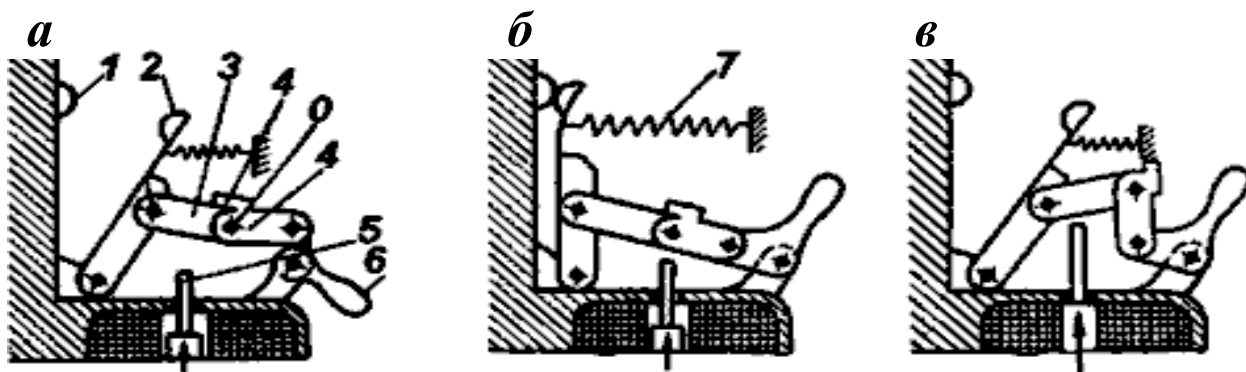


Рисунок 1.8 – Механізм вільного розчеплювання з важелями, які ламаються:
а - підготовлено до включення; б - включено; в - відключено автоматично

Наявність електромагнітних вимірювально-виконавчих засобів дозволяє отримати ефект прискореного спрацьовування при підвищенні струму в мережі, що захищається, висока швидкість знеструмлення аварійного приєднання обумовлює підвищення комутаційної спроможності автоматичного вимикача до рівня, що перевищує 20 кА (рис. 1.9) [10].

Відношення струму навантаження до номінального струму I / I_p

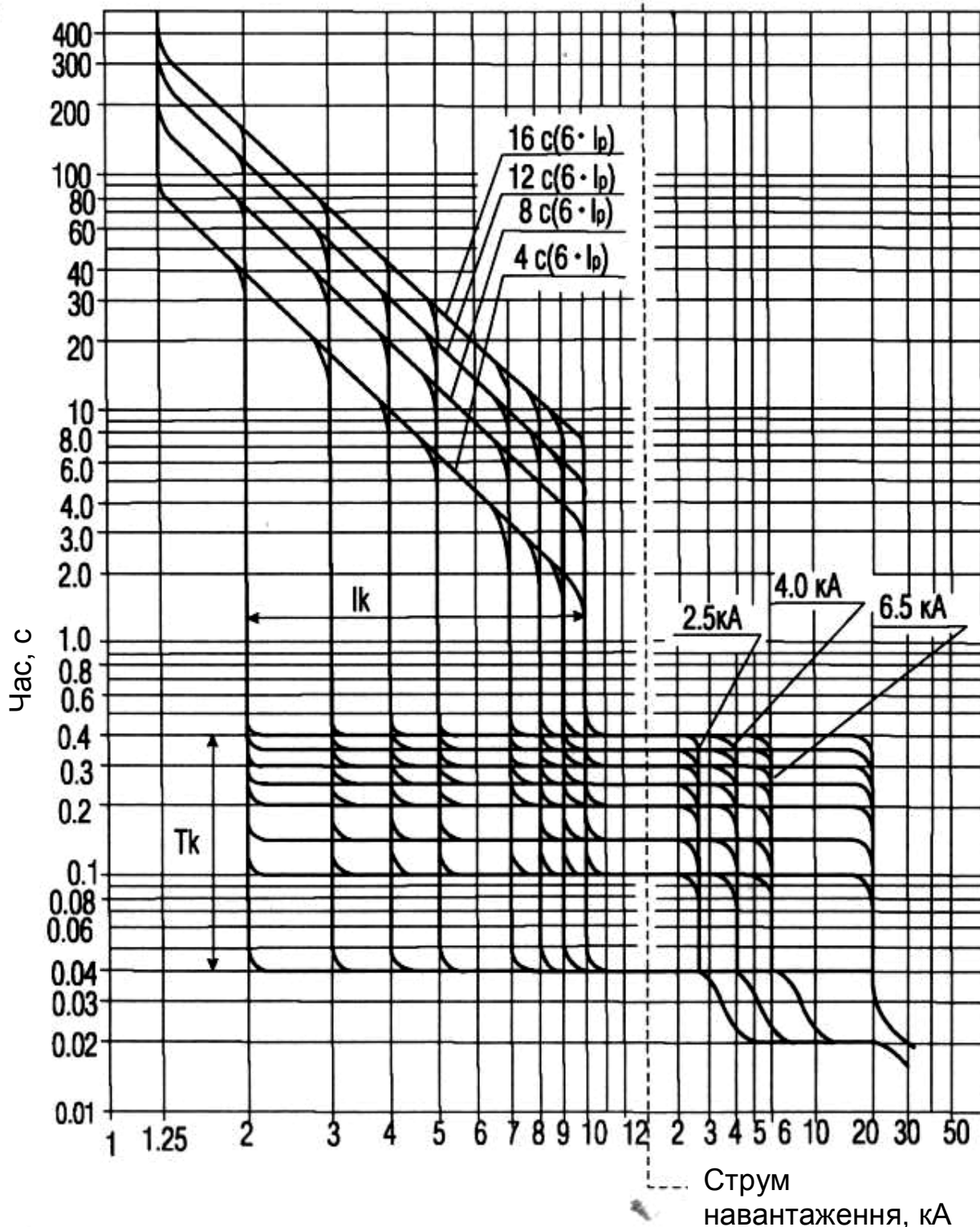


Рисунок 1.9 – Часо-струмова характеристика вимикачів змінного струму А3793Б і А3793С, А3794Б і А3794С

Незважаючи на високу швидкодію відключення і достатню комутаційну спроможність автоматичного вимикача, слід враховувати, що особливістю його функціонування на розподільчому пункті дільниці є підтримання нульового розчеплювача FV у ввімкненому стані доки матиме місце наявність напруги мережі (достатньої величини) на затисках первинної обмотки трансформатора TL живлення схеми апарата АВ (рис. 1.6). Тому захисне відключення автоматичного вимикача РПНН дільничної КТП не призводить до одночасного відключення групового автоматичного вимикача РП дільниці через наявність зворотних ЕРС асинхронних двигунів споживачів які деякий час після знеструмлення кола виходу КТП перебуватимуть в режимі вільного вибігу. Цей ефект має бути врахований при аналізі стану системи електропостачання шахтної дільниці в процесі її захисного відключення.

1.1.4 Магнітний пускач як засіб дистанційної комутації силового приєднання системи електропостачання шахтної дільниці

Магнітні пускачі (рис. 1.10) є основним устаткуванням, призначеним для дистанційного підключення, відключення і реверсування асинхронних двигунів технологічних машин та установок дільниці шахти. Їхніми основними функціональними вузлами є контактори 14 , які безпосередньо виконують комутацію силових кіл електричних приєднань, за командами від кнопочового поста дистанційного управління або вузлів автоматичного управління технологічним устаткуванням.

Улаштування контактора (рис. 1.11) будується на застосуванні потужного електромагніта, до якоря 8 якого приєднана траверса 4 з рухомими силовими 2 і допоміжними 9 контактами. Отже, спрацювання електромагніта (за наявності струму достатньої величини в його обмотці (обмотках) 7 призводить до переміщення якоря 8 , а разом з ним - груп рухомих силових 2 і допоміжних 9 контактів. При цьому, силові рухомі контакти 2 , приєднуючись до силових нерухомих контактів (1) виконують комутацію силового відгалуження пускача, підключаючи на це відгалуження трифазну напругу. Комутація силових контактів виконується в просторі дугогасних камер 6 .

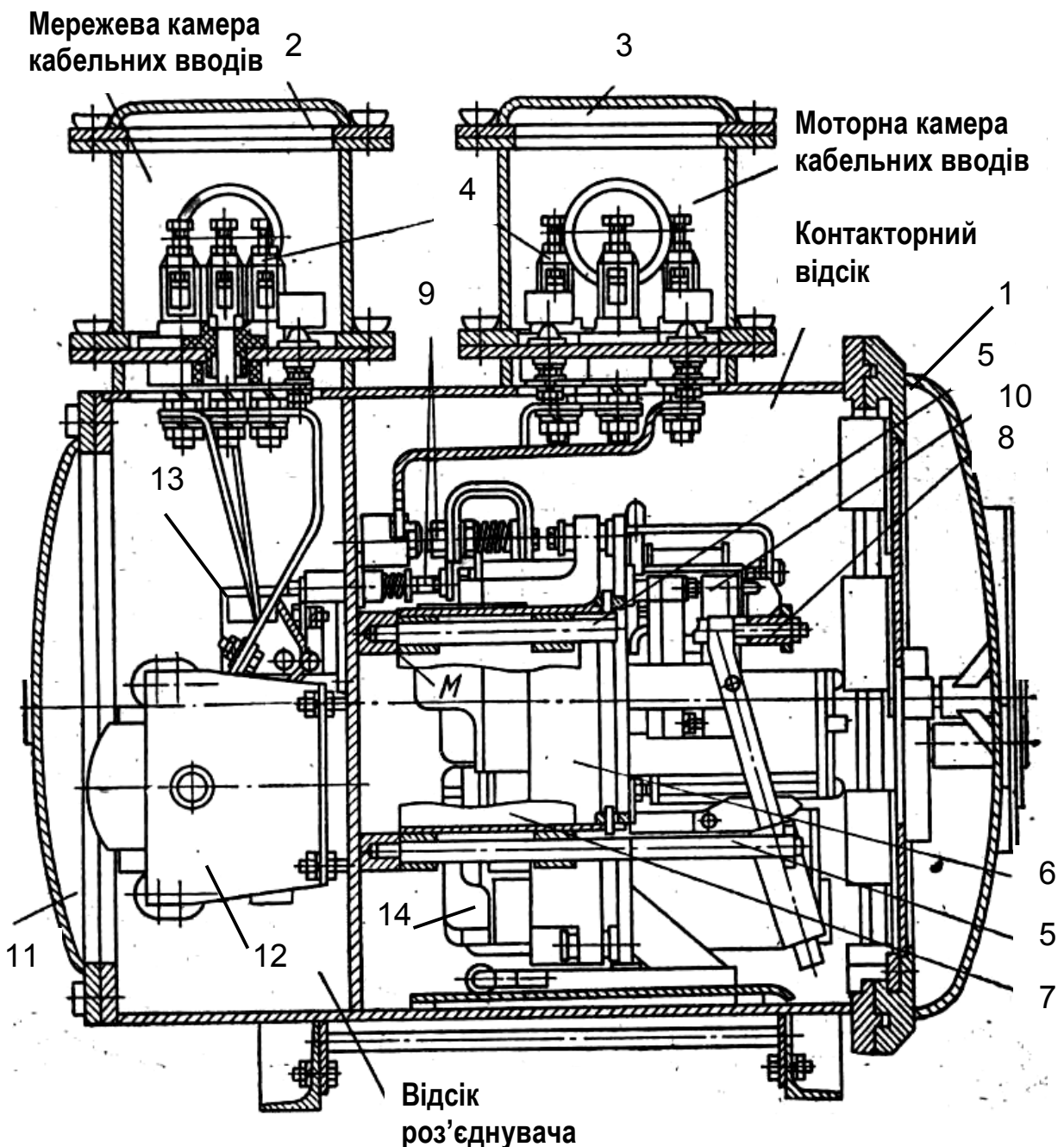


Рисунок 1.10 - Конструкція типового магнітного пускача (на прикладі ПВИ-250)

1- швидковідкриваєма кришка; 2- кришка мережевої камери; 3 – кришка моторної камери виводів; 4 – прохідні затиски; 5 – спрямовуючі засоби переміщення блоку контакторного 6; 7 – висувна рама контакторного блоку; 8 – регульовочний гвинт притиснення стикових контактів 9 силових кіл; 10 - штепсельний роз'єм контрольних кіл; 11 – кришка відсіка роз'єднувача; 12 - роз'єднувач; 13 – трансформатор струмового захисту; 14 - контактор

Особливістю конструкції контакторів шахтних магнітних пускачів з повітряними засобами дугогасіння є застосування прямохідних пристроїв переміщення їхніх рухомих контактів (на відміну від кон-

такторів загальнопромислового призначення, де застосовують простіші поворотні засоби переміщення силових рухомих контактів). Це пояснюється наступним. Особливістю комутації силового активно-індуктивного навантаження є виникнення електричної дуги між нерухомим і рухомих контактами в процесі їхнього розходження. Дугоутворення супроводжується потужним ультрафіолетовим випромінюванням, що спричиняє виникнення у повітряній суміші агресивних сполук. Основним компонентом, що визначає агресивність мікроклімату в апараті, є виділюваний при горінні електричної дуги атомарний азот, що у з'єднанні з киснем повітря утворює окисли азоту: $0,5 \cdot N_2 + 0,5 \cdot O_2 \rightarrow NO$, $\Delta Q \approx 1$ еВ [11-13]. Вибухонепроникна оболонка апарата перешкоджає вільному обміну внутрішньої мікросфери з атмосферою навколишнього середовища, сприяє з'єднанню окислів азоту з парами води, що є присутніми у вологому повітрі, та утворенню азотної та азотистої кислоти. Ці активні окислювачі спричиняють окислювання контактних і рухливих з'єднань, пошкодження ізоляції.

Саме електрохімічні процеси при дугоутворенні свого часу стали причиною вкрай швидкого зіпсування ізоляції внутрішніх провідників пускачів серії ПМВІ (ПМВІР) із загальнопромисловими поворотними контакторами (в яких в місці розходження контактів у кожній фазі утворювалась одна потужна електрична дуга).

З метою зменшення потужності ультрафіолетового випромінювання і підвищення ефективності гасіння дуги в замкненому просторі рудникової вибухозахищеної оболонки шахтного пускача застосовують спеціально розроблені для вугільної промисловості прямохідні контактори типу КТУ (рис. 1.11), а також більш компактні прямохідні контактори типу КРМ. В цих контакторах передбачено чотири (КТУ) або дві (КРМ) контактні площадки при комутації кожної фази активно-індуктивного навантаження, що призводить до утворення декількох електричних дуг меншої потужності і дозволяє більш наблизити дугогасні камери до місць дугоутворення. В результаті має місце гасіння дуги в замкнених об'ємах дугогасних камер з обмеженим викидом продуктів горіння дуги в атмосферу, що суттєво зменшує концентрацію оксидів азоту в оболонках рудникового вибухобезпечного виконання і істотно підвищує ресурс шахтних силових низьковольтних комутаційних апаратів.

Контактори з вакуумними дугогасними камерами (рис. 1.12) відрізняються високою електричною зносостійкістю. Їх вакуумні дугогасні камери 9 змонтовані на ізоляційних панелях, закріплених на

сталевій основі. Виводи нерухомого 10 і рухомого 8 контактів розташовані по торцях камер. Рухомий контакт вмонтований у металевий сильфон 11, що забезпечує необхідну величину його переміщення. Замикання контактів відбувається під дією атмосферного тиску. Тому на відміну від звичайних, у контакторах з вакуумними дугогасними камерами, зусилля створюється з метою розмикання, а не замикання силових контактів. Із цією метою між ярмом електромагніта 4 і якорем 5 встановлена пружина 2, що забезпечує розімкнутий стан контактів у відключеному положенні. При включенні контактора якорь електромагніта стискає пружину, вивільняючи хід рухомих контактів контактора.

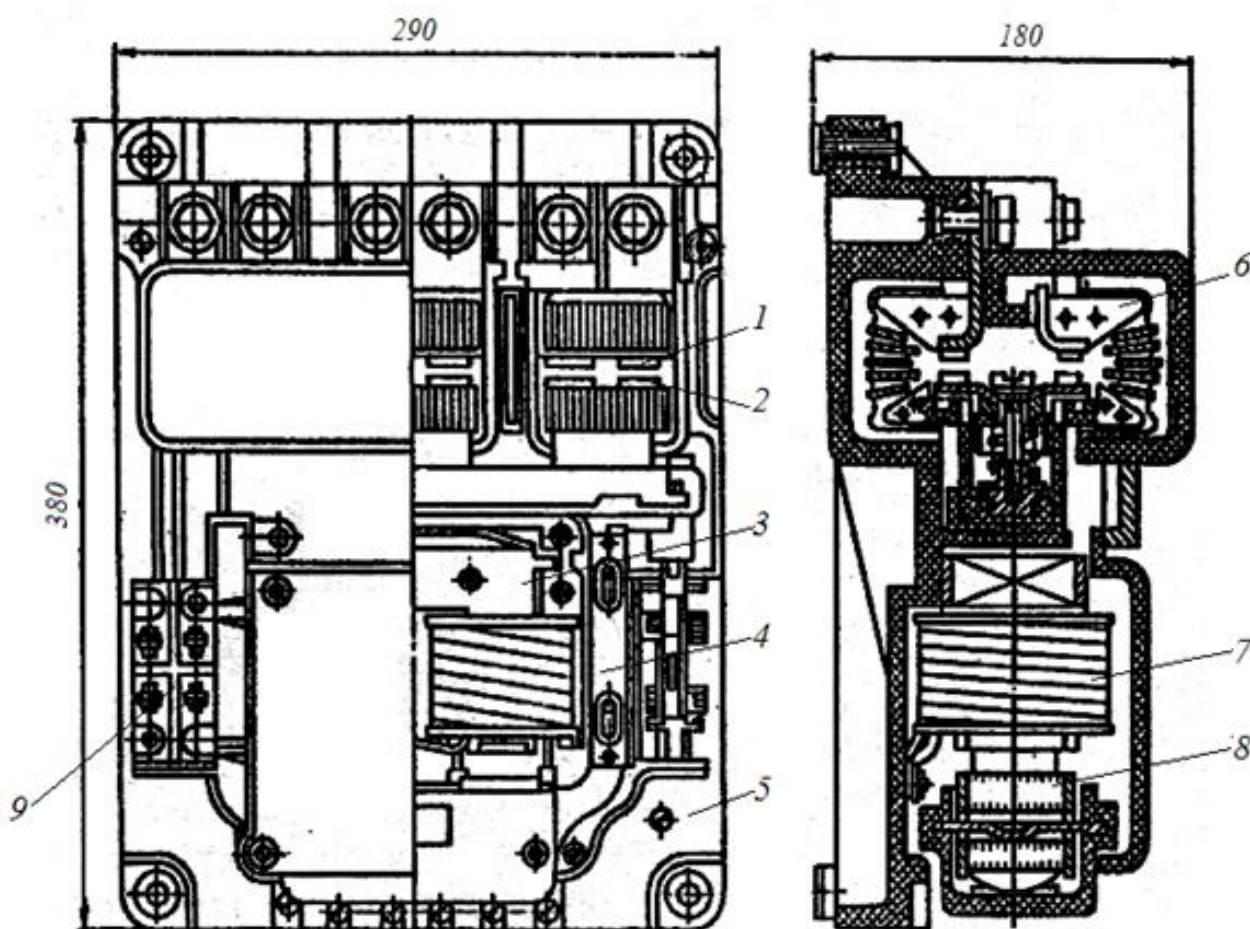


Рисунок 1.11 - Компонівка контактора серії КТУ: 1 – нерухомі контакти; 2 – рухомі контакти; 3 – ярмо електромагніта; 4 – траверса; 5 – корпус; 6 – дугогасна камера; 7 – обмотка електромагніта; 8 – якорь електромагніта; 9 – контактні групи допоміжних контактів

Внаслідок високої електричної міцності вакуумного зазору між контактами в порівнянні з повітряним проміжком істотно підвищується ефективність дугогасіння та ресурс контактора. Важливою його

перевагою є відсутність викиду електричної дуги в атмосферу, що виключає появу окислів азоту і термічний вплив дуги, яка руйнівно діє на елементи пускача, знижується ймовірність вибуху усередині оболонки.

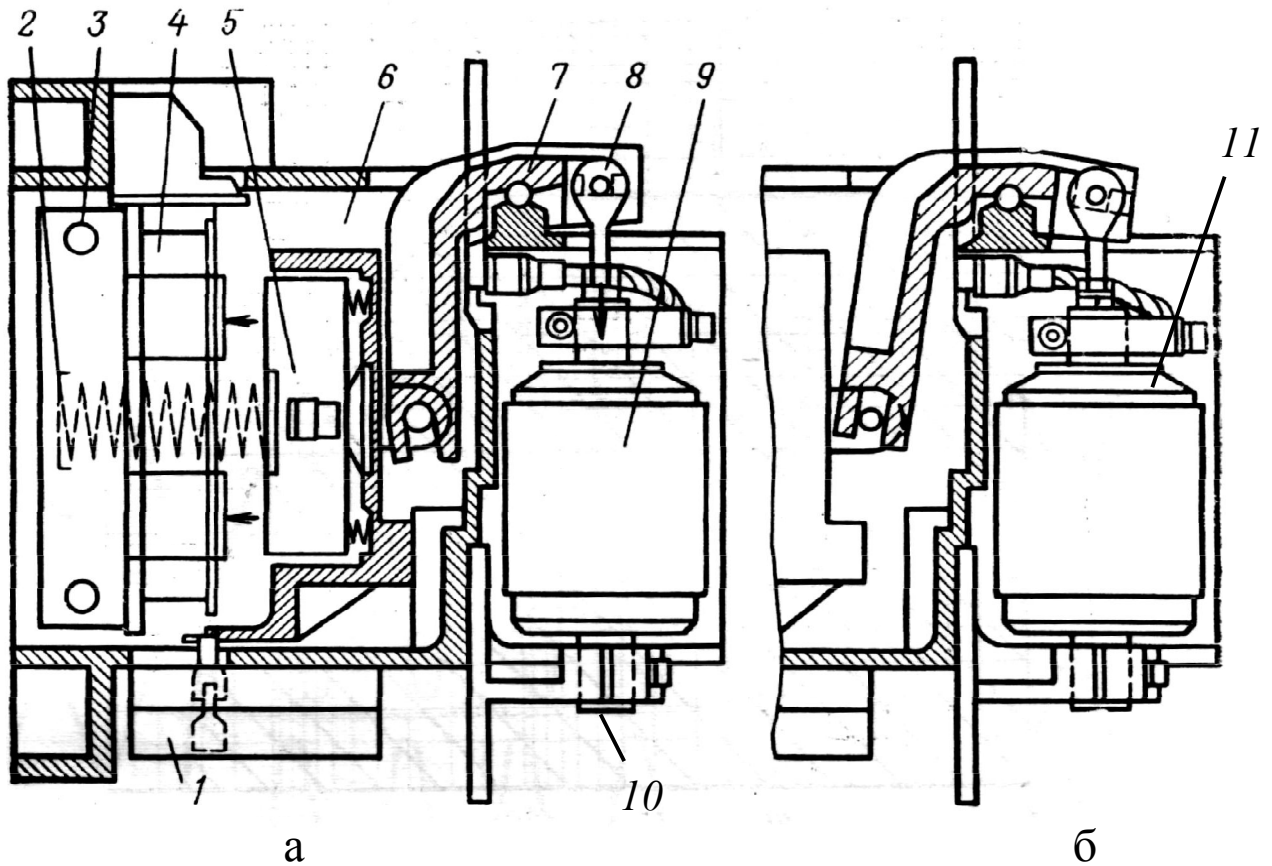


Рисунок 1.12 – Улаштування контактора вакуумного:

а – відключений стан; *б* – ввімкнений стан

1 – блок допоміжних перемикаючих контактів; *2* – пружина; *3* – кріплення електромагніта; *4*; *5* – якорь електромагніта; *6* – корпус; *7* – важіль; *8* – струмовий вивід рухомого контакту; *9* – вакуумна камера з рухомим і не рухомим (вивід *10*) силовими контактами; *11* – сільфон

До функцій магнітного пускача слід також віднести максимальний струмовий захист відходячого приєднання (з можливістю регулювання уставки спрацьовування захисту); контроль величини опору ізоляції відходячого відключеного приєднання і блокування ввімкнення контактора пускача в разі зменшення цього опору нижче граничної величини; нульовий захист та захист від втрати керованості, захисне відключення навантаження (асинхронного двигуна) при тривалому струмовому перевантаженні [14-16].

Умовою відключення пускача є знеструмлення котушки його контактора, що може мати місце при розмиканні кола електроживлення котушки (при натисненні на кнопку «СТОП» поста дистанційного управління; при спрацьовуванні максимального струмового захисту пускача або захисту від струмового перевантаження силового приєднання; при зменшенні напруги мережі до рівня, близько 0,4 від номінальної напруги; при знеструмленні котушки контактора). Аналіз типової схеми магнітного пускача (рис. 1.13) дає можливість зробити висновок, що в разі захисного відключення будь-якого з автоматичних вимикачів дільниці пускач деякий час має знаходитися у ввімкненому стані через те, що електричні кола його елементів продовжуватимуть отримувати електроживлення за наявності зворотних ЕРС обертання асинхронних двигунів що перебуватимуть у стані вибігу.

Таким чином, *фактичне роз'єднання силових відгалужень з асинхронними двигунами в електротехнічному комплексі дільниці шахти відбуватиметься не в момент відключення напруги живлення (з боку КТП), а з деяким запізненням, що визначатиметься постійною часу зменшення ЕРС обертання асинхронних двигунів, та параметрами спрацьовування на відключення проміжних реле блоків управління та самих контакторів магнітних пускачів.* Цей процес є стохастичним.

1.1.5 Заземлення корпусів електроустаткування як засіб забезпечення електробезпеки його експлуатації

Дієвим засобом запобігання електроураженню при експлуатації електроустановок є заземлення їх корпусів. В разі утворення завеликої провідності між фазою мережі і металевим корпусом електроустановки (через ймовірне ушкодження ізоляції) цей корпус буде знаходитись під фазною напругою, що є небезпекою електроураження. Захисна дія заземлення при торканні людиною металевого корпусу електротехнічного засобу в цьому разі полягає у створенні шляху за малого опору на землю в обхід тіла людини.

Заземлююча мережа у підземних виробках шахти (рис. 1.14) представлена головними 1 та місцевими 2; 3 заземлювачами, до яких через заземлюючі шини 11 приєднані металеві корпуси всіх електричних установок [17]. Приєднанню до заземлюючої мережі підлягають: броня броньованих кабелів та заземлюючі жили гнучких екранованих кабелів.

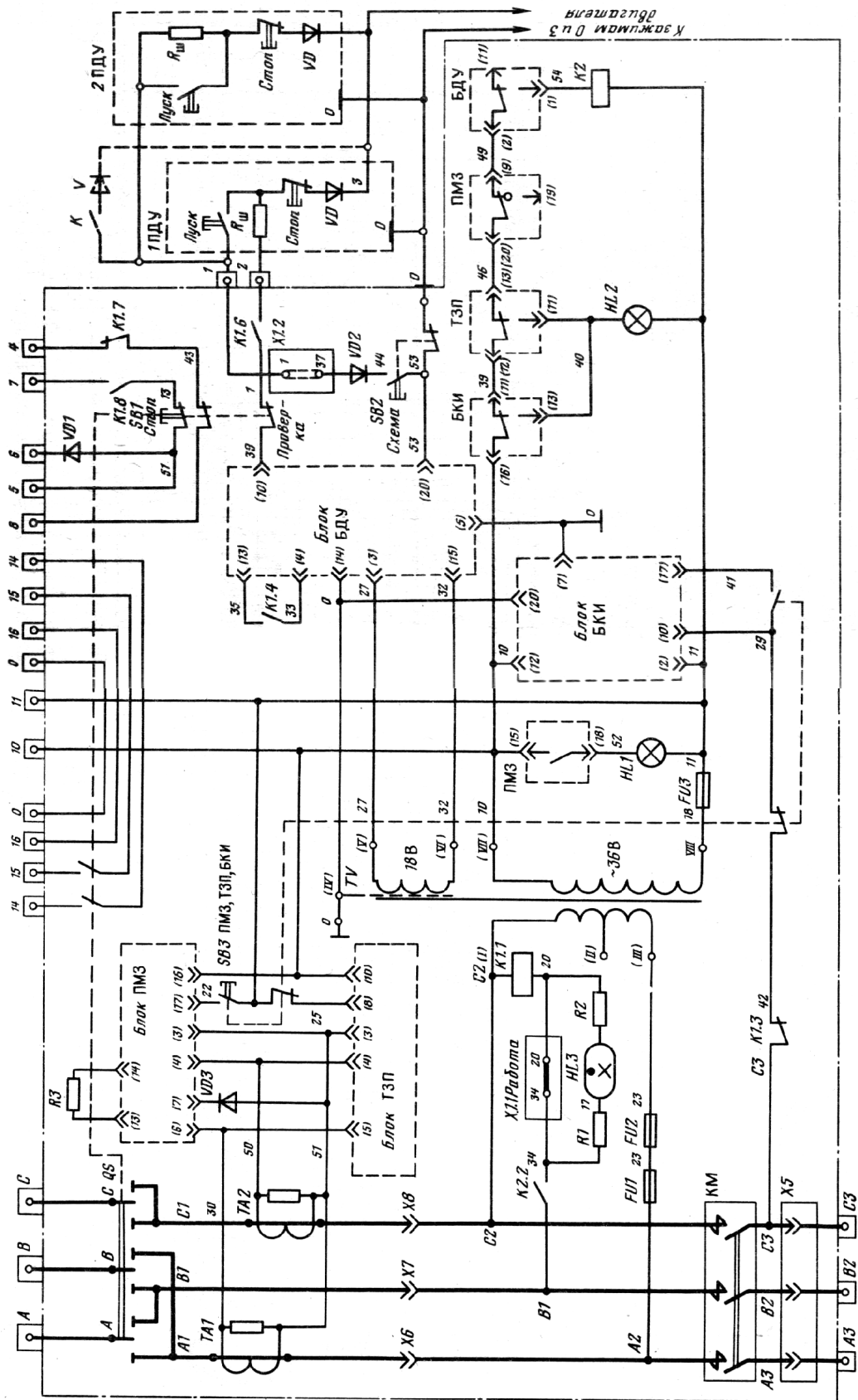


Рисунок 1.13 - Схема магнітного пускача серії ПВІ-320

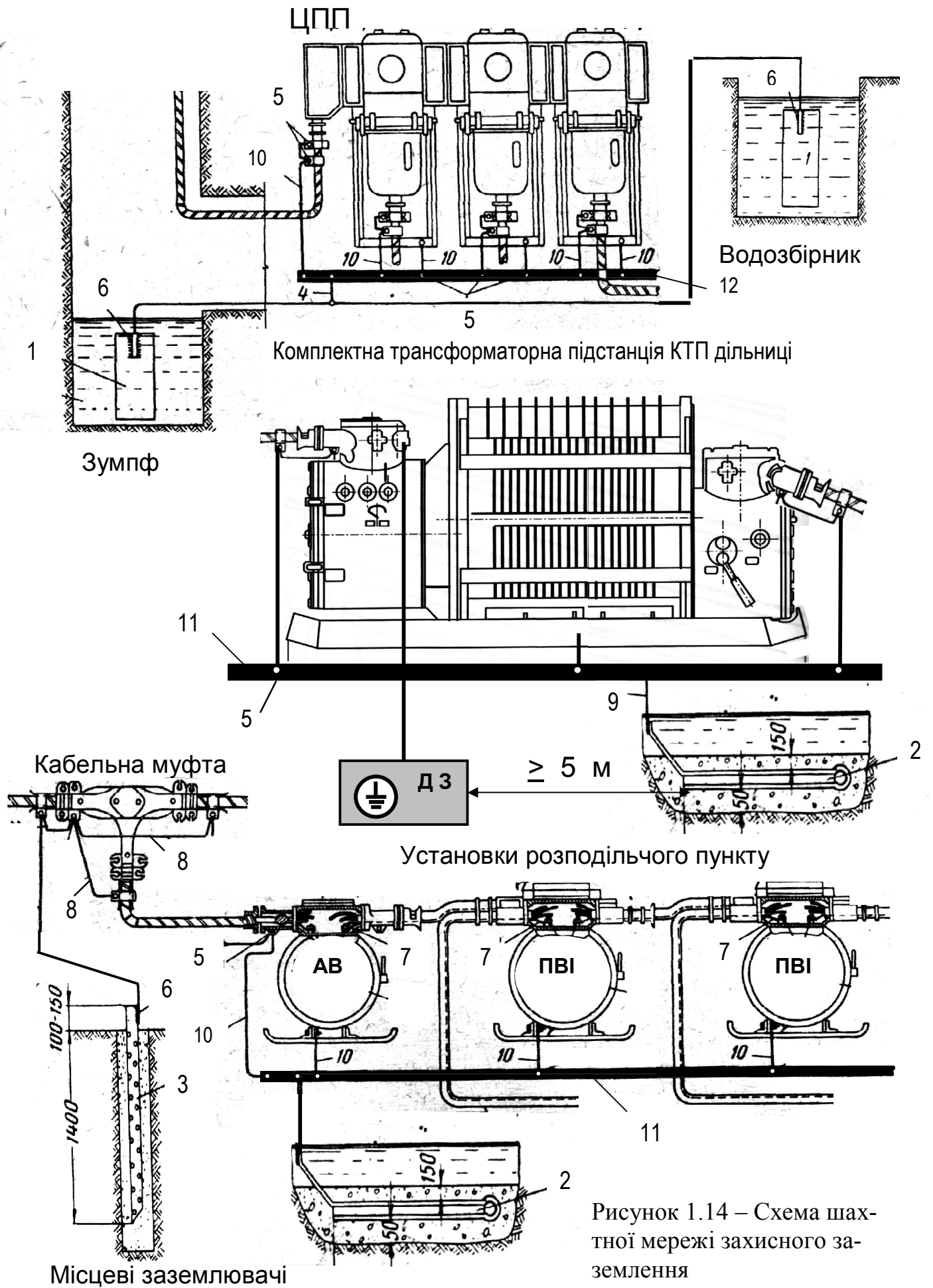


Рисунок 1.14 – Схема шахтної мережі захисного заземлення

У якості *головних заземлювачів* використовують сталеві смуги площею не менш $0,75 \text{ м}^2$, довжиною не менш $2,5 \text{ м}$ і товщиною не менш 5 мм . Таких заземлювачів має бути не менш двох, розташованих у різних місцях (у водозбірнику і зумпфі). Головний заземлювач приєднують до збірної заземлювальної шини ЦПП або електромашинних камер приствольного двору.

Місцеві заземлювачі встановлюють біля кожної стаціонарної установки електроустаткування: у РП, КТП, біля кожного індивідуально встановленого апарата або машини, біля кожної кабельної муфти і т.д. Для улаштування місцевого заземлення використовують сталеві смуги 2 (у виробках з вологим ґрунтом), сталеві труби 3. У якості місцевого заземлення може бути використане аорчне металевого кріплення при з'єднанні між собою металевим провідником не менш трьох аорчних рам кріплення.

Розміри електричних провідників, що утворюють мережу шахтного заземлення (рис. 1.14) встановлені Правилами безпеки [18] і є наступними:

- магістраль заземлення (4) виконується із сталі перерізом не менш 100 мм^2 , або міді перерізом не менш 50 мм^2 ;
- заземлююча шина (11) виконується із сталі перерізом 50 мм^2 ;
- магістральна заземлююча шина (12) в камері центральної підземної підстанції (ЦПП) виконується із сталі перерізом не менш $30 \times 3 \text{ мм}$ і обладнується заземлюючими болтами (5) для кріплення металевих провідників (не більше одного провідника на один болт);
- металеві провідники (9) приєднання до місцевого заземлювача, також перемички (8) виконуються із сталі перерізом 50 мм^2 , або міді перерізом 25 мм^2 .
- металеві провідники (10) між корпусом електроустановки і засобом заземлення виконуються із сталевієї полоси, або троса перерізом 50 мм^2 ;
- місця зварювання заземлюючих шин до площин заземлювачів позначені позицією б.

Додатковий заземлювач (ДЗ) передбачений для підключення відповідного виводу додаткового заземлення засобу захисту від витоку струму на землю, що розміщений в РПНН комплектної трансформаторної підстанції.

Умовою виконання робочих функцій пересувним технологічним устаткуванням є застосування для його електроживлення гнучких кабелів (рис. 1.15) між силовими вводами пускачів та асинхронних дви-

гунів споживачів. Заземлення корпусів пересувного електромеханічного устаткування здійснюється за допомогою заземлюючих жил 7 (рис. 1.15) гнучких екранованих кабелів. Ці жили приєднуються у відсіках кабельних введів силових комутаційних апаратів (з одного боку гнучкого кабелю) та асинхронних двигунів споживачів (з іншого боку цього ж кабелю) до відповідних заземлюючих болтів.

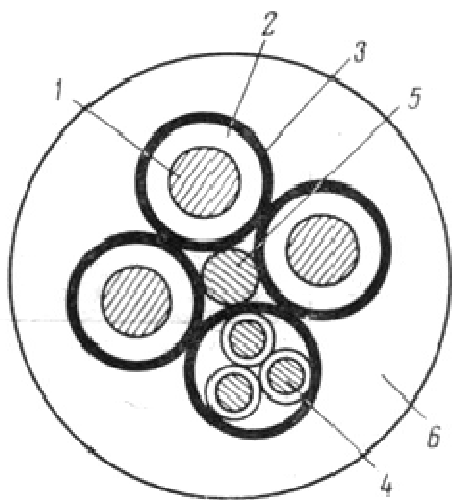


Рисунок 1.15 - Улаштування гнучкого екранованого шахтного кабелю марки КГЕШ : 1- силова жила; 2 – гумова ізоляція; 3- гумовий провідниковий екран; 4 – сигнальна жила; 5 – заземлююча жила; 6 – оболонка кабелю

Обов'язковою умовою є те, що гнучкі кабелі, які призначені для застосування в шахті мають бути екранованими. Наявність гумового провідного екрану 3 (рис. 1.15) поверх гумової ізоляції 2 силової жили 1 створює контакт цієї силової жили з заземленням 5 при будь-якому пошкодженні кабелю (однофазний витік струму на землю, міжфазне коротке замикання), що має призводити до спрацьовування засобу захисту від витоків струму на землю (що є в складі РПНН КТП) і відключення через це напруги живлення дільничного електротехнічного комплексу.

Таким чином, технічні засоби дільничних електротехнічних комплексів шахти являють собою сукупність створення, силової комутації, розподілу та споживання електроенергії і відзначаються наявністю джерел енергетичних потоків як з боку живлячої трансформаторної підстанції, так і з боку асинхронних двигунів споживачів.

Ймовірними аварійними і небезпечними станами шахтної дільничної електромережі слід вважати:

- міжфазні короткі замикання;
- міжфазні дугоутворення;
- утворення кола підвищеної провідності між фазою і землею внаслідок торкання фазного провідника людиною (кола витоків струму на землю);

- струмові перевантаження електроустаткування, що супроводжуються перегрівом;
- неповно фазне електроживлення асинхронних двигунів.

Виникнення вказаних станів має викликати автоматичне захисне швидкодіюче знеструмлення мережі.

1.2 Особливості процесу короткого замикання в трифазній електромережі з ізольованою нейтраллю трансформатора

Міжфазне к.з. є найнебезпечнішим станом шахтного дільничного електротехнічного комплексу, оскільки супроводжується надзвичайно великим струмом, що призводить до займання елементів електрообладнання і об'єктів у зовнішньому середовищі. Це обумовлене низькими властивостями струмообмеження з боку активних і індуктивних опорів вторинної обмотки трансформатора КТП і кабелю (до місця виникнення короткого замикання). Отже, діючі значення трифазного ($I_{кз}^{(3)}$) та двофазного ($I_{кз}^{(2)}$) струму к.з., що обумовлені енергетичним потоком від КТП, визначаються з відношень [19]:

$$(I_{кз}^{(3)}) = \frac{U_{л}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{mp} + R_{к})^2 + (X_{mp} + X_{к})^2}} \quad (1.1)$$

$$(I_{кз}^{(2)}) = \frac{U_{л}}{2 \cdot \sqrt{(R_{mp} + R_{к})^2 + (X_{mp} + X_{к})^2}} \quad (1.2)$$

де $U_{л}$ - лінійна напруга мережі; $R_{mp}; X_{mp}$ - відповідно активний та індуктивний опори трансформатора живлення (підстанції); $R_{к}; X_{к}$ - відповідно, активний та індуктивний опори кабелю від трансформатора до точки короткого замикання.

Із збільшенням потужностей трансформаторних підстанцій та перерізів кабелів параметри $R_{mp}; X_{mp}; R_{к}; X_{к}$ - зменшуються, що обумовлює тенденцію ще більшого підвищення струму к.з. в разі збільшення потужностей електротехнологічних установок дільниці шахти.

Розрахунок струмів к.з. виконують у наступних точках схеми електропостачання споживачів (технологічних установок):

- струми трифазного к.з. на виході силових комутаційних апаратів є максимальними з можливих струмів к.з., що проходять через си-

лові контакти цих апаратів. Їх визначають із метою перевірки комутаційної здатності апаратів (як правило, автоматичних вимикачів), призначених для захисного відключення струмів к.з.; перевірки їх, а також кабелів приєднань, що відходять, за критерієм термічної стійкості до струмів к.з. на інтервалі часу відключення мережі;

- струми двофазного к.з. у найбільш віддалених точках мережі - на уведеннях в електродвигуни споживачів є мінімальними з можливих струмів к.з. аварійної ділянки, тому що обмежуються опорами всього кабелю то точки к.з. їх визначають для перевірки коефіцієнта чутливості максимального струмового захисту відповідного пускача.

При розрахунку струмів трифазного к.з. коефіцієнтом 1,05 враховують можливе підвищення напруги на виході трансформаторної підстанції на 5% внаслідок відповідного перемикування відпайок трансформатора дільничної підстанції. Можливе зменшення вихідної напруги цієї підстанції на 5% (внаслідок аналогічних перемикувань) враховують коефіцієнтом 0,95 при розрахунку струму двофазного короткого замикання. Діючі значення струму к.з. визначаються за формулами:

при трифазному к.з.

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{1,05U_n}{\sqrt{3}Z} \quad (1.3)$$

при двофазному к.з.

$$I_{к.з.}^{(2)} = \frac{0,95U_n}{\sqrt{3}Z} \quad (1.4)$$

де U_n – номінальна напруга мережі; Z – повний опір короткозамкненого кола, включаючи опір вторинної обмотки живильного трансформатора та опір кабельної лінії до точки к.з.

Критерій термостійкості кабелю (перерізом s) до струму короткого замикання ($I_{\max} = c \cdot s / \sqrt{t}$) визначається коефіцієнтом теплорозсіювання (c) та терміном (t) захисного знеструмлення аварійного силового приєднання [20]. Зважаючи на це, підвищення потужності електроустановок з урахуванням факторів безпеки, що мають місце при їх експлуатації в умовах шахти, в цілому обумовлює пріоритетність в розробці технічних рішень із підвищення швидкодії виявлення стану

короткого замикання в дільничній мережі шахти і припинення дії енергетичних потоків в аварійному електричному приєднанні.

Стан міжфазного к.з. в шахтній дільничній електромережі (мережа з ізольованою нейтраллю) визначається: кількістю фаз мережі, задіяних в створенні режиму короткого замикання; параметрами джерела живлення та кабельної мережі аварійного приєднання; наявністю або відсутністю навантаження електричного відгалуження (зазвичай, це асинхронний двигун), його параметрами та станом (обертовий, або нерухомий стан) ротора. Цей стан ілюструється відповідними схемами заміщення і векторними діаграмами (рис. 1.16) і супроводжується на початку перехідним процесом зміни споживаного струму силовим приєднанням з колом короткого замикання, що надходить з боку живлячої трансформаторної підстанції [21].

Цей перехідний процес при короткому замиканні в електричній мережі з активно-індуктивними складовими характеризується наявністю аперіодичного i_a і періодичного i_n струмів к.з. i_k , обумовлених дією енергетичного потоку з боку живлячої КТП (рис. 1.17) [21; 22]:

$$i_k = i_n + i_a = \sqrt{2}I_n \cdot \sin(\omega t - \varphi + \alpha_k) + i_{a0} \cdot e^{-t/T_a} ; \quad (1.5)$$

T_a – постійна часу кола к. з. :

$$T_a = \frac{X_k}{\omega \cdot r_k}. \quad (1.6)$$

В формулах (1.5; 1.6) I_n – діюче значення періодичної складової струму к. з.; i_{a0} – аперіодична складова струму к. з. у початковий момент виникнення; $\omega = 2\pi f$ – кутова частота; φ – кут фазового зсуву струму в колі к. з.; α_k – фаза включення к. з.; f – частота мережі; X_k , r_k – відповідно, індуктивний та активний опір кола к. з.

Періодична складова струму к. з. визначається величиною напруги мережі та її струмообмежуючими властивостями і має розглядатися як сталий струм короткого замикання після закінчення перехідного процесу. Крім того, сукупний вплив періодичної і аперіодичної складових струму к.з. визначає наявність у кожній фазі аварійного приєднання ударного струму к.з. (амплітуда струму у перший період його існування):

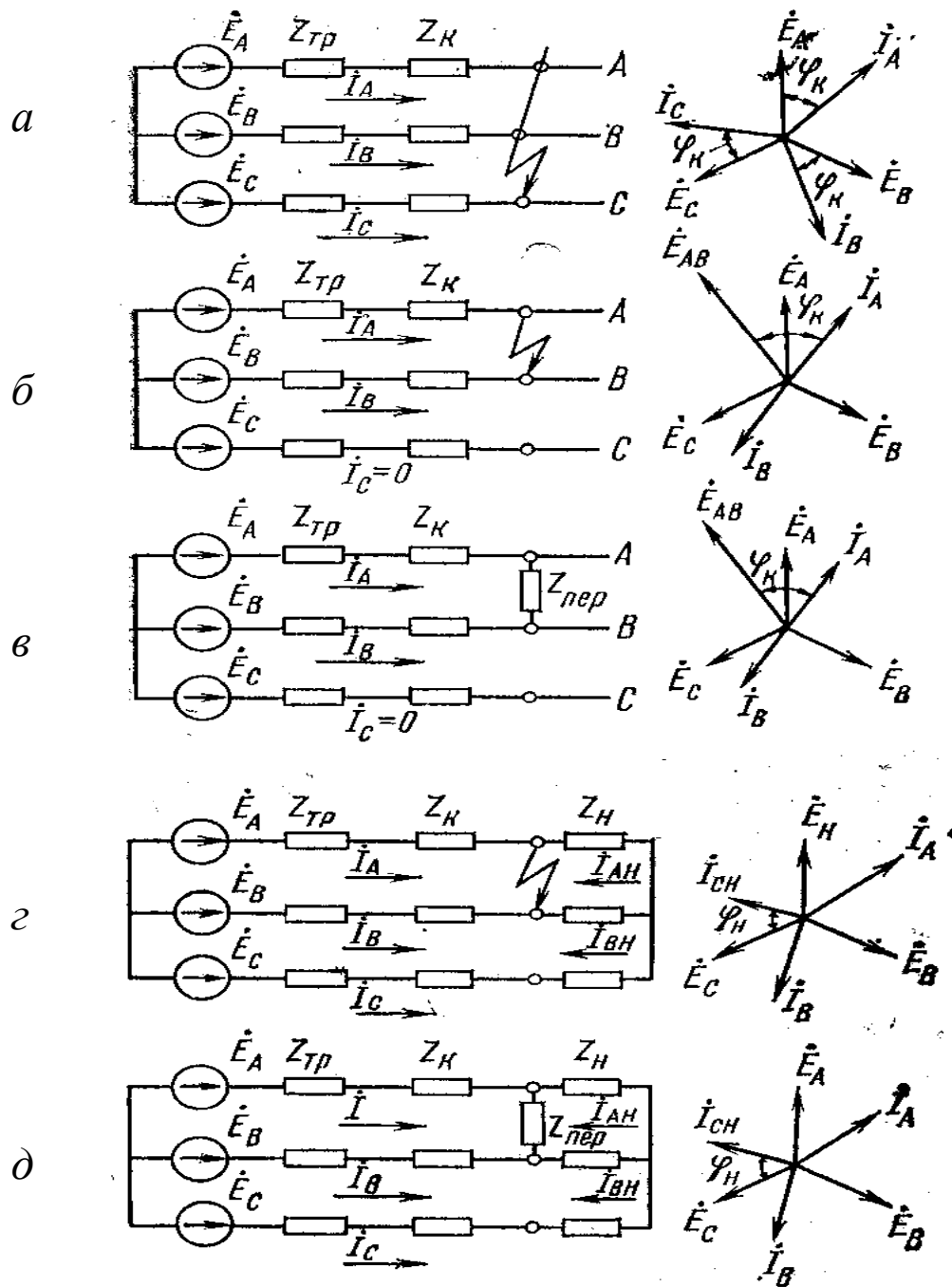


Рисунок 1.16 - Схеми заміщення та векторні діаграми струмів при різних видах міжфазних к.з. в дільничних мережах: трифазне к.з. (а); двофазне металеве к.з. в мережі з відключеним навантаженням (б); двофазне к.з. через перехідний опор в мережі з відключеним навантаженням (в); двофазне металеве к.з. в мережі з приєднаним навантаженням (г); двофазне к.з. через перехідний опор в мережі з приєднаним навантаженням (д); $\dot{E}_A, \dot{E}_B, \dot{E}_C$ - ЕРС фаз трансформатора; $\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$ - струми фаз при к.з. в дільничній мережі; $Z_{mp} = R_{mp} + jX_{mp}$ - повний опор фази трансформатора; $Z_K = R_K + jX_K$ - повний опор фази кабельної мережі; $Z_{nep} = R_{nep} + jX_{nep}$ - перехідний опор в місті короткого замикання; $Z_{..} = R_{..} + jX_{..}$ - повний опор навантаження

$$i_{y\delta} = I_{mn} + I_{ma} \cdot e^{-\frac{0.01}{T_a}}, \quad (1.7)$$

або

$$i_{y\delta} = I_{mn} \cdot K_{y\delta} \quad (1.8)$$

де I_{ma} – максимальне (початкове) значення аперіодичної складової (експоненти) струму к. з. $K_{y\delta} = (1 + e^{-\frac{0.01}{T_a}})$ – ударний коефіцієнт, що залежить від постійної часу кола к. з. Його можна визначити за графіком, наведеним на рис. 1.18. Орієнтовні значення ударного коефіцієнта для шахтних електричних мереж при к.з. у різних точках можуть мати наступні значення: шини ГПП - 1.8; шини ЦПП - 1.6; затиски низької напруги дільничної трансформаторної підстанції - 1.3÷1.4; затиски дільничного розподільного пункту 1.05÷1.1; затиски електродвигуна - 1.0.

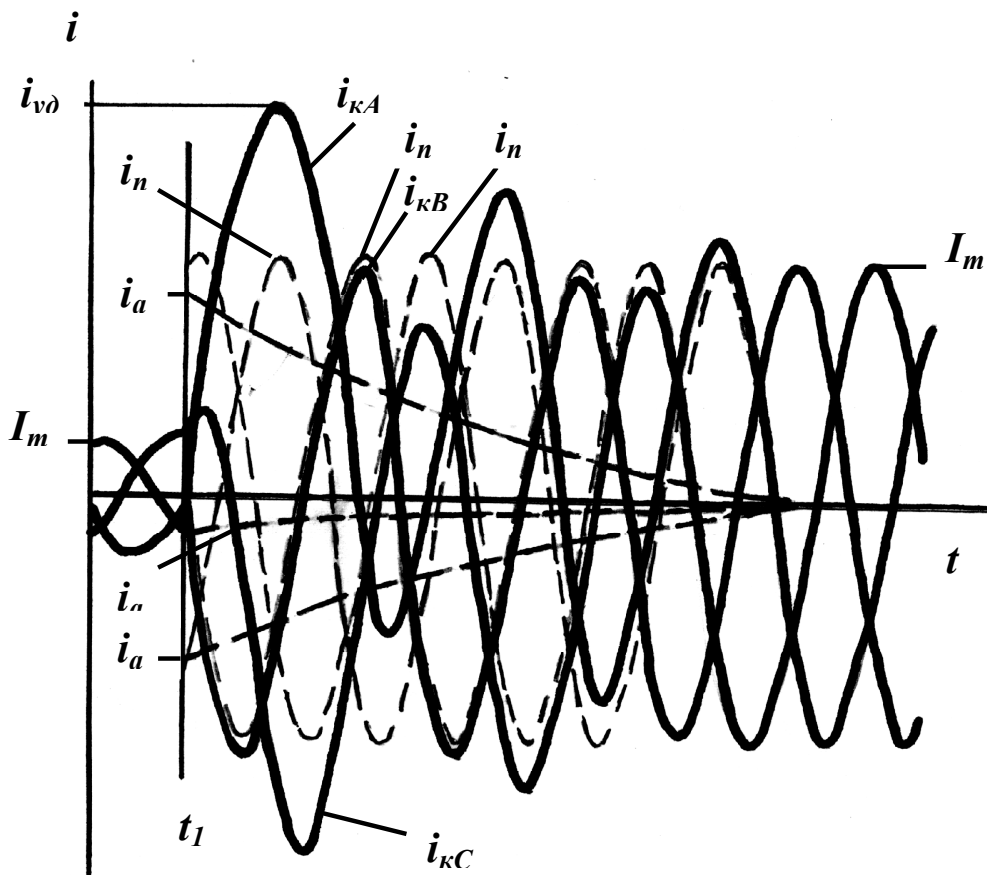


Рисунок 1.17 - Перехідний процес трифазного короткого замикання: індексами *A*; *B*; *C* відзначені складові струмів к. з. відповідних фаз мережі, I_{mn} ; I_{mk} - відповідно, амплітуди номінального струму мережі (до виникнення короткого замикання) і сталого струму к.з.

Властивістю асинхронного двигуна є його спроможність утворювати зворотну ЕРС на початковому етапі вибігу. Її частота обумовлена частотою обертання ротора, а амплітуда експоненціально зменшується від початкового рівня ($0,85 \div 0,9$ від амплітуди напруги мережі) з постійною часу асинхронного двигуна, що визначається відношенням індуктивності ротора до його активного опору [23]. Враховуючи на це, електротехнічний комплекс шахтної дільниці має бути представлений як система з двома джерелами електроживлення (енергетичних потоків) близьких за величиною потужностей – дільничною трансформаторною підстанцією і сукупністю асинхронних двигунів споживачів. Виходячи з цього, поширене уявлення про характер протікання короткого замикання в силовому приєднанні дільниці (з урахуванням вимушеної і вільної складових струму з боку трансформаторної підстанції) має бути доповнене складовими параметрів процесу, який розпочинається після захисного відключення мережі і визначається дією зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів.

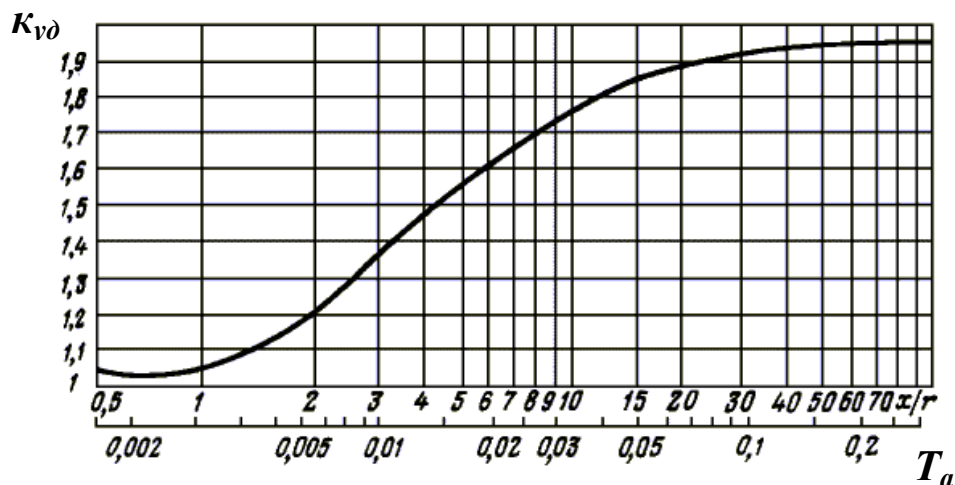


Рисунок 1.18 – Крива зміни ударного коефіцієнта K_{y0} в залежності від постійної часу T_a або відношення x/r ділянки к.з.

Можливі варіанти виникнення аварійного стану короткого замикання у силовому відгалуженні мережі ЕТК дільниці шахти наведені на рис. 1.19 [24]. Коротке замикання в гнучкому кабелі споживача (рис. 1.19, а) буде супроводжуватись процесом одиночного вибігу двигуна, в колі живлення якого сталося к.з. Захисне відключення виконується автоматичним вимикачем (АВ) та засобом максимального струмового захисту магнітного пускача (КА) аварійного приєднання.

До аварійної точки буде надходити струм $i_{об}$, обумовлений дією ЕРС обертання двигуна, в гнучкому кабелі якого сталося к.з.

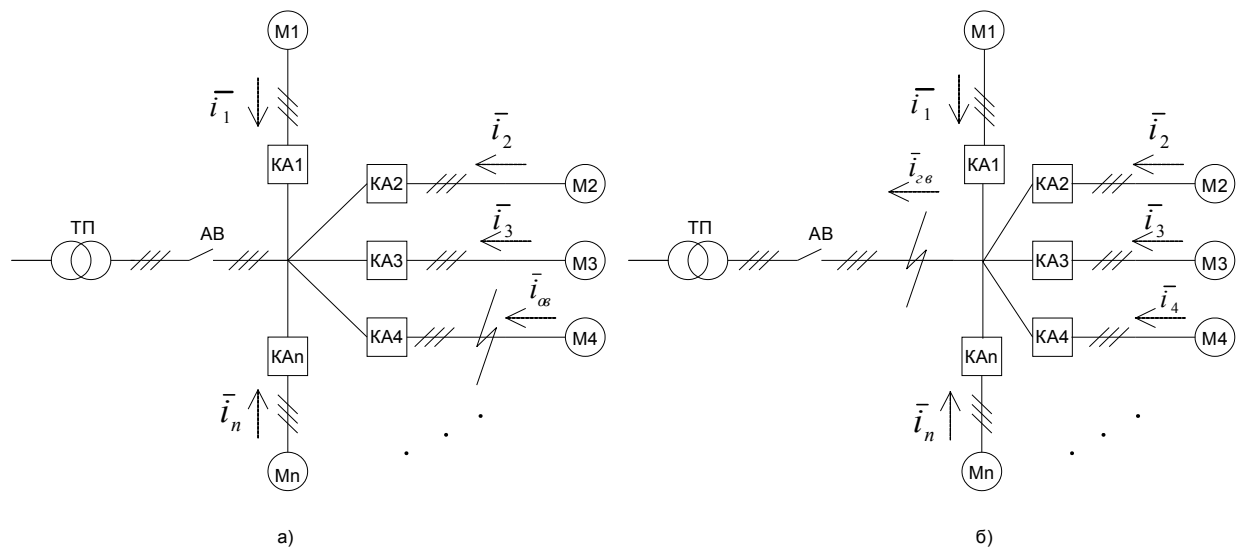


Рис. 1.19. Схема імовірних енергетичних потоків до точки короткого замикання після захисного відключення напруги живлення аварійної ділянки в разі виникнення к.з. в гнучкому кабелі (а); в магістральному кабелі (б)

В разі виникнення короткого замикання в магістральному кабелі (рис. 1.19, б) дільничної мережі, захисне відключення виконується автоматичним вимикачем на виході трансформаторної підстанції (КТП) та має місце процес групового вибігу асинхронних двигунів дільниці, що обумовлює існування струму групового вибігу $i_{2б}$. Цей стан пояснюється ввімкненим станом комутаційних апаратів (КА) магнітних пускачів до моменту досягнення граничного рівня ($U_{доп} \geq 0,4U_N$) ЕРС обертання двигунів (при зменшенні). На рис. 1.20 представлена структура схеми електротехнічного комплексу дільниці шахти в момент виникнення короткого замикання в силовому кабельному приєднанні на виході контактора (пускача) KMn [25].

На рис. 1.20 введені наступні позначення: e_A, e_B, e_C - миттєві значення фазної напруги на виході трансформаторної підстанції; $KM1 - KMn$ - контактори магнітних пускачів споживачів; $M1 - Mn$ - асинхронні двигуни споживачів дільниці; $R_{к1}, L_{к1}$ - відповідно, активні опори та індуктивності гнучких кабелів; $R_{кн.1}, L_{кн.1}$ - відповідно, активні опори та індуктивності першої умовної ділянки гнучкого кабелю; $R_{кн.2}, L_{кн.2}$ - теж саме для другої умовної ділянки гнучкого кабелю.

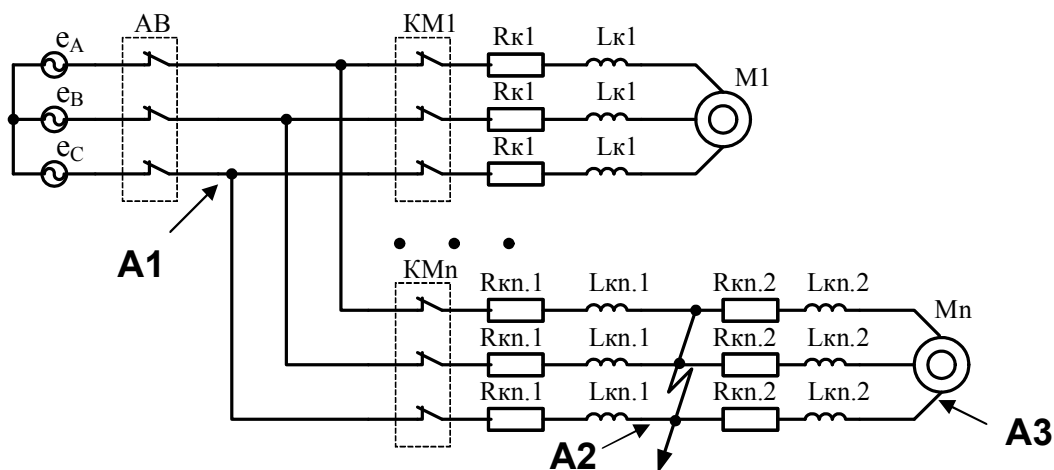


Рисунок 1.20 - Схема заміщення ЕТК ділянки шахти в стані трифазного к.з. в силовому приєднанні

З урахуванням високої ймовірності спрацьовування максимального струмового захисту пускача аварійного приєднання доцільно ввести припущення про відключення контактора KMn водночас із автоматичним вимикачем АВ дільничної підстанції (входу розподільчого пункту дільниці). Таким чином, після захисного відключення дільниці фактором енергетичного впливу на точку к.з. залишатиметься лише асинхронний двигун (група двигунів) споживача аварійного приєднання. Стосовно до схеми (рис. 1.20) це є машина Mn .

Характерними місцями визначення фазного струму в процесі міжфазного короткого замикання в силовому приєднанні шахтної дільничної електромережі є наступні точки (рис.1.20):

A1 – вихід силового комутаційного апарата;

A2 – місце короткого замикання;

A3 – затиск кабельного вводу асинхронного двигуна споживача

Струми к.з. описуються наступними виразами:

- в точці A1:

$$i_k = i_n + i_a = (U_{\max} / Z_k) \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{a(t=0)} \exp(-t / T_a) \quad (1.9)$$

де i_k, i_n, i_a - струм к.з. від КТП до точки замикання та його періодична та аперіодична складові, відповідно; Z_k – повний опір кола к.з.; φ_k – кут зсуву струму відносно напруги в цьому колі; $T_a = x_k / (\omega r_k)$ - постійна часу кола к.з.; α – фаза ввімкнення к.з.; r_k, x_k - відповідно, активний та індуктивний опір кола к.з.;

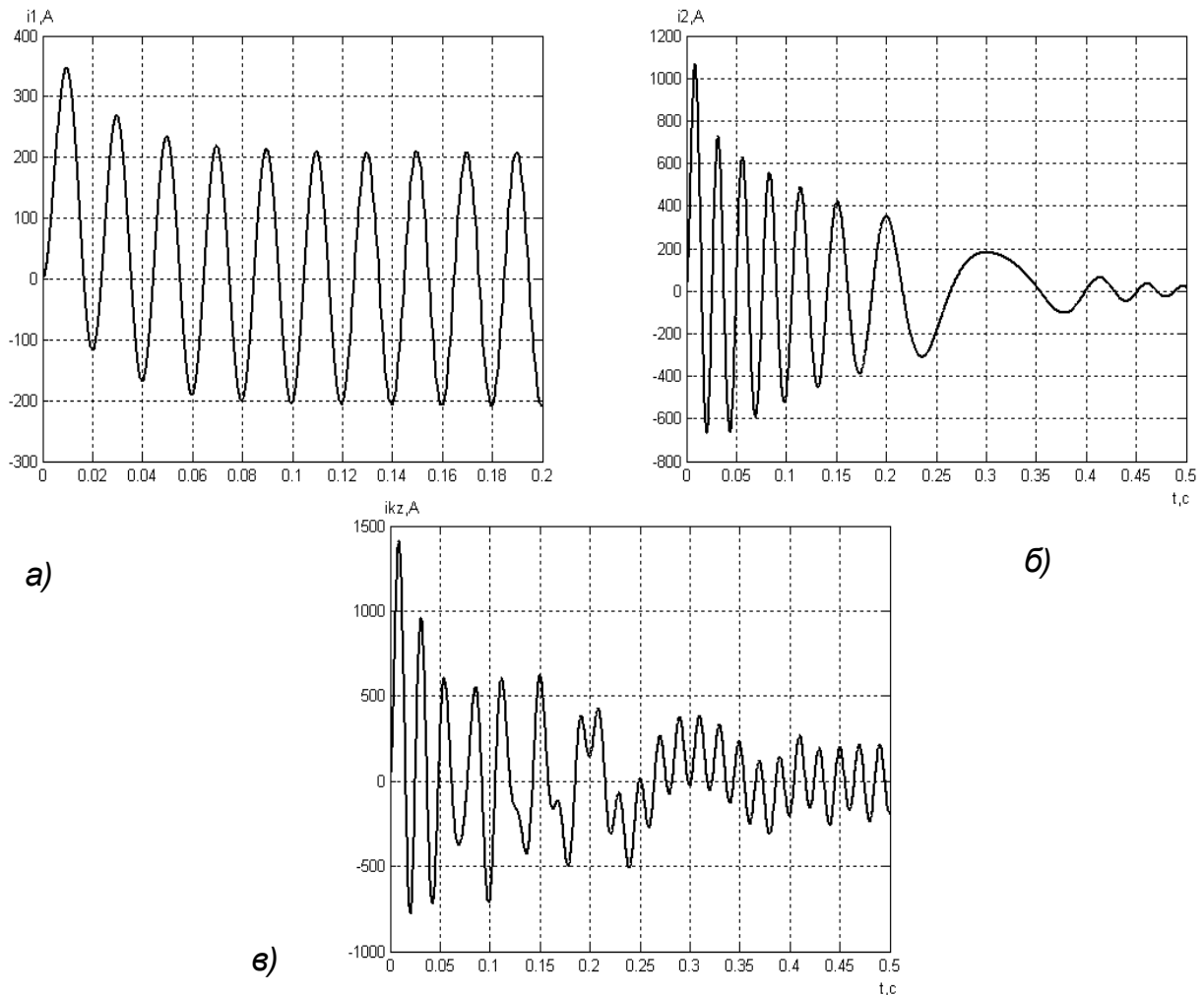
- в точці A3:

$$(R_K + R_S) \cdot i_K' + (L_K + L_{Sl}) \cdot \frac{di_K'}{dt} = e_v \quad (1.10)$$

де $e_{об}$ - миттєві значення ЕРС обертання АД (див. п.4.1); i_K' - миттєві значення струму, обумовленого ЕРС обертання АД; R_K, L_K - відповідно, активні опори та індуктивності гнучкого кабелю від АД до точки замикання; R_S, L_{Sl} - активний опір та індуктивність статора АД;
 - в точці А2 – сума струмів, обумовлених дією напруги живлячого трансформатора та ЕРС обертання АД:

$$i_{кз} = i_K + i_K' \quad (1.11)$$

Ці струми ілюструються діаграмами (рис. 1.21).



Рисинок 1.21 - Діаграми миттєвих значень струмів: а) обумовленого напругою мережі 660 В (існує до моменту захисного відключення живлення); б) обумовленого ЕРС обертання АД (типу 2ЭКВ4УС2); в) повного струму в точці короткого замикання – в кабелі живлення асинхронного двигуна

Таким чином, процес міжфазного короткого замикання в промисловій дільничній електромережі передбачає наявність двох струмів до точки к.з.: з боку комплектної трансформаторної підстанції та з боку статора асинхронного двигуна споживача аварійного приєднання (рис.1.22) [26]. Ще більшу небезпеку являє стан, коли захисне відключення мережі виконане тільки груповим автоматичним вимикачем (*AB*), а відключення контактора аварійного приєднання (*KMn*) не відбулося (наприклад, в разі відмови максимального струмового захисту пускача аварійного приєднання). В цьому разі в процесі утворення струму в точці к.з. прийматимуть участь всі АД сукупності споживачів дільниці, що обумовлене підтриманням контакторів всіх пускачів дільниці у ввімкненому стані до моменту достатнього зниження зворотних ЕРС обертання АД [24].

