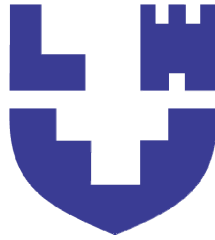


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Луцький національний технічний університет



ПРИСТРОЇ ЗАХИСТУ ТА АВТОМАТИКИ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Конспект лекцій

для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти
освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

галузі знань G Інженерія, виробництво та будівництво
спеціальності G3 Електрична інженерія
денної та заочної форм навчання

Луцьк 2026

УДК 621.311.24(07)

П 75

До друку

Голова вченої ради

факультету архітектури, будівництва та дизайну _____ О.В. Андрійчук

Електронна копія друкованого видання передана для внесення в репозиторій ЛНТУ

Директор бібліотеки _____ Н.П. Поліщук

Затверджено вченою радою факультету архітектури, будівництва та дизайну ЛНТУ,

протокол № від « ____ » _____ 2026 року.

Розглянуто і схвалено на засіданні кафедри електричної інженерії ЛНТУ, протокол № від « ____ » _____ 2026 року.

Завідувач кафедри електричної інженерії _____ Ю.В. Грицюк

Укладач: _____ А.В. Гадай, кандидат технічних наук, доцент кафедри електричної інженерії ЛНТУ

Рецензент: _____ В. І. Волинець, кандидат технічних наук, доцент кафедри електричної інженерії ЛНТУ

Відповідальний

за випуск: _____ Ю.В. Грицюк, кандидат технічних наук, доцент, завідувач кафедри електричної інженерії ЛНТУ

П 75

Пристрої захисту та автоматики електрообладнання [Текст]: конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань G Інженерія, виробництво та будівництво спеціальності G3 Електрична інженерія денної та заочної форм навчання / уклад. А.В. Гадай. Луцьк: ЛНТУ. 2026. 145 с.

Видання містить основні відомості про релейний захист та автоматику синхронних генераторів, трансформаторів, електродвигунів, споживачів, підстанцій без вимикачів на стороні ВН і ліній з відгалуженнями, міст, мереж сільськогосподарських районів, гірнорудних підприємств, електрифікованого транспорту.

Призначене для студентів спеціальності G3 Електрична інженерія денної та заочної форми навчання.

© Гадай А.В., 2026

ЗМІСТ

1 ЗАХИСТ Й АВТОМАТИКА СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ	8
1.1 Пошкодження й особливі режими синхронних генераторів (СГ), види їх захистів і пристрої автоматики	8
1.1.1 Пошкодження СГ	8
1.1.2 Особливі режими	8
1.2 Захист генераторів напругою до 1 кВ	9
1.2.1 Захист від багато фазних к.з.	10
1.2.2 Захист від к.з. на землю	12
1.3 Захист генераторів напругою вище 1000 В від пошкоджень	13
1.3.1 Захист генераторів напругою вище 1000 В від багаторазових к.з. в обмотці статора	13
1.3.2 Захист від замикань між витками однієї фази	15
1.3.3 Захист від замикань на землю в колах збудження	15
1.4 Захист генераторів напругою вище 1000 В від особливих режимів	16
1.4.1 Захист від однофазних замикань в обмотці статора	16
1.4.2 Захист від зовнішніх к.з.	17
1.4.3 Захист від перевантажень	18
1.4.4 Максимальний захист напруги.....	19
1.5 Основні принципи дії пристроїв АРЗ.....	19
1.6 Синхронізація генераторів.....	20
2 ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ТРАНСФОРМАТОРІВ	22
2.1 Види пошкоджень й особливі режими роботи трансформаторів.....	22
2.1.1 Пошкодження трансформаторів	22
2.1.2 Особливі режими роботи трансформаторів.....	22
2.2 Захист плавкими запобіжниками	25
2.3 Струмові захисти трансформаторів.....	27
2.3.1 Двоступеневий СЗ від багатофазних к.з.	27
2.3.2 Захист від к.з. на землю	28
2.3.3 СЗ від надструмів зовнішніх багатофазних к.з.	29
2.3.4 СЗ від перевантажень	30

2.4	Диференційні СЗ трансформаторів і особливості його виконання.....	31
2.5	Захист трансформаторів керованими запобіжниками.....	35
2.6	Пристрої автоматики трансформаторів	36
2.6.1	АВР.....	36
2.6.2	АПВ.....	36
2.6.3	Автоматичне аварійне розвантаження	37
2.7	Автоматичні пристрої керування режимами роботи трансформаторів.....	38
2.7.1	Автоматичне вимкнення та увімкнення одного з паралельно працюючих трансформаторів для зменшення втрат енергії	38
2.7.2	Автоматичне регулювання напруги трансформаторів	39
3	ЗАХИСТ Й АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ.....	42
3.1	Види пошкоджень та особливі режими роботи двигунів, пристрої їх захистів та автоматики	42
3.1.1	Пошкодження двигунів.....	42
3.1.2	Особливі режими роботи двигунів	43
3.2	Захист двигунів напругою до 1 кВ	44
3.2.1	Захист від к.з.	44
3.2.2	Захист від перевантажень	45
3.2.3	Захист від обриву фази.....	48
3.2.4	Мінімальний захист напруги.....	48
3.3	Пристрої автоматики двигунів напругою до 1 кВ	50
3.4	Захист асинхронних двигунів вище 1 кВ.....	50
3.4.1	Захист від к.з.	51
3.4.2	Захист від перевантажень	52
3.4.3	Захист від замикань на землю	52
3.4.4	Мінімальний захист напруги.....	54
3.5	Пристрої автоматики асинхронних двигунів вище 1 кВ.....	54
3.6	Захист синхронних двигунів вище 1 кВ.....	55
3.7	Пристрої автоматики асинхронних двигунів вище 1 кВ.....	57
4	ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ В ЕЛЕКТРОПРИВОДІ.....	59
4.1	Загальні відомості про інтелектуальні системи в електроприводі.....	59

4.2	Класифікація перетворювачів частоти	60
4.3	Основні налаштування перетворювачів.....	75
4.3.1	Закони частотного керування.....	75
4.3.2	Налаштування параметрів бусту.....	77
4.3.3	Способи розгону та гальмування електродвигуна.....	78
4.3.4	Заборонені частоти.....	80
4.4	Рекомендації щодо вибору перетворювачів частоти.....	81
2.	При роботі одного ПЧ з декількома двигунами вибір ПЧ може проводитися на основі дотримання наступних нерівностей:	84
-	повна пускова потужність, необхідна двигуну.....	84
4.5	Схеми підключення перетворювачів частоти	85
4.6	Додаткове обладнання перетворювача частоти.....	89
5	ЗАХИСТ Й АВТОМАТИКА СПОЖИВАЧІВ.....	94
5.1	Захист і автоматика конденсаторних установок (КУ).....	94
5.1.1	Захист конденсаторних установок.....	94
5.1.2	Автоматика конденсаторних установок.....	95
5.2	Захист і автоматика трансформаторів електропічних установок.....	98
5.2.1	Захист трансформаторів електропічних установок	98
5.2.2	Автоматика трансформаторів електропічних установок	99
5.3	Захист і автоматика потужних випрямлячів.....	101
5.3.1	Пошкодження і особливі режими потужних випрямлячів.....	101
5.3.2	Захист трансформатора.....	101
5.3.3	Захист напівпровідникового випрямляча	102
5.3.4	Пристрої автоматики.....	103
5.4	Захист і автоматика шин і струмопроводів	104
5.4.1	Пристрої захисту.....	104
5.4.2	Пристрої автоматики шин	107
5.5	Пристрої захисту і автоматики струмопроводів	108
6	ЗАХИСТ Й АВТОМАТИКА ПІДСТАНЦІЙ БЕЗ ВИМИКАЧІВ НА СТОРОНІ ВН І ЛІНІЙ З ВІДГАЛУЖЕННЯМИ	110
6.1	Захист і автоматика блоків	110

6.2	Захист і автоматика підстанцій без вимикачів на стороні ВН.....	111
6.2.1	Захист підстанцій без вимикачів на стороні ВН	111
6.2.2	Автоматика підстанцій без вимикачів на стороні ВН	113
6.3	Особливості РЗА ліній з відгалуженнями.....	115
6.3.1	Особливості релейного захисту ліній з відгалуженнями	115
6.3.2	Особливості автоматики ліній з відгалуженнями	119
7	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА МЕРЕЖ МІСТ.....	121
7.1	Основні принципи виконання релейного захисту мереж міст	121
7.2	Вимоги до захисту освітлювальні та силових мереж громадських та житлових будинків	121
7.3	Максимальний струмовий захист кабельних ліній 6(10) кВ міських мереж.....	122
7.4	Захист паралельних кабельних ліній 6(10) кВ	123
7.5	Захист замкнених мереж.....	125
8	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА МЕРЕЖ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ РАЙОНІВ.....	126
8.1	Основні принципи виконання релейного захисту мереж сільськогосподарських районів.....	126
8.2	Максимальний струмовий захист несекціонованих повітряних ліній	126
8.3	Автоматичне секціонування ліній 6(10) кВ.....	127
8.4	Дистанційний захист ліній 6(10) кВ	127
8.5	Особливості захисту складних мереж.....	131
8.6	Струмова відсічка повітряних ліній 6(10) кВ.....	132
9	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА МЕРЕЖ ГІРНОРУДНИХ ПІДПРИЄМСТВ	134
9.1.1	Захист двигунів машин і механізмів підземних гірських вирубок	134
9.2	Вибір і перевірка засобів захисту від коротких замикань в мережах підземних гірських вирубок	136
9.3	Контроль за станом ізоляції	137
9.4	Пристрої автоматики гірнорудних підприємств	139
10	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА МЕРЕЖ ЕЛЕКТРИФІКОВАНОГО ТРАНСПОРТУ.....	140

10.1 Захист тягових мереж постійного струму.....	140
10.2 Захист тягових мереж однофазного змінного струму	142
10.3 Захист фідерів контактної мережі	143
Рекомендована література	144

1 ЗАХИСТ Й АВТОМАТИКА СИНХРОННИХ ГЕНЕРАТОРІВ

1.1 Пошкодження й особливі режими синхронних генераторів (СГ), види їх захистів і пристрої автоматики

1.1.1 Пошкодження СГ

Найнебезпечніші багатофазні к.з. обмотки статора, які супроводжуються великими струмами. При цьому дуга в місці пошкодження руйнує ізоляцію обмотки, виплавляє магнітопровід статора.

Генератори з $U_{ном} \geq 1$ кВ працюють у мережах з ізольованими (або заземленими через ДГР) нейтралі. Тому однофазні замикання на землю супроводжуються струмами пошкоджень, які значно менші за номінальні. При $I_3 \geq 5A$ захист діє на вимкнення; при $I_3 < 5A$ – на сигнал. У мережах до 1 кВ генератори мають заземлені нейтралі і $I^{(1)}$ значний. Захист від подвійних замикань на землю (одне в обмотці статора, друге – в зовнішній мережі) реагує на струм нульової послідовності. Він передбачається, якщо захист від багатофазних к.з. виконаний двофазним. Замикання між витками виникають найрідше, але можуть призводити до таких же пошкоджень, як і багатофазні к.з.

Пошкодження обмотки ротора – замикання на землю у двох точках. Оскільки кола збудження ізольовані від землі, то це замикання на магнітопровід ротора. Під час замикання в одній точці через місце пошкодження струм не проходить. Таке пошкодження безпечне для СГ. Але тривала робота в такому режимі недопустима, оскільки у випадку виникнення замикання на землю в другій точці частина обмотки збудження закорочується. Струм в обмотці зростає і перегріває її, випалює ізоляцію, порушується симетрія магнітного поля машини, що може викликати сильну вібрацію. За появи замикання в одній точці до СГ вмикається захист від замикань у другій точці, або діє на сигнал.

1.1.2 Особливі режими

Симетричні перевантаження викликають проходження надструмів, які перегрівають ізоляцію і руйнують її. Вони виникають у випадку вимкнення

частини паралельних працюючих генераторів, поштовхах навантаження. На деякий час генератор доцільно залишити в роботі. Тому на електростанціях з постійно чергуючим персоналом захист діє на сигнал, без персоналу – на вимкнення або автоматичне розвантаження.

Несиметричне перевантаження виникає за неповнофазного режиму роботи. Струми зворотної послідовності викликають додатковий нагрів обмотки ротора, а пульсуючий момент – вібрацію генератора. Для його ліквідації передбачається захист від перевантажень струмами зворотної послідовності.

Струми зовнішніх к.з. викликають перегрів. Звичайно вони повинні ліквідуватись захистом пошкоджених елементів. За його відмови захист діє на вимкнення генератора.

Збільшення напруги генератора виникає у випадку скиду навантаження (бо збільшується частота обертання ротора). Це характерно для гідротурбін, тому на них встановлюється максимальний захист напруги, який діє на при напрузі **160%** номінальної на вимкнення і розбудження з витримкою часу **0,5 с**.

Асинхронний режим з втратою збудження допустимий для деяких генераторів, тому для них подається сигнал про втрату збудження. Про цей режим судять за положенням ПАГП. За випадкового його вимкнення здійснюється розвантаження або вимкнення генератора.

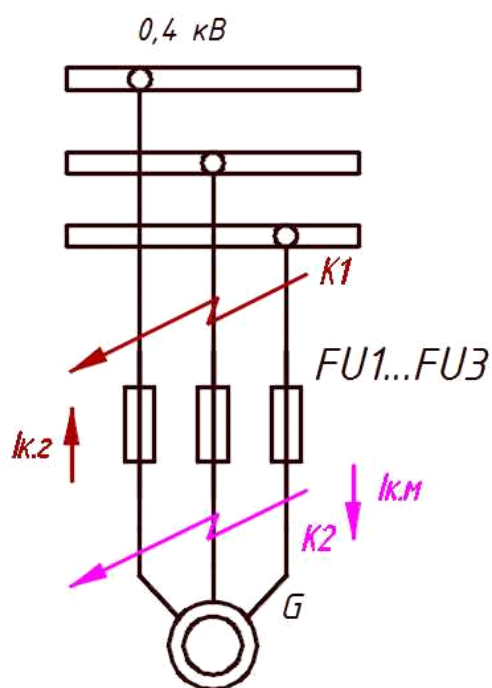
Перевантаження обмотки ротора струмом збудження виникає за тривалого форсування збудження. Передбачений захист з витримкою часу, який реагує на збільшення напруги або струму в обмотці. З меншою витримкою він діє на розвантаження, а з більшою – вимкнення.

Генератори обладнуються АРЗ, яке підтримує напругу в СЕП. Для вимкнення генераторів на паралельну роботу – пристрої автоматичної або напівавтоматичної синхронізації (АС). При вимкненні генератора ПАГП збудження зупиняє проходження струму збудження.

1.2 Захист генераторів напругою до 1 кВ

Для СТ потужністю до **150 кВт** захист можна виконувати плавкими запобіжниками. При потужності до **1 МВт** – автоматами або **МСЗ** при наявності комутаційного апарата (контактора). Якщо можливо, захист вмикається у виводи

зі сторони нейтралі і виконується двофазним. Для генераторів з глухо заземленою нейтраллю використовується трифазний захист або захист у вигляді двох комплектів: від багатофазних к.з. і від однофазних к.з. на землю. При підвищених вимогах до надійності і селективності при внутрішніх пошкодженнях на генераторах, що працюють паралельно, встановлюється СВ без витримки часу зі сторони виводів до збірних шин. Для генераторів до 1 МВт допустимо ПАРЗ не встановлювати.



1.2.1 Захист від багато фазних к.з.

Захист від багатофазних к.з. виконується:

Запобіжниками. Вибір запобіжників проводиться за умовами:

$$U_{з.ном} = U_M \text{ і } I_{з.вимк} \geq I_{к.мах}.$$

Вибір вставки:

$$I_{вс.ном} \geq K_{від} I_{г.ном},$$

$$I_{вс.ном} \geq \frac{I_{пер}}{K_{пер}},$$

$$I_{вс.ном} \geq \frac{I_{к\ min}}{10 \dots 15}.$$

При цьому $I_{к.мах}$ визначають за найбільшим струмом з $I_{к.г}$ (K1) і $I_{к.м}$ (K2); меншу величину $K_{від} = 1,1$ приймають для одиночно працюючого генератора і більшу для генераторів, що працюють паралельно з енергосистемою або іншими генераторами. Вибрані вставки перевіряють на задоволення вимог селективності і чутливості.

2) Автоматичними вимикачами. Комбіновані розчіплювачі захищають генератор від к.з. і перевантажень. За наявності мінімального розчіплювача напруги можна виконати захист від зменшення напруги. Допоміжний контакт автомата використовується для дії на ПАГП. Вибір як для захисту мереж до 1 кВ.

3) МСЗ виконується двофазним дво- або однорелейним аналогічно МСЗ ліній:

$$I_{c.3}^{III} = \frac{K_{\text{від}} K_{\text{сзп}}}{K_{\text{п}}} I_{\text{Г.ном}}, \quad (1.1)$$

де $K_{\text{сзп}} = 1,5 \dots 1,7$ – враховує збільшення струму у випадку самозапуску двигунів після вимкнення зовнішнього к.з.

Під час двофазного к.з. на виводах одиночно працюючого генератора $K_{\text{ч}} \geq 1,5$. При малій чутливості може вводитися пусковий орган з трьох мінімальних реле напруги. Напруга спрацювання визначається:

для гідрогенераторів відлагодженням від режиму самозапуску двигунів після вимкнення зовнішнього к.з.:

$$U_{c.3} \leq (0,6 \dots 0,7) U_{\text{Г.ном}}, \quad (1.2)$$

для турбогенераторів відлагодженням від зменшення напруги при втраті збудження :

$$U_{c.3} \approx (0,5 \dots 0,6) U_{\text{Г.ном}}. \quad (1.3)$$

Чутливість перевіряється за трифазним к.з. в кінці зони резервування:

$$K_{\text{чU}} = \frac{U_{c.3}}{U_{\text{к.мах}}^{(3)}} \geq 1,2,$$

де $U_{\text{к.мах}}^{(3)}$ – міжфазна напруга в місці встановлення захисту.

У випадку використання МСЗ з комбінованим пусковим органом напруги приймають (фільтр реле напруги) $U_{c.32} = 6\text{В}$. Напруга спрацювання мінімального реле вибирається з врахуванням (1.2) і (1.3).

Коефіцієнти чутливості для фільтра реле напруги:

$$K_{\text{чU2}} = \frac{U_{2\text{кmin}}}{U_{c.3}} \geq 1,2,$$

мінімального реле:

$$K_{\text{чU}} = \frac{K_{\text{п}} U_{c.32}}{U_{\text{к.мах}}^{(3)}} \geq 1,2,$$

де $U_{2\text{кmin}}$ і $U_{\text{к.мах}}^{(3)}$ – мінімальна напруга зворотної послідовності і максимальна лінійна напруга в місці встановлення захисту при пошкодженні в кінці зони

резервування.

Ці заходи забезпечують відлагодження захисту від перевантажень і при визначенні $I_{с.3}^{III}$ за (1.1) дають можливість прийняти $K_{СЗП}=1$.

Витримка часу вибирається згідно зі ступеневим принципом:

$$t_{с.3}^{III} = t_{ел.мах} + \Delta t,$$

де $t_{ел.мах}$ – максимальний час дії захисту попередніх елементів, увімкнених до шин генераторної напруги.

За наявності секційного вимикача захист з витримкою часу $t_{с.31}^{III} = t_{ел.мах} + \Delta t$ діє на вимкнення секційного вимикача, а з $t_{с.32}^{III} = t_{с.31}^{III} + \Delta t$ – генератора.

Чутливість можна збільшити, використовуючи реле РТ-80; при виборі $I_{с.3}$ можна не враховувати $K_{СЗП}$, а відлагодження від самозапуску здійснити в часі. Якщо генератор працює в системі із заземленою нейтраллю, то при визначенні чутливості слід розглядати однофазне к.з. за відсутності окремого захисту від цього виду пошкоджень.

4) СВ без витримки часу виконується як і для захисту ліній.

$$I_{с.3}^I = K_{від} I_{к.зовмах}^{(3)},$$

де $I_{к.зовмах}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. від генератора при пошкодженні на шинах.

Мінімальний коефіцієнт чутливості:

$$K_{ч} = \frac{I_{кmin}^{(2)}}{I_{с.3}} \geq 2,$$

де $I_{кmin}^{(2)}$ – струм двофазного к.з. від системи біля місця встановлення захисту в мінімальному режимі роботи СЕП.

1.2.2 Захист від к.з. на землю

У випадку двофазного виконання захисту к.з. в обмотці статора генератора, який працює із заземленою нейтраллю, додатково передбачається захист нульової послідовності.

У схемі МСЗ нульової послідовності реле струму ввімкнене через ТС у

нульовий дріт генератора. Параметри захисту вибираються, як і для аналогічних мереж.

У випадку поздовжнього диференційного захисту порівнюється струм тритрансформаторного фільтра струму нульової послідовності з вторинним струмом ТС в нульовому дроті. Щоб захист не спрацював при обриві в колі обмоток трансформаторів фільтра, необхідно, щоб:

$$I_{с.з} = K_{від} I_{г.ном}, \quad (1.4)$$

де $K_{від} = 1,3 \dots 1,4$.

У схемі диференційного захисту може використовувати ТСНП. При пошкодженнях в зоні дії захисту сумуються потоки, створені струмами фазних та нульового дротів. При цьому струм у реле більший, ніж струм спрацювання, і захист вимикає генератор. При зовнішніх пошкодженнях сума потоків близька до нуля. Струм спрацювання визначають за (1.4) при $K_{від} = 0,2 \dots 0,4$.

1.3 Захист генераторів напругою вище 1000 В від пошкоджень

1.3.1 Захист генераторів напругою вище 1000 В від багаторазових к.з. в обмотці статора

Якщо генератор потужністю до 1МВт працює паралельно з системою, передбачена СВ без витримки часу, встановлена зі сторони виводів генератора до збірних шин. Струм спрацювання вибирається, як і для генераторів до 1 кВ. Якщо чутливість недостатня, встановлюється поздовжній диференційний захист. Для одинично працюючих генераторів допустиме використання МСЗ, який встановлюється зі сторони нейтралі. За відсутності виводів окремих фаз зі сторони нейтралі можуть використовувати мінімальний захист напруги. Вибір параметрів, як і для генераторів до 1 кВ.

На генераторах потужністю більше 1 МВт основним захистом є поздовжній диференційний захист, який виконується у вигляді двофазного дворелейного і трифазного трирелейного. Перший використовується для генераторів до 30 МВт за наявності захисту від подвійних замикань на землю, оскільки не реагує на пошкодження, коли одне замикання – в мережі генераторної напруги, а друге – у фазі генератора без ТС.

ТС першої групи встановлюється зі сторони шинних виводів біля вимикача так, щоб у зону дії захисту входили і з'єднання генератора з вимикачем; ТС другої групи зі сторони нейтралі. ТС вибирають з однаковим $K_{\text{ном}}$, що забезпечує рівність вторинних струмів у нормальному режимі. Захисне заземлення вторинних кіл ТС виконується спільним в одному місці біля реле.

Струм спрацювання:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{від}} K_{\text{I}} I_{\text{нб.розр max}}$$

де струм небалансу приймається більшим за двома умовами:

у випадку трифазного к.з. на шинах генераторної напруги:

$$I_{\text{нб.розр}} = \frac{K_{\text{одн}} K_{\text{ап}} \varepsilon I_{\text{к.з.ов max}}^{(3)}}{100 K_{\text{I}}},$$

у випадку асинхронного режиму:

$$I_{\text{нб.розр}} = \frac{K_{\text{одн}} K_{\text{ап}} \varepsilon I_{\text{вир. max}}}{100 K_{\text{I}}},$$

де $I_{\text{вир. max}}$ – як для струмової направленої відсічки; $K_{\text{одн}} = 0,5$; $K_{\text{від}} = 1,3$; $\varepsilon = 10\%$; для РТМ і реле струму з додатковим резистором $K_{\text{ап}} = 1,5 \dots 2$, для РТН $K_{\text{ап}} = 1 \dots 1,3$.

У випадку використання РНТ вирівнювальна обмотка не використовується (струми на зони рівні). Розрахунок зводиться до визначення кількості витків:

$$\omega_{\text{роб}} = \omega_{\text{роб}} = \frac{F_{\text{с.р}}}{I_{\text{с.р}}} = \frac{F_{\text{с.р}} K_{\text{I}}}{K_{\text{сх}} I_{\text{с.з}}},$$

де $F_{\text{с.р}} = 100 \text{ А}$ – МРС спрацювання реле.

У випадку трифазного виконання в нульовій провід увімкнене мінімальне реле, яке сигналізує про обрив у вторинних колах ТС. Для нього $I_{\text{с.р}} = 0,2 \frac{I_{\text{г. ном}}}{K_{\text{I}}}$.

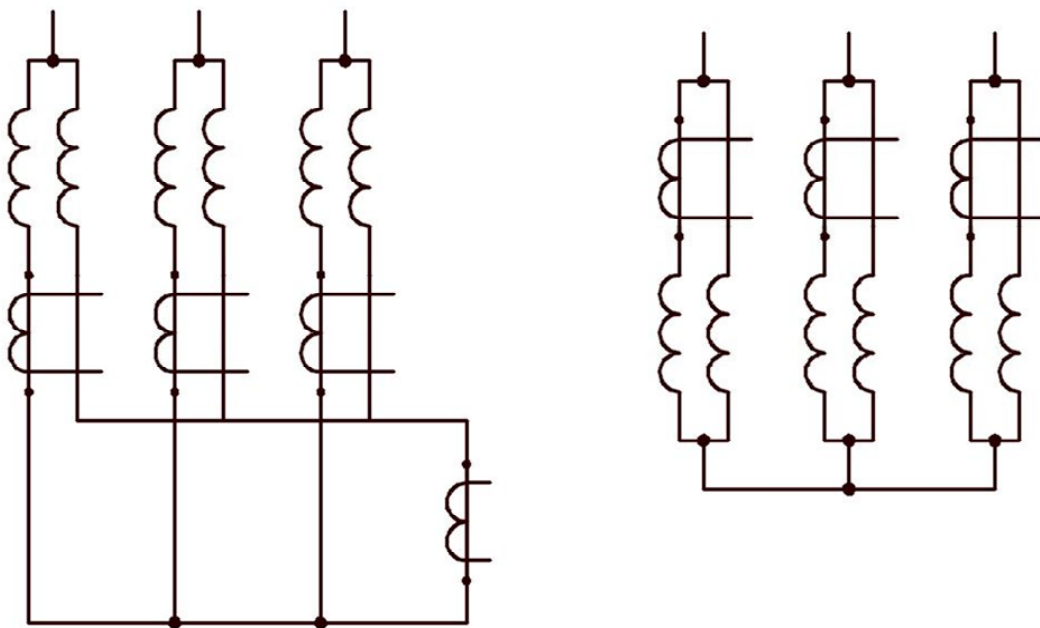
Захист не повинен спрацювати при зовнішніх к.з., що досягається вибором більшої витримки часу.

Чутливість перевіряється при $K^{(2)}$ на виводах генератора. $I_{\text{к min}}^{(2)}$ визначається для:

- 1) одинично працюючого генератора, коли струм до місця пошкодження йде лише від генератора;
 - 2) вмикання генератора в мережу, коли струм підходить лише від мережі.
- Умова $K_{\text{ч}} \geq 2,0$ повинна виконуватись при меншому струмі.

1.3.2 Захист від замикань між витками однієї фази

Захист від замикань між витками однієї фази найпростіше виконується при виведених паралельних вітках обмотки статора за допомогою односистемного поперечного диференційного СЗ. Паралельні витки з'єднуються за схемою зірки кожна, в коло між нейтралями яких вмикається ТС. Захист діє і у випадку багатofазних к.з. Приймають $I_{\text{с.з}} = (0,2 \dots 0,3) I_{\text{г.ном}}$, щоб захист не спрацював за зовнішніх к.з.