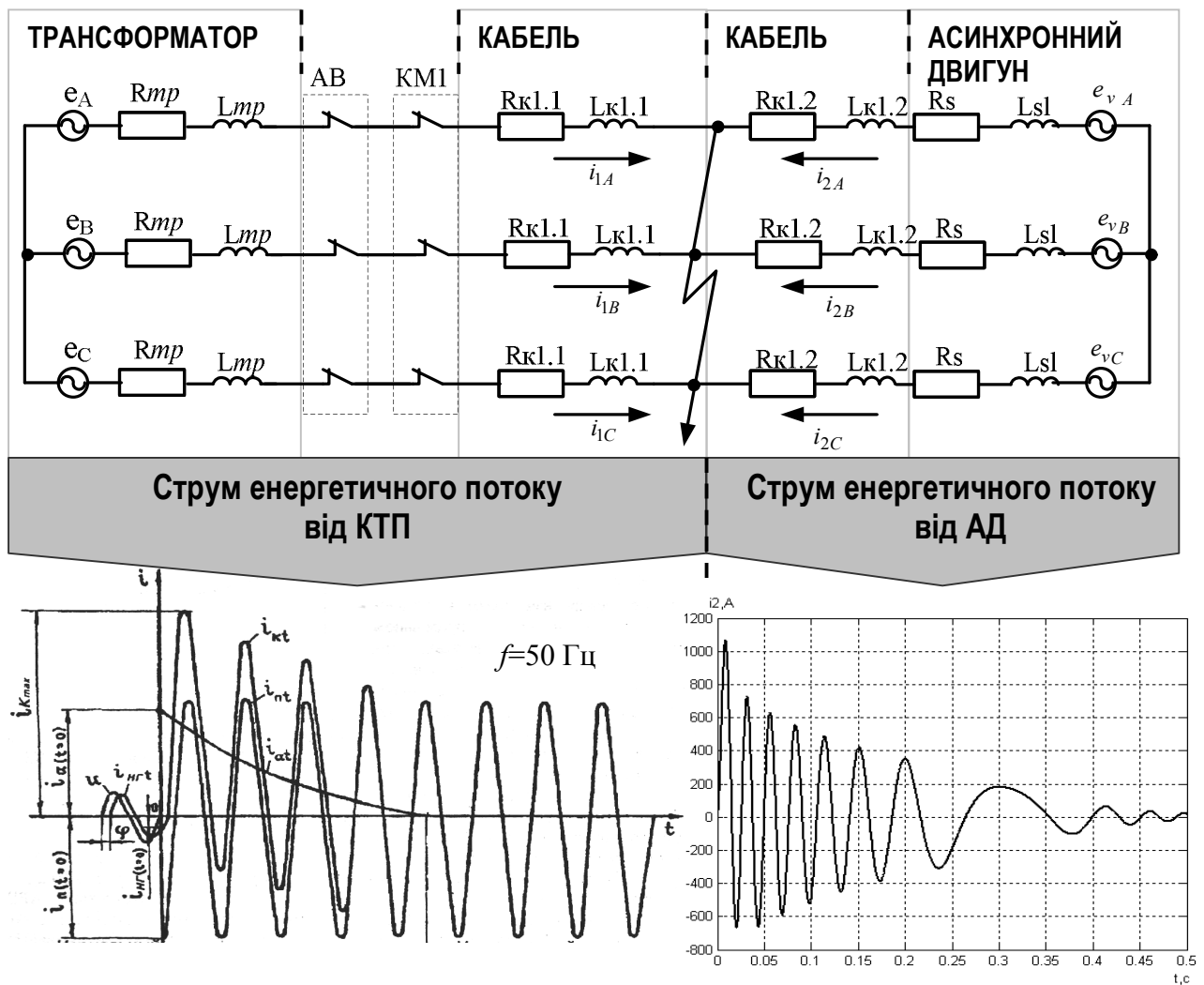


Рисунок 1.22 – Розрахункова схема силового приєднання дільничного ЕТК в стані к.з. в кабелі живлення асинхронного двигуна і діаграми фазного струму к.з., обумовленого енергетичними потоками КТП і АД

Отже, процес к.з. може бути представлений сукупністю станів, що змінюють один одного:

- виникнення к.з., протікання струму до точки замикання від трансформатора;

- продовження підживлення точки к.з. від трансформатора і протікання струму до точки к.з. від статора АД аварійного приєднання (процес триває до моменту захисного відключення електроживлення з боку трансформатора);

- поява зрівняльних струмів, обумовлених зворотними ЕРС АД після захисного відключення живлення;

- підживлення точки к.з. тільки від АД аварійного приєднання (процес протікає після відключення контакторів пускачів суміжних приєднань).

1.3 Аналіз небезпек електроураження при експлуатації шахтних дільничних електроустановок

1.3.1 Умови електроураження людини при дотику до струмоведучих частин

Електроураження людини може відбутися при дотику до двох фаз мережі, однієї фази або до оболонки електроустаткування (металевих частин), яка випадково опинилась під напругою в результаті ушкодження ізоляції. *Дотик людини до двох фаз мережі є найнебезпечнішим.* У цьому випадку струм, що протікає через людину $I_{\text{люд}}$, залежить тільки від величини лінійної напруги $U_{\text{Л}}$ і опору $R_{\text{люд}}$ тіла людини:

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\text{Л}}}{R_{\text{люд}}} = \frac{\sqrt{3} U_{\text{Ф}}}{R_{\text{люд}}}. \quad (1.12)$$

З урахуванням величин лінійних напруг дільничних електромереж шахти, дотик людини до двох фаз є смертельно небезпечним. Однак, абсолютна більшість випадків електроураження відбувається при дотику до однієї струмоведучої фази людиною, що стоїть на землі або стикається з металевими корпусами устаткування. Результат поразки при дотику до однієї фази мережі в значній мірі залежить від режиму нейтралі мережі. Правилами безпеки дозволено застосування

в підземних виробках шахт електричних мереж тільки з ізолюваною нейтраллю трансформатора (мережі, у джерелах живлення яких нульова точка ізолювана від землі або присьднана до заземлюючого пристрою через великий опір) [1; 18]. Електромережі із заземленою нейтраллю (нульова точка джерела живлення присьднана до заземлюючого пристрою провідником з малим опором) знаходять застосування на поверхні шахт в основному через те, що в них джерела електроживлення можна використовувати як для живлення трифазних споживачів (зокрема, лінійною напругою 380 В), так і окремих однофазних споживачів (фазною напругою того ж джерела – 220 В).

У мережах із заземленою нейтраллю струм, що протікає через людину при дотику до однієї фази мережі (рис. 1.23) визначається величиною фазної напруги U_{ϕ} і обмежується сумарним опором R , що складається з опору тіла людини $R_{\text{люд}}$, перехідного опору в місцях контакту зі струмоведучою частиною R_n , опору взуття $R_{\text{вз}}$, опору шляхів розтікання струму від підшость взуття до землі R_p та опору заземлення нейтралі R_3 :

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\phi}}{R_{\text{люд}} + R_n + R_{\text{вз}} + R_p + R_3}. \quad (1.13)$$

Враховуючи, що опір тіла людини в найбільш несприятливих умовах значно перевищує інші опори, вираз (1.13) може бути спрощений:

$$I_{\text{люд}} = \frac{U_{\phi}}{R_{\text{люд}}}. \quad (1.14)$$

Із цієї формули видно, що струм, що протікає через людину, не залежить від опору ізоляції і ємності мережі. При застосуванні індивідуальних засобів захисту (діелектричні рукавички, боти, килимки і т.п.) перехідний опір R_n у колі струму через людину збільшується, що обумовлює зменшення цього струму і забезпечує запобігання електроураження.

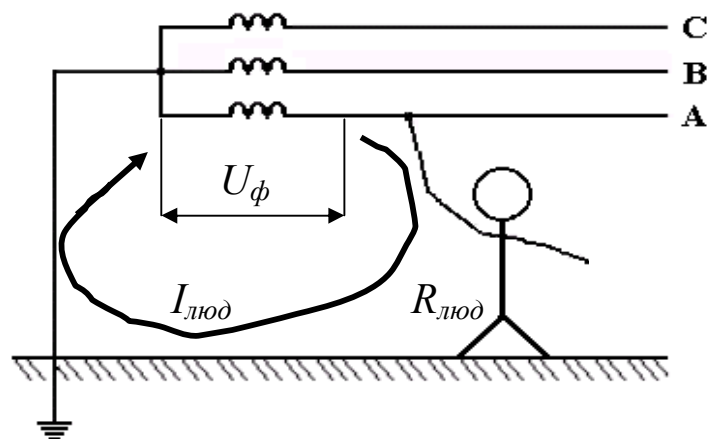


Рисунок 1.23 – Дотик людини до однієї фази в мережі із заземленою нейтраллю

У мережі з ізолюваною нейтраллю струм через людину замикається через опір ізоляції Z_i мережі (рис. 1.24), утворений активним опором R_i , обумовленим якістю ізоляційних матеріалів і ємнісним опором X_C , обумовленим довжинами і перерізами кабелів:

$$Z_i = \sqrt{R_i^2 + x_c^2}; \quad (1.15)$$

$$x_c = \frac{1 \cdot 10^6}{2\pi \cdot f \cdot C}; \quad (1.16)$$

де f - частота мережі, Гц; C – ємність ізоляції кабельної мережі, мкФ.

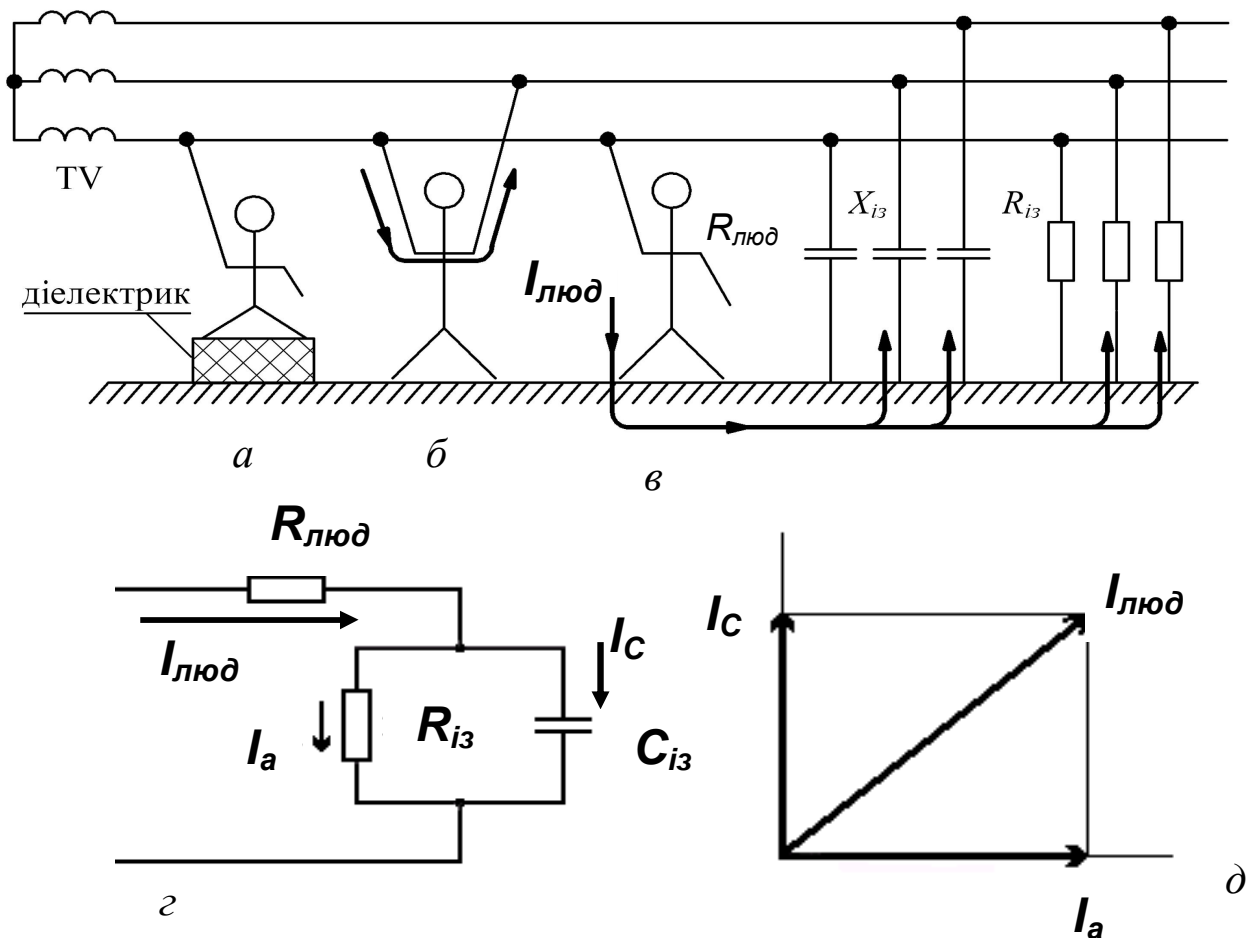


Рисунок 1.24 – Імовірні варіанти торкання людиною струмопровідних елементів шахтної дільничної мережі: а – людина знаходиться на діелектричній основі, виток струму відсутній; б – торкання двох фаз мережі; в – однофазний виток струму на землю через опір $R_{\text{люд}}$ тіла людини; г – схема заміщення; д – векторна діаграма струмів в колі витoku на землю за станом в

Нормальний режим роботи мережі характеризується рівністю активних ($R_1 = R_2 = R_3$) і ємнісних опорів ($X_1 = X_2 = X_3$). За таких умов:

$$U_1 = U_2 = U_3; I_1 = I_2 = I_3; U_n = 0; \quad (1.17)$$

де U_1, U_2, U_3 – напруги фаз щодо землі; I_1, I_2, I_3 – струми витoku фаз на землю; U_n – напруга нейтралі.

При симетричному опорі ізоляції потенціал нейтралі збігається з потенціалом землі, і векторна діаграма виглядає, як показано на рис. 1.25, а. При дотику до однієї з фаз, наприклад, до фази А, симетрія мережі порушиться, нульова точка векторної діаграми займе нове положення 0^1 (рис. 1.25, б), а напруги фаз будуть дорівнювати:

$$\dot{U}'_1 = \dot{U}_1 - \dot{U}_N; \quad \dot{U}'_2 = \dot{U}_2 - \dot{U}_N; \quad \dot{U}'_3 = \dot{U}_3 - \dot{U}_N \quad (1.18)$$

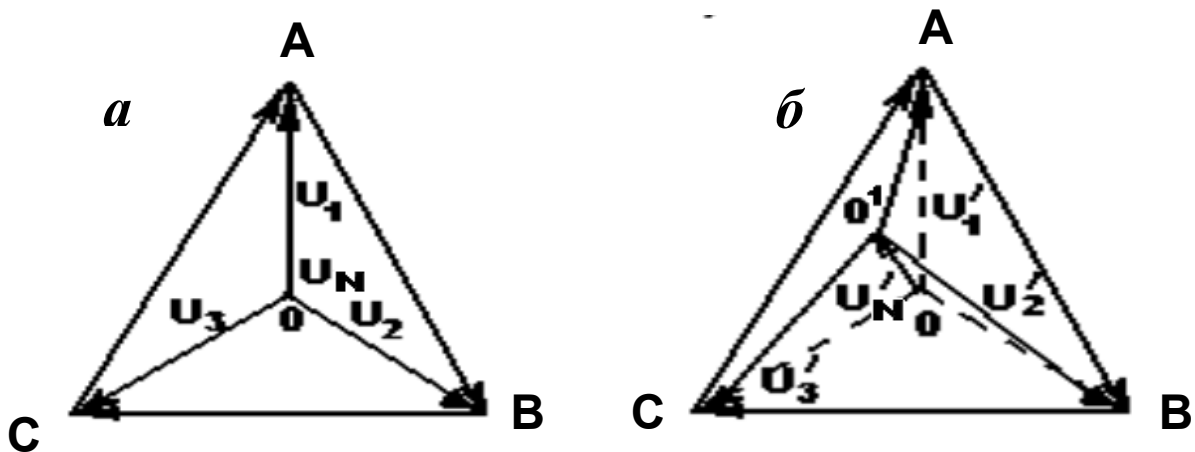


Рисунок 1.25 – Векторна діаграма фазних напруг при:

а – симетричному опорі ізоляції; б – при дотику людини до однієї фази.

Струм, що протікає через людину, відповідно до закону Ома:

$$I_{\text{люд}} = \frac{\dot{U}'_1}{R_{\text{люд}}} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_N}{R_{\text{люд}}} \quad (1.19)$$

Струми через опір ізоляції дорівнюють:

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{U}'_1}{Z_i} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_N}{Z_i} \quad \dot{I}_2 = \frac{\dot{U}'_2}{Z_i} = \frac{\dot{U}_2 - \dot{U}_N}{Z_i} \quad \dot{I}_3 = \frac{\dot{U}'_3}{Z_i} = \frac{\dot{U}_3 - \dot{U}_N}{Z_i} \quad (1.20)$$

У розглянутій мережі:

$$\sum \dot{I} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 + \dot{I}_{люд} = 0 \quad (1.21)$$

Вирішуючи спільно наведені рівняння та з огляду на те, що \dot{U}_1 перебуває у фазі з \dot{U}_N остаточно отримаємо:

$$I_{люд} = \frac{3U_{\phi}}{3R_{люд} + Zi} \quad (1.22)$$

Повний опір ізоляції (рис. 1.24) є приєднаним послідовно з опором людини і виконує струмообмежуючу дію. Із цього видна роль ізоляції як фактора, що впливає на рівень безпеки експлуатації електроустаткування: чим вище опір ізоляції, тим меншим є струм через людину при її дотику до струмоведучих елементів мережі з ізольованою нейтраллю, і навпаки, зменшення опору ізоляції призводитиме до підвищення струму через тіло людини, що утворюватиме загрозу електроураження. З урахуванням розподілу активного і ємнісного опору ізоляції струм витoku на землю $I_{вит}$ (струм, що протікає через людину $I_{люд}$) визначається за формулою:

$$I_{вит} = I_{люд} = \frac{U_{\phi}}{R_{люд} \cdot \sqrt{1 + \frac{R_i(R_i + 6R_{люд})}{9R_{люд}^2(1 + R_i^2\omega^2C^2)}}} \quad (1.23)$$

У мережах напругою 6 кВ, у яких ємнісний опір значно нижче активного, струм через людину може бути визначений за формулою:

$$I_{люд} = \frac{3U_{\phi}\omega C}{R_{люд} \cdot \sqrt{1 + 9R_{люд}^2\omega^2C^2}} \quad (1.24)$$

Нормативами визначено, що величина безпечного струму через тіло людини при тривалому протіканні не може перевищувати $I_{люд.max} = 25$ мА; максимальна безпечна кількість електрики, що проходить через тіло при торканні струмоведучого провідника становить $q = 50$ мА*с, при цьому опір тіла людини становить $R_{люд} = 1$ кОм [28].

1.3.2 Вплив стану ізоляції мережі на безпеку експлуатації електроустаткування

Електрична ізоляція є загальним (хоча і недостатнім) засобом запобігання всіх видів небезпеки від електричного струму. Її струмообмежуючі властивості визначаються величинами активного R_{iz} та ємнісного X_C складових опор.

Активний опір ізоляції обумовлений властивостями і якістю ізоляційних матеріалів. Забезпечення надійності ізоляції досягають: правильним вибором матеріалу; формою ізоляційних деталей і конструкцій електроустаткування; урахуванням впливу умов експлуатації (вологість, температура, запиленість і т.д.); дотриманням режимів роботи електроустаткування, якістю його технічного обслуговування та профілактики.

Дотримання високих показників активного опору ізоляції забезпечується відповідними формами ізоляційних засобів, розмірами діелектричних зазорів між струмоведучими елементами, виконаних за критеріями обмеження струмів витoku за рахунок збільшення шляхів витoku відповідно до ГОСТ 24719-81.

Шлях *витoku* (K) – це найкоротша відстань по поверхні ізоляційного матеріалу 2 між струмоведучими частинами 1 різного потенціалу (рис. 1.26). При розрахунку шляхів витokів можуть бути враховані ребра, канавки, виступи, сходи, якщо їхні розміри не менші за 3 мм.

Електричний зазор – це найкоротша відстань у навколишнім середовищі між неізольованими струмоведучими частинами різного потенціалу або між ними та заземленою частиною електроустаткування.

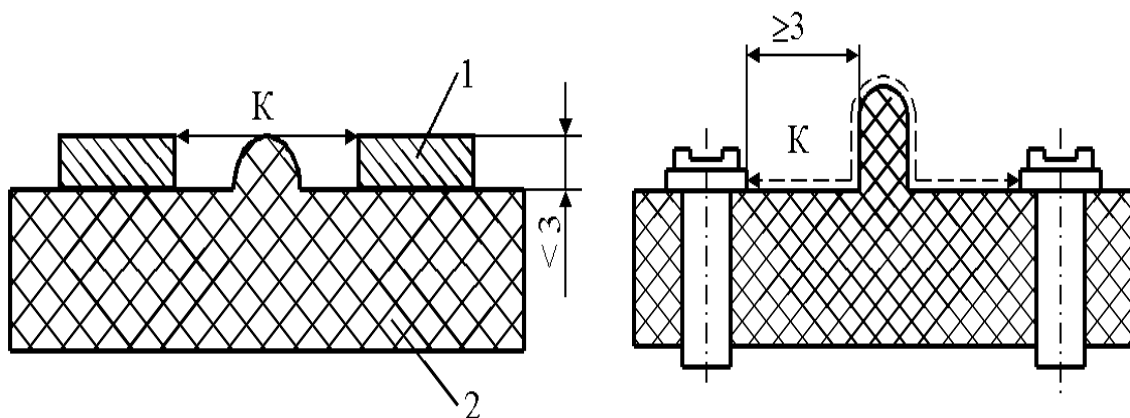


Рисунок 1.26 – Шляхи (K) витoku струму між струмоведучими елементами (1) по поверхні ізоляційного матеріалу (2)

Опір ізоляції рудникового електроустаткування на напругу 127...1140 В повинен бути не нижче [18]:

- електродвигунів вуглевидобувних і прохідницьких машин 0,5МОм;
- електродвигунів інших машин, а також електроапаратів, пускових і освітлювальних агрегатів - 1 МОм;
- броньованих і гнучких кабелів будь-якої довжини - 1 МОм /фазу.

Ємнісний опір мережі обумовлений тим, що струмоведучі частини, що розділені ізоляційними матеріалами, утворюють конденсатор. Цей опір має лінійну залежність від довжини кабелів, тому що ємність ізоляції інших видів устаткування на кілька порядків нижча, ніж ємність ізоляції кабелів [29-31]. Струм, що протікає через людину (струм витоку на землю) у мережі складається із двох складових: активної I_a , (струм через активні опори витоку і ізоляції кабельної мережі), ємнісної I_c , (струм через ємнісні складові ізоляції кабельної мережі).

$$I_{люд} = \sqrt{I_a^2 + I_c^2} \quad (1.25)$$

Високий рівень активного опору можна підтримувати шляхом проведення профілактичних заходів, а ємність фаз кабелю щодо землі не залежить від будь-яких його дефектів і визначається тільки довжиною мережі та перерізом кабелю конкретної марки. У процесі експлуатації ця ємність може змінюватися тільки за рахунок підключення і відключення окремих кабельних ліній. Із збільшенням перерізу застосованого кабелю, а також із збільшенням довжини кабелю ємність його ізоляції підвищується. *Отже, підвищення ємності ізоляції мережі обумовлюватиме зменшення її ємнісного опору, що сприятиме збільшенню струму витоку $I_{вит}$ (через тіло людини $I_{вит} = I_{люд}$) на землю і тим створюватиме загрозу електроураження людини при торканні струмоведучого провідника, що є під напругою.*

Струм витоку на землю можна зменшити шляхом компенсації його ємнісною складовою індуктивністю компенсуючої котушки дроселя (рис. 1.27). Із схеми видно, що ємність ізоляції мережі та індуктивність дроселя утворюють паралельну сполуку кіл, їхні струми будуть спрямовані зустрічно, а струм, що протікає через людину (витік) визначається формулою:

$$I_{вит} = I_{люд} = \sqrt{I_a^2 + (I_c - I_L)^2}; \quad (1.26)$$

де I_L – індуктивний струм.

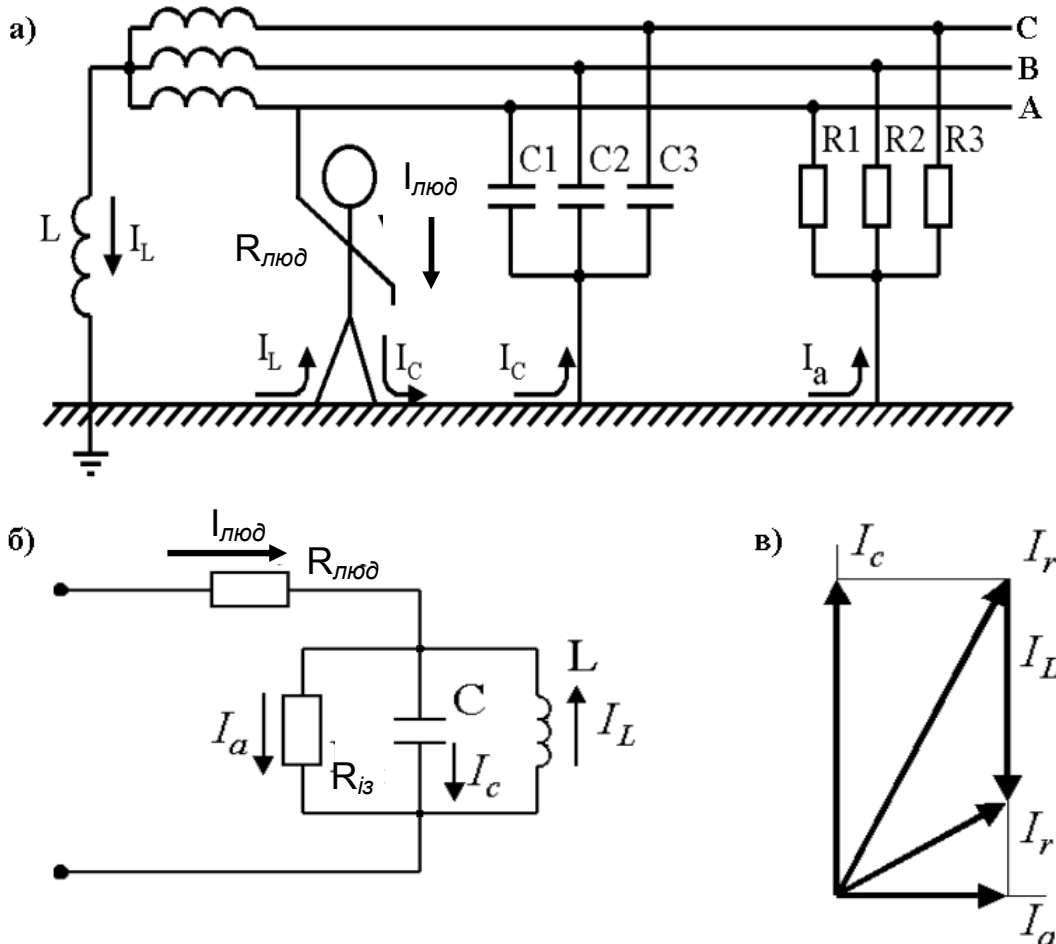


Рисунок 1.27 – Схема мережі (а), схема заміщення (б) і векторна діаграма (в), які пояснюють принцип компенсації ємнісного струму витоків на землю

Можливими є три варіанти компенсації ємнісного струму:

- режим повної компенсації, (ємнісний опір дорівнює індуктивному):

$$\omega C_c = \frac{1}{\omega L} \quad (1.27)$$

У цьому випадку струм, що протікає через людину (витік на землю) буде мінімальним. Він обумовлений активним опором ізоляції мережі.

- режим недокомпенсації, коли ємнісний опір більше індуктивного:

$$\omega C_c > \frac{1}{\omega L} \quad (1.28)$$

У цьому випадку через людину (витік на землю) протікає ємнісний струм.

- режим перекомпенсації, коли ємнісний опір менше індуктивного:

$$\omega C_c < \frac{1}{\omega L} \quad (1.29)$$

У цьому випадку через людину (витік на землю) протікає індуктивний струм. У шахтних електромережах напругою до 1200 В включно передбачений автоматичний захист від витоків струму на землю, який полягає у визначенні наявності струму витoku небезпечної величини; формування команди на захисне відключення мережі, компенсації ємнісних складових опору її ізоляції. Засіб захисту встановлюється в комплектній дільничній трансформаторній підстанції і впливає на її автоматичний вимикач.

Питання для самоконтролю

1. Охарактеризуйте структуру схеми електропостачання шахти.
2. Чим забезпечується безперервність електропостачання шахти в разі виникнення аварійних станів та відмов елементів системи електропостачання?
3. Охарактеризуйте структуру електротехнічного комплексу шахтної дільниці в контексті виконання захисних функцій при виникненні аварійних станів та небезпек.
4. Розкрити призначення, функціональні властивості, принципи улаштування та особливості застосування автоматичного вимикача.
5. Розкрити призначення, функціональні властивості, принципи улаштування та особливості застосування шахтного магнітного пускача.
6. Контактор магнітного пускача як виконавчий елемент відключення силового приєднання мережі. Якими є особливості улаштування контакторів?
7. У чому полягають переваги прямохідних контакторів в контексті забезпечення високого ресурсу пускачів?
8. Шахтна заземлююча мережа як структурна складова комплексу технічних засобів забезпечення електробезпеки експлуатації рудникового устаткування.
9. Яким є призначення гумового провідного екрану в шахтних гнучких кабелях?
10. Розкрити властивості шахтного екранованого гнучкого кабелю щодо забезпечення функції визначення пошкодження ізоляції фазної силової жили (із наступним захисним відключенням мережі).
11. Як протікає перехідний процес при виникненні короткого замикання в електричній мережі промислової (шахтної) дільниці?
12. У чому полягає небезпека міжфазних коротких замикань, дугоутворень, а також струмових перевантажень споживачів електромережі.

13. У чому полягає вплив зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів на силові приєднання живлячої електромережі в разі виникнення коротких замикань?

14. Якими є умови електроураження людини в електричній мережі із заземленою та з ізольованою нейтраллю трансформатора?

15. Як впливає рівень активного опору та ємність ізоляції мережі на величину струму, що протікає через тіло людини при її торканні до струмоведучого елемента, що є під напругою?

16. Які заходи необхідно застосовувати для підвищення рівня активного опору ізоляції шахтної електромережі?

17. Що являє собою, з якою метою і яким чином здійснюється компенсація ємнісного струму витoku на землю в шахтній дільничній електромережі?

РОЗДІЛ 2

УЛАШТУВАННЯ, ФУНКЦІОНУВАННЯ І ПЕРСПЕКТИВИ УДОСКОНАЛЕННЯ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЧНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Навчальною метою розділу є розгляд особливостей улаштування і функціональних властивостей засобів автоматичного захисту рудникових електроустановок від аварійних станів і небезпеки електроураження. Результатом засвоєння студентами матеріалу розділу є знання особливостей улаштування і функціонування технічних засобів автоматичного захисту електроустаткування від аварійних і небезпечних станів, включаючи технічні засоби автоматичного захисту, адаптовані для використання в умовах гірничих підприємств.

2.1 Принципи побудови і засоби максимального струмового захисту електроустановок

Переважна більшість відомих технічних рішень, які можуть бути віднесені до максимального струмового захисту в шахтному дільничному електротехнічному комплексі, відпрацьовують функцію виявлення струму короткого замикання з боку джерела живлення (КТП) та швидкодіюче відключення енергетичного потоку цього джерела від електричного приєднання, у якому виникло міжфазне коротке замикання. Відповідні виконавчі пристрої та пристрої виявлення струму к.з. можна поділити на пристрої безпосередньої і пристрої непрямої дії (рис. 2.1). Останні дії мають бути приведені в роботу за командами відповідних пристроїв автоматичного виявлення струму к.з. Основний принцип виявлення струму короткого замикання, який відпрацьовується засобами максимального струмового захисту шахтних дільничних мереж є порівняння фактичного струму мережі з наперед заданою уставкою і формування команди на відключення комутаційного апарата в разі перевищення цим струмом величини уставки. Відмінною особливістю пристроїв непрямої дії (УМЗ, ПМЗ та ін.) є те, що вимірювальний параметр утворюється вторинними струмами трансформаторів струмового захисту, порівняльна функція відпрацьовується електричною схемою, у якій передбачена можливість регулювання уставки спрацьовування [4, 21].

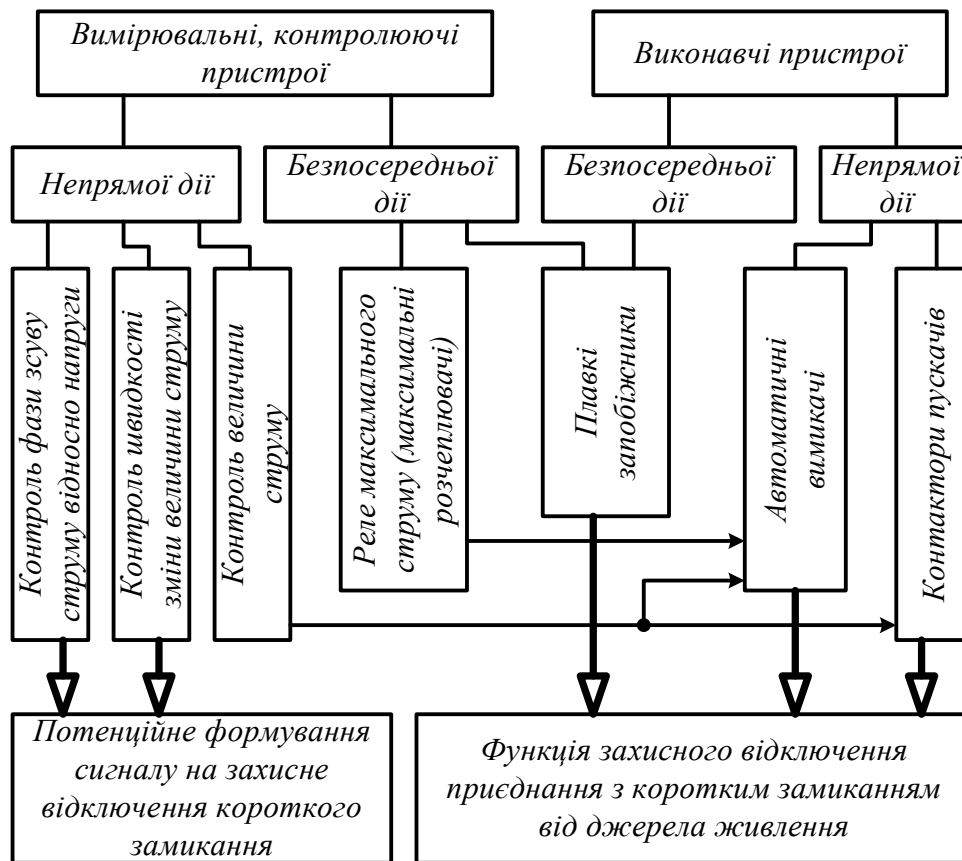


Рисунок 2.1 - Класифікація засобів захисту електротехнічного комплексу дільниці шахти від струму короткого замикання

2.1.1 Функціональні властивості електромагнітних розчеплювачів максимального струму

Електромагнітні розчеплювачі максимального струму (максимальні розчеплювачі) являють собою реле прямої дії, а за способом включення їх відносять до первинного реле, тому що їх включають безпосередньо в силове коло захищеної мережі. Вони застосовуються в автоматичних вимикачах і є їхньою складовою частиною (рис. 2.2).

При струмах у силовій шині - обмотці 2, що перевищують струм уставки розчеплювача (встановлюється залежно від натягу пружини 4), якір 3 притягається до сердечника 1 і своїм бойком ударяє по скобі відключаючого засобу 6 механізму вільного розчіплювання автоматичного вимикача. Для непрямого контролю працездатності розчеплювача на його магнітопроводі передбачена контрольна котушка 5, що, маючи значне число витків при малому струмі створює в магнітопроводі розчеплювача такий же магнітний потік, як і силова шина - обмотка 2 при протіканні по ній струму к.з. Перевірку працездатності

розчеплювача здійснюють натисканням відповідної кнопки, внаслідок чого, котушка 5 підключається до джерела змінної напруги. Максимальні розчеплювачі, застосовувані в автоматичних вимикачах серії АЗ7ХХ не мають пристроїв регулювання уставки спрацьовування і перевірочних котушок. Вони налаштовуються на певний струм спрацьовування.

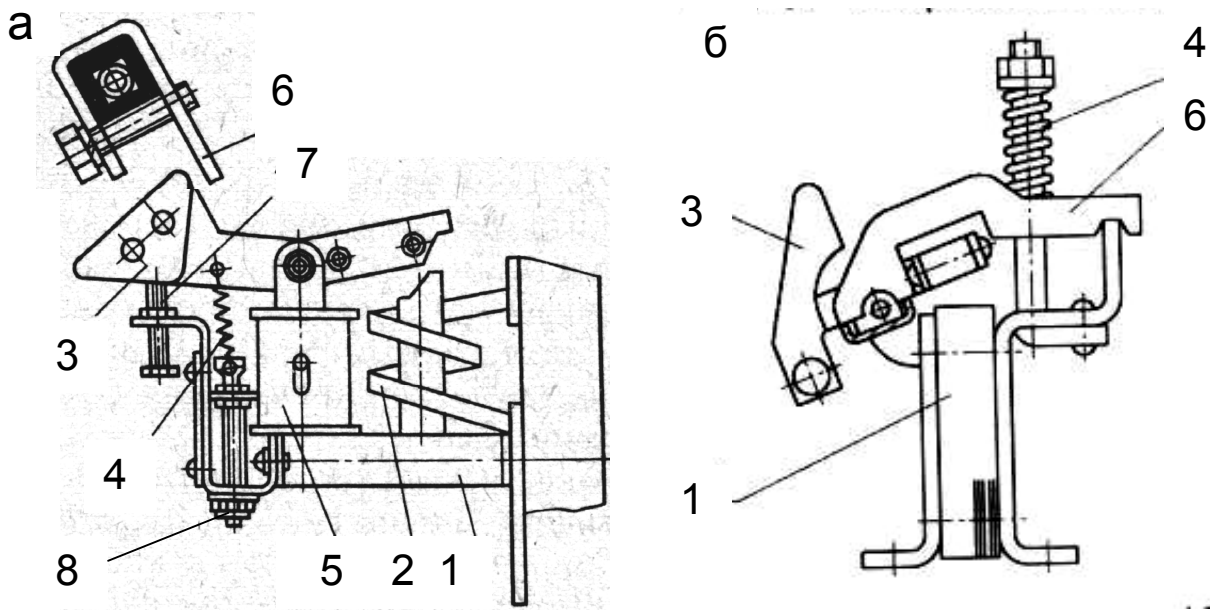


Рисунок. 2.2 – Улаштування електромагнітного максимального розчеплювача автоматичного вимикача АВМУ (а); АЗ7ХХ (б; робоча обмотка не показана) 1- магнітопровід; 2 – робоча обмотка (силова шина фази мережі); 3 – яркір; 4- пружина; 5 – перевірочна обмотка; 6 - скоба механізму вільного розчеплювання АВ; 7- упор; 8- гвинт регулювання уставки захисту

До переваг максимальних розчеплювачів варто віднести простоту конструкції, надійність, високу швидкодію. Недолік - значні відхилення величини струму спрацьовування, викликані нестабільністю параметрів сталевих пружин.

Швидкість спрацьовування максимального струмового розчеплювача і механізму вільного розчеплювання автоматичного вимикача типу АЗ7ХХ дозволяють віднести цей вимикач до категорії струмообмежуючих.

Струмообмежуючий вимикач – це вимикач, у якого власний час відключення $t_{відкл}$ є таким, що струм в колі, що захищається, не встигає досягнути сталого значення $I_{к.з.}$, і відключаємий струм $I_{відкл.}$ є меншим, ніж той, що був би в колі в разі відсутності вимикача (рис. 2.3).

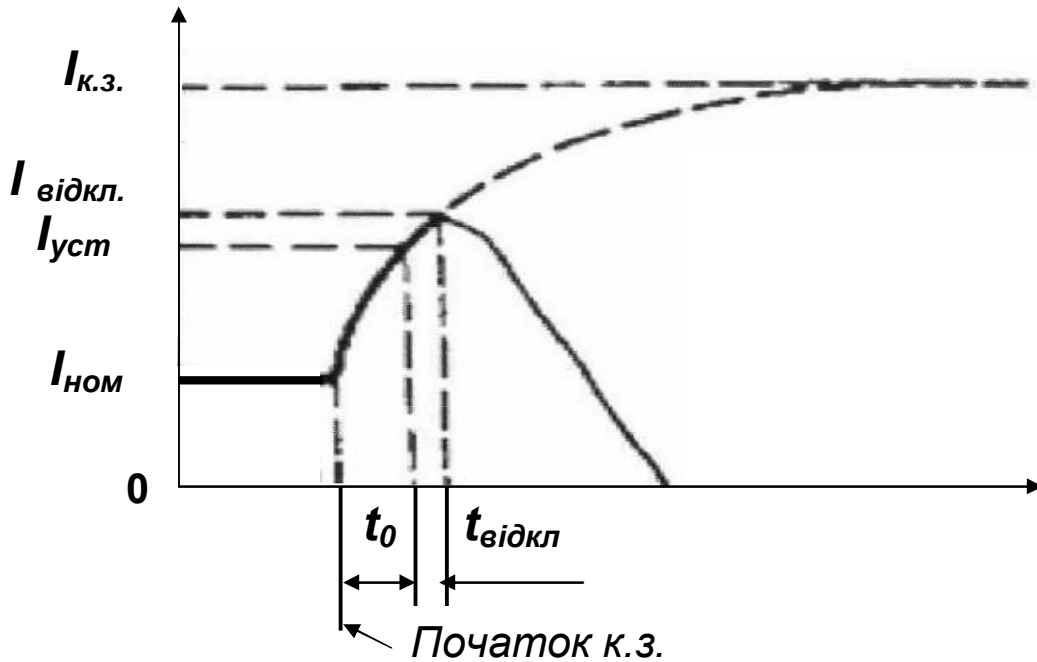


Рисунок 2.3 – Струмові параметри струмообмежуючого автоматичного вимикача

2.1.2 Улаштування і властивості засобів максимального струмового захисту з регулюванням уставки спрацьовування

Найпростіший принцип визначення струмового перевантаження силового електричного приєднання полягає в порівнянні величини струму цього приєднання з наперед заданою уставкою. Це дає можливість формування команди на захисне відключення мережі в разі перевищення її струмом величини уставки захисту. Розрахунок такої уставки струмового захисту виконують у залежності від специфіки об'єкта контролю. Якщо струмовий захист застосовується в складі пускача і контролює кабельне приєднання, що відходить до асинхронного двигуна, то розрахунковий струм уставки $I_{уст.p}$ визначають за формулою:

$$I_{уст.p} = 1,2I_{пуск}, \quad (2.1)$$

Максимальний струмовий захист автоматичного вимикача повинен дозволити ввімкнути споживач дільниці з максимальним пусковим струмом двигуна ($I_{пуск.max}$) за умови, що всі інші двигуни споживачів ввімкнені:

$$I_{уст.p} = 1,2(I_{пуск.m} + \sum I_{н.інш.}), \quad (2.2)$$

де $I_{пуск.}$ – пусковий струм двигуна, (сукупності двигунів), підключеного до пускача; $I_{пуск.max}$ – пусковий струм двигуна найбільшої потужності; $\sum I_{н.інш.}$ – сума номінальних струмів інших двигунів ділянки.

Надалі приймають уставку максимального струмового захисту, найближчу до розрахункового значення.

Оскільки до виходу силового комутаційного апарата, розрахованого на певний номінальний струм, можуть бути підключені електродвигуни як відповідної, так і меншої потужності, виникає необхідність застосування засобу максимального струмового захисту з достатньо широким діапазоном регулюванням уставок спрацьовування.

У сучасних рудникових низьковольтних комутаційних апаратах (автоматичних вимикачах, станціях управління, пускачах) застосовують напівпровідниковий максимальний захист типу ПМЗ, а в апаратах застарілої конструкції - універсальний максимальний захист УМЗ.

Принципова схема захисту ПМЗ наведена на рис. 2.4. В якості перетворювача сигналів захисту в ПМЗ прийняті трансформатори струму $TA1 - TA3$, вторинні обмотки яких з'єднані в зірку. Паралельно обмоткам цих трансформаторів приєднані резистори R . Ці ж трансформатори використовуються як джерела живлення виконавчого органу захисту - електромагнітного поляризованого реле K . Вимірювальна частина схеми включає трифазний випрямляч (діоди $V7, V8, V9$) і діляник напруги на резисторах $R4 - R7$. В якості логічного органу застосоване напівпровідникове реле, що складається із стабілітрона $V11$, діода $V12$, резисторів $R8, R9$, конденсаторів $C1, C2$, тиристорів $V13; V14$. Контакти $K1$ поляризованого реле K включають у коло котушки контактора в магнітних пускачах або в коло нульового розчеплювача в автоматичних вимикачах, контакти $K2$ цього ж реле включають у коло сигнальної лампи. Поляризоване реле K виконує також роль блокувального органу, тому що після спрацьовування його якір залишається в притягнутому стані. Повернення реле K (деблокування) у вихідний стан здійснюють подачею напруги на його додаткову обмотку від трансформатора власних потреб силового комутаційного апарата при натисканні відповідної кнопки, штовхальник якої розташований зовні силового комутаційного апарата. Паралельно реле K можна підключати резервний виконавчий орган. В автоматичних вими-

качах для цього використають незалежний розчеплювач $QF1$ (рис. 2.5).

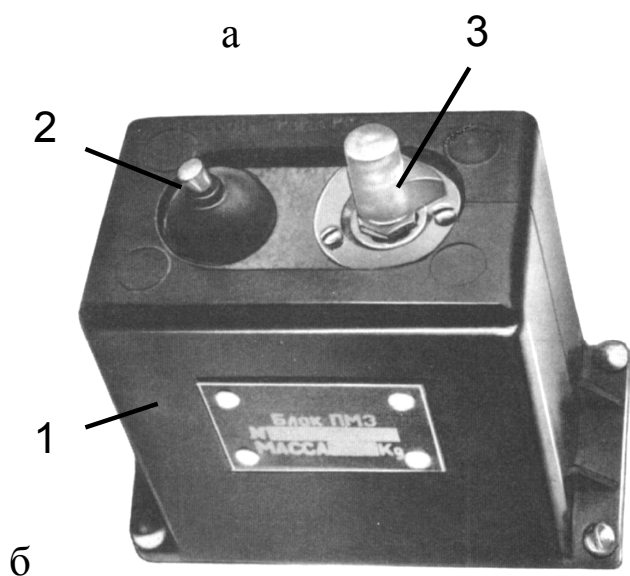
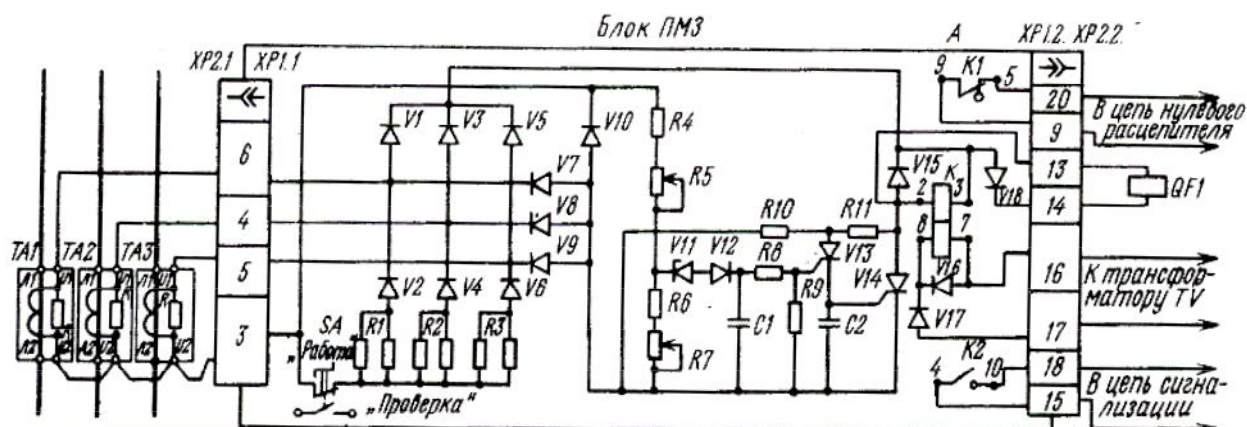


Рисунок 2.4 –
Напівпровідниковий
максимальний захист ПМЗ
а - принципова схема;
б – зовнішній вигляд пристрою
ПМЗ
1- корпус; 2- тумблер «Робота –
Перевірка»;
3 – регулятор уставок

Струм спрацьовування (уставку) захисту регулюють змінним резистором $R5$, підключеним в коло дільника напруги. Змінний резистор $R7$ використають у якості налаштовувального.

При виникненні в мережі, яка знаходиться під захистом, струму, що перевищує уставку захисту, напруга на резисторах $R6 - R7$ дільника перевищує величину напруги стабілізації стабілітрона $V11$. В результаті, на управляючий електрод тиристора $V13$ подається струм. Тиристри $V13$ і $V14$ відпираються і комутують котушку реле K , яке перемиканням своїх контактів призводить до відключення відповідного силового комутаційного апарату.

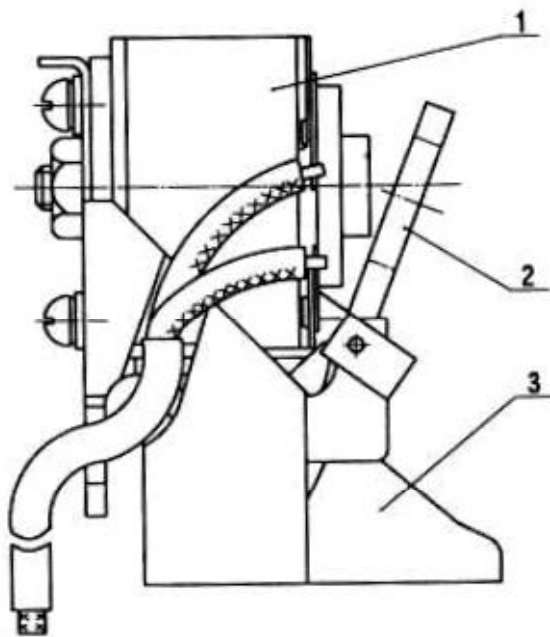


Рисунок 2.5 – Улаштування незалежного електромагнітного розчеплювача автоматичного вимикача А37ХХ

- 1 – електромагніт з обмоткою;
- 2 – якір;
- 3 – скоба механізму вільного розчеплювання

Перевірку працездатності захисту виконують при пуску електродвигуна. Для цього перемикач SA встановлюють у положення «Перевірка», при якому загальна точка випрямляча ($V2, V4, V6$) з резисторами ($R1 - R3$) буде від'єднана від вторинних обмоток трансформаторів струму ($TA1 - TA3$). В цьому разі на вимірювальну частину схеми напруга подається не з паралельно з'єднаних резисторів R і $R1; R$ і $R2; R$ і $R3$, а з резисторів R , що підвищують чутливість захисту. У результаті цього засіб спрацюватиме від пускового струму двигуна, підключеного до виходу силового комутаційного апарата.

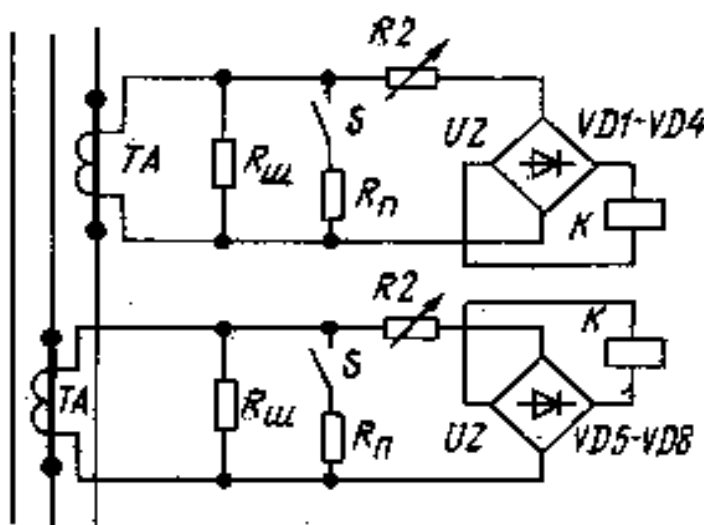


Рисунок 2.6 – Принципова схема максимального струмового захисту УМЗ

Електрична схема пристрою захисту УМЗ зібрана в єдиному блоці, утворена двома ідентичними каналами контролю струмів двох різних фаз трифазної мережі (рис. 2.6) [16; 32].

Струм вторинної обмотки трансформатора струму створює на шунтуючому колі з опором $R_{ш}$ напругу, що подається на мостовий випрямляч $VD1-VD4$ ($VD5-VD8$), навантажений реле K . Отже, вико-

навче реле K в кожному каналі приєднується до схеми як реле напруги. Струм випрямленої напруги в його обмотці змінюється за експоненціальним законом з постійною часу, що визначається співвідношенням активних опорів елементів схеми та індуктивності котушки реле K . Параметри резисторів і котушок реле K обрані такими, що магнітний потік в магніто проводі при перехідних процесах в мережі, обумовлених комутаціями силових приєднань (асинхронних двигунів), не досягає порога спрацьовування реле. Це дозволяє налаштувати захист УМЗ по струму, що не набагато перевищує пусковий струм електродвигуна споживача ($I_{уст} = 1,1I_{пуск}$) і цим значно розширювати зону дії захисту.

Потрібні уставки спрацьовування УМЗ (додаток 1; додаток 2) встановлюють резисторами $R2$ змінного опору. Працездатність захисту перевіряють по черзі для кожного каналу шляхом відключення резисторів R_n . Від цього збільшується опір кола, приєданого паралельно вторинній обмотці відповідного трансформатора струму TA . У наслідок підвищення напруги на котушці реле K захист УМЗ спрацьовуватиме від пускового струму асинхронного двигуна силового приєднання, що захищається.

У пристрої УМЗ застосоване механічне блокування якоря виконавчого реле, що перешкоджає поверненню якоря реле у вихідний стан після спрацьовування захисту. Деблокування УМЗ виконує персонал натисканням на кнопку деблокування відповідного каналу захисту, розташовану на лицьовій панелі корпусу блоку УМЗ.

Графік залежності власного часу спрацьовування захистів УМЗ і ПМЗ від кратності струму короткого замикання до струму уставки (рис. 2.7) показує, що швидкість спрацьовування виконавчого реле значно збільшується із збільшенням співвідношення вказаних струмів. Тому на практиці прийнята уставка максимального струмового захисту $I_{уст.пр}$ пускача має бути значно меншою розрахункового струму двофазного короткого замикання $I_{кз}^{(2)}$ на ввіді асинхронного двигуна відповідного силового приєднання. Граничне співвідношення цього струму і прийнятої уставки МСЗ є коефіцієнтом чутливості k_u максимального струмового захисту і описується виразом:

$$k_u = (I_{кз}^{(2)} / I_{уст.пр}) \geq 1,5, \quad (2.3)$$

В разі, якщо розрахований коефіцієнт чутливості МСЗ є меншим припустимого значення ($k_u < 1,5$), слід вжити заходів до підвищення

розрахункової величини двофазного короткого замикання $I_{кз}^{(2)}$ на вводі асинхронного двигуна силового приєднання пускача шляхом застосування гнучкого кабелю між пускачем і асинхронним двигуном меншої довжини, або підвищеного перерізу, оскільки зменшення прийнятої уставки максимального струмового захисту пускача не є можливим через можливість доведення її величини до рівня, меншого, ніж пусковий струм двигуна силового приєднання, що захищається.

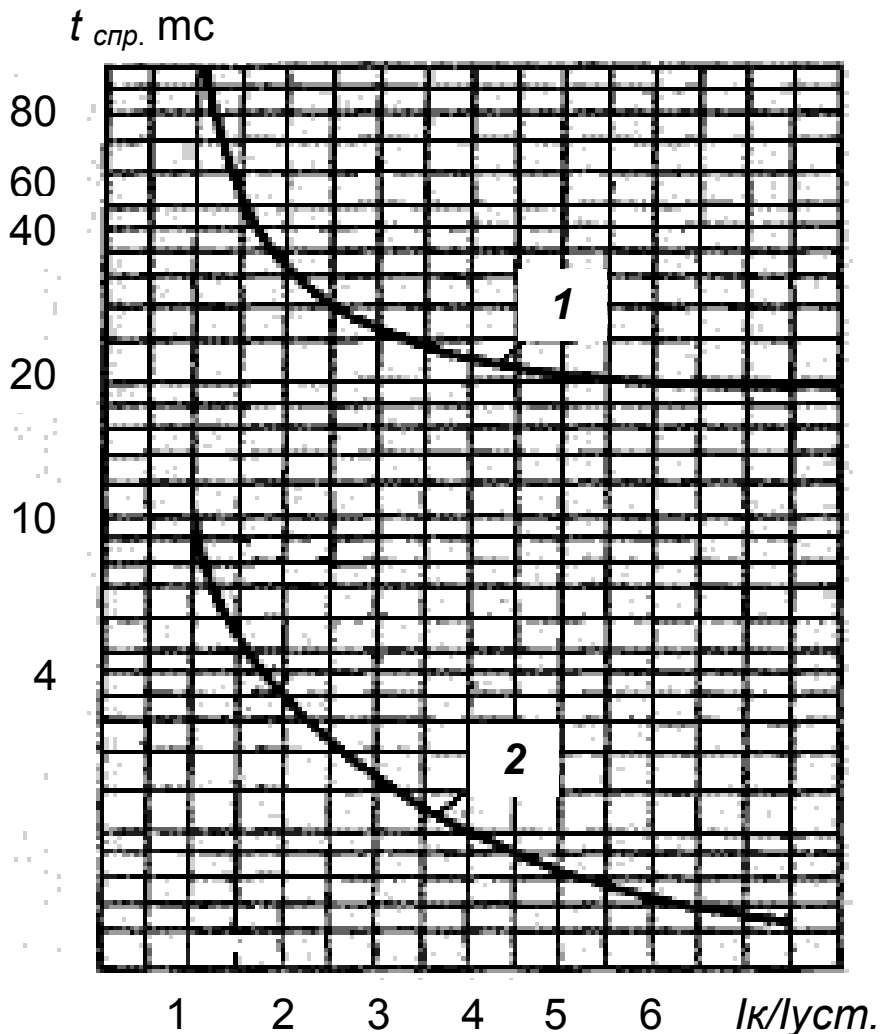


Рисунок 2.7 – Графіки залежності власного часу спрацьовування блоків УМЗ (1) і ПМЗ (2) від кратності струму к.з. до струму уставки

Розглянуті технічні рішення передбачають певний термін спрацьовування захисту, під час якого струмопостачання (і відповідне теплове перевантаження) аварійного силового приєднання буде підтримуватись. Враховуючи наявність небезпеки вибуху метаноповітряної суміші в умовах шахти від спалаху в місці виникнення ко-

роткого замикання, принципово важливою складовою захисної функції слід вважати запобігання відкритого іскро – і дугоутворення, спроможного викликати цей вибух. Прискорення у визначенні режиму короткого замикання може бути отримане на основі виміру швидкості зміни струму у контрольованій мережі. Реалізація цього принципу може бути виконана у різний спосіб, як шляхом безпосереднього визначення швидкості наростання струму в мережі і порівняння цього параметру з контрольною величиною, так і опосередковано.

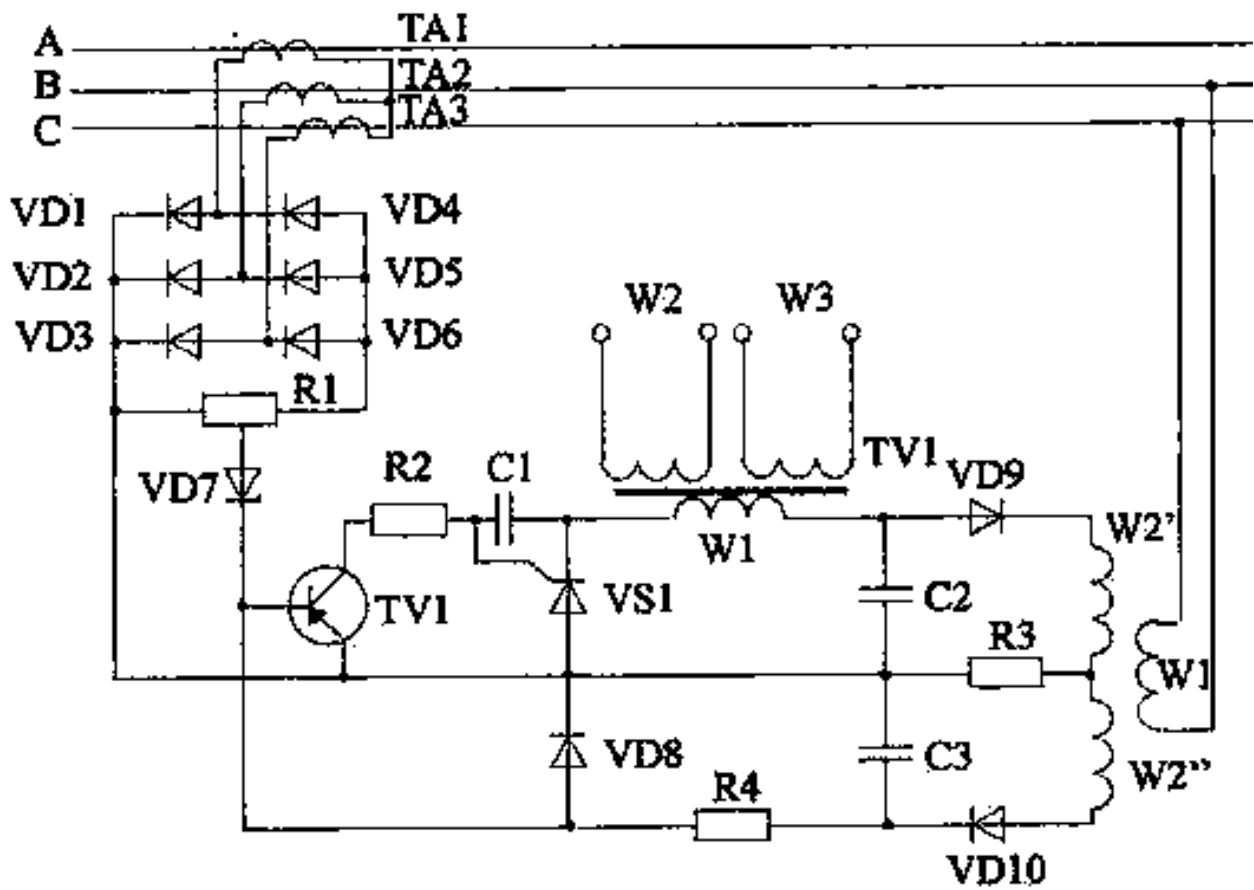


Рисунок 2.8 – Схема швидкодіючого максимального струмового захисту типу БМЗ з функцією реакції на швидкість наростання струму в мережі

Прикладом реалізації функції контролю швидкості наростання струму в мережі є схема швидкодіючого струмового захисту БМЗ, де передбачена реакція стабілітрона *VD7* на величину падіння напруги (що є функцією швидкості наростання струму мережі) на резисторі *R1* навантаження мостового випрямляча *VD1-VD6* (рис. 2.8) [33]. В інший спосіб процес підвищення струму в промисловій трифазній мережі може бути встановлений шляхом визначення зміщення моменту (точки) співпадіння миттєвих значень струмів суміжних фаз (i_A та

i_B , відповідно до рис. 2.9). Діаграма електричних параметрів вказує на наявність переміщення у часі цієї точки в процесі підвищення струму трифазної мережі (часовий інтервал ΔT перетворюється в імпульс напруги U_1 пропорційної амплітуди, яка порівнюється з опорною наругою U_{on}) [34]. Отже, її аварійний стан може бути визначений раніш, ніж струм досягне амплітудного рівня, або діючого значення.

Іншим способом реагування на швидкість наростання струму є вимір терміну проходження його або пропорційної струмові напруги між двома фіксованими рівнями U_{on1} та U_{on2} (рис. 2.10) [35-37]. Підвищена інтенсивність зростання струму відповідає співпадінню за часом інтервалів існування імпульсу U_9 (перевищення напругою U_7 , що пропорційна струму мережі, граничного значення U_{on2}) і імпульсу U_{11} обмеженої тривалості, сформованого в момент, коли напруга U_7 дорівнює напрузі U_{on1} . Цей спосіб не потребує витримки часу на вимір амплітуди, або дієвого значення струму мережі і тому є принципово придатним для визначення процесу короткого замикання дільничної мережі на початковій стадії.

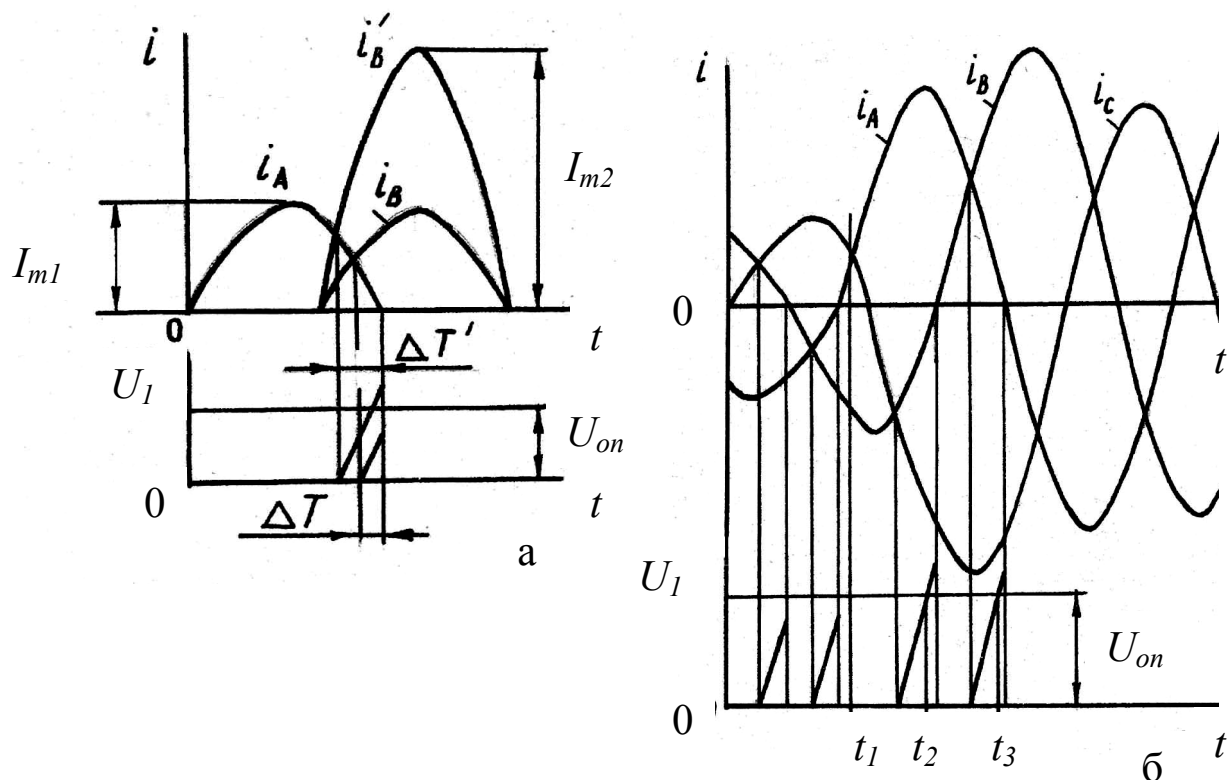


Рисунок 2.9 – Діаграми електричних параметрів засобу визначення зміщення моменту спів падання миттєвих значень струмів суміжних фаз трифазної електромережі:

а – струмове перевантаження мережі;

б – трифазне коротке замикання (трифазна система струмів з боку живлячої трансформаторної підстанції)

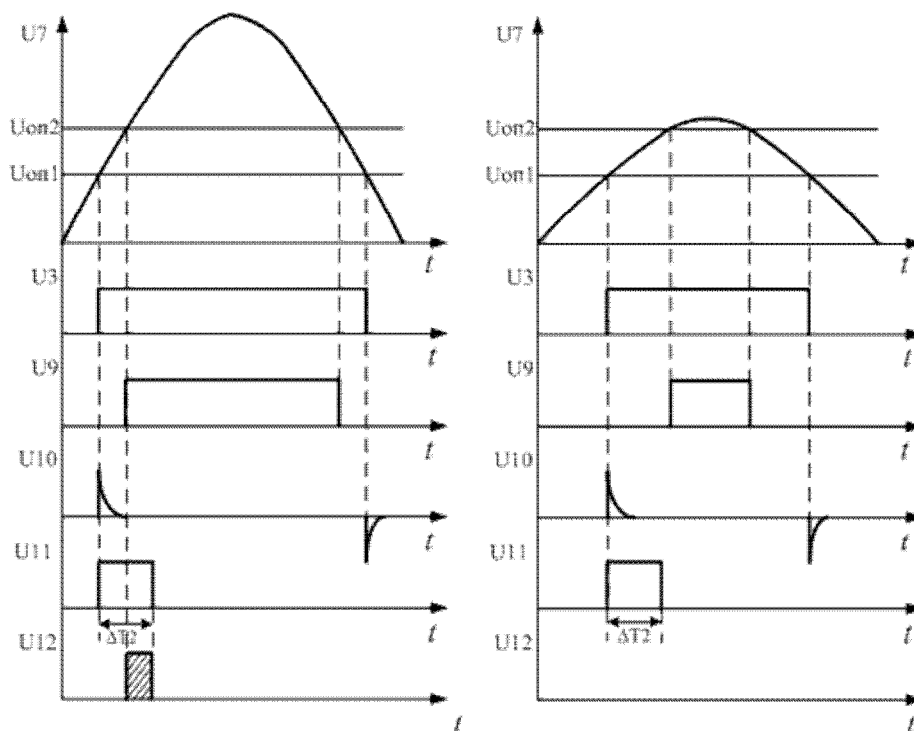


Рисунок 2.10 - Часові діаграми параметрів при визначенні інтенсивності зростання фазного струму мережі

Поряд з розглянутими властивостями засобів виявлення аварійного стану промислової трифазної електромережі наявність процесу міжфазного короткого замикання може бути встановлена за фактом стрибкоподібної зміни фазового зсуву φ фазного струму (відносно фазної напруги) у зв'язку з відповідною зміною співвідношення активних та індуктивних складових електричного приєднання через відокремлення внаслідок короткого замикання частини його активно-індуктивних опорів (відрізок кабелю між точкою к.з. і двигуном, а також, - сам асинхронний двигун).

Однак, слід мати на увазі, що причиною збільшення (di/dt) може бути декілька впливових факторів (пуск АД; стопоріння приводу технологічної установки відповідного силового приєднання та ін.), а причиною стрибкоподібної зміни фазового зсуву φ фазного струму відносно фазної напруги може бути приєднання, або відключення асинхронного електроприводу споживача ділянки з відповідним кабелем живлення. Це потребує точного налаштування захисних засобів для ідентифікації динамічного процесу зміни електричних параметрів мережі як коротке замикання. Зокрема, стрибкоподібний фазовий зсув φ фазного струму варто використовувати як команду на

вимір di/dt і в якості підтвердження наявності короткого замикання в силовому приєднанні в разі, якщо величина швидкості наростання струму буде знаходитись в межах, визначених відповідно до режиму к.з. відповідного приєднання [35, 36].

2.2 Обмеження струмового перевантаження як захід запобігання спалаху гнучких кабелів при їх міжфазному ушкодженні

2.2.1 Улаштування і захисна функція гнучких кабелів з параметрами вибухопожежобезпеки

Нестационарність розташування електротехнічного обладнання технологічних установок шахтних дільниць обумовлює необхідність застосування гнучких кабелів для передачі електроенергії до силових введів асинхронних двигунів. Однак, відсутність металеві броні створює сприятливі умови для механічного пошкодження гнучкого кабеля. Це обумовлює виникнення коротких замикань, супроводжуваних значним підвищенням струму. Такі струмові перевантаження є причиною перегріву ізоляції жил в колах короткого замикання, виникнення міжфазного дугоутворення і спалаху.

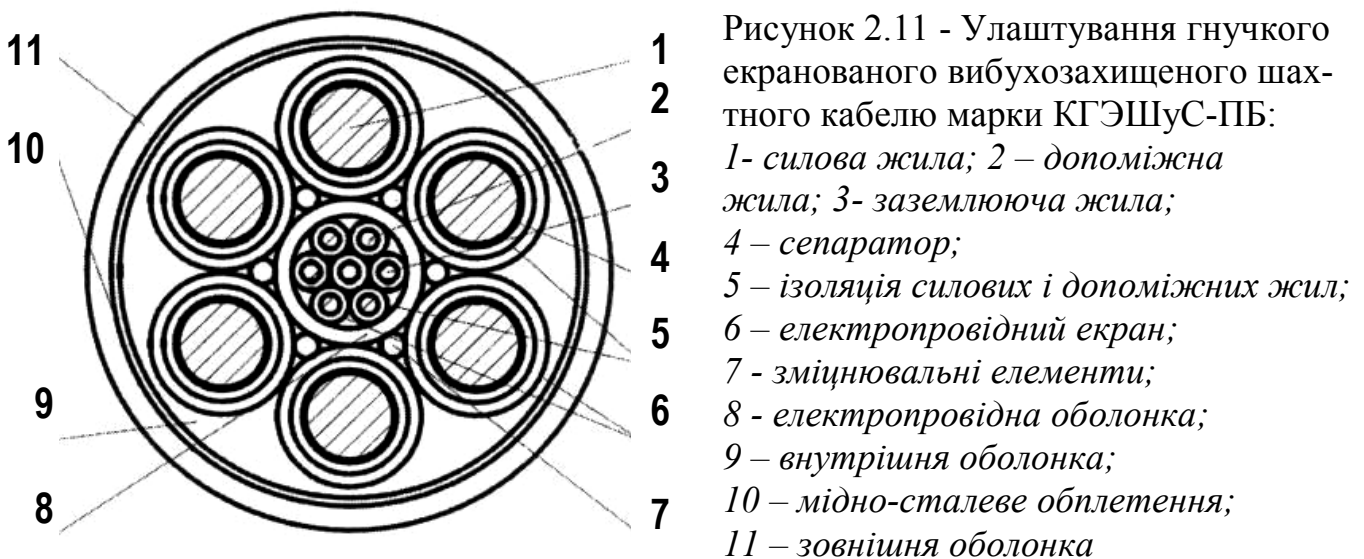
Встановлено [38], що в разі виникнення електричної дуги під оболонкою кабеля температура нагріву її поверхні є випадковою величиною, розподіленою за нормальним законом Гаусса, а довірчий інтервал з ймовірністю $p = 0,99$ складає 87°C . При цьому в разі виникнення міжфазної дуги оболонка кабеля ушкоджується підвищеним тиском, що також є випадковою величиною, розподіленою за нормальним законом Гаусса з довірчою ймовірністю $p = 0,95$ і знаходиться в інтервалі $0,02 - 1,18$ МПа.

Статистика аварій [38] свідчить, що причиною спалахів понад 40% гнучких кабелів у шахтах є міжфазні короткі замикання їх силових жил. Саме вплив на кабель засобів механізації видобувної дільниці призводить до ушкодження захисної шлангової оболонки і ізоляції з одночасним замиканням жил на землю або між собою. Такі аварійні стани виникають як при зовнішньому пошкодженні оболонки, так і в разі її зовнішнього стиснення, що супроводжується розчавленням ізоляції силових жил, зокрема, при їх притисненні до неізольованої заземлюючої жили (див. рис. 1.14). Отже, шахтні гнучкі екрановані кабелі

є єдиним електротехнічним виробом в системі електропостачання, які не віднесені до вибухозахищеного електрообладнання.

Впливовим фактором щодо вибуху метано-повітряної суміші є створення джерела достатньої теплової енергії в точці ушкодження кабелю. Тому заходами запобігання виникненню даної небезпеки є обмеження часу існування струмового перевантаження і обмеженні величини струму перевантаження в колі короткого замикання.

Вимогам забезпечення вибухопожежобезпеки відповідає шахтний екранований гнучкий зміцнений кабель підвищеної безпеки марки КГЭШуС-ПБ (рис. 2.11) у якому передбачено шість силових жил *1*, тобто – розщеплення кожної фази на дві жили [38]. Особливістю конструкції кабелю є, також, розщеплення заземлюючої жили на три жили, кожна з яких покривається електропровідним полівінілхлоридним пластикатом (електропровідним екраном) *б*. Оболонка скручування допоміжних жил і електропровідні екрани *б* основних жил *1* виконані також із електропровідного полівінілхлоридного пластикату.



Конструкція цього кабелю унеможливорює одночасне пошкодження обох жил фази при їх стисненні, оскільки силові провідники кожної фази розгалужені в просторі. Тому аварійний стан буде відзначатися замиканням між окремими гілками фазних провідників (рис. 2.12). Це дозволяє знижувати величину струму двофазного короткого замикання в 1,3 – 1,8 разу відносно величини струму короткого замикання в трифазному кабелі (рис. 2.13), що досягається шунтуванням дугового проміжку непошкодженою жилою цієї ж фази, встановлено, що при дугових процесах в кабелі продукти термічного

розкладання ізоляційного полівінілхлоридного пластику знижують тривалість горіння електричної дуги до 30 мс, а сама оболонка кабелю може витримати внутрішній тиск у 2,0 МПа. Ці властивості дозволяють уникнути спалаху кабелю в разі утворення в ньому кола двофазного короткого замикання (через пошкодження ізоляції силових жил унаслідок зовнішнього стиснення) у термін - від початку к.з. до спрацювання максимального струмового захисту. Однак, важливим є запровадження засобів підвищення швидкості визначення і знеструмлення короткого замикання в кабельній мережі шахтної технологічної ділянки.

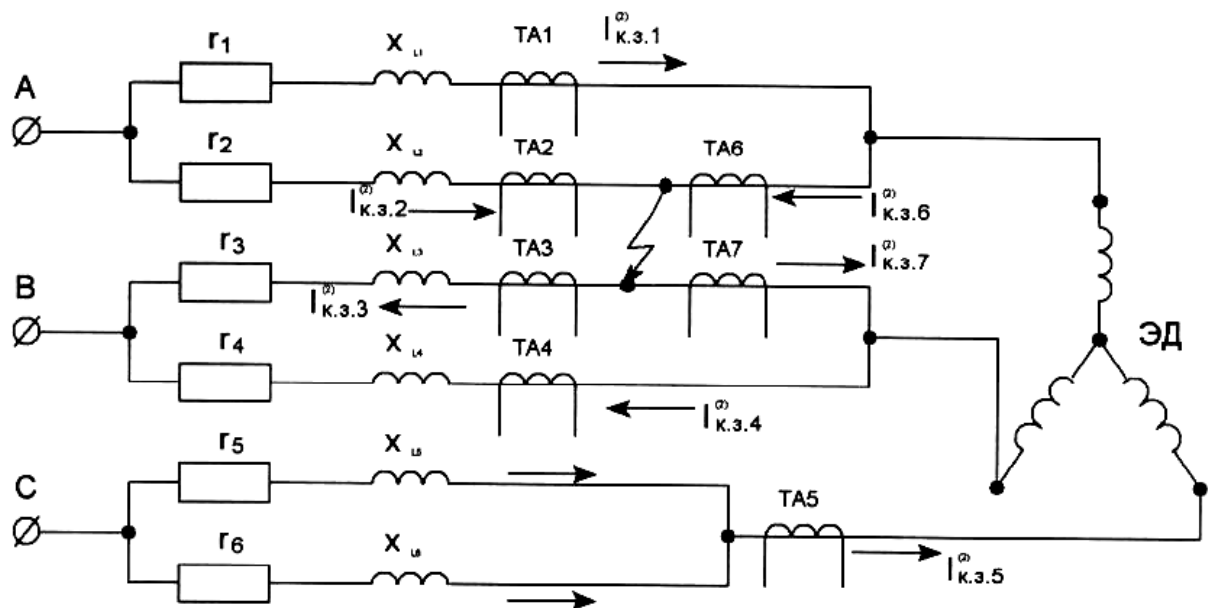


Рисунок 2.12 – Схема електропостачання споживача при застосуванні кабелів КГЭШУС-ПБ в стані виникнення міжфазної ланки короткого замикання

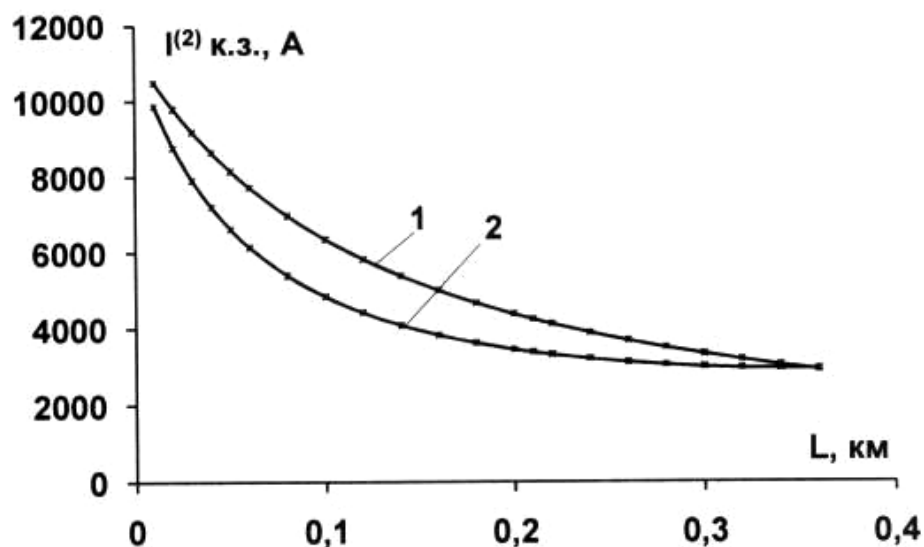


Рисунок 2.13 – Криві струмів короткого замикання в кабелях КГЭШ 3x50 (1) і КГЭШУС-ПБ 6x25 (2) в залежності від довжини L кабелю [D2]

2.2.2 Принципи автоматичного обмеження струму короткого замикання

Існуючі технічні засоби максимального струмового захисту шахтних дільничних електромереж засновані на порівнянні струму в приєднанні, що захищається, з наперед розрахованою величиною струмової уставки, тобто, потребують розрахунку і вибору уставки максимального струмового захисту. Цей принцип відрізняється простотою реалізації, але має певні недоліки:

- ймовірність помилки персоналу при визначенні і регулюванні уставки спрацьовування захисту;
- деяка затримка у часі спрацьовування захисту, обумовлена терміном досягнення величиною контрольованого струму величини уставки спрацьовування захисту і живлення аварійного приєднання струмом короткого замикання на протязі терміну визначення стану к.з. і захисного відключення.

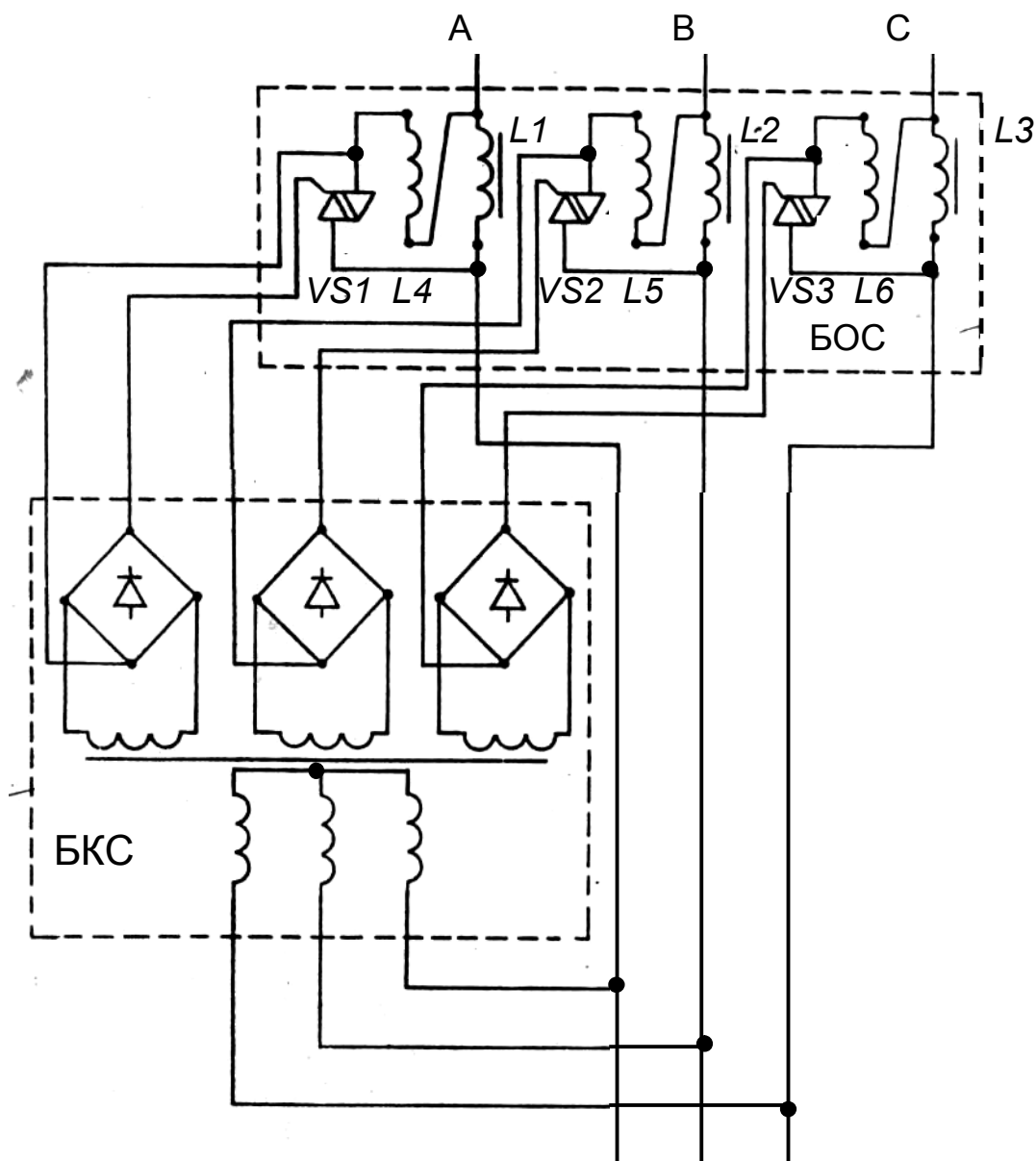
У той же час, в промисловості може бути застосований альтернативний спосіб максимального струмового захисту, заснований на визначенні аварійного стану шляхом виміру швидкості наростання струму в мережі і автоматичного обмеження величини струму на протязі визначення аварійного стану і захисного відключення силового приєднання.

Принцип автоматичного обмеження струму в силовому приєднанні пояснюється схемою (рис. 2.14) [39]. Пристрій вміщує керований реактор (в блоці обмеження струму БОС), підключений в фази мережі між джерелом живлення і приєднанням, що захищається. При нормальному режимі експлуатації через ввімкнені зустрічно робочі обмотки $L1$; $L2$; $L3$ і обмотки управління $L4$; $L5$; $L6$ фаз реактора протікає номінальний струм лінії. У цьому випадку, оскільки робочі обмотки і обмотки управління є геометрично сумісними в просторі і охоплюють певний переріз магнітного кола, матиме місце повна компенсація їх магнітних потоків. Індуктивний опір реактора в цьому випадку дорівнюватиме нулю. Падіння напруги на реакторі буде визначатися виключно величиною активного опору обмоток, який є незначним.

В разі виникнення короткого замикання в лінії зникають керуючі сигнали з виходів блоку контролю струму БКС і обмотки управління відключаються напівпровідниковими ключами (симісторами) $VS1$ – $VS3$. При цьому має місце миттєва розкомпенсація магнітних потоків

обмоток. Магнітні потоки робочих фазних обмоток суттєво збільшуються і цим миттєво підвищується їх індуктивний опір. Застосування керованого реактора дозволяє в автоматичному режимі стрибкоподібно підвищити опір фаз електричного приєднання з колом короткого замикання і цим зменшити струм в цьому приєднанні до величини, співрозмірної з робочим струмом.

Мережа (від джерела електроживлення)



Приєднання, що захищається

Рисунок 2.14 – Схема засобу автоматичного обмеження струму короткого замикання

Швидкодія захисту дозволяє виконати струмообмежуючий вплив навіть на ударний струм к.з. (що виникає не пізніше 2-го періоду частоти мережі після моменту виникнення к.з.).

2.3 Проблематика захисту від міжфазних замикань через опір електричної дуги

Специфічним аварійним станом силового електроустаткування є міжфазне дугоутворення внаслідок ушкодження міжфазної ізоляції. Цей стан не є типовим при експлуатації гірничо-шахтного електроустаткування, але він є ймовірним і являє собою небезпеку за фактором створення умов виникнення пожежі або вибуху метано-повітряної суміші в умовах шахти. У подальшому, у міру розповсюдження дугоутворення, він перетворюється на міжфазне коротке замикання. Але само міжфазне дугоутворення (дугове замикання) не може бути виявлене існуючими засобами максимального струмового захисту, оскільки опір електричної дуги не є нульовим, а є спів розмірним з опором силового навантаження кабельного відгалуження (наприклад, опором статора асинхронного двигуна).

Побудова засобу автоматичного захисту від міжфазного дугоутворення основана на керуванні уставкою струмового захисту АД споживача на етапі його пуску (рис. 2.15) [40].

На початку пуску асинхронного двигуна блок завдання уставки (БЗУ) формує уставку струму, що перевищує величину пускового струму двигуна. Вихідний параметр датчика швидкості (ДШ) порівнюється в блоці порівняння (БП1) з опорною напругою, утвореною блоком завдання рівня (БЗР1), що дорівнює вихідній напрузі ДШ при досягненні двигуном близької до номінальної кутової швидкості ротора. В разі $U_{ш} \geq U_1$, на виході БП1 формується команда U_3 на зменшення уставки струмового захисту, яка надходить через елемент АБО (DI) на вхід БЗУ. Уставка захисту зменшується до величини, декілька (на 20% - 50%) більшої за номінальний струм асинхронного двигуна, що дає можливість реагувати на струмове перевантаження, сумісне за величиною з номінальним струмом споживача (двигуна).

Засіб забезпечує захист і від нездійсненого пуску. Ця функція відпрацьовується наступним чином. Вихідна напруга датчика швидкості надходить на вхід інтегратора і забороняє його роботу. В разі нездійсненого пуску інтегратор підвищує свою напругу, яка порівню-

ється з вихідною напругою другого блоку завдання рівня (БЗР2) В разі $U_{int} \geq U_2$ на виході блока порівняння БП2 формується команда U_4 на зменшення уставки струмового захисту, яка надходить через елемент АБО (D1) на вхід БЗУ. В цьому разі уставка захисту змінюється до меншого рівня одразу після встановлення факту нездійсненого пуску (тобто, раніше закінчення терміну пуску асинхронного двигуна). Оскільки зменшена уставка є меншою, ніж пусковий струм двигуна, матиме місце захисне відключення автоматичного вимикача.

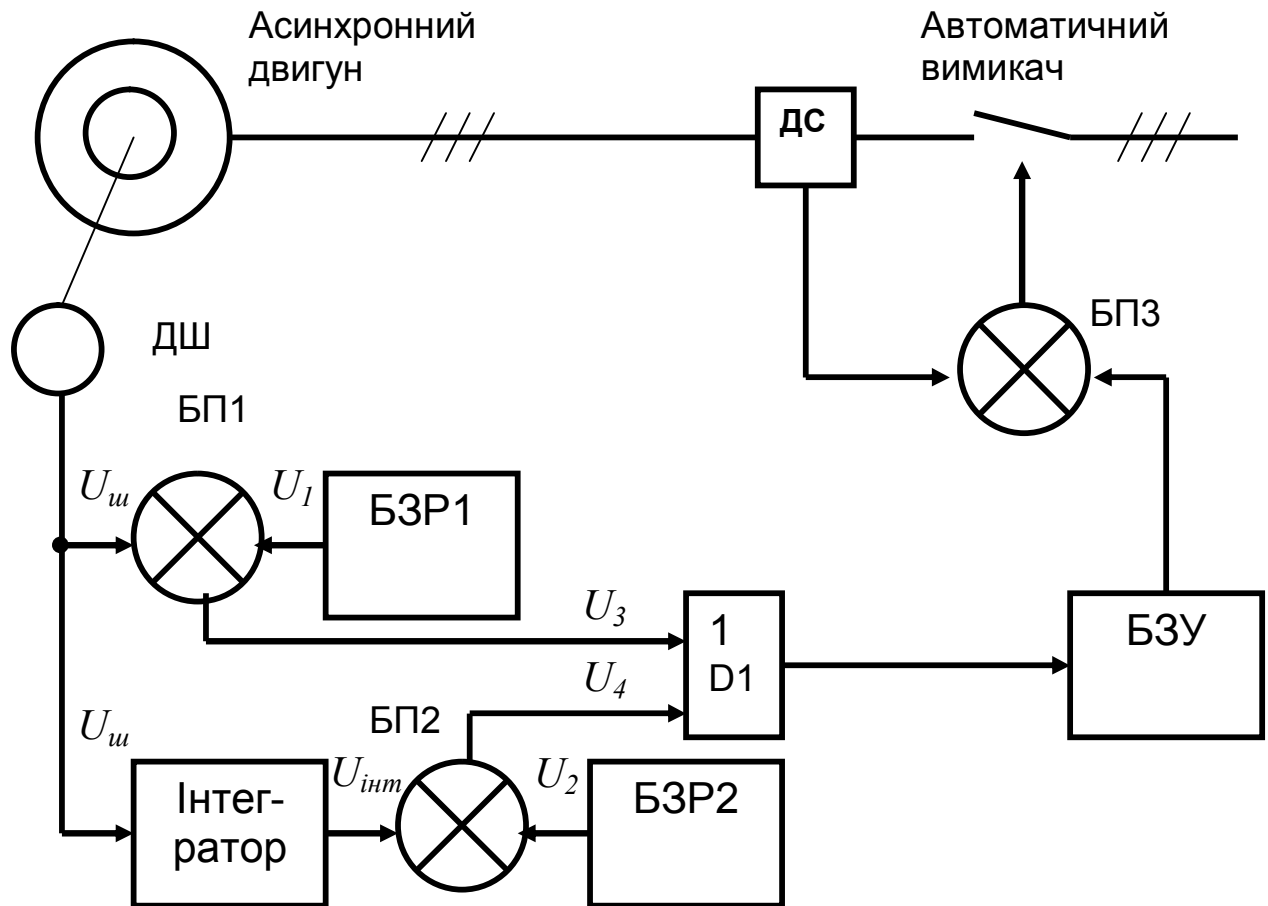


Рисунок 2.15 – Структурна схема засобу захисту від дугових замикань в мережі живлення асинхронного двигуна і нездійснених пусків

Процес міжфазного дугоутворення в кабелі живлення асинхронного двигуна може бути виявлений і технічними засобами з боку його статора шляхом визначення різниці величин лінійних струмів у трифазній схемі статора з подальшим роз'єднанням цієї трифазної схеми і приєднанням обмотки однієї з фаз статора двигуна до його заземленого корпусу через резистор активного опору. За умови застосування апарату захисту від витоків струму на землю (АЗУР) цим забезпечу-

ється швидкодіюче двобічне знеструмлення аварійного місця силового приєднання в дільничному електротехнічному комплексі шахти (водночас із захисним відключенням ЕТК від КТП). Цим має бути досягнуте виконання функції попередження пожежі, обумовленої струмом міжфазного дугового замикання у кабелі живлення АД [26, 41].

Структурна схема відповідного засобу захисту представлена на рис. 2.16. Пристрій захисту передбачає у своєму складі триполюсний апарат комутації (контактор $KM1$) трифазної схеми статора Z_{SA} ; Z_{SB} ; Z_{SC} асинхронного двигуна споживача дільниці.

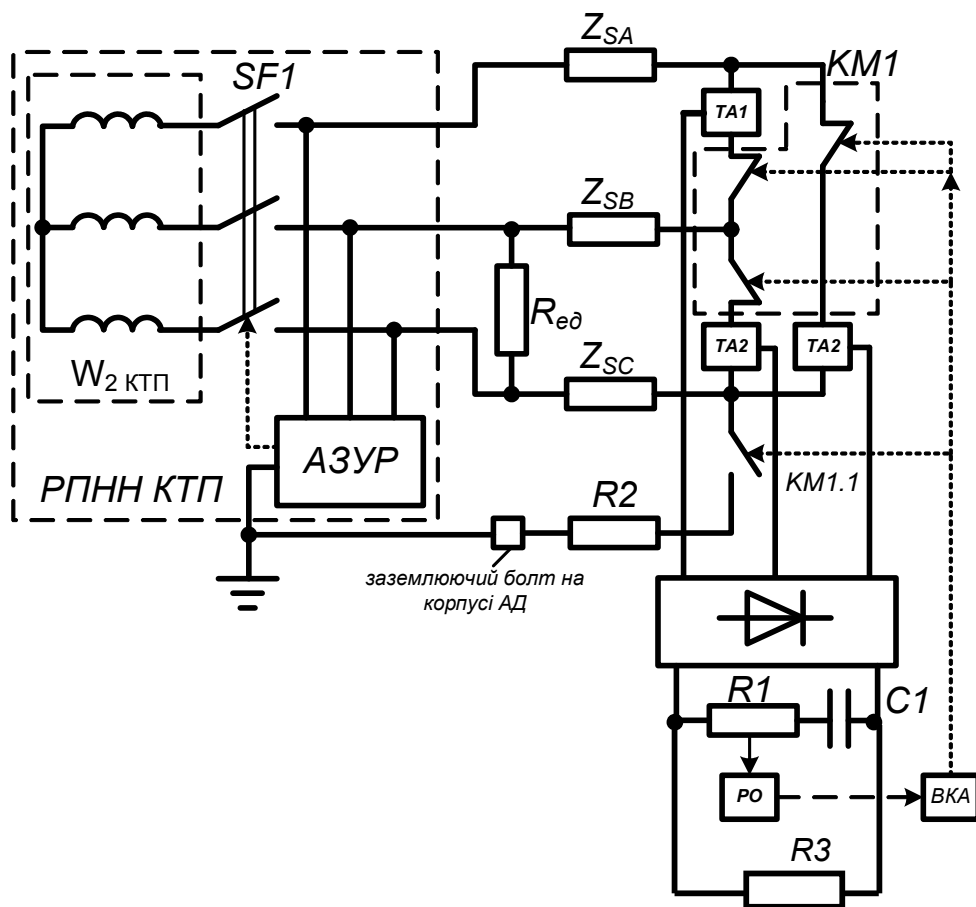


Рисунок 2.16 - Структурна схема засобу відокремлення зворотного енергетичного потоку АД в електротехнічному комплексі дільниці шахти при виникненні міжфазного дугоутворення в кабелі живлення

В колах лінійних струмів статора (у «зірці» статорної обмотки АД) передбачені трансформатори струмів, відповідно, $TA1$; $TA2$; $TA3$, що з'єднані виходами зі входом випрямляча $VC1$. Навантаження цього випрямляча є коло послідовного з'єднання потенціометра $R1$ і конденсатора $C1$ (резистор $R3$ великого опору *ghbrufxytybq* для розряду конденсатора $C1$). Це дає можливість виділити на потенціометрі $R1$

змінну складову випрямленої напруги (з виходу VCI), пропорційної вторинному струму трансформаторів $TA1-TA3$.

У нормальному режимі роботи електротехнічного комплексу, за відсутності дугового замикання в мережі електроживлення асинхронного двигуна всі три лінійні струми його статора, що є з'єднаним у трифазну схему розмикаючими контактами контактора $KM1$, є однаковими. Вторинні струми трансформаторів струму $TA1-TA3$ теж не відрізняються за величиною один від одного. Будучі поданими на випрямляч VCI , вони створюють на резистивному дільнику напруги (потенціометрі $R1$) змінну складову напруги стабільної величини та форми.

В разі виникнення міжфазного дугового замикання (позначено резистором R_0) в мережі живлення асинхронного двигуна, лінійний струм його статора, що контролюється трансформатором струму $TA2$, буде суттєво відрізнитися від інших двох лінійних струмів трифазної обмотки статора. Через це матиме місце наявність імпульсів підвищеної амплітуди у змінній складовій вихідної напруги на резисторному дільнику напруги $R1$ активно-ємнісного навантаження випрямляча VCI . Це має призвести до спрацьовування реагуючого органу (РО) та виконавчого комутаційного апарату ВКА. Замикаючий контакт $KM1.1$ цього апарату приєднає статорну обмотку асинхронного двигуна до його заземленого корпусу (заземлюючий болт) через резистор $R2$, що є створенням штучного витoku струму на землю і через це має призвести до спрацьовування дільничного апарату захисту від витоків струму на землю (АЗУР) в розподільчому пристрої низької напруги дільничної комплексної трансформаторної підстанції (РПНН КТП). За командою останнього відключиться автоматичний вимикач $SF1$ КТП. Водночас з цим, виконавчий комутаційний апарат (ВКА) розірве свої розмикаючі контакти (трифазна система $KM1$), чим розірве трифазну схему з'єднання статорних обмоток двигуна, та унеможливить електроживлення пошкодженого місця мережі від зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна. Цим забезпечується двобічне знеструмлення місця виникнення міжфазного дугоутворення в мережі живлення АД шахтного дільничного електротехнічного комплексу.

В разі виникнення міжфазного дугового замикання в мережі після її відключення за умови знаходження асинхронного двигуна споживача в стані вільного вибігу теж матиме місце неоднаковість лінійних струмів, що контролюються трансформаторами струму $TA1-TA3$.

Це призведе до спрацьовування реагуючого органу РО та виконавчого комутаційного апарату ВКА, який відключенням контактів трифазної контактної групи *КМІ* відокремить зворотний енергетичний потік з боку статора асинхронного двигуна і цим знеструмить місце пошкодження (виникнення міжфазного дугоутворення) в мережі його живлення.

2.4 Автоматичний захист електроустаткування від перегріву внаслідок струмових перевантажень

Перегрів електроустаткування в процесі експлуатації обумовлюється, як правило, проходженням підвищеного струму по силових колах внаслідок перевантаження електродвигунів споживачів. Нагрівання електродвигуна, як і будь-якого фізичного тіла, відбувається за експоненціальним законом і визначається виразом:

$$\tau = \tau_c \cdot (1 - e^{-\frac{t}{T_H}}) + \tau_o \cdot e^{-\frac{t}{T_H}} \quad (2.4)$$

де τ_c ; τ_o – відповідно, кінцеве (стале) і початкове значення перевищення температури двигуна над температурою навколишнього середовища, °С.

Крива охолодження двигуна описується рівнянням:

$$\tau = \tau_c \cdot e^{-\frac{t}{T_{ox}}} \quad (2.5)$$

де T_n ; T_{ox} – відповідно, постійна часу нагрівання і охолодження, двигуна, хв.

Постійна часу нагрівання електродвигуна визначається відношенням теплоємності двигуна (C) до його тепловіддачі (A) у навколишнє середовище. Залежно від конструкції і потужності двигуна параметр T_n перебуває в межах від декількох десятків до 100 і більше хвилин. Параметр τ_c визначається відношенням кількості теплоти (Q), що створюється двигуном в одиницю часу до його тепловіддачі (A). Таким чином, інтенсивність нагрівання двигуна визначається тепловими втратами в його обмотках, тобто величиною струму двигуна.

Захист від струмового перевантаження, зокрема, виконується на основі застосування реле максимального струму як з незалежною, так і з залежною від струму витримкою часу. Струм спрацьовування захисту від перевантаження відлаштовується від номінального струму:

$$I_{с.з} = \frac{k_в}{k_n} \cdot I_H \quad (2.6)$$

де $k_в$ – коефіцієнт відлаштування, рівний 1,15...1,4; k_n – коефіцієнт повернення реле.

Витримку часу спрацьовування для електродвигуна приймають більшою, ніж час його пуску, а для трансформатора - на щабель селективності, що перевищує витримку часу максимального струмового захисту.

Як приклад вторинних максимальних реле струму схем релейного захисту і протиаварійної автоматики може бути розглянуто реле РТ-40 (рис. 2.17).

У складі високовольтних комплектних розподільчих пристроїв КРУВ-6 і КРУРН-6 ці реле виконують захист від струмового перевантаження з незалежною витримкою часу, впливаючи на електромагніт відключення силового вимикача.[4, 16, 42].

Дія реле полягає в переміщенні контактної містки 4 (замикаючої контактні пластини 8 нерухомих контактів 7) внаслідок повороту якоря 10 електромагніта. Обмотки на магнітопроводі 11 призначені для підключення до вторинних обмоток трансформаторів струму захисних електроустановок. Вторинний струм цих трансформаторів створює магнітний потік електромагніта реле. Уставка спрацьовування реле регулюється відпусканням спіральної пружини 2, що протидіє переміщенню якоря 10. Реле РТ-40 має два діапазони уставок спрацьовування, відповідно, при паралельному (діапазон I) і послідовному (діапазон II) з'єднанні обмоток магнітопроводу 11. При роботі на діапазоні II струм уставки відповідає подвоєному струму уставки діапазону I.

Одним із широко розповсюджених є струмовий захист від перевантаження електродвигунів (ТЗП) [4, 16]. Він застосований в схемах силових комутаційних апаратів: магнітних пускачів; станцій управління. Принцип його дії заснований на моделюванні теплового стану двигуна аналогом на базі активно-ємнісного контуру. Допускається, що температура обмоток електродвигуна пропорційна квадрату стру-

му навантаження I , і двигун нагрівається за експоненціальним законом:

$$\tau = k_{II} \cdot I^2 \cdot (1 - e^{-\frac{t}{T_H}}) \quad (2.7)$$

де k_{II} – коефіцієнт пропорційності; T_H – постійна часу нагрівання.

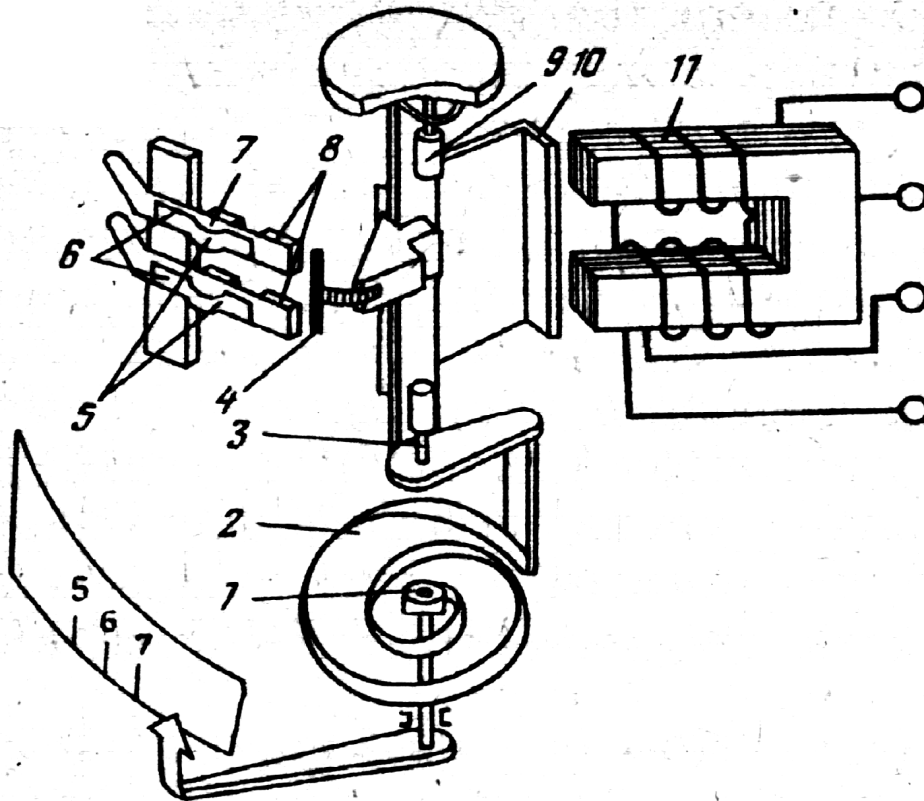


Рисунок 2.17– Конструкція реле струму типу РТ-40

1- втулка; 2 – спіральна пружина; 3 – вісь; 4 – контактний мостик; 5 – контактні пружини; 6 – гвинти; 7 – нерухомі контакти; 8 – контактні пластини; 9 – верхня цапфа; 10 – яркір; 11 – магнітопровід електромагніта

Якщо на контур, що складається з резистора і ємності, подавати напругу U_{BX} пропорційну квадрату струму навантаження електродвигуна, то напруга на ємності буде змінюватися в часі за тим же законом, тобто:

$$U_C = U_{BX} \cdot (1 - e^{-\frac{t}{T_3}}) \quad (2.8)$$

де $T_3 = R \cdot C$ – постійна часу заряду активно-ємнісного контуру.

За умови рівності постійних часу: нагрівання електродвигуна і заряду активно-ємнісного контуру, напруга на конденсаторі контуру буде точно відповідати температурі обмотки двигуна.

Захисна характеристика ТЗП забезпечує її неспрацьовування протягом ≤ 5 с при перевантаженнях $6 I_H$ захисного об'єкта; спрацьовування протягом ≤ 6 хв. при перевантаженні $1,2 I_H$ захисного об'єкта, у холодному стані. Це досягається застосуванням двох RC -кіл, що моделюють нагрівання двигуна і мають різні постійні часу. RC -коло з більшою постійною часу моделює тривале перевантаження двигуна відносно невеликими струмами ($1,2 I_H$). RC -коло з меншою постійною часу і більш інтенсивним зростанням напруги забезпечує спрацьовування захисту при більш високих (пускових) струмах двигуна. Часо-струмова характеристика пристрою ТЗП складається із двох ділянок (рис. 2.18.): частини часо-струмової характеристики основного контуру (крива 1), що відповідає струмам навантаження до $1,2 I_H$ і додаткового контуру (крива 2), що відповідає більшим струмам перевантаження.

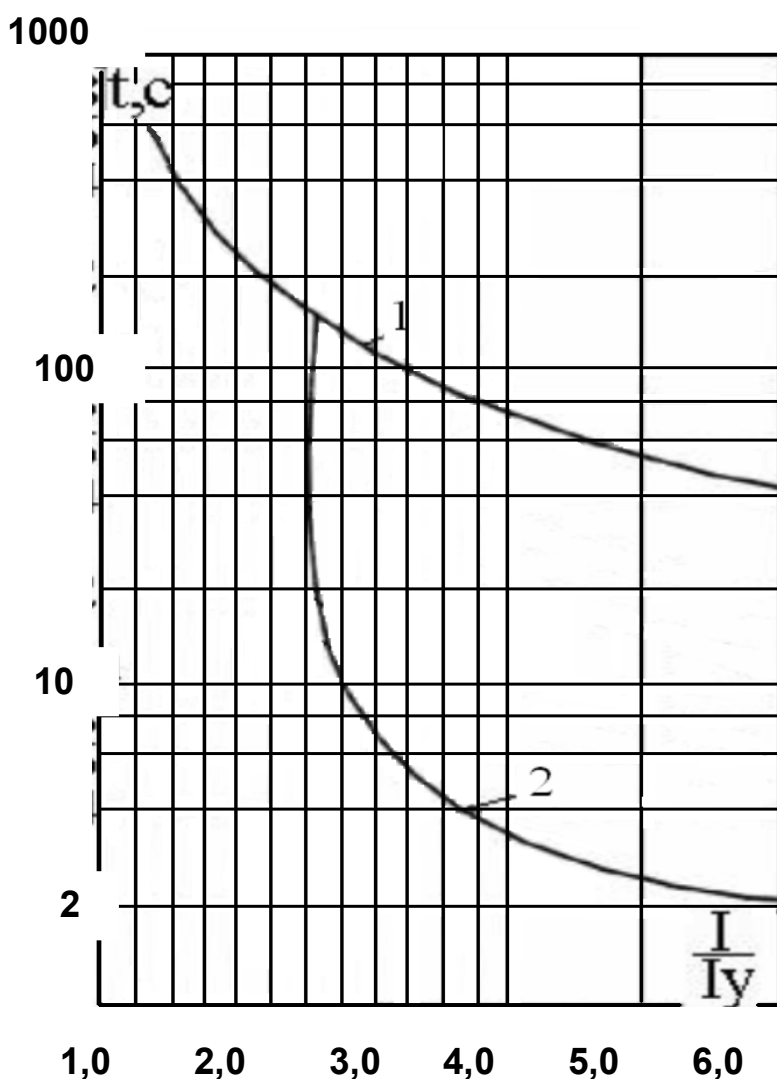


Рисунок 2.18 – Часо-струмові характеристики пристроїв струмового захисту від перевантаження (ТЗП)

Вимірювальна частина схеми ТЗП (рис. 2.19) підключається до вторинних обмоток трансформаторів струму (ТТЗ) силового комутаційного апарата за допомогою контактів 3-6 штепсельного роз'єму і містить дільники напруги з резисторів $R2$, $R3$ і $R5$, $R6$, активно-ємнісні кола $R7-C3$ і $R8-C2$, схему «АБО» з діодів $VD4$, $VD5$. Виконавча частина ТЗП живиться - від трансформатора пускача напругою 36 В через контакти 8 і 10 роз'єму та випрямляч $VD8-VD11$. Вона виконана на основі пристрою на одноперехідних транзисторах $VT1$; $VT2$ і тиристорі $VS1$ з електромагнітним реле $K1.1$ в анодному колі та із застосуванням випрямляча $VD8-D11$.

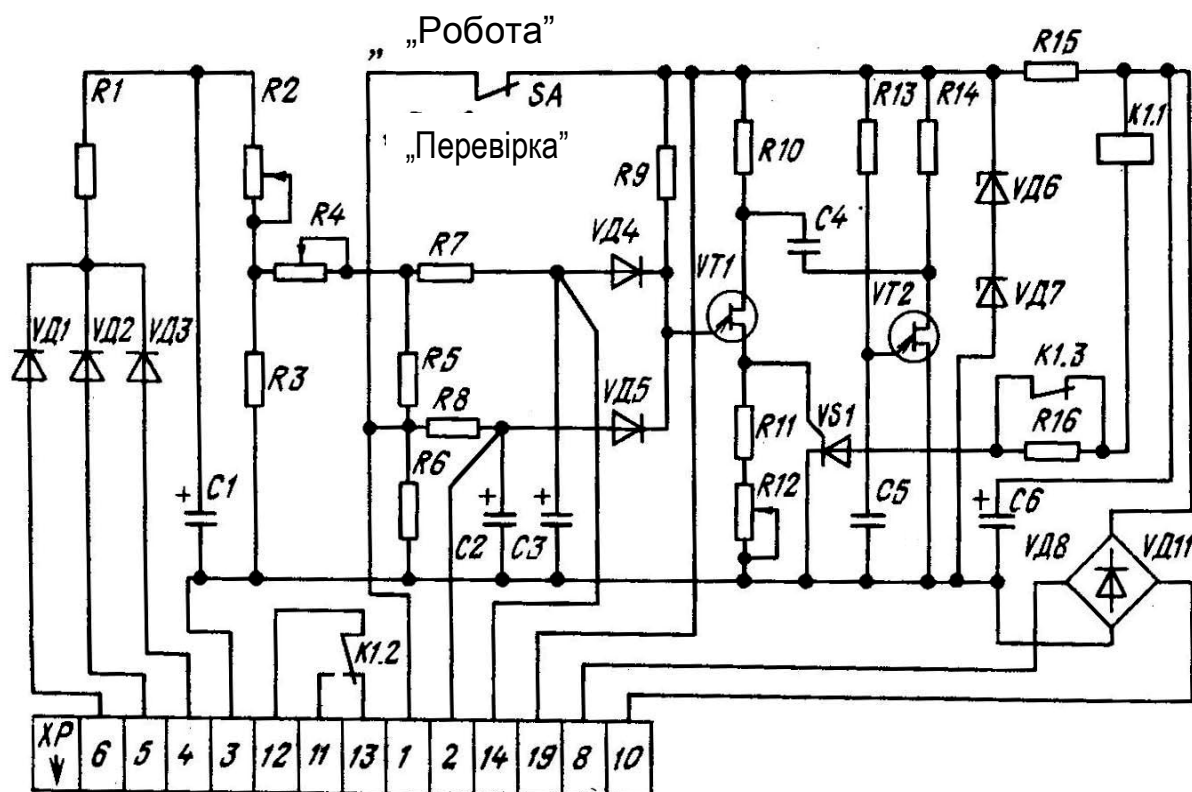


Рисунок 2.19 – Принципова схема блока струмового захисту «ТЗП».

При роботі електродвигуна, підключеного до силового комутаційного апарата, напруга на вторинних обмотках трансформаторів струму через випрямляч $VD1-VD3$ подається на дільники напруги $R2-R3$ і $R5-R6$, що приводить до заряду ємностей $C2$ і $C3$. Якщо двигун працює без перевантаження, то напруги на повністю зарядженій ємності недостатньо для відкриття ключа $VT1$. У випадку підвищення навантаження двигуна (збільшення струму в первинних колах ТТЗ) відбувається подальший заряд ємностей $C2$ і $C3$. При цьому, коли напруга на одній з ємностей досягає величини напруги спрацьовування ключа $VT1$ (на $C2$ – при стопорінні вала двигуна або тривалому його

пуску, на $C3$ – при струмах перевантаження двигуна, що перевищують 1,2 величини номінального струму, але менших, ніж пусковий струм двигуна), цей ключ (VTI) відмикається і подає імпульс на управляючий електрод тиристора $VS1$. Це приводить до включення реле $K1.1$, що, у свою чергу, контактом $K1.2$ впливає на коло відключення контактора силового комутаційного апарата. Введення уставок спрацьовування здійснюють резистором $R4$.

Значення уставки U визначають із виразу:

$$U = \frac{I_{H.ДВ}}{I_{H.ПУСК}} \quad (2.9)$$

де $I_{H.ДВ}$, $I_{H.ПУСК}$ – номінальний струм двигуна і пускача відповідно. Уставки спрацьовування блоку надані у відносних одиницях від 0,5 до 1,0 із кроком 0,1.

Розглянуті функції максимального струмового захисту (пристрій ПМЗ) і струмового захисту електродвигунів від перевантажень (пристрій ТЗП) узагальнені в пристроях струмового захисту типів БТЗ-1 ... БТЗ-3; БТЗ-М [43, 44]. Вказані блоки виконані на основі мікроконтролерів, відрізняються підвищеною точністю відпрацьовування захисних функцій і більшою інформативністю. Схема підключення блоку струмового захисту БТЗ, його експлуатаційні властивості наведені у додатках 3-6 і у додатку 8.

2.5 Принципи улаштування засобів захисного знеструмлення кола витoku струму на землю

2.5.1 Улаштування і властивості засобів визначення стану витoku струму на землю

Діалектика розвитку теорії захисту людини від електроураження в мережах з ізольованою нейтраллю трансформатора охоплює декілька взаємопов'язаних напрямів. Найпростіший принцип виявлення наявності кола витoku на землю передбачає протікання постійного оперативного струму по фазам трифазної промислової мережі з підключенням вимірювально-реагуючого елемента (реле) послідовно в коло оперативного струму при застосуванні статичного компенсатора ємності ізоляції фаз мережі (рис. 2.20, *а, б*) [21].

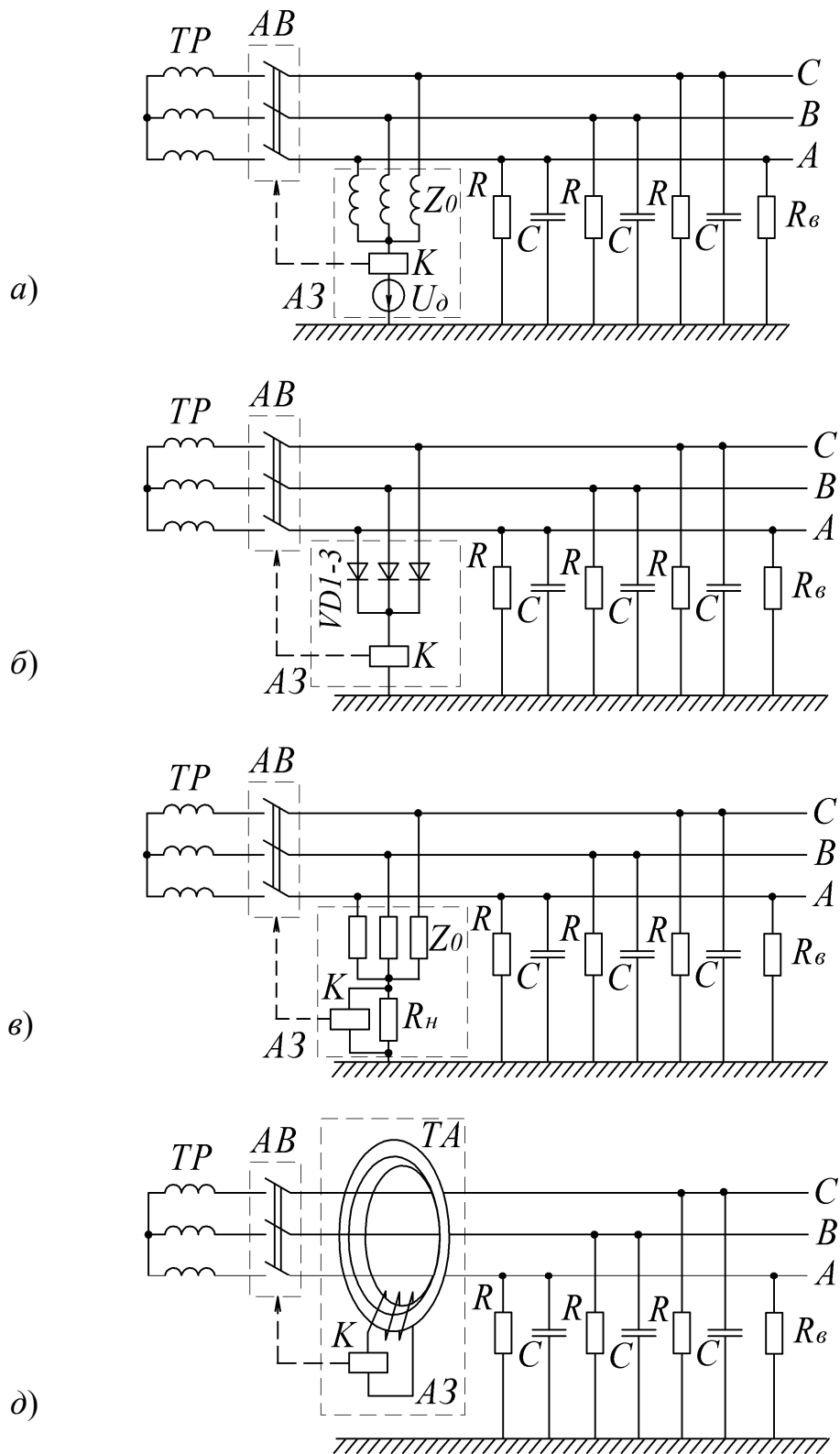


Рисунок 2.20 - Електричні схеми до пояснення способів контролю опору ізоляції дільничної електромережі відносно землі: накладення на мережу постійного оперативного струму (а), контроль випрямлених струмів мережі (б), контроль напруги (в) та струму (д) нульової послідовності

Виявити однофазний виток струму на землю також можливо за напругою або струмом нульової послідовності (рис. 2.21). Загальний вираз для обчислення напруги нульової послідовності в усталеному аварійному режимі має вигляд [7]:

$$\dot{U}_0 = U_{0m} e^{j\varphi} = U_m \cdot \frac{e^{j\varphi}}{\sqrt{1 + 9R_g^2 \omega^2 C^2}}, \quad (2.10)$$

де U_{0m} – модуль напруги нульової послідовності; $\varphi = \arctg 3\omega CR_g$; U_m – амплітуда фазної напруги.

Величина напруги нульової послідовності контролюється виконавчим органом K , що ввімкнений між нульовою точкою фільтра приєднання Z_0 землею (рис. 2.20, в) [7; 45]. Для виявлення аварійного режиму за струмом нульової послідовності використовується кільцевий трансформатор струму (рис. 2.20, д) [46]. При відносній простоті та високій швидкодії, такі пристрої характеризуються незначною чутливістю, нездатністю реагувати на симетричні зниження опору ізоляції та високою імовірністю хибних спрацьовувань.

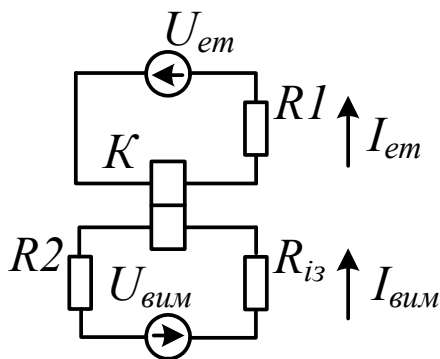


Рисунок 2.21 - Диференційна схема контролю опору ізоляції мережі

До недоліків таких схем відносяться: низька точність виявлення аварійних станів (через використання електромагнітних реле в якості вимірювальних засобів) та відсутність самоконтролю справного стану пристрою, що створює небезпеку невиконання функції виявлення витoku струму на землю. Порушення шляху струму через обмотку реле, яка ввімкнена послідовно у коло контрольованого параметра, обумовить непрацездатність схеми апарата захисту в цілому.

Суттєвим недоліком схеми визначення витoku струму на землю при підключення обмотки реле в послідовне коло контрольованого параметру є підвищення чутливості до комутаційних перенапруг в мережі і, як наслідок – чисельні хибні спрацьовування захисту [14, 47]. З іншого боку, застосування реле з підвищенням параметру струму спрацьовування негативно впливає на чутливість схеми до стану витoku струму на землю.

Підвищення чутливості до стану витoku струму на землю і точності виконання захисної функції при застосуванні реле як вимірювального засобі досягається шляхом застосування диференційних схем (рис. 2.21).

Дія цих схем основана на порівнянні струму у вимірювальному колі ($I_{вим}$) з еталонним струмом ($I_{ем}$) у двообмотковому реле K . Магнітні потоки в магнітопроводі реле, що наводяться струмами $I_{вим}$ та $I_{ем}$, спрямовані зустрічно. Це дає можливість застосувати реле із зменшеним струмом спрацьовування ($I_{спр}$) і цим підвищувати чутливість схеми захисту:

$$I_{спр} = I_{вим} - I_{ем} \quad (2.11)$$

Класичним прикладом промислової реалізації цього принципу є схема апарата захисту від витоків струму на землю серії УАКІ (рис. 2.22) [4]. Засіб контролю стану ізоляції виконаний на основі вентиляної схеми $VD1 - VD3$ та двообмоткового реле K . Тягова обмотка II цього реле через діоди $VD1 - VD3$ джерела постійного вимірювального струму і струмообмежуючі резистори $R1 - R3$ підключена між фазами мережі і заземлювачім («з»). Затиск «Дз» окремим кабелем під'єднується до додаткового місцевого заземлювача, що має розташовуватись від заземлювача «з» на відстані 5 м, або більше.

При високому опорі ізоляції мережі струм від випрямляча ($VD1 - VD3$) проходить через резистори $R4 - R6$ на гальмову обмотку I реле K . Магнітні потоки обмоток I і II реле K спрямовані зустрічно, і сумарний магнітний потік є недостатнім для спрацьовування цього реле.

Однак, при зменшенні опору ізоляції ($R_{із}$) випрямлений струм має проходити також через резистори $R1 - R3$, $R_{із}$, землю, заземлювач «з», кілоомметр PR , обмотки реле K . Цей струм збільшуватиметься у міру зменшення опору ізоляції $R_{із}$. Але до тих під, доки напруга на тяговій обмотці II буде меншою напруги на колі, утвореному резисторами $R7, R8$ і гальмовою обмоткою I, діод $VD4$ залишається відкритим, а струм буде зростати у міру зменшення $R_{із}$ зворотно-пропорційно опору вказаних кіл.

З підвищенням струму з'являється стан, коли напруга на обмотці II перевищуватиме напругу кола « $R7, R8 -$ обмотка I», що стає умовою запирання діода $VD4$. При подальшому зменшенні $R_{із}$ струм в гальмовій обмотці I не буде змінюватись в той час, як струм в робочій

обмотці II збільшуватиметься. В результаті збільшуватиметься магнітний потік в реле K і воно спрацює при визначеному значенні R_{i3} .

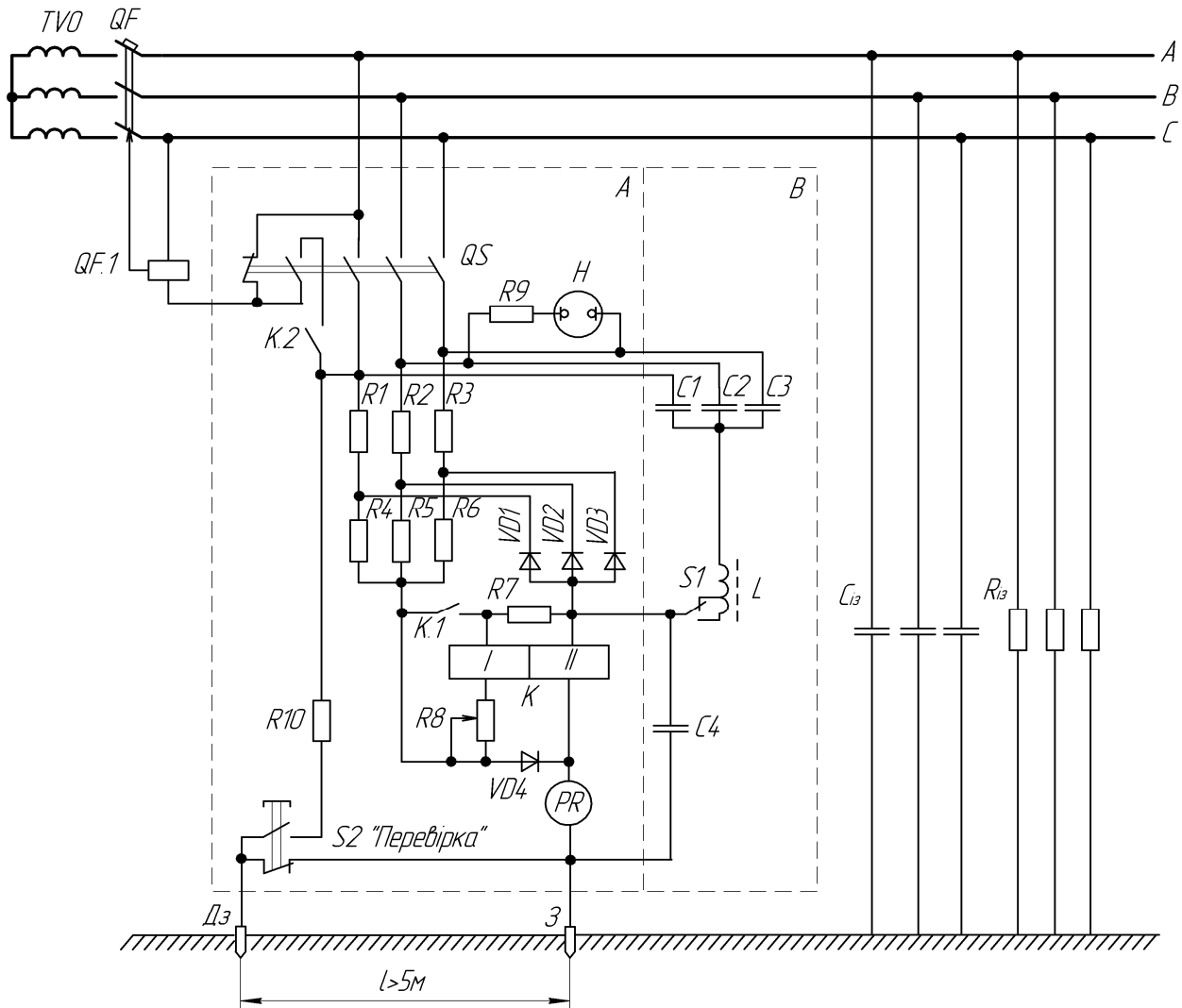
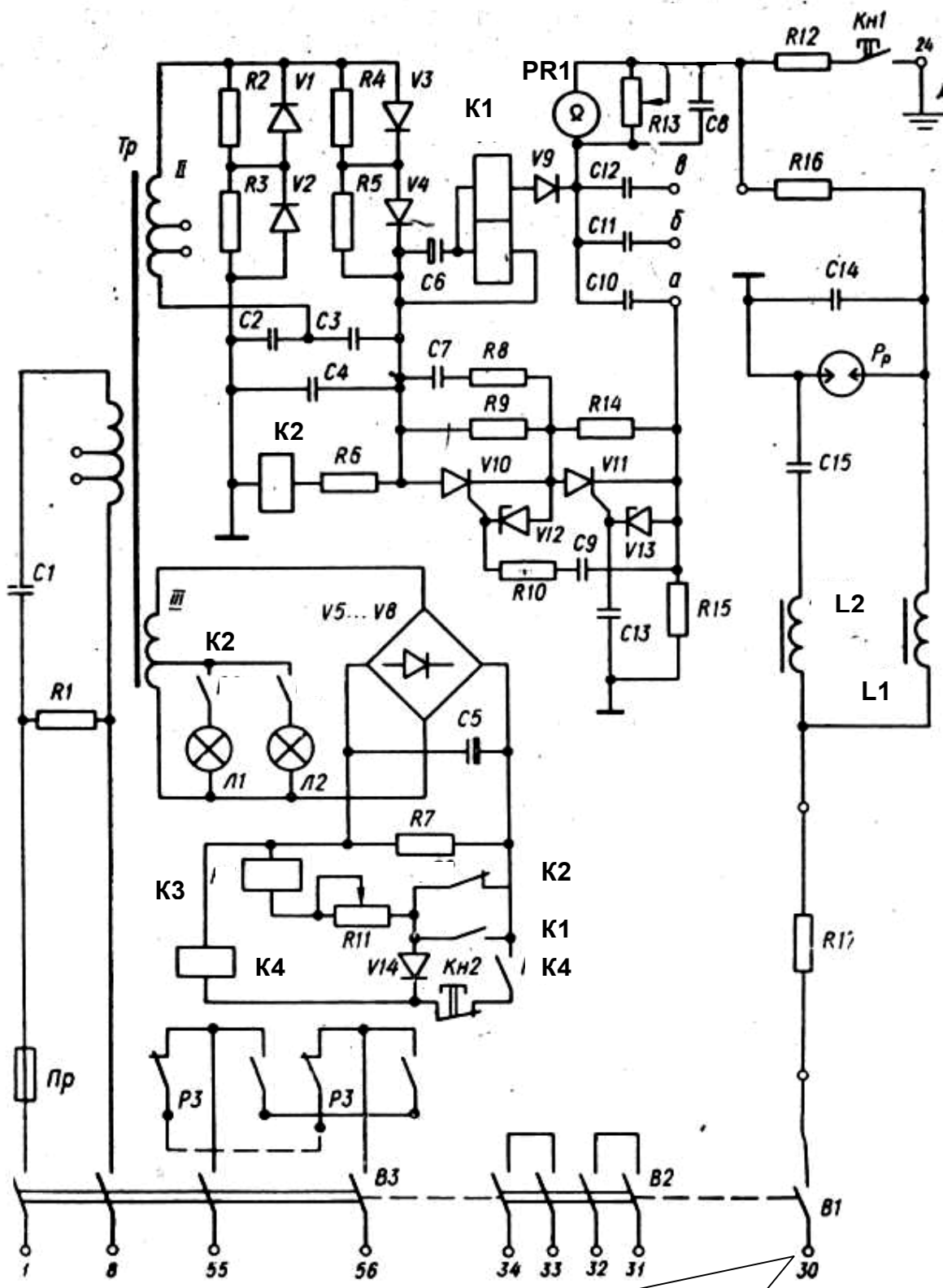


Рис. 2.22. Схема апарата захисту від витоків струму на землю УАКІ

При спрацьовуванні реле K його контакт $K1$ замикаючись шунтуватиме гальмову обмотку I, що обумовлює подальше протікання струму виключно по тяговій обмотці II і тим сприятиме утриманню реле K в стані спрацьовування навіть після збільшення величини R_{i3} .

Принцип послідовного підключення обмотки реле в коло оперативного струму застосований і в схемі апарата захисного відключення високовольтної шахтної мережі АЗО-6 (рис. 2.23) [16]. Цей апарат призначений для здійснення сумісно з вимикачем високовольтного комплектного розподільчого пристрою захисного відключення високовольтної мережі при появі одно-, двох- або трифазного витoku струму на землю і безперервного контролю стану ізоляції високовольтної мережі.



До загальної точки з'єднання за схемою «зірка» обмоток трансформатора живлення мережі напругою 6000 В

Рисунок 2.23 – Принципова схема апарата захисного відключення шахтної високовольтної мережі типу АЗО-6

При виникненні кола витоку струму на землю оперативний струм АЗО-6 протікає від катода діода 4 через обмотку реле *K1* на клему (30) і далі – до загальної точки з'єднаних за схемою «зірка» обмоток трансформатора живлення мережі напругою 6000 В. Таке приєднання дозволяє розподілити оперативний струм АЗО-6 на всі фази захищеної високовольтної мережі.

Подальшим шляхом оперативного струму є коло витоку на землю і затиск «заземлення» апарата АЗО-6. спрацьовування реле *K1* відбувається при перевищенні оперативним струмом величини спрацьовування реле (0,03А), що відповідає активному опору ізоляції високовольтної мережі, меншому за 120 кОм. В цьому разі реле *K1* дає команду на відключення високовольтного вимикача розподільчого пристрою (типу КРУВ-6 або подібного). Час спрацьовування реле *K1* апарата АЗО-6 не нормується. Отже, враховуючи завелику величину напруги мережі 6000 В (у порівнянні з напругою технологічних ділянок шахти – 660 В або 1140 В), захисна функція цього апарата обмежується контролем стану ізоляції високовольтної мережі і формування команди на захисне відключення напруги при виникненні кола одно- двох- або трифазного витоку струму на землю з опором витоку, меншим за 120 кОм.

Додатковою функцією апарата АЗО-6 є контроль наявності напруги в мережі і цілісності кола оперативного струму. Так при зникненні напруги живлення або оперативного струму реле *K2* знеструмується і своїм контактом замикає коло реле *K3*, яке впливає на високовольтний комутаційний апарат (вимикач), відключаючи його. спрацьовування реле *K3* після зникнення напруги живлення забезпечується розрядом конденсатора *C5*.

Принцип визначення наявності кола витоку на землю і виміру струму витоку шляхом надання електромагнітному реле поряд з виконавчою - вимірювальною функцією реалізуються достатньо простою схемою. Однак ця схема не дозволяє контролювати стан самого реле, і при його відмові не забезпечує функцію захисту від витоків струму на землю.

Суміщення захисної функції і функції самоконтролю стану елементів засобу автоматичного захисту від витоків струму на землю буде здійснюватися на такій зміні функціональної спрямованості структурних складових захисту, при якій матиме місце розподіл між елементами функції визначення витоку на землю (електронна схема порівняння еталонного і оперативного струмів) і формування команди на захисне

відключення силового комутаційного засобу і дільничній мережі (електромагнітне реле, вихідний стан якого є ввімкнений).

При цьому елементи схеми, пов'язані з роботою реле мають виконувати прості логічні функції так, що відсутність однієї з таких функції свідчатиме про непрацездатність схеми в цілому.

Прикладом реалізації цього принципу є схема порівняння вимірювального (оперативного) і еталонного струмів (рис. 2.24) [14]. В схемі через емітер-базовий перехід транзистора $V1$ протікає пульсуючий еталонний струм I_{em} , що має форму прямокутних імпульсів (рис. 2.25). За умови достатньо високого опору ізоляції $R_{i3} \approx \infty$, у вимірювальному колі тече струм $I_{вим}$ від джерела $E_{вим}$ через вхід підсилювача на транзисторах $V1 - V2$, заземлювач «з», додатковий заземлювач «Дз», додаткові резистори R_{δ} , обмотки трансформатора T_p , дросель L_k , баластний резистор R_{δ} .

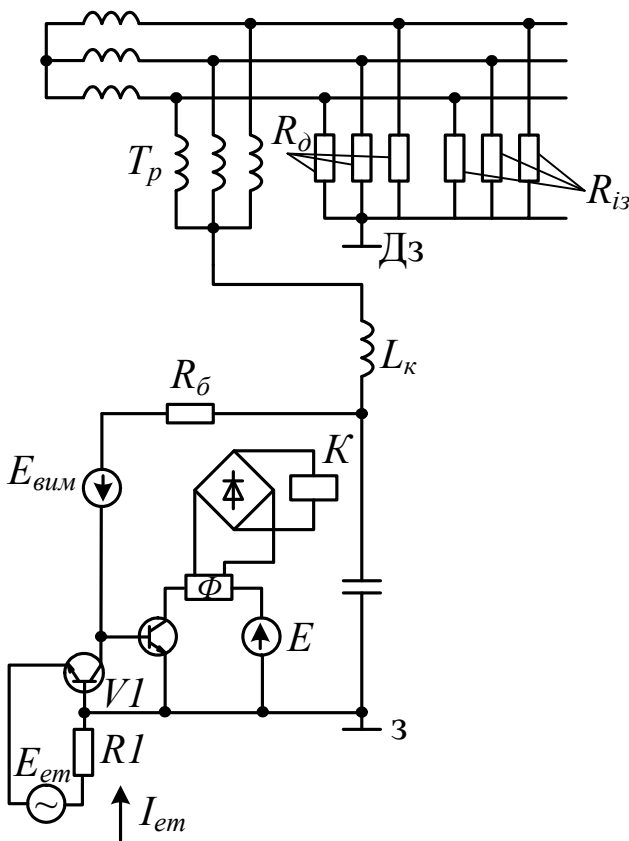


Рисунок 2.24 – Схема контролю опору ізоляції, що працює на принципі порівняння вимірювального і еталонного струмів

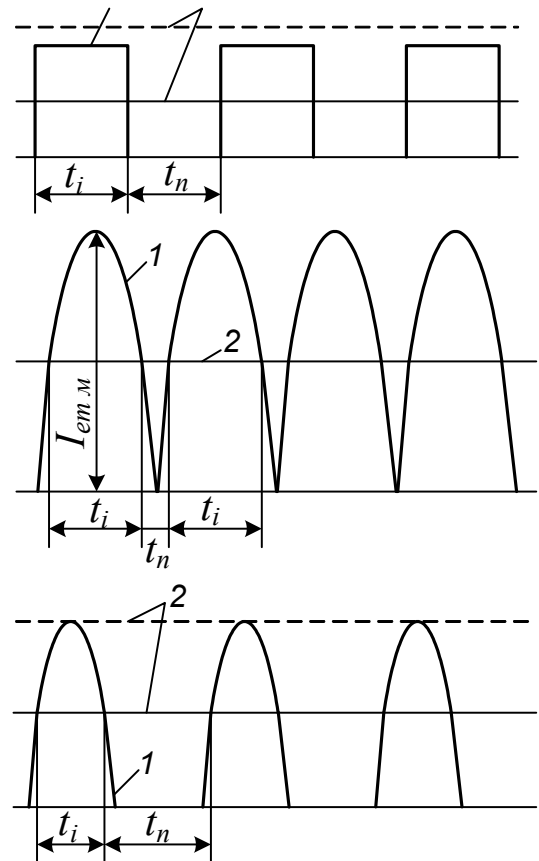


Рисунок 2.25 – Графіки зміни еталонного (1) і вимірювального (2) струмів в схемі контролю за рис. 2.24

Цей струм є меншим, ніж амплітуда еталонного струму I_{em} . Тому на протязі часу t_i протікання імпульсу струму I_{em} транзистор $V2$ буде

закритий. Він відпирається під час паузи (коли $I_{em} = 0$) вимірювальним струмом $I_{вим}$. Внаслідок періодичного відпирання в колекторі транзистора $V2$ протікатиме змінний струм, який після фільтрування (фільтр Φ) і подальшого випрямлення буде підтримувати реле K у ввімкненому стані. Це дозволить ввімкнути автоматичний вимикач РПН комплектної трансформаторної підстанції дільниці та подати напругу на мережу, що контролюється.