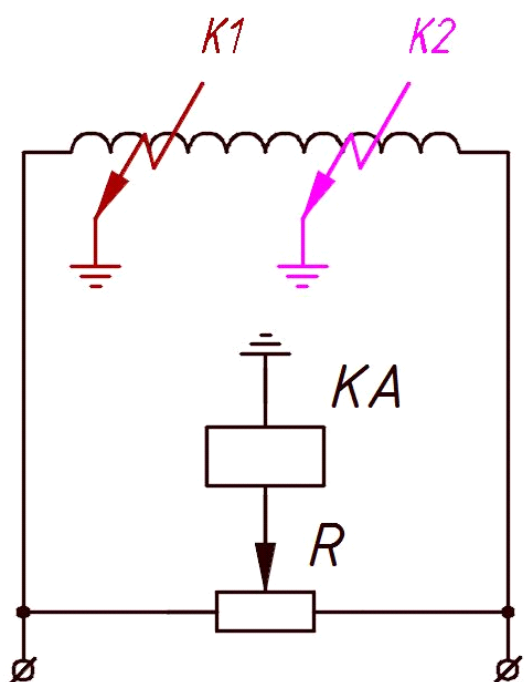


При появі замикання в одній точці кола збудження вводиться витримка часу $0,6 \dots 1,0$ с. Вона необхідна для відлагодження від випадкових короткочасних замикань в другій точці кола збудження. Недоліком є можлива відмова при малій кількості витків, що замкнулась.

1.3.3 Захист від замикань на землю в колах збудження

Для захисту від замикань в одній точці на гідрогенераторах застосовується допоміжне джерело НН змінного струму – трансформатор, увімкнений до шин

220 В власних потреб електростанцій. Це виключає мертву зону. В нормальному режимі коло джерела розімкнене. При замиканні на землю воно замикаються і захист з витримкою часу для відлагодження від короточасних замикань діє на сигнал. Можна використати і джерело постійного струму.



Захист від замикань у другій точці є спільним для усіх турбогенераторів і приєднується до того, в колі збудження якого виникло замикання в одній точці. Захист виконаний за схемою чотириплечового моста, в діагональ якого увімкнене реле струму. Міст утворений опорами лівої і правої частини обмотки збудження відносно точки першого замикання та опорами змінного резистора, який увімкнений до кілець ротора. До

другого замикання струм у діагоналі моста відсутній (досягається зміною опору резистора). Друге замикання порушує баланс моста і захист спрацює.

Захист відлагоджується від струму небалансу, зумовленого неточним балансуванням і наявністю змінного струму в реле. Витримка часу $1 \dots 1,5$ с.

Основні недоліки – є мертва зона (по обидві сторони біля т. першого замикання) і не діє, якщо перше замикання біля кілець ротора.

1.4 Захист генераторів напругою вище 1000 В від особливих режимів

1.4.1 Захист від однофазних замикань в обмотці статора

При замиканні на землю використовується СЗ нульової послідовності, що реагує на струми усталеного режиму. Захист вмикається до ТСНП, який встановлюється зі сторони шинних виводів генератора. На генераторах невеликої потужності (до 1 МВт) він виконується аналогічно захисту від замикань на землю в мережах із ізольованою нейтраллю, при цьому $I_{c,3} \leq 5$ А. Для генераторів потужністю більше 1 МВт з метою збільшення чутливості застосовують ТСНП з

підмагнічуванням. Струм замикання на землю в обмотці статора більший, ніж струм зовнішнього однофазного замикання (визначені відповідно ємністю усіх непошкоджених елементів схеми генераторної напруги і ємністю генератора). Передбачається захист від подвійних замикань на землю, коли одне з них – в мережі. Він чутливий, але складний та має мертву зону при пошкодженні в нейтралі генератора.

1.4.2 Захист від зовнішніх к.з.

Для збільшення чутливості СЗ обладнується додатковим пусковим органом напруги. На генераторах малої потужності допускається встановлювати мінімальний захист напруги. Такий захист резервує також захист генератора від багатофазних замикань в обмотці статора.

МСЗ встановлюється на генераторах до 1 МВт. На одиночно працюючих він є також захистом від багатофазних к.з. в обмотці статора, тотожно якому вибираються параметри.

Мінімальний захист напруги допускається, якщо неможливо використати МСЗ (відсутні ТС зі сторони нейтралі обмотки статора). Він захищає і три міжфазних к.з. в обмотці статора, за яким вибирають параметри спрацювання.

МСЗ з комбінованим пусковим органом напруги передбачається для генераторів від 1 до 30 МВт, бо МСЗ не відрізняє струми зовнішніх к.з. від струмів перевантажень. Він складається з мінімального реле напруги, яке увімкнене на лінійну напругу і максимального реле напруги, яке приєднане до фільтра зворотної послідовності, і реле струму, які за схемою повної зірки. Параметри вибираються, як і для генераторів до 1 кВ.

СЗ зворотної послідовності з приставкою для дії за симетричних пошкоджень рекомендований для генераторів потужністю понад 30 МВт. Переваги: 1) висока чутливість при несиметричних к.з.; 2) безпосереднє реагування на струм зворотної послідовності; 3) захист одним пристроєм від зовнішніх к.з. і перевантажень струмами зворотної послідовності.

Струм спрацювання захисту від зовнішніх к.з.:

$$I_{с.31}^{III} \geq (0,5...0,6) I_{Г.ном} ;$$

струм спрацювання сигналізації про несиметричні перевантаження:

$$I_{с.32}^{III} \geq I_{2допmax} ;$$

$$I_{с.32}^{III} \geq K_{від} (I_{нб} + I_{2тр}) K_I ,$$

де $I_{2доп max}$ – максимальний допустимий струм несиметрії; $I_{нб}$ – струм, обумовлений робочим струмом генератора; $I_{2тр}$ тривало можливий струм несиметрії.

Витримка часу захисту від зовнішніх к.з. вибирається, як і для МСЗ, а від перевантажень – береться трохи більшою.

1.4.3 Захист від перевантажень

Захист від симетричних перевантажень здійснює одне реле струму, яке увімкнене на струм фази, для якого:

$$I_{с.3}^{III} = \frac{K_{від}}{K_{п}} I_{Г.ном} ,$$

де $K_{від} = 1,05$ (при дії на сигнал) і $K_{від} = 1,1...1,2$ (при дії на розвантаження або вимкнення генераторів).

Витримка часу береться більшою, ніж час спрацювання захисту від зовнішніх к.з.

Використовується також захист, що реагує на струм ротора (при збільшенні струму в обмотці статора збільшується і струм в роторі внаслідок дії АРЗ).

Захист від перевантажень струмами зворотної послідовності передбачається для генераторів потужністю більше 30 МВт, причому на генераторах середньої потужності він виконується як сигналізація від несиметричних перевантажень. Для потужніших генераторів параметри вибираються з умови запобігання пошкодження ротора через перегрів під час проходження в обмотці статора струмів зворотної послідовності; захист виконується із залежною від цього струму характеристикою витримки часу.

1.4.4 Максимальний захист напруги

Максимальний захист напруги встановлюється лише на гідрогенераторах.

Максимальне реле напруги має уставку:

$$U_{c.p} = \frac{(1,6...1,7)U_{г.ном}}{K_U}.$$

Витримка часу становить 0,6 с. Вона запобігає дії захисту при короткочасних перевищеннях напруги, які нейтралізуються системою АРЗ. Захист діє на вимкнення генератора і АГП.

1.5 Основні принципи дії пристроїв АРЗ

ПАРЗ виконуються на основі двох різних принципів автоматичного керування. Перший принцип передбачає створення системи керування за дією збурення. Це означає, що збудження машини автоматично змінюється залежно від величини дії збурення, яке впливає на напругу на затискачах машини. Якщо, наприклад, в якості збурення на вхід АРЗ подається струм статора, то це АРЗ з компаундуванням повним струмом. Якщо в якості вхідного сигналу враховуються струм статора, то це фазове компаундування.

Згідно з другим принципом, АРЗ є регулятором за відхиленням напруги, який реагує на різницю фактичної і заданої напруги статора СМ. Він діє на систему збудження машини, прагнучи звести цю різницю до нуля.

АРЗ СМ являє собою, як правило, сукупність пристроїв компаундування і регулятора (коректора) напруги.

На генераторах з електромашинним збудником постійного струму застосовується ПАРЗ пропорційної дії, тобто він реагує на знак; величину відхилення вхідних параметрів. У пристроях АРЗ сильної дії використовується тиристорна система збудження. Тут регулятор реагує не лише на знак і величину, але й на швидкість зміни електричних величин.

Компаундування повним струмом. Напруга на виводах СГ $\underline{U}_Г = \underline{E}_q - j\underline{I}_c X_d$. Якщо ЕРС незмінна, то зі збільшенням струму статора \underline{I}_c напруга на виводах генератора зменшується. Напруга $\underline{U}_Г$ буде незмінною, якщо зі збільшенням струму збільшувати ЕРС. При певних припущеннях $E_{*q} = I_{*зб}$. Тому зменшення

напруги при збільшенні струму I_c можна зкомпенсувати, подаючи в обмотку збудження збудника струм $I_{рег}$, пропорційний струму I_c . Оскільки цей пристрій не реагує на кут φ між I_c і \underline{U}_r , тобто на характер навантаження, то із збільшенням кута φ напруга \underline{U}_r зменшується.

Компаундування повним струмом з корекцією напруги. Струми від пристрою компаундування $I_{рег1}$ і від коректора напруги $I_{рег2}$ випрошуються і подаються на відповідні обмотки збудження. За зменшення U_r струм $I_{рег2}$ збільшується, а у випадку збільшення $U_r - I_{рег2}$ зменшується.

Фазове компаундування з корекцією напруги. Змінний струм пристрою компаундування визначається геометричною сумою I_c і струму, пропорційного \underline{U}_r . Результуючий струм, який випрощується, залежить від кута φ . За збільшення φ збільшується і струм $I_{рег}$.

Релейне форсування збудження стрибкоподібно (релейно) збільшує (форсує) збудження генератора. Для цього закорочується реостат у колі самозбудження збудника. Напруга на ОЗ збудника стає максимально можливою і струм збудження швидко наростає. Релейне форсування діє при $0,85U_{г.ном}$.

1.6 Синхронізація генераторів

Під синхронізацією розуміють процес вмикання СМ на паралельну роботу з іншою СМ або з енергосистемою.

У випадку самосинхронізації збудження подається на машину після її вмикання в систему. Генератор вмикається в енергосистему зупиненим і без збудження. За рахунок асинхронного моменту, який виникає при цьому, ротор розганяється до підсинхронної швидкості. При цьому АГП вимкнений і обмотка ротора замкнена на розрядний опір. Після вмикання вимикача подається сигнал на АГП, який вмикає обмотку ротора в збудник. Генератор збуджується і втягується в синхронізм. Для енергосистеми таке вмикання еквівалентне трифазному к.з. за опором генератора:

$$I'_{вир} = \frac{U_c}{X'_d + X_c},$$

де U_c і X_c – приведені до генераторної напруги напруга й опір системи.

При вмиканні генератора на шини необмеженої потужності ($X_c=0$)

$I'_{\text{вир}} = I_k = \frac{E'_q}{X'_d}$ – трифазне к.з. на виводах збудженого генератора. В інших

випадках $I'_{\text{вир}} < I_k$. При самосинхронізації зменшується напруга в системі.

Мінімальна напруга на виводах генератора $U_r = \frac{U_c}{X'_d + X_c} X'_d$. Але робота

споживачів не порушується (напруга відновлюється через 2-3 с).

Самосинхронізацію рекомендується застосовувати як основний спосіб вмикання, якщо $I'_{\text{вир}} < 3,5 I_{r.\text{ном}}$. В аварійних ситуаціях її допустимо застосовувати незалежно від кратності вирівнювального струму.

У випадку точної синхронізації генератор вмикається у мережу збудженим. Тому в момент вмикання вимикача в статорі генератора виникає струм:

$$I''_{\text{вир}} = \frac{2U}{X_r + X_c} \sin \frac{\delta}{2},$$

де $U = U_r = U_c$; δ – фазовий зсув між напругами енергосистеми U_c і генератора U_r .

Максимальну величину він має у момент вмикання генератора на шини необмеженої потужності ($X_c=0$) при $\delta = \pi$ $I''_{\text{вир}} = 2I_k$.

Пристрій точної синхронізації повинен забезпечити вмикання при $I''_{\text{вир}}=0$. Для цього слід забезпечити $U_r = U_c$; $\delta = 0$; $\omega_r = \omega_c$ (рівність кутових швидкостей). Оскільки час вмикання вимикача не дорівнює нулю, то вимикач необхідно вмикати з деяким випередженням.

Час випередження $t_{\text{вип}}$ змінюється із зміною кутової швидкості ковзання $\omega_s = \omega_r - \omega_c$ і в загальному випадку $t_{\text{вип}} \neq t_b$. Тому синхронізація з постійним кутом випередження можуть супроводжуватись значним $I_{\text{вир}}$, оскільки вимикач вмикається не в момент оптимуму ($U_c - U_r = 0$).

Синхронізатор з постійним часом випередження не має цього недоліку. Реальна рівність $t_{\text{вип}} = t_b$ не дотримується через нестабільність часу t_b і похибки синхронізатора.

2 ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1 Види пошкоджень й особливі режими роботи трансформаторів

2.1.1 Пошкодження трансформаторів

Найімовірніше багатофазні й однофазні к.з. на виводах трансформаторів і однофазні виткові замикання в обмотках. Значно рідше виникають багатофазні к.з. в обмотках (взагалі відсутні в однофазних трансформаторах). Від таких пошкоджень захист виконується швидкодіючим з дією на вимкнення пошкодженого трансформатора.

Замикання однієї фази на землю небезпечно для обмоток, приєднаних до мереж з глухозаземленими нейтраліями. Тут захист повинен вимкнути трансформатор з витримкою часу. В мережах з іншими режимами нейтралі захист з дією на вимкнення у випадку замикання на землю встановлюється на трансформаторі, якщо такий захист має мережа.

“Пожежу сталі” магнітопроводу викликають вихрові струми при порушенні ізоляції між пластинами осердя. При цьому збільшуються втрати на перемагнічування і вихрові струми, які викликають місцевий нагрів сталі, що далі руйнує ізоляцію. На виткові замикання, які руйнують ізоляцію і магнітопровід, захисти, що ґрунтуються на використанні електричних величин, не реагують. Під дією дуги (при багаторазових к.з. в обмотках і при виткових замиканнях) або недопустимому нагріві (“пожежа сталі”) розкладаються масло й інші ізолюючі матеріали і утворюється газ. Газовий захист є універсальним від цих внутрішніх пошкоджень трансформатора.

2.1.2 Особливі режими роботи трансформаторів

Особливі режими роботи трансформаторів обумовлені зовнішніми к.з. і перевантаженнями. За їх появи проходять надструми. Найнебезпечніші струми зовнішніх к.з., які можуть бути набагато більшими, ніж номінальні струми. Тривале протікання струму викликає інтенсивний нагрів ізоляції і руйнування. При к.з. зменшується напруга мережі. Тому на трансформаторі передбачається

захист, який реагує на зменшення напруги, що виникає при появі надструмів, обумовлених зовнішнім к.з., що не вимкнулось.

Перевантаження (викликане вимкненням одного з паралельно працюючих трансформаторів) не впливає на роботу СЕП у цілому, оскільки звичайно не супроводжується зменшенням напруги. Крім того, надструми відносно невеликі. Таким чином, перевантаження допускається протягом часу, визначеного кратністю струму відносно номінального. Тому захист від перевантажень звичайно діє на сигнал, а на підстанціях, що не обслуговуються – на розвантаження і лише після неефективного розвантаження – на вимкнення.

За сильного зменшення температури, пошкодженні бака виникає недопустиме зменшення рівня масла в баку. Газовий захист діє на сигнал або вимкнення залежно від величини зменшення рівня і врахування виду обслуговування електроустановки.

Недопустиме підвищення напруги виникає при частковому заземленні нейтралей мереж 110 кВ у випадку виникнення $K^{(1)}$ на шинах. Першими вимикаються елементи із заземленою нейтраллю, а блок з ізольованою нейтраллю може залишитися в роботі. В місці пробоя виникає періодично зникаюча дуга, яка і обумовлює перенапругу.

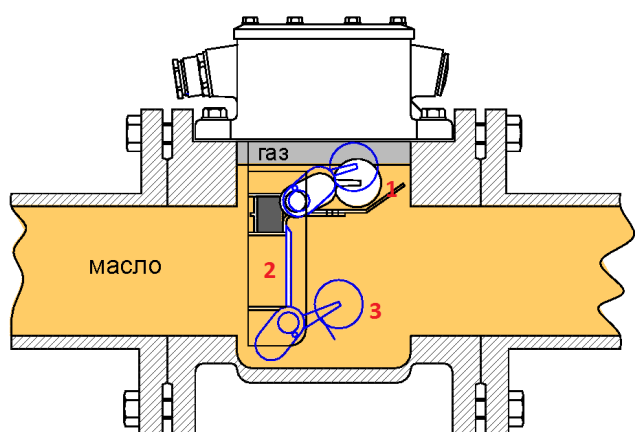
2.2 Газовий захист



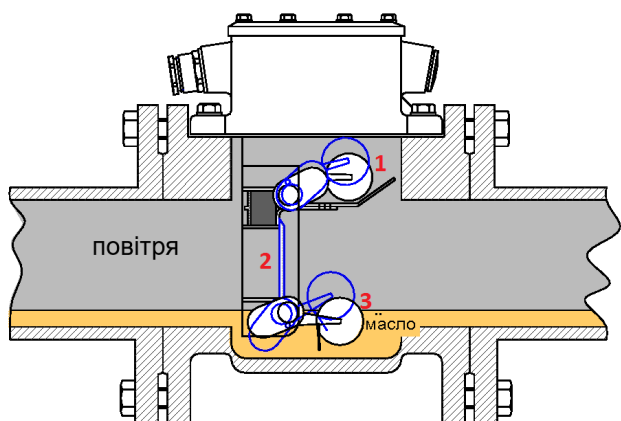
Газове реле (наприклад, Бухгольца ВР-50/10) призначене для захисту маслонаповнених апаратів (трансформаторів, автотрансформаторів, реакторів, які мають розширювальний бак) від внутрішніх пошкоджень, у випадку яких виділяється газ, підвищується тиск в апараті, в результаті чого прискорений потік масла направляється з апарату в

розширювальний бак. Таке реле захищає також від критичного зменшення рівня масла. Реле реагує на пошкодження струмопровідних частин маслонаповненого апарату, виткові замикання, короткі міжобмоткові замикання, часткові електричні розряди, перегрів магнітопроводу, розкладання ізоляційних шарів обмоток, витік масла з апарату.

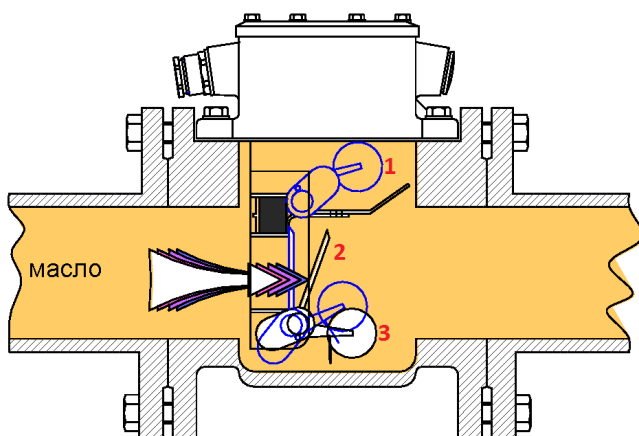
Принцип дії газове реле розглянемо на прикладі двопоплавкового реле. Якщо всередині трансформатора виникає пошкодження, то реле реагують в залежності від ситуації:



1) скупчення газу в реле. При накопиченні в реле певної кількості газу рівень масла в ньому знижується, поплавець сигнального елемента 1 опускається під дією сили тяжіння і сигнальний контакт (геркон) замикається;



2) витік масла з маслопроводу. При зниженні рівня масла як в попередньому випадку спрацьовує верхній сигнальний елемент, коли корпус реле спорожняється більш ніж наполовину, поплавець вимикаючого елемента 3 також опускається під дією сили тяжіння і замикається вимикаючий контакт (геркон);



3) підвищення тиску в маслонаповненому апараті. При КЗ усередині бака трансформатора під дією електричної дуги відбувається бурхливе розкладання олії, підвищується тиск і потік олії або суміші олії з газом спрямовується з великою швидкістю з

бака трансформатора в розширювач. Під впливом цього потоку пластина 2, яка має регульовану уставку спрацювання швидкості потоку масла, відхиляється на певний кут і вимикаючий контакт (геркон) замикається.

2.3 Захист плавкими запобіжниками

У мережах напругою 35 кВ для захисту трансформаторів заслуговують вихлопні запобіжники ПТВ-35. В межах 6(10) кВ найчастіше застосовують запобіжники типу ПКТ. Звичайно вони встановлюються разом з вимикачем навантаження. Запобіжник виконує функції СЗ і комутаційного апарата для вимкнення пошкодженого трансформатора. Вимикач навантаження може комутувати струми внутрішніх виткових пошкоджень, які є малими для спрацювання запобіжника. Тому за наявності газового захисту, який спрацьовує при виткових замиканнях і зменшенні рівня масла, його доцільно виконувати з дією на вимкнення вимикача навантаження. У випадку багатозначних к.з. газовий захист повинен діяти лише на сигнал. Застосування запобіжників значно здешевлює установку, їх встановлюють на тупикових, цехових п/ст.

Для запобігання спрацювання запобіжника в нормальному режимі і при кидках струму намагнічування трансформатора плавку вставку вибирають з

номінальним струмом:

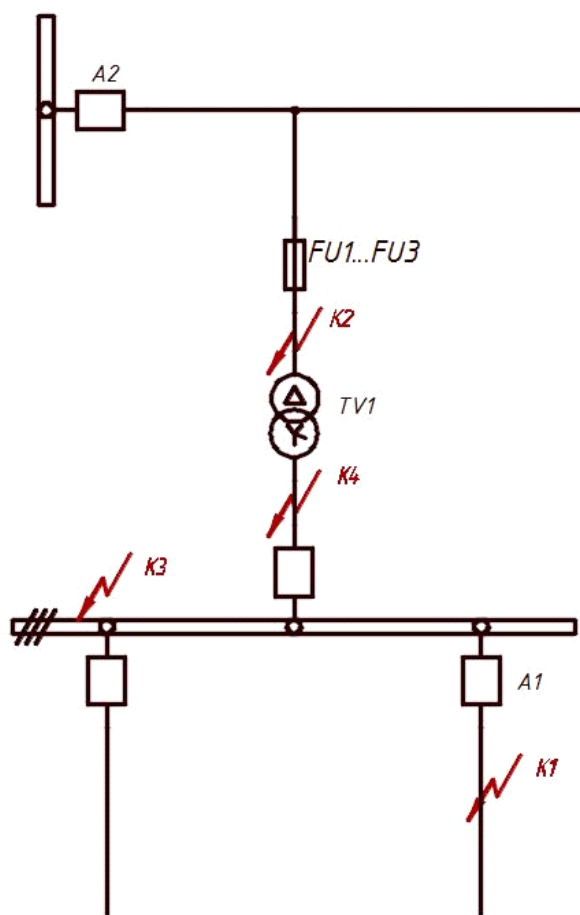
$$I_{\text{вс.ном}} \geq (1,5 \dots 2) I_{\text{т.ном}}$$

Крім цього, слід враховувати ще ряд умов:

1) забезпечення термічної стійкості. Допустима тривалість проходження струму при пошкодженні за трансформатором:

$$t_{\text{доп}} \leq \frac{1500}{K^2}, \text{ с,}$$

але не більше 4 с для трансформаторів до 35 кВ. Тут:



$$K = \frac{I_{\text{к.зоб max}}^{(3)}}{I_{\text{т.ном}}}$$

– відношення максимального струму трансформатора. Для забезпечення термічної стійкості повний час вимкнення трансформатора (перегорання вставки) не повинен перевищувати $t_{\text{доп}}$;

2) забезпечення допустимого перевантаження в аварійних режимах допускається перевантаження масляних трансформаторів до 40% не більше 6 год на добу протягом 5 діб. Це визначає нижню межу $I_{\text{вс.ном}} \geq 1,4 I_{\text{т.ном}}$. При цьому забезпечується і допустиме експлуатаційне перевантаження;

3) забезпечення селективності запобіжника із захистом ліній, що відходять від шин НН при:

- трифазному к.з. на лінії (т.К1);
- перевантаження лінії.

Струм плавкої вставки, за яким проводять погодження, $I_{\text{вс}} = 1,3 I_{\text{к.зоб max}}^{(3)}$. За такого струму вставка повинна перегоріти за час:

$$t_{\text{пер}} \geq t_{\text{с.з1}} + \Delta t,$$

де $t_{\text{с.з1}}$ – витримка часу А1 при $I_{\text{к.зоб max}}^{(3)}$; Δt ступінь селективності (0,6...0,7 с).

Погоджуючи захисну характеристику запобіжника при перевантаженнях, слід враховувати, що через запобіжник, крім струму перевантаженої лінії, проходять струми навантажень інших ліній, які відходять від шин НН;

4) забезпечення селективного запобіжника з захистом живлячої лінії при пошкодженнях на виводах ВН трансформатора (т. К2). Оскільки запобіжник і захист мають розкид за струмом, то при погодженні приймають $I_{\text{вс}} = 0,7 I_{\text{с.з.2}}$. При такому струмі вставка повинна перегоріти за час:

$$t_{\text{пер}} \leq t_{\text{с.з2}} - \Delta t_2,$$

де $t_{\text{с.з2}}$ – витримка часу А2, яка відповідає його струму спрацювання; $\Delta t_2 = 0,5...0,7$ с – ступінь селективності, враховує час горіння дуги і розкид захисту в часі.

Під час вибору запобіжників практично неможливо досягнути виконання

усіх вимог. Труднощі спричинені тим, що плавка вставка повинна задовольняти протилежні вимоги. Запобіжник на стороні ВН не захищає трансформатор від перевантажень. Тому слід передбачити запобіжник або комутаційний апарат на стороні НН. Згідно з ПУЕ на трансформаторах потужністю понад **6,3 МВА** передбачається диференційований захист, що разом з вимогами обмежує область використання запобіжників. Отже, плавкі запобіжники недосконалі як пристрої захисту. Тому доцільно використовувати запобіжник як комутаційний апарат, керований ПРЗ.

2.4 Струмові захисти трансформаторів

Струмові захисти трансформаторів виконуються з використанням вторинних максимальних реле струму прямої або непрямої дії.

2.4.1 Двоступеневий СЗ від багатозначних к.з.

Двоступеневий СЗ від багатозначних к.з. передбачається на трансформаторах потужністю до **6,3 МВА**. Він встановлюється зі сторони джерела живлення безпосередньо біля вимикача, при цьому в зону дії захисту входять трансформатор і його з'єднання з вимикачами. Селективність відсічки забезпечується якщо:

$$I_{с.з}^I = K_{від}^I I_{к.зов\max}^{(3)},$$

де $K_{від}^I = 1, 2 \dots 2$ (від типу реле); $I_{к.зов\max}^{(3)}$ визначається в т. **К3**.

Оскільки струм к.з. зі сторони живлення (т.**К2**) значно більший $I_{к.зов\max}^{(3)}$ (через досить великий опір трансформатора), то можна використовувати **СВ**. Чутливість її достатня, якщо $K_{ч} \geq 2$ при к.з. на стороні ВН трансформатора. Захист не реагує на к.з. на виводах і в з'єднаннях з вимикачем зі сторони НН (т. **К4**). Для вимкнення цих пошкоджень **СВ** доповнюється **МСЗ**, який повністю захищає трансформатор від надструмів зовнішніх к.з. Витримка часу вибирається на ступінь Δt більше максимальної витримки часу захисту попередніх елементів. Струм спрацювання **МСЗ** вибирається з умови запобігання спрацювання при перевантаженнях:

$$I_{с.з}^{III} = \frac{K_{від} K_{сзн}}{K_{II}} I_{роб\max},$$

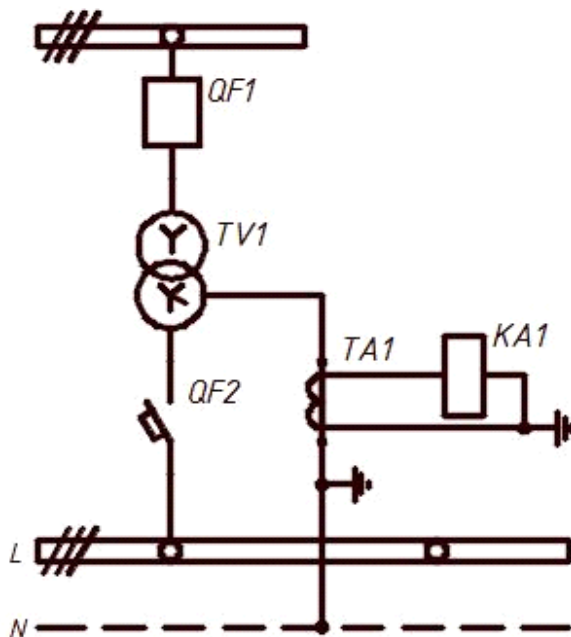
де $K_{від} = 1,1 \dots 1,2$, $K_{сзн} = 2,5 \dots 3$ як для ліній.

Чутливість достатня, якщо $K_{ч} \geq 1,5$ при к.з. на стороні НН і $K_{ч} \geq 1,2$ при к.з. в кінці ліній, що відходять від шин НН.

При паралельній роботі двох трансформаторів і виникненні к.з. на стороні НН захист селективний лише в зоні СВ; селективність МСЗ забезпечується лише при наявності на шинах НН секційного вимикача, який має меншу витримку часу. Для збільшення чутливості до пошкоджень всередині бака струмовий захист поєднується з газовим захистом.

2.4.2 Захист від к.з. на землю

У розподільчих мережах застосовують трансформатори Y/Y_n (зірка-зірка з заземленою нейтраллю) і чотирипровідну систему **0,4(0,23) кВ**. В такій системі одофазні к.з. на землю і замикання фази на нейтраль супроводжуються значними струмами пошкоджень. Тому на понижувальних трансформаторах до **35 кВ**



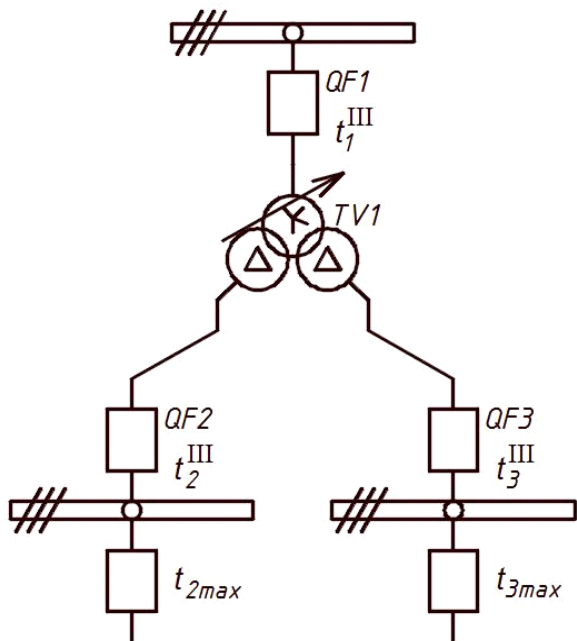
передбачене їх вимкнення при пошкодженнях на стороні НН до шин **0,4(0,23) кВ**. Звичайно струм однофазного к.з. малий для дії СЗ. Тому застосовують захист, який реагує на струм в колі, що з'єднує нейтраль трансформатора з контуром заземлення.

У нормальному режимі струм у захисті визначається несиметрією навантаження і струмами 3-ї гармоніки. Струм спрацювання реле:

$$I_{с.р} = \frac{0,25 K_{від} \cdot K_{пер} \cdot I_{Т.ном}}{K_{II} K_I},$$

де $K_{від} = 1,1 \dots 1,2$; $K_{пер} = 1,4$ – враховує допустиме перенавантаження масляних трансформаторів; $0,25$ відношення – допустимого тривалого струму навантаження нейтралі до номінального струму обмотки НН.

Витримка часу погоджується з часом дії захистів ліній, що відходять. Чутливість перевіряється за $I_{к\min}^{(1)}$ на шинах НН, (який визначається як для чутливості запобіжників при $Z_k = 0$) і достатня при $K_{ч} \geq 1,5$.



Для трансформаторів Δ/Y_n $I_k^{(1)} \approx I_k^{(3)}$ при пошкодженні біля виводів НН. Ці пошкодження повинні вимикатись МСЗ трансформатора.

2.4.3 СЗ від надструмів зовнішніх багатозфазних к.з.

Згідно з ПУЕ, на трансформаторах до 1 МВА передбачений МСЗ з дією на вимкнення. Схеми і параметри МСЗ

вибираються аналогічно третьому ступеню.

На багатообмоткових трансформаторах МСЗ повинен забезпечити вимкнення лише того вимикача, зі сторони якого відбувається к.з. Це досягається шляхом встановлення окремого захисту з кожної сторони і дотриманням порядку вибору витримок часу:

$$t_{с.3.2}^{III} = t_{ел.2\max} + \Delta t;$$

$$t_{с.3.3}^{III} = t_{ел.3\max} + \Delta t;$$

$$t_{с.3.1}^{III} \geq t_{с.3.2}^{III} + \Delta t \text{ і } t_{с.3.1}^{III} \geq t_{с.3.3}^{III} + \Delta t.$$

На трансформаторах понад 1 МВА і якщо звичайний МСЗ нечутливий передбачається МСЗ з комбінованим пусковим органом напруги. Наявність останнього дозволяє не враховувати перевантаження трансформатора:

$$I_{с.з}^{III} = \frac{K_{від}}{K_{п}} I_{Т.ном}, \quad (2.1)$$

де $K_{від} = 1,2$, $K_{п} = 0,8$.

Напруга подається від ТН шин НН. Напруга спрацювання мінімального реле напруги, ввімкненого на лінійну напругу, повинна забезпечувати:

1) повернення реле при самозапуску двигунів після вимкнення зовнішнього к.з.:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{роб\ min}}{K_{від} K_{п}}; \quad (2.2)$$

2) відлагодження від напруги самозапуску при вмиканні від ПАПВ або ПАРВ загальмованих двигунів навантаження:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{сзп}}{K_{від}}, \quad (2.3)$$

де $K_{від} = K_{п} = 1,2$.

В орієнтовних розрахунках можна приймати

$$U_{роб\ min} = (0,4 \dots 0,85) U_{ном},$$

$$U_{сзп} = 0,7 U_{ном}.$$

Напруга спрацювання фільтра-реле зворотної послідовності $U_{2с.р} = 6В$.

2.4.4 СЗ від перевантажень

Перевантаження звичайно є симетричним, тому захист виконується одним реле, що ввімкнене в коло одного з ТС захисту від зовнішніх к.з. Струм спрацювання:

$$I_{с.р} = \frac{K_{від} I_{Т.ном}}{K_{п} K_I},$$

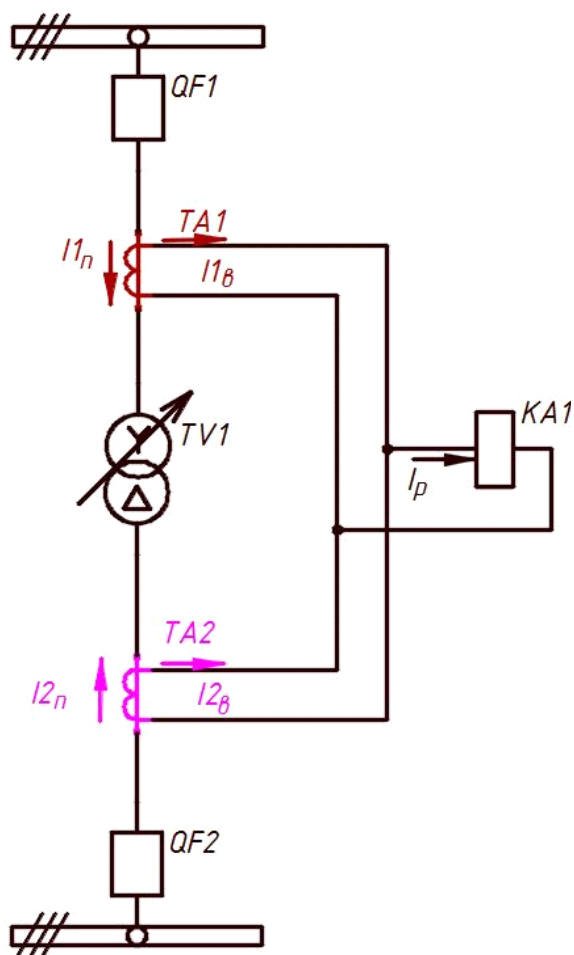
де $K_{від} = 1,05$, враховує лише похибку в струмі спрацювання.

Для відлагодження від короткочасних перевантажень і к.з. передбачене реле часу. Витримка часу приймається на ступінь селективності більша за час спрацювання захисту трансформатора від зовнішніх к.з.

На триобмоткових трансформаторах з обмотками однакової потужності і одностороннім живленням захист встановлюється лише зі сторони живлення. Додатково він встановлюється на обмотці меншої потужності. Захист від перевантажень передбачається при паралельній роботі кількох трансформаторів потужністю **400 кВА** і більше, а також за окремої роботи і наявності **ПАВР**.

Можна повніше використовувати перевантажувальну здатність трансформаторів, якщо критерієм перевантаження є температура ізоляції обмотки.

2.5 Диференційні СЗ трансформаторів і особливості його виконання



На трансформаторах потужністю понад **6,3 МВА** як основний захист встановлюється поздовжній диференційний СЗ. Це швидкодіючий захист, що реагує на пошкодження в обмотках, на виводах і в з'єднаннях із вимикачами, недостатня чутливість лиш при виткових замиканнях і "пожежі сталі". Для здійснення захисту ТС встановлюються з обох сторін трансформатора поблизу вимикачів. Вторинні обмотки ТС і реле КА з'єднані в схему поздовжнього диференційного захисту з циркулюючими струмами. Особливості трансформатора призводять до того, що $I_{нб}$ в такому захисті значно

більший, ніж в диференційному захисті інших елементів СЕП.

Струм намагнічування трансформатора. У силових трансформаторів коефіцієнт трансформації $K_T = \frac{U_1}{U_2} \neq 1$, тому в захисті порівнюються струми $I_{1н}$ і

$\frac{I_{2n}}{K_T}$. При відсутності пошкоджень струм $I_{\mu} = I_{1n} - \frac{I_{2n}}{K_T}$ обумовлює нерівність порівнювальних струмів. Тому в обмотці реле з'являється $I_{нб\mu}$, який за нормальної роботи і зовнішніх к.з. малий і тому не враховується.

У перший момент вмикання трансформатора під напругу і при відновленні напруги після вимкнення зовнішніх к.з. в живлячій обмотці виникає кидок струму намагнічування $I_{кид\mu}$, приблизна величина якого досягає 6-кратної величини амплітуди номінального струму. Але за **0,3...0,5 с** перехідний струм намагнічування стає малим. Відлагодження диференційованого захисту від кидка струму намагнічування є першою умовою при виборі струму спрацювання.

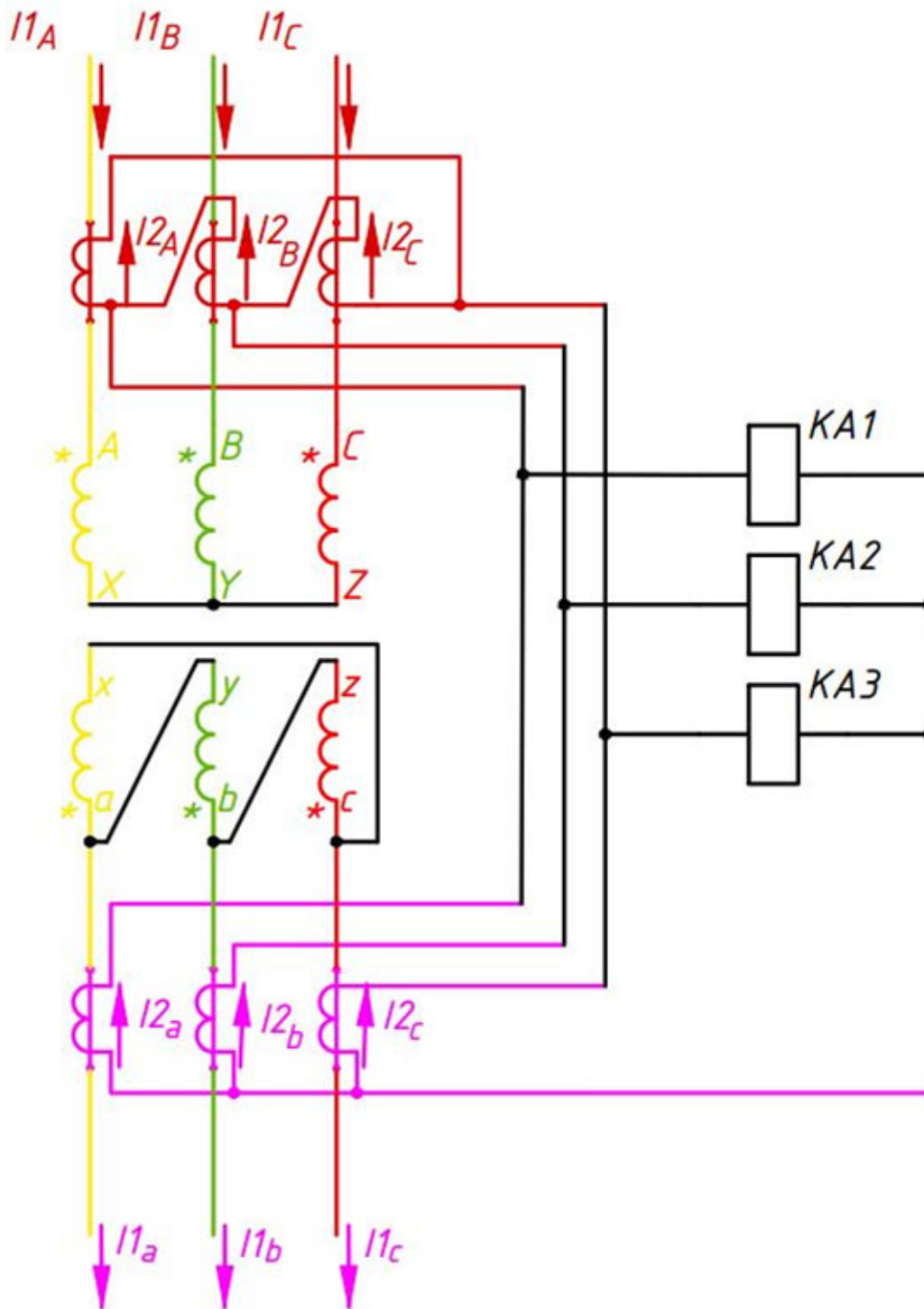
Відлагодження здійснюється: загрубленням захисту за струмом спрацювання; вмиканням через проміжний ненасичувальний ТС; виявленням різниці форми кривих струму к.з. і намагнічування. При цьому:

$$I_{с.з} \geq K_{від} I_{т.ном}, \quad (2.4)$$

де $K_{від}$ залежить від реле, що використовується, і способу відлагодження (**0,3...4,5**).

Схеми з'єднання обмоток трансформатора. При нормальній роботі і надструмах струми I_{1n} і I_{2n} в трансформаторах **Y/Y-12** відрізняються лише за абсолютною величиною (I_{μ} не враховується). У випадку різного з'єднання обмоток первинні струми зсунуті по фазі на кут, який визначається групою з'єднання обмоток. Відповідно зсунуті і вторинні струми.

Для розповсюдженої групи з'єднань **Y/Δ-11** кут зсуву становить $\pi/6$. за однакових схем з'єднання вторинних обмоток ТС (навіть при відсутності пошкодження в захисній зоні) в обмотці реле з'являється струм, приблизно рівний половині вторинного струму ТС при зовнішньому к.з. Тому схеми з'єднань груп ТС повинні бути такими, щоб вказаного зсуву не було, тобто, щоб порівнювались струми, які співпадають за фазою.



Для цього вторинні обмотки ТС встановлені зі сторони зірки трансформатора і з'єднані трикутником, а ТС зі сторони трикутника – зіркою. Крім того, це виключає проникнення струмів нульової послідовності в реле і тим запобігає неправильній роботі захисту при зовнішніх $K^{(1)}$. Для потужних однофазних АТ ТС зі сторони трикутника вмикається зіркою на струми в обмотці (в стороні ТС), а не на виводах.

Коефіцієнти трансформації ТС вибираються з умови рівності абсолютних

величин порівнювальних струмів ($I_{вА}$ і $I_{вВ}$):

$$K_I = \frac{K_{сх}^{(3)} I_{т.ном}}{5}.$$

Тому для ТС, з'єднаних трикутником, $K_{I\Delta} = \frac{\sqrt{3} I_{т.номY}}{5}$; для ТС, з'єднаних зіркою – $K_{IY} = \frac{I_{т.ном\Delta}}{5}$.

Отримані розрахункові коефіцієнти відрізняються від прийнятих за шкалою номінальних струмів, тому з'являється додаткова складова струму небалансу:

$$I_{нб.вир} = \frac{\Delta f_{вир}}{100} \frac{I_{зов\max}}{K_I},$$

де $\Delta f_{вир} = \frac{I_{1в} - I_{2в}}{I_{1в}} \cdot 100\%$ – похибка від неточного вирівнювання струмів. При $\Delta f_{вир} > 5\%$ струми вирівнюються автотрансформаторами або вирівнювальними обмотками реле з НТС.

Автоматичне регулювання коефіцієнта трансформації порушує співвідношення між первинними струмами. Це порушує вирівнювання струмів і в реле з'являється додаткова складова:

$$I_{нб.рег} = \frac{\Delta U_{рег}}{100} \frac{I_{кзов\max}}{K_I},$$

де $\Delta U_{рег}$ – діапазон зміни напруги.

Різнотипність ТС обумовлює їх різні характеристики намагнічування, навантаження. З'являється:

$$I_{нб.пох} = \frac{K_{одн} K_{ан\epsilon}}{100} \frac{I_{кзов\max}}{K_I},$$

де $K_{одн} = 1$ – максимальний враховує неідентичність характеристик.

Отже, струм небалансу диференційованого захисту трансформатора при зовнішніх к.з. має підвищену величину:

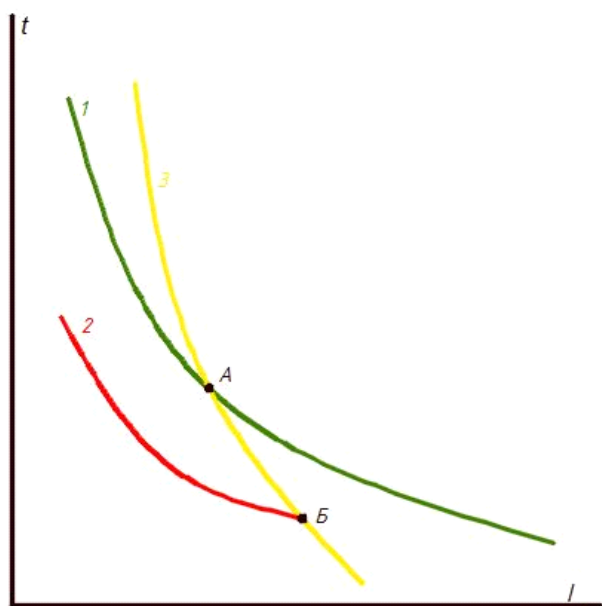
$$I_{нб.розр\max} = I_{нб.вир} + I_{нб.пох} + I_{нб.рег}. \quad (2.5)$$

Цей вираз визначає другу умову вибору:

$$I_{с.з} \geq K_{від} K_I I_{нб.розр\ max} \quad (2.6)$$

Струм спрацювання приймається найбільшим з визначених за (2.4) і (2.6). Якщо визначальною є умова (2.6), а K_q малий, то використовують спеціальне реле з гальмуванням (ДЗТ). Чутливість достатня якщо $K_q \geq 2$ при двофазному к.з. на виводах НН трансформатора; допустимо $K_q \geq 1,5$.

2.6 Захист трансформаторів керованими запобіжниками



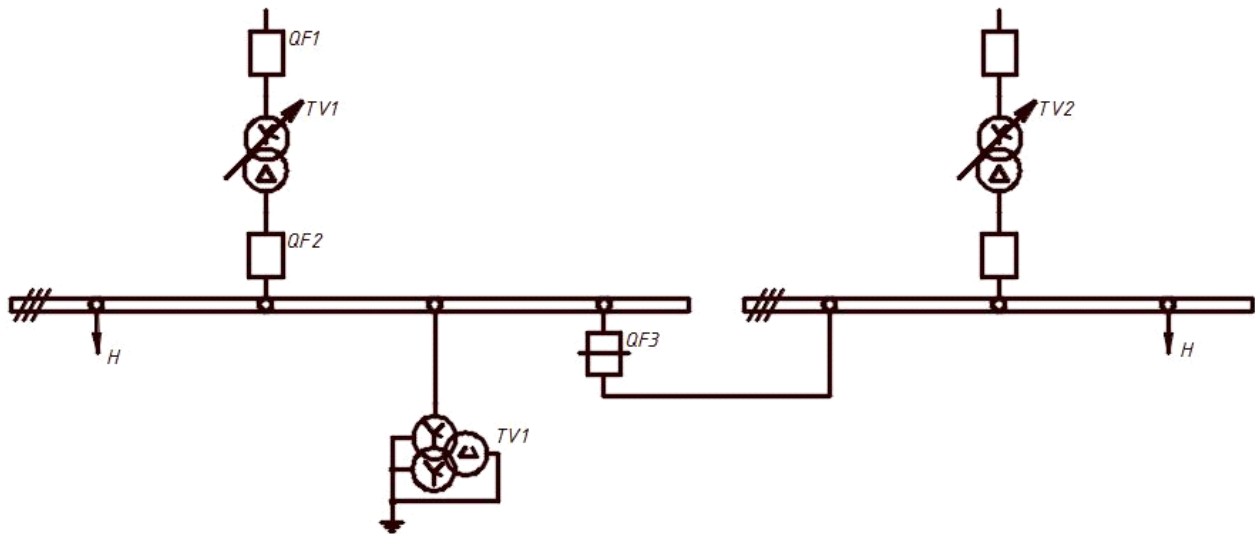
При розриві кола плавкої вставки за сигналом РЗ запобіжник стає керованим і сфера його використання збільшується. Для виконання диференційного захисту без ТС на стороні 35 (110) кВ на п/ст без вимикачів можна використати керований запобіжник зі світлооптичною системою керування. Ця система дозволяє погодити дію СЗ, розташованого на стороні НН, з дією

захисту на стороні ВН трансформатора і отримати захист з непрямим порівнянням електричних величин, який має абсолютну селективність.

Захист забезпечується, якщо при будь-якому струмі характеристика запобіжника розташована нижче характеристики 1 термічної стійкості трансформатора. Цю вимогу задовольняє захисна характеристика 2 керованого запобіжника. Нижче т.Б вона співпадає з характеристикою 3 стандартного запобіжника; вище проходить характеристика власне керованого запобіжника. Можливе використання захисту з незалежною і залежною витримкою часу. За максимально допустимої витримки точки А і Б співпадають, а керована частина характеристики співпадає з кривою 1 або проходить нижче неї. Для повнішого використання перевантажувальної здатності трансформатора слід застосовувати захисти з залежною від струму витримкою часу, а саме температурний.

2.7 Пристрої автоматики трансформаторів

2.7.1 АВР



Схеми підстанцій виконуються так, що при двох і більше трансформаторах шини НН секціонують. У нормальному режимі вимикач **Q3** вимкнений. Електропостачання споживачів зберігається завдяки автоматичному вимкненню секційного вимикача **ПАВР**. Через залишкову напругу на шинах (яка підтримується **СМ**) мінімальний пусковий орган напруги діє з сповільненням (більше **1 с**). Щоб цього не допустити, використовують захист від втрати живлення, який складається з реле зменшення частоти і двох реле напряму потужності, які ввімкнені на лінійні напруги. Пристрій реагує на зменшення частоти (**48...48,5 Гц**) і зміну напряму активної потужності або її зникнення. Секційний вимикач вмикається після зменшення напруги до $U_{зал} = (0,5...0,6) U_{ном}$. Це мінімально допустима напруга, при якій допустиме повторне ввімкнення **СД**. Для цього **ПАВР** контролює напругу на секції шин, що втратила живлення.

Для збільшення швидкодії пусковий орган виконання ґрунтується на контролі кута між векторами напруги робочого і резервного **ДЖ**. При пошкодженні лінії зв'язку із загальмованими двигунами цей кут зростає. За наявності на живлячій лінії **ПАПВ** дію **ПАВР** необхідно погодити з дією **АПВ**. Погодженням можна значно збільшити час відновлення живлення.

2.7.2 АПВ

На однотрансформаторних підстанціях потужністю понад **1 МВА АПВ** є обов'язковим. Пуск **АПВ** доцільно виконувати за аварійних вимкнень трансформатора і забороняти під час спрацювання сигнального елемента газового реле при внутрішніх пошкодженнях, які самі не зникають. При внутрішніх к.з., які супроводжуються бурхливим газоутворенням, вимикаючий елемент газового реле спрацює раніше, ніж сигнальний. Для запобігання повторного ввімкнення за таких пошкоджень в дію **ПАПВ** вводиться сповільнення.

Встановлення **АПВ** на двотрансформаторній підстанції рекомендується, якщо при вимкненні одного трансформатора трансформатор, що залишився в роботі, не забезпечує живлення навантаження без вимкнення частини споживачів. Обмежене використання повторного вмикання пояснюється наявністю резервного **ДЖ**. Пуск **ПАПВ** дозволений лише при зовнішніх к.з. З цією метою використовують **МСЗ** на стороні виводів НН трансформатора. Цей захист спрацює при пошкодженні на шинах або при невимкненні зовнішнього к.з. При цьому вимикається вимикач зі сторони НН і **ПАПВ** вмикає його повторно. в усіх інших випадках напруга на шини, що втратили живлення, подається дією **ПАВР**.