В разі неприпустимо малого опору ізоляції вимірювальний струм $I_{вим}$ стане перевищувати амплітуду еталонного струму I_{em} . Це визначатиме тривалий відкритий стан транзистора $V2$ і протікання постійного струму по первинній обмотці трансформаторного фільтру Φ . Отже, на виводі фільтра сигнал зникає, що призводить до відключення виконавчого реле K .

Таким чином, автоматичний контроль стану елементів схеми визначення і захисного відключення кола витoku струму на землю забезпечується трьома методами [14]:

- створенням штучного струму витoku за допомогою резисторів R_d ;
- використанням транзисторів $V1 - V2$ в режимі періодичного відпирання-запирання;
- підключенням реле K таким чином, що струм в його обмотці зменшується як в разі виникнення витoku струму на землю в мережі, так і при пошкодженні його обмотки, діодів випрямляча, трансформатора T_p .

Це дає можливість забезпечити відключення реле K при пошкодженні будь-якого з елементів схеми або порушенні кіл зв'язку апарата з мережею і заземлювачами.

Зокрема, при обриві будь-якого з елементів, підключених у вимірювальне коло, струм $I_{вим}$ зникає і транзистор $V2$ запирається. До цього ж результату призводить і обрив кіл самого цього транзистора. В разі пробою р-п-р переходів транзистора, в первинному колі трансформаторного фільтру Φ протікатиме постійний струм, що обумовить зникнення струму в обмотці реле K .

Розглянутий принцип визначення і захисного відключення кола витoku струму на землю запроваджений в апаратах захисного відключення мережі серій АЗПБ, АЗУР (рис.2.26) [4, 14]. Принцип виявлення небезпечного зниження активного опору R_{iz} ізоляції мережі відносно землі (виникнення витoku струму на землю) реалізується шляхом зіставлення (елементом порівняння ЕП) оперативного (I_{on}) та

пульсуючого еталонного (I_{em}) струмів, перший з яких генерується джерелом оперативного струму ДОС і накладається між фазами мережі та землею, другий – протікає у колі генератора G прямокутних імпульсів. За наявності кола завеликої провідності на землю оперативний струм перевищує амплітудні значення імпульсів еталонного струму, і через підсилювач П1 подається команда на захисне відключення мережі шляхом знеструмлення реле $K2$, яке, в свою чергу, знеструмлює нульовий розчеплювач автоматичного вимикача дільничної трансформаторної підстанції.

Напрямом удосконалення засобів визначення стану витоку струму на землю слід вважати запровадження схем, реагуючих на швидкість наростання оперативного струму I_{on} , або пропорційного цьому струмові іншого електричного параметру, що сприятиме підвищенню швидкодії захисного відключення мережі.

2.5.2 Автоматична компенсація ємності ізоляції мережі

Державним стандартом «Аппараты защиты от токов утечки рудничные для сетей напряжением до 1200 В. Общие технические условия». ГОСТ 22929-78 [28] встановлена максимально припустима безпечна величина кількості електрики ($q= 50 \text{ mA}\cdot\text{c}$), яку може отримати людина в разі торкання до струмоведучих провідників електромережі. Отже, найважливішою функцією апаратів захисного відключення є обмеження кількості електрики в колі витоку струму на землю.

Ця функція може бути реалізована:

- шляхом підвищення швидкодії визначення і знеструмлення кола витоку струму на землю;
- шляхом запровадження повної компенсації ємнісних опорів ізоляції мережі.

Умовою застосування автоматичної компенсації ємності ізоляції мережі є точний і швидкодіючий вимір цієї ємності. Рішення цієї задачі ускладнюється тим, що вимір ємності необхідно виконувати безперервно, за наявності трифазної напруги рівня 660 В, або 1140 В, в умовах проходження комутаційних перехідних процесів (що супроводжується короткочасною асиметрією фазних струмів і напруг); за умови не створення впливу на режим нейтралі мережі і на працездатність засобу визначення (впливу струму) кола витоку на землю.

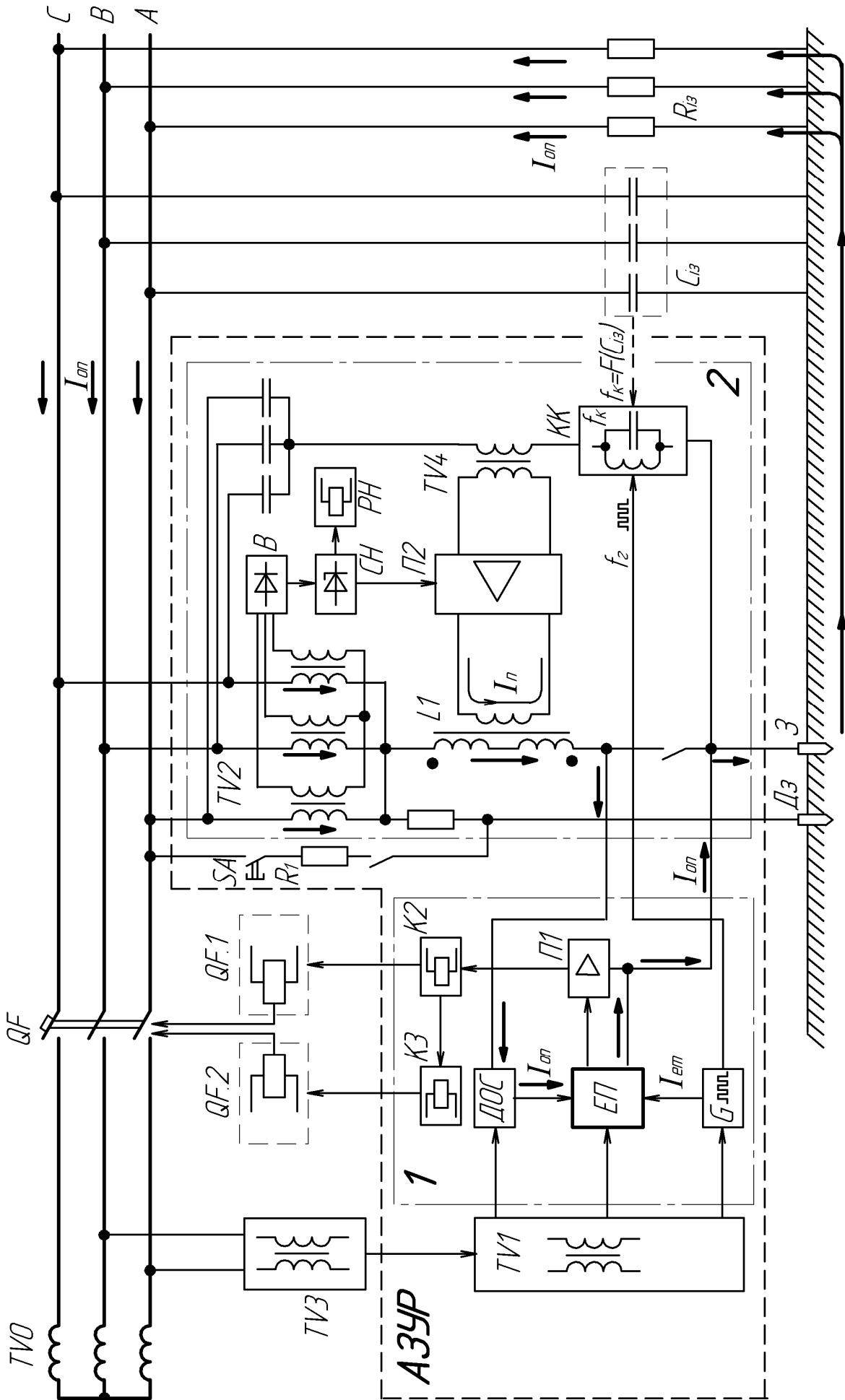


Рис. 2.26. Функціональна схема апарата захисту від витоків струму на землю серії АЗУР

Вказаним вимогам, зокрема, відповідає метод, оснований на зміні коефіцієнта підсилення підсилювача, в коло зворотного зв'язку якого підключена вимірювана ємність мережі (рис. 2.27) [14]. Коло, утворене послідовно з'єднаними дроселем $L2$ і конденсатором $C3$, налаштовується на частоту 50 Гц і тому являє собою незначний опір для струмів витоку.

Отже, при виникненні кола витоку струму на землю майже вся напруга зміщення нейтралі прикладається до конденсаторів $C4 - C6$. Вплив напруги, обумовлений активним опором дроселя $L2$ є відсутнім через дію фільтру $L1 C2$, що налаштований на частоту 50 Гц і створює значний опір струму промислової частоти.

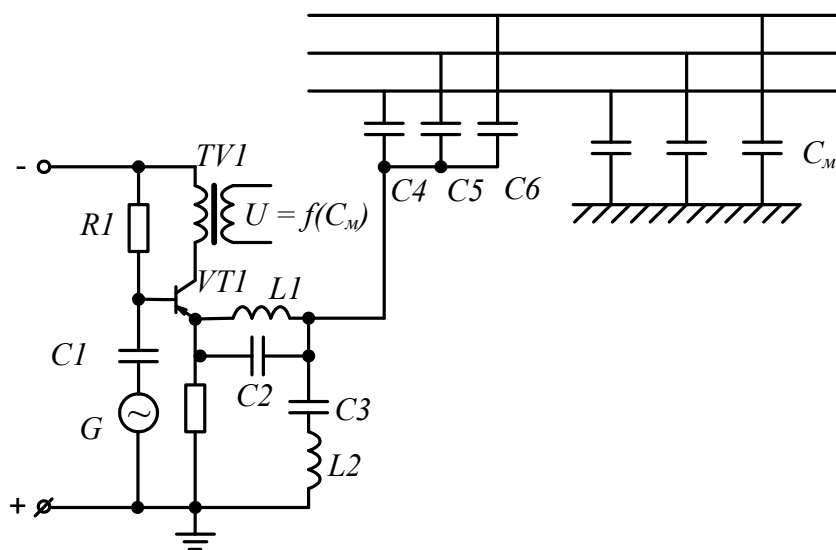


Рисунок 2.27 – Схема виміру ємності мережі із змінним опором в колі зворотного зв'язку підсилювача

Частота вимірювальної напруги, що подається від генератора G , обирається в десятки разів більшою за промислову частоту мережі. Тому опір дроселя $L2$ вимірювальному струму суттєво перевищує опір конденсаторів $C4 - C6$ приєднання схеми до мережі. Отже, фільтр $L2 C3$ не утворює впливу на роботу схеми виміру.

При зміні ємності мережі відповідно змінюється і еквівалентний опір, підключений в коло зворотного зв'язку між виводом «+» джерела живлення і емітером трансформатора $VT1$. Це призводить до зміни коефіцієнта підсилення підсилювача на транзисторі і напруги первинної і вторинної обмоток трансформатора $TV1$. Таким чином, на виході схеми (вторинна обмотка трансформатора $TV1$) з'являється напруга, яка є функцією ізоляції мережі $U = f(C_m)$.

Удосконаленою версією розглянутого засобу виміру є схема виміру ємності ізоляції мережі із змінним опором автономного коливального контуру (рис. 2.28) [14].

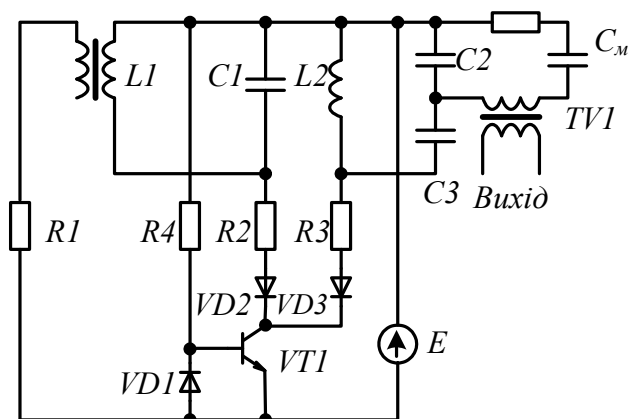


Рисунок 2.28 – Схема виміру ємності мережі із змінним опором автономного коливального контуру

До складу схеми вимірювального засобу входить схема, утворена двома коливальними контурами. Контур $L1 C1$ не має зв'язку з мережею і тому має стабільні характеристики. Інший коливальний контур $L2 C2 C3 Z_{\phi} C_m$ вміщує параметри структурних складових кабельної мережі (повний опір робочих жил кабелів та ємність ізоляції C_m). Обидва контури є навантаженнями транзистора $VT1$, що функціонує в ключовому режимі. При цьому величина струму коливального контуру $L2 C2 C3 Z_{\phi} C_m L1 C1$ визначається напругою джерела живлення E та опором резистора $R3$ і не залежить від зміни параметрів контуру.

Оскільки до складу другого коливального контуру входить ємність C_c ізоляції мережі, її зміна (в разі підключення у роботу, або відключення того чи іншого кабелю) приводить до зміни опору контуру вимірювальному струму, що протікає через резистор $R3$. Через це змінюється напруга на контурі, тобто, величина напруги на вторинній обмотці трансформатора $TV1$ є функцією величини ємності ізоляції мережі ($U = f(C_m)$).

Розглянутий принцип застосований в схемотехніці автокомпенсаторів апаратів АЗУР захисту від витоків струму на землю (рис. 2.26). Автокомпенсація ємнісної складової струму витoku здійснюється дроселем $L1$ з регульованою індуктивністю, який ввімкнено між штучно утвореною нульовою точкою індуктивного фільтра приєд-

нання – первинної обмотки трансформатора $TV2$ – та основним заземлювачем апарата «З». Зі збільшенням фактичної ємності мережі $C_{із}$ зростає частота f_k коливального контура КК, наближуючись до частоти імпульсів f_2 генератора G , що спричиняє зростання напруги на $TV4$ та відповідне підвищення струму I_n підмагнічування дроселя LI .

Поряд з розглянутим, перспективи промислового запровадження має удосконалений принцип автокомпенсації ємності ізоляції мережі, якій відрізняється підвищенням швидкодії налаштування і полягає

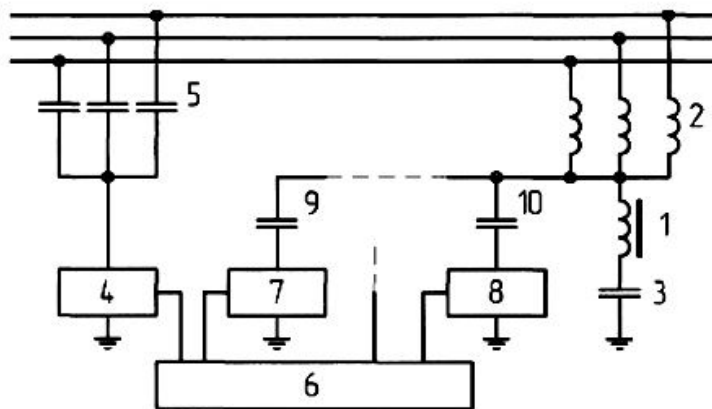


Рисунок 2.29 - Структурна схема пристрою компенсації ємнісних струмів витoku:

1 – компенсуючий дросель з немагнітним зазором; 2, 5 – фільтри; 3, 9, 10 – конденсатори; 4 – генератор струму підвищеної частоти; 6 – блок управління; 7, 8 – комутуючі ключі

у безперервній компенсації узагальненої ємності 1мкФ/фазу , створеної, частково, ємністю мережі і, частково, додатковими ємностями у схемі апарата за умови швидкодіючої корекції цих додаткових ємностей шляхом комутації їх складових при керуванні процесом від мікропроцесорного засобу виміру ємності мережі (рис. 2.29) [48].

2.5.3 Автоматичне закорочування ушкодженої фази як засіб прискорення знеструмлення кола витoku на землю

Певним недоліком автокомпенсаторів, заснованих на керуванні підмагнічуванням дроселя є інерційність схеми, що призводить до деякої затримки переналаштування дроселя в момент підключення або відключення того, чи іншого кабеля мережі. В дільничних мережах підвищеного номінального рівня напруги (1140 В) створюються умови підвищення кількості електрики в колі витoku струму на землю (тіло людини) що застосування технічних рішень із прискорення знеструмлення кабелів в процесі захисного відключення.

Цим вимогам відповідає принцип примусового закорочування на землю фази, опір ізоляції якої зменшився до небезпечної величини

(в разі ушкодження ізоляції або торкання людиною фазного провідника). Структура засобу захисту від витоку струму на землю в мережі 1140 В ілюструється схемою (рис. 2.30) і передбачає застосування короткозамикачів пошкодженої фази, що спрацьовують водночас із захисним відключенням мережі [14]. Це дає можливість «шунтування» людини на землю (в процесі захисного відключення мережі) в разі її торкання до струмоведучих елементів з напругою 1140В.

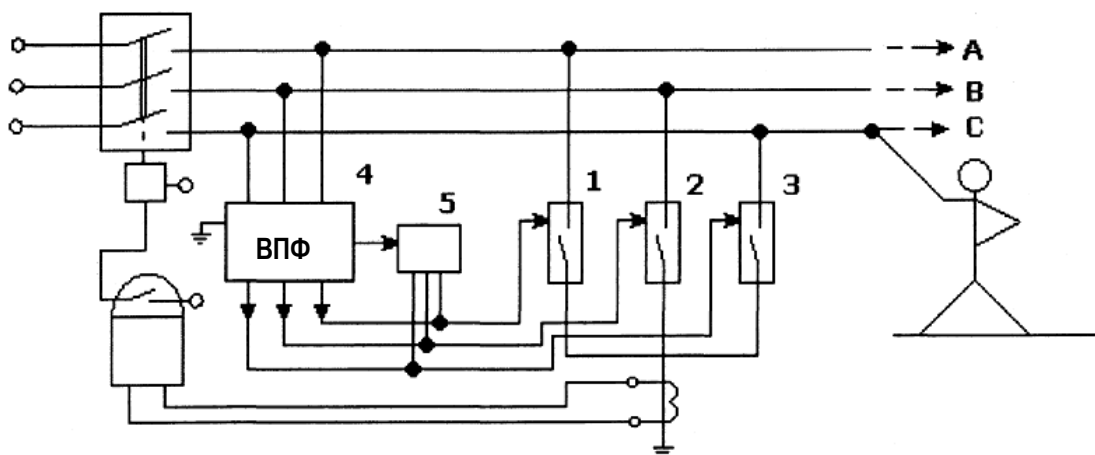


Рисунок 2.30 – Схема пристрою застосування захисного закорочування на землю пошкодженої фази. 1-3 – фазні короткозамикачі; 4 – блок визначення пошкодження фази; 5 – блок керування короткозамикачами

Таким чином, захист від витоку струму на землю в шахтній мережі 1140 В окрім засобу визначення пошкодження фази (ВПФ) і управління захисним відключенням силового комутаційного апарата має бути доповненим блоком керування короткозамикачами пошкодженої фази. Вказані функції реалізуються блоком короткозамикача (рис. 2.31) [14].

Блок короткозамикача БКЗ складається з двох пристроїв: статичного компенсатора і пристрою визначення і замикання на землю фази з пошкодженою ізоляцією. Компенсуючий дросель L налаштований на ємність мережі $0,5 \text{ мкФ/фазу}$. Пристрій визначення і замикання на землю фази з ушкодженою ізоляцією вміщує релейний блок (РБ) і три однакові вимірювальні блоки: «А»; «В»; «С», кожен з яких контролює величину напруги між відповідною фазою мережі і землею.

Вимірювальні блоки «А»; «В»; «С», побудовані на принципі порівняння еталонного струму I_{em} , пропорційного напрузі мережі, і струму $I_{\phi o}$, що визначається напругою відносно землі тієї фази, до

якої приєднаний вимірювальний блок. При зменшенні опору ізоляції між фазою мережі і землею струм $I_{\phi 0}$ теж зменшується. В разі, коли $I_{\phi 0}$ стає меншим, ніж еталонний I_{em} , транзистори $V1$ і $V2$ підсилювача відпираються, і реле $K1$ спрацьовує. Своїм контактом $K1.A$, $K1.B$ або $K1.C$, в залежності від того, який блок спрацював, реле $K1$ вмикає коло живлення реле $K4$, $K5$ або $K6$, яке через резистор малого опору відповідного блока закорочує фазу мережі на землю. З метою запобігання хибним спрацьовуванням блока БКЗ його роботою керує блок захисного відключення апарата захисту. Замикаючий контакт $K6$ виконавчого реле захисту цього блока ввімкнений між затисками «1» і «2» релейного блока РБ, а виходи підсилювачів блоків «А»; «В»; «С» зашунтовані контактами реле $K6$. Отже, захисна функція блоку БКЗ відпрацьовується в разі спрацьовування основного захисту – визначення витoku струму на землю і формування команди на захисне відключення силового комутаційного апарата мережі.

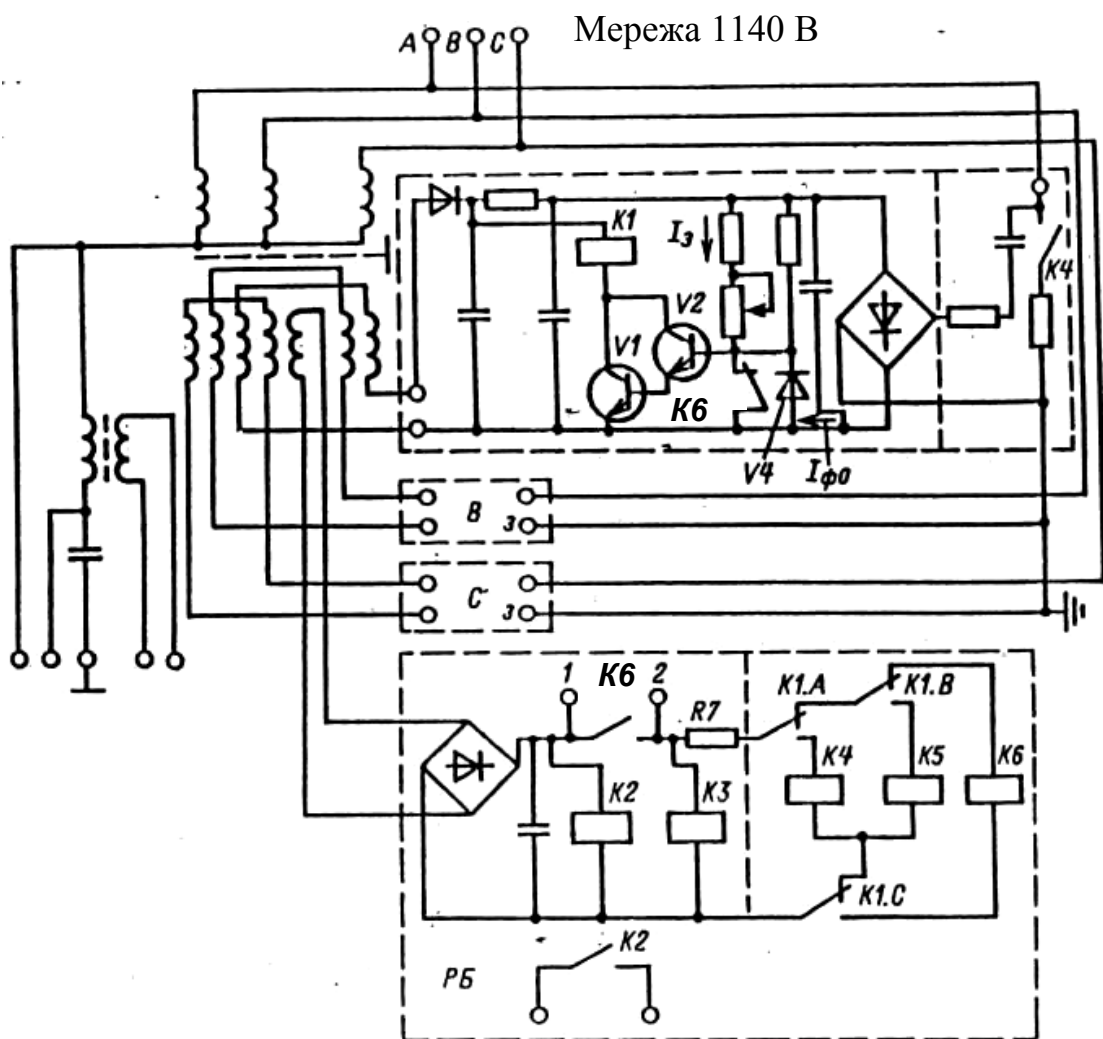


Рисунок 2.31 – Принципіальна електрична схема блоку БКЗ-1140 апарата захисту від витоків струму на землю РУ-1140

Обмотки виконавчих реле $K4$; $K5$; $K6$ в релейному блоці РБ підключені так, що замикання контактів реле $K1$ в колі будь-якого з них призводитиме до одночасного розмикання кола живлення обмоток двох інших реле. Цим забезпечується захист від короткого замикання в разі збоїв в роботі БКЗ і одночасного ввімкнення реле $K1$ в декількох вимірювальних блоках. Принцип закорочування пошкодженої фази мережі на землю реалізовано в апаратах РУ–1140, АЗУР-4.

2.5.4 Улаштування і функціонування засобів захисту від витоків струму на землю в комбінованих електричних мережах шахтних дільниць

Окрім шахтних мереж трифазної синусоїдальної напруги, захист від витоків струму на землю поширюється і на комбіновані шахтні дільничні електромережі, до складу яких входять перетворювачі частоти (рис. 2.32) [49,50].

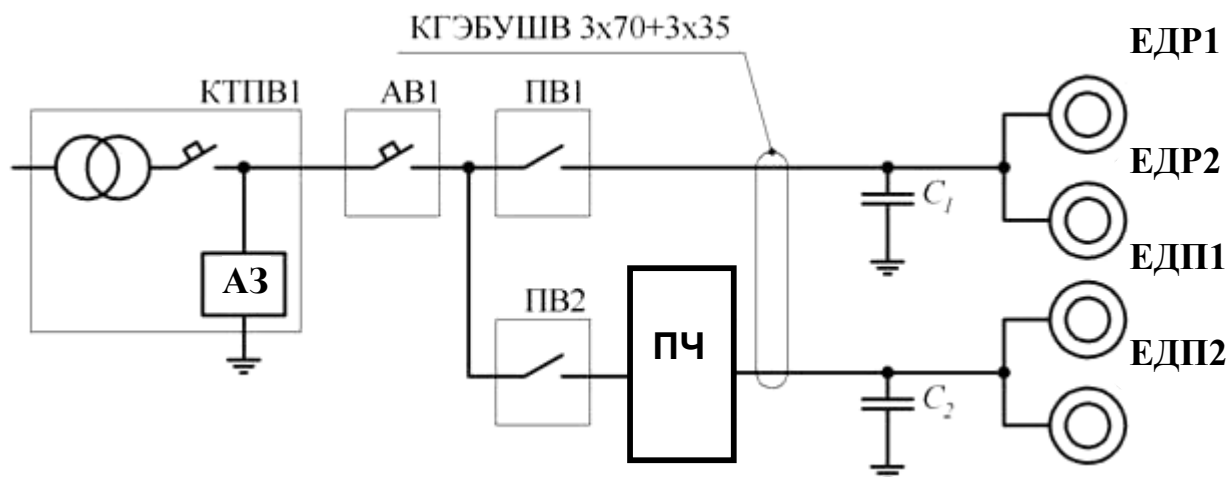


Рисунок 2.32 – Схема електроживлення видобувного комбайна з частотно-керованими асинхронними двигунами подачі (ЕДП) і не керованими асинхронними двигунами різання (ЕДР)

КТПВ – дільнична трансформаторна підстанція; *АВ* – автоматичний вимикач; *ПВ* – вибухозахищений магнітний пускач; *С* – ємність ізоляції кабеля; *АЗ* – апарат захисту від витоків струму на землю; *ПЧ* - перетворювач частоти

Структура ПЧ представлена випрямлячем 1 (коло постійного струму) з ємнісним фільтром 2 на виході і автономним інвертором 3 напруги, що подається на АД споживача через згладжуючий дросель 4 (рис. 2.33). В процесі формування трифазної системи вихідних напруг перетворювача застосовується принцип широтно-імпульсної

модуляції, що обумовлює наявність прямокутних імпульсів в кожній напівхвилі фазної напруги перетворювача (рис. 2.34). Ця прямокутність імпульсів вихідної напруги інвертора обумовлює наявність в них високочастотних гармонічних складових (рис. 2.35), величина і рівень частоти яких знаходяться у залежності від заданої частоти вихідної напруги ПЧ.

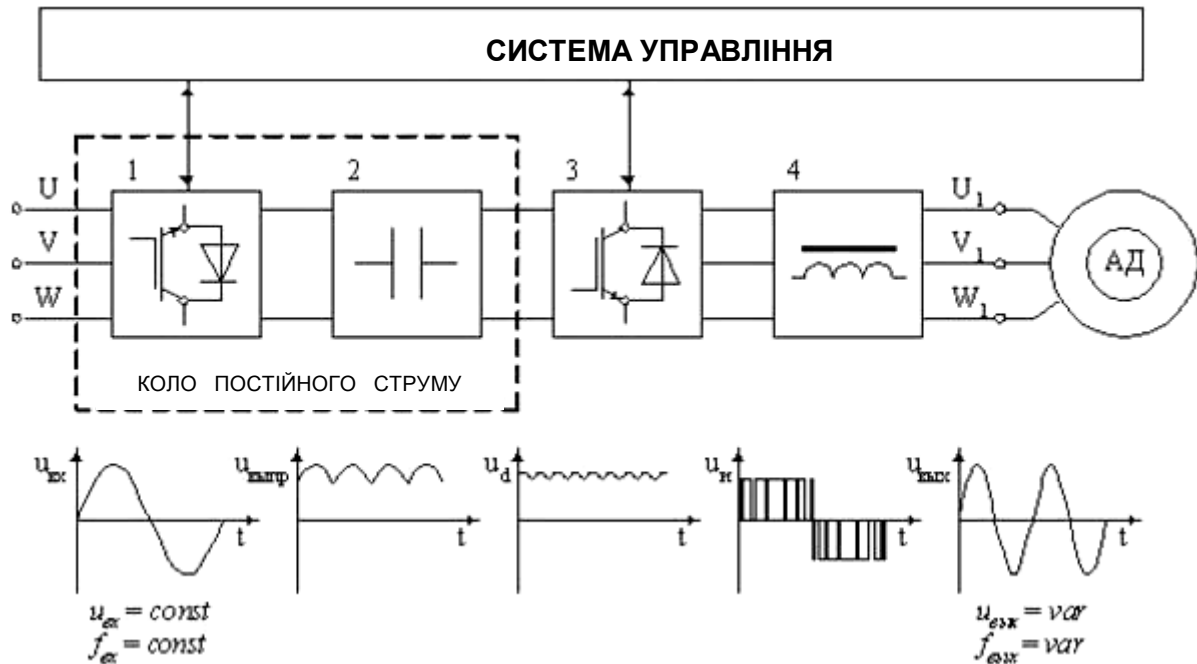


Рисунок 2.33 – Блочно-структурна схема перетворювача частоти ПЧЭШ-60 видобувного комбайна і діаграми напруг відповідних функціональних блоків

Наявність сукупності високочастотних складових у спектрі вихідних напруг інвертора обумовлює суттєве зменшення ємнісного опору ізоляції мережі струмам цих частот, утворює додаткову небезпеку електроураження і потребує вживання спеціальних захисних заходів (рис.2.36) [49; 51-53].

Проблема полягає ще й в тому, що при виникненні витoku струму на землю в колі постійного струму між мережею і землею виникає додаткове джерело постійної напруги, струм якої $I_{ем2}$ може значно перевищити величину оперативного струму I_{on} апарата захисту (АЗ) від витoku струму на землю і цим блокуватиме його роботу (рис. 2.37). Тому в шахтних комбінованих електричних мережах, захист від витоків струму на землю здійснюється спеціальними захисними системами, до яких належить апаратура АЗУР-4ПП (застосовується у комбінованих електромережах напругою до 1140 В, включно) [49].

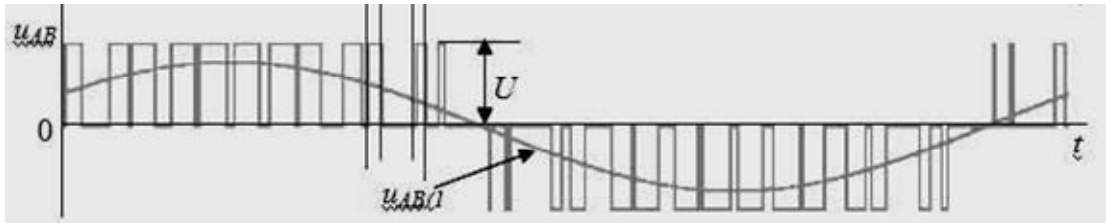


Рисунок 2.34 – Діаграми фазної напруги при реалізації принципу синусоїдальної широтно-імпульсної модуляції вихідної напруги ПЧ

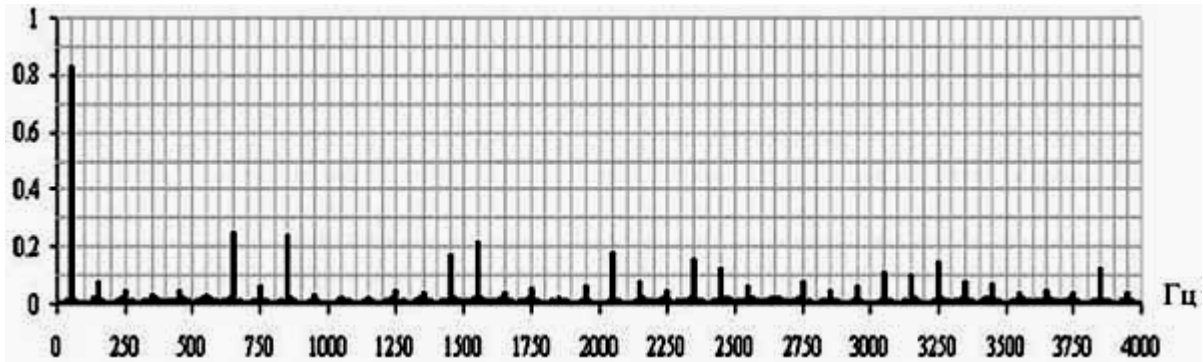


Рисунок 2.35 – Спектр вихідної напруги інвертора у відносних одиницях
Результати отримані в УкрНДІВЕ

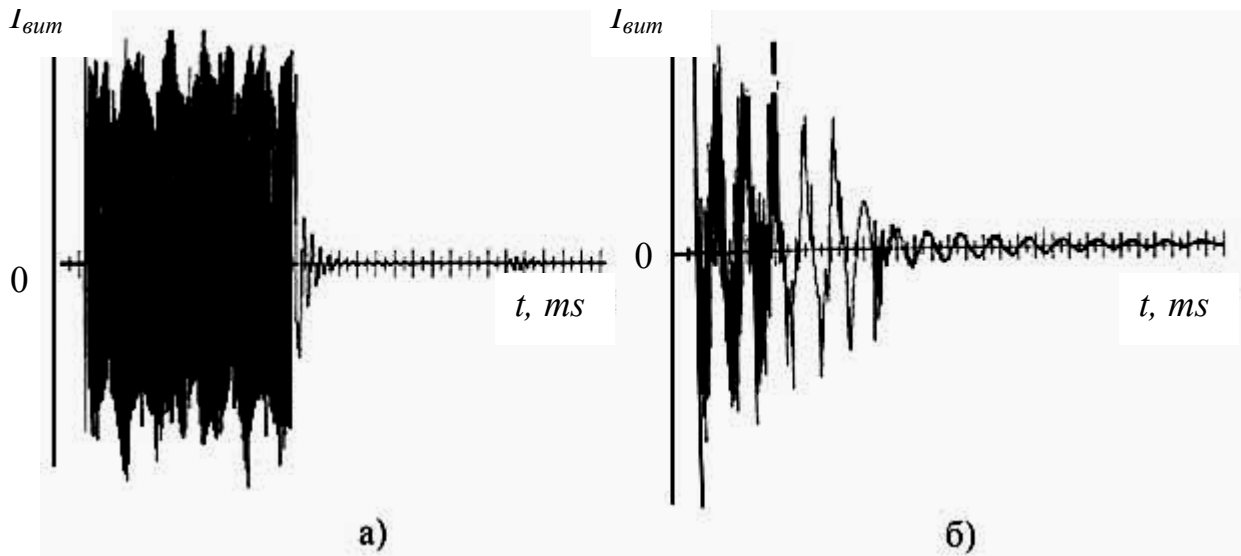


Рисунок 2.36 - Осцилограми струму витоку на землю в дільничній мережі з перетворювачем частоти при частоті його вихідної напруги 5 Гц (а) і 70 Гц (б) [2.26]

Апаратура АЗУР-4ПП являє собою систему комплексного захисту від витоків струму на землю у комбінованій шахтній дільничній електромережі, яка виконує водночас вплив на автоматичний вимикач дільничної трансформаторної підстанції, на перетворювач частоти і відключає кабельну лінію, що відходить від ПЧ (при винесеному

варіанті його розташування). Функціональні взаємозв'язки цієї системи ілюструються її блочно-структурною схемою (рис. 2.38).

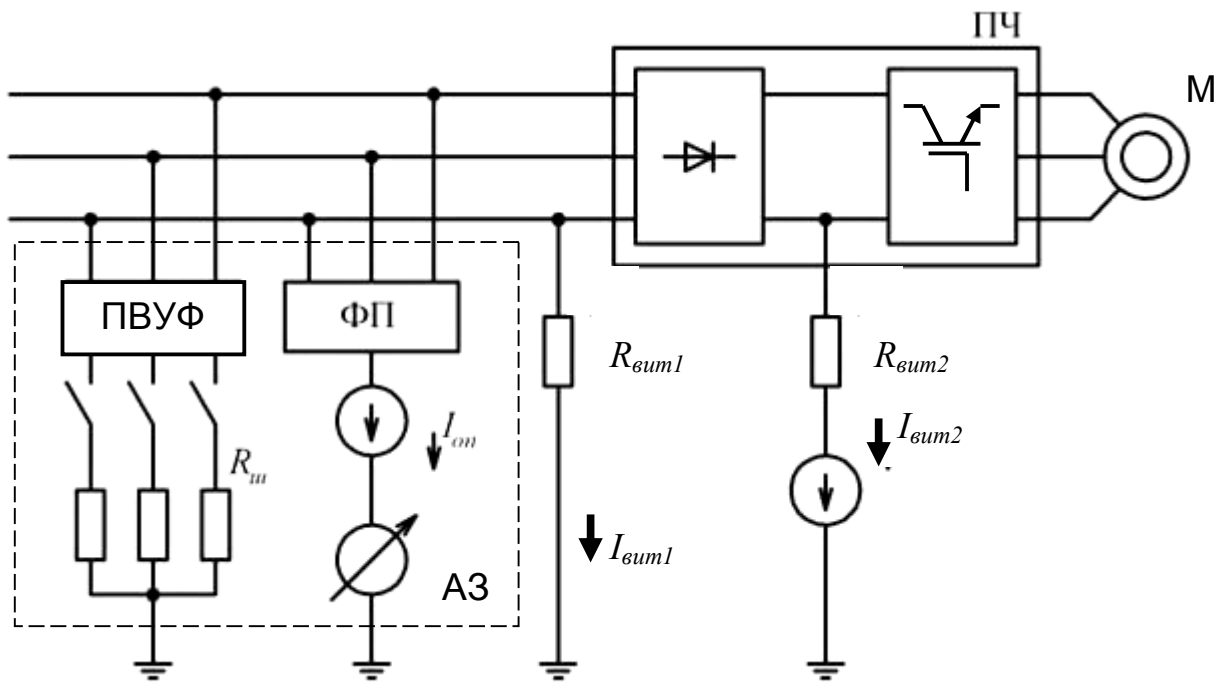


Рисунок 2.37 – Схема утворення впливових факторів з боку перетворювача частоти (ПЧ) в комбінованій електромережі дільниці шахти на роботу апарата захисту (АЗ) від витоків струму на землю

ПВУФ – пристрій вибору uszkodженої фази; ФП – фільтр приєднання;

М – асинхронний двигун споживача; $I_{он}$ – оперативний струм АЗ;

$I_{вум}$ – струм витоків на землю; $R_{вум}$ – опір витоків на землю;

$R_{ш}$ – шунтуючий опір АЗ

В разі виникнення небезпечного витоків струму на землю блок 1 спрацьовує і надсилає команди на відключення комутаційного апарата 4 і на спрацьовування блоку 8 примусового відключення силової напівпровідникової схеми ПЧ (6). При цьому захисну функцію продовжуватиме виконувати блок 2 компенсації ємнісних струмів витоків, а блок 3 обере пошкоджену фазу і автоматично її підключить на землю через резистор малого опору. Блок 8 формує команду на відключення комутаційного апарату 7 при виникненні струму витоків після силових напівпровідникових елементів ПЧ. У цьому разі комутаційний апарат 7 своїм контактом вмикає короткозамикач 9, який імпульсно, на термін до 1с замикає між собою три фази на виході ПЧ і, тим самим, припиняє дію зворотної ЕРС асинхронного двигуна гірничої машини.

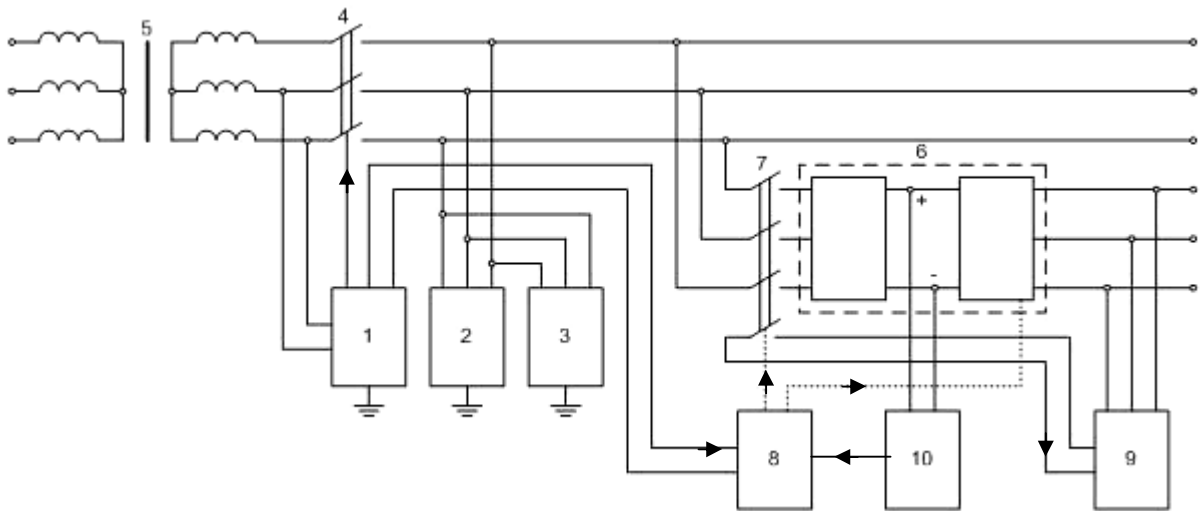


Рисунок 2.38 – Блочно-структурна схема системи АЗУР-4ПП комплексного захисту від витоків струму на землю в мережі з перетворювачем частоти в колі електроживлення асинхронного двигуна гірничої машини (розробка УкрНДІВЕ)

1 – блок контролю опору ізоляції мережі; 2- блок компенсації ємнісних складових струму витоків на землю; 3 – блок захисного заземлення фази з ушкодженою ізоляцією; 4 – захисний комутаційний апарат; 5 – трансформатор дільничної підстанції; 6 – силова напівпровідникова схема ПЧ; 7 – комутаційний апарат; 8 – блок примусового відключення; 9 – короткозамикач; 10 – блок контролю опору кола постійного струму

Дільнична мережа поділяється на два кола, і блок 3 при цьому не спрацьовує, а блок 2 функціонує у штатному режимі, підтримуючи безпеку експлуатації дільничної мережі при виникненні вказаного аварійного режиму. З метою усунення впливу кола постійного струму на роботу захисту при виникненні в ній небезпечного струму витоків на землю через появу напруги між фазою мережі і землею, спрямованої на зустріч вимірювальній напрузі апаратури захисту, передбачений блок 10 контролю опору ізоляції кола постійного струму, який при зменшенні її опору нижче припустимого рівня відключає і блокує комутаційний апарат 7.

Таким чином, сучасні шахтні дільничні мережі всіх рівнів номінальної напруги захищені засобами захисту від витоків струму на землю, дія яких розповсюджується на відокремлення енергетичних потоків від КТП і супроводжується компенсацією (автокомпенсацією) ємнісної складової опору ізоляції мережі та закорочуванням пошкодженої фази (в мережі напруги 1140 В). Однак, відключенням силових приєднань від джерела живлення не припиняється струм в колі

витоку на землю, оскільки залишається впливова функція з боку зворотних ЕРС асинхронних двигунів споживачів, тривалість яких обумовлена постійною часу відповідних електричних машин, що перебуватимуть в стані вільного вибігу після захисного відключення мережі.

2.6 Засоби автоматичного блокування ввімкнення комутаційного апарату при пошкодженні ізоляції відходячого кабеля

Подача напруги мережі на кабель силового приєднання при пошкодженні його ізоляції несе в собі загрозу створення стану міжфазного короткого замикання і відкритого спалаху в місці пошкодження. Тому обов'язковою є функція блокування ввімкнення комутаційного апарату при пошкодженні ізоляції відходячого кабеля. Реалізація цієї функції пояснюється схемою блокувального реле витоку БРУ (рис. 2.39) [16].

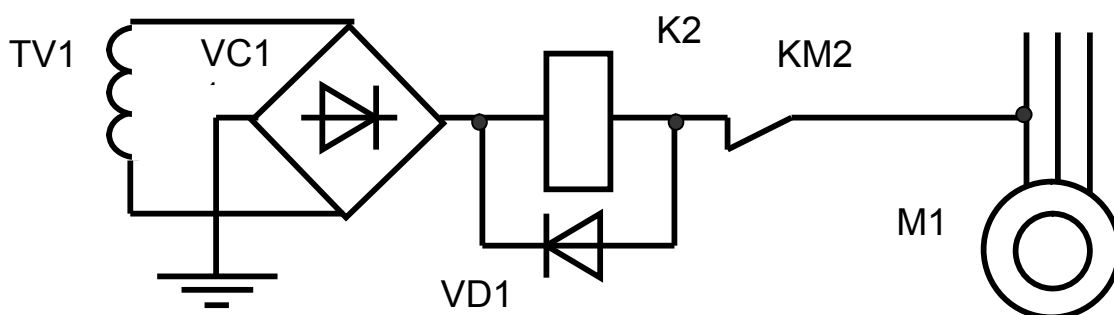


Рисунок 2.39 – Схема блокувального реле витоку (типу БРУ)

Схема БРУ являє собою коло приєднання джерела постійного струму (випрямляч $VC1$) між фазою мережі на виході силового комутаційного апарата і контуром «земля». Функціонування БРУ має місце за умови, коли контактор комутаційного апарата відключений (його допоміжний контакт $KM2$ – замкнений). В цьому разі при виникненні кола витоку на землю в силовому приєднанні на виході комутаційного апарата буде створений контур проходження оперативного струму БРУ з затиску «+» випрямляча $VC1$ до затиску «-». В разі перевищення цим струмом величини струму спрацьовування реле $K2$, останнє вмикається і своїм контактом розриває коло ввімкнення контактора, перемикаючи вихід джерела живлення цього кола на живлення світлового індикатора. Цим створюється неможливість ввімкнення силового комутаційного апарата (пускача) від кнопочового пос-

та та інших технічних засобів управління. Уставка спрацьовування БРУ в мережі з напругою 660 В – опір ізоляції відходячого кабельного приєднання – 30 кОм.

В разі, якщо опір ізоляції перевищує вказану уставку, БРУ не спрацьовує і цим дозволяє ввімкнути контактор комутаційного апарата. На початку комутації контактора БРУ відключається від роботи розмиканням допоміжного контакту контактора КМ2. Цим забезпечується захист схеми БРУ від впливу напруги мережі (660 В). У подальшому контроль стану ізоляції ввімкненого силового приєднання здійснюється дільничним засобом захисту від витоків струму на землю.

Більш удосконаленим засобом реалізації зазначеної функції є блок контролю ізоляції (БКІ), який є складовою електронної схеми управління шахтного пускача, станції управління, інших силових комутаційних апаратів (рис. 2. 40) [16]. Затиски (10) і (20) цього блоку призначені для підключення, відповідно, до фази кабеля на виході пускача і до затиску заземлення. Отже, між затисками (10) і (20) приєднується контролюємий опір ізоляції кабеля, що відходить від пускача. Дія БКІ основана на зіставленні струмів управління складеного транзистора $VT1$, $VT2$ і колекторного струму транзистора $VT3$ (при зменшенні опору ізоляції струм через база-емітерний перехід $VT3$ зменшується, що призводить до відпирання $VT1$, $VT2$ і спрацьовування виконавчого реле $K1$).

Додатковою функцією БКІ є наявність попереджувального захисту (положення тумблера SA – «Попередж. уставка»). В цьому разі конденсатор $C7$ підключається між базою і емітером (через резистор $R6$) транзистора $VT3$ і створює при відпиранні $VT1$, $VT2$ ефект послідовного саморозряду/заряду, відповідно впливаючи на провідний стан транзисторів $VT1$, $VT2$. Виконавче реле $K1.1$ періодично вмикається (вмикаючи світлову індикацію) та відключається, поновлюючи можливість ввімкнення контактора пускача. Уставками спрацьовування попереджального захисту є наступні опори ізоляції: в мережі 660 В - $R_{із} = 100$ кОм; в мережі 1140 В - $R_{із} = 200$ кОм.

Таким чином, блокувальне реле витоків, як і апарат захисту від витоків струму на землю, – контролює величину опору ізоляції електротехнічних об'єктів мережі. Однак, між цими засобами існують суттєві відмінності. Апарат захисту від витоків струму на землю розміщується в розподільчому пристрої низької напруги шахтної дільничної підстанції; контролює опір ізоляції тих елементів мережі, що є під

напругою і впливає на автоматичний вимикач підстанції, відключаючи його, якщо опір ізоляції мережі зменшився до гранично припустимого рівня. Засіб БРУ (БКІ) встановлюється в кожному пускачі, контролює величину опору ізоляції відходячого від пускача кабеля і формує команду на заборону ввімкнення контактора пускача, якщо опір ізоляції зменшився до рівня, що відповідає рівню спрацьовування виконавчих реле блоків БРУ; БКІ.

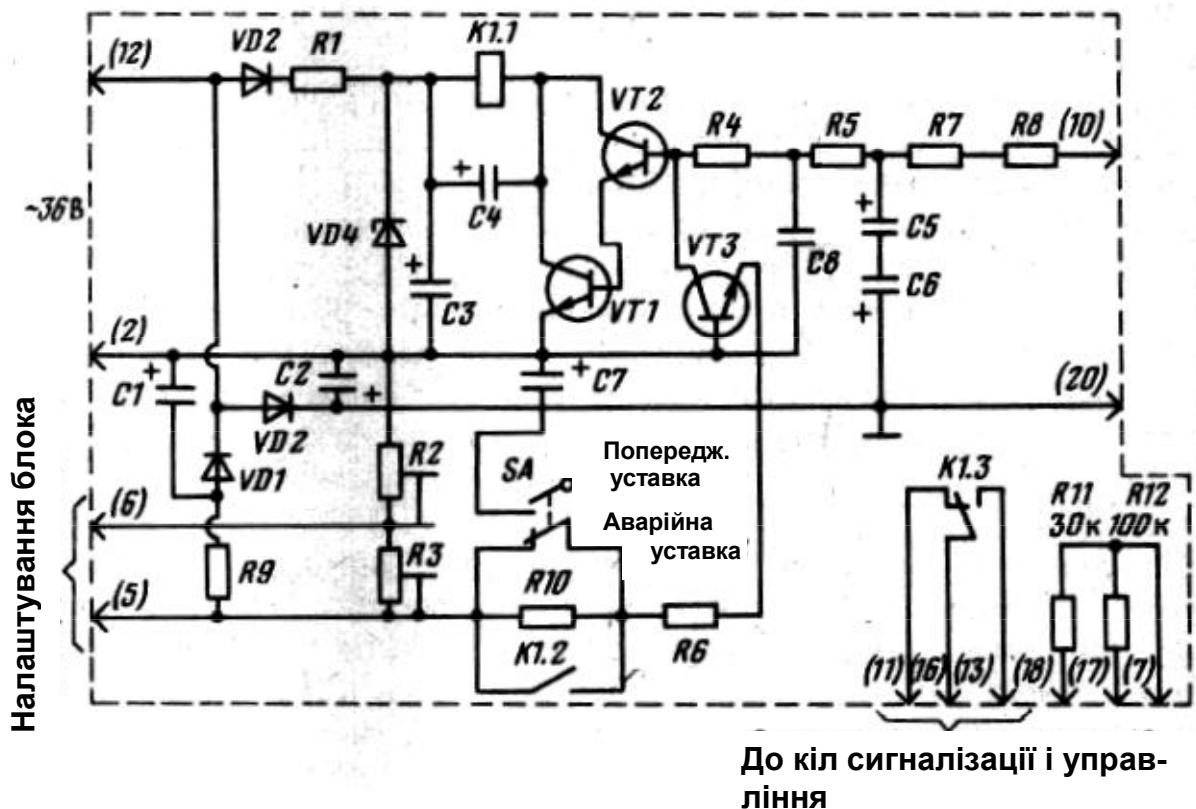


Рисунок 2.40 – Схема блока контролю ізоляції типу БКІ

2.7 Нульовий захист електроустановок

Нульовий захист електроустановок передбачає автоматичне роз'єднання контактних груп силових комутаційних засобів при зниженні напруги в електричній мережі і неможливість самовільного відновлення приєднання рухомих контактів силових комутаційних засобів до нерухомих при відновленні напруги в мережі.

Дія захисту спрямована на забезпечення безпеки експлуатації електроустановок і розповсюджується на силові комутаційні апарати, зокрема, автоматичні вимикачі і магнітні пускачі.

В автоматичному вимикачі функцію нульового захисту виконує електромагнітний нульовий розчеплювач (рис. 2.41) [54, 55]. Цей розчеплювач є електромагнітом, котушка якого підключена до фаз контролюємої мережі. За наявності напруги в мережі якір електромагніта притягнутий до сердечника, не впливає на рухомі елементи механізму вільного розчеплення і не заважає їх переміщенню. В разі зникнення напруги в мережі якір *1* електромагніта відхиляється пружиною *2*, створюючи вплив на елементи механізму вільного розчеплення автоматичного вимикача. Останній в цьому разі відключається, а відхилений якір *1* нульового розчеплювача перешкоджатиме руху його рухомих контактів при спробі ввімкнення вимикача вручну. Сама конструкція механізму вільного розчеплення (див. рис. 1.8) не дозволяє ввімкнути автоматичний вимикач в інший спосіб, окрім ввімкнення вручну. Тому при поновленні напруги в мережі силова контактна група автоматичного вимикача залишатиметься роз'єднаною.

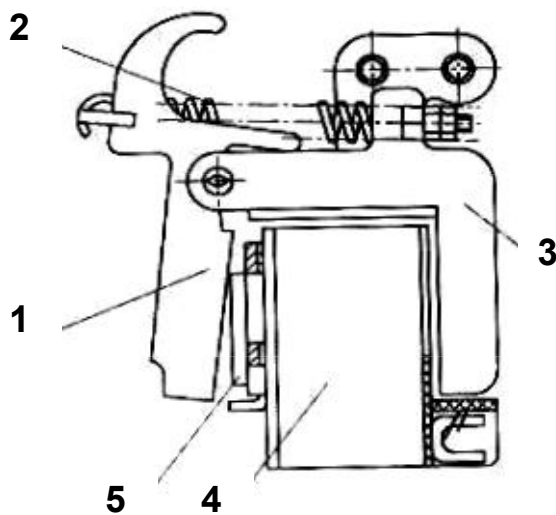


Рисунок 2.41 – Улаштування нульового електромагнітного розчеплювача автоматичного вимикача АЗ7ХХ
1 – якір; *2* – пружина; *3* – ярмо електромагніта; *4* – котушка; *5* – сердечник

Функція нульового захисту магнітного пускача відпрацьовується улаштуванням його контактора та кіл дистанційного управління. Знеструмлення мережі призводитиме до відключення контактора. Умовою його ввімкнення є наявність струму достатньої величини в обмотці котушки електромагніта, що забезпечується в разі ввімкненого стану реле *K* в колі дистанційного управління (рис. 2.42). Відсутність струму в котушці *KM* контактора унеможливорює його самовільне ввімкнення при поновленні напруги в мережі, а самовільному ввімкненню реле *K* перешкоджатиме розімкнений стан кнопки *S1* («ПУСК») і розімкнений стан допоміжного контакту *KM1* контактора, обумовлений відповідним положенням якоря електромагніта контактора у відключеному стані.

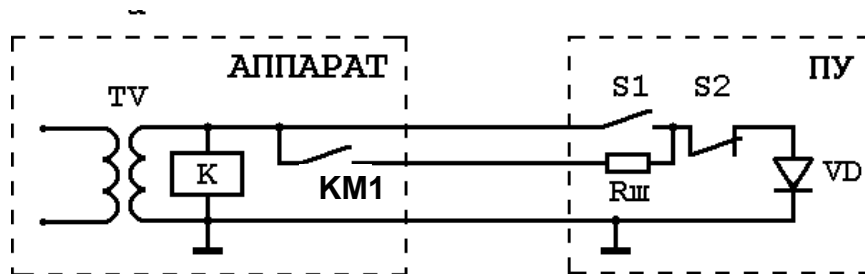


Рисунок 2.42– Схеми підключення кнопочового поста до кіл дистанційного управління силового комутаційного апарата (магнітного пускача)

2.8 Захист електродвигунів від неповнофазного електроживлення при застосуванні тиристорних регуляторів напруги

Неповнофазне електроживлення асинхронного двигуна може мати місце при відсутності електричного контакту між рухомим і нерухомим контактами фази (полюса) контактора пускача внаслідок механічного ушкодження контактів або недостатнього їх притиснення. При двофазному електроживленні асинхронний двигун не створює обертовий момент, його ротор залишається в нерухомому стані, і двигун споживає пусковий (підвищений) струм I'_1 , що є загрозою перегріву і подальшого ушкодження ізоляції його обмоток [56]:

$$I'_1 = I'_0 + \frac{U_\phi}{\sqrt{(R_1 + \frac{R'_2}{s})^2 + (X_1 + X'_2)^2}} \quad (2.12)$$

де R_1 ; X_1 – активний та індуктивний опір статора; R'_2 X'_2 - приведені до статора активний та індуктивний опір ротора; U_ϕ – фазна напруга мережі; I'_0 – струм кола намагнічування; s – ковзання ротора відносно кутової швидкості поля статора (при нерухомому роторі $s = 1$):

$$s = (\omega_0 - \omega) / \omega_0; \quad (2.13)$$

де ω_0 – синхронна кутова швидкість обертання ротора двигуна; ω – фактична кутова швидкість обертання ротора двигуна.

В цьому разі захист від неповнофазного електроживлення асинхронного двигуна може бути виконаний на основі контролю наявності струму в кожній фазі кабеля його електроживлення. Захисну функцію виконуватиме і засіб захисту від струмового перевантаження (зокрема, ТЗП, або подібний).

Застосування тиристорних регуляторів напруги (ТРН) для уповільнення пуску асинхронних двигунів пов'язане із специфікою виникнення і протікання ненормальних режимів роботи системи ТРН-АД, які мають бути виявлені і потребують негайного відключення двигуна. До таких режимів слід віднести неповнофазне електроживлення АД через невідпирання одного з тиристорів ТРН. Вважаючи на ймовірність виникнення такого стану, він має бути розглянутий.

При контакторній комутації неповнофазний режим характеризується відсутністю приєднання до живлячої мережі однієї фази двигуна. Через це не створюється обертовий момент, рух ротора є відсутнім, дві фази двигуна обтікаються пусковим струмом, що може спричинити швидкий перегрів машини. На відміну від цього, неповнофазний режим в разі невідпирання одного з тиристорів ТРН характеризується змінюючими один одного з частотою мережі станами трифазного та двофазного електроживлення двигуна. Найбільшу небезпеку цей процес являє на інтервалі пуску. В цьому випадку двигун з частотою мережі переключатиметься з рушійного режиму (точка «А») у режим динамічного гальмування на рівень гальмового моменту, близького до критичного (точка «В»), оскільки за половину періоду трифазного електроживлення АД не встигає вийти на достатньо високу кутову швидкість ω (рис. 2.43; рис. 2.44) [57].

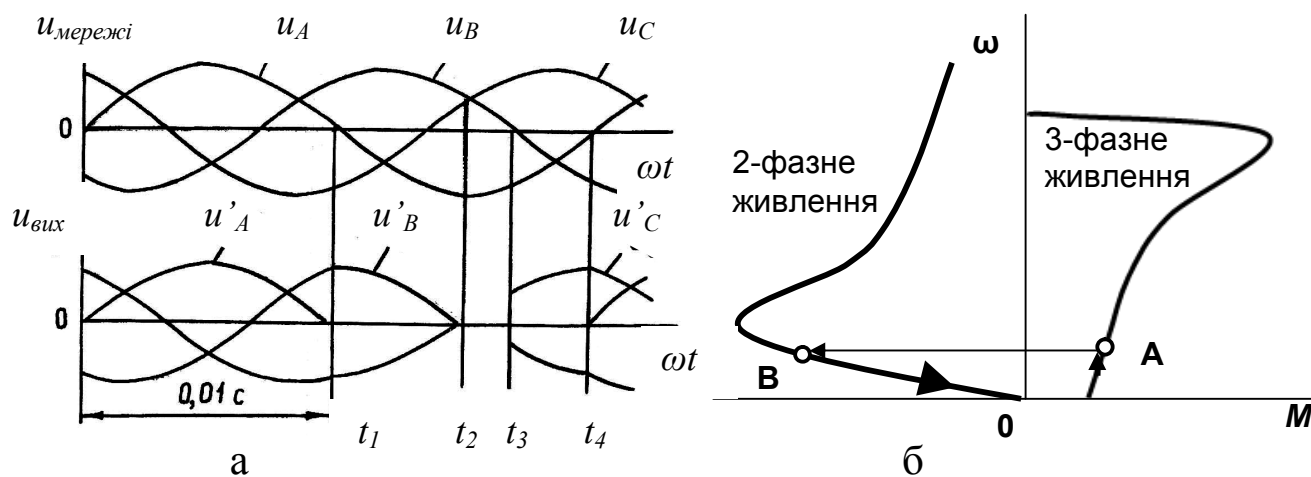


Рисунок 2.43 – Діаграми формування фазних напруг виходу ТРН при не включенні одного з його тиристорів (а) і механічні характеристики асинхронного двигуна (б) в процесі його розгону при відсутності провідного стану одного з тиристорів ТРН

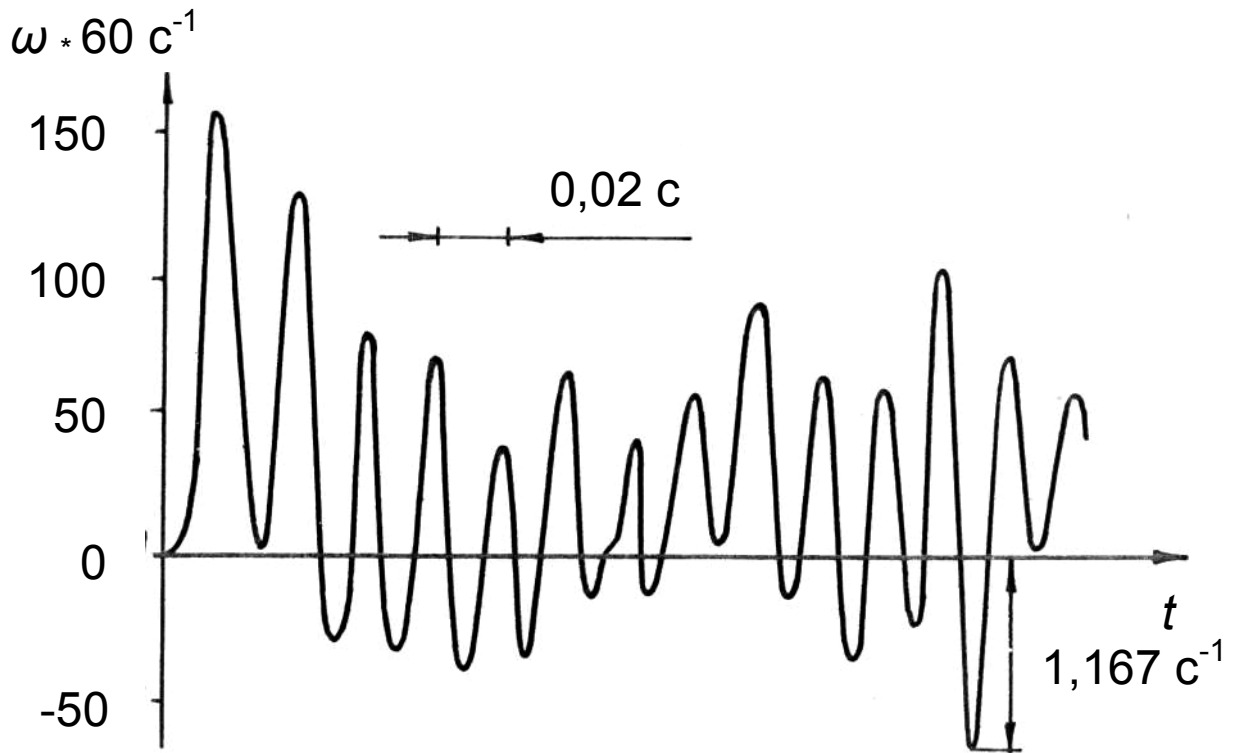


Рисунок 2.44 – Осцилограма кутової швидкості ротора асинхронного двигуна КОФ-32 в процесі пуску при не включенні одного з тиристорів трифазного тиристорного регулятора напруги

Контроль стану силових тиристорів $VS1$; $VS2$ фази ТРН може бути здійснений підключенням паралельно до них кіл з елементами реагування ($K1$; $K2$) через додаткові тиристори $VS3$; $VS4$ (рис. 2.45) [57]. Схема передбачає одночасне ввімкнення тиристорів $VS1$; $VS3$ від імпульсу управління U_{y1} та тиристорів $VS2$; $VS4$ від імпульсу управління U_{y2} . Таким чином, силовий тиристор ТРН у провідному стані шунтуватиме схему відповідного кола контролю.

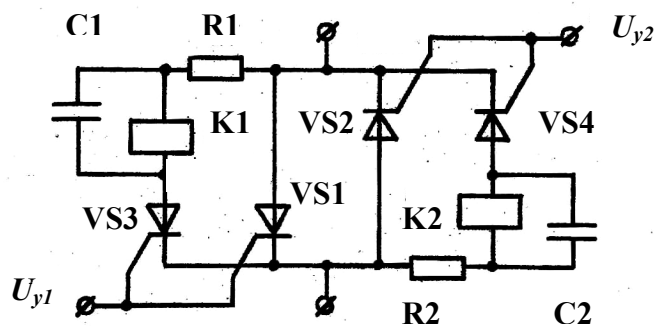


Рисунок 2.45 – Схема контролю станів силових тиристорів $VS1$ і $VS2$ в фазі ТРН

В разі невиключення силового тиристора за наявності імпульсу управління додатковий тиристор $VS3$, або $VS4$ ввімкне відповідне коло контролю що призведе до спрацювання елемента реагування.

Неповнофазне електроживлення асинхронного двигуна при застосуванні тиристорного комутаційного апарата (зокрема, трифазного

регулятора напруги промислової частоти) може мати місце і в разі відмови (збою) системи управління тиристорами. Принцип визначення відмови системи управління має бути оснований на контролюванні тривалості інтервалів спів падіння рівнів вихідних імпульсів системи управління, що пояснюється роботою схеми (рис. 2.46) [58].

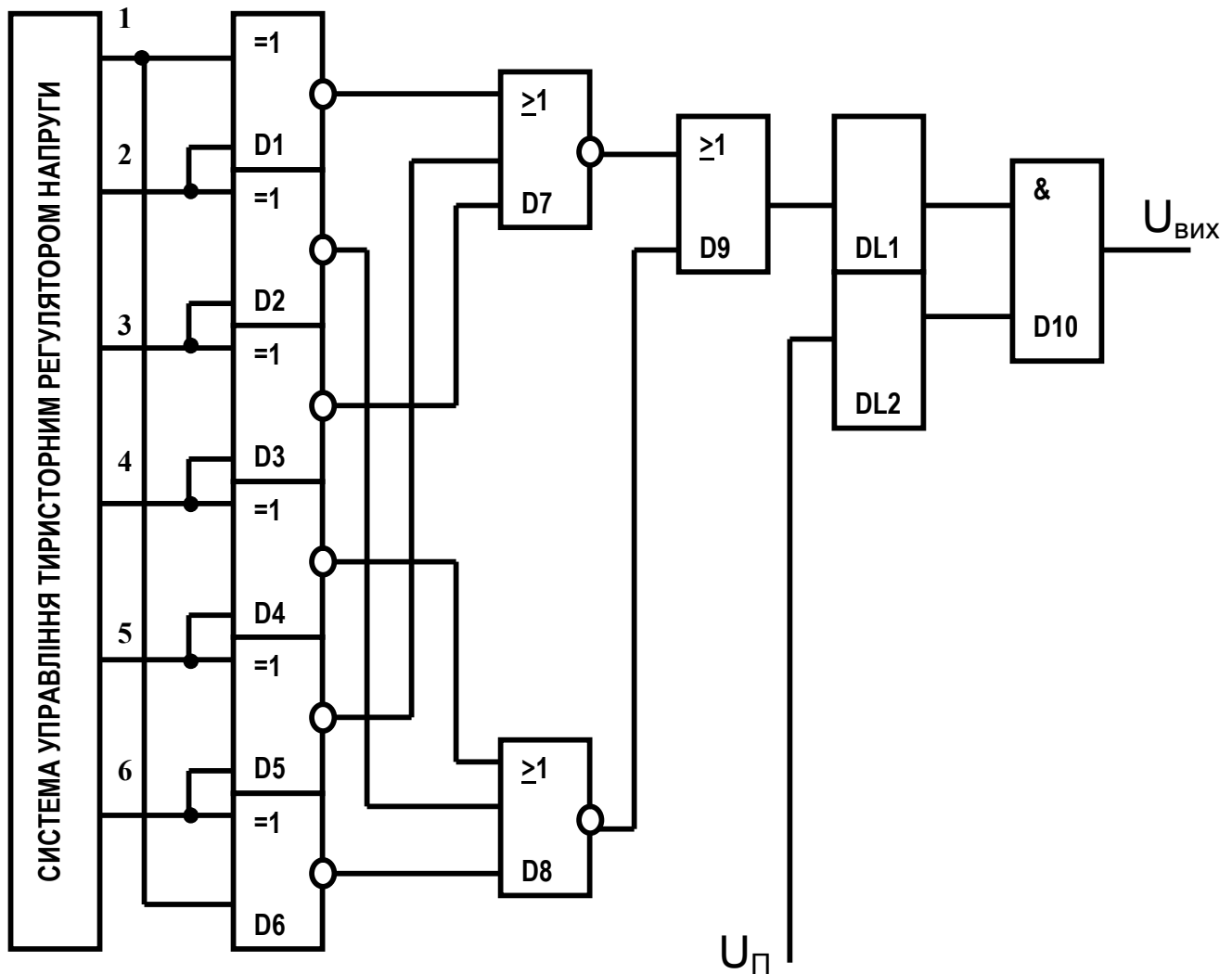


Рисунок 2.46 – Схема пристрою визначення відмови системи управління тиристорним регулятором напруги

На входи елементів «Виключне АБО» $D1 - D6$ подаються вихідні імпульси системи управління. При нормальній її роботі тривалість кожного з цих імпульсів складає π рад. (180 ел. град.), а фазовий зсув між імпульсами двох суміжних каналів складає $\pi/3$ рад. (60 ел. град.). Тому на виходах кожного елемента «Виключне АБО» $D1 - D6$ формуються імпульси тривалістю $\pi/3$ рад. з інтервалом в $2\pi/3$ рад. Отже, логічне складання з наступним інвертуванням вихідних імпульсів елементів $D1; D3; D5$, або $D2; D4; D6$ (що виконується елементами

«АБО-НІ», відповідно, $D7$ і $D8$) призводить до підтримання нульового рівня напруги: на виходах вищезазначених логічних елементів ($D7$; $D8$), і на виході логічного елемента «АБО» $D9$. Відсутність імпульсу на будь-якому виході системи управління (наприклад, на виході 2) призводитиме до зміни тривалості вихідного імпульсу відповідного елемента «Виключне АБО» і до появи на виходах елементів $D7$ і $D8$, а також $D9$ імпульсів рівня логічної «одиниці» (в табл. 2.1 - позначені знаком «X»).

Таблиця 2.1

Діаграма роботи засобу визначення відмови системи управління тиристорним регулятором напруги

№ інтервала часу	Виходи СУ						Виходи елементів						
	1	2	3	4	5	6	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D9
Відсутність відмови системи управління (СУ)													
1	X				X	X	X			X			
2	X	X				X		X			X		
3	X	X	X						X			X	
4		X	X	X			X			X			
5			X	X	X			X			X		
6				X	X	X			X			X	
Наявність відмови системи управління (СУ)													
1	X				X	X	X			X			
2	X					X	X				X		X
3	X		X				X	X				X	
4			X	X				X		X			X
5			X	X	X			X			X		
6				X	X	X						X	

Пристрій працездатен і при повній відсутності всіх вихідних імпульсів системи управління, або при появі одиничних рівнів одразу на всіх її виходах. В цьому разі на виходах елементів «Виключне АБО» $D1$ - $D6$ встановлюються «нулі», логічне складання яких з наступним інвертуванням призводитиме до появи логічних «одиниць» на виходах елементів $D7$; $D8$; $D9$.

Блок часової затримки $DL2$ призначений для виключення хибного спрацьовування захисту при ввімкненні системи управління, оскільки в цьому разі попередньо формується імпульс тільки на одному з шести вихідних каналів системи, що призведе до появи «одиниць» на виходах елементів $D7$; $D8$ на часовому інтервалі $\Delta t < 2\pi$ рад. з момен-

ту початку роботи системи управління.

В процесі зміни кутів управління тиристорами (динамічний режим роботи регулятора напруги) тривалості вихідних імпульсів системи управління дещо змінюються, перевищуючи, або не досягаючи π рад. Це може спричинити появу коротких імпульсів на виходах елементів $D7$; $D8$; $D9$. Блок часової затримки $DL1$ перешкоджає проходженню імпульсів з виходу елемента $D9$ в разі, якщо тривалість цих імпульсів є меншою, ніж $\pi/3$ рад. Цим виключається хибне спрацьовування захисту в процесі регулювання кута відпирання тиристорів регулятора напруги.

2.9 Системна автоматика шахтних високовольтних мереж

2.9.1 Автоматичне повторне ввімкнення

Досвід експлуатації високовольтних ліній електропостачання вказує на те, що в переважній більшості короткі замикання в них обумовлені зближенням проводів при сильному вітрі, зменшенням опору поверхні ізоляторів під час дощу; попаданням гілок дерев між проводами під час сильного вітру і т.п. Такі замикання є нестійкими і при достатньо швидкому відключенні самоусуваються. З метою підвищення ефективності експлуатації повітряних ліній електропередач доцільним є запровадження засобів автоматичного повторного ввімкнення (АПВ). Основними вимогами щодо АПВ є наступні:

- АПВ має приводитися в дію при аварійному відключенні вимикача;
- АПВ не повинно приводитися в дію при відключенні вимикача вручну, дистанційно або по каналах телеуправління, а також при відключенні релейним захистом одразу після його ввімкнення персоналом;
- АПВ повинно забезпечувати певну кратність спрацьовування, що задається персоналом.
- в пристрої АПВ має бути передбачене повернення схеми до вихідного стану після завершення повного алгоритму АПВ.

Загальний принцип будови АПВ полягає в реалізації алгоритму, відповідно з яким сигналом про спрацьовування захисту (захисне відключення мережі) надається дозвіл роботи таймера (реле часу), який через заданий часовий проміжок формує команду на повторне ввімк-

нення високовольтного вимикача. При цьому, схема конкретного засобу АПВ має враховувати особливості улаштування конкретного приводу високовольтного вимикача (технічного засобу переміщення рухомих високовольтних контактів вимикача в процесі їх комутації). Це може бути пружинний, моторно-пружинний, електромагнітний привод і т.п. В схемі АПВ має бути передбачений лічильник повторних ввімкнень високовольтного вимикача і засіб припинення функції АПВ при досягненні кількістю повторних автоматичних ввімкнень заданого значення.

Приклад функціональної схеми однократного АПВ представлений на рис. 2.47 [59]. Схема засобу АПВ вміщує два таймери $KT1$ і $KT2$, логічний елемент «АБО» $D1$, пороговий елемент $KV1$, підсилювач $A1$, виконавчий орган $KL1$. Входом і виходом засіб приєднаний до вимикача $Q1$ (вимикач з приводом). Інтервали часу, на які налаштовані таймери $KT1$ і $KT2$ відрізняються один від одного. Зокрема, таймери засобу типу АПВ-2П [59] можуть бути налаштовані на такі часові параметри спрацьовування:

- таймер $KT1$ – від 0,6 – 1 до 5 – 7 с;
- таймер $KT2$ – від 1,2-2 до 20 – 28 с.

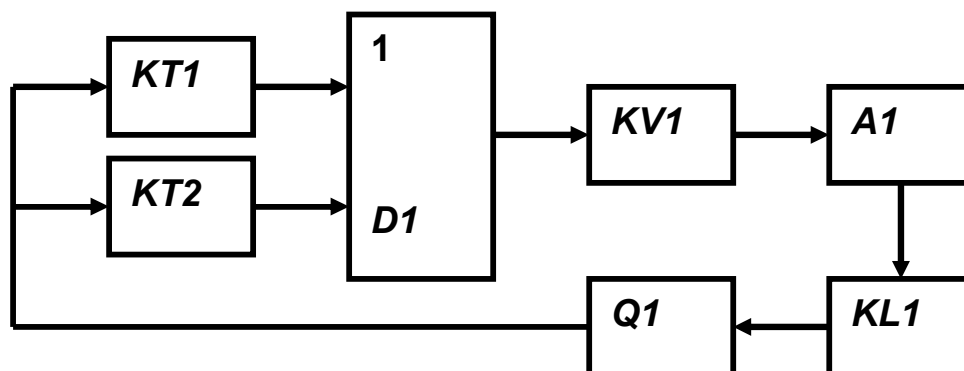


Рисунок 2.47 – Електрична функціональна схема пристрою АПВ-2П

При спрацьовуванні перший таймер ($KT1$) не повертається автоматично до вихідного стану, у той час, як другий таймер ($KT2$) після першого АПВ встигає автоматично повернутися до вихідного стану.

У вихідному стані, коли вимикач $Q1$ відключений, на вхідні елементи $KT1$ і $KT2$ засобу АПВ сигнал не надходить, і на виході засобу (елемент $KL1$) сигнал теж відсутній. При відключенні вимикача лінії електропередач, наприклад, при спрацьовуванні релейного захи-

сту, замикається його контакт, і два таймери $KT1$ і $KT2$ запускаються в роботу. Розпочинається відрахування часу, їх спрацьовування. По завершенні встановленого часу першого циклу АПВ спрацьовує таймер $KT1$. Його вихідний сигнал через логічний елемент «АБО» $D1$, пороговий елемент $KV1$ подається на підсилювач $A1$, з якого підсилений сигнал надходить на виконавчий орган (вихідне реле) $KL1$. При спрацьовуванні останнього сигнал подається на котушку (електромагніт) ввімкнення високовольтного вимикача $Q1$. Цей вимикач повторно вмикає напругу високовольтної лінії електропередач.

В разі повторного відключення лінії електропередач вимикачем $Q1$ тобто, неуспішного першого циклу АПВ розпочинається відрахування часу другого циклу АПВ. При цьому вводиться в роботу тільки таймер $KT2$, оскільки таймер $KT1$ налаштовується на забезпечення виконання тільки першого циклу АПВ. По закінченні часу другого циклу АПВ таймер $KT2$ спрацьовує і забезпечує спрацьовування вихідного органа $KL1$, який знову впливає на електромагніт ввімкнення високовольтного вимикача $Q1$ мережі.

2.9.2 Автоматичне ввімкнення резерву

Автоматичне ввімкнення резерву (АВР) запроваджують для споживачів першої категорії з метою забезпечення безперебійності їх електропостачання. Об'єктом реалізації функції АВР в шахті є головна поверхнева (ГПП) та центральна підземна (ЦПП) підстанції (див. рис. 1.1). Основними вимогами щодо АВР є наступні:

- АВР повинно приводитися в дію при зникненні напруги на шинах незалежно від причини зникнення (при аварії, помилковому відключенні робочого вводу);
- резервне (по відношенню до знеструмленого) джерело електроживлення має підключатися до знеструмленої шини тільки після відключення робочого вводу;
- дія АВР повинна бути однократною. Не можна припускати чисельних підключень резервного джерела електроживлення на стійке коротке замикання.

Засіб АВР встановлюється на секційному високовольтному вимикачі. На рис. 2.48 представлена схема АВР трансформатора з впливом на секційний автоматичний вимикач [60].

В нормальному режимі (до циклу АВР) кожен трансформатор забезпечує навантаження своїх споживачів, приєднаних у секції. Сек-

ційний вимикач $K5$ нормально відключений. В аварійному режимі обидва трансформатори взаємно резервують один одного. При відключенні одного з трансформаторів (наприклад, $TV1$) допоміжні контакти 2 вимикача $K2$ розривають коло реле $ПВ1$. Контакти 1 замикаються і подають напругу на реле $П1$. Це реле спрацьовує і своїми контактами замикає коло живлення котушок ввімкнення високовольтних вимикачів $K3$; $K4$; $K5$. Якщо перед цим трансформатор $TV2$ вже був ввімкнений, то вмикається тільки секційний вимикач $K5$. При відключеному трансформаторі $TV2$ будуть вмикатися три вимикачі. Для усунення перевантаження акумуляторної батареї (що задіяна як джерело живлення котушок вмикання вимикачів) в разі одночасного ввімкнення трьох вимикачів має бути передбачене блокування, наприклад, за допомогою допоміжних контактів вимикача $K3$ (вимикач $K4$ розпочинає вмикатися тільки після того, як процес вмикання $K3$ закінчиться).

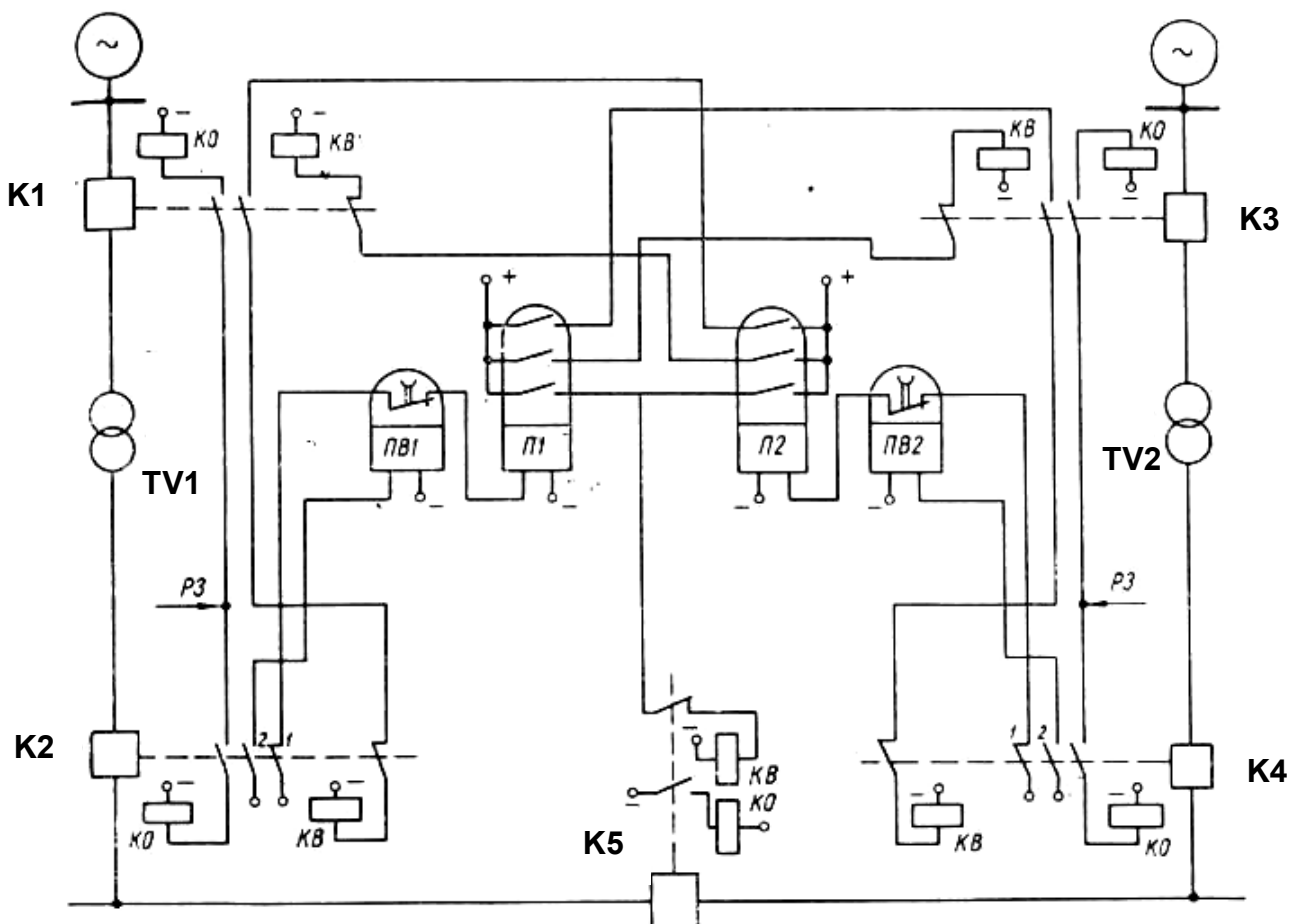


Рисунок 2.48 – Схема АВР трансформатора з впливом на секційний вимикач

В разі спрацьовування АВР відновлюється подача напруги на першу секцію від трансформатора *TV2*. аналогічно, трансформатор *TV2* резервується трансформатором *TV1*.

Приклади рішення задач

Задача 1. Розрахувати і обрати уставку максимального струмового захисту (МСЗ) типу ПМЗ для групи магнітних пускачів і групового АВ (АВ-320ДО) дільниці, живлення якої здійснюється від КТП типу КТПВ-630 по магістральному кабелю ЕВБВ 3×120 довжиною 50 м, напругою 660 В. Параметри споживачів зведено до таблиці:

Параметри	Споживач		
	1	2	3
P_n , кВт	110	110	55
$\cos\varphi$	0,85	0,85	0,87
I_n/I_n	7,5	7,5	6
I_n контактора	160	160	80
Марка кабелю	КГЕШ3×35	КГЕШ3×35	КГЕШ 3×16
Довжина, м	250	55	55

Рішення.

Для вибору уставки МСЗ необхідно розрахувати номінальний та пусковий струми кожного споживача:

- 1-й та 2-й споживачі (враховуючи на їх однакові параметри):

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 660 \cdot 0,85} = 116 \text{ A}$$

$$I_n = I_n \cdot 7,5 = 870 \text{ A}$$

- 3-й споживач:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{55 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 660 \cdot 0,87} = 57 \text{ A}$$

$$I_n = I_n \cdot 6 = 342 \text{ A}$$

Розрахунок уставки МСЗ групового АВ:

$$I_{уст.р.} = 1,2 \cdot (I_{пуск.г} + \sum I_{н.инш.}) = 1,2 \cdot (870 + 173) = 1251 \text{ A},$$

де $I_{пуск.г}$ – пусковий струм споживача максимальної потужності;

$\Sigma I_{н.інш}$ – сума номінальних струмів інших споживачів.

Обираємо уставку №4 – $I_{уст} = 1400A$ (додаток 8).

Рохраунок уставки МСЗ споживачів:

- 1-й та 2-й споживачі (враховуючи на їх однакові пускові струми):

$$I_{уст.р} = 1,2 \cdot I_{пуск} = 1,2 \cdot 870 = 1044 A$$

Обираємо уставку МСЗ № 9 кожного з 2-х пускачів – $I_{уст} = 1200A$.

- 3-й споживач:

$$I_{уст.р} = 1,2 \cdot I_{пуск} = 1,2 \cdot 342 = 411 A$$

обираємо уставку № 8 – $I_{уст} = 440A$.

Обрані уставки необхідно перевірити за коефіцієнтом чутливості (k_u):

$$k_u = \frac{I_{к.з.}^{(2)}}{I_{уст}} \geq 1,5$$

Розрахунок двофазного струму к.з. на зажимах двигунів споживачів:

$$I_{к.з.}^{(2)} = \frac{0,95 \cdot U_n}{2 \cdot \sqrt{(R_{тр} + R_{мк} + R_{зк} + R_{кон})^2 + (X_{тр} + X_{мк} + X_{зк})^2}}$$

$$R_{тр} = 0,00619 \text{ Ом}; X_{тр} = 0,02645 \text{ Ом (додаток 13)}.$$

$$R_{мк} = R_{нит} \cdot L = 0,153 \cdot 0,05 = 0,00765 \text{ Ом};$$

$$X_{мк} = X_{нит} \cdot L = 0,063 \cdot 0,05 = 0,00315 \text{ Ом (додаток 14)}.$$

$$R_{кон} = 0,005 \text{ Ом на один комутаційний апарат,}$$

де $R_{тр}; X_{тр}$ – активний та індуктивний опори трансформатора підстанції, Ом; $R_{мк}; X_{мк}$ – активний та індуктивний опори магістрального кабеля, Ом; $R_{зк}; X_{зк}$ – активний та індуктивний опори гнучкого кабеля, Ом; $R_{нит}; X_{нит}$ – активний та індуктивний питомі опори кабеля, Ом/км; $R_{зк} = 0,005$ Ом – активний опір контактного з'єднання в комутаційному апараті; L – довжина кабелю, км.

- 1-й споживач:

$$R_{зк} = R_{нит} \cdot L = 0,539 \cdot 0,25 = 0,13475 \text{ Ом};$$

$$X_{зк} = X_{нит} \cdot L = 0,084 \cdot 0,25 = 0,021 \text{ Ом};$$

$$I_{к.з.}^{(2)} = \frac{0,95 \cdot 660}{2 \cdot 0,181645} = 1725 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1825}{1200} = 1,52 \geq 1,5$$

- 2-й споживач:

$$R_{\text{зк}} = R_{\text{нит}} \cdot L = 0,539 \cdot 0,055 = 0,029645 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{зк}} = X_{\text{нит}} \cdot L = 0,084 \cdot 0,055 = 0,00462 \text{ Ом};$$

$$I_{к.з.}^{(2)} = \frac{0,95 \cdot 660}{2 \cdot 0,085648} = 3660 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3660}{1200} = 3,05 \geq 1,5$$

- 3-й споживач:

$$R_{\text{зк}} = R_{\text{нит}} \cdot L = 1,22 \cdot 0,055 = 0,0671 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{зк}} = X_{\text{нит}} \cdot L = 0,09 \cdot 0,055 = 0,00495 \text{ Ом};$$

$$I_{к.з.}^{(2)} = \frac{0,95 \cdot 660}{2 \cdot 0,114721} = 2732 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{2732}{440} = 6,21 \geq 1,5$$

Перевірка за коефіцієнтом чуттєвості виконується, уставки МСЗ обрані вірно.

Задача 2. Виконати перевірку кабельної мережі за критерієм термічної стійкості до струмів к.з. і перевірку комутаційних апаратів за критерієм комутаційної спроможності при експлуатації на ділянці з наступними параметрами: живляча трансформаторна підстанція КТПВ-630, магістральний кабель ЕВБВ3×70 довжиною 50 м, автоматичний вимикач АВ-320ДО, гнучкі кабелі КГЕШ. Напруга мережі ділянці 1140 В.

Рішення.

За критерієм термостійкості кабель повинен відповідати наступним умовам:

$$I_{\text{max}} = \frac{C \cdot S_{\text{к}}}{\sqrt{t_n}} \geq I_{к.з.}^{(3)}$$

C – коефіцієнт, що враховує теплорозсіючу здатність кабелів. Для кабелів марки ЕВБВ $C = 105$; для гнучких кабелів $C = 101$.

$S_{\text{к}}$ – переріз робочої жили кабелю, мм²;

t_n – приведений час нагріву кабелю при відключенні струму к.з. Для низьковольтних автоматичних вимикачей $t_n = 0,1$ с.

Розрахунок струмів трифазного короткого замикання виконується на початку кабелю - найбільший струм к.з.

На початку магістрального кабелю:

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{xx}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{mp} + R_{кон})^2 + X_{mp}^2}} = \frac{1,05 \cdot 1200}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,01872 + 0,005)^2 + 0,08^2}} = 8728 \text{ A},$$

де $R_{mp}; X_{mp}$ – активний та індуктивний опори трансформатора підстанції, Ом; $R_{ск} = 0,005$ Ом – активний опір контактної з'єднання в комутаційному апараті.

Максимальний струм магістрального кабелю за критерієм термічної стійкості:

$$I_{max} = \frac{105 \cdot 70}{\sqrt{0,1}} = 23242 \text{ A} \geq 8728 \text{ A}$$

Таким чином, магістральний кабель перерізом 70 мм^2 відповідає за критерієм термостійкості.

Відключаюча спроможність автоматичного вимикача трансформаторної підстанції складає 25000 A , що є більш ніж розрахований струм трифазного к.з., ця перевірка також виконується.

Струм трифазного к.з. на початку гнучкого кабелю:

$$I_{к.з.}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot U_{xx}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{mp} + R_{mk} + R_{кон})^2 + (X_{mp} + X_{mk})^2}} =$$

$$= \frac{1,05 \cdot 1200}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,01872 + 0,268 \cdot 0,05 + 0,001)^2 + (0,08 + 0,065 \cdot 0,05)^2}} = 7574 \text{ A}$$

де $R_{mk}; X_{mk}$ – активний та індуктивний опори магістрального кабелю, Ом.

Комутаційна спроможність автоматичного вимикача АВ-320ДО на напругу 1140 В складає 10000 A , перевірка виконується.

Визначаємо максимально припустимий переріз силової жили гнучкого кабелю за критерієм термостійкості:

$$S = \frac{\sqrt{t_n} \cdot I_{к.з.}^{(3)}}{C} = \frac{\sqrt{0,1} \cdot 7574}{101} = 23 \text{ мм}^2$$

Таким чином, гнучкі кабелі марки КГЕШ перерізом силової жили 25 мм^2 (та більше) відповідають за критерієм термічної стійкості до струму короткого замикання.

Питання для самоконтролю

1. У чому полягають принципи визначення міжфазних коротких замикань в промислових електроустановках?
2. Якими є влаштування та властивості електромагнітних розчеплювачів максимального струму автоматичних вимикачів?
3. В яких точках схеми електропостачання, з якою метою та яким чином виконується розрахунок струмів двофазного та трифазного короткого замикання?
4. У чому полягають особливості влаштування та принципи функціонування засобів максимального струмового захисту з регулюванням уставок спрацьовування (на прикладі УМЗ; ПМЗ; БТЗ)?
5. У чому полягає принцип розрахунку, вибору і перевірки на чутливість уставок максимального струмового захисту рудникових силових комутаційних апаратів ?
6. Яким чином можна виявити стан короткого замикання шляхом визначення швидкості зміни струму мережі? Навести приклади.
7. У чому полягає спосіб обмеження струму короткого замикання на основі застосування гнучких екранованих шахтних кабелів з розщепленими жилами (на прикладі застосування вибухобезпечного кабелю КГЭШуС-ПБ)?
8. У чому полягає спосіб обмеження струму короткого замикання на основі автоматичного збільшення індуктивності робочих фаз мережі. Надати приклади реалізації цього способу.
9. Розкрити принципи визначення міжфазних дугоутворень і побудови засобів захисту від дугових міжфазних замикань.
10. Розкрити призначення і властивості пристроїв захисту від струмових перевантажень електроустаткування, на принципі виміру струму споживача (на прикладі засобів РТ-40; ТЗП).
11. Проаналізувати принципи виявлення однофазного струму витоку на землю, навести приклади технічної реалізації.
12. У чому полягає принцип роботи диференційної схеми контролю опору ізоляції мережі?

13. Розкрити особливості улаштування і принцип дії апарата захисного відключення високовольтної шахтної мережі АЗО-6.

14. Як забезпечується функція визначення стану витоків струму на землю при застосуванні принципу порівняння оперативного та еталонного струмів (на прикладі схеми апарата захисту типу АЗУР)?

15. Як забезпечується функція самоконтролю стану схеми апаратів захисту від витоків струму на землю типу АЗУР?

16. Розкрити принципи запровадження функції автокомпенсації ємності ізоляції шахтної дільничної електромережі.

17. Розкрити призначення і принципи функціонування засобів визначення і замикання на землю фази дільничної мережі з ушкодженою ізоляцією.

18. У чому полягає проблематика забезпечення електробезпеки експлуатації шахтних дільничних комбінованих електромереж з перетворювачами частоти?

19. Розкрити призначення, функції та принцип дії апаратури АЗУР-4ПП.

20. У чому полягає призначення та принцип функціонування засобів блокування ввімкнення шахтного силового комутаційного апарата при пошкодженні ізоляції кабеля силового відгалуження?

21. Пояснити принципові відмінності блокувального реле витоків БРУ (БКІ) та апарата захисту від витоків струму на землю.

22. У чому полягає і яким чином здійснюється нульовий захист електроустановок шахти?

23. У чому полягають особливості і небезпека неповнофазного електроживлення асинхронного двигуна, у тому числі, при управлінні його параметрами від тиристорного регулятора напруги в разі неввімкнення силового тиристора регулятора?

24. У чому полягають принципи визначення неповнофазного електроживлення асинхронного двигуна, у тому числі, при управлінні його параметрами від тиристорного регулятора напруги в разі неввімкнення силового тиристора регулятора?

25. Розкрити призначення, принцип улаштування та дії засобів АПВ.

26. Розкрити призначення, принцип улаштування та дії засобів АВР.

РОЗДІЛ 3

УЛАШТУВАННЯ І ПРИНЦИПИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ДАТЧИКІВ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ АВТОМАТИЧНОГО ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

Навчальною метою розділу є набуття студентами знань щодо принципів побудови, улаштування і особливостей функціонування технічних засобів визначення фізичних параметрів устаткування рудникових електротехнічних комплексів, адаптованих стосовно утворення інформаційних сигналів для пристроїв автоматичного захисту електроустановок від аварійних станів та небезпек. Результатом засвоєння студентами матеріалу розділу є знання принципів побудови і функціонування датчиків фізичних параметрів, що застосовуються, або придатні для застосування в структурі засобів автоматичного захисту рудникових електроустановок від аварійних і небезпечних станів.

3.1 Датчики електричного струму

Переважає більшість аварійних і ненормальних станів електроустановки може бути ідентифікована відповідною зміною параметрів електричного струму в силових колах. Цим обумовлена необхідність застосування датчиків струму у якості джерел інформаційних сигналів для подальшого використання в засобах автоматичного захисту від аварійних станів і небезпек.

3.1.1 Електромагнітні трансформатори струму

Електромагнітні трансформатори струму призначені для перетворення змінного струму мережі в пропорційний за величиною змінний струм тієї ж частоти з метою застосування у засобах виміру мереженого струму і в засобах струмового захисту електроустановки, підключеного до мережі. Улаштування трансформатора струму наведено на рис. 3.1 [61]. Первинна обмотка 3 виконана з мідного проводу великого перерізу і призначена для безпосереднього підключення в послідовне коло фази мережі. Вона утворює один, або декілька витків, що намотані на сердечнику 2 (магнітопроводі) і може бути

представлена шиною, яка проходить через вікно тороїдального магнітопроводу. Вторинний струм i_2 трансформатора струму визначається із співвідношення витків первинної w_1 і вторинної w_2 обмоток:

$$i_2 = i_1 (w_1/w_2), \quad (3.1)$$

де i_1 – струм в первинній обмотці (шині).

При навантаженні вторинної обмотки w_2 активним опором R (рис. 3.2) на ньому буде формуватися напруга U_2 , пропорційна струму в первинній обмотці (шині):

$$U_2 = R i_2 = R i_1 (w_1/w_2), \quad (3.2)$$

Зовнішній вид трансформатора струмового захисту серії ТТЗ шахтних силових комутаційних апаратів наведено на рис. 3.3.

Характеристики трансформаторів струму для сталих режимів роботи визначені стандартом МЕК 60044-1 [62], ГОСТ 7746-2001. В технічних засобах захисту і автоматики, як правило, використовуються трансформатори струму з максимальною повною похибкою в 5% (5P) або 10% (10P) при струмі номінальної граничної кратності (табл. 3.1) [63].

Таблиця 3.1

Класи точності трансформаторів струму відповідно до стандарту МЕК 60044-1; ГОСТ 774602001

Клас точності	Струмова похибка f_i при номінальному струмі I_n	Кутова похибка δ при номінальному струмі I_n	Повна похибка ε при струмі номінальної граничної кратності
5P	$\pm 1\%$	± 60 хвилин	5%
10P	$\pm 3\%$	-	10%

Повна похибка електромагнітного трансформатора струму відповідає нормованим параметрам в області діапазону його лінійної характеристики намагнічування (рис.3.4). Однак цей діапазон є обмеженим, оскільки трансформатор струму може перебувати в режимі насичення при суттєвому збільшенні намагнічуючого струму.

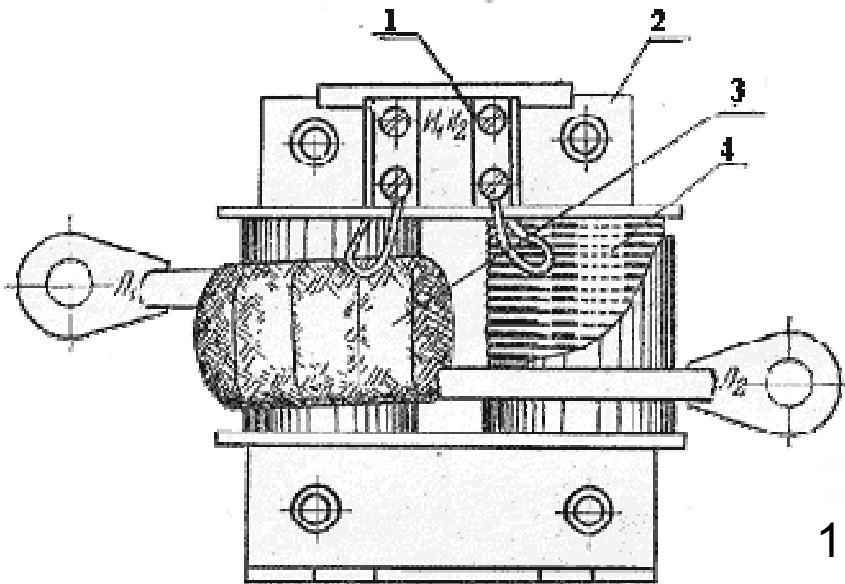


Рисунок 3.1 – Улаштування трансформатора струму ТК-20

1 - клемник; 2 - сердечник з електротехнічної сталі; 3 - первинна обмотка; 4 - вторинна обмотка

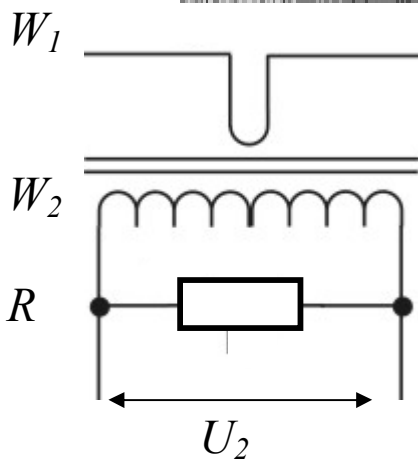


Рисунок 3.2 – Схема підключення активного навантаження трансформатора струму

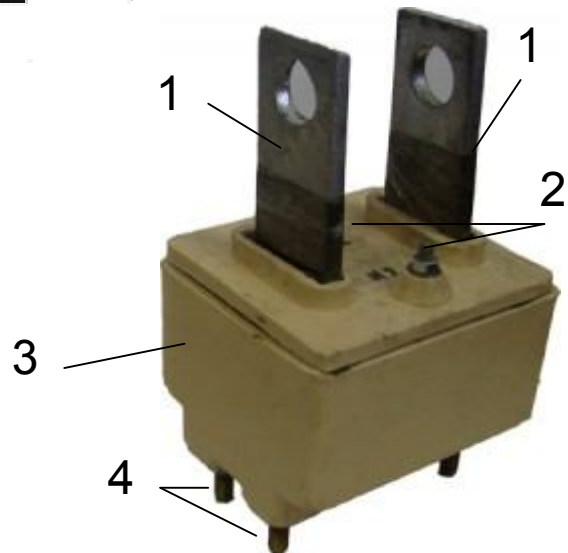


Рисунок 3.3 – Загальний вид трансформатора струмового захисту серії ТТЗ шахтних силових комутаційних апаратів

1 – шина струмопроводу (первинного струму); 2 – виводи вторинної обмотки; 3 – корпус; 4 – болти кріплення

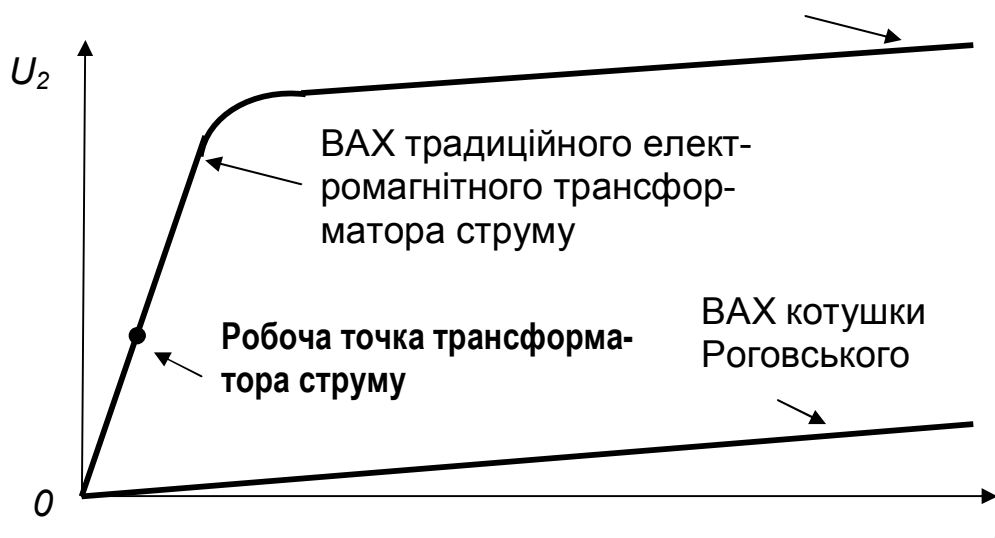


Рисунок 3.4 – Вольт-амперні характеристики електромагнітного трансформатора струму і котушки Роговського

Насичення трансформатора струму може бути обумовлене періодичною складовою струму, коли її значення перевищує граничну величину. Однак більш ймовірним є насичення трансформатора струму через наявність аперіодичної складової, коли магнітна індукція значно збільшується. Характерні сигнали первинного і вторинного струмів при насиченні електромагнітного трансформатора струму наведені на рис. 3.5 [64].

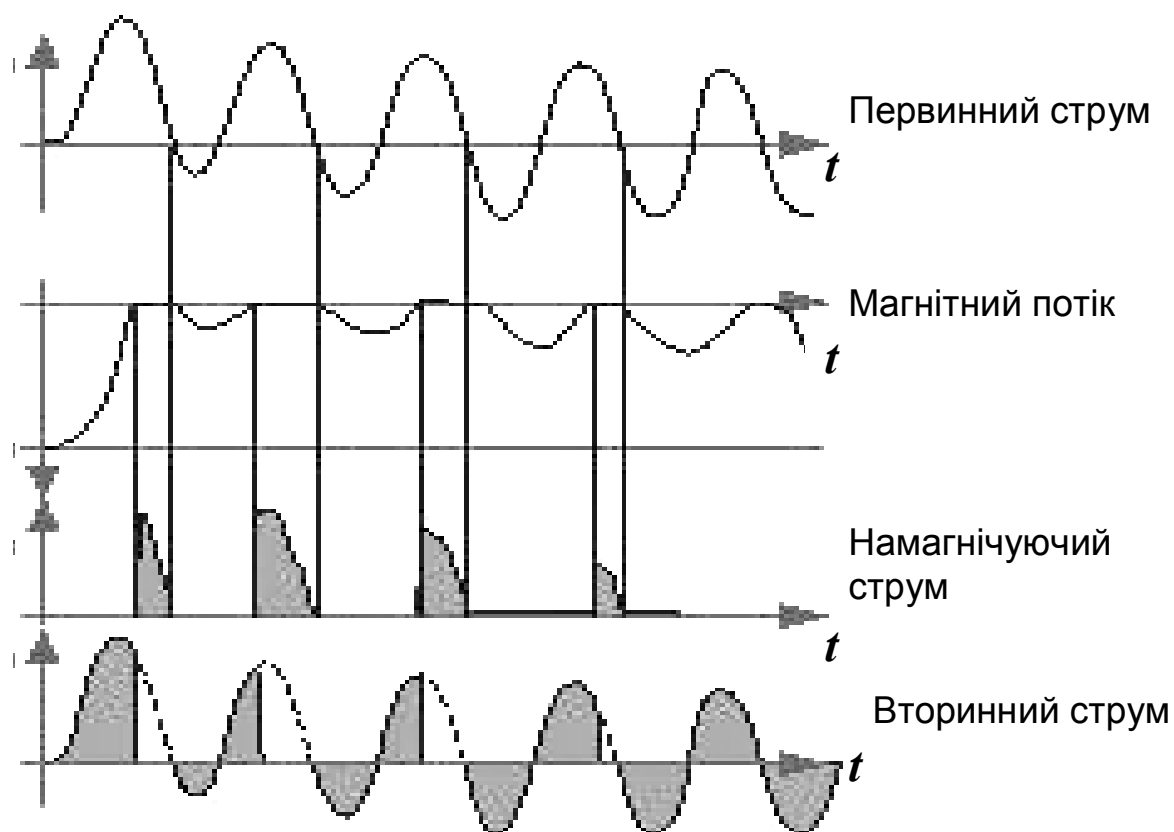


Рисунок 3.5 – Діаграми параметрів при насичення електромагнітного трансформатора струму в перехідному режимі [64]

Ці властивості спроможні здійснювати вплив на параметри вторинного струму в деяких режимах роботи силового електроустаткування. Зокрема, перехідний процес при виникненні аварійного стану в промисловій дільничній електромережі, як правило, супроводжується виникненням аперіодичної складової струму (первинного струму електромагнітного трансформатора струму). Цим обумовлюється суттєве збільшення магнітної індукції (потіку). Коли магнітна індукція досягатиме величини індукції насичення, вторинний струм трансформатора струму має різко зменшитися. При зміні полярності первинного струму індукція (потік) зменшується, що призводитиме до пропорційної трансформації струму у вторинну обмотку. Отже де-

формація вторинного струму і поява імпульсів струму намагнічування внаслідок насичення сердечника трансформатора струму матимуть місце на протязі певної частини кожного півперіоду. Інтервали, що відповідають наявності та відсутності насичення йдуть по черзі. В процесі затухання аперіодичної складової струму тривалість інтервалів, коли трансформатор струму повністю трансформує струм, збільшується. Однак, ефект насичення може мати місце в початковий термін виникнення і розвитку аварійного стану в електричному приєднанні мережі. Він спроможний утворювати вплив на працездатність засобів автоматичного захисту через відсутність пропорційності трансформації струму на інтервалі наявності перехідного процесу в мережі. Запровадження в апаратурі автоматизації і захисту мікропроцесорних засобів для обробки інформаційних сигналів електромагнітних трансформаторів струму дозволяє ідентифікувати режими насичення останніх. Однак, алгоритми ідентифікації насичення вимірювальних трансформаторів струму обумовлюють певні затримки у формуванні вихідних параметрів датчиків струму і цим обумовлюють зменшення швидкодії струмових захистів.

В складі існуючих схем силової рудникової комутаційної апаратури трансформатори струму (трансформатори струмового захисту) типу ТТЗ (рис. 3.3) застосовуються як джерела інформаційних сигналів, пропорційних величині (амплітуді, або дієвому значенню) струму мережі для пристроїв максимального струмового захисту (типів УМЗ; ПМЗ; БТЗ) струмового захисту від перевантажень (ТЗП; БТЗ).

3.1.2 Датчик струму «Котушка Роговського»

Датчики струму за схемою «Котушка Роговського» (рис. 3.6) застосовують в окремих типах шахтних магнітних пускачів, зокрема – в компоновці вакуумного контактора типу SPVC (рис. 3.7) магнітних пускачів ПВІ-630МВ та аналогічних [10]. Конструкція датчика передбачає розташування котушки електричного проводу навкруг електропровідного немагнітного сердечника. Електричний струм у цьому сердечнику створюватиме магнітне поле, яке, у свою чергу індукуватиме вторинну напругу $u(t)$ в обмотках котушки [64]:

$$u(t) = -\mu_0 \mu_1 n_s \frac{d i_p(t)}{dt} = M \frac{d i_p(t)}{dt}, \quad (3.3)$$

де μ_0 – магнітна проникність середовища; μ_r – відносна магнітна проникність (відношення магнітної проникності котушки до магнітної проникності середовища); s - поперечний переріз сердечника; M - взаємна індукція обмоток котушки і провідника (для ідеальної котушки Роговського значення взаємної індукції M не залежить від розташування провідника в цій котушці)

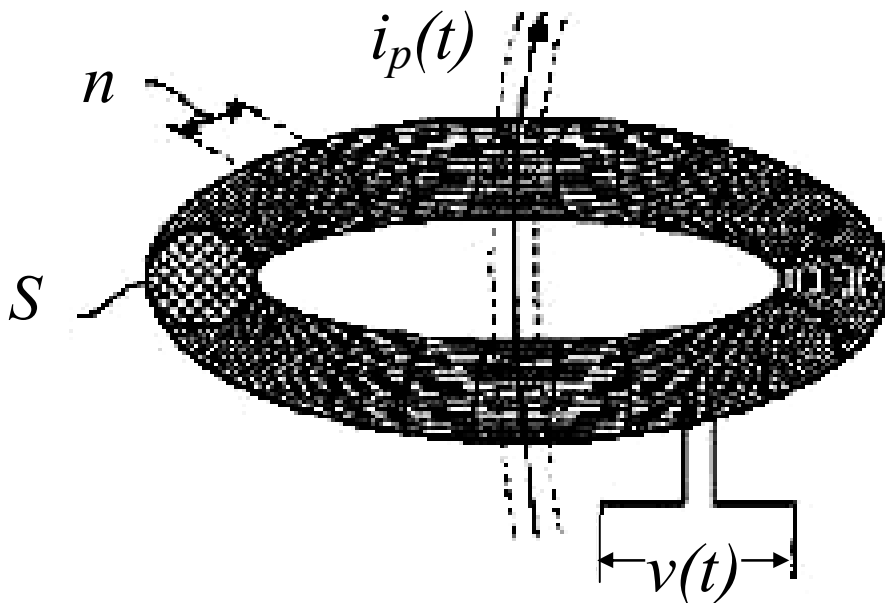


Рисунок 3.6 – Принципова схема датчика струму «Котушка Роговського»

Напруга на виводах обмотки котушки Роговського є пропорційною щодо похідної вимірюваного первинного струму $i_p(t)$. Для отримання амплітуди і фази вимірюваного струму (комплексне значення) є можливим або безпосереднє інтегрування вихідного сигналу, або його перетворення в частотній області з відповідним коригуванням значень амплітуди та фазних кутів.

Струмові датчики за схемою «Котушка Роговського» відрізняються відсутністю похибок при виділенні сигналу в області малих частот. Унеможливлення впливу інших провідників, що знаходяться поряд з датчиком струму, на величину напруги, що індуктується на виводах його обмотки, забезпечується тим, що котушка Роговського вміщує додаткову обмотку, що намотана у зворотному напрямі до існуючої обмотки.

Переваги котушки Роговського як датчика струму є наступними:

- висока точність виміру (похибка не більш, як 0,1%);

- широкий діапазон виміру струму (від одиниць ампер до сотень кілоампер), можливість виміру струму з великою аперіодичною складовою (у зв'язку з відсутністю насичуючого ся сердечника);
- широкий частотний діапазон (до 1 мГц);
- невеликі габарити, можливість інтегрувати датчик струму в комутаційні апарати без додаткових контактних приєднань і необхідності збільшення габаритів електротехнічного обладнання;
- гальванічна розв'язка з первинним колом;
- відсутність необхідності забезпечення оперативним електроживленням, виконання перевірки, мала коштовність.

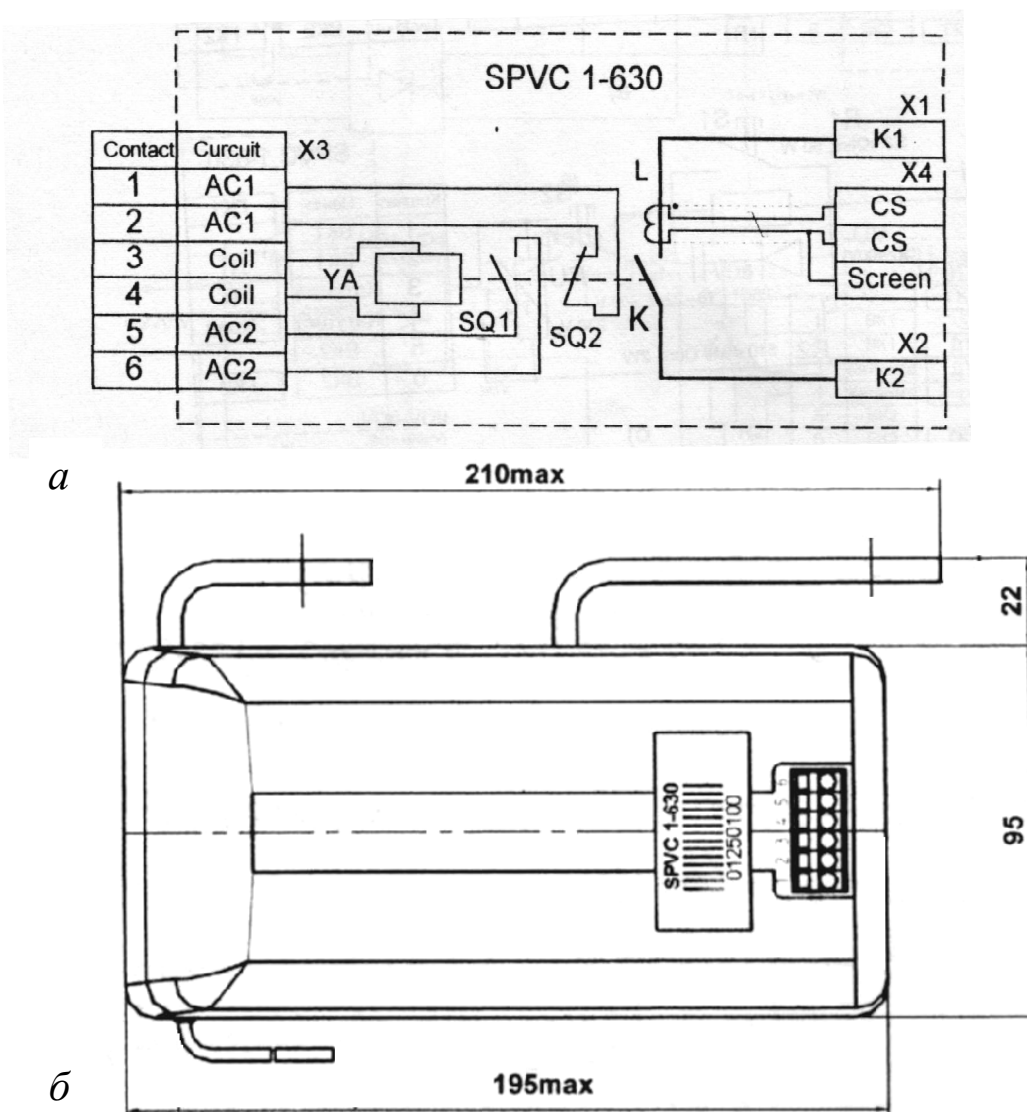


Рисунок 3.7 – Вакуумний контактор SPVC 1 – 630: схема принципова (а); зовнішній вигляд (б)

YA – котушка контактора; *SQ1*, *SQ2* – замикаючий і розмикаючий допоміжні контакти контактора, зблоковані з засобом переміщення силового контакту *K*; *L* – датчик струму «Котушка Роговського»

3.1.3 Оптичні датчики струму

Робота оптичних датчиків струму основана на ефекті Фарадея [64, 65]. Ці датчики являють собою кільця з розташованими в них витками оптичного волокна, що охоплюють шинопровід із струмом. При протіканні струму навколо провідника виникає магнітне поле, яке утворює вплив на поляризацію двох поляризованих світлових сигналів з протилежним напрямом обертання, які проходять уздовж волокна. Зміна поляризації світлових сигналів, що повертаються, дозволяє обчислити кут Фарадея, який є пропорційним струму в первинному силовому колі. Необхідною складовою такого датчика є електронний засіб формування і обробки світлових сигналів.

Спрощена структура електронно-оптичної схеми датчика струму (рис. 3.8) вміщує джерело оптичного сигналу [66]. Цей сигнал за допомогою розгалужника перетворюється на два право- та лівополяризованих сигнали з протилежними напрямками обертання, які подаються в оптичну петлю з N витків оптоволокна. Магнітне поле, утворюване струмом I , що протікає по проводу, у відповідності до ефекту Фарадея затримує один сигнал та прискорює інший. Обидва сигнали доходять до наступного кругового поляризатора, який перетворює їх у лінійно поляризовані світлові потоки з площинами поляризації, зміщеними на кут:

$$\Delta\varphi = 4V*N*I, \quad (3.4)$$

де V – постійна Верде (величина, що характеризує магнітне обертання площини поляризації у речовині \ddot{I} значення залежить від властивостей речовини, довжини хвилі та монохроматичності випромінювання).

Світлові потоки, що повернулися, перетворюються фотоприймачам у дві напруги змінного струму з частотою:

$$\omega = 2\pi C/\lambda, \quad (3.5)$$

де C – швидкість світла в оптоволокну; λ - довжина хвилі оптичного випромінювання.

Отримані електричні сигнали надходять на вхід аналого-цифрового перетворювача електронного блоку, що перетворює кут $\Delta\varphi$ в цифровий сигнал з подальшою обробкою в DSP-процесорі. Це

дає можливість створювати повністю цифрові засоби захисту та вимірювання.

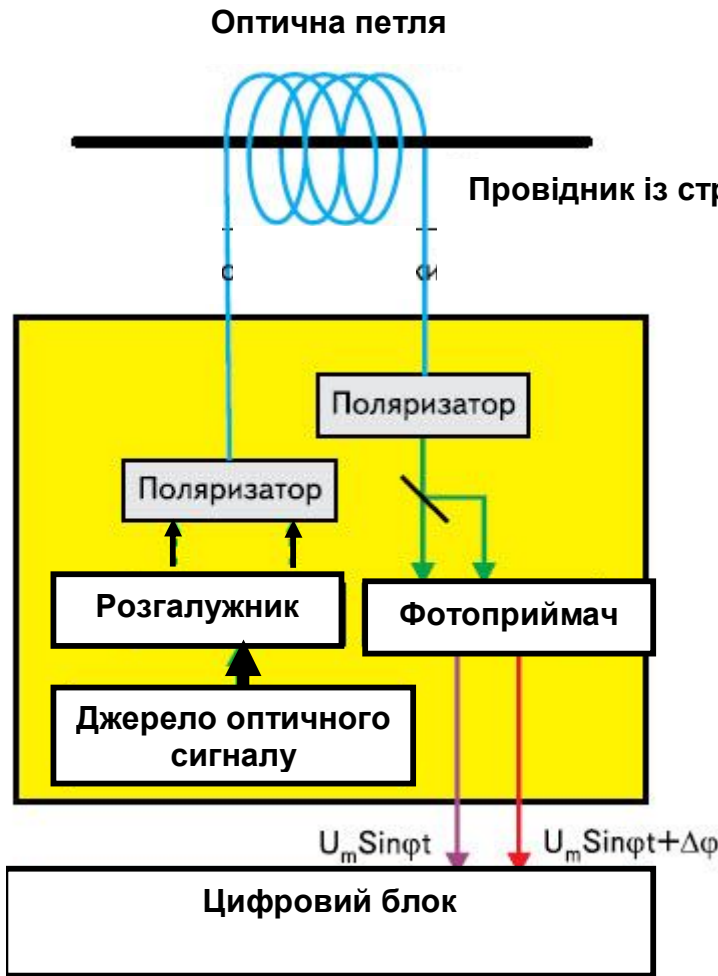


Рисунок 3.8 – Структурна схема оптоволоконного датчика струму з електронно-оптичним блоком

Дані оптичні датчики струму спроможні працювати у великому діапазоні первинних струмів мережі, позбавлені впливу насичення, як електромагнітні трансформатори струму. Однак, їх використання обумовлює суттєве ускладнення схем електротехнічних пристроїв, потребує застосування додаткових засобів забезпечення достатнього рівня надійності функціонування датчиків струму.

Поряд з оптичними датчиками струму, дія яких узгоджується з комп'ютерно-інтегрованими засобами захисту, виміру і контролю відомим є розробки оптичних датчиків напруги (додаток 9). Однак їхнє улаштування і принцип функціонування потребують складних технічних засобів адаптації до особливостей улаштування і схемотехніки рудникових електричних апаратів.

3.1.4 Вимірювальні шунти

Шунт є найпростішим перетворювачем електричного струму в пропорційну напругу. Вимірювальний шунт виготовляється з манганіну і являє собою чотиризатисковий резистор (рис. 3.9). Два ввідні затиски шунта ($A1$ і $A2$), через які підводиться струм є струмовими, а інші затиски ($B1$ і $B2$), з яких знімається пропорційна струмові напруга є потенційними і призначені для підключення вимірювального приладу або засобу обробки (перетворення) сигналу за напругою.

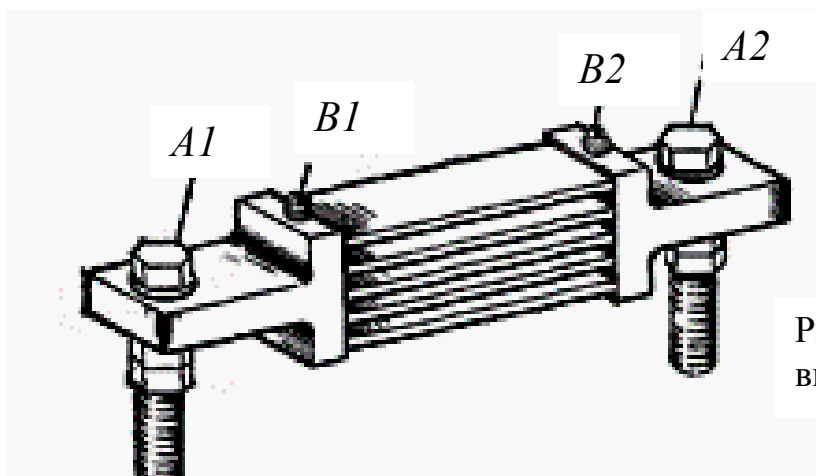


Рисунок 3.9 – Улаштування вимірювального шунта [67]

Вимірювальний шунт характеризується номінальними значеннями вхідного струму $I_{ном}$ і вихідної напруги $U_{ном}$. Отже, опір шунта є виключно активним і визначається виразом $R_{ш} = U_{ном} / I_{ном}$. Шунти дозволяють проводити точні електричні виміри струму в силових колах в межах від одиниць ампер до декількох тисяч ампер. При цьому, малий активний опір шунта визначає достатньо малі величини вихідної напруги. Величини калібровочних напруг шунта знаходяться, як правило, в межах від 10 мВ до 300 мВ.

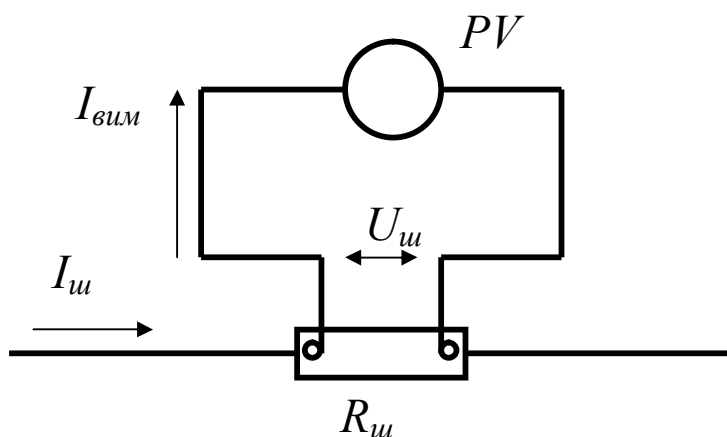


Рисунок 3.10 – Схема підключення шунта до засобу вимірювання (вольтметра PV)

вело, в межах від 10 мВ до 300 мВ.

Найчастіше шунти застосовуються для виміру постійного струму у сукупності з магнітоелектричними вимірювальними механізмами (рис.3.10). При цьому вони знаходяться в електричному зв'язку з силовими колами виміру струму, тобто ма-

ють той самий електричний потенціал, що і коло, в якому вимірюється струм. Застосування шунтів в засобах автоматики має бути пов'язане з необхідністю підсилення їхнього вихідного сигналу і його гальванічної розв'язки з електричним потенціалом кола, в якому вимірюється електричний струм.

З аналізу схеми підключення шунта до засобу вимірювання можна встановити, що струм, який протікатиме через засіб вимірювання (вольтметр) пов'язаний з вимірюваним струмом мережі залежністю:

$$I_{вим} = I_{ш} (R_{ш} / R_{ш} + R_{вим}), \quad (3.6)$$

де $R_{вим}$ – опір засобу вимірювання.

3.1.5 Датчики струму на основі ефекту Холла

Специфіка удосконалення електромеханічних засобів, що застосовуються в складі устаткування технологічних установок шахт і рудників полягає в широкому використанні пристроїв регулювання швидкісних режимів асинхронних двигунів на основі керованих випрямлячів (електроприводи постійного струму), регуляторів трифазної напруги змінного струму, а також перетворювачів частоти (електроприводи змінного струму). Такі установки оснащені автоматичними засобами регулювання електромеханічних параметрів і потребують застосування датчиків струму. Наявність силових напівпровідникових регуляторів та перетворювачів обумовлює вплив на параметри мережі, оскільки форма напруги змінного струму на виході напівпровідникового перетворювача частоти або регулятора напруги буде суттєво відрізнятися від синусоїди, а напруга на виході керованого випрямляча буде містити пульсацію амплітуди і, навіть, безструмові проміжки при значних кутах відпирання тиристорів. Слід також, враховувати на те, що у більшості випадків застосування в системі автоматизації шунта у якості датчика струму силових кіл двигуна постійного струму потребує додаткових заходів із підсилення вихідного сигналу шунта і його гальванічної розв'язки з потенціалом цих силових кіл.

До цих умов експлуатації адаптовані датчики струму, виконані на основі ефекту Холла - датчики типу ДИТ; ДТХ (рис. 3.11) і т.п. (додаток 7) [68]. Датчики перетворюють вимірюваний струм в напру-

гу і призначені для застосування в мережах змінного, постійного і імпульсного струму.



Рисунок 3.11 – Датчик струму типу ДТХ для мереж змінного, постійного та імпульсного струмів

Функціонування датчика базується на застосуванні ефекту Холла при вимірі напруженості магнітного поля поблизу поверхні провідника із струмом. Отже, сигнальне та силове кола датчика гальванічно розв'язані.

Ефект Холла полягає в тому, що у присутності магнітного поля позитивні та негативні заряди в процесі руху в напівпровіднику відхиляються у протилежних напрямках під дією сили Лоренца. Такий розподіл зарядів призводить до утворення ЕРС (ЕРС Холла), яка є пропорційною за величиною напруженості магнітного поля.

Принцип виміру струму пояснюється схемою (рис. 3.12) [69]. Чутливий до магнітного поля елемент Холла знаходиться в зазорі кільцевого магнітопроводу. Вимірюваний струм $I_{вим}$, проходячи по обмотці I створює в магнітопроводі магнітний потік, який утворює в чутливому елементі Холла ЕРС, пропорційну цьому струмові. Сигнал з виходу цього елемента після підсилення надходить на компенсаційну обмотку II. В результаті, по цій обмотці проходить компенсаційний струм I_k , який створює в магнітопроводі магнітний потік зворотного напрямку. Магнітна система, елемент Холла та підсилювач утворюють замкнену систему з негативним зворотним зв'язком, в якій підтримується баланс:

$$I_{вим} W_1 = I_k W_2, \quad (3.7)$$

де W_1 ; W_2 – число витків обмоток I і II.

Підключений послідовно з обмоткою II резистор R_l перетворює компенсаційний струм у вихідну напругу датчика:

$$U_{вих} = I_{вим} R_1 W_1/W_2, \quad (3.8)$$

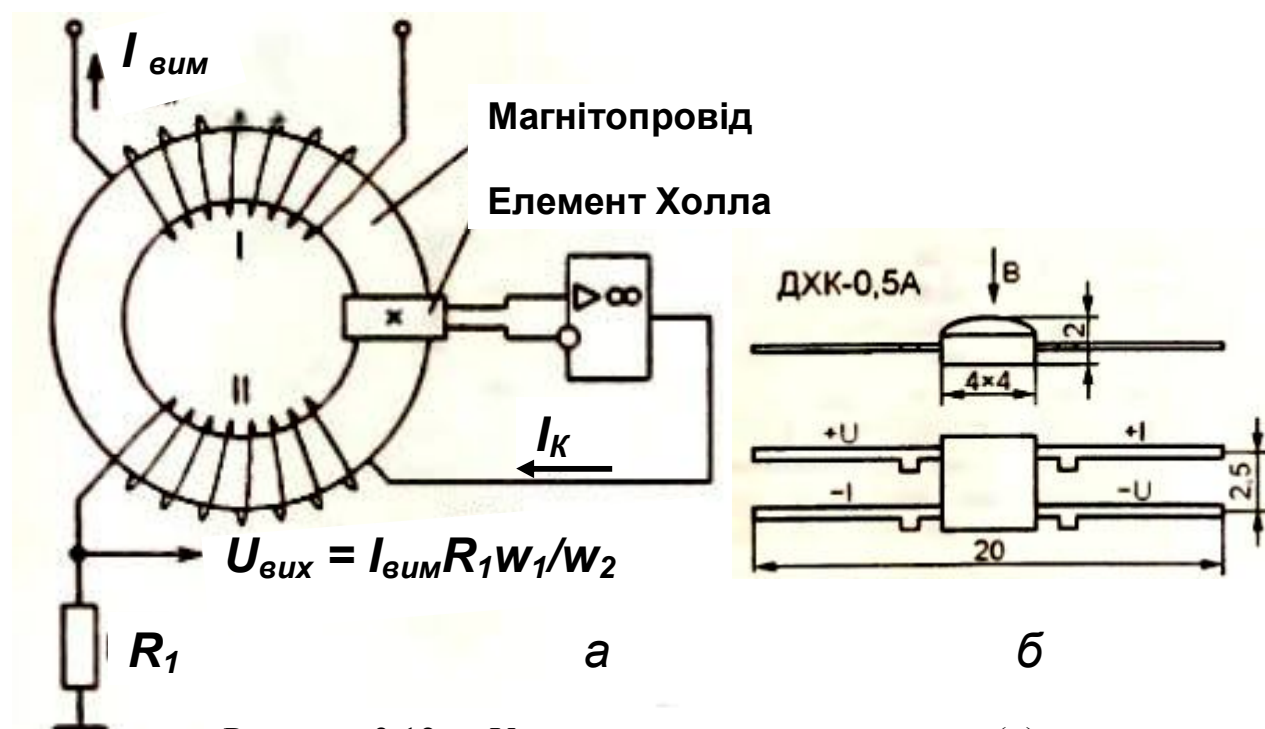


Рисунок 3.12 – Улаштування датчика струму (а) компенсаційного типу з чутливим елементом Холла (б)

Схема (рис. 3.13) становить основу високоточного перетворювача електричного струму на основі ефекту Холла з компенсацією магнітного поля [70]. У цьому перетворювачі магнітний сердечник охоплює струмоведучу шину. Для виміру магнітного поля в зазорах сердечника встановлено декілька датчиків Холла ДХ (кола керуючого постійного струму датчиків не показані). Сигнали від датчиків Холла передаються на підсилювачі, вихідні сигнали яких надходять на обмотки, що оточують сердечник. Ці обмотки генерують магнітне поле, що компенсує напруженість поля, утвореного первинним струмом шини. Сума вторинних струмів є пропорційною первинному струмові.

Перетворювачі такого типу відрізняються точністю, можуть вимірювати як змінний, так і постійний, а також, імпульсний струм. Однак, вони потребують точного налаштування в процесі монтажу для виключення впливу асиметричного поля і перехресних наведень.