2.7.3 Автоматичне аварійне розвантаження

Дія цього пристрою аналогічна дії захисту від перевантажень. Замість звичайного реле часу використовується багатопозиційне реле, яке має кілька контактів і забезпечує витримку часу до **10 хв.** і більше. При дії автоматики споживачі вимикаються чергами. Перша черга вимикається через **5...10 хв.**, а наступні – з витримкою часу **30 с.** При визначенні навантаження, що вимикається, виходять з того, щоб з навантаженням, яке залишилось, трансформатор міг працювати протягом **1,5...2 год.** За цей час персонал має розвантажити трансформатор. Струм спрацювання пускового органа приймають:

$$I_{с.р} = \frac{1,4I_{т.ном}}{K_1}.$$

Принципово правильніше пристрій автоматичного аварійного розвантаження виконувати не за струмом перевантаження, а залежно від

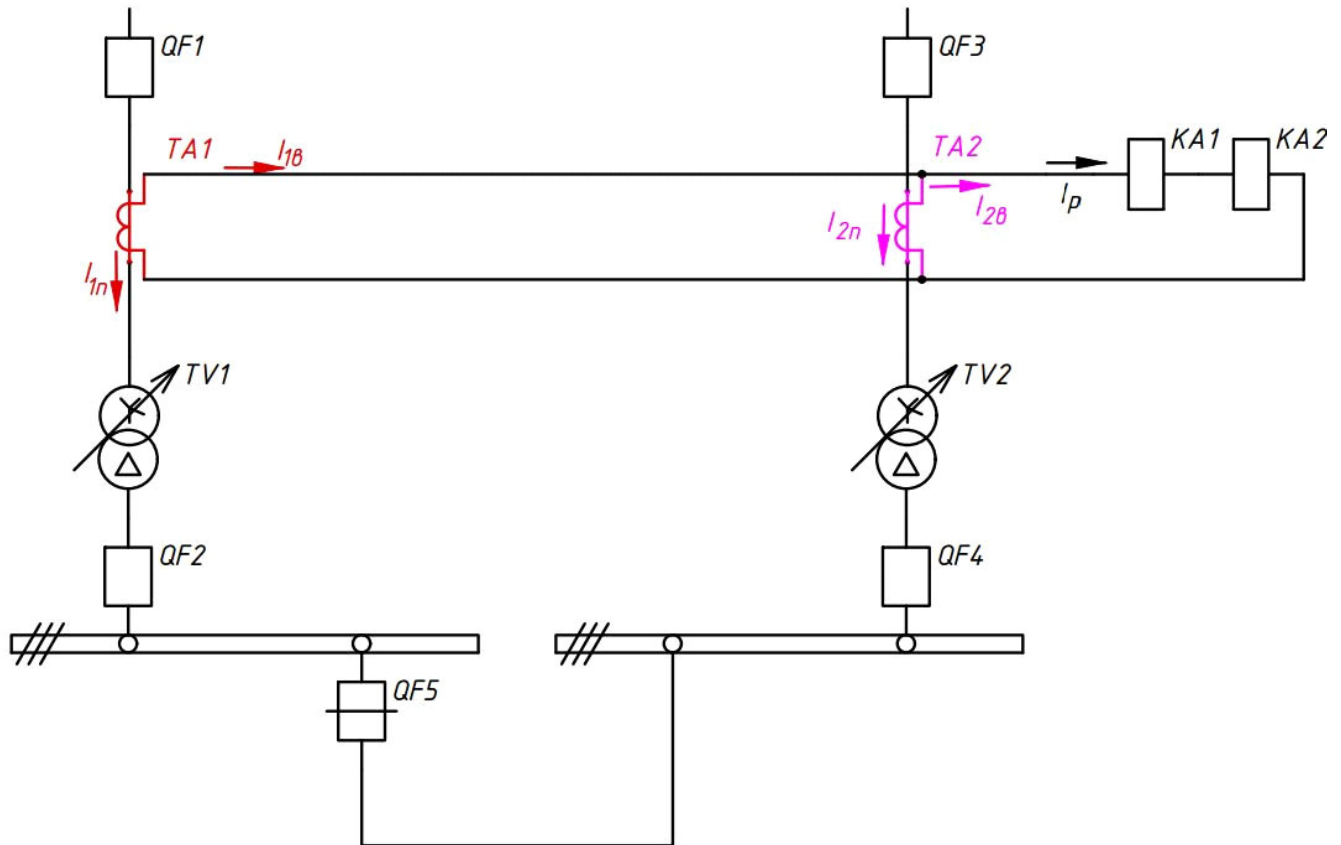
температури обмоток, наприклад, на температурно-струмовому реле.

2.8 Автоматичні пристрої керування режимами роботи трансформаторів

2.8.1 Автоматичне вимкнення та увімкнення одного з паралельно працюючих трансформаторів для зменшення втрат енергії

Пристрій виконаний з пусковим органом струму, який складається з мінімального **КА1** і максимального **КА2** вимірних реле струму. Реле ввімкнене на суму струмів $I_p = I_{1в} + I_{2в}$ паралельно працюючих трансформаторів.

Зменшення навантаження до критичної за економічністю режиму роботи трансформаторів величини $I_{кр} = (0,6...0,8) I_{Т.ном}$ викликає спрацювання мінімального реле струму **КА1**. Після закінчення заданої витримки часу трансформатор вимикається. При навантаженні більше критичного спрацьовує максимальне реле струму **КА2** і трансформатор вимикається. Автоматика спрацьовує лише при ввімкненні усіх чотирьох вимикачів.



Струми спрацювання пускового органа:

$$I_{c.p1} = \frac{I_{кр}}{K_{від}K_1} \text{ і } I_{c.p2} = \frac{I_{кр}K_{від}}{K_1},$$

де $K_{від} = 1,05 \dots 1,1$.

При цьому необхідно використовувати реле з високими коефіцієнтами повернення $K_{п2} = 0,9 \dots 0,95$ (для максимального реле) і $K_{п1} = 1,1 \dots 1,05$ (для мінімального реле). Щоб реле не спрацювали одночасно:

$$I_{c.p1} \leq I_{п.p2} = K_{п2} I_{c.p2} \text{ і } I_{п.p1} = K_{п1} I_{c.p1} \leq I_{c.p2}.$$

Витримка часу береться **3...5 хв.**

Дія цієї автоматики повинна погоджуватись з дією **АВР**. Для цього повинна забезпечуватись така послідовність перемикачів: у випадку зменшення навантаження спочатку вмикається секційний вимикач, а потім послідовно вмикаються вимикачі зі сторони НН і ВН; у випадку збільшення навантаження – спочатку вмикається вимикач зі сторони ВН, а потім – зі сторони НН трансформатора; після цього вмикається секційний вимикач.

Для такого погодження дій слід вимірювати дві величини: сумарний струм трансформаторів і струм навантаження однієї з секцій. Після вимкнення єдиного трансформатора, що працює, **ПАВР** повинен ввімкнути другий трансформатор. При роботі двох трансформаторів і аварійному вимкненні одного з них **ПАВР** діє на ввімкнення секційного вимикача.

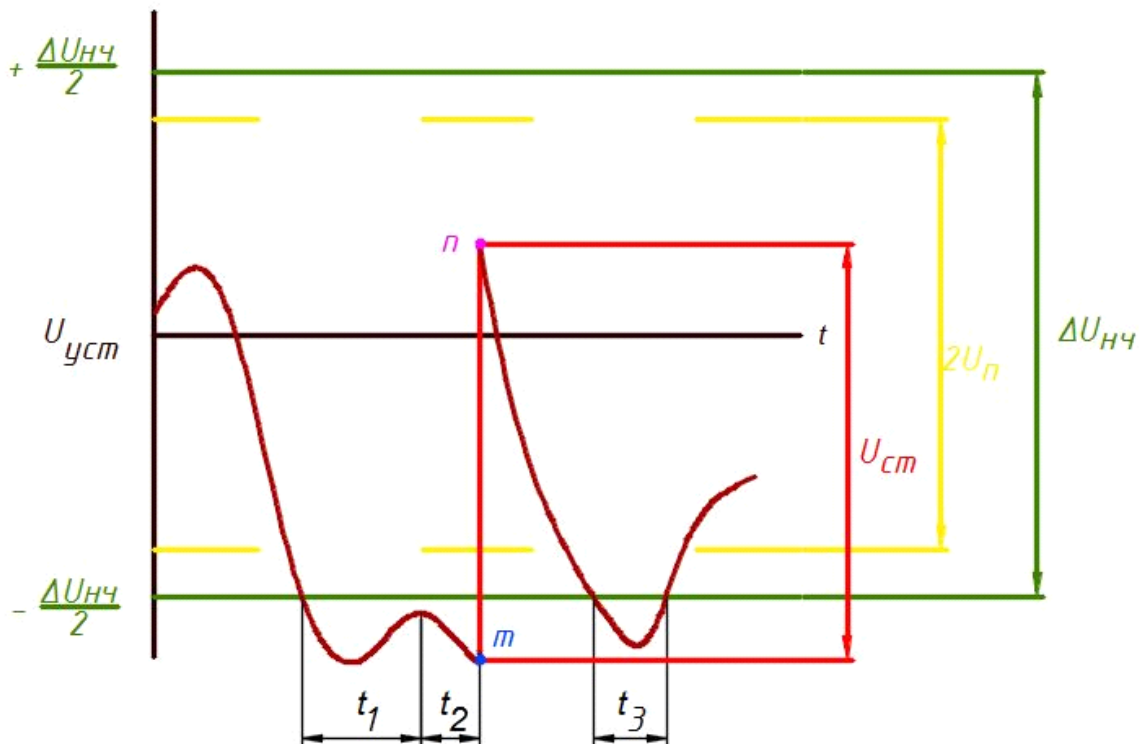
2.8.2 Автоматичне регулювання напруги трансформаторів

Автоматичний регулятор напруги (**АРНТ**) разом з трансформатором становить автоматичну систему регулювання коефіцієнта трансформації.

Основними характеристиками регулятора є:

- уставка регулятора $U_{уст}$ – напруга, яку повинен підтримувати регулятор;
- ступінь регулювання $U_{ст}$ – напруга між двома відгалуженнями обмотки, приведена до номінальної напруги обмотки;
- зона нечутливості $\Delta U_{нч}$ – діапазон зміни напруги, при якій **АРНТ** не спрацює; для обмеження надлишкових спрацювань $\Delta U_{нч} = (1,25 \dots 1,3) U_{ст}$;
- точність регулювання $\Delta U_{нч}/2$ характеризує зміну напруги;

- витримка часу $t_1 = 1...5$ хв. виключає дію регулятора при короткочасних відхиленнях напруги.



Перемикання відбувається, якщо час відхилення напруги за межі зони нечутливості більше витримки часу регулятора t_1 і часу дії приводного механізму t_2 . Графік напруги з т. m стрибкоподібно перейде в т. n , тобто напруга збільшиться на ступінь регулювання $U_{ст}$.

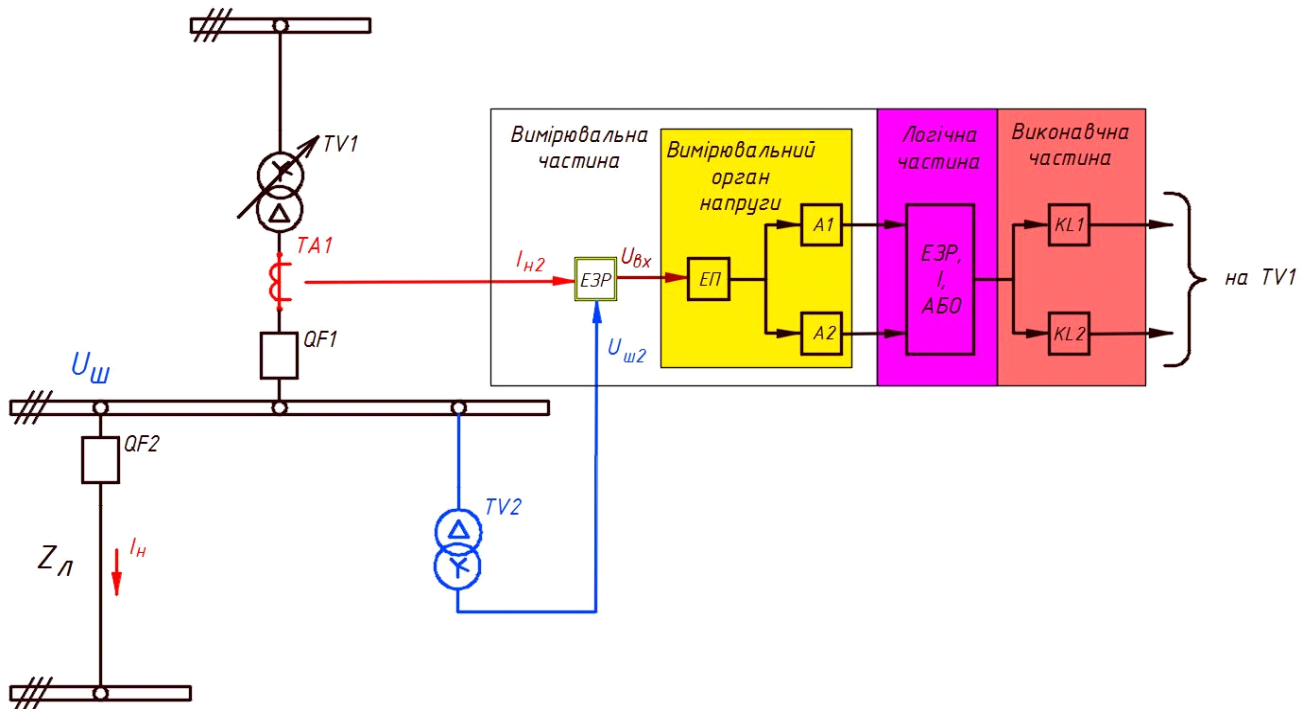
Збільшення зони $\Delta U_{нч} - 2U_{ст}$, тобто зменшення $K_{пн}$, призводить до зменшення точності АРН. Регулятори напруги містять три функціональні частини: вимірну, логічну і виконавчу.

Елемент зустрічного регулювання **ЕЗР** забезпечує статичну характеристику регулятора. Напругу в споживачів $\underline{U}_{сп} = \underline{U}_{ш} - \underline{I}_{нав} Z_{л}$ необхідно підтримувати на заданому рівні незалежно від струму навантаження. Цей елемент виконаний за схемою струмової компенсації, яка вмикається до ТС так, щоб збільшення $\underline{I}_{нав}$ регулятор сприймав як зменшення напруги на шинах і діяв на її збільшення.

Вимірний орган напруги **ВОН** містить елемент порівняння **ЕП** напруги і підсилювачі **А1**, **А2**. Перший порівнює напругу $\underline{U}_{вх} = |\underline{U}_{ш2} - \underline{I}_{н2} \underline{Z}_{с.к}|$ з заданою напругою. В залежності від знаку відхилення, він діє на відповідний підсилювач.

Логічна частина **ЛЧ** містить елемент витримки часу **ЕВЧ** та елементи **І**,

АБО. Уставку часу вибирають, щоб забезпечити якісне регулювання напруги при мінімально можливій кількості перемикачів за добу. Елементи **I**, **АБО** забезпечують функціонування регулятора в цілому.



Виконавча частина містить проміжні реле, за спрацювання яких створюється дія на привід перемикача відгалужень.

Найдосконалішим є регулятор АРТ–1Н. Він забезпечує регулювання напруги на підстанції з різними змінами навантаження, є можливість зовнішньої зміни уставки напруги, групове регулювання паралельно ввімкнених трансформаторів, контроль справності елементів власної схеми і приводу ПРПН.

3 ЗАХИСТ Й АВТОМАТИКА ЕЛЕКТРОДВИГУНІВ

3.1 Види пошкоджень та особливі режими роботи двигунів, пристрої їх захистів та автоматики

3.1.1 Пошкодження двигунів

Багатофазні к.з. завжди супроводжуються протіканням великих струмів у пошкоджену двигуні і зменшенням напруги в живлячій мережі. Крім руйнування машини, вони порушують роботу інших споживачів. Тому такі пошкодження вимикаються без витримки часу.

Важкість однофазного пошкодження на землю в обмотці статора визначається режимом роботи нейтралі в живлячій мережі. Якщо нейтраль глухозаземлена (чотирипровідна мережа напругою до **1 кВ**), то $I_k^{(1)}$ небезпечний для пошкодженого двигуна, тому захист повинен діяти без витримки часу. Це забезпечується використанням трифазного захисту від багатофазних к.з. В мережах з ізолюваною або заземленою через ДГК нейтраллю $K^{(1)}$ безпосередньо безпечні для пошкодженого двигуна і СЕП. Вони небезпечні можливістю переходу в подвійні замикання на землю в різних точках в зв'язку з руйнуванням ізоляції. Струми можуть досягати величини струму двофазного к.з. Такі пошкодження вимикає захист від замикань на землю.

Струм виткових замикань може набагато перевищувати номінальний струм. Теплота, що виділяється в замкнених витках, нагріває магнітопровід і непошкоджені частини обмотки, далі руйнуючи ізоляцію. Рекомендується використовувати фільтровий струмовий захист або захист, який реагує на фазовий зсув між струмами двигуна.

Обрив в колах збудження СД нечастий, тому захист передбачений для потужних машин. Машина починає працювати в асинхронному режимі з ковзанням. Таке пошкодження ймовірніше для двигунів постійного струму. Якщо двигун працює з навантаженням, то він гальмується. При цьому збільшується струм якоря. Якщо двигун працює без навантаження, то сильно збільшується частота обертання ротора і він руйнується. Захист з витримкою часу для запобігання спрацювання у випадку пуску діє на вимкнення.

Спеціальний захист від замикань на землю обмотки ротора (обмотки збудження) не встановлюється, якщо СД можна оперативно вивести в ремонт. Інакше встановлюється захист від появи другого замикання на землю в колі збудження.

3.1.2 Особливі режими роботи двигунів

Усі особливі режими роботи двигунів супроводжуються протіканням надструмів в його обмотках. небезпечною є їх теплова дія, яка визначає допустимі величини і тривалість протікання надструму. Допустимий час перевантаження

$$t_{\text{пер}} = \frac{A}{K^2 - 1},$$

де A – коефіцієнт, який залежить від типу і виконання двигуна (для закритих двигунів $A = 250$, для відкритих $A = 150$); K – кратність струму перевантаження до номінального струму обмотки статора.

У випадку технологічних перевантажень двигун розвантажується без зупинки механізму або після його зупинки. Тому захист від перевантажень має витримку часу і виконується з дією на автоматичне розвантаження, сигнал або вимкнення двигуна, якщо перевантаження не зникло.

У випадку зменшення напруги зменшується момент обертання, що може призвести до зупинки двигуна. Наступне відновлення нормальної роботи (самозапуск) за збільшення напруги, супроводжується протіканням надструмів самозапуску. У випадку одночасного самозапуску багатьох двигунів початкова величина відновлювальної напруги стає меншою $(0,55 \dots 0,7)U_{\text{ном}}$, що ускладнює відновлення нормальної роботи. Для самозапуску відповідальних двигунів і запобігання несинхронного вмикання СД застосовується захист від втрати живлення (мінімальний захист напруги). Він встановлюється і якщо самозапуск недопустимий згідно з технологічними умовами або правилами техніки безпеки. Таким умовам відповідають двигуни верстатів, кранів, механізмів поточних ліній, ручних механізмів, а також електрозварювальні установки.

Надструми у випадку обриву фази виникають, якщо двигун захищається запобіжниками. Спеціальний захист від роботи на двох фазах, які перевантажені, звичайно, не встановлюється, а його функції виконує захист від перевантажень.

Надструми асинхронному режимі виникають під час перевантажень, зменшення напруги мережі і струму збудження. При цьому струм статора збільшується, а ротор і механізм терплять дію знакозмінного моменту. СД до **1 кВ** не мають спеціального захисту. Його функції виконує захист від перевантажень за струмом статора. Для СД більше **1 кВ** захист діє на пристрої, що відновлюють синхронну роботу (ресинхронізація або автоматичне розвантаження), а якщо це не можливе, то на вимкнення з повторним вмиканням. В усіх випадках – з витримкою часу. У випадку несинхронного вмикання після дії **АПВ** або **АВР** двигуни вимикаються або здійснюється ресинхронізація.

3.2 Захист двигунів напругою до 1 кВ

3.2.1 Захист від к.з.

Захист від к.з. в мережах з глухозаземленими нейтраліями виконується трифазним. Це забезпечує дію захисту у випадку одно- і багатофазних к.з. В мережах з ізольованими нейтраліями трифазним виконується лише захист запобіжниками.

Захист плавким запобіжниками виконується, як правило, окремо для кожного двигуна. Струм плавкої вставки вибирається за умовами:

$$I_{\text{вс ном}} \geq K_{\text{від}} I_{\text{д.ном}},$$

$$I_{\text{вс.ном}} \geq \frac{I_{\text{пуск}}}{K_{\text{пер}}}.$$

Перевірка чутливості виконується як і для захисту мереж до **1 кВ**.

У випадку використання автоматичних вимикачів захист від к.з. виконують електромагнітні або напівпровідникові розчіплювачі. Струм спрацювання відлагоджується від максимального пускового струму при виведених пускових опорах:

$$I_{с.р}^I = K_{від} I_{пуск\max} \quad (3.1)$$

де $K_{від} = 2$ – для електромагнітних розчіплювачів, $K_{від} = 1,5$ – для напівпровідникового розчіплювача.

Якщо чутливість до однофазних к.з. недостатня, то передбачається спеціальний захист за допомогою виносних реле. Реле струму вмикаються в кожен фазу статора безпосередньо. У випадку спрацювання хоча б одного реле розмикається відповідний контакт в колі котушки контактора і двигун вимикається. Для захисту можуть використовуватись і вторинні реле непрямої дії, які вмикаються через ТС. Під час визначення струму спрацювання реле за формулою (3.1) приймається $K_{від} = 1,3...1,5$.

Для двигунів потужністю до **2000 кВт** часто використовується однорелейна схема з реле, яке ввімкнене на різницю струмів двох фаз. Чутливість відсічки вважається достатньою якщо при к.з. на виводах коефіцієнт чутливості більше **2**. Ця умова може не виконуватися для однорелейної схеми при двофазних к.з. між фазами **АВ** або **ВС**. Для збільшення чутливості відсічка виконується двофазною дворелейною.

3.2.2 Захист від перевантажень

Захист від перевантажень виконується струмовим або температурним. У випадку короткочасних перевантажень захист не повинен працювати, тому він має витримку часу. Цей захист встановлюється, коли можливе технологічне перевантаження механізмів або коли необхідно обмежити тривалість пуску, або самозапуску за зменшення напруги.

Струмовий захист з використанням електромагнітних реле має одне реле, оскільки перевантаження симетричне. Якщо захист від перевантажень повинен вимикати двигуни і при обриві фази, то він виконується двофазним. Двофазне виконання обов'язкове якщо захист від к.з. виконується запобіжниками. Захист можна зробити чутливішим, якщо використовується вторинні реле непрямої дії з великим коефіцієнтом повернення. Струм спрацювання захисту вибирається з умови неспрацювання за нормальних режимів роботи:

$$I_{c.з} \geq \frac{K_{\text{від}} I_{\text{д.ном}}}{K_{\Pi}} \quad (3.2)$$

і у випадку спрацювання за важких пусків:

$$I_{c.з} \leq 0,75 I_{\text{пуск}}, \quad (3.3)$$

де $K_{\text{від}} = 1,1 \dots 1,2$; $K_{\Pi} = 0,8$.

Витримка часу приймається більшою, ніж час нормального пуску і не менше **3 с**.

Для визначення струму спрацювання напівпровідникового розчіплювача автоматичного вимикача використовуються формули (3.2) і (3.3).

При цьому захист вважається ефективним, якщо виконується умова:

$$I_{c.p} \leq (1,2 \dots 1,4) I_{\text{д.ном}}. \quad (3.4)$$

Напівпровідникові розчіплювачі автоматичних вимикачів серії **ВА** і **A3700** мають регульовану витримку часу **від 4 до 16 секунд** при 6-ти кратному струмі розчіплювача. Це забезпечує не дію захисту за нормального пускового режиму.

Тепловий розчіплювач забезпечує найкращий захист, якщо:

$$I_{p.ном} = I_{\text{д.ном}}.$$

Для нього $K_{\Pi} = 1$, тому

$$I_{c.p} = K_{\text{від}}^{\text{III}} I_{p.ном} = K_{\text{від}}^{\text{III}} I_{\text{д.ном}}.$$

Відношення $K_{\text{від}}^{\text{III}} = \frac{I_{c.p}^{\text{III}}}{I_{p.ном}}$ встановлюється заводом виробником.

У ряді випадків не можливо встановити необхідний струм спрацювання струмової відсічки комбінованого розчіплювача, тому його номінальний струм збільшується і захист від перевантажень стає мало ефективним. Витримка часу теплових розчіплювачів не регулюється і становить **8-20 секунд**, залежно від номінального струму розчіплювача.

Струмовий захист електротепловими реле, вбудованими в магнітні пускачі, використовуються, якщо двигун вмикається пускачем. Електротеплове реле вмикається в фазу статора безпосередньо, а для потужних двигунів – через ТС.

Щоб використати електротеплове реле для захисту двигуна від роботи на двох фазах, магнітний пускач має два реле. При обриві фази двигун вимикається через деякий час. За допомогою теплових реле найкраще захищаються двигуни тривалого режиму роботи.

Номінальний струм електротеплового реле $I_{р. ном}$ і його змінного нагрівача $I_{наг. ном}$ вибирають за умовами:

$$I_{р. ном} \geq I_{наг. ном} \approx \frac{I_{д.ном}}{K_1}.$$

Для реле, що відлагоджується, номінальний струм уставки визначається аналогічно:

$$I_{уст. ном} \geq I_{наг. ном} \approx \frac{I_{д.ном}}{K_1}.$$

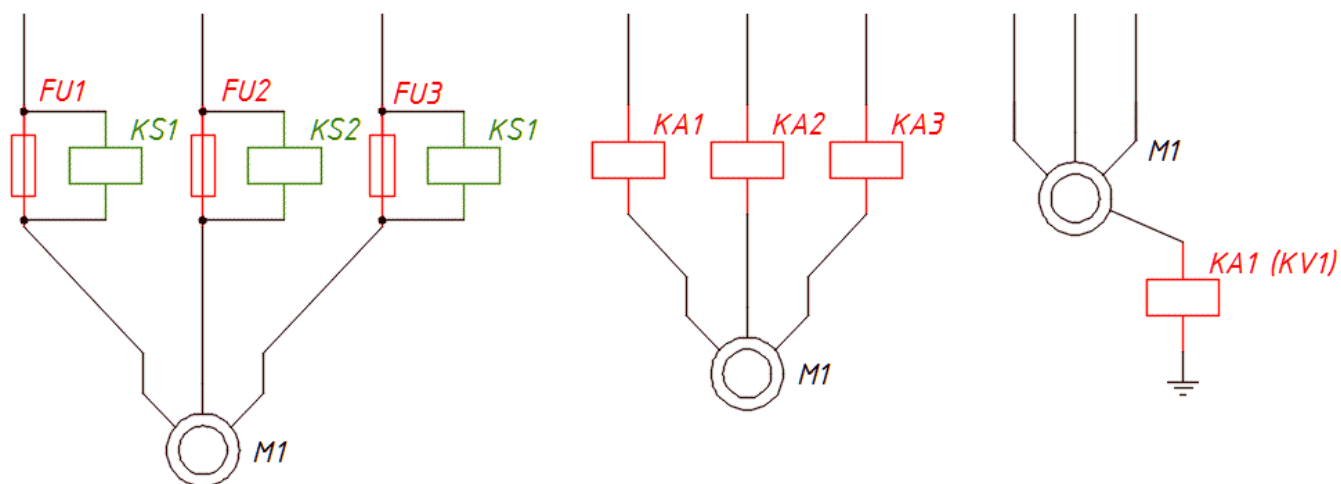
При к.з. нагрівач реле може перегоріти раніше, ніж реле вимкне двигун. Тому теплові реле встановлюються лише за наявності швидкодіючого захисту від к.з.

Температурний захист використовує вимірні перетворювачі нагріву обмоток двигуна: температурні реле і терморезистори, які вбудовані в лобові частини обмотки статора. Температурне реле безпосередньо контролює температуру обмоток. Цим досягається краще узгодження захисної характеристики з тепловою, перевантажувальною характеристикою двигуна. В аварійних режимах, коли температура обмоток досягає встановленої величини, біметалічний елемент розмикає свої контакти, а опір позистора сильно збільшується. Тоді струм в обмотці виконавчого елемента зменшується і він повертається в вихідне положення, розмикаючи коло котушки контактора.

В СЕП до 1 кВ обрив нульового проводу не допускається, оскільки при цьому порушується зв'язок між корпусом обладнання і заземленою нейтраллю, що може призвести до ураження людини струмом. Позистори вмикаються в коло захисту між фазою і нулем. Тому при обриві нульового проводу напруга на обмотці реле зникає і двигун вимикається.