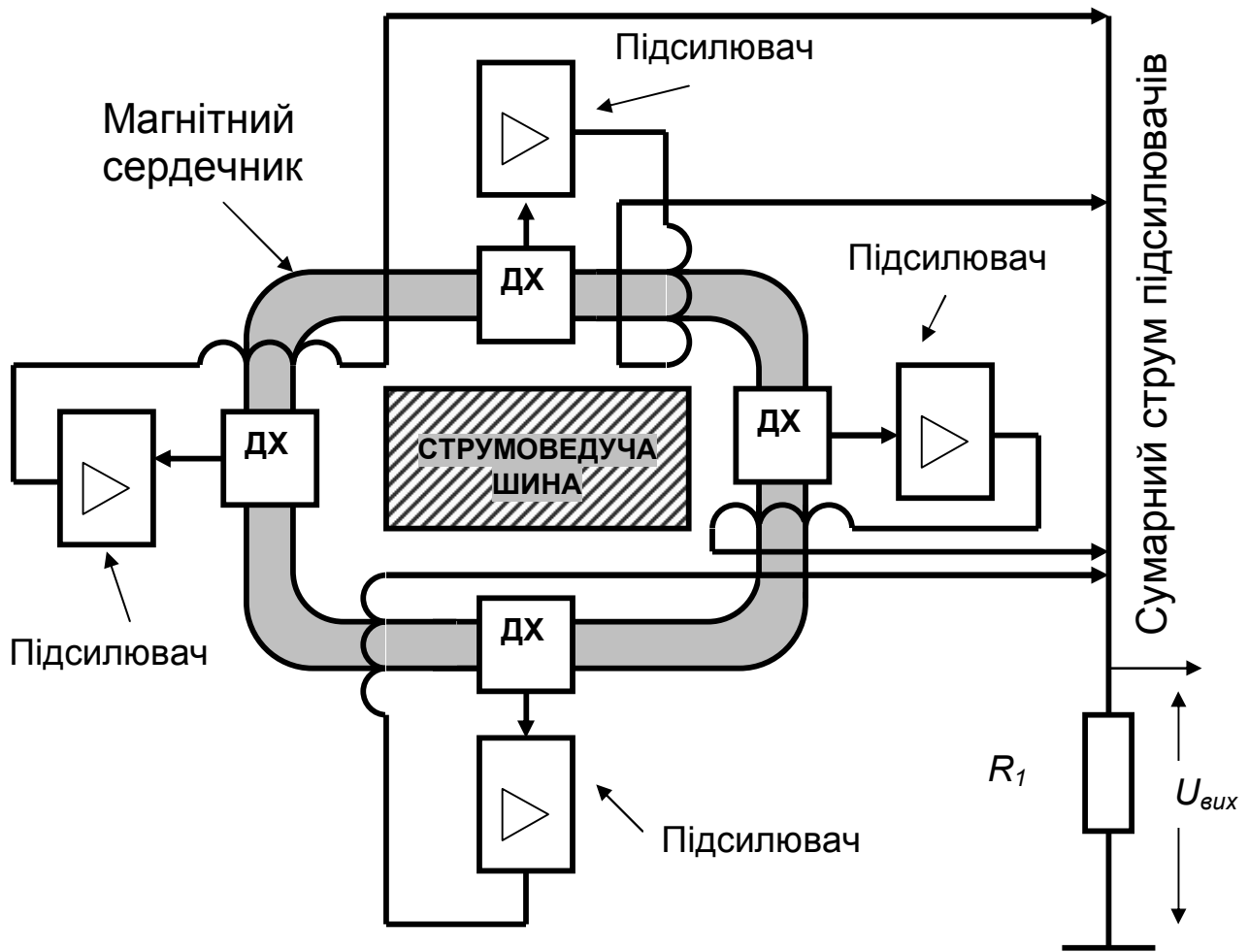


Рисунок 3.13 – Улаштування високоточного перетворювача електричного струму на ефекті Холла з компенсацією магнітного поля [70]

3.2 Перетворювачі потужності

В процесі експлуатації асинхронних електродвигунів виникає необхідність визначення споживаної активної та реактивної потужності для запровадження функцій автоматичного управління та захисту. Ця задача вирішується завдяки застосуванню перетворювачів потужності. Схема їх підключення (рис. 3.14) передбачає приєднання до перетворювача вихідних обмоток двох трансформаторів струму, розташованих у різних фазах контролюємого приєднання, а також двох джерел напруги, що є пропорційною лінійним напругам цього приєднання. Вихідним сигналом перетворювача є струм, пропорційний споживаній активній, або реактивній потужності цього силового приєднання. Властивості перетворювача пояснюються з таблиці 3.2.

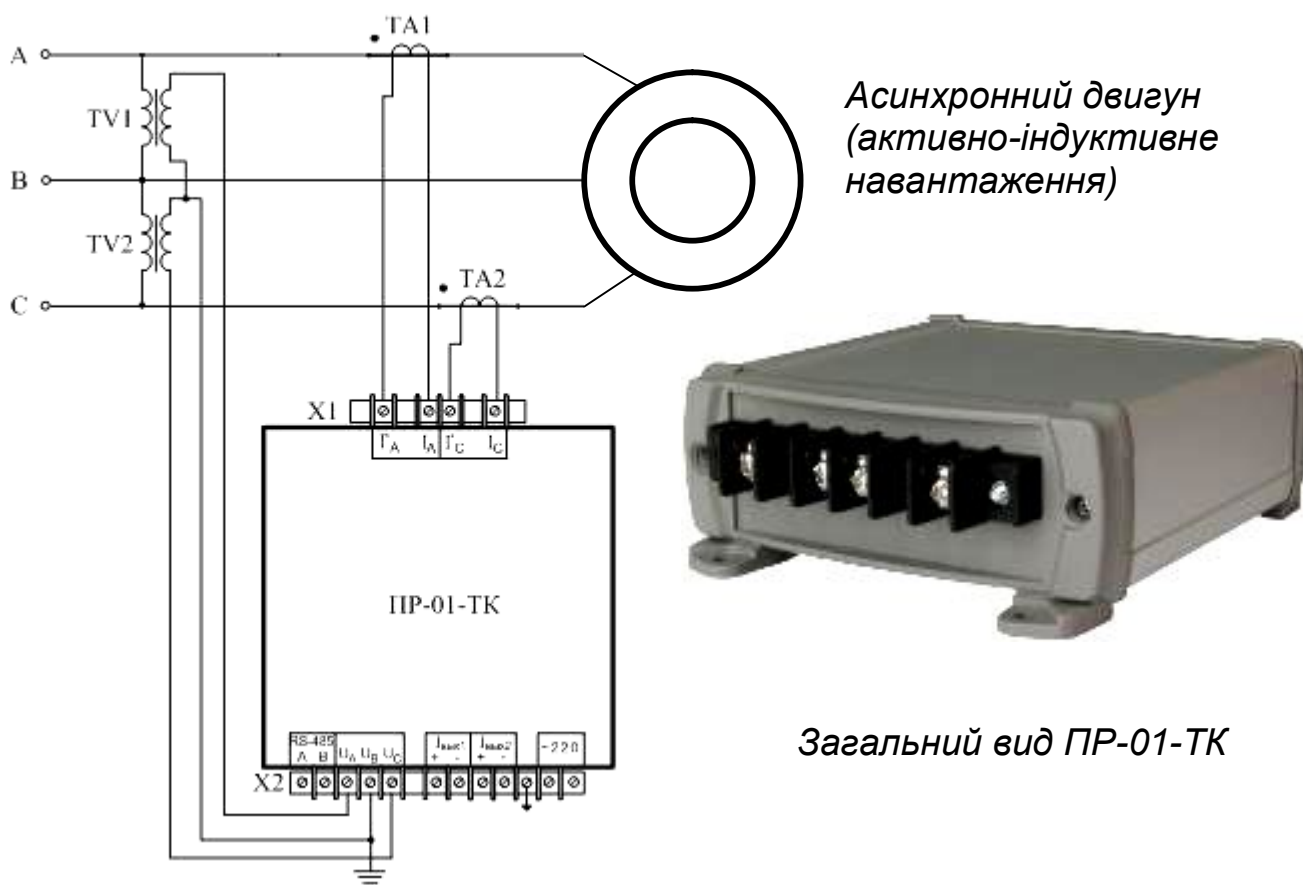


Рисунок 3.14 – Схема підключення та загальний вид перетворювача потужності PR-01-TK

Таблиця 3.2

Технічні характеристики перетворювача потужності PR-01-TK

Номінальні значення вимірюваних величин на вводах перетворювача потужності: напруга, В струм, А	100 5
Максимально припустимі значення вимірюваних величин на вводах перетворювача потужності: напруга, В струм, А	120 7,5
Основна приведена похибка перетворювача вимірювального при вимірюванні активної, реактивної потужності, %; струму, %; напруги, %	± 0,5
Струмивий вихід – уніфікований сигнал постійного струму, мА	0...5
Електроживлення приладу напругою змінного струму ($f=50$ Гц), В	220
Варіант електроживлення напругою постійного струму, В	24
Призначення – безперервний вимір параметрів електромережі з ізольованою нейтраллю і перетворення виміряних величин активної та реактивної потужності в уніфіковані струмові сигнали	
Властивості: наявність 2-х струмових виходів; цифрова обробка сигналів; цифровий інтерфейс RS-485, протокол MODBUS (RTU); завдання коефіцієнтів трансформації вимірювальних трансформаторів струму і напруги	

3.3 Апаратні засоби температурного захисту електричних машин шахти

3.3.1 Датчики засобів температурного захисту електричних машин

Однією з розповсюджених причин пошкодження обмоток електродвигунів гірничих машин і трансформаторів підстанцій є перегрів ізоляції внаслідок протікання завеликих струмів. Встановлено, що постійний перегрів електродвигуна на 10°C призводить до скорочення його ресурсу удвічі (рис. 3.15) [71]. До причин підвищення споживаного струму слід віднести:

- часті пуски (з незначними інтервалами між ними);
- погіршення ефективності охолодження (поломка лопатей вентилятора двигуна; обвалення гірничої маси на двигун);
- відхилення напруги живлення від номінальної величини;
- надмірне збільшення моменту опору з боку робочого органа.

У процесі експлуатації поряд із засобами непрямого контролю теплового стану електромашин і захисту їх від перегріву (пристрої захисту ТЗП) застосовують захист із безпосереднім контролем температури їхніх обмоток

Засобами безпосереднього захисту електродвигунів і трансформаторів від перегріву є термодатчики - диференційні температурні реле ДТР-3М (рис. 3.16). У перевантажувальних режимах уставка спрацьовування захисту автоматично зменшується зі збільшенням кратності перевантаження, що підвищує ефективність дії захисту. Уставки спрацьовування ДТР-3М за температурою становлять 120°C , 160°C та 180°C . Регулювання уставок виконують гвинтом 10, а регулювання швидкості спрацьовування - гвинтом 3.

Пристрій ДТР-3М змонтований в теплостійкому пластмасовому корпусі 1 з мідною теплопровідною кришкою 2. У середині корпуса розміщені: теплочутливий елемент із двох термобіметаличних пластин 4 і 5; контактна група із пластин 5, 6; контактів 7, 8 і ізоляційної прокладки 9.

Термодатчик ДТР-3М встановлюють так, щоб кришка 2 перебувала в безпосередньому тепловому контакті з контрольованим об'єктом. Контактну групу 5-6 включають послідовно в коло дистанційного управління пускачем контрольованого об'єкта.

T , годин

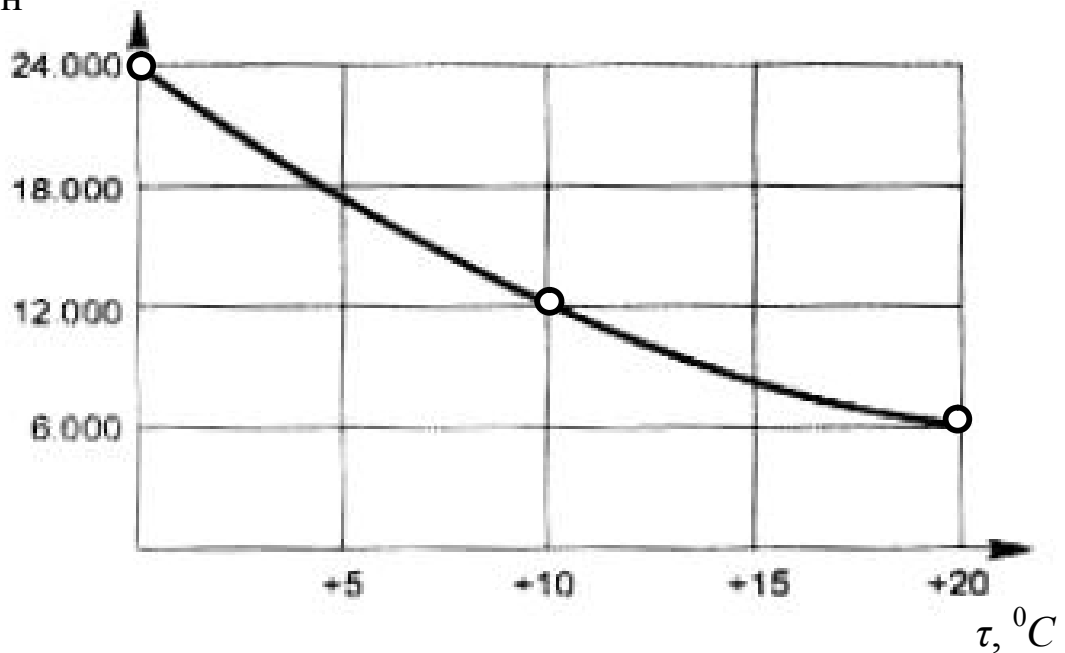


Рисунок 3.15 – Залежність ресурсу асинхронного двигуна (T , год.) від величини постійного перегріву (τ , °C) за правилом Монцингера [71]

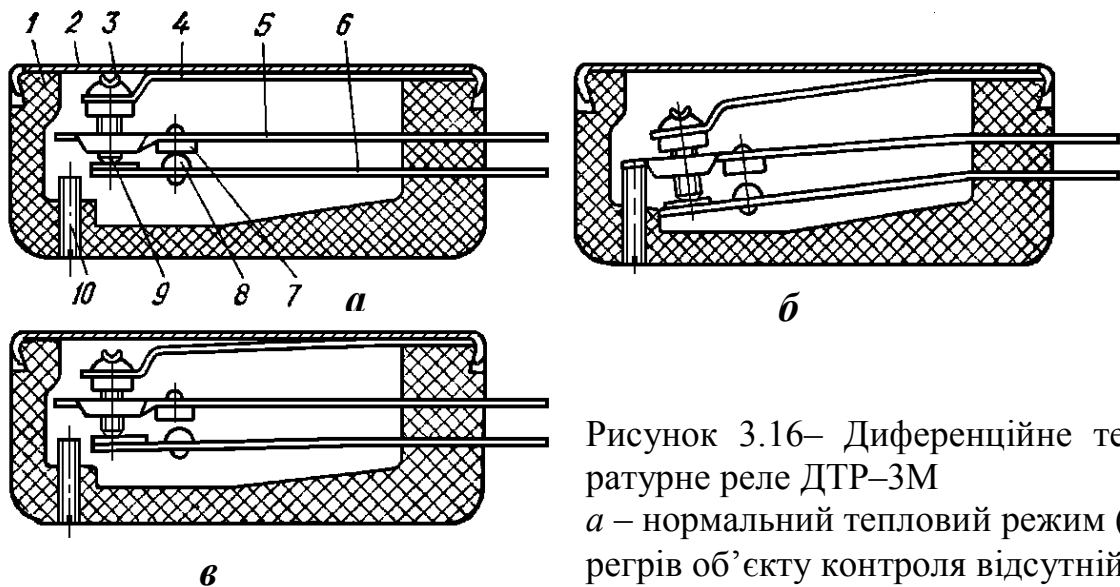


Рисунок 3.16– Диференційне температурне реле ДТР-3М

а – нормальний тепловий режим (перегрів об'єкту контролю відсутній);

б – перегрій об'єкту контролю при повільному зростанні температури;
в – перегрів об'єкту контролю при високо інтенсивному зростанні температури

Нагрівання електроустаткування може бути повільним (тривалі технологічні перевантаження) або інтенсивним (застопорений ротор двигуна; міжвиткове замикання в двигуні). У першому режимі (рис. 3.16, *б*) температурний перепад між пластинами 4 і 5 незначний і їхній вигин убік гвинта 10 однаковий. Коли температура контрольованого об'єкта досягне значення уставки рух пластини 5 зупиняється

гвинтом 10, і під дією пластини 4 із гвинтом 3 відбувається розмикання контактів 7 та 8, підключених у коло управління комутаційним апаратом. При цьому електроживлення контролюваного об'єкта буде відключено.

Другий режим (рис. 3.16, в) характеризується інтенсивним зростанням температури об'єкта, внаслідок чого має місце значний перепад температур між пластинами 4 і 5. Тому пластина 4 вигинається значно більше, ніж пластина 5, що приводить до прискореного розмикання контактів 7 і 8. З підвищенням швидкості росту температури об'єкта знижується уставка спрацьовування захисту.

Незважаючи на простоту конструкції, наявність контактних сполук і їхніх переміщень зменшують надійність роботи такого засобу температурного захисту. Поряд з цим, в практиці експлуатації застосовуються засоби терморезисторного захисту. Датчик цього захисту (рис. 3.17) являє собою з'єднані послідовно терморезистори 1 провідниками 2. У кожному двигуні встановлюється два терморезисторні датчики, призначених, відповідно, для підключення виходами 3 у коло блоку індикації теплового перевантаження двигуна (попередній захист, передбачається в сучасних схемах силових комутаційних апаратів), або в коло блоку, що формує команду на відключення кон-

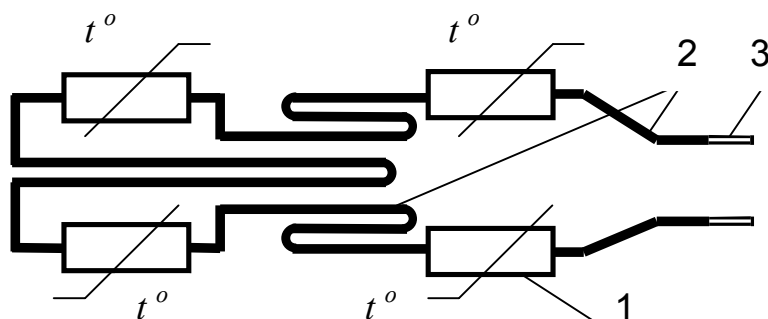


Рисунок 3.17 – Схема терморезисторного датчика температурного захисту асинхронного двигуна

тактора силового комутаційного апарата (аварійний захист).

Діапазон зміни опору терморезисторних датчиків, як правило, перебуває в межах 200 Ом (холодний двигун) - 10 кОм (теплове перевантаження двигуна). З'єднані послідовно терморезистори розташовують безпосередньо на об'єкті термоконтролю і підключають до вимірювально-виконавчого засобу. На рис. 3.18 наведена схема підключення групи терморезисторів, безпосередньо до термореле на прикладі застосування термореле типу МТ2 з опором спрацьовування терморезисторного датчика $R_{ср.} = 3,6$ кОм і опором відпускання (після

спрацьовування) $R_{відн.}=3,6$ кОм [71]. Аналогічною є схема підключення терморезисторного датчика до термореле типу РТ-М01-1-15 (додаток 10) [72].

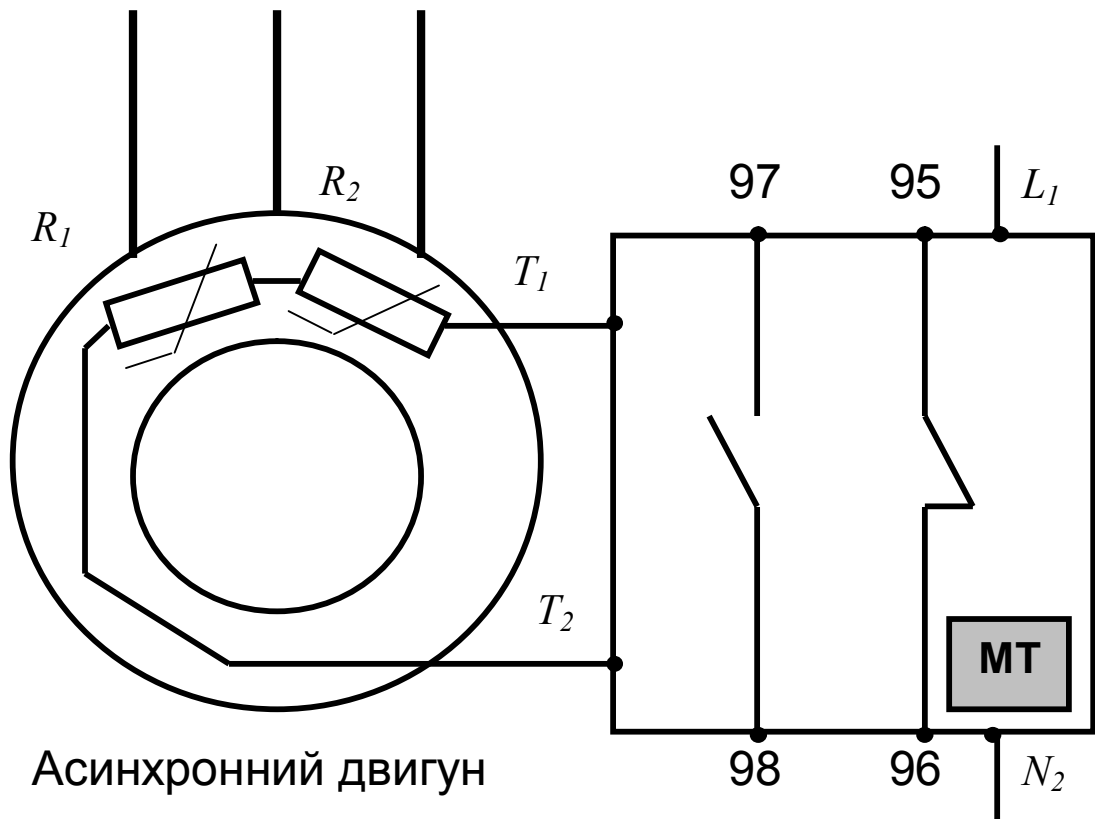


Рисунок 3.18 – Схема підключення терморезисторних датчиків до термореле типу МТ [71]

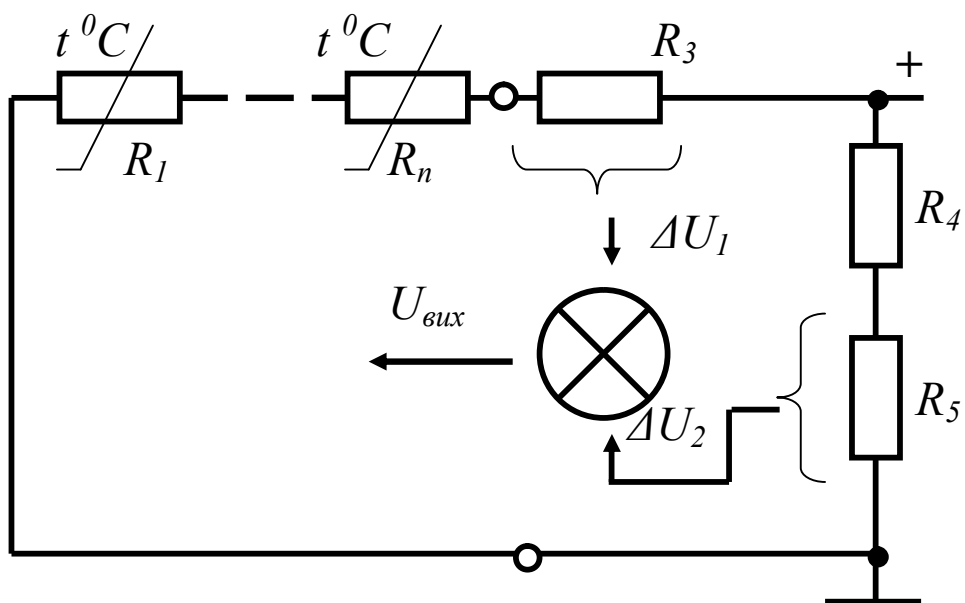


Рисунок 3.19 – Приклад запровадження терморезисторного датчика в складі дільника напруги при побудові температурного захисту електроустановки

В інший спосіб термодатчик може бути використаний як складова резисторного дільника напруги $R_1 \dots R_n$; R_3 за умови визначення (в апаратному засобі) падіння напруги ΔU_1 на постійному резисторі R_3 дільника і порівняння цієї напруги з напругою уставки ΔU_2 спрацьовування захисту $\Delta U_{вих} = \ll 1 \gg$ за умови $\Delta U_1 < \Delta U_2$ (рис. 3.19).

3.3.2 Апарати «КОРД» захисту гірничих машин від перевантажень

При стопорінні або тривалому пуску асинхронного двигуна по його обмотках протікає пусковий, або близький до пускового струм що є небезпекою теплового ушкодження їхньої ізоляції. Для контролю роботи та захисту асинхронних двигунів гірничих машин застосовується апарат «КОРД» [10; 73]. Розрізняють його варіанти:

- КОРД-1 - для відключення асинхронного двигуна при стопорінні або пуску, що не відбувся;
- КОРД-2 - для контролю за струмом асинхронного двигуна і захисту його від технологічних перевантажень;
- КОРД-У - для відключення асинхронного двигуна при стопорінні або пуску, що не відбувся, обриві однієї з фаз, а також для контролю за струмом асинхронного двигуна і його захисту при технологічних перевантаженнях (апарат КОРД-У узагальнює функції попередніх апаратів КОРД-1 і КОРД-2

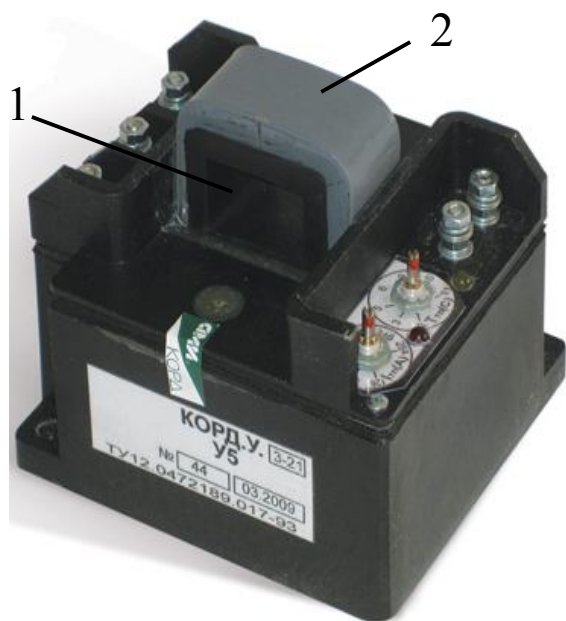


Рисунок 3.20 – Загальний вид апарата «КОРД-У»

Основним функціональним елементом апарата «Корд» є трансформатор струму, який використовується як датчик з одним («КОРД-1») або двома вікнами 1 у магнітопроводі 2 (рис. 3.20). Через них прокладають певне число витків з жил силового живильного кабелю. До виходу трансформатора струму підключені елементи схеми і виконавче реле (ВР), що розташовані в пластмасовому корпусі апарату. Під знімною кришкою корпусу апарата перебуває перемикач уставок струму спрацьовування та затиски виходів контактів виконавчого реле.

Принцип дії апарата КОРД-У пояснюється характеристикою захисту двигуна, яку він реалізує (рис. 3.21). і полягає в тому, що параметр, пропорційних струму силового приєднання двигуна (що захищається), порівнюється з уставками технологічного I_{mn} і інтенсивного I_{in} перевантаження. В разі перевищення струмом тієї, чи іншої уставки вмикається таймер тривалості роботи двигуна в режимі інтенсивного T_{in} , або технологічного T_{mn} перевантаження, відповідно. В разі не зниження струму в момент спрацьовування таймеру, апарат КОРД-У формує команду на захисне відключення двигуна.

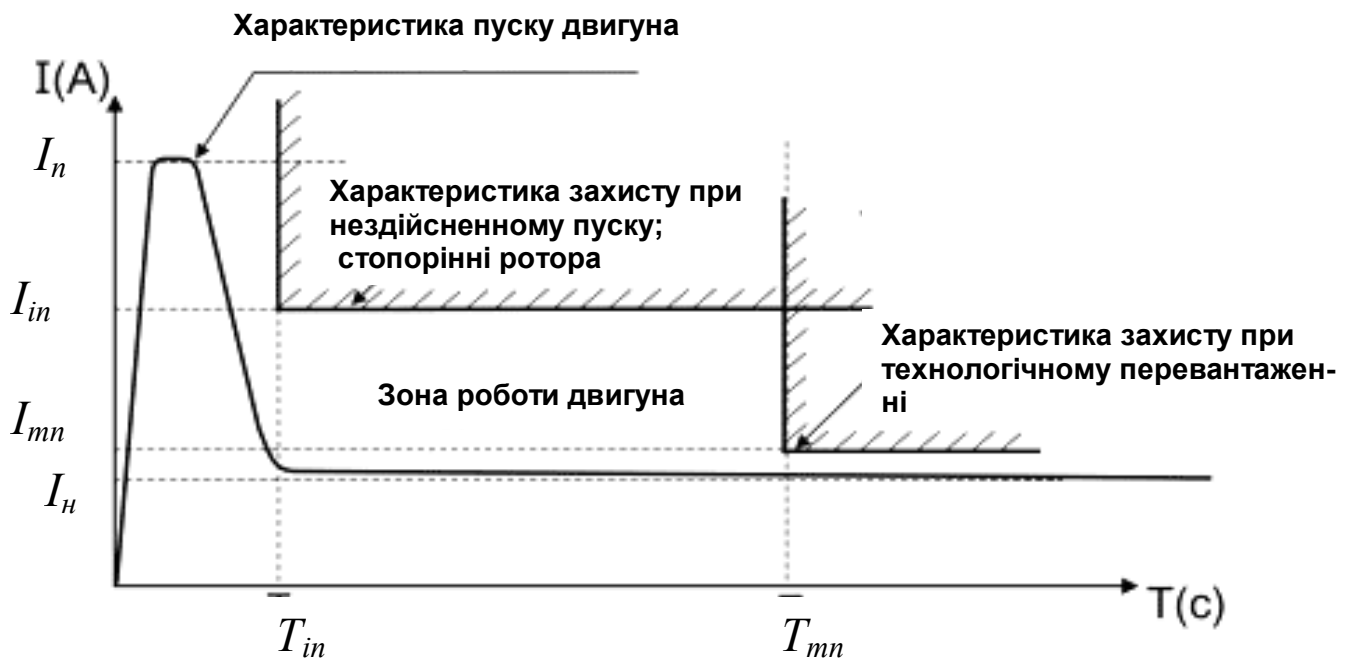


Рисунок 3.21 – Характеристика захисту двигуна гірничої машини від перевантаження при застосуванні апарата КОРД-М

I_n - пусковий струм двигуна; I_n - номінальний струм двигуна; I_{mn} ; I_{in} - уставки струмів технологічного і інтенсивного перевантаження T_{mn} ; T_{in} - уставки терміну існування технологічного і інтенсивного перевантаження

Схемотехніка апарата КОРД-У передбачає застосування трансформатора струму для виміру величини струму в силовому приєднанні, що захищається і подальше перетворення вторинного струму цього трансформатора в пропорційну за величиною напругу, яка використовується для порівняння з уставками захисту.

Питання для самоконтролю

1. Які датчики електричного струму застосовують в засобах автоматичного захисту від аварійних станів та небезпек?
2. Які трансформатори струмового захисту застосовують в схемах силової рудникової комутаційної апаратури? У чому полягають їх функціональні властивості?
3. У чому полягають особливості улаштування та функціонування датчика струму «Котушка Роговського»?
4. Оптичні датчики струму. Їх призначення, улаштування, принцип дії.
5. Вимірювальні шунти. Їх призначення, улаштування, принцип дії. Якою є галузь застосування вимірювальних шунтів?
6. В чому полягає ефект Холла? навести приклади застосування ефекта Холла.
7. Яким є принцип побудови і функціонування датчиків струму компенсаційного типу з чутливим елементом Холла?
8. У чому полягають призначення, властивості та особливості застосування перетворювачів активної та реактивної потужності в засобах виміру електричних параметрів?
9. У чому полягають призначення, властивості та особливості застосування датчика - температурне реле?
10. Розкрити принципи побудови засобів захисту електричних машин від перегріву при струмових перевантаженнях на основі застосування терморезисторних датчиків.
11. У чому полягають функціональні властивості і особливості застосування апаратів „КОРД” захисту гірничих машин від перевантажень.

РОЗДІЛ 4

ЗАХИСНЕ ЗНЕСТРУМЛЕННЯ ЗВОРОТНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПОТОКІВ АСИНХРОННИХ ДВИГУНІВ

Навчальною метою розділу є набуття студентами знань щодо улаштування і специфіки запровадження технічних засобів захисного прискореного (у т.ч., випереджального) знеструмлення шахтної дільничної електромережі на основі синхронного автоматичного двобічного відокремлення енергетичних потоків. Результатом засвоєння студентами матеріалу розділу є знання принципів визначення аварійного стану мережі шахтної дільниці технічними засобами з боку асинхронних двигунів електроспоживачів та побудови автономних пристроїв відокремлення їх зворотних енергетичних потоків, які у сукупності із захисними засобами силових комутаційних апаратів створюють можливість прискореного автоматичного синхронного двобічного захисного знеструмлення дільничного електротехнічного комплексу шахти.

4.1 Зворотні енергетичні потоки асинхронних двигунів як фактор підтримки небезпечних станів електроустаткування

Особливість роботи асинхронного двигуна полягає у його властивості створювати зворотні ЕРС (ЕРС обертання) $e_{об}$ в процесі вибігу (рис. 4.1) [26, 74]:

$$e_{об} = K_1 U_{1m} e^{-\frac{t}{T_r}} \cos((1-s)\omega t + \psi), \quad (4.1)$$

де U_{1m} – амплітуда напруги мережі; S – ковзання АД; ψ – початкова фаза ЕРС обертання; ω – частота напруги мережі; K_1 – коефіцієнт, що враховує зменшення амплітуди ЕРС обертання у порівнянні з U_{1m} . При номінальному навантаженні $0,83 < K_1 < 0,85$; в режимі неробочого ходу $0,92 < K_1 < 0,95$.

Під час вільного вибігу асинхронного двигуна амплітуда ЕРС обертання зменшується експоненціально з постійною часу T_r :

$$T_r = (L_r / R_r) = U_{\phi} \cdot K_{\mu} / I_0 R_r \omega_0, \quad (4.2)$$

де U_ϕ – фазна напруга статора двигуна в режимі неробочого ходу; I_o – струм неробочого ходу АД, K_μ - коефіцієнт, що враховує насичення магнітного кола. В загальному випадку: ($1,0 < K_\mu < 1,1$); для АД з водяним охолодженням: ($1,8 < K_\mu < 2,0$); L_r ; R_r – індуктивність та активний опір обмотки ротора АД [75].

Параметр T_r збільшується з підвищенням потужності АД, оскільки при цьому зменшується величина R_r .

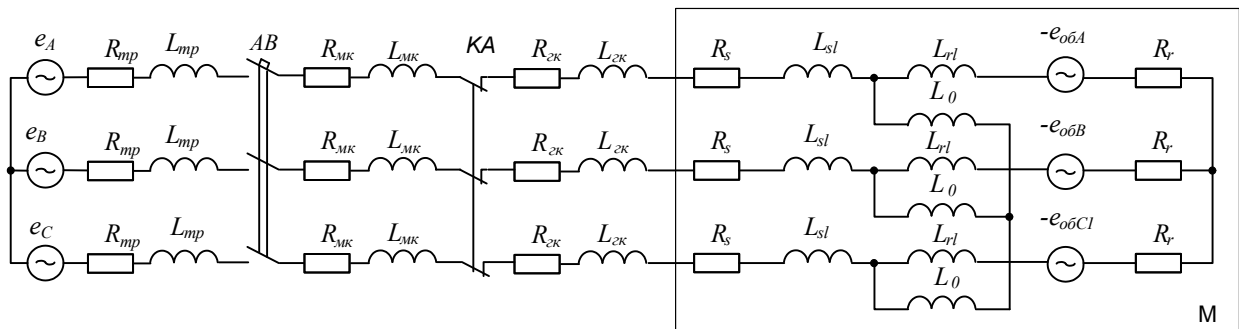


Рисунок 4.1 - Схема заміщення силового приєднання мережі з асинхронним двигуном: АВ – автоматичний вимикач; КА – контактор; М – асинхронний двигун; e_A, e_B, e_C - миттєві значення фазних напруг на виході трансформаторної підстанції; $R_{mp}, R_{mk}, R_{ek}, L_{mp}, L_{mk}, L_{ek}$ - активні опори та індуктивності відповідно трансформатора, магістрального та гнучкого кабелів; R_s, R_r, L_{sl}, L_{rl} - активні опори та індуктивності відповідно статора та ротора асинхронного двигуна

В реальних умовах експлуатації асинхронний двигун, як правило, знаходиться під навантаженням (режим неробочого ходу – відсутній), що впливає на параметри зворотної ЕРС. Так, аналітична залежність кутової швидкості двигуна ω під час вибігу від характеру механічного моменту навантаження визначається виразом [76]:

$$\omega = \gamma^{-1} \sqrt{\frac{1}{1 + (\gamma - 1)t / \tau}}, \tag{4.3}$$

де τ – механічна стала часу механізму; γ – показник, що характеризує механічну характеристику машини: $\gamma=0$ при незмінному моменті опору; в разі лінійної залежності механічного моменту від кутової

швидкості $\gamma=1$; «вентиляторній» механічній характеристиці відповідає $\gamma=2$.

Вплив моменту інерції $J_{пр}$ приводу та статичного моменту опору M_{on} на тривалість зниження кутової швидкості ротора АД визначаються виразом [75]:

$$t_{\tau} = J_{пр} \int_{\omega_2}^0 \frac{d\omega}{-M_{on}} = \frac{J_{пр} \omega_2}{M_{on}}, \quad (4.4)$$

де ω_2 – частота обертання ротора двигуна при $M = M_{on}$.

Отже, зниження кутової швидкості асинхронного двигуна під час вибігу відбувається тим повільніше, чим більшим є момент інерції механізму, його початкова частота обертання, а також чим меншим є рівень механічного навантаження двигуна (рис. 4.2).

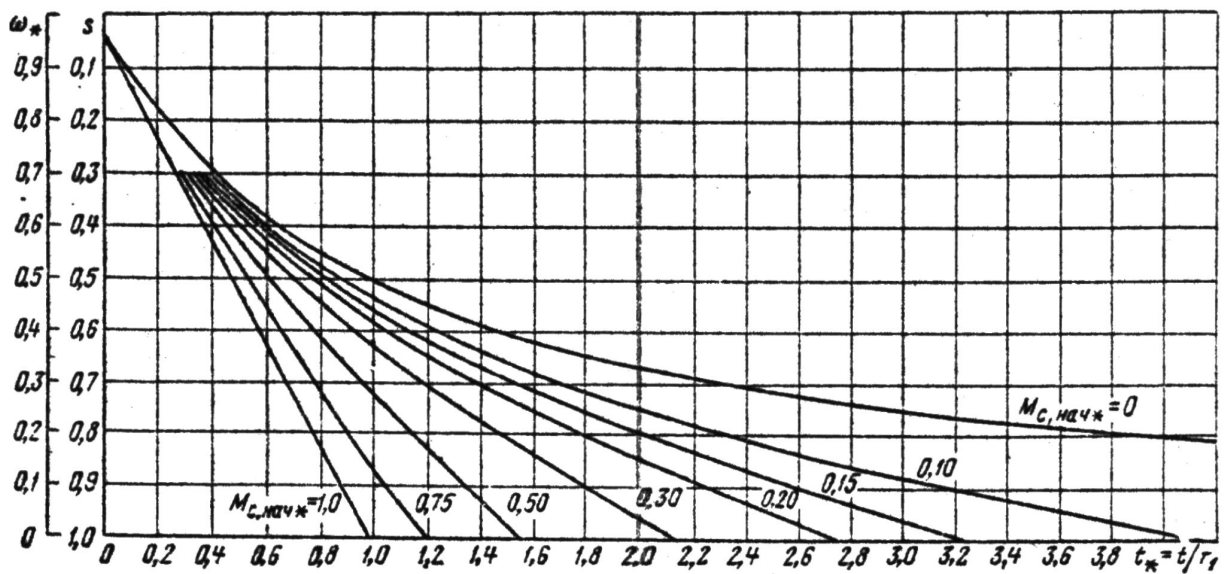


Рисунок 4.2 - Криві вибігу для агрегату з механізмом, що має вентиляторний момент опору, при зміні відносного рівня моменту опору механізму $M_{on. поч*}$; s , ω_* – ковзання та відносна кутова частота обертання двигуна; t_* – відносний час (в долях часу прискорення агрегату) [4.6]

Із залежностей (4.1)-(4.4) випливає, що миттєві значення ЕРС обертання роторів асинхронних двигунів різних потужностей протягом свого зменшення можуть приймати значення, різні за амплітудою, частотою та знаком (рис. 4.3) [23].

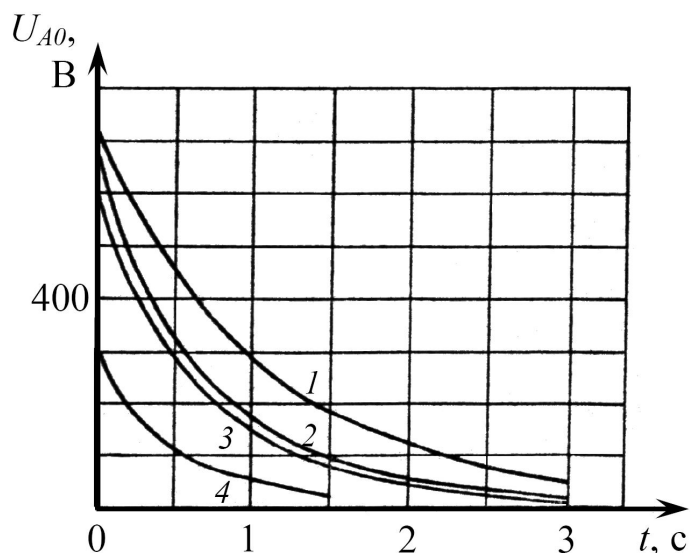


Рисунок 4.3 - Залежність ефективного значення напруги фази А відносно землі (U_{A0}), що обумовлена зворотною ЕРС двигуна потужністю 88 кВт під час вибігу, за даними експерименту [77] при навантаженні:
 1 – $0,68I_n$; 2 – $0,84I_n$; 3 – $1,7I_n$;
 4 – $4,1I_n$;
 I_n – номінальний струм двигуна; t – час вибігу з моменту відключення мережі

Початкові значення зворотних ЕРС асинхронних двигунів є співрозмірними з величиною мережевої напруги і достатніми для підтримання певний час у ввімкненому стані контакторів магнітних пускачів розподільчого пункту дільниці. Завдяки цьому можуть формуватися умови підтримання у двигуновому режимі окремих АД (з меншими постійними часу зменшення зворотних ЕРС) і переходу більш потужних двигунів до стану генераторів (на інтервалі часу $t_2 - t_3$, рис. 4.4). Під час вибігу в такому випадку двигуни споживачів дільниці створюють в мережі систему трифазної напруги, що знижується експоненціально з постійною часу T_2 :

$$T_2 = \sum_{i=1}^n P_{nk} / \sum_{i=1}^n \frac{P_{nk}}{T_{rk}}, \quad (4.5)$$

де P_{nk} ; T_{rk} – номінальна потужність та постійна часу експоненти зворотної ЕРС k -го двигуна, відповідно.

З моменту t_3 відключення контакторів через припинення взаємного впливу двигунів збільшується інтенсивність уповільнення роторів АД меншої потужності (рис. 4.5) [23].

Таким чином, асинхронні двигуни споживачів дільниці у своїй сукупності є джерелом потужних зворотних енергетичних потоків, які матимуть місце у перший термін після відключення електромережі дільниці через перехід двигунів у режим вільного вибігу. Тенденція до підвищення потужностей електромеханічного обладнання і, зокрема, електродвигунів, обумовлює збільшення терміну існування зворотних ЕРС в мережі. Наявність цієї ЕРС підтримує контактори

пускатів у ввімкненому стані повний час після відключення напруги живлення мережі, а відмінність потужностей і сталих часу асинхронних двигунів утворює узагальнену зворотну ЕРС і зрівнювальні струми за наявності ввімкненого стану контакторів пускатів. Отже, наявність зворотної ЕРС АД обумовлює підтримання небезпечного стану мережі після її захисного відключення в разі виникнення зовеликої міжфазної провідності (коротке міжфазне замикання; міжфазне замикання через опір дуги) або кола витoku струму на землю (рис. 4.6).

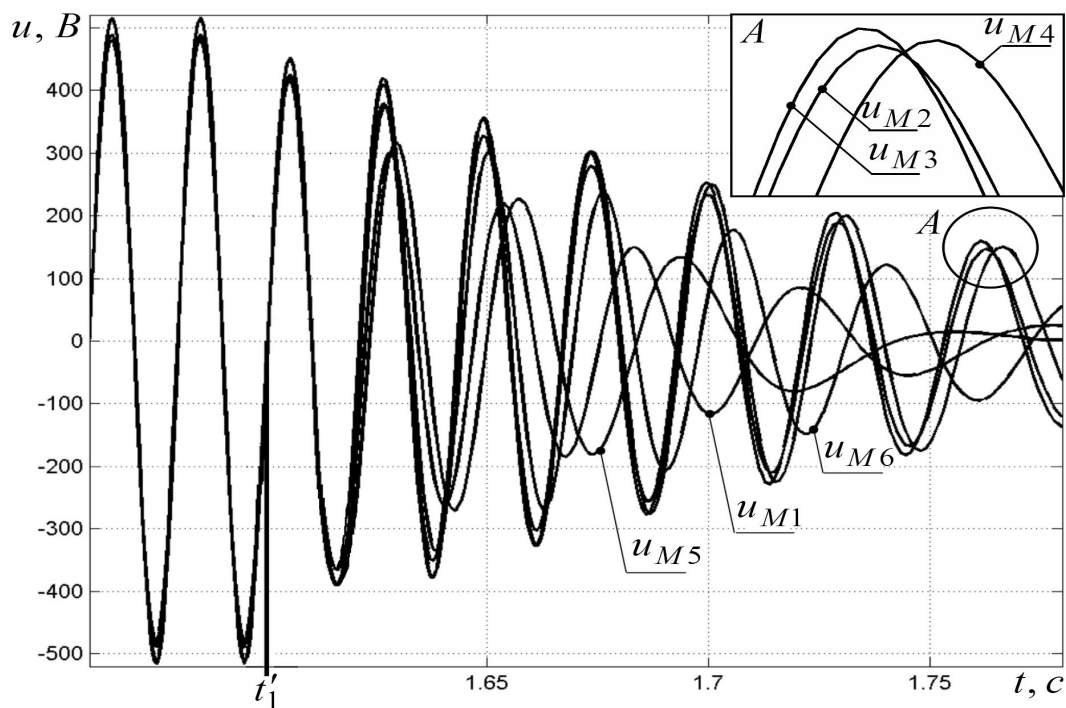


Рисунок 4.4 – Діаграми ЕРС обертання асинхронних двигунів технологічних установок дільниці, відповідно до табл. 4.1 в режимі вибігу за умови розімкнення контакторів пускатів в момент відключення напруги живлення мережі

Таблиця 4.1

Параметри типових споживачів електромережі шахтної дільниці

№	Тип споживача	Номінальні параметри АД		
		потужність, кВт	струм, А	$\cos \varphi$
1	Комбайн	210	231	0,85
2	Конвеєр лави (верхній привод)	110	121	0,85
3	Конвеєр лави (нижній привод)	110	121	0,85
4	Конвеєр штрека	2x110	243	0,85
5	Маслостанція	55	62,5	0,86
6	Станція зрошення	30	35,1	0,84

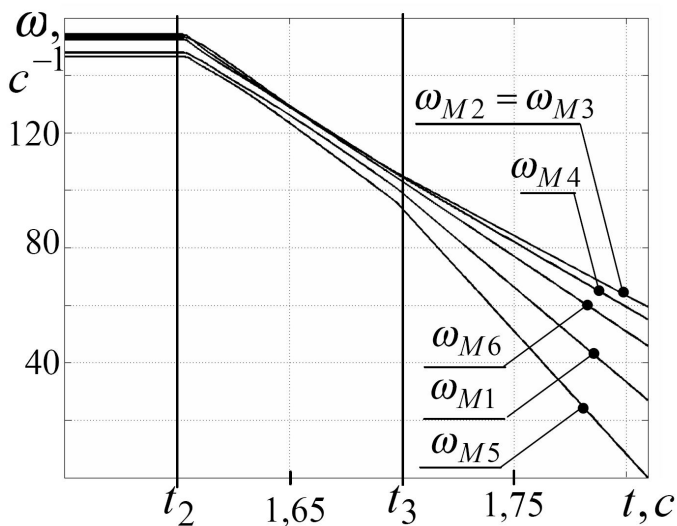


Рисунок 4.5 - Розрахункова діаграма зміни частот обертання двигунів М1-М6 (табл. 4.1) під час вибігу [23]

Враховуючи функцію асинхронного двигуна створювати зворотну ЕРС на початковому етапі роботи в режимі вибігу (після відключення мережі), електротехнічний комплекс технологічної дільниці шахти має бути представлений як система з двома джерелами електроживлення (енергетичних потоків) близьких за величиною потужностей – дільничною трансформаторною підстанцією і сукупністю асинхронних двигунів споживачів. Виходячи з цього, поширене уявлення про характер протікання короткого замикання в силовому приєднанні дільниці (з урахуванням вимушеної і вільної складових струму з боку трансформаторної підстанції) має бути доповнене складовими параметрів процесу, який розпочинається після захисного відключення мережі і визначається дією зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів.

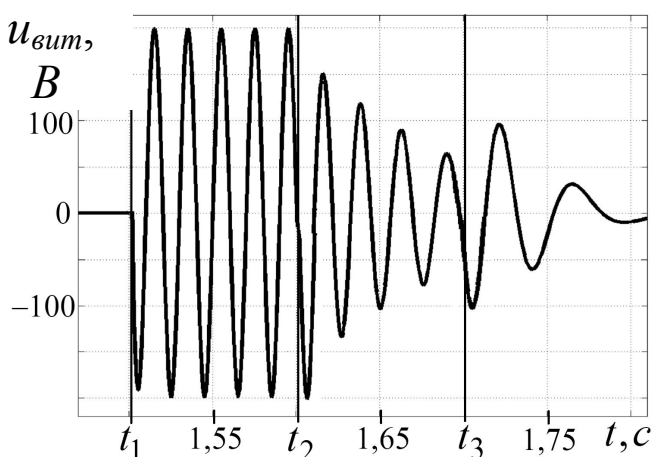


Рисунок 4.6 - Діаграма напруги $u_{ввт}$ на опорі $R_{ввт} = 1$ кОм кола однофазного витoku струму на землю в приєднанні двигуна М1 групи споживачів (табл. 4.1) при ввімкненому стану контакторів пускачів на інтервалі часу $t_2 - t_3$ [23]

Можливі варіанти виникнення аварійного стану короткого замикання у силовому відгалуженні мережі ЕТК дільниці шахти розглянуті в розділі 1 (див. рис. 1.18-1.21).

Таким чином зворотні енергетичні потоки асинхронних двигунів споживачів дільниці шахти створюють небезпечний стан дільничного електротехнічного комплексу після його захисного відключення, оскільки має місце підтримання струму в точці ушкодження кабелю силового приєднання після захисного відключення напруги мережі. Цим обумовлена доцільність обґрунтування параметрів і застосування спеціальних технічних засобів усунення дії зворотних енергетичних потоків. З метою мінімізації часу існування небезпечного стану дільничної електромережі дія цих засобів повинна розпочинатись не внаслідок захисного відключення напруги живлення, а у зв'язку з виникненням небезпечного стану в силовому приєднанні електротехнічного комплексу шахтної дільниці.

4.2 Улаштування і проблематика застосування системи випереджального захисту рудникових електроустановок

Захисне відключення силового приєднання при спрацьовуванні максимального струмового захисту обумовлює певний термін струмопостачання кола міжфазного короткого замикання, обумовлений тривалістю визначення аварійного процесу і роз'єднання триполюсної силової контактної групи автоматичного вимикача. Крім того, вплив зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів споживачів полягає у підтриманні струму в колі короткого замикання після захисного відключення електромережі. Цим обумовлена ймовірність спалаху елементів електроустаткування аварійного (міжфазне коротке замикання) силового приєднання. В умовах шахти це може спричинити вкрай небезпечні наслідки – пожежу, або вибух метано-повітряної суміші (за умови вмісту метану в повітрі від 4% до 15%). Отже, в небезпечних умовах шахти термін струмопостачання аварійного приєднання доцільно максимально зменшити, враховуючи на те, що знеструмлення точки короткого замикання в термін, менший, ніж 2,5 *мс* виключає утворення теплового імпульсу в точці короткого замикання шахтної дільничної електромережі з енергією, достатньою для виникнення вибуху метано-повітряної суміші [78-80].

Відомий принцип прискореного знеструмлення аварійного приєднання полягає у поєднанні функції відключення мережі з функцією утворення штучного кола короткого замикання всіх трьох її фаз безпосередньо на виході силового комутаційного апарата (що було реалізовано схемою автоматичного швидкодіючого вимикача серії АБВ-

250 при застосуванні пристрою швидкодіючого струмового захисту типу БМЗ з функцією визначення швидкості наростання струму мережі) [4, 81]. Цей принцип захисту ілюструється схемою (рис. 4.7).

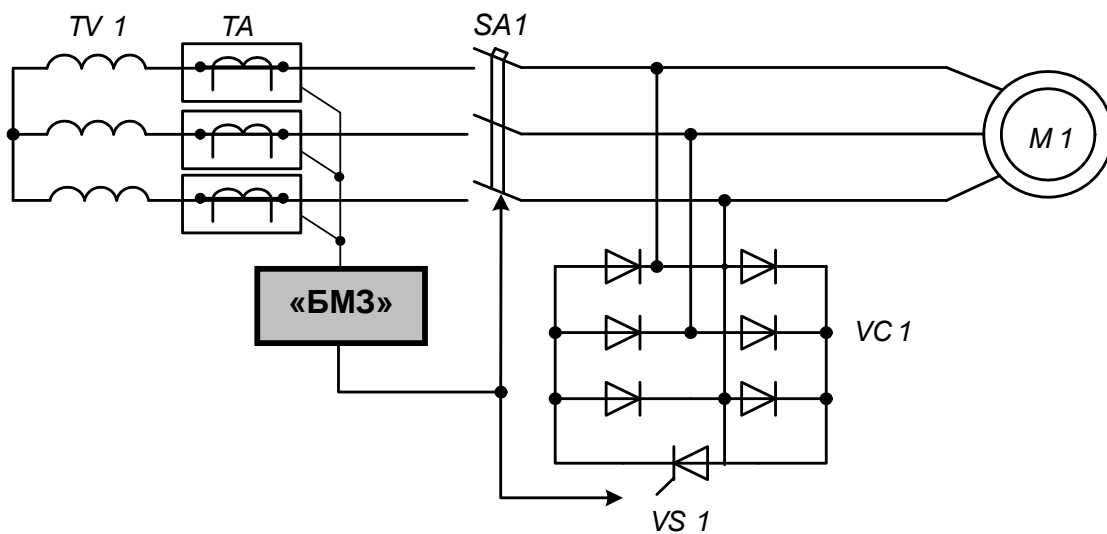


Рисунок 4.7 – Принцип струмового захисту шляхом закорочуванням виходу автоматичного вимикача (SA1) в процесі захисного відключення аварійного приєднання

Запровадження автоматичних швидкодіючих вимикачів (АБВ-250) з функцією короткого замикання силового виходу в процесі відключення приєднання стало основою створення системи прискореного знеструмлення дільничної електромережі шахти (рис.4.8), яка отримала визначення як система, так званого, «випереджального» захисту і обумовила відповідне положення нормативного документа (п.5.2.2 ПБ) в частині застосування і швидкодії захисного спрацьовування (2,5 *мс*) в електромережі очисних та підготовчих виробок пластів крутого падіння, небезпечних за раптовими викидами вугілля, породи та газу, електрообладнання з рівнем вибухозахисту РВ [18]. З метою реалізації заявлених захисних функції система електропостачання передбачає застосування окрім автоматичного швидкодіючого вимикача АБВ-250 засобів захисного закорочування, безпосередньо, силових вводів асинхронних двигунів споживачів (короткозамикачів типу ПМК та ПМКВ) та модифікованих пускачів ПВИ-250-АБВ, або подібних (рис. 4.8) [78, 79, 81].

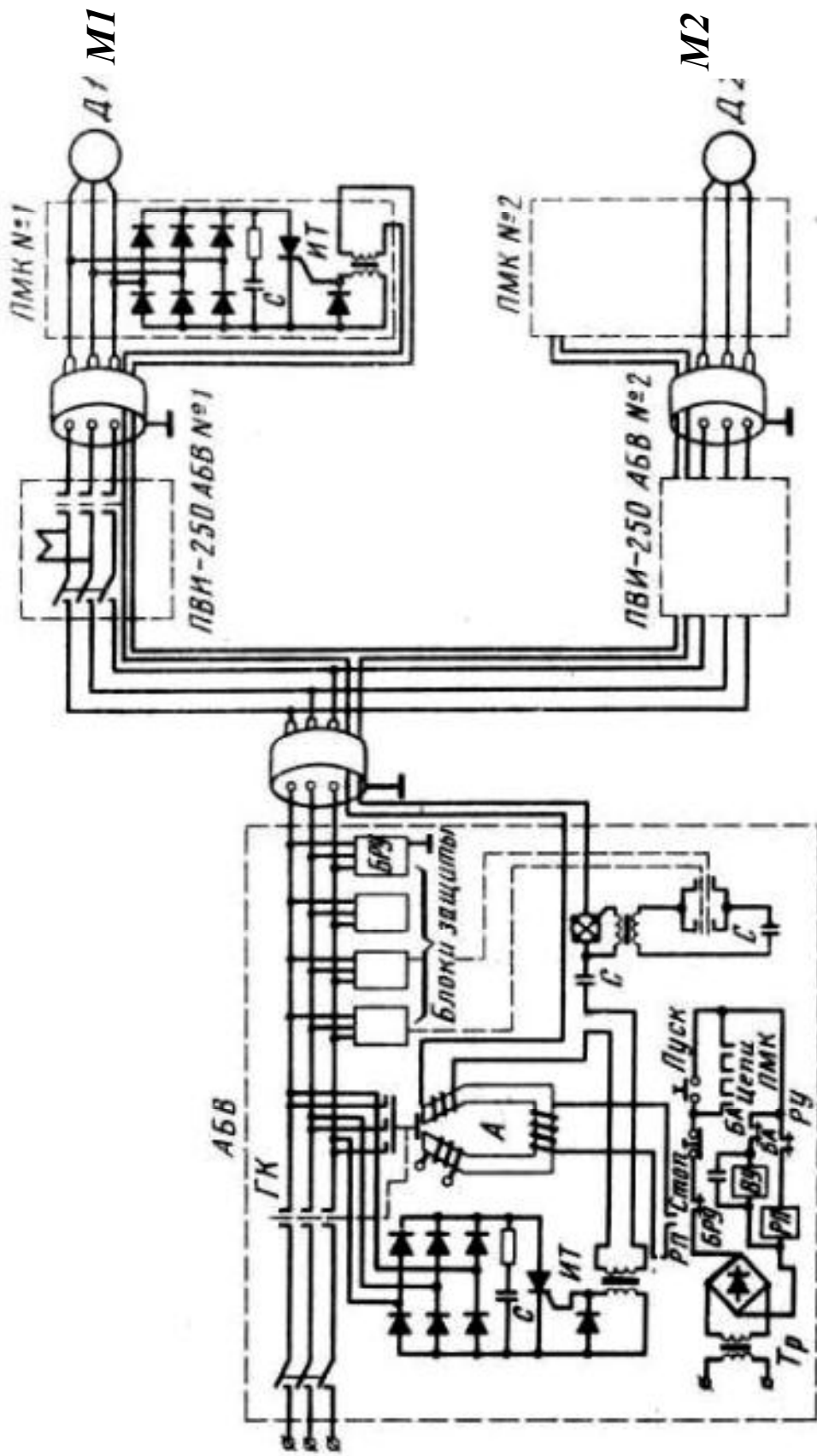


Рисунок 4.8 - Структурна схема системи електропостачання шахтної ділянки з швидкодіючим захисним знеструмленням точки К.З.

Однак цьому технічному рішенню притаманний ряд недоліків, серед яких є наступні:

- керування відокремленням зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна в разі пошкодження кабелю живлення відповідно до схеми (рис. 4.8) відбувається за командами що мають надходити від автоматичного швидкодіючого вимикача дільниці до короткозамикача статора по сигнальним жилам цього ж кабелю. Отже, при його пошкодженні є ймовірність неспрацьовування захисту через пошкодження сигнальних жил водночас із силовими (це ставить під сумнів ефективність запровадження зазначеної вище структури дільничного електротехнічного комплексу;

- відсутність автономності пристрою, тобто ввімкнення короткозамикачів відбувається після спрацьовування автоматичного вимикача, що призводить до деякого запізнення усунення впливу зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна;

- вірогідність помилки персоналу при підключенні сигнальних жил кабелю до прохідних затисків пускача, що призведе до розриву каналу передачі керуючих команд;

- вірогідність хибного спрацьовування короткозамикачів призведе до виникнення аварійного стану в шахтному дільничному електротехнічному комплексі, що є неприпустимим;

- спрацьовування короткозамикачів спричиняє струмові та динамічні перевантаження асинхронного двигуна.

Зазначені недоліки обумовили відмову (на теперішній час) від виробництва технічних засобів системи «випереджального» струмового захисту (відповідно до схеми за рис. 4.8), однак промислове застосування цієї схеми довело принципову можливість запровадження швидкодіючого знеструмлення точки короткого замикання в кабелі живлення асинхронного двигуна шляхом відокремлення енергетичних потоків як з боку живлячої трансформаторної підстанції, так і з боку статора асинхронного двигуна аварійного приєднання.

Принципово важливим є те, що відокремлення зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна має відбуватися за командою автономного засобу визначення небезпечного стану силового приєднання і водночас із спрацьовуванням захисного засобу з боку трансформаторної підстанції електроживлення.

4.3 Автономні засоби знеструмлення зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів: принципи улаштування та захисні функції

Задача усунення зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна в разі виникнення аварійного стану в мережі його живлення може бути вирішена за умови застосування відповідного виконавчого засобу безпосередньо в структурі схеми статора АД і отримання інформаційного сигналу щодо стану мережі живлення шляхом безпосереднього аналізу її параметрів. Такий підхід виключає узгодження роботи засобу припинення дії зворотного енергетичного потоку АД із схемотехнікою силових комутаційних апаратів розподільчого пункту технологічної дільниці і, зокрема, їх засобів максимального струмового захисту та захисту від витоків струму на землю.

Цим досягаються два позитивні результати:

- схемотехніка силової комутаційної апаратури розподільчого пункту дільниці не потребує додаткової адаптації до схем виконавчих засобів усунення зворотних енергетичних потоків АД;

- відпадає необхідність ускладнювати схему дільничного електро-технічного комплексу додатковою мережею комунікації між засобами захисту силових комутаційних апаратів розподільчого пункту дільниці і засобами усунення зворотних енергетичних потоків АД.

Вирішення цієї задачі потребує визначення інформаційного сигналу про наявність аварійного стану в мережі живлення асинхронного двигуна на основі безпосереднього аналізу параметрів цієї мережі.

Принципово ймовірними варіантами короткого замикання в мережі живлення асинхронного двигуна є наступні:

- варіант №1. Коротке замикання є трифазним і виникає миттєво між усіма трьома фазами кабелю;

- варіант №2. Коротке замикання є трифазним і виникає спочатку між двома фазами гнучкого кабелю з подальшим замиканням через термін часу Δt_1 третьої фази до попередніх двох;

- варіант №3. Двофазне замикання у гнучкому кабелі.

Слід очікувати, що в момент виникнення трифазного короткого замикання буде припиняється струм від живлячої комплектної трансформаторної підстанції до кола статора двигуна, після чого двигун, як електрогенеруюча машина, розпочне підживлення точки трифазного короткого замикання своїм зворотним енергетичним потоком.

На рис. 4.9 представлені розрахункові діаграми струму в мережі статора двигуна типу 2ЭКВ4УС2 потужністю 220 кВт при номінальному значенні лінійної трифазної напруги мережі 660 В [82], починаючи з моменту пуску ненавантаженого асинхронного двигуна (момент часу t_0). В момент часу t_1 двигун виходить на номінальне навантаження. Трифазне коротке замикання виникає в момент часу t_2 .

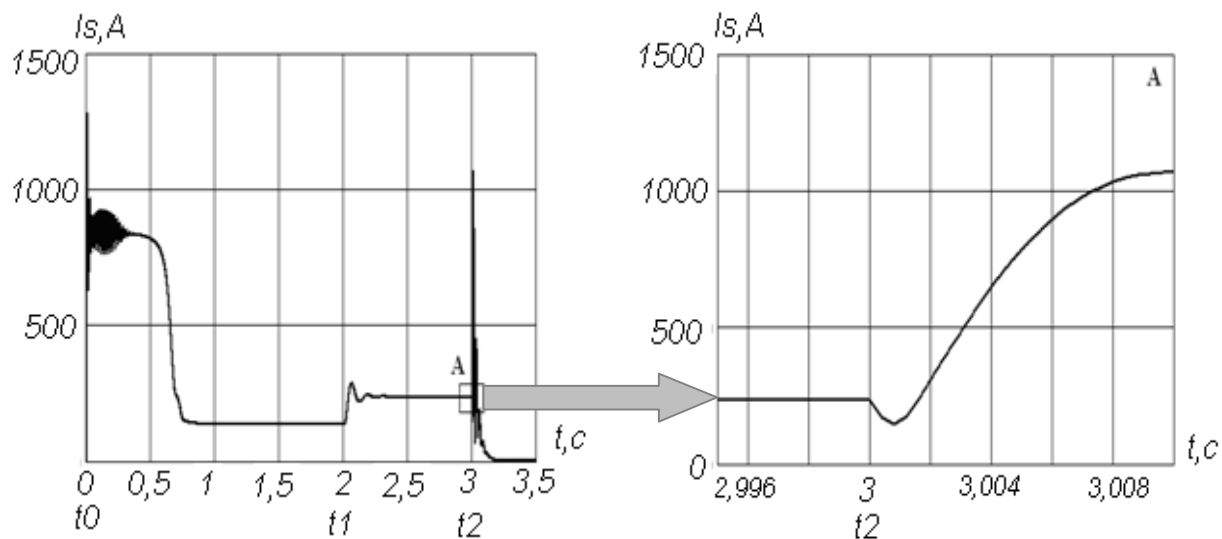


Рисунок 4.9 – Діюче значення струму статора асинхронного двигуна 2ЭКВ4УС2 з урахуванням пускового режиму і виникнення к.з. в живлячому кабелі в момент часу t_2

Детальний розгляд діаграми струму статора АД (на інтервалі, визначеному площиною «А») свідчить про наявність короткочасного (за результатами дослідів – 0,0015 с) зменшення струму в колі статора АД з подальшим інтенсивним його підвищенням. Але замалі кількісні показники початкового зменшення струму статора перед подальшим його зростанням не дозволяють використовувати цей ефект у якості інформаційного параметру про виникнення аварійного (небезпечного) стану в кабелі живлення асинхронного двигуна. Крім цього, цим ефектом не супроводжується небезпечний стан виникнення кола витoku, або замикання фази на землю; двофазне замикання в мережі живлення асинхронного двигуна, а саме двофазне коротке замикання є первинним аварійним станом шахтного кабелю, який з розвитком аварії перетворюється на стан трифазного короткого замикання (це обумовлене відповідною конструкцією шахтного кабелю). Отже, команда на захисне відокремлення зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна має бути сформована в разі виникнення кола підвищеної провідності між двома фазами, або між фазою і контуром

«земля». Враховуючи на наявність гумових провідних екранів 5, передбачених поверх ізоляції 4 силових жил 2 гнучкого шахтного кабелю, які безпосередньо контактують із заземленою заземлюючою жилою 3 кабелю 1 (рис. 4.10), можна стверджувати, що утворення кола підвищеної провідності між двома силовими жилами кабелю (в разі механічного пошкодження) водночас супроводжуватиметься утворенням кола підвищеної провідності між кожною з пошкоджених фаз і контуром «земля» 9.

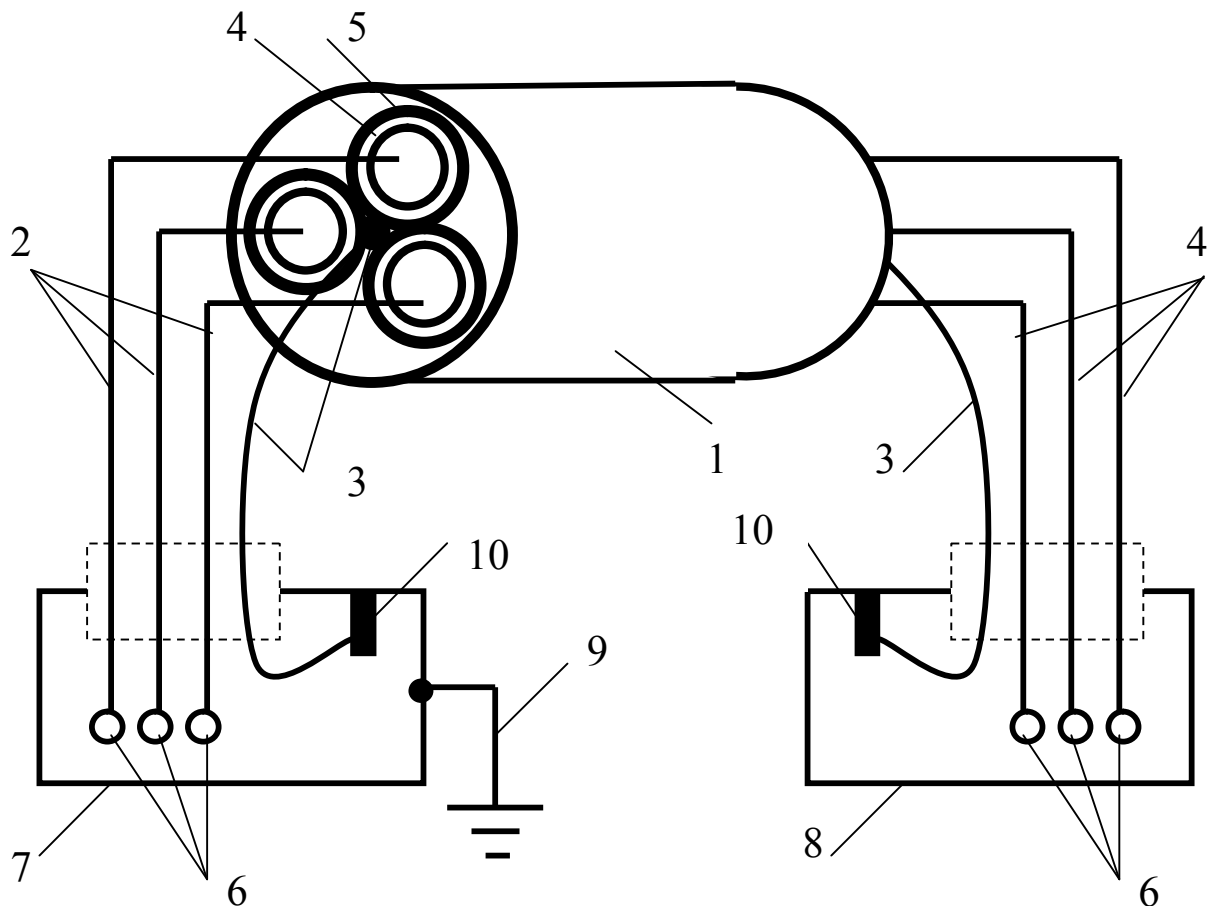


Рисунок 4.10 – Схема підключення шахтного гнучкого екранованого кабелю 1- оболонка кабелю; 2 – силові жили; 3 – заземлююча жила; 4 – гумова ізоляція силових жил; 5 – гумовий електропровідний провідний екран; 6 – силові затиски у відсіках кабельних ввідів пускача 7 і асинхронного двигуна 8; 9- контур «земля»; 10 – заземлюючі болти

Враховуючи на обов'язковість застосування в шахтній дільничній електромережі гнучких екранованих кабелів має сенс використання принципу короткочасного утворення кола підвищеної провідності між фазою і контуром «земля» як умови створення керуючого сигналу на захисне відокремлення зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна в разі виникнення аварійного стану.

В цьому разі інформаційним сигналом про виникнення одно- або двофазного к.з. на землю за умови наявності інформаційного зв'язку між статорною обмоткою та заземленим корпусом АД споживача аварійного приєднання може бути струм в заземлюючій жилі кабелю електроживлення.

Технічне протиріччя між обов'язковістю гальванічного відокремлення кола статора АД від заземленого корпусу двигуна і необхідністю створення вищезазначеного інформаційного зв'язку може бути вирішене в разі створення штучного кола із з'єднаних зустрічно-послідовно стабілітрона і діода з послідовним підключенням струмообмежуючого резистора між колом статора АД і його заземленим корпусом відповідно до схеми (рис. 4.11) [83].

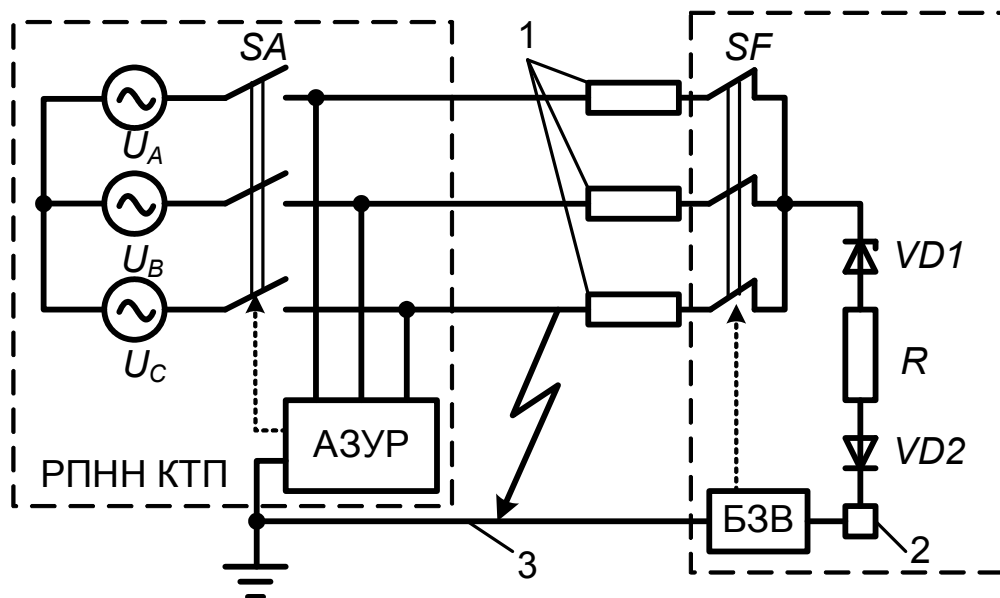


Рисунок 4.11 - Структурна схема пристрою двобічного синхронного знеструмлення місця короткого замикання в кабелі електроживлення АД: 1 – статор АД; 2 – корпус АД; 3 – заземлююча жила кабелю

Ця схема передбачає підключення заземлюючої жили живлячого кабелю в пристрої кабельного вводу АД до заземлюючого болта через трансформатор струму блоку захисного відключення БЗВ, вихід якого призначений для приєднання до входу виконавчого комутаційного апарата SF (розмикаючі контакти апарата SF з'єднують обмотки статора двигуна у трифазну схему). Наявність струму у вторинній обмотці трансформатора струму є інформаційним сигналом для спрацьовування комутаційного апарата SF і розмикання його контактів.

Цим роз'єднується трифазна схема статорної обмотки АД, що перешкоджає протіканню зворотного струму з неї на точку к.з. у живлячому кабелі. Провідний стан кола $VD1-R-VD2$ матиме місце лише за наявності струму (пошкодження) між фазою кабелю і контуром «земля».

Відокремлення впливу енергетичного потоку на місце пошкодження живлячого кабелю з боку АД матиме місце водночас із відключенням напруги автоматичним вимикачем живлячої комплектної трансформаторної підстанції. Таке відокремлення за умови реакції захисту на пошкодження ізоляції однієї фази кабелю є випереджальним щодо подальшого розвитку міжфазного короткого замикання. Це пояснюється наступним.

Процес міжфазного короткого замикання в кабелі живлення АД розпочинається з пошкодження ізоляції однієї, або двох фаз, що за умови застосування гнучкого екранованого шахтного кабелю призводить до металевого контакту жил пошкоджених фаз із заземлюючою жилою. З одного боку, це викликає спрацьовування максимального струмового захисту живлячої комплектної трансформаторної підстанції (при міжфазному замиканні) та апарата захисту від витоків струму на землю і відповідного відключення пошкодженого кабелю від цієї підстанції автоматичним вимикачем SA . У той же час, в момент виникнення одно-, або двофазного замикання на землю під дією значної різності потенціалів між заземлюючою жилою та загальною точкою статора двигуна стабілітрон $VD1$ відкриється у зворотному напрямі. Створюється коло протікання струму з живлячої трансформаторної підстанції через пошкоджену жилу (пошкоджені жили) кабелю та його заземлюючу жилу, корпус АД, стабілітрон $VD1$, резистор R , діод $VD2$ – до загальної точки статора.

Захисна функція буде відпрацьовуватись і в разі, якщо пошкодження живлячого кабелю відбулось одразу після відключення напруги в електромережі за умови знаходження її електродвигунів у стані вільного вибігу. В цьому разі струм в колі $VD1-R-VD2$ буде визначатися величиною ЕРС обертання АД і протікати від його статора.

Схема приєднання діода $VD2$ і стабілітрона $VD1$ виключає вплив пристрою на роботу дільничного апарата захисту від витоків струму на землю, оскільки перешкоджає протіканню через землю на статор двигуна постійного оперативного струму цього апарата (що накладається на трифазну електричну мережу). Ця схема приєднання відокремлює статор АД від його заземленого корпусу, що відповідає

принципу ізоляції статора двигуна від елементів заземлення мережі у робочому режимі експлуатації.

Наявність кола підвищеної провідності між фазою мережі і землею може розглядатись як окремий випадок неприпустимого до експлуатації стану електротехнічного комплексу дільниці шахти в разі виникнення витoku струму на землю (через торкання людиною елемента мережі, що є під напругою). Тому захисна дія захисного засобу може бути поширена на випадки створення кола витoku струму на землю.

За умови, вищезазначеним захисним пристроєм оснащені всі двигуни споживачів дільниці, виникнення кола підвищеної провідності між фазою і контуром «земля» викличе одночасне відокремлення зворотних енергетичних потоків всіх цих двигунів. Отже, спрацьовування автономних засобів відокремлення зворотних енергетичних потоків АД буде супроводжуватись створенням додаткових активних провідностей між фазою мережі і землею і підвищенням струму в колі витoku на землю (в разі його виникнення через торкання людиною фази мережі, що є під напругою). Тому принципово важливим є запровадження функції захисного відокремлення зворотних енергетичних потоків АД за умови обмеження кількості електрики, що накопичується в колі $R_{вум}$ (тіло людини) на припустимому рівні за критерієм електробезпеки ($q \leq 50 \text{ мА} \cdot \text{с}$) [18].

Цим вимогам відповідає схема (рис. 4.12), де контур визначення аварійного (небезпечного) стану живлячого кабелю утворений з'єднаними за схемою «зірка» резисторами $R1 - R3$ при підключення їх до фаз мережі з боку вводу статора АД і послідовному підключенні до них (між «зіркою» схеми і контуром «земля») кола з конденсаторів $C1-C2$ і діода $VD1$. Це коло підтримує режим ізольованої нейтралі мережі за відсутності однофазного витoku струму на землю, унеможливує протікання постійного струму, включаючи оперативний струм апарата захисту від витokів струму на землю (тобто, не впливає на його захисні функції); в момент t_1 виникнення однофазного витoku на землю (через опір $R_{вум}$) створює імпульс напруги $U1$ обмеженої тривалості на резисторі $R4$, достатній для приведення в дію реагуючого органу (РО) засобу відокремлення зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна (рис. 4.13) [84]. Повернення схеми до первинного стану після спрацьовування виконується шунтуванням конденсатора $C1$ додатковим контактом виконавчого пристрою.

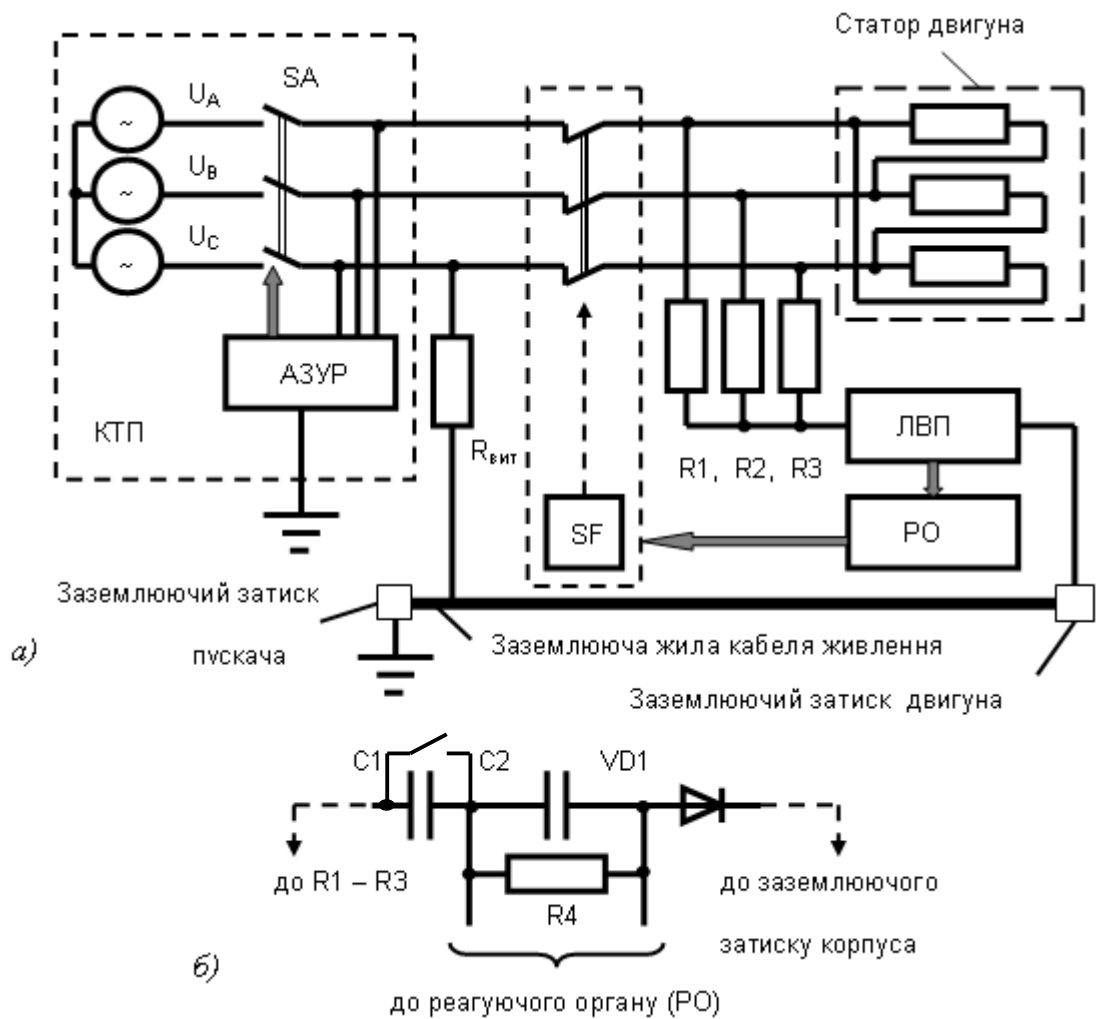


Рисунок 4.12 - Схема підключення засобу відокремлення зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна (а); варіант кола визначення оперативного параметру засобу відокремлення зворотного енергетичного потоку двигуна (б) [84]

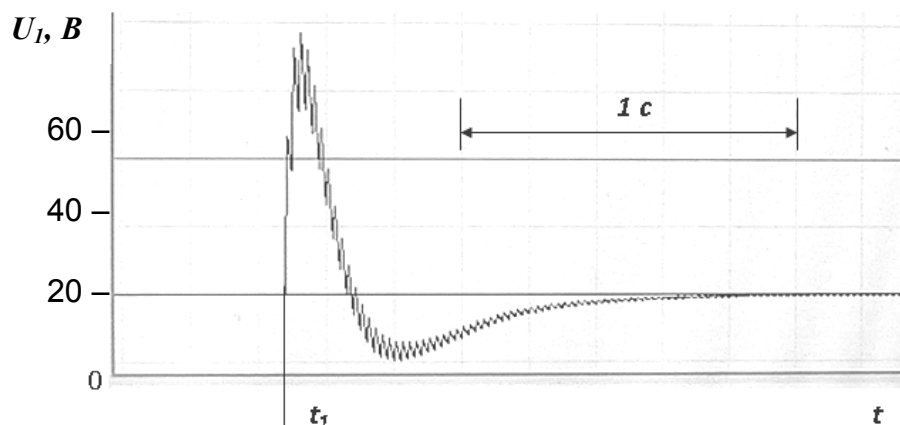


Рисунок 4.13 - Осцилограма напруги на резисторі R_4 ланцюга визначення оперативного параметру засобу відокремлення зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна при виникненні в момент t_1 пошкодження живлячого кабелю

Узагальнена структура дільничного електротехнічного комплексу шахти за умови використання автономних засобів захисного відокремлення зворотних енергетичних потоків АД (рис.4.14) ілюструє принцип запровадження двобічного знеструмлення дільничної електромережі в разі виникнення кола витoku струму на землю (або утворення зavelикої міжфазної електропровідності, що також супроводжується створенням кола витoku струму на землю). Узагальнена структура апарату захисту (АЗ) від витоків струму на землю в залежності від конкретного типу застосованого засобу захисту може мати певні відмінності. Обов'язковими ж для застосування в структурі АЗ є блок захисного відключення (БЗВ) і компенсатор (К). АЗ, адаптовані до напруги 1140 В, передбачають функцію визначення і закорочування на землю ушкодженної фази (блок БКЗ) в момент захисного відключення автоматичного вимикача $SA1$ дільничної КТП [85].

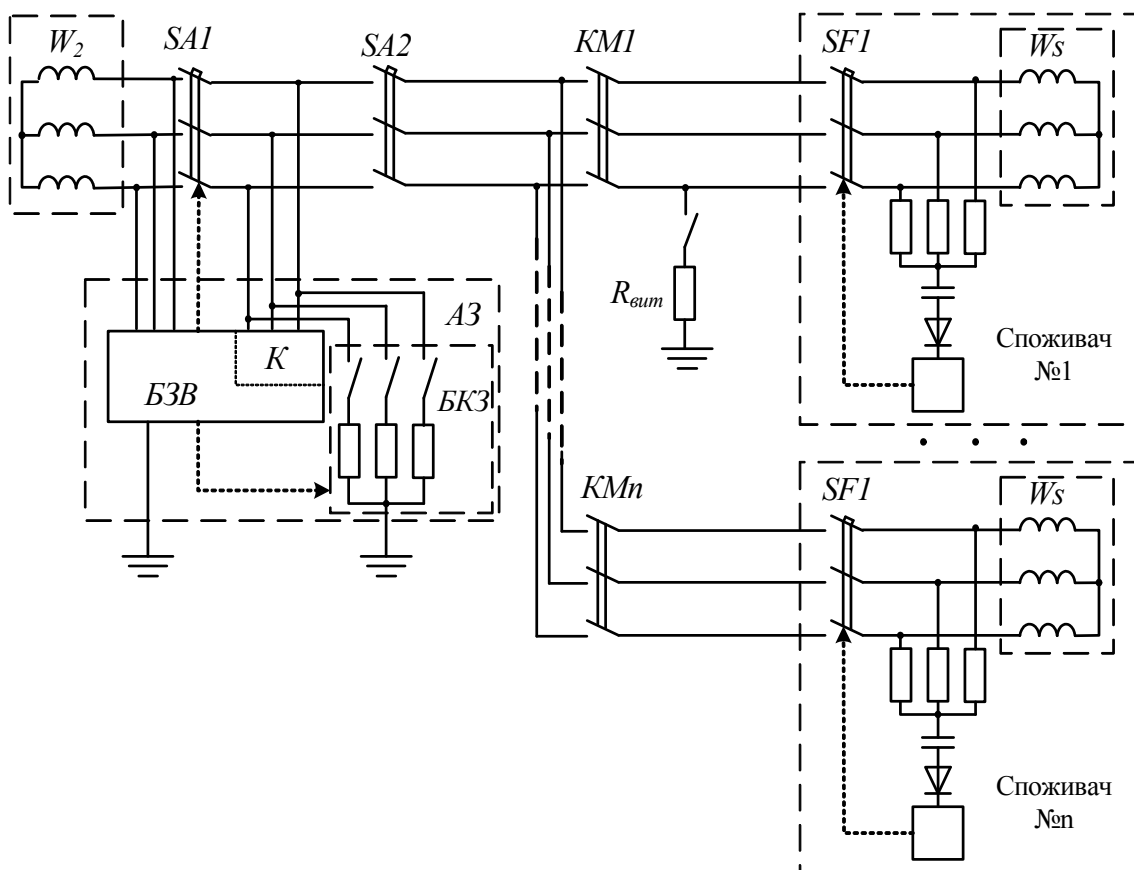


Рисунок 4.14 - Узагальнена схема електротехнічного комплексу шахтної дільниці при застосуванні відокремлення зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів

Параметри струму в колі виточу на землю визначаються дослідженням схеми заміщення (рис. 4.15) з урахуванням залежностей (4.6), що згідно законів Кірхгофа описують процеси в системі:

$$\left\{ \begin{array}{l} i_1 = \frac{1}{R_{i3} C_{i3}} \int i_2 dt \\ i_2 = \frac{1}{R_\phi} (u_\phi - R_{i3} i_1) - i_1 - i_3 - i_4 \\ i_3 = \int i_n dt \\ i_n = \frac{1}{L_{\partial p} C_{u3}} \int i_2 dt \\ i_4 = \frac{1}{R_\partial} \left(L_{\partial p} i_n - \frac{1}{C_{u3}} \int i_4 dt \right) \\ i_\phi = i_1 + i_2 + i_3 + i_4 \end{array} \right. \quad (4.6)$$

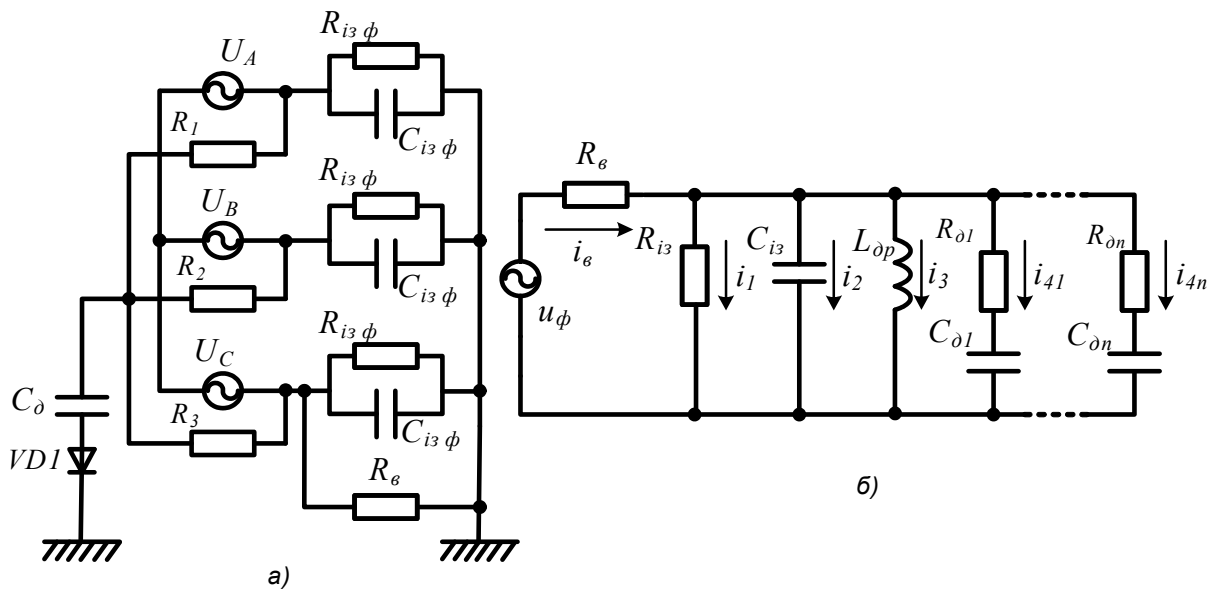


Рисунок 4.15 - Схема заміщення системи (а) та еквівалентна схема заміщення (б) кола однофазного виточу струму на землю з урахуванням ланцюга визначення оперативного параметра та пристрою компенсації ємнісної складової струму виточу

За умови застосування БКЗ (в АЗ типів РУ-1140 та АЗУР-4) враховується термін знеструмлення кола $R_{\text{вум}}$ витоку струму на землю на інтервалі часу замкненого стану відповідного контакту короткозамикача БКЗ з моменту t_2'' його спрацьовування за командою БЗВ (через термін 0,17 с [6]) до моменту t_2' (рис. 4.17) роз'єднання силової контактної групи автоматичного вимикача SA2 розподільчого пункту діляниці; або контактора КМ1 пускача аварійного приєднання. Аналіз діаграм струму витоку на землю i_g та накопичення кількості електрики q через опір кола витоку за наявності пристроїв відокремлення зворотного енергетичного потоку (ПВП) АД в кожному відгалуженні (рис. 4.16; рис. 4.17) дозволяє зробити висновок про можливість підтримання кількості електрики через людину в мережі 660 В та 1140 В в межах нормованої величини ($q \leq 50 \text{ мА}\cdot\text{с}$).

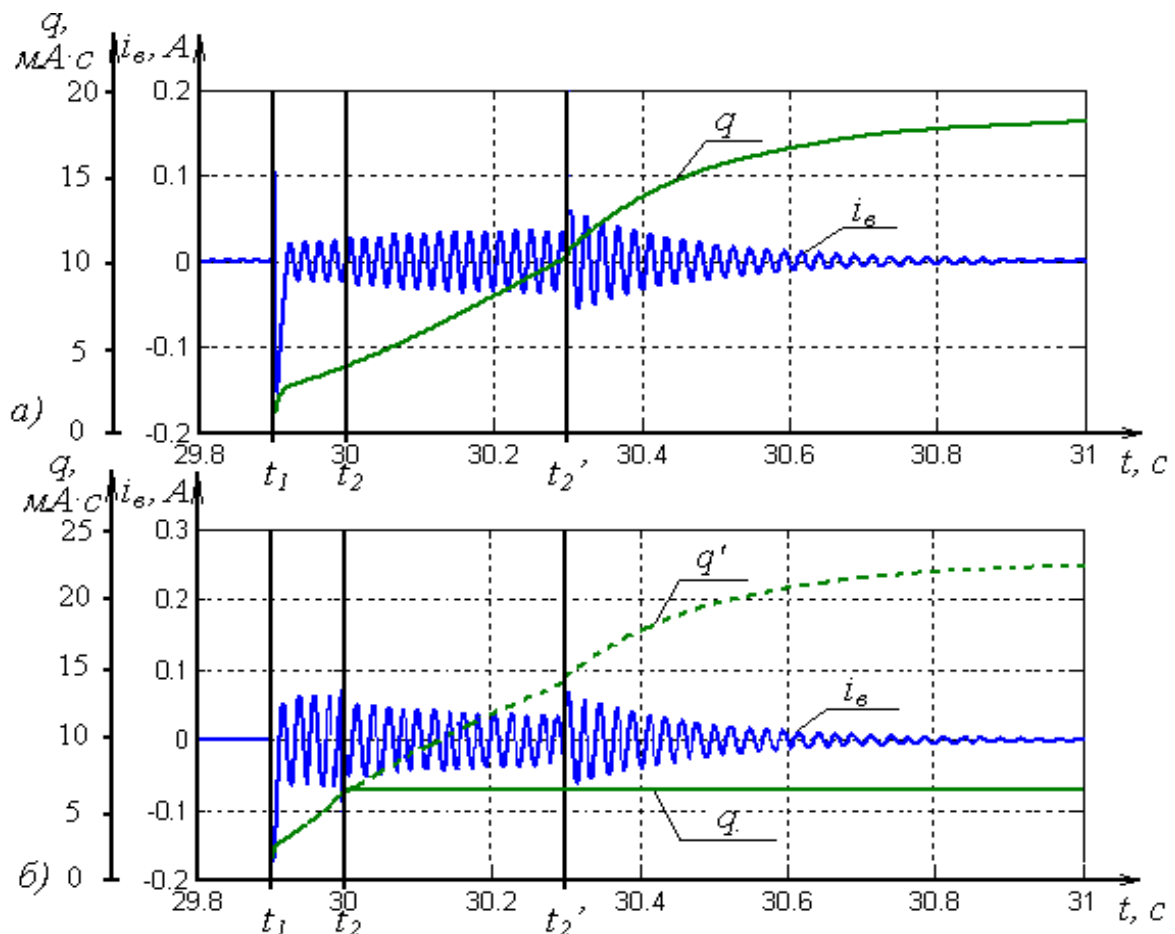


Рисунок 4.16 - Діаграми, що характеризують струм витоку на землю i_g та накопичення кількості електрики q через опір кола витоку в ЕТК ДШ напругою 660 В за наявності автокомпенсації ємнісної складової струму витоку (АРУЗ-1): а) без урахування наявності ЛВП в кожному приєднанні; б) з урахуванням наявності ПВП в кожному приєднанні

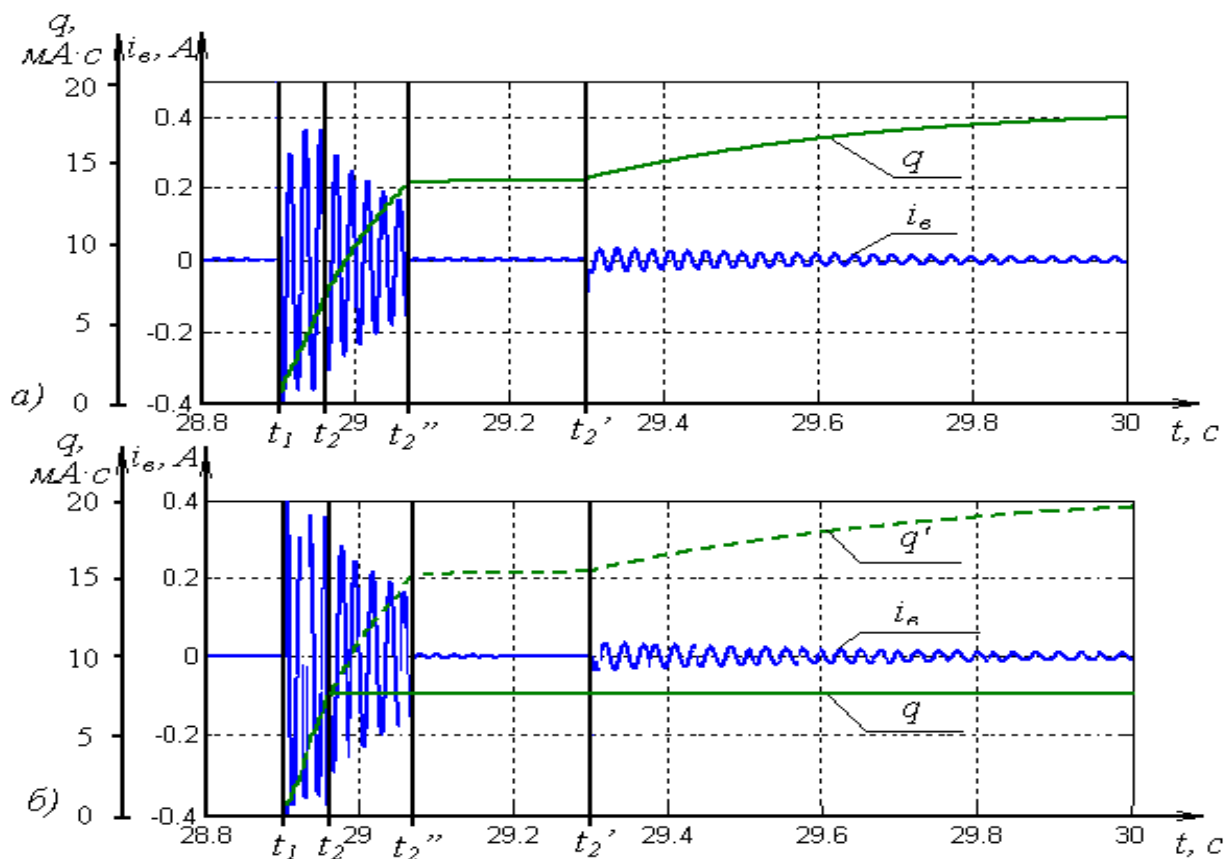


Рисунок 4.17 - Діаграми, що характеризують струм витoku i_b та накопичення кількості електрики q через опір кола витoku в ЕТК ДШ напругою 1140 В за наявності статичної компенсації ємнісної складової струму витoku та функції виявлення та замикання пошкодженої фази на землю (РУ-1140): а) без урахування наявності ПВП в кожному приєднанні; б) з урахуванням наявності ПВП в кожному приєднанні

4.4 Електробезпека експлуатації двошвидкісного асинхронного двигуна

Перспективним напрямом в галузі створення шахтних скребоквих конвеєрів є застосування двошвидкісних асинхронних двигунів. Вони мають на одному магнітопроводі дві трифазні статорні обмотки (у кожній – з'єднання за схемою «зірка» 1 і 2 (рис. 4.18; рис. 4.19) з чотирма та дванадцятьма полюсами і дозволяють отримувати синхронні кутові швидкості ротора, відповідно, 1500 об/хв і 500 об/хв. Це суттєво сприяє підвищенню безпеки експлуатації конвеєра: пуск конвеєра з короточасним ступенем зменшеної (у 3 рази) швидкості тягового органу; допоміжні операції із доставки обладнання та матеріалів в очисний вибій з меншою швидкістю.

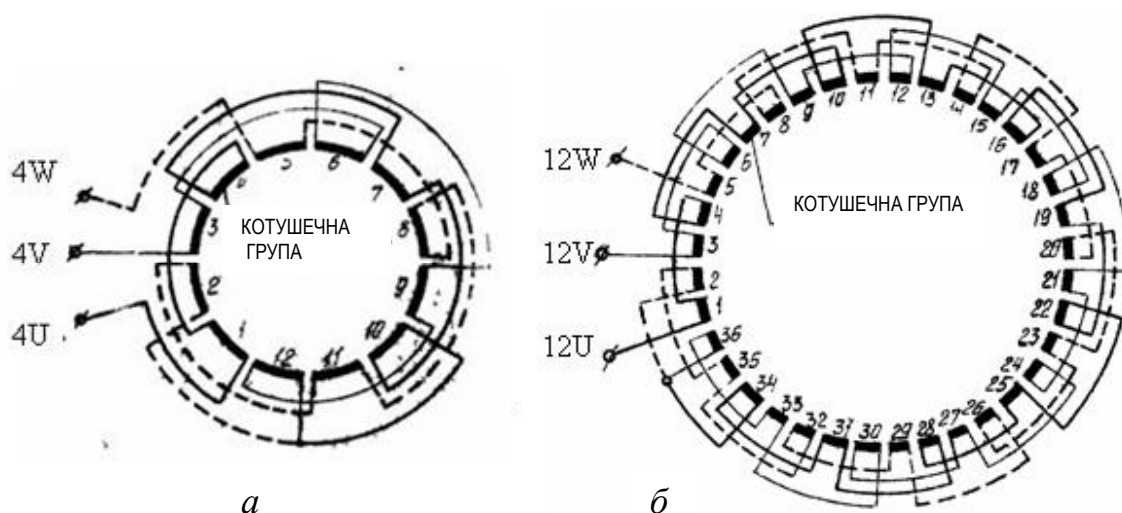


Рисунок 4.18 – схеми обмоток статора двигуна серії ЭДКВФ:
a – обмотка номінальної швидкості (кількість полюсів $2p = 4$);
б – обмотка зменшеної швидкості (кількість полюсів $2p = 12$)

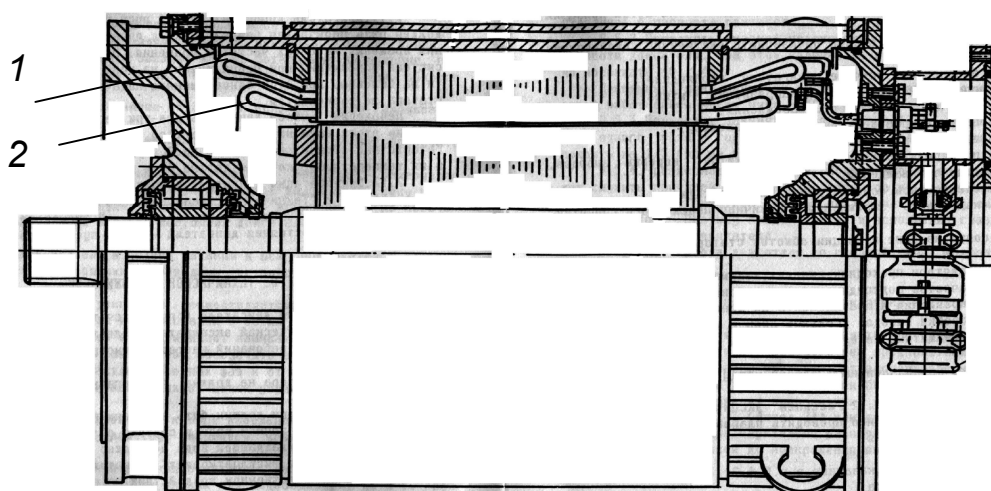


Рисунок 4.19 – Конструкція двошвидкісного асинхронного двигуна серії ЭДКВФ виробництва Первомайського електромеханічного заводу ім. К. Маркса (Україна)

Експлуатація двошвидкісного АД в умовах шахтної дільниці відрізняється певними особливостями, які необхідно враховувати з метою забезпечення безпеки персоналу від електроураження. Зокрема, наявність двох відокремлених обмоток на одному магнітопроводі створює трансформаторний ефект при включенні однієї з обмоток, що може призвести до виникнення такого небезпечного стану, як електроураження людини в разі торкання фази відключеної обмотки статора. Цей вид небезпеки має місце, незважаючи на наявність в шахтній дільничній електромережі засобів захисту від витоків струму на

землю, оскільки дія цих засобів не розповсюджується на контроль стану відключеної обмотки статора двошвидкісного двигуна через відсутність електричного зв'язку між обмотками його статора (рис. 4.20). Отже, актуальним є визначення рівня небезпеки електроураження людини від трансформаторної ЕРС відключеної обмотки статора двошвидкісного АД.

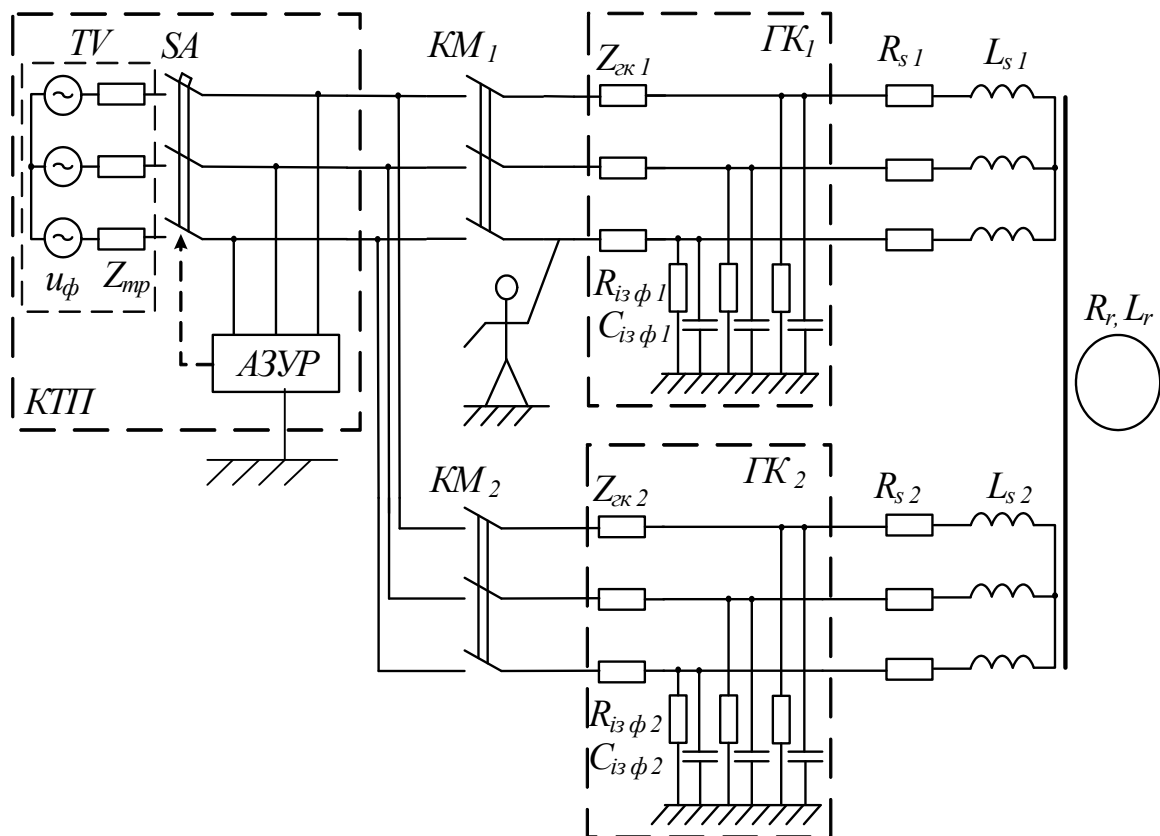


Рисунок 4.20 – Утворення витоку струму на землю в приєднанні статора двошвидкісного АД

Експериментально [86] отримані діаграми зміни ЕРС АД типу ЕКВФ-355L12/4 (рис. 4.21) у відключеній обмотці статора при електроживленні іншої свідчать, що при роботі АД з номінальною кутовою швидкістю в обмотці зниженої швидкості (ОЗШ) генерується трифазна ЕРС, яка представляється двома складовими: високочастотною з частотою $f_1 = 1650$ Гц та амплітудою $U_{m1} \approx 100$ В, та несучою з частотою $f_2 = 143$ Гц та амплітудою $U_{m2} \approx 142$ В (рис. 4.21,а). При підключенні ОЗШ до живлячої мережі в обмотці номінальної швидкості (ОНШ) генерується ЕРС частотою $f = 650$ Гц (рис. 4.21,б) Визначені діючі значення індуктованих ЕРС у фазах відключених від мережі

живлення обмоток статора є наступними: в обмотці зниженої швидкості $E_{ОЗШ}=145$ В; в обмотці номінальної швидкості $E_{ОНШ}=33$ В.

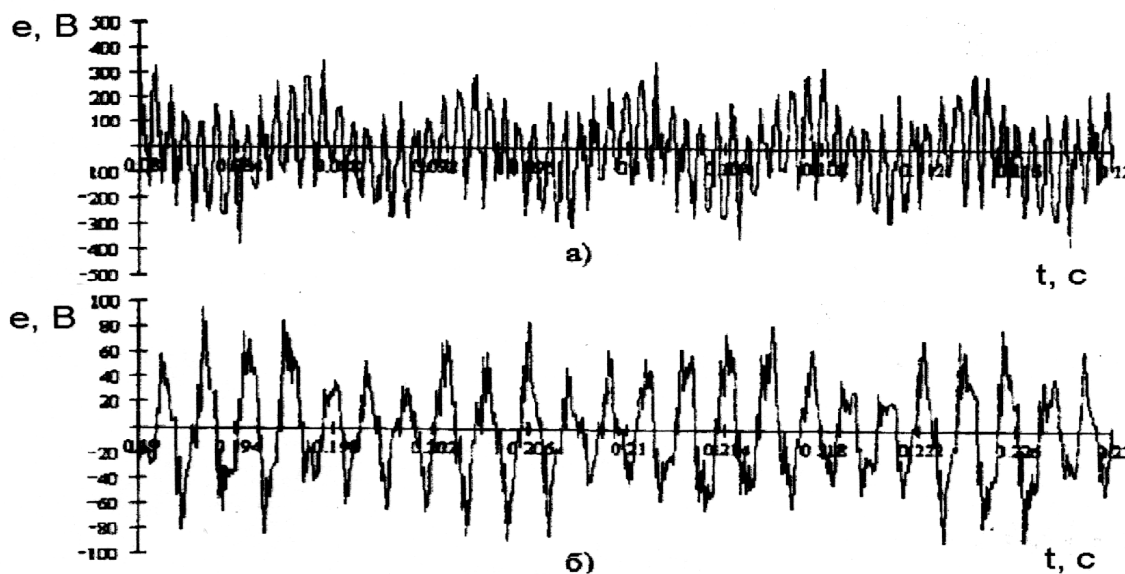


Рисунок 4.21- Осцилограми вторинних ЕРС АД в обмотках зниженої (а) і номінальної (б) швидкостей

Підвищені частоти трансформаторних ЕРС визначають суттєве зменшення ємнісних опорів ізоляції кабелів, приєднаних до відповідних обмоток статора, що, з урахуванням величин трансформаторних ЕРС і за умови торкання людиною струмоведучих провідників кабеля відключеної обмотки статора двошвидкісного АД, створює небезпеку електроураження (рис. 4.22) [26].

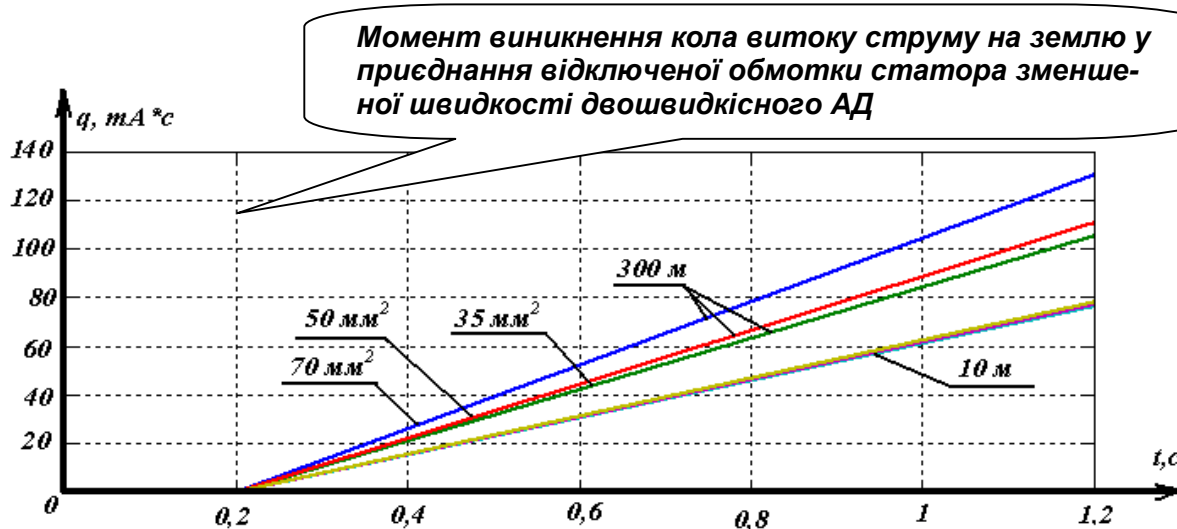


Рисунок 4.22 - Діаграми зміни кількості електрики в колі витoku струму на землю у відключеній обмотці зменшеної швидкості двошвидкісного асинхронного двигуна ЕДКФВ315М12/4, отримані моделюванням

Принцип захисту від електроураження в силовому приєднанні відключеної обмотки статора двошвидкісного АД пояснюється з аналізу схеми пристрою (рис. 4.23).

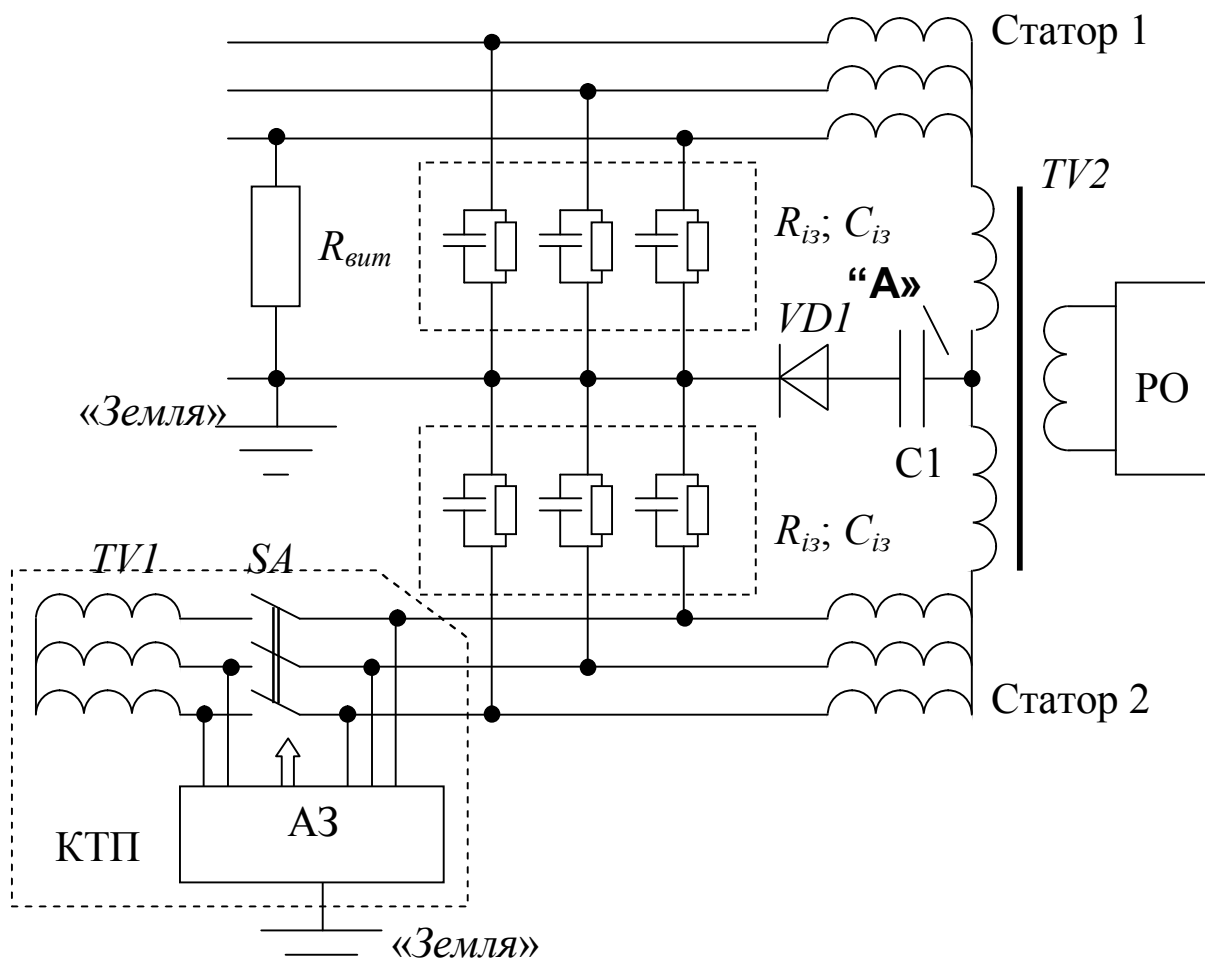


Рисунок 4.23 - Схема пристрою визначення витoku струму на землю в приєднанні відключеної обмотки статора двошвидкісного асинхронного двигуна

Контроль стану ізоляції мережі, що знаходиться під напругою, забезпечується дільничним апаратом АЗ захисту від витoku струму на землю (в складі комплектної трансформаторної підстанції КТП). За умови застосування пристрою визначення витoku струму на землю в приєднанні відключеної обмотки статора («Статор1») двошвидкісного АД постійний оперативний струм АЗ буде подаватись в приєднання відключеної обмотки статора «Статор1» через первинну обмотку трансформатора TV2. Тому в разі торкання людиною фазного провідника приєднання цієї обмотки (утворення кола струму витoku на землю $R_{вum}$) має відбутись спрацьовування АЗ, що призведе до відключення автоматичного вимикача SA КТП.

Водночас, захисна дія стосовно стану кола витоків струму на землю полягає у його знеструмленні шляхом відокремлення енергетичного потоку від відключеної від мережі обмотки статора «Статор1» двошвидкісного АД як під час живлення іншої статорної обмотки («Статор2»), так і після її відключення на інтервалі перебування двигуна в стані вільного вибігу. З цією метою має бути сформований відповідний інформаційний сигнал як команда на захисне відокремлення енергетичного потоку від кола $R_{\text{вум}}$ витоків струму на землю. В момент утворення цього кола з урахуванням наявності трифазної трансформаторної ЕРС у відключеній обмотці «Статор1» створюється коло короткочасної провідності через частину первинної обмотки трансформатора $TV2$, конденсатор $C1$, діод $VD1$, контур заземлення, коло $R_{\text{вум}}$ витоків струму на землю і відповідну фазу відключеної від мережі статорної обмотки «Статор1». В цьому разі на виході вторинної обмотки трансформатора $TV2$ створюватиметься імпульсний сигнал, який призводитиме до спрацьовування реагуючого органу (РО), задіяному як елемент управління комутаційним засобом захисного відокремлення від кола $R_{\text{вум}}$ витоків струму на землю енергетичного потоку відключеної від мережі обмотки «Статор1» АД.

Визначення стану витоків струму на землю у відключеній обмотці «Статор1» матиме місце і в разі, якщо цей стан відбувся, коли двигун знаходився в режимі вільного вибігу після відключення від джерела електроживлення. В цьому разі джерелом імпульсу в колі короткочасної провідності, утвореної підключенням конденсатора $C1$ та діода $VD1$ між виводом «А» обмотки трансформатора $TV2$ та затиском заземлення виступатиме трифазна зворотна ЕРС, що наводиться в обмотках статора АД обертаючимся полем його ротора на інтервалі вільного вибігу.

Застосування цього пристрою захисту має бути узгоджене з функціонуванням дільничного апарату захисту від витоків струму на землю (АЗ), який створює у трифазній електромережі і колі заземлення постійний оперативний струм і впливає на відключення автоматичного вимикача SA в разі перевищення оперативним струмом встановленої припустимої величини.

Схема приєднання конденсатора $C1$ послідовно у коло визначення інформаційного параметру і підключення діода $VD1$ катодом до затиску заземлення виключає вплив пристрою визначення витоків струму на землю в приєднанні відключеної обмотки статора двошвидкісного АД на роботу АЗ, що пояснюється наступним. Коло, утворе-

ний конденсатором CI та діодом VDI дозволяє встановити момент виникнення стану витoku струму на землю в кабельному приєднанні відключеної обмотки статора двошвидкісного АД з формуванням відповідного інформаційного сигналу на виході реагуючого органу (РО) як в процесі роботи цього двигуна (при електроживленні іншої статорної обмотки) так і після відключення АД від джерела електроживлення, коли той знаходитиметься в стані вільного вибігу. У той же час, це коло перешкоджатиме протіканню оперативного струму АЗ на вивід «А» первинної обмотки трансформатора $TV2$ в обхід опорів та ємностей ізоляції R_{i3} , CI_3 і опору кола R_{sum} витoku струму на землю. Таким чином, конденсатор CI і діод VDI відокремлюють силові кола електроживлення двигуна від його заземленого корпусу (затиску заземлення), що відповідає принципу ізоляції обмотки статора двигуна від елементів заземлення мережі у робочому режимі експлуатації.

Наведений пристрій визначення стану витoku струму на землю в кабельному приєднанні відключеної обмотки статора двошвидкісного асинхронного двигуна забезпечує поширення функції захисту від витoku струму на землю на силові приєднання відключеної від мережі живлення обмотки статора двошвидкісного асинхронного двигуна, в якій генеруються трансформаторні ЕРС з частотою та величиною, небезпечними за фактором електроураження людини, як під час електроживлення іншої статорної обмотки, так і після відключення асинхронного двигуна від джерела електроживлення на інтервалі перебування в стані вільного вибігу.

4.5 Індукційно-динамічне гальмування асинхронного двигуна як спосіб припинення дії зворотного енергетичного потоку

Динамічне гальмування асинхронного двигуна запроваджують для управління процесом зупинки електроприводів гірничих машин (у т.ч., - термінової зупинки). Цей режим передбачає відключення його від мережі трифазної напруги промислової частоти і подачу на дві його фази постійного струму (рис. 4.24). Інтенсивність гальмування обумовлюється величиною критичного гальмового моменту $M_{к2}$ АД, що, у свою чергу, є пропорційним квадрату еквівалентного гальмового струму $I_{екв}$ двигуна:

$$M_{кз} = \frac{3I_{екв}^2 x_{\mu}^2}{2\omega_0(x_{\mu} + x_2')}, \quad (4.7)$$

де ω_0 - синхронна частота обертання ротора АД; $X_{\mu} = E'_{20}/I_{\mu}$ - реактивність намагнічування; X_2' - приведений індуктивний опір ротора АД.; E'_{20} - приведена вторинна ЕРС при синхронній кутовій швидкості ротора; I_{μ} - намагнічуючий струм.

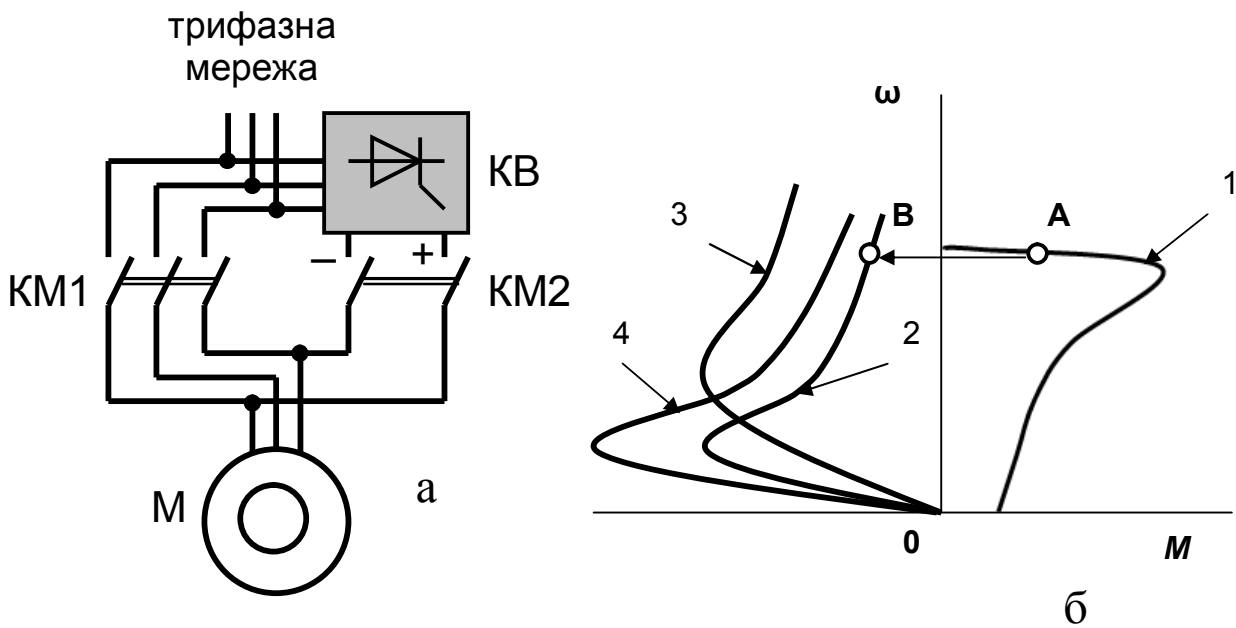


Рисунок 4.24 – Схема переключення (а) асинхронного двигуна (М) в режим динамічного гальмування і механічні характеристики (б) асинхронного двигуна в процесі переходу з рушійного режиму в режим динамічного гальмування: КМ1; КМ2 – контактори; КВ – керований випрямляч;

1 – природна механічна характеристика рушійного стану; 2-4 – характеристики динамічного гальмування асинхронного двигуна

2 - додатковий опір ротора r_{r1} ; гальмовий струм I_{21}

3 - додатковий опір ротора $r_{r2} > r_{r1}$; гальмовий струм I_{21}

4 - додатковий опір ротора r_{r1} ; гальмовий струм $I_{22} > I_{21}$

Оскільки одразу після відключення АД від трифазної напруги живлення на його статорі формується зворотна ЕРС ($e_{об}$), величина її буде заважати проходженню постійного струму динамічного гальмування (обмежувати його величину). Режим індукційно-динамічного гальмування АД відрізняється тим, що на його початковому етапі створюється контур гасіння зворотної ЕРС, в якому ця ЕРС створює в фазах статора випрямлений струм того ж напрямку, що і

струм динамічного гальмування. Оскільки індукційно-динамічне гальмування супроводжується усуненням зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна, цей процес можна розглядати в контексті запровадження функції знеструмлення кола підвищеної міжфазної провідності (або кола витoku струму на землю) в кабелі живлення статора.

Процес індукційно-динамічного гальмування створюється силовою тиристорною схемою в колі статора асинхронного двигуна відповідно до рис. 4.25 і передбачає чергування станів динамічного (ДГ), індукційного (ІГ) та, власне, індукційно-динамічного (ІДГ) гальмування двигуна [56, 57].

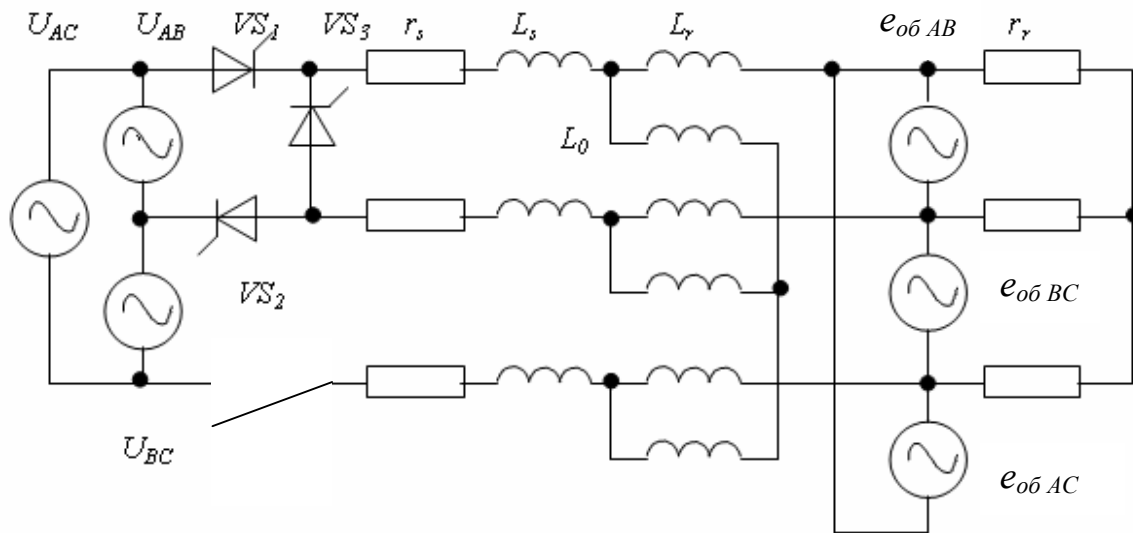


Рисунок 4.25 – Розрахункова схема щодо аналізу дослідження процесу індукційно-динамічного гальмування асинхронного двигуна

Струм динамічного гальмування створюється за допомогою подачі на статор через тиристри VS_1 і VS_2 півхвиль лінійної напруги U_{AB} мережі. Ефект індукційного гальмування створюється при замиканні через тиристор VS_3 ЕРС обертання ($e_{об}$) ротора АД. Процес індукційно-динамічного гальмування ілюструється діаграмами відповідних параметрів асинхронного двигуна і живлячої мережі (рис. 4.26).

На інтервалах динамічного гальмування полярності u_{AB} і $e_{об}$ збігаються. При цьому $u_{AB} > e_{об}$. Початок ДГ визначається кутом відпирання α тиристорів VS_1 і VS_2 , а закінчення - кутом їхньої провідності β . Гальмовий струм i визначається відмінністю між миттєвими значеннями u_{AB} і $e_{об}$.

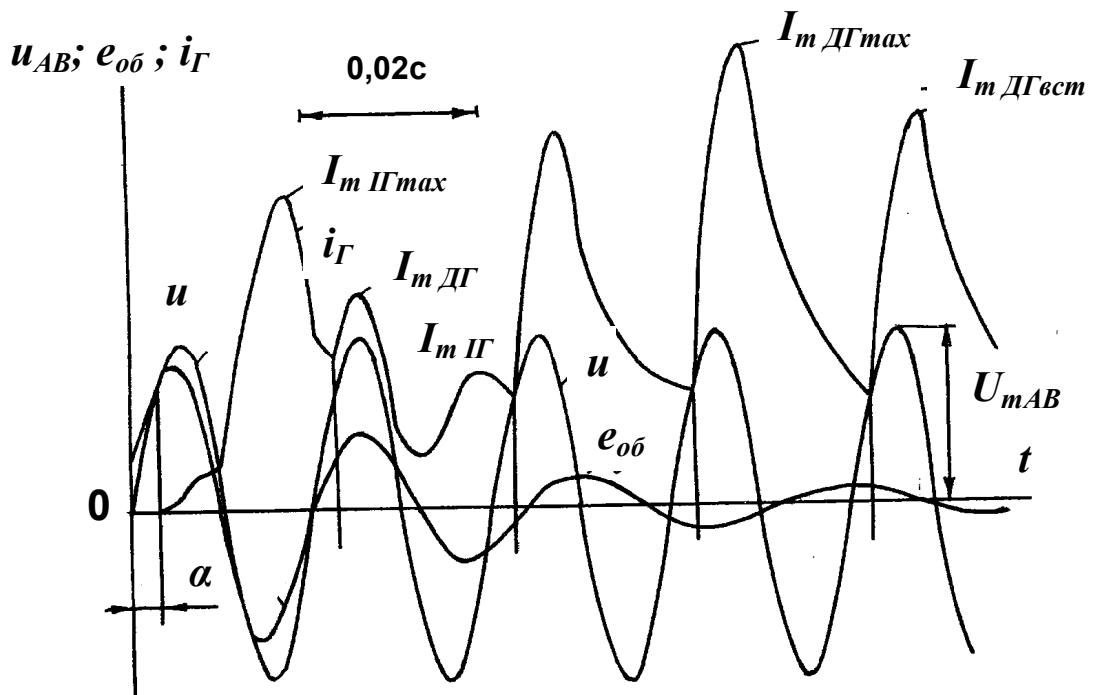


Рисунок 4.26 – Діаграми формування струму статора асинхронного двигуна в процесі його індукційно-динамічного гальмування

$$i_T r_H + L_H di_T / dt = u_{AB} - e_{об(AB)}, \quad (4.8)$$

де r_H ; L_H – загальні активний опір та індуктивність кола протікання гальмового струму.

На інтервалі ІТ тиристор VS_3 знаходиться у провідному стані, у той час, як, тиристри VS_1 і VS – у не провідному. Величина гальмового струму i_T визначається миттєвими значеннями ЕРС обертання двигуна ($e_{об}$).

$$i_T r_H + L_H di_T / dt = |e_{об(AB)}|, \quad (4.9)$$

На кожному з інтервалів ДГ та ІГ величина ЕРС обертання визначається відповідними її амплітудою ($E_{об mi}$) та початковою фазою (γ):

$$e_{об i} = E_{об mi} \sin(\omega_{bi} t + \gamma), \quad (4.10)$$

де $\omega_{bi} = \omega_0(1-s)$ - кутова частота ЕРС обертання, що відповідає i -му інтервалу гальмування, зменшується, остаточно, до нуля.

У міру зменшення кутової швидкості асинхронного двигуна зменшуються амплітуда та частота його ЕРС обертання, і настає стан, коли полярності u_{AB} і $e_{об}$ будуть відмінними одна від одної. В цьому разі тиристори VS_1 ; VS_2 ; VS_3 перебуватимуть у відкритому стані, а гальмовий струм двигуна i_T визначатиметься сумою абсолютних величин миттєвих значень u_{AB} і $e_{об}$ (інтервал ІДТ):

$$i_T r_H + L_H di_T / dt = u_{AB} + |e_{об(AB)}|, \quad (4.11)$$

Вирази (4.8; 4.9; 4.11) вирішуються поетапно у порядку появи інтервалів з характерними, розглянутими вище станами гальмування. При цьому враховуються відповідні початкові умови, величина і частота ЕРС обертання асинхронного двигуна.

Принциповим положенням є те, що ЕРС обертання визначає величину гальмового струму АД, який обумовлює інтенсивність зменшення кутової швидкості ротора і, в свою чергу, - визначає параметри зменшення величини цієї ж ЕРС обертання. Звісно, на величину гальмового струму АД суттєво впливає величина кута α відпирання тиристорів VS_1 і VS_2 . Процес зменшення амплітуди струму індукційного гальмування (і, відповідно, амплітуди ЕРС обертання АД, що індуктується в статорі) описується рівнянням (рис. 4.27) [57]:

$$I_{mIT} = I_{mIT \max} (1 - e^{-q/(0,1+hx)^{1,7}}), \quad (4.12)$$

де x – безрозмірна величина, пропорційна часу протікання режиму гальмування ($x = 2887 t$); коефіцієнти q і знаходяться у функціональній залежності від кута α відпирання тиристорів VS_1 і VS_2 ; коефіцієнт h визначає загальну інтенсивність зміни струмів індукційного та динамічного гальмування.

$$q = 715(4,5E-0,2+(1E-0,6)\alpha^2+(1E-10)(1,43\alpha)^4), \quad (4.13)$$

Коефіцієнт h визначає початок інтенсивного зменшення струму індукційного гальмування.

$$h = 0,113+(1E-12)\alpha^2+(3E-11)(\alpha/130)(1,67\alpha)^4, \quad (4.14)$$

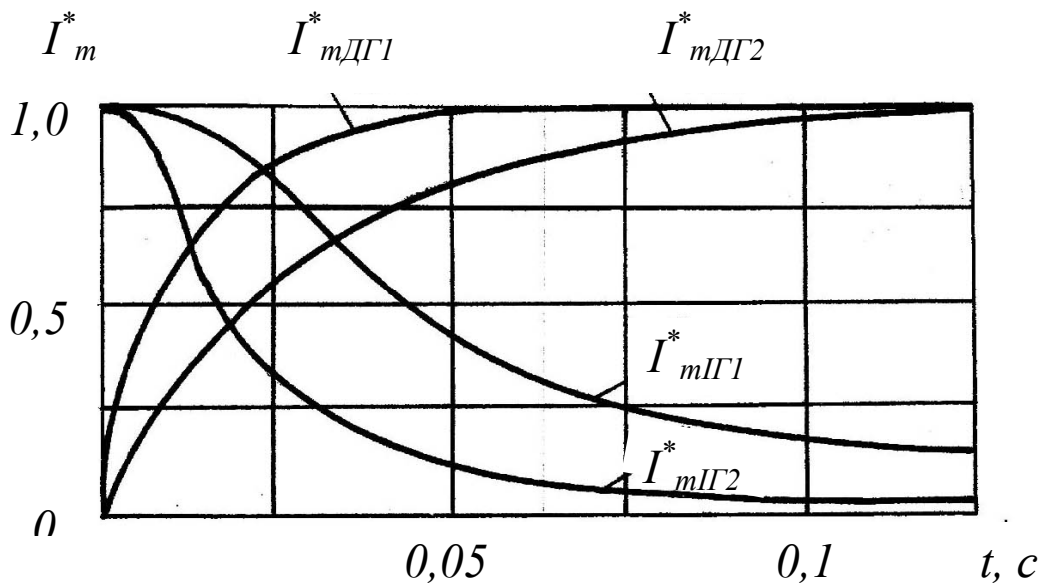


Рисунок 4.27 – Діаграми зміни амплітуд струмів індукційного і динамічного гальмування асинхронного двигуна (у відносних одиницях)
індекс 1: $h = 0,13$; $\alpha = 110$ ел. град; $q = 80$
індекс 2: $h = 0,114$; $\alpha = 20$ ел. град; $q = 30$

Таким чином, режим індукційно-динамічного гальмування асинхронного двигуна окрім функції управління зупинкою електропривода підтримує функцію прискореного зменшення до нуля зворотної ЕРС, що індуктується в статорі (рис. 4.28). Отже, цей режим може бути запроваджений для відокремлення зворотного енергетичного потоку АД при захисному відключенні мережі.

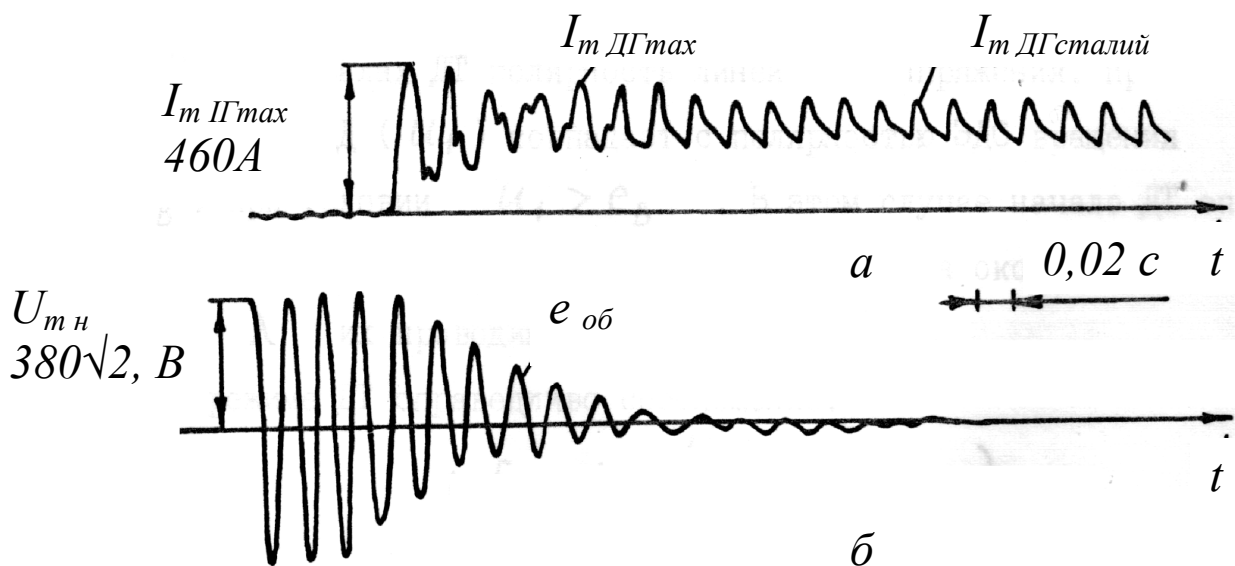


Рисунок 4.28 – Осцилограми фазного струму (а) та напруги (б) статора асинхронного двигуна КОФ-32 (потужністю 32 кВт) на інтервалі його переоводу з рушійного стану в режим індукційно-динамічного гальмування

Технічна реалізація розглянутого принципу застосована, зокрема в апараті управління гальмуванням електропривода гірничої машини АТЭМ, в апараті АПМ-1 управління пуском електропривода гірничої машини і т.п (рис. 4.29) [56].