3.2.3 Захист від обриву фази

При перегорянні запобіжника на одному з реле контролю обриву фази **KS** з'являється напруга. Реле спрацьовує і розмикаючим контактом розриває коло живлення магнітного пускача або контактора.



Струм спрацювання реле струму **KA1...KA3** вибирається за номінальним струмом двигуна, а струм повернення приймається меншим ніж струм неробочого ходу. При обриві фази реле, яке ввімкнене в фазу, що обірвана, повертається і нормально замкненим контактом, подає живлення на реле часу, яке через деяку витримку часу знімає напругу з котушки магнітного пускача.

У випадку обриву фази з'являється напруга зміщення нейтралі обмотки статора відносно землі. Через реле струму або напруги протікає струм, і воно контактом розмикає коло самовтримання котушки магнітного пускача. Параметри спрацювання реле:

$$U_{c.p} = 0,3 U_{ном},$$

$$I_{c.p} = 0,3 I_{д.ном}.$$

За такою схемою можна вмикати і обмотку максимального розчіплювача, якщо двигун вмикається через автоматичний вимикач. За наявності температурного захисту спеціальний захист від обриву фази вимагає обґрунтування, і встановлюється для відповідальних двигунів.

3.2.4 Мінімальний захист напруги

Цей захист встановлюється для забезпечення самозапуску відповідальних двигунів (він вмикає невідповідальні двигуни), для запобігання не синхронного

вмикання синхронних двигунів і якщо самозапуск не допускається згідно умов технологічного процесу або техніки безпеки (він встановлюється на верстатах, кранах, механізмах поточних ліній, електроустановок, ручних механізмах і інструментах). Мінімальний захист напруги встановлюється, якщо двигун вмикається автоматичними вимикачами, контактором або магнітним пускачем.

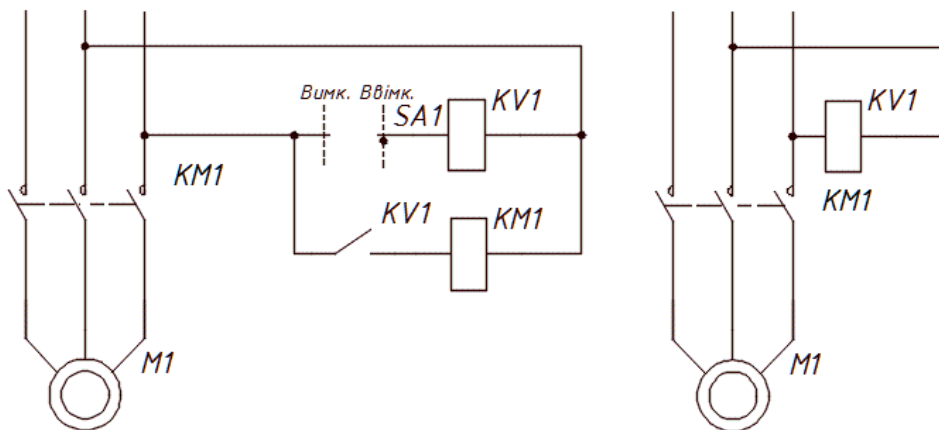


Рисунок 3.1

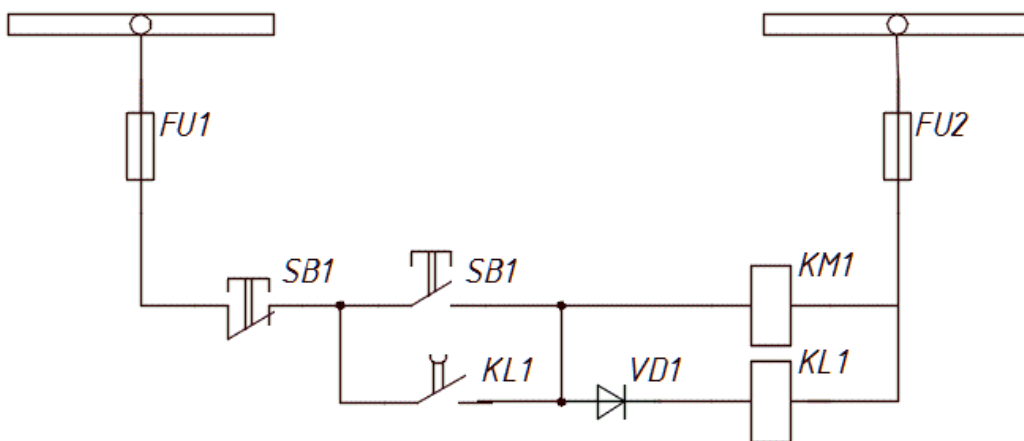


Рисунок 3.3

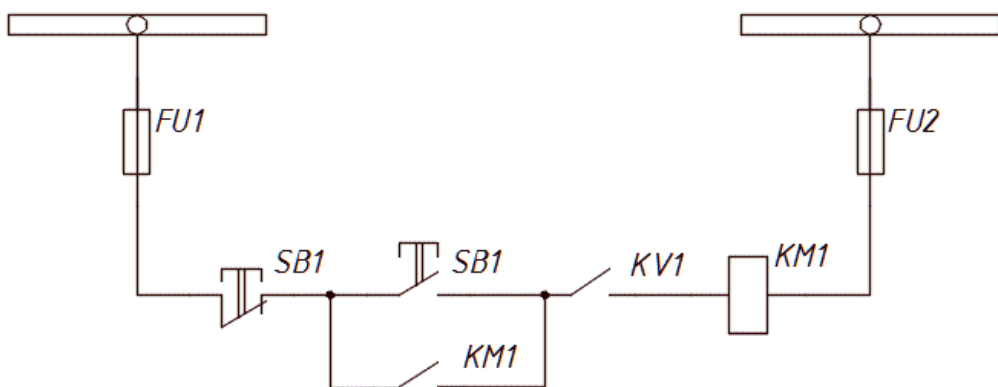


Рисунок 3.2

У випадку використання магнітних пускачів і контакторів додаткове реле не потрібне, оскільки схема керування вже містить елементи мінімального захисту напруги: при зменшенні напруги на котушці магнітного пускача він повертається у вихідне положення, розмикаючи свої контакти. При відновленні напруги пускач автоматично ввімкнутись не може, для цього необхідно ввімкнути кнопочний вимикач.

Якщо в колах керування використовується ключ SA з фіксованими положеннями (рис. 3.1) або коло керування, ввімкнене на незалежне джерело живлення (рис. 3.2), тоді використовується реле напруги, яке розмикає коло втримання котушки контактора КМ при напрузі $(0,25...0,7) U_{ном}$. При чому на схемі рис. 3.1 контактор після відновлення живлення автоматично вмикається, здійснюючи АПВ двигуна. Для відповідальних двигунів схеми виконуються так, що повторне вмикання двигуна допускається, якщо напруга відновиться протягом заданого часу (рис. 3.3.).

3.3 Пристрої автоматики двигунів напругою до 1 кВ

Деякі схеми мінімального захисту напруги одночасно виконують функцію пристрою АПВ, оскільки допускають повторне вмикання двигунів у випадку відновлення напруги. Тому такі схеми часто називають схемами АПВ двигуна. Схема на рис. 3.1. називається схемою АПВ постійної дії, а на рис. 3.3. зображена схема АПВ з дією протягом заданого часу. Якщо згідно з умовою технологічного процесу необхідне введення резервного двигуна, то схему АВР виконують на контакторах або магнітних пускачах, так само як для АВР в мережах до 1 кВ.

Існують комбіновані схеми АПВ і АВР двигунів низької напруги. Дія того чи іншого пристрою залежить від часу порушення електропостачання. Якщо порушення менше 1,3 с, то буде здійснюватися АПВ; а якщо порушення більше 1,3 с – то автоматичне введення резервного двигуна. Якщо робочий двигун вимкнувся від захисту, то відбувається лише автоматичне введення резервного двигуна.

3.4 Захист асинхронних двигунів вище 1 кВ

3.4.1 Захист від к.з.

Захист плавкими запобіжниками використовується аналогічно захисту низьковольтних двигунів.

Струмова відсічка без витримки часу встановлюється на двигунах потужністю до **5000 кВт**, причому для двигунів до **2000 кВт** вона виконується однорелейною з вмиканням реле на різницю струмів двох фаз. Якщо коефіцієнт чутливості менше **2** при двофазному к.з. на виводах обмотки статора або якщо привод вимикача має два реле струму прямої дії, то застосовується дворелейна струмова відсічка, яка є обов'язковою для двигунів потужністю **більше 2000 кВт**. Якщо на цих двигунах відсутній захист від однофазних замикань на землю, то їх вимкнення при подвійних замиканнях на землю виконує струмова відсічка. В такому випадку вона використовується трифазною трирелейною.

Для зменшення навантаження на контакти реле струму використовують проміжні насичувальні ТС або проміжні реле.

Струм спрацювання реле визначається за формулою:

$$I_{c.p} = \frac{K_{від} K_{сх} I_{пускmax}}{K_1},$$

де $K_{від} = 2...2,5$ для реле прямої дії; $K_{від} = 1,8...2$ для електромагнітного елемента індукційних реле **РТ-80**; $K_{від} = 1,4...1,5$ для **РТ-40**.

Повздовжній диференційний захист встановлюється на двигунах потужністю **більше 5000 кВт** і менших, якщо струмова відсічка не чутлива. Для спрощення захист виконується двофазним. В трифазному виконанні він використовується для двигунів потужністю **більше 5000 кВт**, які не мають швидко діючого захисту від замикань на землю. ТС однієї групи встановлюється зі сторони шинних виводів біля вимикача так, що в зону дії захисту входили з'єднання вимикача з двигуном. ТС другої групи встановлюється зі сторони нейтралі. ТС вибираються з однаковими K_1 , що забезпечує рівність вторинних струмів в нормальному режимі. Захисне заземлення вторинних кіл ТС виконується спільним в одному місці біля реле.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з} = K_{від} I_{д.ном},$$

де $K_{від} = 1,4 \dots 2$.

Для збільшення чутливості захист доцільно виконувати на реле з гальмуванням. Реле ДЗТ–11 дозволяє прийняти $K_{від} = 0,75 \dots 1,4$. Тому перевагу слід надавати схемам з гальмуванням.

3.4.2 Захист від перевантажень

Захист від перевантажень передбачається на двигунах, для яких можливе перевантаження за технологічними умовами, а також на двигунах з особливо важкими умовами пуску і самозапуску тривалістю **20 с і більше**. Перевантаження є симетричним режимом, тому захист виконується одним реле, ввімкненим у будь-яку фазу двигуна. Витримка часу відлагоджується від тривалості пуску двигуна в нормальному режимі і самозапуску після дії пристроїв АПВ і АВР. Захист від перевантажень звичайно виконується індукційним елементом реле **РТ-80**. Таким чином за допомогою одного реле **РТ-80** здійснюється двоступеневий струмовий захист. Кількість реле і схеми їх з'єднань визначаються вимогами до СВ. Для дії захисту від перевантажень на сигнал використовується реле **РТ-84** з розділеними контактами його елементів. Вимкнення двигуна допускається за важких умов пуску або самозапуску, коли неможливе своєчасне розвантаження двигуна без зупинки або якщо немає постійно чергового персоналу.

Струм спрацювання реле вибирається за умов:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{від} I_{д.ном}}{K_{п}},$$

$$I_{с.з} \leq 0,75 I_{пуск},$$

де $K_{від} = 1,1 \dots 1,2$; $K_{п} = 0,8$.

Неспрацювання захисту в нормальних режимах пуску забезпечується витримкою часу **10...15 с** у незалежній частині характеристики.

3.4.3 Захист від замикань на землю

Захист від замикань на землю виконується вмиканням реле до однострансформаторного фільтра струму нульової послідовності. Якщо двигун вмикається більше ніж трьома кабелями, то використовується трансформатор струму нульової послідовності з підмагнічуванням. Схеми виконуються аналогічно схемам захисту ліній.

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з} = K_{від} I_{0д},$$

$$I_{0д} = 3 \omega C_d U_{ном.ф}, A,$$

де $U_{ном.ф}$ – номінальна фазна напруга двигуна, В; C_d – ємність фази двигуна, Ф.

Орієнтовно ємність фази двигуна можна визначити:

для неявнополюсних СД, і АД з короткозамкненим ротором:

$$C_d = \frac{0,0187S_{д.ном}}{1,2\sqrt{U_{д.ном}(1+0,08U_{д.ном})}} \cdot 10^{-6},$$

де $S_{д.ном}$ – номінальна потужність двигуна, МВА; $U_{ном}$ – номінальна лінійна напруга, кВ;

для інших двигунів:

$$C_d = \frac{40S_{д.ном}^{3/4}}{3(U_{д.ном} + 3600)n_{д.ном}^{1/3}} \cdot 10^{-6},$$

де $S_{д.ном}$ – номінальна потужність двигуна, кВА; $U_{ном}$ – номінальна лінійна напруга, В; $n_{д.ном}$ – номінальна частота обертання ротора, об/хв.

Захист виконується без витримки часу, а відлагодження від струмів перехідних процесів забезпечується вибором $K_{від}$. Струм спрацювання при цьому не повинен перевищувати **10 А** для двигунів потужністю до **2000 кВт** і **5 А** для двигунів потужністю **понад 2000 кВт**. Якщо ці вимоги не забезпечуються, то захист виконують з витримкою часу і додатково вводиться реле струму з первинним струмом спрацювання **50...100 А** для вимкнення подвійних замикань на землю без витримки часу.

Для виконання захисту двигунів потужністю до **2000 кВт**, як правило, використовують реле **РТ-40/0,2**. На двигунах більшої потужності –

напівпровідникове реле струму **РТЗ-51**. За недостатньої чутливості струмових захистів використовують струмовий направлений захист **ЗЗП-1**.

3.4.4 Мінімальний захист напруги

Мінімальний захист напруги в загальному випадку виконується двоступеневим. Перший ступінь призначена для полегшення самозапуску відповідальних двигунів. Вона вимикає двигуни невідповідальних механізмів. Напруга спрацювання:

$$U_{c.з}^I = 0,7U_{ном}.$$

Витримка часу приймається на ступінь селективності більшою, ніж час дії швидкодіючих захистів від багатофазних к.з.

$$t_{c.з}^I = 0,5...1,5 \text{ с.}$$

Другий ступінь вимикає частину двигунів відповідальних механізмів, самозапуск яких недопустимий згідно з умовами техніки безпеки або особливостей технологічного процесу:

$$U_{c.з}^{II} = 0,5U_{ном}.$$

Витримка часу $t_{c.з}^{II} = 10...15 \text{ с.}$

Схеми мінімального захисту напруги виконуються так, щоб виключити їх невірну дію у випадку порушень у вторинних колах ТН.

Найпростіша однорелейна схема застосовується лише у випадку використання реле прямої дії **РНВ**. Мінімальний захист напруги з реле непрямої дії виконується звичайно груповим, тобто діє на вимкнення групи двигунів. Найпростіша і найнадійніша схема з одним реле на кожній ступені, яке ввімкнене на міжфазну напругу. Надійніша схема з двома реле, які живляться від різних міжфазних напруг одного ТН, а також трирелейні.

3.5 Пристрої автоматики асинхронних двигунів вище 1 кВ

Пристрій **АПВ** передбачений на відповідальних двигунах, які вимикаються мінімальним захистом напруги для забезпечення самозапуску інших

відповідальних двигунів. Пристрій починає діяти за дії мінімального захисту напруги. Після відновлення напруги до $(0,8...0,9)U_{ном}$ реле напруги запускає реле часу. Індивідуальне АПВ двигунів можна виконувати із застосуванням реле РПВ–358 і додаткового реле, яке контролює наявність напруги на шинах живлення.

Пристрій АВР вводить у роботу резервний механізм. Він діє не лише за вимкнення двигуна основного механізму, але і за недопустимого відхилення параметрів технологічного процесу. Резервний двигун запускається лише від пристрою АВР і має дистанційне та місцеве керування зупиненням. Важливою умовою є забезпечення одноразової дії АВР.

3.6 Захист синхронних двигунів вище 1 кВ

Релейний захист СД передбачається такий самий, що і для АД. За наявністю пристрою АГП захисти, що діють на вимкнення двигуна, повинні діяти і на АГП.

Струм спрацювання СВ відлагоджується від надперехідного струму двигуна в точці трифазного к.з. на шинах, до яких він ввімкнений:

$$I_{с.р} = \frac{K_{від} K_{сх} I''_д}{K_I},$$

$$I''_д = \frac{E''_{*q}}{X''_{*d}} I_{д.ном},$$

де E''_{*q} і X''_{*d} – надперехідні поперечна ЕРС і поздовжній опір двигуна.

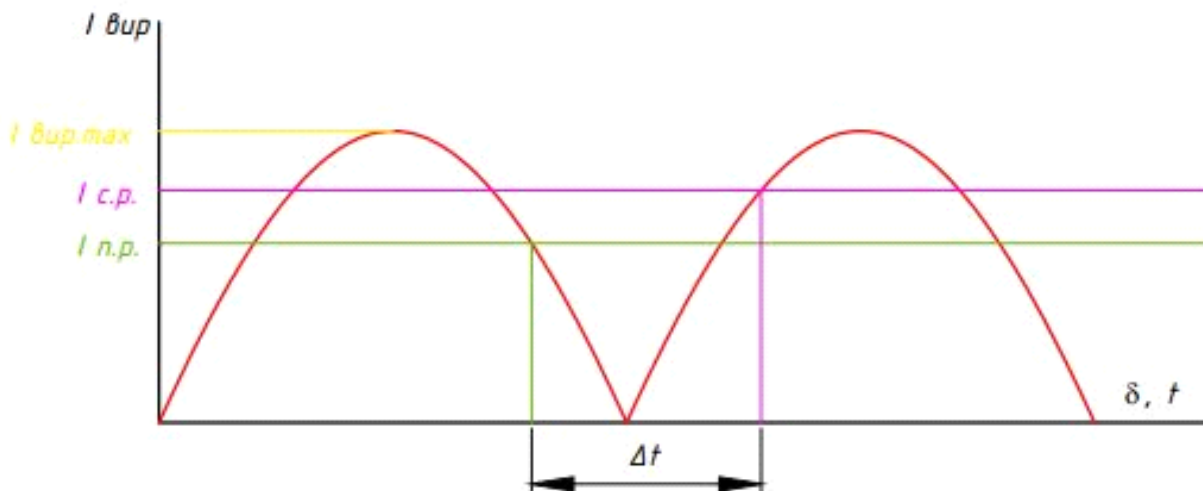
Якщо двигун під'єднаний до шин через постійно ввімкнений реактор, то необхідно врахувати його опір.

Під час вибору струму спрацювання поздовжнього диференційного захисту необхідно виключити його дію не лише у випадку пуску двигуна, але й зовнішніх к.з., враховуючи максимальний розрахунковий струм небалансу:

$$I_{нб.розр\max} = \frac{K_{ан} K_{одн} \varepsilon I''_д}{100 K_I}.$$

Захист від втрати живлення передбачається, якщо після втрати живлення і

дії пристроїв АПВ в АВР СД вмикається несинхронно. Струм несинхронного вмикання може набагато перевищувати величину пускового струму, тому таке вмикання не завжди допускається згідно з умовою запобігання пошкодження двигуна. Крім того, у випадку несинхронного вмикання збудженого СД



зменшується ймовірність його ресинхронізації. Тому за втрати живлення може виникнути необхідність вимкнути двигун або зняти з нього збудження з наступною ресинхронізацією. Це виконує перший ступінь мінімального захисту напруги для запобігання несинхронного вмикання СД на мережу. Другий ступінь вимикає двигун, якщо самозапуск з повним навантаженням, навіть у випадку використання ресинхронізації, неможливий.

Захист від втрати живлення виконують за допомогою реле, яке реагує на збільшення струму в обмотці статора; пристрою, який реагує на появу змінного струму в обмотці ротора; пристрою, який діє за принципом відрахування кількості електричних поворотів ротора за асинхронного режиму.

Захист, що реагує на збільшення струму, виконують однофазним. Струм спрацювання:

$$I_{с.з} = (1,3...1,4)I_{д. ном.}$$

У випадку асинхронного режиму в обмотці статора проходить вирівнювальний струм. Цей струм періодично розмикатиме контакти і в межах кожного циклу биття тримає їх розімкненими протягом Δt . Для забезпечення подавання напруги на обмотки реле часу вводиться проміжне реле із сповільненням при поверненні 8...10 с.

Для СД із відношенням короткого замикання **більше 1** можна використовувати захист із залежною характеристикою витримки часу. Під час виникнення асинхронного режиму реле **РТ-80**, яке має великий час повернення, не встигає повернутись за Δt і після кількох періодів биття струму статора спрацює. Струм спрацювання для нього:

$$I_{с.з} \leq \frac{I_{\text{вирmax}}}{2..3} = \frac{2U_{\text{мер}}}{2..3(X'_c + X'_d)}$$

Функції захисту від асинхронного режиму може виконувати захист від перевантажень.

Для виконання ресинхронізації необхідно:

- 1) зняти з СД збудження;
- 2) перевести його в асинхронний режим;
- 3) подати збудження після досягнення ротором підсинхронної частоти обертання.

Ці захисти можуть невірні спрацювати за різкозмінного навантаження на валу. Запропонований захист, який реагує на зміну кута між векторами струму і напруги статора. В нормальному режимі, якщо двигун споживає струм з мережі, струм СД випереджує напругу. У випадку асинхронного режиму струм відстає від напруги.

3.7 Пристрої автоматики асинхронних двигунів вище 1 кВ

Під час дії пристроїв **АПВ** і **АВР** відбувається несинхронне вмикання СД, яке супроводжується струмами, що можуть значно перевищувати пусковий струм. Тому перед вмиканням двигуна частково гаситься його поле, щоб напруга на виводах не перевищувала $(0,5...0,6)U_{\text{ном}}$. Дія пристроїв **АПВ** і **АВР** погоджується з дією захисту від втрати живлення.

Завданням пристрою **АРЗ** є підтримання заданої напруги на шинах підстанції і забезпечення постійної генерованої реактивної потужності, коефіцієнта потужності.

Для синхронних приводів з неперервно змінним реактивним навантаженням регулювання здійснюється за струмом навантаження з корекцією за напругою і коефіцієнтом потужності, а також автоматичне обмеження збудження, якщо напруга ротора або струм статора досягають максимально допустимих величин.

Якщо СЕП має великий дефіцит реактивної потужності, а живлячі лінії мають обмежену пропускну здатність, то **АРЗ** здійснюється за постійністю напруги на шинах живлячої підстанції з обмеженням за максимальним і мінімальним струмом ротора.

Для двигунів, що працюють з навантаженням, яке повільно змінюється, можливе застосування АРЗ, яке забезпечує стабільний коефіцієнт потужності. Цей закон регулювання доцільний для СД малої і середньої потужності, коли сумарна встановлена потужність співмірна зі встановленою потужністю підприємства.

4 ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ СИСТЕМИ В ЕЛЕКТРОПРИВОДІ

4.1 Загальні відомості про інтелектуальні системи в електроприводі

Інтелектуальними системами в електроприводі є перетворювачі частоти (ПЧ) – силові перетворювачі електричної енергії, вхід якого підключений до мережі живлення з нерегульованими значеннями напруги U_1 і частоти f_1 , а на виході забезпечуються регульовані значення напруги U_2 (чи струму I_2) і частоти f_2 залежно від завдання чи керуючих сигналів U_k (рис. 4.1).

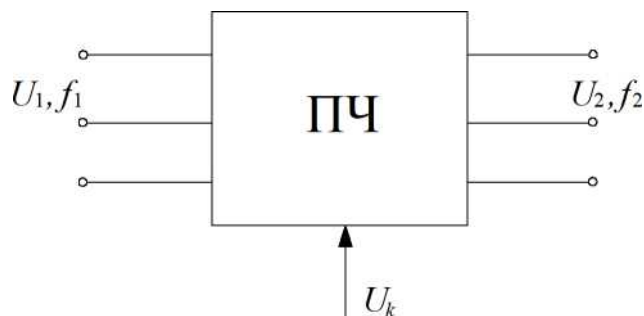


Рисунок 4.1 – Перетворювач частоти в електроприводі

Використання ПЧ забезпечує економічні способи регулювання швидкості і моменту електродвигунів змінного струму. Залежно від типу електропривода ПЧ може бути підключеним між мережею живлення та обмоткою статора двигуна (частотно-керований ЕП, рис. 4.2, а), або між роторною обмоткою двигуна та мережею живлення (наприклад, в ЕП з машиною подвійного живлення, як це показано на рис. 4.2, б). Таке включення дозволяє зменшити встановлену потужність ПЧ, проте вимагає використання електродвигуна з фазним ротором.

Схема будь-якого перетворювача частоти складається із силової та керуючої частин. Силова частина виконана на тиристорах чи транзисторах, які працюють у режимі електронних ключів. Керуюча частина виконується з використанням цифрових мікропроцесорів і забезпечує керування силовими електронними ключами, а також розв'язання великої кількості допоміжних задач (контроль, діагностика, захист).

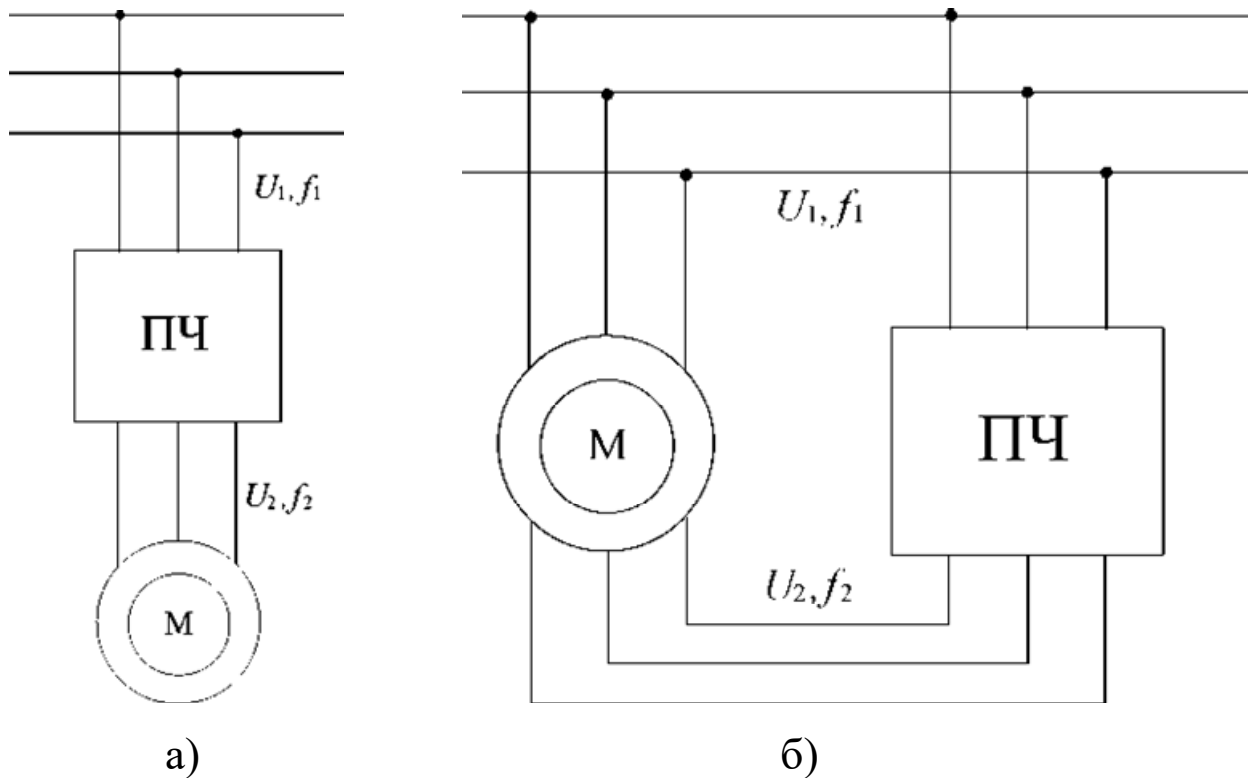


Рисунок 4.2 – Можливі схеми підключення перетворювачів:

а – між мережею живлення та статорною обмоткою;

б – між роторною обмоткою та мережею живлення

4.2 Класифікація перетворювачів частоти

На рис. 4.3 наведено умовну класифікацію перетворювачів частоти, у якій виділено чотири класифікаційні ознаки.

Залежно від величини номінальної напруги перетворювачі бувають низьковольтними (220 В, 380 В, 660 В) і високовольтними (1140 В, 3 кВ, 6 кВ, 10 кВ).

Розрізняють два основні принципи керування перетворювачами частоти - скалярне і векторне.

При скалярному керуванні відбувається формування фазних напруг на основі заданих значень амплітуди і частоти, які отримуються шляхом широтно-імпульсної модуляції (ШІМ).

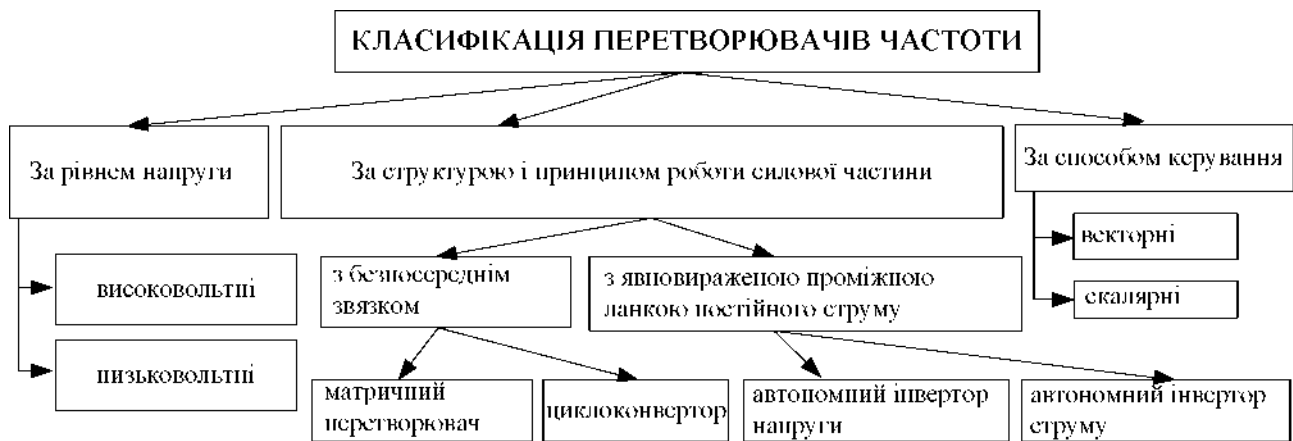


Рисунок 4.3 – Класифікація перетворювачів частоти

Скалярне керування забезпечує постійну перевантажувальну здатність електропривода незалежно від частоти напруги, проте має місце зниження моменту, що створюється двигуном, при низьких частотах (при $f < 0,1f_n$). Максимальний діапазон регулювання швидкості обертання ротора при незмінному моменті опору для ЕП зі скалярним керуванням досягає 1:10. Розширення діапазону здійснюється за рахунок IR або IZ компенсації (Boost).

Даний принцип є найбільш простим способом реалізації частотного керування і використовується для привода механізмів, які не висувають високих вимог до якості регулювання швидкості. У першу чергу, це стосується електроприводів насосів, вентиляторів, компресорів. Даний клас механізмів має широку потенційну здатність енерго- і ресурсозбереження, які успішно реалізуються при впровадженні вказаного типу перетворювачів.

Недоліками скалярного керування без зворотних зв'язків (при законі керування $U/f = \text{const}$) є: низька якість регулювання швидкості як керуючої, так і збудованої дії; відсутність режиму роботи на упор, тобто при надмірних моментах навантаження привод вимикається під дією струмового захисту; важко реалізувати керування поточозчепленням у функції моменту двигуна.

Для реалізації більш складних законів керування використовуються замкнені системи регулювання з різними зворотними зв'язками. Скалярні закони керування значно спрощуються, якщо здійснювати регулювання струму статора, а не напруги. Така система електропривода порівняно із частотним скалярним керуванням напруги статора має значно кращі динамічні показники та статичні характеристики, забезпечує обмеження моменту двигуна на заданому рівні,

незалежно від швидкості двигуна. Основними недоліками скалярного частотно-струмового керування є:

- втрата контролю за моментом двигуна в перехідному режимі через велику інерційність контуру регулювання;
- забезпечення незмінності магнітного потоку для статичного режиму роботи у зв'язку з формуванням струму статора у функції абсолютного ковзання;
- усереднення відображення системи трифазних струмів у зв'язку з контролем струму статора постійним випрямленим струмом.

До другого принципу систем керування належить система векторного керування, яка забезпечує характеристики асинхронного двигуна близькі до регульованого електропривода постійного струму. Ці властивості системи досягаються за рахунок розділення каналів регулювання потокощеплення і швидкості обертання електродвигуна, що неможливо при використанні скалярного керування.

На сьогодні сформувалося два основні класи систем векторного керування – бездатчикові системи (без датчика швидкості на валу двигуна) і системи зі зворотним зв'язком за швидкістю. Вибір того чи іншого методу векторного керування визначається галуззю використання електропривода. При невеликих діапазонах зміни швидкості (не більше 1:100) і вимогах до точності не більше $\pm 0,5$ % використовують бездатчикове векторне керування. Якщо швидкість обертання вала змінюється в широких межах (до 1:10000 і вище) і висуваються вимоги до високої точності підтримки швидкості обертання (до $\pm 0,02$ % при частотах обертання менше 1 Гц) або якщо необхідне позиціонування вала, а також за необхідності регулювання моменту на валу двигуна на дуже низьких частотах обертання, використовують методи векторного керування зі зворотним зв'язком за швидкістю.

Використання векторного керування має наступні переваги:

- висока точність регулювання швидкості;
- плавне, без ривків, обертання двигуна в області малих частот;
- здатність забезпечення номінального моменту на валу при нульовій швидкості (за наявності датчика швидкості);

- швидка реакція на зміну навантаження: при різких стрибках навантаження практично не відбуваються стрибки швидкості;

- забезпечення такого режиму роботи двигуна, при якому знижуються втрати на нагрівання і намагнічування, підвищення КПД.

Залежно від структури і принципу роботи силової частини розрізняють два класи перетворювачів частоти:

- з явно вираженою проміжною ланкою постійного струму;
- з безпосереднім зв'язком (без проміжної кола постійного струму).

Кожен із класів перетворювачів має свої переваги і недоліки, які визначають галузь раціонального їх використання.

Перетворювач частоти з безпосереднім зв'язком являє собою керований випрямляч, виконаний на базі тиристорів. Система керування по чергово відкриває групи тиристорів і підключає обмотки статора двигуна до мережі живлення.

Таким чином, вихідна напруга перетворювача формується із «вирізаних» ділянок синусоїди вхідної напруги. На рис. 4.4 показано приклад формування вихідної напруги для однієї з фаз навантаження. На вході перетворювача отримується трифазна синусоїдальна напруга U_a , U_b , U_c . Напруга на виході $U_{\text{вих}}$ має несинусоїдну «пилоподібну» форму, яку умовно можливо апроксимувати синусоїдою (товста лінія).

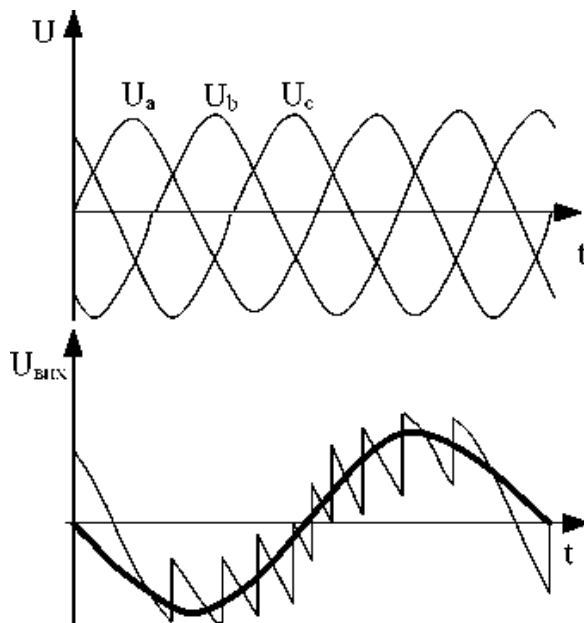


Рисунок 4.4 – Приклад формування вихідної напруги для однієї з фаз навантаження для ПЧ з безпосереднім зв'язком

«Різана» синусоїда на виході перетворювача є джерелом вищих гармонік, які викликають додаткові втрати в електричному двигуні, перегрівання електричної машини, зниження моменту, перешкоди в мережі живлення. Використання компенсуючих пристроїв призводить до підвищення вартості, маси, габаритів, зниження ККД системи в цілому.

Проте перетворювачі з безпосереднім зв'язком мають також і переваги:

- практично найвищий ККД відносно інших перетворювачів (до 98 %);
- здатність працювати з високими напругами і струмами, тобто використання їх у потужних високовольтних електроприводах;
- відносно невисока вартість, не дивлячись на підвищення абсолютної вартості за рахунок схем керування і додаткового обладнання.

До даного виду перетворювачів належать циклоконвертори і матричні перетворювачі.

Циклоконвертор містить реверсивні тиристорні перетворювачі, які об'єднанні так, що на виході формується трифазна система випрямлених напруг, середнє значення яких змінюється за синусоїдальним законом. Вихідна частота основної гармоніки може змінюватися майже від нульового значення до 20...25 Гц. Обмеження верхнього значення для вихідної частоти зумовлене необхідністю обмеження впливу низькочастотних гармонік напруги на роботу електричної машини. Схему циклоконвертора наведено на рис. 4.5, де ключі К1-К3 працюють у режимі ключів безпосереднього перетворювача із циклічним керуванням і широтно-імпульсним регулюванням. Енергія струму накопичувального дроселя L циклоконвертора передається «порціями» через ключ К4 у накопичувальний конденсатор, забезпечуючи підвищення вихідної напруги порівняно з вхідною.

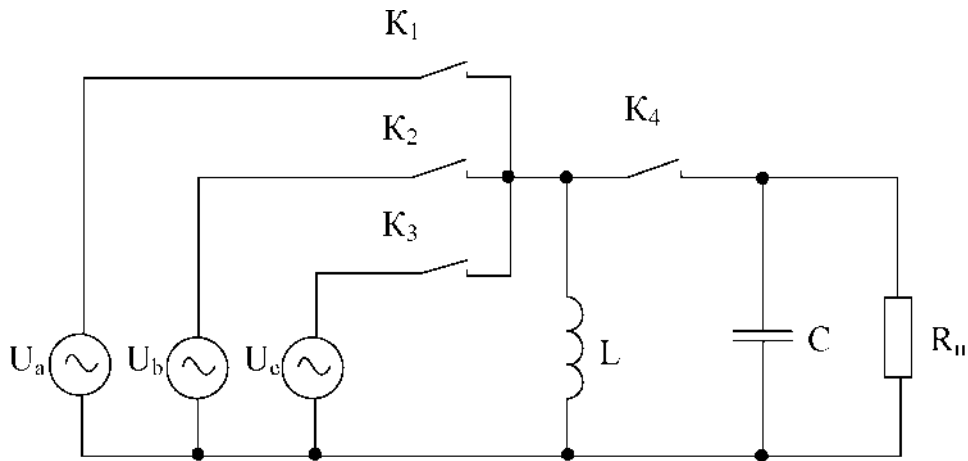


Рисунок 4.5 – Структурна схема циклоконвертора

Циклоконвертор є засобом одержання дуже низьких частот для електроприводів механізмів великої потужності, які потребують низьких значень швидкості. Високий рівень і різноманітність гармонік вихідної напруги та вхідних струмів, особливо наявність гармонік низької частоти, робить неможливим їхню фільтрацію з усіма впливаючими звідси негативними наслідками.

Матричний перетворювач – універсальний перетворювач електричної енергії, що дозволяє забезпечити будь-які перетворення між двома системами. На рис. 4.6, а наведено схему матричного перетворювача, ключі якого є повністю керованими симетричними двонапрямленими ключами (рис. 4.6, б). У схемі передбачається здатність приєднувати будь-яку фазу на виході до будь-якої фази на вході. Також є здатність закорочування всіх фаз на виході (нульова напруга). Для формування вихідної напруги необхідної величини потрібно підключитися до фази з найближчим рівнем напруги. Завжди існують два рівня необхідного знака та один нульового рівня.

Головним недоліком матричних перетворювачів є необхідність розриву струму в індуктивних колах.

Основні переваги матричного перетворювача:

- однократне перетворення електроенергії;
- відсутність кола постійного струму;
- двосторонній обмін енергією між мережею живлення і двигуном;
- чотириквadrантний режим роботи електродвигуна;
- вхідний струм близький до синусоїди;

- керований коефіцієнт потужності близький до одиниці.

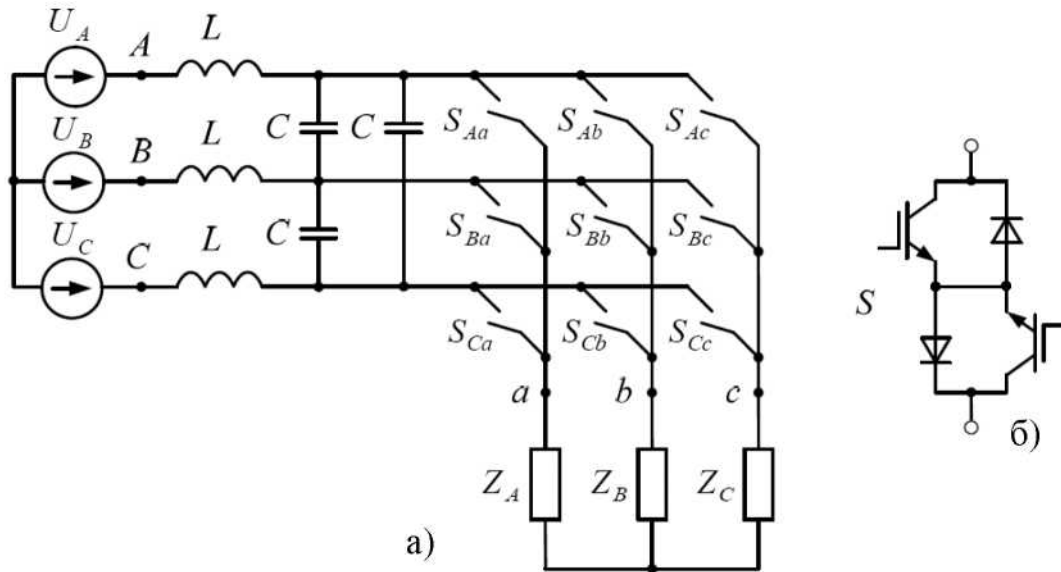


Рисунок 4.6 – Структурна схема матричного перетворювача частоти (а) і схема симетричного двонаправленого ключа (б)

Дані перетворювачі частоти використовуються для машин подвійного живлення вітрогенераторів, в електронних системах стабілізації частоти при змінній швидкості вала, у високодинамічних електроприводах з рекуперацією енергії гальмування в мережу живлення.

У перетворювачах частоти з проміжною ланкою постійного струму використовується подвійне перетворення електричної енергії: вхідна синусоїдальна напруга з постійною амплітудою та частотою вирівнюється, фільтрується, згладжується, а потім знову перетворюється інвертором на змінну напругу змінної частоти і амплітуди. Подвійне перетворення енергії призводить до зниження ККД і погіршення масо-габаритних показників відносно перетворювачів з безпосереднім зв'язком.

Основні вимоги до частотного керування електричних машин змінного струму:

- формування квазисинусної напруги чи струму в широкому діапазоні вихідної частоти;
- регулювання вихідної напруги чи струму відповідно до прийнятої стратегії частотного керування;
- забезпечення чотириквadrантного режиму роботи двигуна;

- обмеження по можливості впливу гармонік вхідних струмів на мережу і вихідних струмів на роботу двигуна.

Існують два типи перетворювачів з проміжною ланкою постійного струму: ПЧ з автономним інвертором напруги (АІН) і автономним інвертором струму (АІС). Перший тип перетворювачів має властивості джерела напруги, який формує на виході періодичну криву напруги, а форма струму визначається властивостями навантаження. Інший тип перетворювачів забезпечує на виході деяку, наперед задану форму струму, а напруга залежить від властивостей навантаження.

Перетворювачі частоти з автономними інверторами складаються з трьох силових блоків: керованого чи некерованого випрямляча $UZ1$, силового фільтра Φ (типу C чи LC) в ланці постійного струму та автономного інвертора $UZ2$ (рис. 4.7, а, 4.8). Автономний інвертор може бути виконаним на основі одноопераційних тиристорів з їх штучною комутацією, на GTO тиристорах чи на повністю керованих силових транзисторах (найчастіше на базі IGBT-модулів, до складу яких входять транзистор з ізольованим затвором і шунтуючий його силовий діод).

АІН (рис. 4.7, а) є джерелом напруги. Завдяки ємності C фільтра Φ і зворотним діодам $VD1$ - $VD6$, які підключені паралельно до силових ключів $VT1$ - $VT6$, при роботі АІН на активно-індуктивне навантаження, до якого також належить асинхронний двигун, забезпечується обмін реактивною енергією між АД і ланкою постійного струму. Вони забезпечують нерозривність кола струму в обмотках M при відключенні їх від джерела живлення в процесі комутації та повернення збереженої енергії до конденсатора фільтра.

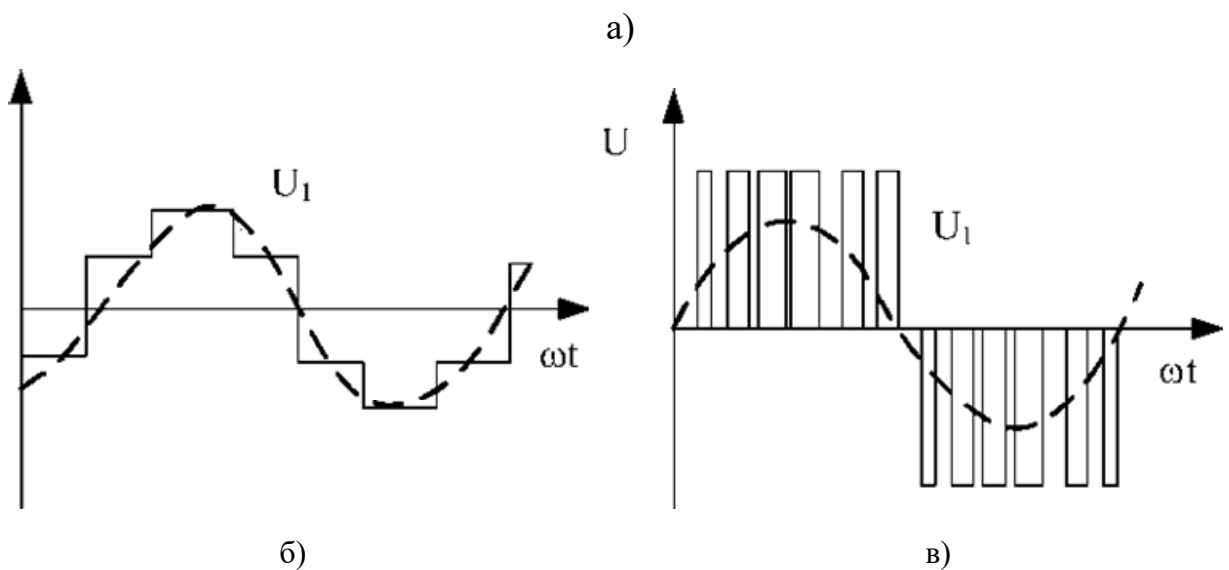
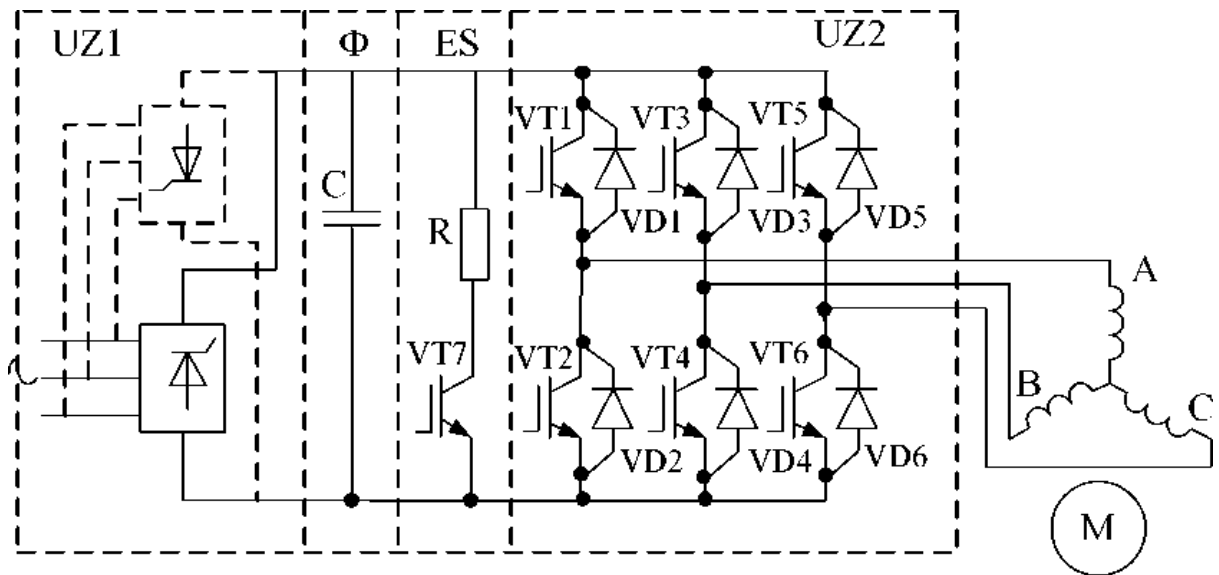


Рисунок 4.7 – Схема силової частини АІН (а) і діаграми його вихідних напруг при АІМ (б) і ШІМ (в)

Вихідна напруга АІН може регулюватися двома способами:

51. при керованому випрямлячі $UZ1$ - зміною напруги в ланці постійного струму, при цьому інвертор виступає комутатором фаз, який формує необхідну частоту (АІН з амплітудно-імпульсною модуляцією АІМ) (рис. 4.7, б);

52. при некерованому випрямлячі - широтно-імпульсним регулюванням напруги в інверторі за рахунок модуляції напруги несучої частоти (частоти комутації силових ключів) сигналом необхідної частоти (АІН із широтно-імпульсною модуляцією ШІМ) (рис. 4.7, в). Найчастіше у сучасних ПЧ використовують другий принцип керування.

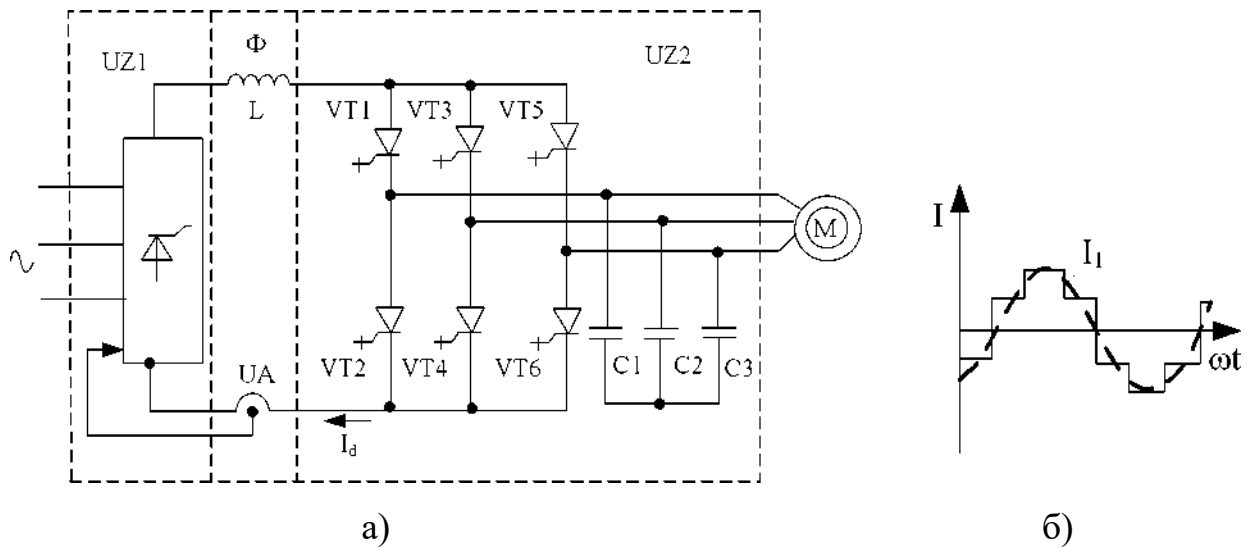


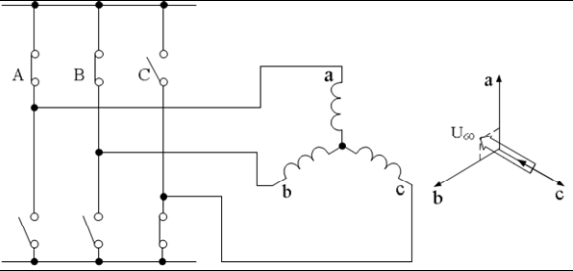
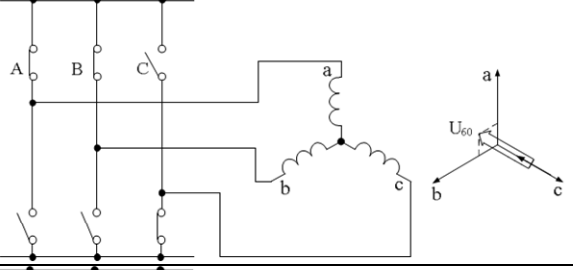
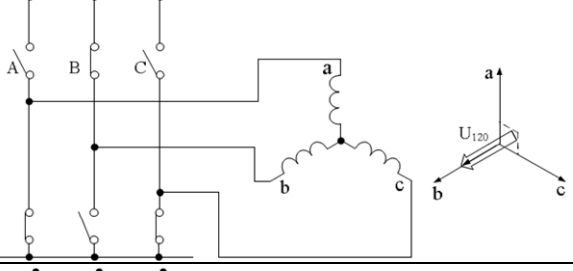
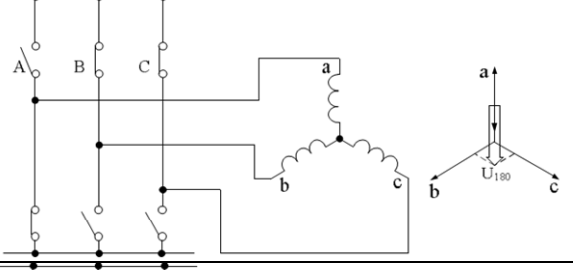
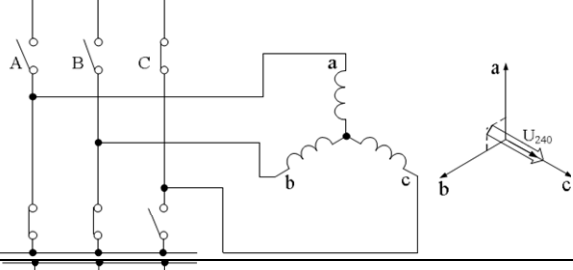
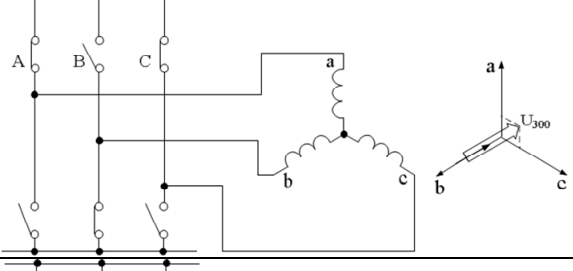
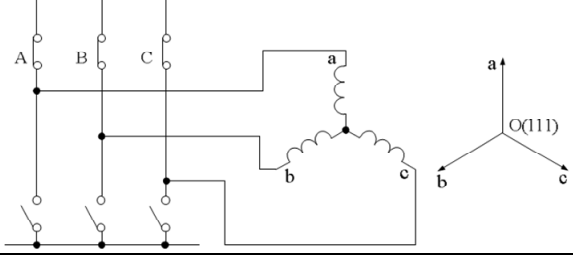
Рисунок 4.8 – Схема силової частини АІС (а)
і діаграма вихідного струму (б)

У таблиці 4.1 наведено схеми ввімкнення силових ключів для набору базових векторів, який відповідає стандартній 6-тактній комутації (верхній ключ, два нижні або два верхні, нижній).