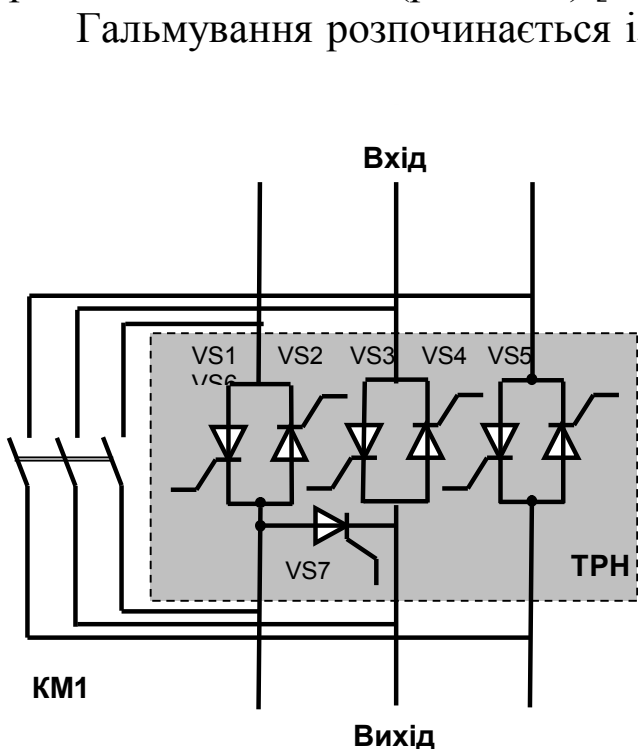


Рисунок 4.29 – Силовая схема апарата АПМ-1:
 ТРН – тиристорний регулятор напруги;
 КМ1 – шунтуючий контактор

контактора КМ1.

регулятора напруги ТРН і у подальшому, забезпечується провідним станом тиристорів VS_3 ; VS_2 ; VS_7 , при чому, останній вмикається за умови відсутності струму в тиристорах VS_1 і VS_4 . Затримка часу на початок процесу індукційно-динамічного гальмування необхідна для виключення умов створення короткого замикання в разі ввімкнення тиристора VS_2 при наявності струму в мережі

4.6 Примусове відключення контакторів магнітних пускачів як засіб підвищення швидкості знеструмлення дільничної електромережі

Наявність в дільничній електромережі зворотних ЕРС асинхронних двигунів у початковий термін після відключення напруги живлення обумовлює затримку відключення контакторів магнітних пускачів. Тому скорочення терміну протікання струму в мережі при ушкодженні силового приєднання може бути досягнуте за умови запровадження примусового відключення контактора кожного пускача в разі відключення мережі електротехнічного комплексу з боку дільничної комплектної трансформаторної підстанції. Відповідний засіб

керування примусовим відключенням контакторів пускачів представлений схемою (рис. 4.30) [88].

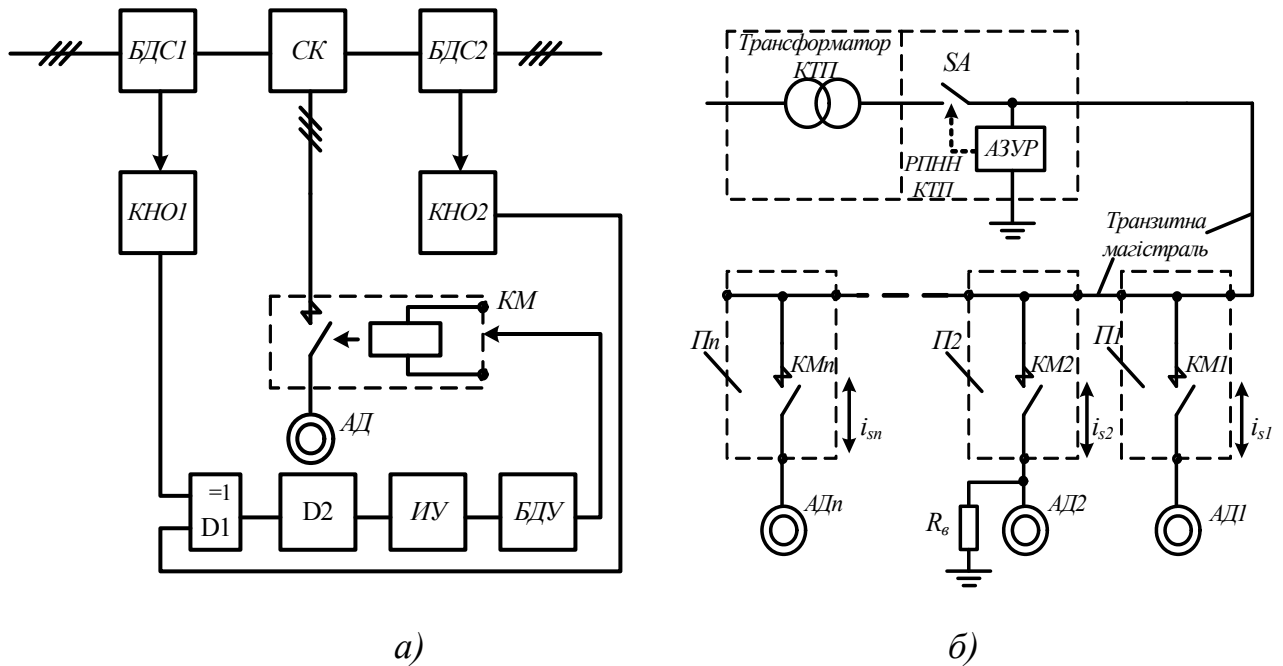


Рисунок 4.30 - Спрощені структурні схеми: а) пристрою примусового відключення пускача; б) електропостачання дільниці шахти

Ця функція має бути реалізована за умови модернізації пускача (рис. 4.31).

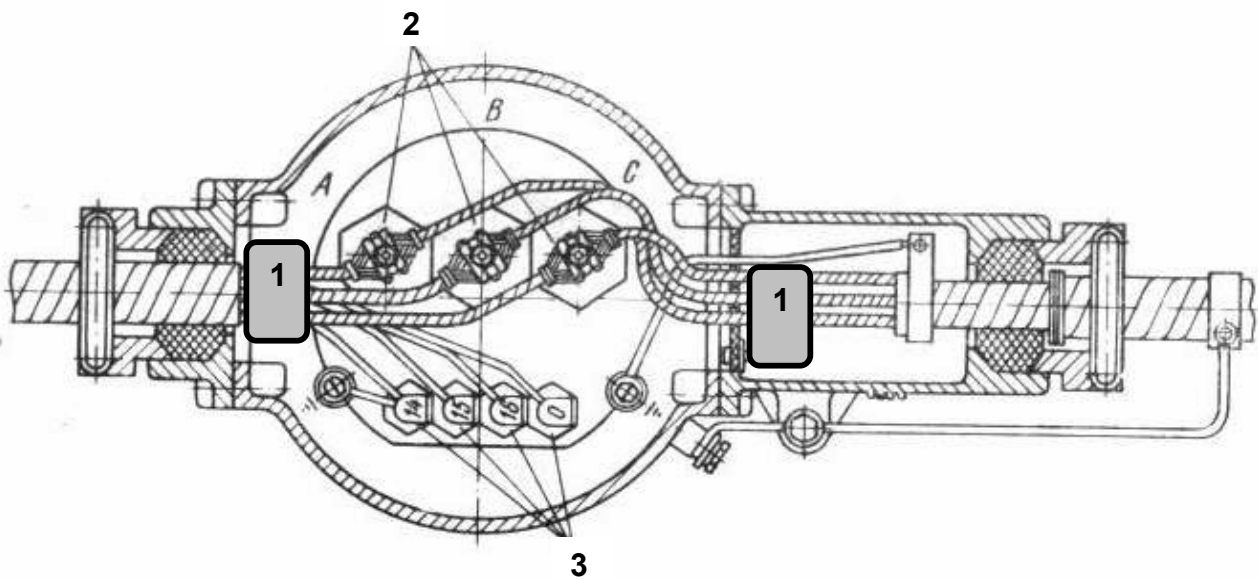


Рисунок 4.31 - Приклад розміщення блоків датчиків струму (БДС) 1 засобу примусового відключення контактора в мережевому відділенні пускача: 2 – силові прохідні затиски кабельного вводу; 3 - прохідні затиски для приєднання контрольних ланцюгів

Зокрема, підключення ввідного та відходячого кабелю транзитної магістралі до силових контактів (СК) приєднання в мережевому відділенні кабельного вводу пускача може бути здійснене послідовно через блоки датчиків струму (БДС1 і БДС2). Компаратори - нуль-органи (КНО1 і КНО2) призначені для формування сигналів логічної «одиниці» в разі наявності струму в кабелі, що контролюється відповідним блоком датчиків струму. При відключенні живлячої трансформаторної підстанції припиняється струм у ввідному кабелі пускача, в той час, як в силовому колі контактора (КМ) та у відходячому кабелі магістралі буде протікати зрівнювальний струм, утворений зворотними ЕРС двигунів споживачів. В цьому разі на виходах блоків БДС1 і БДС2 будуть сформовані, відповідно, логічний «нуль» і логічна «одиниця». Ці сигнали подаються на входи елемента «Виключне АБО» ($D1$) і обумовлюють формування логічної «одиниці» на його виході та імпульсу заданої тривалості на виході одновібратора ($D2$). Це дає можливість виконавчому пристрою (ВП), виконаному за релейною, або напівпровідниковою ключовою схемою, розірвати коло живлення котушки контактора КМ в блоці дистанційного управління (БДУ) і, тим самим, здійснити примусове відключення контактора пускача в момент відключення напруги мережі з боку живлячої трансформаторної підстанції.

Таким чином, захисне відокремлення зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів в разі виникненні аварійного (небезпечного) стану дільничної шахтної електромережі може бути запроваджене шляхом застосування автономно діючих захисних засобів з боку силових приєднань статорів асинхронних двигунів і може бути реалізоване за умови відповідного удосконалення схеми електротехнічного комплексу шахтної дільниці. Варіантами способів відокремлення зворотних ЕРС АД (рис. 4.32) слід вважати роз'єднання трифазної схеми статорної обмотки двигуна; відключення приєднання кабелю безпосередньо на ввіді статора. Додатковим захисним засобом може бути примусове відключення контактора пускача в момент відключення напруги живлення мережі.

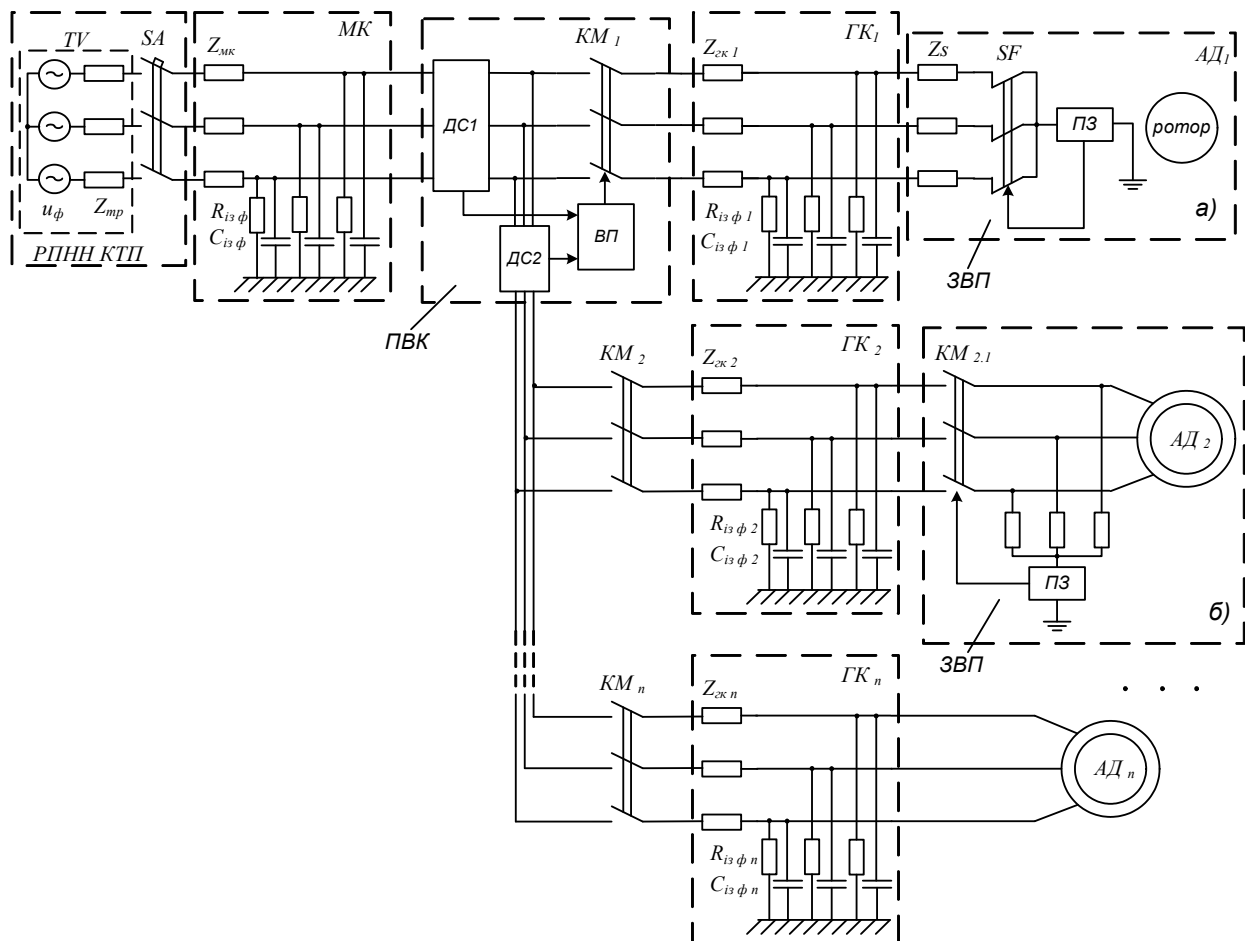


Рисунок 4.32 - Варіанти застосування технічних рішень із удосконалення електротехнічного комплексу шахтної технологічної ділянки на основі використання відокремлення зворотних енергетичних потоків (ЗВП) асинхронних двигунів та примусового відключення контакторів (ПВК) магнітних пускачів: а) визначення інформаційного параметру між «зіркою» обмоток статора і землею; б) визначення інформаційного параметру між «зіркою» резисторів мережі статора і землею

Питання для самоконтролю

1. Які фактори обумовлюють утворення зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів?
2. У чому полягає небезпека впливу зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів на кабельну мережу і комутаційну апаратуру шахтних дільничних електротехнічних комплексів?
3. Яким чином зворотні енергетичні потоки групи асинхронних двигунів споживачів спроможні утворювати узагальнену зворот-

ну ЕРС і зрівнювальні струми в електротехнічному комплексі шахтної дільниці після її відключення від джерела електроживлення?

4. У чому полягає улаштування і проблематика застосування системи випереджального захисту рудникових електроустановок на основі швидкодіючого відокремлення енергетичних потоків штучним утворенням ланцюгів короткого замикання з боку живлячої трансформаторної підстанції та асинхронних двигунів споживачів в момент захисного відключення мережі?

5. У чому полягає принцип визначення аварійного стану кабелю живлення електроспоживача при застосуванні автономних засобів контролю з боку затисків статора його асинхронного двигуна?

6. Як здійснюється принцип автоматичного двобічного захисного знеструмлення шахтної дільничної електромережі на основі відокремлення зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів?

7. У чому полягає вплив засобів автоматичного захисного відокремлення зворотних енергетичних потоків асинхронних двигунів на параметри електробезпеки експлуатації шахтної дільничної електромережі (на прикладі реагування на виникнення кола витoku струму на землю)?

8. Якими є улаштування, особливості експлуатації двошвидкісного асинхронного двигуна, включаючи його властивості утворювати загрозу електроураження в мережі відключеного статора (при відсутності засобів контролю і захисного знеструмлення)?

9. Розкрити принцип дії засобу автоматичного визначення кола витoku струму на землю в мережі відключеної обмотки статора працюючого двошвидкісного асинхронного двигуна.

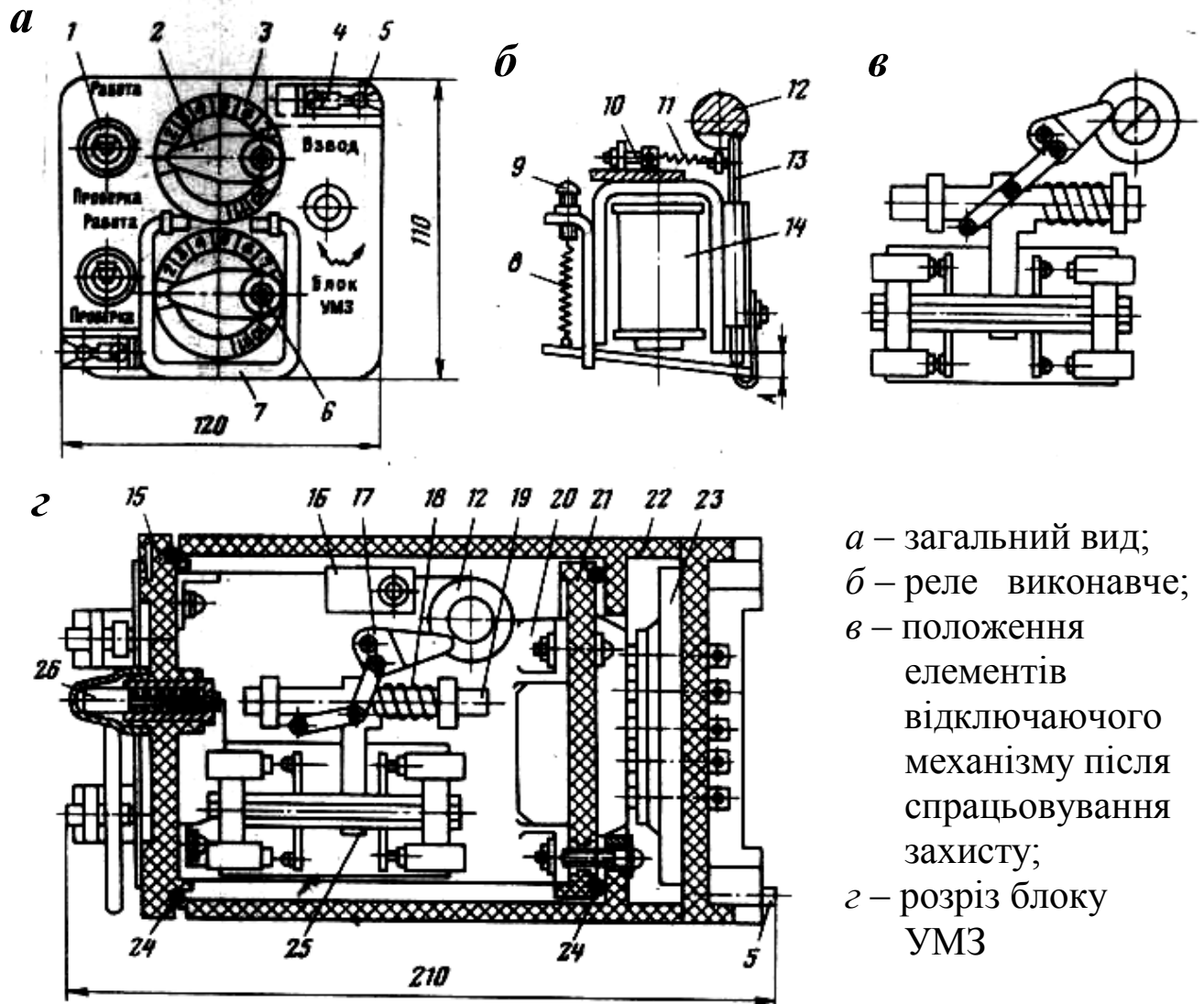
10. У чому полягає принцип індукційно-динамічного гальмування асинхронного двигуна в контексті його застосування для відокремлення зворотного енергетичного потоку з боку статора?

11. Обґрунтувати доцільність та розкрити проблематику запровадження примусового відключення контактора пускача при відключенні напруги живлення мережі. Навести приклад улаштування засобу примусового відключення контактора магнітного пускача.

Технічна характеристика пристрою максимального струмового захисту УМЗ

Номинальна напруга електричних апаратів, якими оснащується блок захисту, В	360; 660; 1140									
Номинальні струми електричних апаратів, якими оснащується блок захисту, А	25; 63; 125; 250; 315									
Власний час спрацьовування захисту (мс) при кратності первинного струму трансформатора струму до струму уставки: 1,5 5	≤60 ≤25									
Діапазон регулювання уставок (А) для електричних апаратів на номинальні струми, А: 25 63 125 250 315	63-187 125-375 250-750 500-1500 800—2400									
Похибка струму спрацьовування (%) на кожній уставці при нахилі блока в будь-якому напрямі до 30° і при температурі оточуючого середовища, °С: 25 ± 10 від – 10 до + 15 і від + 35 до +60	± 10 ± 15									
Механічна і комутаційна зносостійкість, число спрацьовувань	6300									
Габаритні розміри блока, мм	110x120x210									
Маса блока, кг	2,5									
Величини струмів уставок УМЗ (А), відповідно до номеру уставки										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Номинальний струм комутаційного апарата 25 А (трансформатора струму ТТ3-25)										
63	75	87	100	112	125	137	150	163	175	187
Номинальний струм комутаційного апарата 63 А (трансформатора струму ТТ3-63)										
125	150	175	200	225	250	275	300	325	350	375
Номинальний струм комутаційного апарата 125 А (трансформатора струму ТТ3-125)										
250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750
Номинальний струм комутаційного апарата 250 А (трансформатора струму ТТ3-250)										
500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300	1400	1500
Номинальний струм комутаційного апарата 320 А (трансформатора струму ТТ3-320)										
800	900	1120	1280	1440	1600	1760	1920	2080	2240	2400

Компоновка структурних елементів в пристрої максимального струмового захисту УМЗ [16; 32]

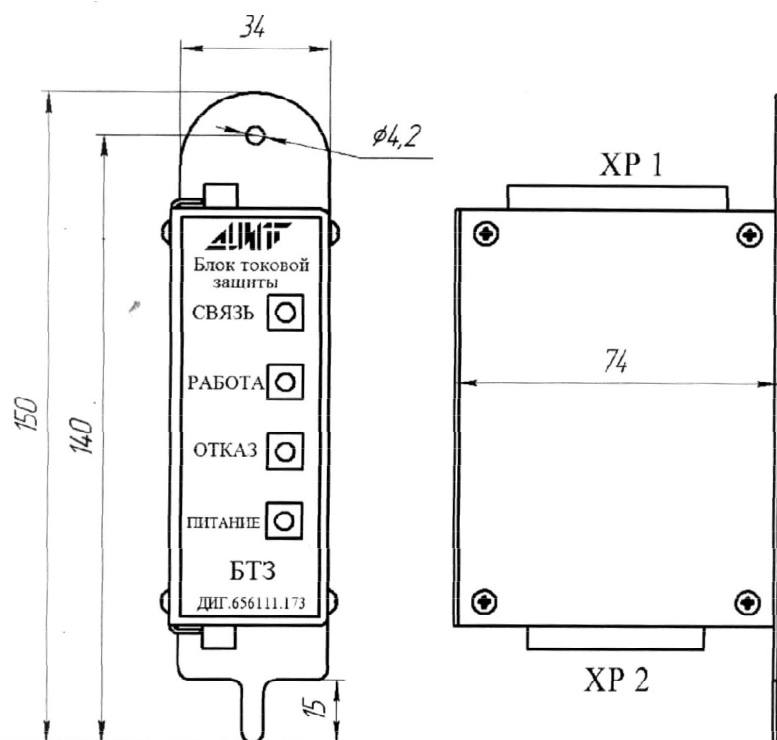


а – загальний вид;
б – реле виконавче;
в – положення елементів відключаючого механізму після спрацьовування захисту;
г – розріз блоку УМЗ

1 – тумблер; 2 – рукоятка уставок захисту; 3 – шкала уставок; 4 – фіксатор; 5 – шпилька; 6, 9, 10 – гвинти; 7 – ручка для переноски блока; 8, 11, 18 – пружина; 12 – вал; 13 – вісь; 14 – котушка реле; 15 – панель передня; 16 – панель діодів; 17 – фіксатор; 19 – шток; 20 – панель; 21 – панель з контактними кільцями; 22 – легкозйомний пиловологозахищений корпус; 23 – контактна установочна панель з контактними губками; 24 – ущільнююче кільце; 25 – кнопковий елемент; 26 – штовхач взводу відключаючого механізму

Технічні характеристики струмового захисту типу БТЗ-М [44]

Найменування параметру	Величина
Напруга живлення, В	9...36 DC, або 18...24 AC
Час спрацьовування на відключення, с, не більш	0,040
Номінальний струм виконавчого реле, А	12 А (для 125 В); 5А (для 250В)
Напруга контактів виконавчого реле, В, не більш	125 ... 250
Комунікаційний інтерфейс	RS485, іскробезпечний, ізольований із зовнішнім живленням від іскробезпечного джерела 9...24 V DC, $i_{\text{спожив}} < 15 \text{ mA}$
Протокол	MODBUS RTU
Швидкості комунікації (задаються перемикачами)	2400 ... 115200 бод;
Діапазон адрес (задається перемикачами)	1 ... 33 (всього 32 адреси)
Роз'єми для електричного підключення	COMBICON, 5 mm
Розміри блока (ДхШхВ), мм	75x40x145
Вага, кг, не більш	0,3



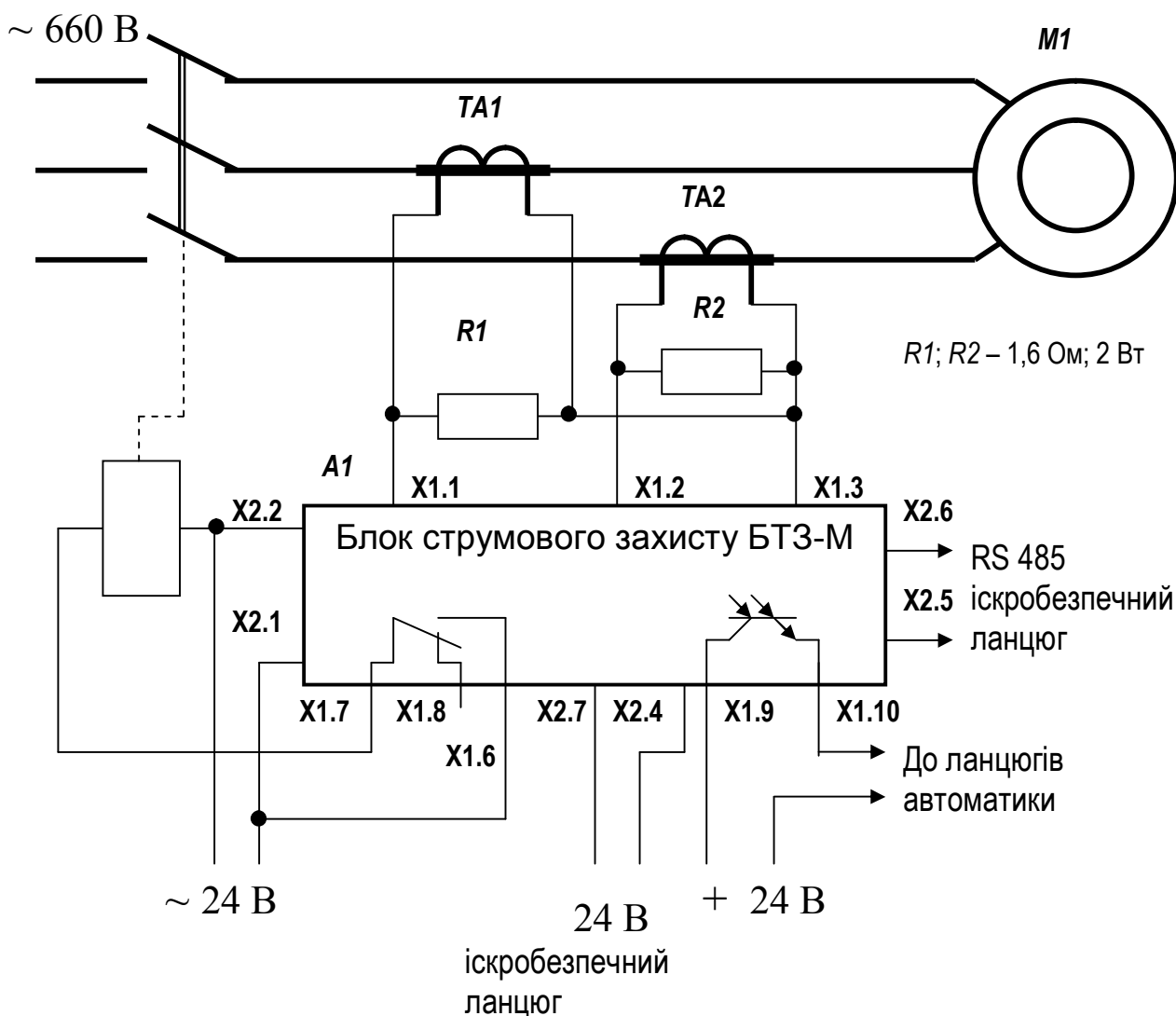
Загальний вид блоку БТЗ-М

Параметри комунікаційного порта блоку БТЗ-М [44]

Комунікаційний порт призначений для комунікації блока струмового захисту БТЗ-М з керуючим контролером через інтерфейс RS485 протокол MODBUS RTU. Порт є ізольованим від схеми живлення БТЗ, однак потребує напругу живлення 9 ... 24 В від зовнішнього джерела постійного струму з іскробезпечними параметрами. Адресний простір блока задається перемикачами адресів 5.4.3.2.1 за формулою: $ADR=1+ ADR\ 5.4.3.2.1$ [1...33dec]. Швидкість комутації також задається перемикачами з ряду 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 76800, 57600, 115200 бод.

Параметри, доступні по комунікації	Виміри
0xFE Параметр аварії 0xFF Код аварії (для збросу аварій – записати "0") 0 – Відсутність аварії 1 - Максимальний струмовий захист 2 - Неприпустима асиметрія фаз 3 -Тепловий захист 4 - Перевищення тривалості пуску 255 – для використання користувачем	0x100 Струм, А 0x101 Асиметрія фаз, % 0x102 Параметр теплової моделі у % від номінального струму 0x103 ; 0x105 Резерв 0x104 Тривалість останнього пуску 0x106 Струм фази „А” 0x107 Струм фази „В” 0x108 Струм фази „С”
Уставки	Статистика
0x120 Максимальний струмовий захист, А 0x121 Припустима асиметрія фаз (<i>під час пуску захист від асиметрії фаз не діє</i>), % 0x122 Час, впродовж якого асиметрія фаз не враховується 0x123 Номінальний струм, А 0x124 Кількість фаз 0x125 Максимальна тривалість пуску, тс (0 - відключення захисту перевищення тривалості пуску) 0x126 Максимальна напруга (резерв) 0x127 Максимальна температура (резерв) 0x128 Відношення пускового струму до номінального. Параметр потрібен для визначення часу пуску двигуна	0x130 Кількість пускових циклів 0x131 Максимальний струм 0x132 Максимальна асиметрія 0x133 Максимальна тривалість пуску 0x134 Максимальне зміщення відносно нуля 0x135 Максимальне значення теплової моделі

Схема підключення блоку БТЗ-М [44]



№ вивода роз'єму	Призначення	№ вивода роз'єму	Призначення
X 1.1	Вихід датчика струму фази „А”	X 2.1	≈ 12...36 В (живлення)
X 1.2	Вихід датчика струму фази „В”	X 2.2	≈ 12...36 В (живлення)
X 1.3	Загальний датчиків струму	X 2.4	Загальний провід іскробезпечного джерела живлення розв'язаного інтерфейсу
X 1.6	Замикаючий контакт реле	X 2.5	„плюс” інтерфейса RS 485
X 1.7	Перекидний контакт реле	X 2.6	„мінус” інтерфейса RS 485
X 1.8	Розмикаючий контакт реле	X 2.7	+24 Ех – плюс іскробезпечного джерела для живлення розв'язаного інтерфейсу
X 1.9	Вихід, відкритий колектор		
X 1.10	Емітер		

Стани DIP – перемикача для завдання швидкості комутації та адреси комутації (логічні стани: Off „0”; On - „1”) БТЗ-М [44]

Пін	8	7	6	Швидкість комутації	Адреса					
					5	4	3	2	1	
	0	0	0	- 2400	0	0	0	0	0	- 1
	0	0	1	- 4800	0	0	0	0	1	- 2
	0	1	0	- 9600	0	0	0	1	0	- 3
	0	1	1	-19200	0	0	1	0	0	- 4
	1	0	0	-38400	0	1	0	0	0	- 5
	1	0	1	-57600	1	0	0	0	0	- 6
	1	1	0	-76800	-	-	-	-	-	
	1	1	1	-115200	1	1	1	1	1	- 33

Технічні характеристики датчика–вимірювача струму ДІТ-150М

Найменування параметру, одиниці виміру	Величина параметру
Номінальний вимірюваний струм - в ланцюзі постійного струму - в ланцюзі змінного струму	150 А 150 А (амплітудне значення)
Діапазон виміру струму	від 0 А до ± 150 А
Номінальна вихідна напруга	1,5 В
Величина навантажувального резистора	не менш або рівно 10 кОм
Коефіцієнт перетворення	10 мВ/А
Основна приведена похибка перетворення, при $t=25$ °С	не більш або рівно 1 % от $I_{НОМ}$ (150 А)
Додаткова температурна приведена похибка перетворення в діапазоні температур від -50 °С до +70 °С	не более или равно 1 % от $I_{НОМ}$ (150 А)
Нерівномірність АЧХ в діапазоні частот від 0 до 50 кГц	не более или равно 10 %
Швидкість зростання вхідного струму	не менее или равно 50 А/мкс
Величина напруги живлення	$\pm(15 \pm 1,5)$ В
Величина споживаного струму	не більш або рівно 65 мА
Діелектрична міцність ізоляції між первинним та вторинним ланцюгами	5 кВ(эфф.зн.)/50 Гц/1мин

14.1.1.1.1 Технічні характеристики цифрового блоку захисту для комплектних пристроїв у вибухозахищеному виконанні БТЗ-1; БТЗ-2; БТЗ-3 [43]

Найменування параметрів		Величина показників								
Номинальна напруга живлення, В		42								
Номинальна частота, Гц		50								
Припустиме відхилення напруги живлення, %		-40...+30								
Максимально припустиме перевищення напруги живлення (в продовж 2 с), %		50								
Час спрацьовування на відключення, с, не більш		0,1								
Номинальний струм виконавчих реле, А		5								
Напруга контактів виконавчих реле, В, не більш		120								
Габаритні розміри, мм		120x36x116								
Маса, кг, не більш		0,4								
Уставки максимального струмового захисту БТЗ; ПМЗ										
Цифра	Номинальний струм пускача, А									
	25	32	63	100	125	160	250	320		
	Уставка спрацьовування, А									
1(0)	63	64	125	200	250	320	500	800		
2	78	86	156	250	312	430	625	1000		
3	93	108	187	300	375	540	750	1200		
4	109	130	218	350	437	650	875	1400		
5	125	152	250	400	500	760	1000	1600		
6	140	174	281	450	562	870	1125	1800		
7	156	196	312	500	625	980	1250	2000		
8	171	218	348	550	687	1090	1375	2200		
9	187	240	375	600	750	1200	1500	2400		
Уставка захисту від струмового перевантаження БТЗ; ТЗП										
Цифра		1(0)	2	3	4	5	6	7	8	9
Уставка, % від номіналу		55	60	65	70	75	80	85	90	95

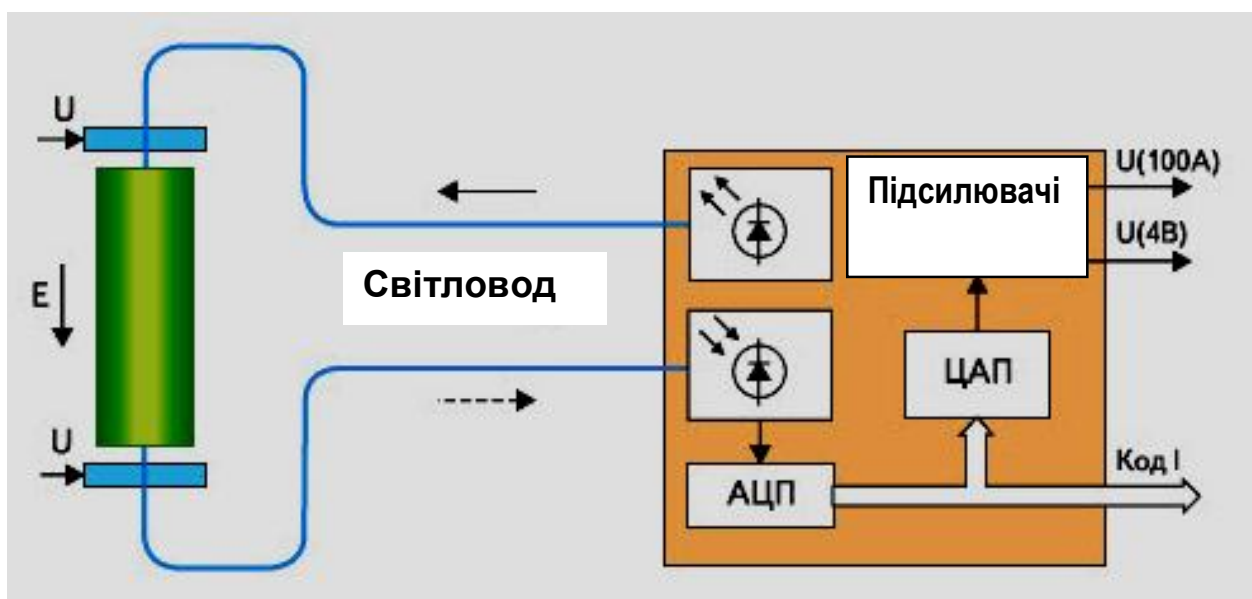
Структурна схема і властивості оптичного датчика напруги [66]

Робота оптичного датчика напруги базується на ефекті Поккельса, що полягає у створенні подвійного зсуву струменя в оптичних середовищах при накладанні постійного, або змінного електричного поля, що характерно для кристалічних п'єзоелектриків:

$$\Delta\varphi = \pi * L * K * E / \lambda ,$$

де L – товщина пластини; K – електрооптичний коефіцієнт; E – напруженість електричного поля; λ – довжина хвилі.

Ефект знаходиться у прямо пропорційній залежності від величини прикладеного електричного поля. Напруга розраховується на основі вимірювання датчиками напруженості електричного поля в декількох точках об'єкта.



Спрощена структурна схема оптичного датчика напруги з електронно-оптичним блоком

Технічні характеристики реле терморезисторного захисту РТ-М01-1-15 електродвигунів [72]

Призначення – захист електродвигунів, іншого електроустаткування від перегріву (не залежно від величини струму в об'єкті захисту, класу ізоляції).	
Позисторні термодатчики встановлюються безпосередньо на об'єкті захисту і підключаються до виконавчого реле. Підвищення температури об'єкта захисту призводить до підвищення опору термодатчиків	
Напруга живлення реле (змінного струму), В	100; 220; або 380
Тип термодатчиків	РТС-резистор (позистор) СТ14.2
Кількість послідовно з'єднаних термодатчиків	до 6
Опір відключення реле, кОм	$3,6 \pm 5\%$
Опір ввімкнення реле, кОм	$1,6 \pm 5\%$
Макс. сумарний опір датчиків в холодному стані	$< 1,5$ кОм
Контакти реле	1з + 1р
Максимальний комутуємий змінний струм	16 А / 250 В
Максимальна комутуєма напруга, В	400



а

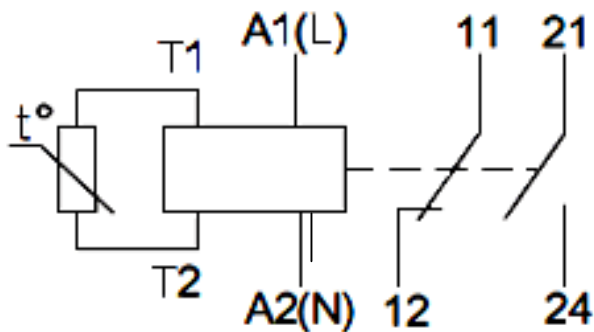
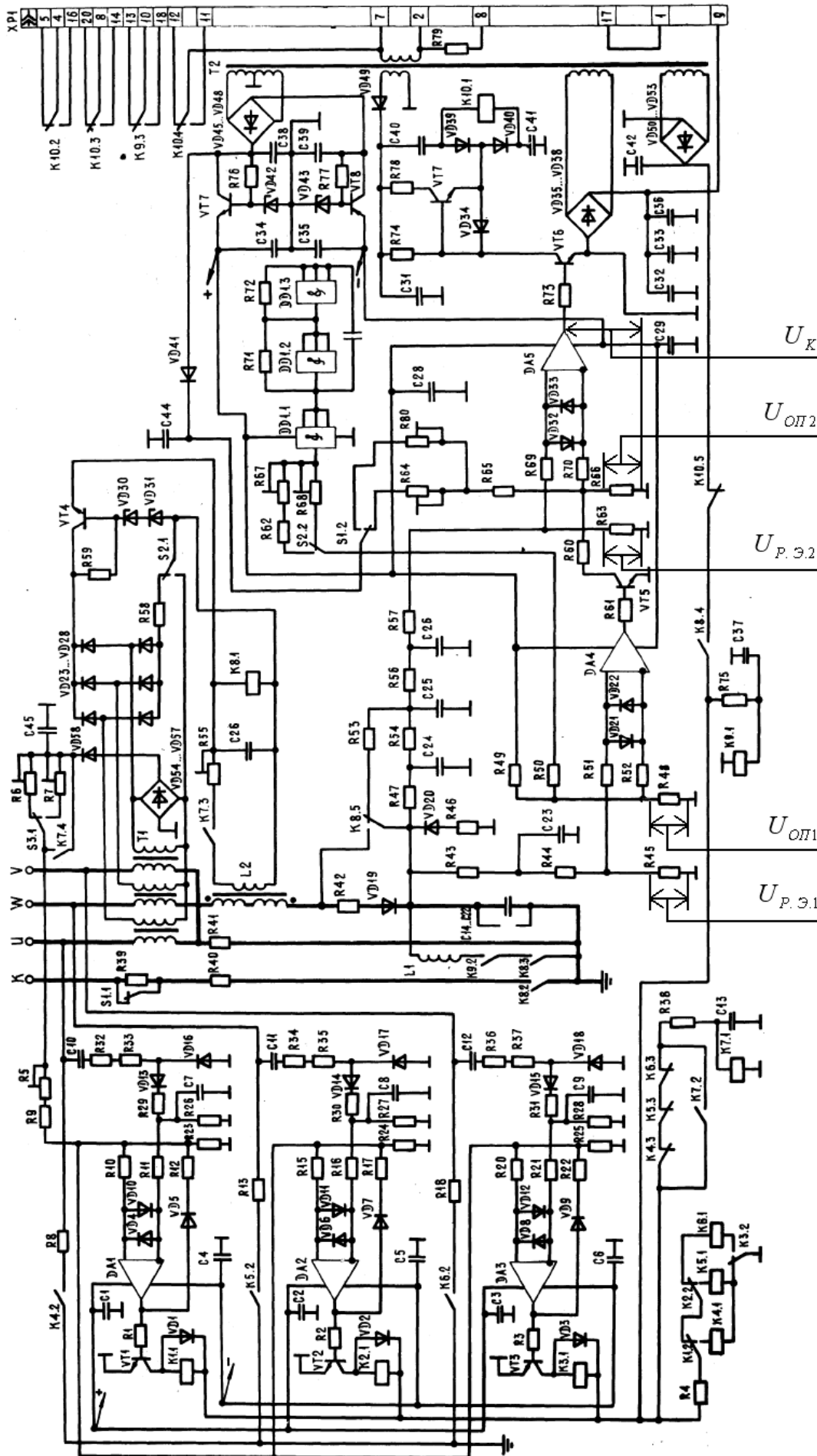


Схема підключення позисторного термодатчика (а) до виконавчого термореле (б) типу РТ-М01-1-15

б





Принципова електрична схема апарату АЗУР – 4 (розробка УкрНДІВЕ)

Технічні дані реле РТ-40

Тип реле	Уставки (А) за діапазонами	
	I (послідовне з'єднання обмоток)	II (паралельне з'єднання обмоток)
РТ-40/2	0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0	1,0; 1,2; 1,4; 1,6; 1,8; 2,0
РТ-40/6	1,5; 1,8; 2,1; 2,4; 2,7; 3,0	3,0; 3,6; 4,2; 4,8; 5,4; 6,0
РТ-40/10	2,5; 3,0; 3,5; 4,0; 4,5; 5,0	5,0; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0
РТ-40/20	5 - 10	10 - 20
РТ-40/50	12,5 - 25	25 - 50
РТ-40/100	25-50	50-100
РТ-40/200	50-100	100-200

Додаток 13

Технічні характеристики комплектних рудникових трансформаторних підстанцій типів ТСВП; КТПВ номінальної первинної напруги 6,0 кВ

Найменування параметра	Номінальна потужність, кВА					
	100	160	250	400	630	1000
Частота, Гц	50					
Вторинна напруга (U_{2xx}) холостого ходу, кВ	0,4	0,4	0,4	0,4	0,69	0,69
	0,69	0,69	0,69	0,69	1,2	1,2
Активний опір вторинної обмотки підстанцій ТСВП ($R_{тр}$), Ом						
$U_{2xx} = 0,4$ кВ	0,0202	0,0118	0,0063	0,0036	-	-
$U_{2xx} = 0,69$ кВ	0,0605	0,0353	0,0190	0,0107	0,0057	0,0035
$U_{2xx} = 1,2$ кВ	-	-	-	-	0,017	0,0079
Індуктивний опір вторинної обмотки підстанцій ТСВП ($X_{тр}$), Ом						
$U_{2xx} = 0,4$ кВ	0,0518	0,0327	0,0213	0,0134	-	-
$U_{2xx} = 0,69$ кВ	0,1553	0,0980	0,0639	0,0403	0,0258	0,0190
$U_{2xx} = 1,2$ кВ	-	-	-	-	0,0776	0,0571
Активний опір вторинної обмотки підстанцій КТПВ ($R_{тр}$), Ом						
$U_{2xx} = 0,69$ кВ	0,02619	0,01302	0,00762	0,00402	0,00619	0,00345
$U_{2xx} = 1,2$ кВ	-	-	-	-	0,01872	0,01044
Індуктивний опір вторинної обмотки підстанцій КТПВ ($X_{тр}$), Ом						
$U_{2xx} = 0,69$ кВ	0,14041	0,10633	0,06813	0,04027	0,02645	0,02381
$U_{2xx} = 1,2$ кВ	-	-	-	-	0,08000	0,07200

Аналогом дільничних підстанцій КТПВ-630/6-0,69; КТПВ-630/6-1,2; КТПВ-1000/6-0,69; КТПВ-1000/6-1,2 розробки УкрНДІВЕ, виробництва ВАТ «Донецький енергозавод» за технічними характеристиками є підстанції, відповідно, - ВСП--630/6-0,69; ВСП-630/6-1,2; ВСП-1000/6-0,69; ВСП-1000/6-1,2 розробки та виробництва ВАТ «Донецький електротехнічний завод».

Технічні характеристики шахтних кабелів

Перетин, мм ²	Номинальний струм, А	Питомі параметри		
		R, Ом/км	X, Ом/км	C, мкФ/км
Кабелі марок ВЕВШШв та ВЕВБШв на напругу до 6,0 кВ				
3x25+1x10	110	0,727	0,091	0,246
3x35+1x16	135	0,524	0,087	0,295
3x50+1x25	165	0,387	0,083	0,344
3x70+1x50	210	0,268	0,080	0,406
3x95+1x50	255	0,193	0,078	0,455
3x120+1x50	300	0,153	0,076	0,492
3x150+1x50	335	0,124	0,074	0,541
3x185+1x50	385	0,099	0,072	0,640
Кабелі марок ЕВБВ; ЕВБВнг; ЕВБВк на напругу до 6,0 кВ				
3x16+1x6	98	1,15	0,102	0,234
3x25+1x10	126	0,727	0,091	0,246
3x35+1x16	152	0,524	0,087	0,295
3x50+1x25	182	0,387	0,083	0,344
3x70+1x35	235	0,268	0,080	0,406
3x95+1x35	283	0,193	0,078	0,455
3x120+1x35	327	0,153	0,076	0,492
Кабелі марок ЕВБВ; ЕВБВнг; ЕВБВк на напругу до 1,2 кВ				
3x16+1x6	89	1,15	0,076	0,258
3x25+1x10	118	0,727	0,071	0,295
3x35+1x16	144	0,524	0,069	0,369
3x50+1x25	175	0,387	0,067	0,431
3x70+1x35	227	0,268	0,065	0,455
3x95+1x35	276	0,193	0,064	0,517
3x120+1x35	318	0,153	0,063	0,554
Кабелі гнучкі екрановані марки КГЕШ на напругу до 1,2 кВ				
3x6+1x4+3x2,5	58	3,100	0,095	0,270
3x10+1x6+3x2,5	75	1,960	0,092	0,345
3x16+1x10+3x2,5	105	1,220	0,090	0,363
3x25+1x10+3x2,5	136	0,767	0,088	0,424
3x35+1x10+3x2,5	168	0,539	0,084	0,520
3x50+1x10+3x2,5	200	0,394	0,081	0,670
3x70+1x10+3x2,5	250	0,281	0,079	0,870
3x95+1x10+3x2,5	290	0,202	0,078	1,150
3x120+1x10+3x2,5	325	0,190	0,076	1,320

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Затв. 25.07.2006 № 258/ Міністерство палива та енергетики України. Х. Індустрія. 2007. – 272 с.
2. Saccomanno F. Electric Power Systems: analysis and Control / F. Saccomanno. – Wiley-IEEE Press, 2003. – 744 p.
3. Meier A.V. Electric Power Systems: A Conceptual Introduction / A.V. Meier. – Wiley-IEEE Press, 2006. – 328 p.
4. Справочник энергетика угольной шахты: в 2 т. / [Дзюбан В.С., Ширнин И.Г., Ванеев Б.Н., Гостищев В.М.]; под ред. Б.Н. Ванеева. – [2-е изд., перераб. и доп.]. – Донецк: ООО «Юго-Восток, Лтд», 2001. – Т.1.: (Гл.1-21). – 477 с.; Т.2.: (Гл.22-44). – 440 с.
5. Савицкий В.Н. Комплексное устройство управления высокопроизводительными угледобывающими комплексами КУУВ-500/500 / В.Н. Савицкий, С.Н. Окорочков, И.И. Иващик // Взрывозащищенное электрооборудование: сб. науч. трудов УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «Юго-Восток, Лтд», 2011. – С. 93–99.
6. Дзюбан В.С. Аппараты защиты от токов утечки в шахтных электрических сетях / В.С. Дзюбан. – М.: Недра, 1982. – 152 с.
7. Ягудаев Б.М. Защита от электропоражения в горной промышленности / Б.М. Ягудаев, Н.Ф. Шишкин, В.В. Назаров. – М.: Недра, 1982. – 152 с.
8. Nelson J.P. System Grounding, Ground Fault Protection and Electrical Safety. IEEE Press Series on Power Engineering / J.P. Nelson, P.K. Sen. – Wiley-IEEE Press, 2009. – 500 p.
9. Выключатели автоматические АЗ790. Техническое описание и инструкция по эксплуатации.
http://www.kontaktor.ru/upload/iblock/b63/a3790_to_ie.pdf
10. Маренич К.М. Електрообладнання технологічних установок гірничих підприємств: [підруч. для студентів вищих навч. закладів] / Маренич К.М., Калінін В.В., Товстик Ю.В., Лізан І.Я., Коломієць В.В. - Донецьк: ДонНТУ, Харків: УПА, 2009. -372 с.
11. Соболев В.В. Закономерности изменения энергии химической связи в поле точечного заряда / В.В. Соболев // Доп. НАН України. – 2010. – №4. – С. 88–95.
12. Русанов В.Д. Синтез окислов азота в неравновесных плазменных системах // Химия плазмы. Вып. 5 / В.Д. Русанов, А.А.

Фридман, Г.В. Шолин; под ред. Б.М. Смирнова – М.: Атомиздат, 1978. – С. 222-241.

13. Ковалёва И.В. Анализ факторов воздействия при дугообразовании в контексте моделирования коммутационных переходных процессов в силовой цепи электротехнического комплекса участка шахты / И. В. Ковалёва, В. В. Соболев // Наукові праці Донецького національного технічного університету, серія обчислювальна техніка та автоматизація. – Донецьк: ДонНТУ, 2010. – Вип. 19(171). – С.198-205.

14. Дзюбан В.С. Взрывозащищенные аппараты низкого напряжения / В.С. Дзюбан. – М.: Энергоатомиздат, 1993. – 240 с.

15. Справочник по взрывозащищенному электрооборудованию / [Пархоменко А.И., Дзюбан В.С., Ширнин И.Г., Маслий А.К.]; под ред. Пархоменко А.И. – К.: Техника, 1990. – 198 с.

16. Руководство по ревизии, наладке и испытанию подземных электроустановок шахт / [Чумаков В.А., Глухов М.С., Осипов Э.Р. и др.]; под ред. Дехтярева В.И. – М.: Недра, 1989. – 614 с.

17. Бариев Н.А. Защитное заземление шахтного электрооборудования / Н.А. Бариев.- М.: Недра, 1965.- 76 с.

18. Правила безпеки у вугільних шахтах [Електронний ресурс]: затверджено наказом Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду 22.03.2010 N 62. – К., 2010. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0398-10>.

19. Рима́н Я.С. Защита подземных электрических установок угольных шахт / Я.С.Рима́н – М.: Недра, 1977, – 206 с.

20. Справочник по электроустановкам угольных предприятий / [В.В. Дегтярев, В.И. Серов, Г.Ю. Цепелинский]; под ред. В.В. Дегтярева. – М.: Недра, 1988. – 727 с.

21. Рима́н Я.С. Защита шахтных участковых сетей от токов короткого замыкания / Я.С.Рима́н – [2-е изд., перераб. и доп.]. – М.: Недра, 1985, – 88 с.

22. Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для вузів. / [Г.Г Півняк, В.М.Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен]; під ред. Г.Г. Півняка. – [2-е вид., доправ. та доп.]. – Дніпропетровськ: НГУ, 2002. – 579 с.

23. Маренич К.М. Зворотні енергетичні потоки асинхронних двигунів як фактор небезпеки в електромережі шахти: монографія / К.М.Маренич, С.В. Василець. - Донецьк: ДВНЗ „ДонНТУ”, 2012.- 206 с.

24. Маренич К.Н. Обоснование структуры модели процесса короткого замыкания в низковольтной электросети участка шахты / К.Н. Маренич, И.В. Ковалёва // Наукові праці ДонНТУ, серія гірничо-електромеханічна. – Донецьк: ДонНТУ, 2006. – Вип. 12(113). – С.179-185.

25. Маренич К. Н. Моделирование процесса короткого замыкания в низковольтном электротехническом комплексе участка шахты с учетом влияния электропотребителя / К. Н. Маренич, И. В. Ковалёва // Наукові праці Донецького національного технічного університету, серія електротехніка і енергетика. – Донецьк: ДонНТУ, 2007. – Вип. 7(128). – С.146-149.

26. Маренич К.М. Наукові основи впровадження автоматичного захисного двобічного знеструмлення шахтної дільничної електромережі: монографія / К.М. Маренич, І.В. Ковальова.- Донецьк: ДВНЗ «ДонНТУ», 2012.- 125 с.

27. Маренич К.М. Питання стійкості систем «тиристорний комутаційний апарат - асинхронний двигун» під час фазового регулювання напруги / К.М. Маренич // Теорія та моделі пристроїв виміральної техніки: збірник наукових праць. – К.: Інститут електродинаміки НАН України, 1993. – С.35-39.

28. Апараты защиты от токов утечки рудничные для сетей напряжением до 1200 В. Общие технические условия: ГОСТ 22929–78. С изменениями согласно ИУС 11–80, 7–81, 11–83. Соответствует СТ СЭВ 2309–80. – [Вступил в силу 01.01.1979]. – М.: Изд-во стандартов, 1987. – 13с. – (Межгосударственный стандарт).

29. Колосюк В.П. Техника безопасности при эксплуатации рудничных электроустановок / Колосюк В.П. – М.: Недра, 1987. - 407с.

30. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. Гл. ЭЗ.2. Электроустановки во взрывоопасных зонах Главэнергонадзор. – М.: Энергоатомиздат, 1990, - 32с.

31. Электробезопасность в горнодобывающей промышленности / [Гладилин Л.В., Щуцкий В.И., Бацежев Ю.Г., Чеботаев Н.И.] – М.: Недра, 1986. – 364 с.

32. Максимальная токовая защита типа УМЗ <http://elektromehanik.org.ua/load/6-1-0-43>

33. Классификация и маркировка рудничного электрооборудования

<http://leg.co.ua/info/spravka/klassifikaciya-i-markirovka-rudnichnogo-elektrooborudovaniya.html>

34. А. с. 1377946 СССР, МПК⁴ H02H3/08. Устройство для защиты трехфазной электроустановки от аварийных режимов / И.Т. Сидоренко, К.Н. Маренич, Б.Д. Борисов (СССР). – № 3989837/24-07; заявл. 17.12.85; опубл. 29.02.88. Бюл. №8.

35. Маренич К. Н. О технических возможностях выявления начального этапа короткого замыкания в электросети участка шахты / К. Н. Маренич, И. В. Ковалёва // Праці Луганського відділення Міжнародної академії інформатизації. – Луганськ: СНУ ім. В. Даля, 2010. – №2 (22). – С. 26-30.

36. Патент на корисну модель 50773 (UA), МПК (2009) H02H 3/00 Спосіб захисту від струмів короткого замикання в мережі живлення асинхронного двигуна / К.М. Маренич, І. В. Ковальова. и 2009 13013. Заявл. 14.12.2009. Опубл 25.06.2010. Бюл. №12.

37. Авт. свид. 1680977 СССР, МПК⁵ E21C35/24. Устройство для выявления аварийных режимов эксплуатации приводов / И.Т. Сидоренко, К.Н. Маренич, С.В. Дзюбан, И.С. Кибрик, А.П. Быковский, В.С. Бакуменко (СССР). – № 4738242/03; заявл. 10.07.89; опубл. 30.09.91. Бюл. №36.

38. Демченко О.А. Обоснование мер предотвращения взрывов при эксплуатации гибких силовых кабелей на угольных шахтах: дис. ...канд. техн. наук: 05.26.01 / Демченко Олег Александрович. – Макеевка, 2011. – 194 с.

39. Авт. свид. 913516 СССР, МПК H02H9/02 Токоограничивающее устройство / В.А. Машкин, Л.С. Беспалов, В.Г. Савельев. (СССР) - №3000759/24-07. Заявл. 25.07.1980. Опубл. 15.03.1982. Бюл. №10.

40. Авт. свид. 1453513 СССР, МПК⁴ H02H7/08. Устройство для защиты асинхронного электропривода от аварийных токов / И.Т. Сидоренко, К.Н. Маренич, С.В. Дзюбан, В.Б. Шевчик (СССР). – № 4306876/24-07; заявл. 21.09.87; опубл. 23.01.89. Бюл. №3.

41. Патент на винахід 97592 (UA), МПК (2006.01) H02H 3/10 H02H 7/08 H02H 7/09 Спосіб струмового захисту в мережі живлення асинхронного двигуна в складі гірничого дільничного електротехнічного комплексу / К.М. Маренич, І. В. Ковальова, С.В. Василюк. – а 2011015324. Заявл. 20.12.2010. Опубл 27.02.2012. Бюл. №4.

42. Электрические аппараты высокого напряжения: Учебное пособие для вузов / [Александров Г.Н., Борисов В.В., Иванов В.А. и др].; под ред. Александрова Г.Н.– Л.: Энергоатомиздат, 1989. - 344с.

43. Цифровые блоки управления и защит для комплектных устройств во взрывозащищенном исполнении. Блок токовой защиты БТЗ <http://deg-automatica.dn.ua/pdf/btz.pdf>

44. БТЗ-М. Блок токовой защиты. Информационный листок http://igm.com.ua/documenti/Blok_tokovoy_zawiti_BTZ.doc

45. Колосюк В.П. Защитное отключение рудничных электроустановок / В. П. Колосюк. – М.: Недра, 1980. – 334 с.

46. Цапенко Е.Ф. Электробезопасность на горных предприятиях: учеб. пособие / Е.Ф. Цапенко, С.З. Шкудин. - М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2001. - 103с.

47. Маренич К.М. Комутаційні процеси в шахтній дільничній електромережі як фактор впливу на стійкість роботи засобів захисного знеструмлення / К.М. Маренич, С.А. Руссиян. – Донецьк: ДВНЗ «ДонНТУ», 2013. – 117 с.

48. Патент на корисну модель 46748 (UA), МПК (2009) H02J 3/00 Спосіб автоматичної компенсації ємнісних струмів витоку в трифазних електричних мережах з ізольованою нейтраллю / В.М. Савицький, О.І. Белошистов, О.В. Савицький. – u 2009 04385. Заявл. 05.05.2009. Опубл 11.01.2010. Бюл. №1

49. Савицкий В.Н. Защита от токов утечки в комбинированных распределительных сетях угольных шахт / Савицкий В.Н., Стадник Н.И.- 13 с. http://ukrniive.com.ua/ru/article/current_leakage.htm.

50. Бабочкин Г.И. Частотно-регулируемый электропривод механизмов подачи очистных комбайнов / Г.И. Бабочкин, В.И. Щуцкий // Горные машины и автоматика.- 2001, № 8.- С.38-40.

51. Киампо Е.М. Токи утечки в комбинированной электрической сети горных машин / Киампо Е.М., Коровкин В.А. // Известия вузов. Горный журнал.- 1986.- №2.- С.97-99.

52. Белошистов А.И. Проблемы защиты от утечек тока на землю распределительных сетей угольных шахт, содержащих силовые полупроводниковые элементы // Белошистов А.И., Савицкий В.Н. Взрывозащищенное электрооборудование: Сб. науч. тр. УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «Юго-Восток, Лтд», 2004. – С. 78-83.

53. Колосюк В.П. Токи утечки на землю в системе электроснабжения комбайнов с регулируемым приводом / Колосюк В.П., Товстик Ю.В. // Уголь Украины. – 2005. – №6. – С. 35-39.

54. Выключатели автоматические. Типы, виды, устройство, работа автоматического выключателя. Электротехинфо http://www.eti.su/articles/visokovoltnaya-tehnika/visokovoltnaya-tehnika_627.html

55. Выключатели автоматические АЗ790. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ОБЕ.140.010.ТО http://www.pec.by/content/files/_a3790u/a3790_to_ie.pdf

56. Автоматизований електропривод машин і установок шахт і рудників. Навчальний посібник для вузів / [К.М. Маренич, Ю.В. Товстик, В.В. Турупалов, С.В. Василець, І.Я. Лізан]; під ред. К.М. Маренича. Донецьк, ДонНТУ, 2012.- 245 с.

57. Маренич К.Н. Асинхронный электропривод горных машин с тиристорными коммутаторами. Донецк, ДГТУ, 1997 - 64 с.

58. Авт. свид. 1571733 СССР, МПК H02M5/22 Устройство для управления трёхфазным тиристорным регулятором напряжения / И.Т. Сидоренко, К.Н. Маренич и др. (СССР). - № 44233599/07. Заявл. 11.05.1988. Опубл. 15.06.1990. Бюл. №12.

59. Полупроводниковое устройство автоматического повторного включения АПВ-2П <http://electricalschool.info/main/elsnabg/348-avtomaticheskoe-povtornoje-vkljuchenie.html>

60. Электрификация горных работ. Учебник для вузов / [С.А. Волотковский, Ф.П. Шкрабец, Г.Г. Пивняк, Г.А.Кигель, В.Д.Фурсов, И.Т. Сидоренко, А.В.Коротун]; под ред. С.А.Волотковского. К.: Вища школа, 1980.- 448 с.

61. Гусев Н.Н. Устройство и монтаж электрооборудования / Н. Н. Гусев, Б. Н. Мельцер.- Минск, Высшая школа, 1979 http://www.electromonter.info/library/electric_meter.html

62. IEC 60044-1(2003) Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока (Instrument transformers - Part 1: Current transformers) МКС17.220.20 Стандарт МЭК .- 59 с.

63. Циглер Г. Цифровая дифференциальная защита. Принципы и область применения. – Перевод с англ./ Г. Циглер, под ред. Дьякова А. Ф. – М.: Знак, 2008. – 216 с.

64. А. Головин, Б. Махаров Датчики Роговского. Эволюция систем релейной защиты и автоматики/ Энергетика №2(37), май 2011. <http://www.kazenergy.kz/arhiv/37/40.htm>

65. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение / Г. Циглер. – Перевод с англ., под ред. Дьякова А. Ф. – М.: Энергоиздат. 2005. 322 с.

66. И. Авраменкова Оптические датчики тока и напряжения /
Абраменукова И., Корнеев И., Троицкий Ю.
http://www.kite.ru/articles/sensor/2010_08_60.php
67. Измерительные шунты и добавочные резисторы
<http://electricalschool.info/2009/10/11/izmeritelnye-shunty-i-dobavochnye.html>
68. НПФ РегМик. Датчики тока ДТХ. Устройство и принцип действия <http://www.regmik.com/dth.html>
69. Климов Н.С. Датчик тока на элементе Холла
http://www.radioradar.net/radiofan/measuring_technics/current_sensor_element_hall.html
70. АБВ Ревю. 1/2005. Прорыв в области измерения сильных постоянных токов. Преобразователи тока на основе эффекта Холла – АББ.005АББ
[http://www05.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/4f94683a04db946cc125703c003dd189/\\$file/3BHS206318R01_Rev-ABB%20Review%20R.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/4f94683a04db946cc125703c003dd189/$file/3BHS206318R01_Rev-ABB%20Review%20R.pdf)
71. Терморезисторное реле защиты электродвигателя
http://magarm.ru/files/Equipment/Fanox_materials/Info_fanox/MT.pdf
72. Терморезисторное реле защиты электродвигателей РТ-М01-1-15 <http://www.meandr.ru/rt-m01-15.html>
73. Аппарат контроля работы электродвигателей горнах машин типа КОРД.У
http://promsouz.com/apparaty_zaschity_dvig/KORD_U.html
74. Маренич К.Н. Проблематика электробезопасности системы «кабель-двигатель» участка шахты / К.Н. Маренич // Наук. праці Донецького держ. техн. ун-ту, серія гірничо-електромеханічна. – 2001. – Вип. 27. – С. 270-277.
75. Андреев В.П. Основы электропривода / В.П. Андреев, Ю.А. Сабинин – М.–Л.: Госэнергоиздат, 1963. – 209 с.
76. Голоднов Ю.М. Самозапуск электродвигателей / Ю.М. Голоднов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 136с.
77. Сыромятников И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей / И.А. Сыромятников; под ред. Л.Г. Мамиконянца. – 4-е изд., перераб и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240с.
78. Шишкин Н.Ф. Быстродействующая защита шахтных сетей от замыкания на землю / Н.Ф. Шишкин – М.: Госгортехиздат, 1960. – 53 с.

79. Шишкин Н.Ф. Быстродействующая защита от токов утечки на землю в сетях с изолированной нейтралью напряжением до 1000В / Н.Ф. Шишкин – М.: ИГД, 1960. – 50 с.

80. Шишкин Н.Ф. Основные направления электрификации современных шахт / Н.Ф. Шишкин, В.Ф. Антонов – М.: Наука, 1981. – 116 с.

81. Колосюк В.П. Повышение взрывопожаробезопасности шахтных систем электроснабжения / В.П. Колосюк, П.К. Жуйков // Взрывозащищенное электрооборудование: сб. науч. трудов УкрНИИВЭ. – Донецк: ООО «Юго–Восток, Лтд», 2008. – С. 99–116.

82. Маренич К. Н. Обоснование информационного параметра функционирования устройства автоматического подавления ЭДС двигателей при аварийном отключении электросети / К. Н. Маренич, И. В. Ковалёва // «Автоматика – 2008»: міжнар. конф. з авт. управл., 23–26 вересня 2008р.: матеріали конф. – Одеса.: ОНМА, 2008. – С.352-354.

83. Патент на винахід 95757 (UA), МПК (2006.01) H02H 3/10 H02H 7/08 Пристрій захисту від впливу асинхронного двигуна на точку короткого замикання в кабелі живлення / К.М. Маренич, І. В. Ковальова, І.О. Лагута, С.В. Василець.– а2010 13816. Заявл. 22.11.2010. Опубл 25.08.2011. Бюл. №16.

84. Патент на корисну модель 73720 (UA), МПК (2006.01) H02H 3/08 Пристрій захисту від впливу зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна на точку короткого замикання в кабелі живлення / К.М. Маренич, І. В. Ковальова, І.О. Лагута. – u2012 01848. Заявл. 20.02.2012. Опубл 10.10.2012. Бюл. №19.

85. Маренич К.М. Удосконалення засобу відокремлення зворотного енергетичного потоку асинхронного двигуна / К.М. Маренич, І.В. Ковальова // Наукові праці Донецького нац. техн. ун-ту. Випуск 1(12)-2(13), серія «Електротехніка і енергетика». - Донецьк: ДонНТУ, 2012. - С. 166-171.

86. Маренич К.Н. Анализ параметров эксплуатационной безопасности двухскоростного асинхронного двигателя шахтного скребкового конвейера / К.Н. Маренич // Наук. праці Донецького держ. техн. ун-ту. Серія гірничо-електромеханічна. Вип. 35.- Донецьк, ДонДТУ, 2001.- С.127-131.

87. Маренич К. Н. Технические возможности автоматического отключения пускателя / К. Н. Маренич, И. В. Ковалёва // Уголь Украины: научный журнал. – Киев, 2011. – Вып. №10. – С.33-36.