За допомогою систем автоматичного керування електроприводом змінного струму з використанням перетворювачів з АІН із ШІМ можливо забезпечувати діапазон регулювання швидкості 1000 і вище.

Таблиця 4.1 – Схеми ввімкнення силових ключів і векторні діаграми для базових векторів

Базовий вектор		Схема ввімкнення і векторна діаграма	Фазні напруги		
Позначення	Код		U_c	U_b	U_a
0(000)	000		0	0	0
$U_0(001)$	001		-1/3	-1/3	+2/3

$U_{60}(001)$	011		-2/3	-1/3	-1/3
$U_{60}(001)$	011		-2/3	-1/3	-1/3
$U_{120}(001)$	010		-1/3	+2/3	-1/3
$U_{180}(001)$	110		-1/3	-1/3	-2/3
$U_{240}(001)$	100		+2/3	-1/3	-1/3
$U_{300}(001)$	101		-1/3	-2/3	-1/3
$0(111)$	111		0	0	0

У ПЧ з АІН відсутня рекуперація енергії в мережу живлення. За необхідності повернення енергії в мережу живлення вхідний випрямляч повинен бути реверсивним і керованим (на рис. 4.7 зображений пунктиром). За відсутності такого випрямляча для забезпечення динамічного гальмування АД паралельно до фільтра Φ встановлюється вузол «скидання» енергії на основі ключа VT7 і силового резистора R. При перевищенні допустимого значення напруги на виході фільтра ключ VT7 відкривається і забезпечує розрядження конденсатора на резистор R.

У перетворювачах частоти з АІС (рис. 4.8, а) керований випрямляч *UZ1* працює в режимі джерела струму, а інвертор *UZ2* забезпечує комутацію обмоток статора АД силовими ключами VT1-VT6. Головною відмінністю АІС від АІН є наявність індуктивного L-фільтра і конденсаторів C1, C2, C3 на виході інвертора, які є джерелом реактивної енергії для навантаження ПЧ; відсутність зворотних діодів і ємнісного фільтра на виході випрямляча.

При переході АД у генераторний режим змінюється напрямок його ЕРС і інвертор, який переходить у режим випрямляча, прагне збільшити струм у ланці постійного струму. Проте за рахунок зворотного зв'язку за струмом (датчик струму *UA* на рис. 4.8, а) випрямляч *UZ1* переводиться в режим інвертора, зберігаючи при цьому напрямок і значення струму, тим самим забезпечуючи режим рекуперативного гальмування АД. Діаграми вихідного струму АІС і його першої гармоніки наведено на рис. 4.8, б.

Сучасні ПЧ з АІС виконуються за структурою ПЧ з АІН. При цьому робота перетворювача у режимі джерела струму забезпечується завдяки використанню від'ємних зворотних зв'язків за струмами кожної фази.

До основних переваг перетворювачів частоти з АІН та АІТ належать:

- високий діапазон частоти вихідної напруги, який обмежується лише частотою комутації та комутаційними втратами в силових ключах автономного інвертора (для АІС максимальна вихідна частота струму - до 100-125 Гц);
- низький рівень гармонічних складових напруги чи струму статора двигуна і струму, що споживається з мережі живлення;
- високий коефіцієнт потужності (до 0,95.. .0,98) у перетворювачах з

некерованим випрямлячем. У разі використання керованого випрямляча коефіцієнт потужності менший і наближається до коефіцієнта потужності в системах тиристорний перетворювач – двигун постійного струму;

- відносно невелика кількість силових ключів перетворювача (порівняно з безпосередніми ПЧ) і більш проста схема їх керування, яка не потребує синхронізації з мережею живлення;
- для АІС здатність рекуперації енергії в мережу і безаварійність режиму короткого замикання по виходу.

До недоліків таких ПЧ належать:

- двократне перетворення енергії (при перетворенні напруги мережі живлення на постійну, а потім з постійної на змінну вихідну напругу), що призводить до зниження результуючого КПД перетворювача частоти (до 0,94...0,96);
- для АІН відсутність (без додаткової керованої інверторної групи в блоці випрямляча) повернення енергії в мережу живлення перетворювача, обмежуюча швидкодію регулювання швидкості АД у його гальмівних режимах, високі значення ємкості фільтра і, відповідно, великі розміри конденсаторної батареї;
- для АІС нездатність роботи на групове навантаження, істотні маса і розміри реактора фільтра, наявність комутаційних перенапруг на силових ключах, більш низький коефіцієнт потужності порівняно з АІН з ШІМ і некерованим вхідним випрямлячем.

Розглянемо комплектний електропривод ПЧ з АІС «Розмір 2М-5-2» (рис. 4.9).

Структурна схема (рис. 4.9) електропривода виконана за схемою підпорядкованого регулювання, з контурами регуляторів струму, швидкості, частоти ковзання і положення. Контур положення замикається через ПЧПК (пристрій числового програмного керування). За результатами порівняння сигналів завдання U_3 швидкості переміщення і фактичної швидкості, представленої сигналом АС з виходу ЦАП (блок ФІ 11), формується сигнал регулювання моменту U_q .

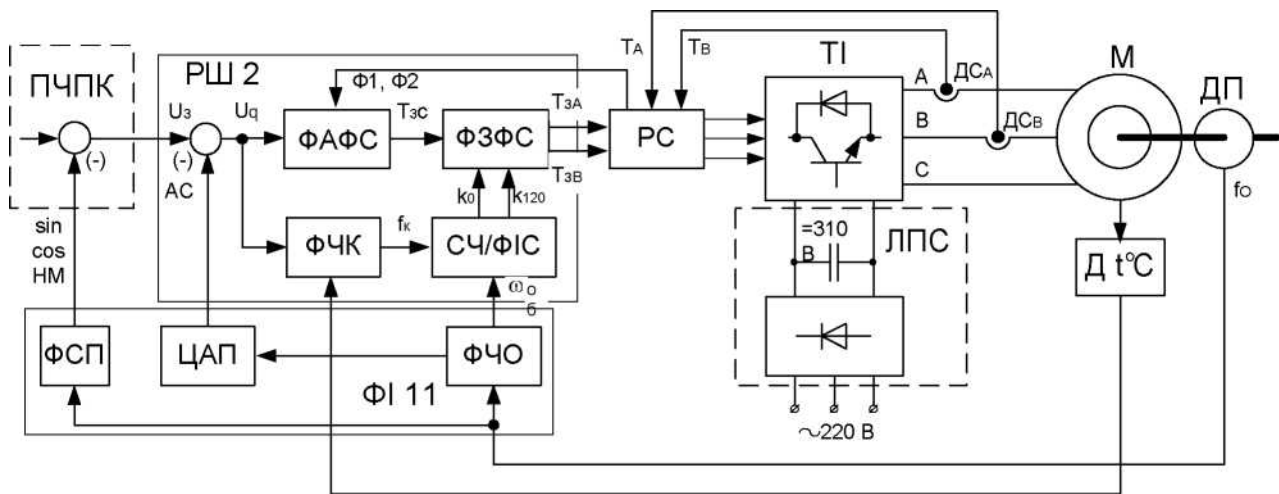


Рисунок 4.9 - Структурна схема ЕП “Розмір 2М-5-2”:

ПЧПК – пристрій числового програмного керування;

РШ 2 – регулятор швидкості; ФАФС – формувач амплітуди та фази струму;

ФЧК – формувач частоти ковзання; ФЗФС – формувач завдання фазних струмів;

СЧ/ФІС – суматор частот / формувач імпульсних сигналів;

ФІ 11 – формувач імпульсів; ФСП - формувач сигналів переміщення;

ЦАП – цифро-аналоговий перетворювач; ФЧО – формувач частоти обертання;

РС – регулятор струму; ТІ – транзисторний інвертор;

ЛПС – коло постійного струму; ДСА та ДСВ – датчики струму фаз А та В;

М – асинхронний двигун; Д t°C – датчики температури; ДП – датчик положення

Формувач ФАФС формує сигнал завдання амплітуди і фази струму статора $T_{зс}$, а формувач ФЧК - сигнал, пропорційний частоті ковзання f_k . У блоці ФАФС здійснюється формування U_d (за допомогою сигналів $\Phi 1$ і $\Phi 2$, що надходять з регулятора струму РС). Сигнал $T_{зс}$ являє собою суму двох векторів, модулі яких пропорційні сигналам U_d і U_q , а осі взаємно перпендикулярні. Амплітуда завдання струму статора $T_{зс}$ (сигнал $T_{зс}$ представлений синусоїдальним сигналом частоти 2 кГц) дорівнює:

$$T_{зс} = \sqrt{(K_q U_q)^2 + (K_d U_d)^2}, \quad (4.1)$$

де K_q і K_d – коефіцієнти пропорційності; U_d – сигнал завдання струму збудження

(поструму); U_q – сигнал завдання струму ротора; $\psi = \arctg \frac{K_q U_q}{K_d U_d}$ – фаза

сигналу T_{3C} .

Частота ковзання f_K , пропорційна сигналу U_q . Частота струмів статора визначається $f = p f_{об} \pm f_K$, де $f_{об}$ – частота обертання ротора; p – число пар полюсів двигуна. Частота ковзання виконує функцію розкладання фазного струму на складові.

Завдання частоти фазних струмів у сигналах T_{3A} і T_{3B} та фазовий зсув у 120 градусів між ними формуються за допомогою сигналів $K0$ і $K120$.

Синусоїдальні сигнали T_{3A} і T_{3B} , пропорційні завданню струмів у фазах А і В, надходять на регулятор струму, розташований у блоці РС8. Регулятор струму виробляє сигнали керування трифазним транзисторним інвертором ПІ. Безпосередньо до інвертора підключений асинхронний двигун М із вбудованими датчиками положення ДП і температури ДТ. Датчик температури подає інформацію про температуру магнітної системи двигуна, що використовується для корекції величини частоти ковзання. У колі фаз А і В двигуна ввімкненні датчики струму ДСА та ДСВ, використовувані для від'ємного зворотного зв'язку за миттєвим значенням фазних струмів, що необхідно при частотно-струмовому способі керування.

Датчик положення (ДП) – обертовий трансформатор (вбудований у двигун), що ввімкнений за схемою фазообертача, виробляє сигнал f_0 , з якого в блоці ФІ 11 формуються сигнали зворотного зв'язку за положенням \sin , \cos і НМ (нуль-мітки); аналоговий сигнал АС – за частотою обертання. Спосіб виміру переміщення полягає у вимірі зміни фази за період вихідного сигналу датчика. Отримані зміни фази складаються в блоці ФІ 11 для одержання повного кута повороту вала двигуна.

Транзисторний інвертор є трифазною мостовою схемою, призначеною для комутації обмоток асинхронного двигуна; він виконаний на трьох транзисторних перемикачах типу КС12. У кожному блоці КС12 розташовано два силові перемикачі увімкнених за схемою Дарлінгтона, що забезпечують комутацію струмів до 25 А. Стан силових перемикачів контролюється світлодіодами. Живлення інвертора здійснюється від кола постійного струму 310 В.

4.3 Основні налаштування перетворювачів

4.3.1 Закони частотного керування

Для кращого використання двигуна та отримання високих енергетичних показників його роботи (коефіцієнтів потужності, корисної дії та перевантажувальної здатності) одночасно із частотою необхідно регулювати і напругу, яка підводиться до двигуна. Співвідношення частоти і напруги отримало назву закону частотного керування.

При виборі співвідношення між частотою і напругою, яка підводиться до статора асинхронного двигуна, найчастіше виходять з умови збереження перевантажувальної здатності асинхронного двигуна, тобто кратності критичного моменту M_k до моменту статичного навантаження M_c , для будь-якої з регулювальних механічних характеристик:

$$\lambda = \frac{M_k}{M_c} = const, \quad (4.2)$$

Нехтуючи падінням напруги на обмотці статора і зробивши деякі припущення, отримаємо основний закон зміни напруги при частотному регулюванні швидкості асинхронного двигуна:

$$\frac{U_{1j}}{U_{1k}} = \frac{f_{1j}}{f_{1k}} \sqrt{\frac{M_c(\omega_j)}{M_k(\omega_j)}}, \quad (4.3)$$

де U_{1j} – фазна напруга джерела живлення при частоті f_{1j} ; $M_c(\omega_j)$ – момент статичного навантаження на валу двигуна при швидкості $\omega_j \approx \frac{2\pi f_{1j}}{p}$.

Узявши один із режимів роботи двигуна за номінальний, тобто вважаючи, наприклад, що при $f_{1k} = f_{1n}$ до затискачів обмотки статора прикладена номінальна напруга U_{1n} і при цьому двигун розвиває номінальний момент, то основний закон зміни напруги при частотному регулюванні можна записати у вигляді:

$$\frac{U_{1j}}{U_{1n}} = \frac{f_{1j}}{f_{1p}} \sqrt{\frac{M_c(\omega_j)}{M_H}}, \quad (4.4)$$

або в відносних одиницях:

$$U_{1*} = f_{1*} \sqrt{M_{C*}}, \quad (4.5)$$

де $U_{1*} = \frac{U_1}{U_{1н}}$; $f_{1*} = \frac{f_1}{f_{1н}}$; $M_{C*} = \frac{M_C}{M_н}$; U_1 , M_C – значення напруги на статорі й статичного моменту, відповідні значенню регульованої частоти f_1 .

З отриманих виразів випливає, що закон зміни напруги U_1 визначається не тільки частотою джерела живлення f_1 , а й характером зміни моменту статичного навантаження на валу двигуна при зміні кутової швидкості.

Найчастіше зустрічаються наступні закони частотного керування (рис. 4.10):

1. при $M = \text{const}$ $U_{1*} = f_{1*}$ або $\frac{U_1}{f_1} = \text{const}$, тобто при постійному значенні

моменту статичного навантаження напруга живлення повинна змінюватися пропорційно її частоті;

2. при $P_C = M_C \omega = \text{const}$ $U_{1*} = \sqrt{f_{1*}}$ або $\frac{U_1}{\sqrt{f_1}} = \text{const}$, тобто при постійному

значенні потужності статичного навантаження напруга джерела живлення повинна змінюватися пропорційно квадратному кореню від значення частоти;

3. при вентиляторному навантаженні $U_{1*} = f_{1*}^2$ або $\frac{U_1}{f_1^2} = \text{const}$, тобто при

вентиляторному навантаженні напруга джерела живлення повинна змінюватися пропорційно квадрату значення частоти.

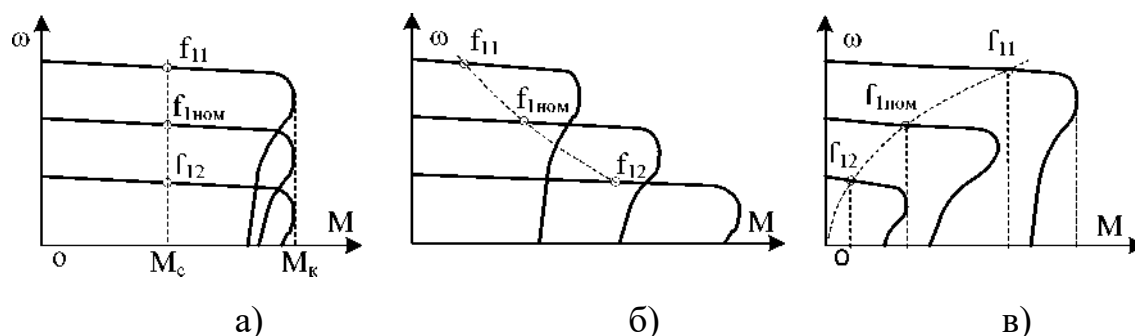


Рисунок 4.10 – Механічні характеристики АД при частотному регулюванні швидкості: а – при $M = \text{const}$; б – при $P_C = M_C \omega = \text{const}$; в – при вентиляторному навантаженні

4.3.2 Налаштування параметрів бусту

При зміні частоти живлення, окрім зміни швидкості двигуна, відбувається зміна і струму намагнічення. Підтримання постійного струму намагнічення можливо завдяки налаштуванню бусту, який дозволить підвищити вхідну напругу двигуна до необхідної величини. Необхідне значення напруги залежить від відношення опору статора R_1 до реактивного опору X_n ; частоти f_1 інвертора вихідної напруги; завантаження двигуна.

Щоб правильно встановити буст необхідно зробити наступне:

- виміряти завантаження інвертора у режимі неробочого ходу при номінальній частоті обертання;
- установити буст так, щоб завантаження інвертора було однаковим як при низьких частотах (5...10 Гц) і роботі без навантаження, так і при номінальній кутовій швидкості. Таким чином, струм намагнічення залишається майже постійним на всіх частотах у режимі неробочого ходу.

Щоб уникнути труднощів, які виникають при установці бусту, усі серії нових інверторів обладнані автоматичним установленням бусту (автобуст). Необхідна величина бусту автоматично визначається із даних двигуна і вимірювання струму двигуна. За необхідності дану функцію можливо вимкнути.

Існує два способи встановлення бусту:

- установлення постійного бусту (рис. 4.11, а);
- установлення обмеженого в часі бусту (дельта-буст) (рис. 4.11, б).

Дельта-буст можливо використовувати для запобігання збільшенню початкового (пускового) моменту, оскільки він активний тільки у визначений інтервал часу від початку пуску. Оскільки двигун працює з постійним струмом, установлений буст і встановлена величина частоти 0 Гц, тоді при деяких умовах, це може призвести до перегрівання двигуна. При використанні комбінації бусту і дельта-бусту (рис. 4.11, б) виконується додавання величини.

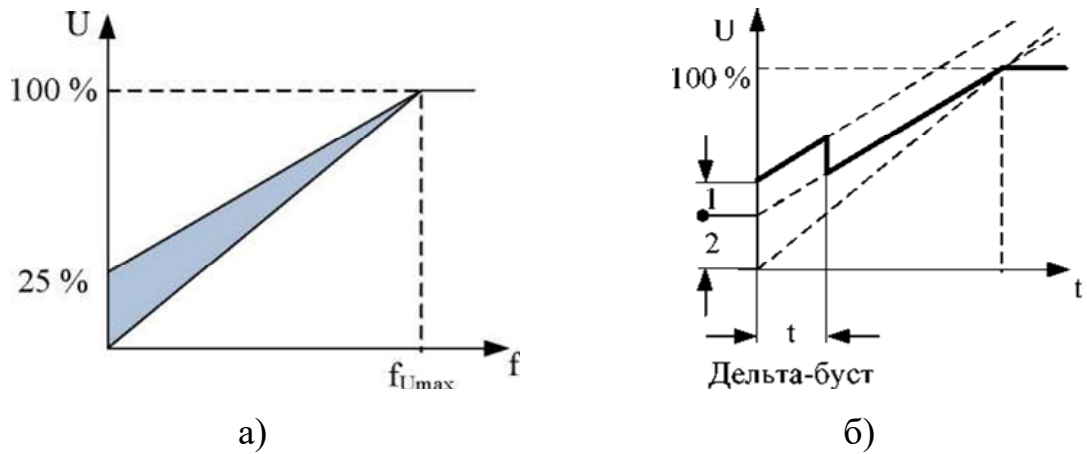


Рисунок 4.11 – Налаштування постійного бусту (а) і комбінації бусту і дельта-бусту (б): 1 - дельта-буст; 2 - буст

4.3.3 Способи розгону та гальмування електродвигуна

Перетворювачі частоти дозволяють змінювати швидкість обертання електродвигуна при постійному моменті (рис. 4.12).

Для швидкої зупинки або зниження швидкості механізму, який приводиться в рух електродвигуном, поряд з механічними використовують і електричні способи гальмування. Суть електричних способів гальмування полягає в тому, що електрична машина в цей період із двигуневого режиму переводиться в генераторний і створює електромагнітний момент, напрямлений проти руху.

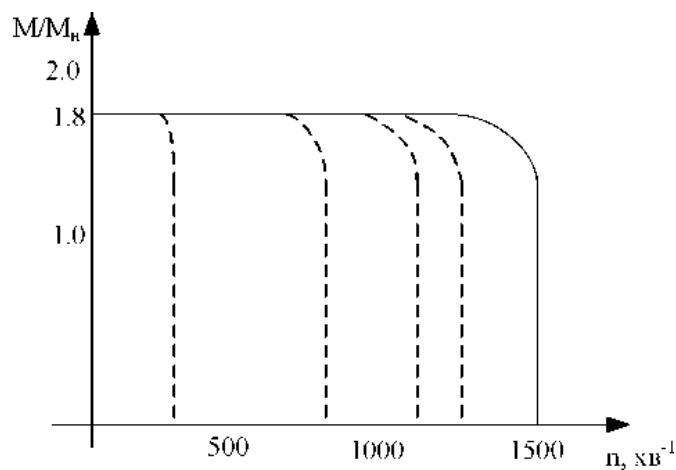


Рисунок 4.12 - Механічна характеристика електродвигуна при використанні перетворювача частоти

Найпростіший спосіб зупинки – вибіг електродвигуна. Двигун відключається від мережі живлення і зупиняється по інерції. При цьому час до повної зупинки не регулюється і визначається інерційними властивостями

двигуна і його навантаження.

Регульоване гальмування забезпечує генераторний спосіб, який полягає в тому, що перетворювач з необхідною швидкістю зменшує вихідну частоту до заданого значення. При цьому двигун працює в генераторному режимі, перетворюючи кінетичну енергію обертання на електричну. Тобто перевагою генераторного гальмування являється завдання необхідного часу і плавності зупинки, високий гальмівний момент. Недолік такого способу полягає в тому, що енергія виділяється в перетворювачі, і в разі швидкої зупинки або великого моменту інерції навантаження для недопущення перегрівання вбудованого резистора контуру постійного струму перетворювача необхідне використання зовнішнього опору.

Для того, щоб виконати гальмування постійним струмом, або, іншими словами, динамічне гальмування, з обмотки статора двигуна знімають змінну напругу і на одну чи дві фази подають постійний струм. При цьому магнітне поле буде спочатку викликати сповільнення, а потім і утримання ротора в нерухомому стані. Перевагою динамічного гальмування є виділення електричної енергії в роторі двигуна, що робить непотрібним використання гальмівного опору, і плавна зупинка. Проте відсутність контролю перетворювачем вихідної частоти призводить до невизначеності часу гальмування. Ефективність гальмування в даному випадку порівняно з генераторним методом складає 30-40%.

При комбінованому способі гальмування використовується комбінація двох описаних способів, тобто на змінну складову вихідної напруги перетворювача накладається постійна складова. Даний спосіб гальмування має переваги обох електричних способів гальмування і дозволяє ефективно гальмувати електродвигун за короткий проміжок часу без виділення теплоти в перетворювачі.

Використання ПЧ дозволяє задавати темпи розгону і гальмування залежно від виду застосування і кінематики механізму. Можливо задавати лінійну, S-подібну, U-подібну та індивідуальну криві розгону і гальмування (рис. 4.13).

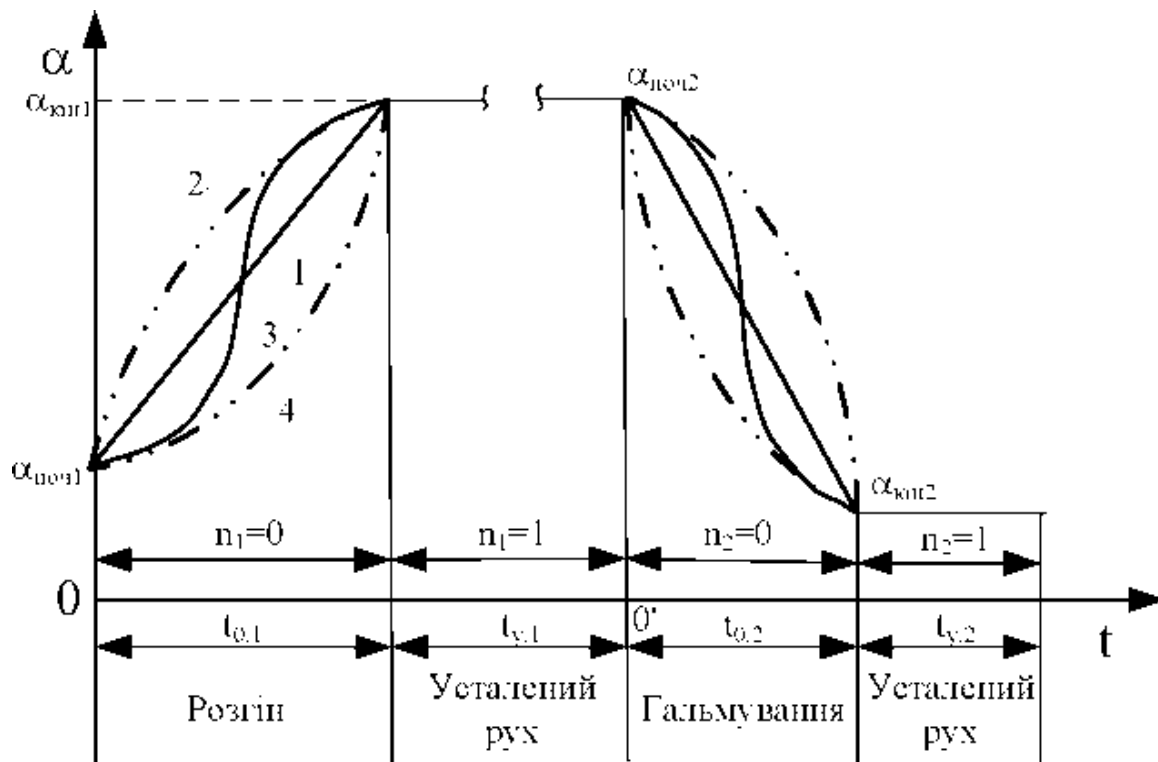


Рисунок 4.13 – Закони зміни відносної частоти напруги в перехідному процесі

АД: 1 - лінійний; 2 - експоненційний; 3 - S-подібний; 4 - U-подібний (параболічний); $t_{0.1}$ – час розгону; $t_{y.1}$ – час усталеного руху

S-подібний спосіб гальмування/розгону використовується для конвеєрів, ліфтів. Використання такого темпу розгону дозволяє вибрати механічний зазор, усунути удари та обмежити неспівпадіння швидкості із завданням під час швидких перехідних процесів у випадку великого моменту інерції. Використання U-подібних кривих розгону/гальмування призначено для установок з відцентровими насосами та зворотними клапанами. Такий темп розгону покращує контроль за роботою клапана.

4.3.4 Заборонені частоти

Часто при частоті живлення в діапазоні 20-40 Гц робота двигунів може бути нестабільною, що призводить до появи коливань струму та напруги. Такі частоти називаються забороненими, щоб їх компенсувати необхідно визначити область нестабільності. Індикацією налаштування може слугувати струм двигуна, який не має стрибків, або мінімізація механічних коливань привода.

Розрахунок ширини смуги для заборонених частот можливо визначити

наступним чином:

$$\Delta f = f_B \frac{C_X}{100\%}, \quad (4.6)$$

де f_B – заборонена частота; C_X – ширина смуги навколо забороненої частоти.

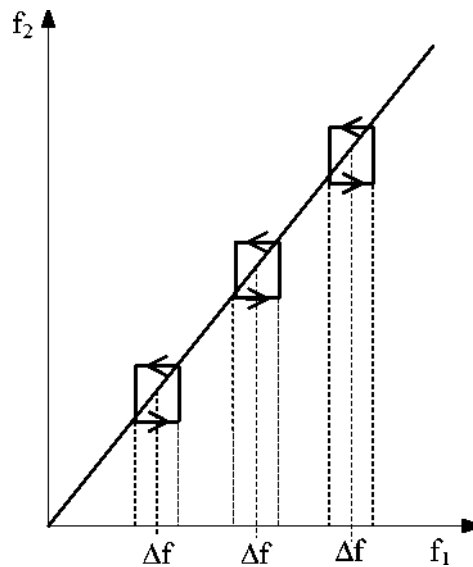


Рисунок 4.14 – Заборонені частоти і їх смуги

4.4 Рекомендації щодо вибору перетворювачів частоти

Дуже важливо зробити правильний вибір перетворювача, від якого залежить ефективність і ресурс роботи перетворювача частоти і всього електропривода в цілому. Так, якщо потужність перетворювача буде занадто завищена, то він не зможе необхідною мірою забезпечити захист двигуна. З іншого боку, якщо потужність перетворювача невелика, він не зможе забезпечити високодинамічний режим роботи і через перевантаження може вийти з ладу.

Правильна експлуатація також впливає на термін дії перетворювача. При виборі ПЧ необхідно керуватися не тільки потужністю двигуна, а також діапазоном робочих швидкостей двигуна, діапазоном робочих моментів обертання, характером навантаження і циклограмою роботи.

1. При роботі одного ПЧ з одним двигуном вибір ПЧ може виконуватися декількома способами.

1.1. Паспортна потужність ПЧ $P_{ПЧ}$ повинна бути більше або рівна паспортній потужності двигуна P_d . Причому виробники ПЧ завжди вказують, що такий критерій поширюється на двигуни з двома парами полюсів ($2p = 4$ і

синхронна швидкість обертання відповідно дорівнює 1500 об/хв), які працюють з постійним моментом навантаження (транспортер, конвеєр), для перетворювачів з перевантажувальною здатністю 150 % і які працюють зі змінним навантаженням (насоси, вентилятори), для ПЧ з перевантажувальною здатністю 120 %.

ПЧ з перевантажувальною здатністю 150 % для роботи з відцентровим насосом часто можливо вибрати нижче від паспортної потужності двигуна. Багато виробників нормують номінальні струми і потужності ПЧ при роботі на змінний і постійний струм.

1.2. Номінальний тривалий струм ПЧ $I_{пчном}$ повинен бути більшим (або рівним) фактичного тривалого струму $I_{д}$, який споживається двигуном.

1.2. Точніші критерії вибору ПЧ для різних умов використання привода:

а) робота двигуна при сталій швидкості.

Якщо ПЧ працює з одним двигуном, необхідна повна пускова потужність ПЧ:

$$\frac{kn}{9550\eta \cos\varphi} \left(M_c + \frac{Jn}{9,55t} \right) \leq P_{пч}, \quad (4.7)$$

Струм, який споживається двигуном при роботі від перетворювача частоти при напрузі мережі 220/ 380 В:

$$I_{д} = \frac{kMn}{9,55\sqrt{3}U_{л}\eta \cos\varphi}, \quad (4.8)$$

де $k = 0,95 \dots 1,05$ – коефіцієнт спотворення струму, зв'язаний з алгоритмом формування синусоїди струму за допомогою ШІМ (широтно-імпульсної модуляції на двигуні); n – частота обертання вала двигуна, об/хв; M – момент навантаження на валу двигуна, Нм; 9,55 – коефіцієнт приведення несистемних одиниць; η – коефіцієнт корисної дії двигуна; t – час розгону двигуна до номінального значення швидкості обертання; $U_{л}$ – діюче значення лінійної напруги, В; $\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності двигуна.

Номінальний струм двигуна можливо вибрати з його специфікації.

Струм, який споживається двигуном, повинен бути меншим за номінальний струм ПЧ, наведеного в специфікації.

б) здатність розгону двигуна перетворювачем від меншої швидкості до

більшої за заданий час t .

За даним критерієм перевіряється здатність пуску/розгону двигуна перетворювачем до заданої швидкості обертання вала за необхідний проміжок часу без перевищення перевантажувальної здатності перетворювача.

За формулою (4.8) розраховуємо струм, споживаний двигуном при лінійному розгоні (у даному випадку похідну кутової швидкості можна замінити на відношення приросту частоти обертання $\frac{d\omega}{dt} = \frac{\Delta n}{9,55\Delta t}$ з приведенням несистемних одиниць за допомогою коефіцієнта 9,55) від перетворювача частоти:

$$I_D = \frac{kn}{9,55\sqrt{3}U_{\Delta}\eta\cos\varphi}(M_C + M_D), \quad (4.9)$$

де $M_C = \frac{9550P_D}{n}$ – статичний момент навантаження на валу двигуна, Нм;

$M_D = \frac{nJ}{9,55t}$ – динамічний момент навантаження, який виникає при розгоні

інерційного навантаження, Нм; J – приведений до вала двигуна момент інерції навантаження, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$ (якщо вал двигуна не зв'язаний з інерційними механізмами чи двигун працює у режимі неробочого ходу, то приведений момент інерції дорівнює моменту інерції ротора двигуна); n – частота обертання, до якої необхідно розігнати двигун за проміжок часу t .

Струм, який споживається двигуном при розгоні, не повинен перевищувати пусковий струм, наведений в специфікації на ПЧ. Час розгону двигуна при пусковому струмі 150 % (120 % для ПЧ, що живлять ЕД насосів) від номінального перетворювача, звичайно, не повинно перевищувати 60 с.

Для розрахунку повної споживаної двигуном потужності в номінальному стійкому режимі використовується залежність:

$$S_D = \frac{kP_D}{\eta\cos\varphi}, \quad (4.10)$$

де P_D – номінальна потужність двигуна, кВт.

2. При роботі одного ПЧ з декількома двигунами вибір ПЧ може проводитися на основі дотримання наступних нерівностей:

- повна пускова потужність, необхідна двигуну

$$S_{\text{ПУСК}} = \frac{kn}{\eta \cos \varphi} [N + N_s (K_s - 1)] = S \left[1 + \frac{N_s}{N} (K_s - 1) \right], \quad (4.11)$$

де N – кількість двигунів, паралельно підключених до одного ПЧ, шт.; N_s – кількість одночасно запущених двигунів, шт.; K_s – коефіцієнт кратності пускового

струму $K_s = \frac{M_{\text{ПУСК}}}{M_H}$; S – паспортна повна номінальна потужність двигуна, кВА;

- пусковий струм, необхідний двигуну

$$I_{\text{ПУСК}} = NI_H \left[1 + \frac{N_s}{N} (K_s - 1) \right], \quad (4.11)$$

де I_H – номінальний струм двигуна, А.

Під час вибору та експлуатації перетворювачів необхідно враховувати:

1) якщо використовується спеціальний двигун (або більше одного двигуна увімкнених паралельно до одного ПЧ), необхідно вибирати ПЧ з номінальним струмом $I_{\text{ПЧ.Н}} > 1,25 \cdot I_H$ номінального струму спеціального двигуна (або суми номінальних струмів усіх увімкнених паралельно двигунів);

2) характеристики пуску і розгону/гальмування двигуна обмежуються номінальним струмом і перевантажувальною здатністю ПЧ. Якщо необхідний високий пусковий струм (наприклад, для центрифуг, підйомників тощо) ПЧ вибирають із запасом за потужністю чи використовують ПЧ більшої потужності;

3) якщо ПЧ відключається через спрацювання одного із його захистів, то напруга на виході інвертора буде відключена, а двигун буде гальмуватися у режимі вибігу. За необхідності швидкої зупинки двигуна при аварійному відключенні використовують зовнішнє механічне гальмо;

4) кількість повторних пусків ПЧ командами ПУСК/СТОП необмежена, якщо інвертор не перевантажується, в іншому разі – кожний наступний пуск двигуна від ПЧ повинен здійснюватися не раніше ніж через 5-10 хвилин (час необхідний для охолодження IGBT модуля) за наступних умов:

2) вихідний струм при пуску двигуна $I_{\text{ВИХ}} > 1,5 \cdot I_H$ протягом 60 с, далі робота

ПЧ при номінальному струмі;

3 температура повітря для охолодження ПЧ +40°C.

Під час встановлення параметрів ПЧ необхідно враховувати::

1) ПЧ може видавати вихідну частоту до 400 Гц (крім деяких моделей) при заданні її із цифрової панелі. Помилкове завдання високої частоти може привести до руйнування механізму. Для недопущення таких ситуацій рекомендується встановлювати в параметрах жорстке обмеження вихідної частоти;

2) тривала робота двигуна на низькій швидкості або високий рівень напруги гальмування постійним струмом може призвести до перегрівання двигуна. Рекомендується використання в таких випадках додаткової вентиляції двигуна;

3) фактичний час розгону двигуна визначається номінальним моментом двигуна, моментом обертання і моментом інерції навантаження;

4) якщо активізовано функцію обмеження перенапруги в колі постійного струму, то час гальмування може автоматично збільшуватися. За необхідності швидкого гальмування високоінерційних навантажень потрібно використовувати гальмівний резистор або вибрати ПЧ більшої потужності.

4.5 Схеми підключення перетворювачів частоти

Схема підключення ПЧ Delta серії VFD-M показує призначення і можливі з'єднання терміналів, вихідні кола перетворювача частоти (рис. 4.15). При підключенні джерела живлення 3 фази/380 В чи 1 фаза/220 В змінного струму (для відповідних моделей перетворювачів частоти) можна використовувати будь-які два із терміналів R, S, T, з'єднання дискретних входів за схемою NPN (загальний DCM). При з'єднанні за схемою PNP спільним буде термінал "+24V" і перемикач Sw1 потрібно буде встановити в положення "SoUrse". У моделях потужністю від 15 кВт дросель постійного струму вбудований в перетворювач частоти.

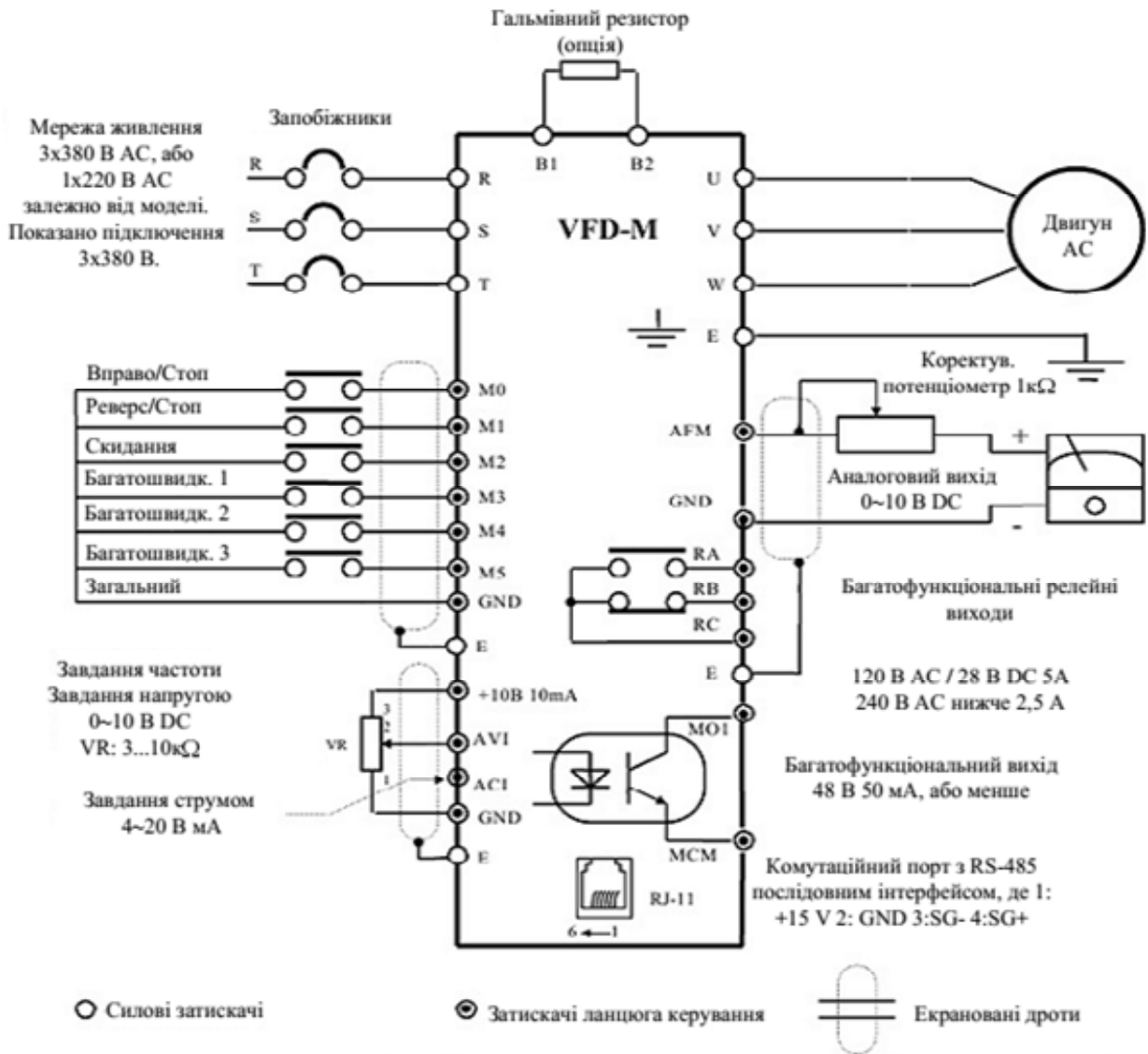



Рисунок 4. 15 – Схема підключення перетворювача частоти Delta серії VFD-M

Схема підключення перетворювачів частоти виробників Schneider Electric серії Altivar зображена на рис. 4.16, до якого підключається мережевий дросель 1, контакти реле пошкоджень 2 для дистанційної сигналізації стану ПЧ, загальна точка 3 дискретних входів, яка залежить від положення, аналоговий вхід 4, який конфігурується за струмом (0...20 мА) чи за напругою (0...10 В).

Позначення  на схемі підключення частотного перетворювача ВЕСПЕР EI-7011 (рис. 4.17) вказує на те, що провід екранований і/або на те, що екранований провід скручений попарно.

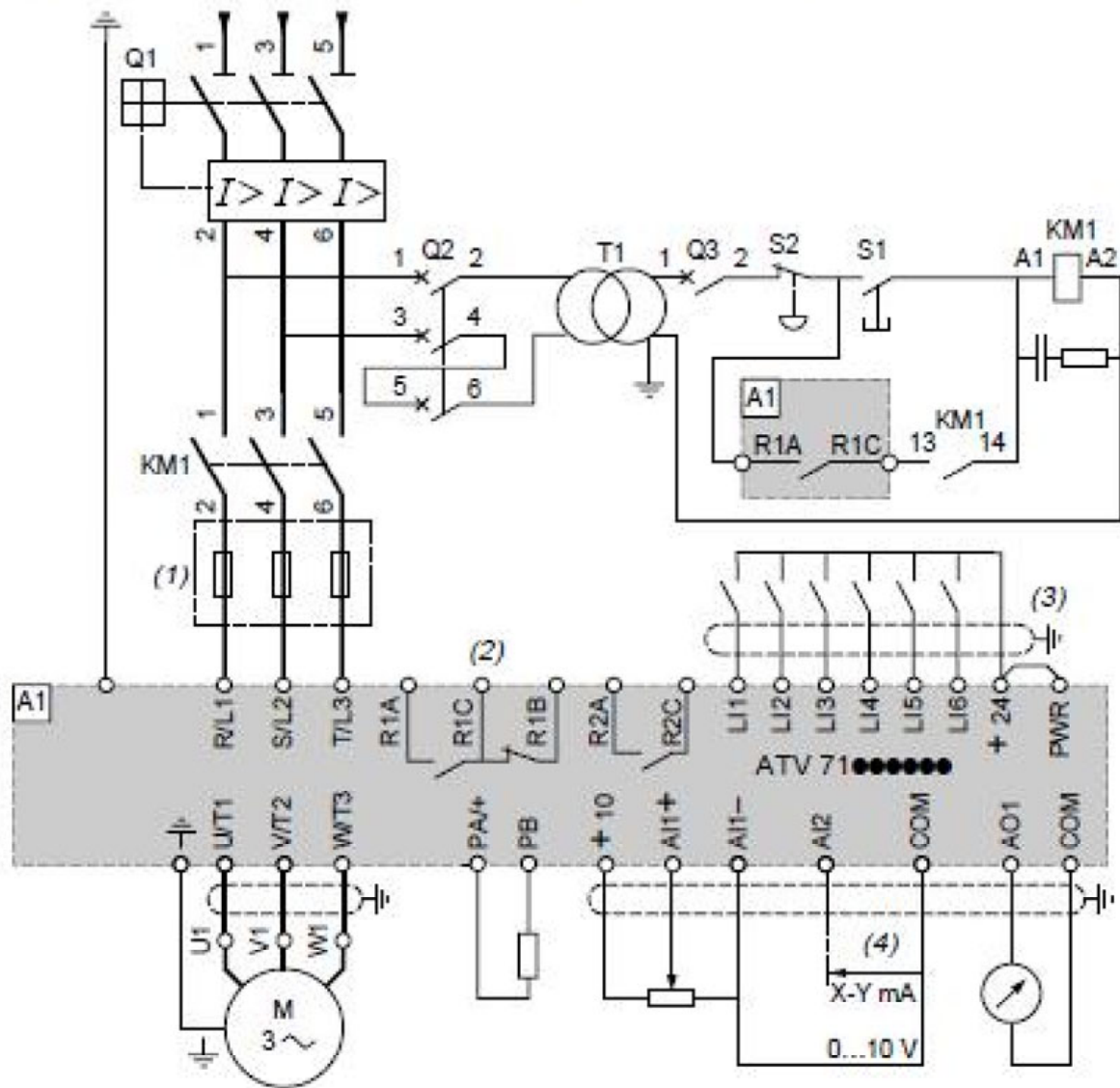


Рисунок 4.16 – Схема підключення перетворювача частоти Schneider Electric серії Altivar

Вибір напруги чи струму на аналоговому вході перетворювача може бути зробленим за допомогою константи CD-042. Вставка за вхідною напругою виставлена на заводі-виготовлювачі. Вихід ланцюга керування $FS +12\text{ В}$ забезпечує максимальний струм 20 мА . Багатофункціональний аналоговий вихід може бути використаним для під'єднання вимірювальних приладів (н/д частотомір) і не може бути використаним для системи керування зворотним зв'язком.

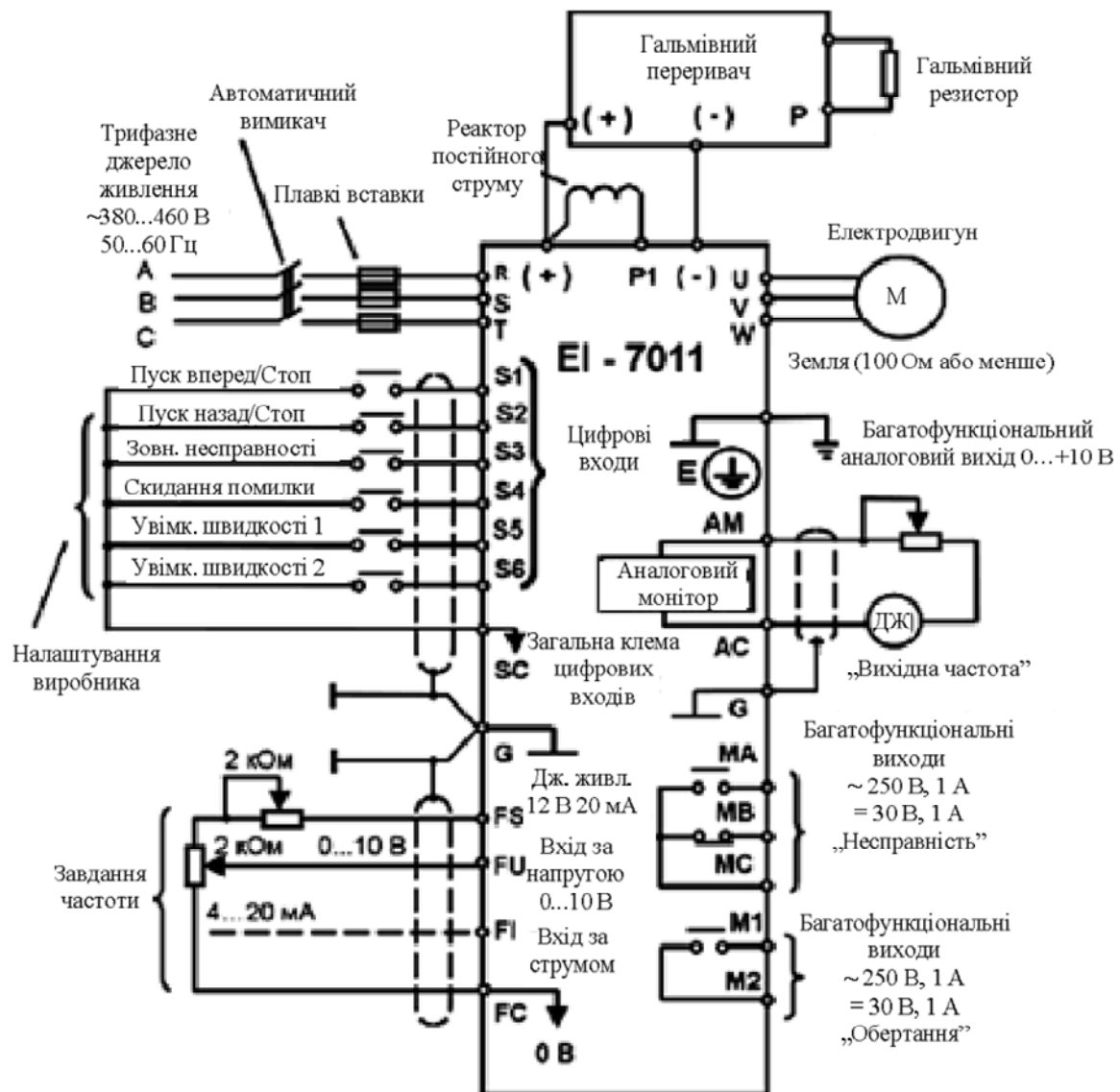


Рисунок 4.17 – Схема підключення частотного перетворювача ВЕСПЕР EI-7011

Схема підключення перетворювача Lenze ESMD152X2SFA наведена на рис. 4.18, де керуючі виводи мають наступні позначення: 7 – джерело аналогового входу; 8 – аналоговий вхід (0...10 В); 9 – джерело живлення постійного струму (+10 В, макс. 10 мА); 20 – джерело живлення для дискретних входів (+12 В, макс. 20 мА); 28 – дискретний вхід старт/стоп; E1, E2, E3 – дискретні входи 1, 2 і 3, відповідно; K12, K14 – релейні виходи.

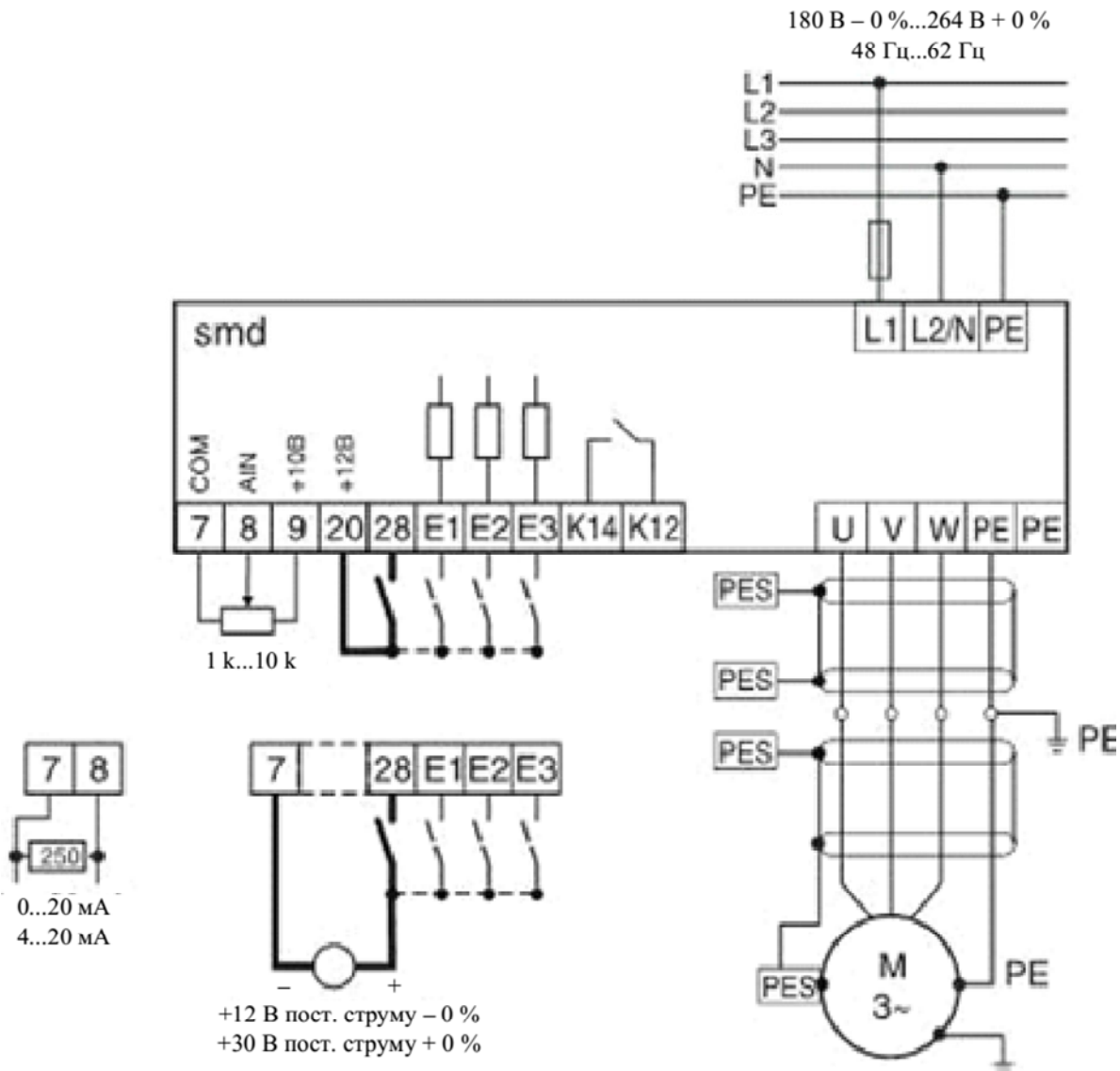


Рисунок 4.18 – Схема підключення перетворювача Lenze ESMD152X2SFA

4.6 Додаткове обладнання перетворювача частоти

До додаткового обладнання ПЧ відносяться фільтр пригнічення радіоперешкод, мережеві дроселі, вимикачі, модулі комунікації, гальмівні резистори, контролери, мото-фільтр, $\frac{dU}{dt}$ -фільтр або синусний фільтр (рис. 4.19).

Вибір додаткового обладнання здійснюється відповідно до конкретних умов експлуатації перетворювачів частоти і з рекомендаціями, які наведені в настанові щодо експлуатації.

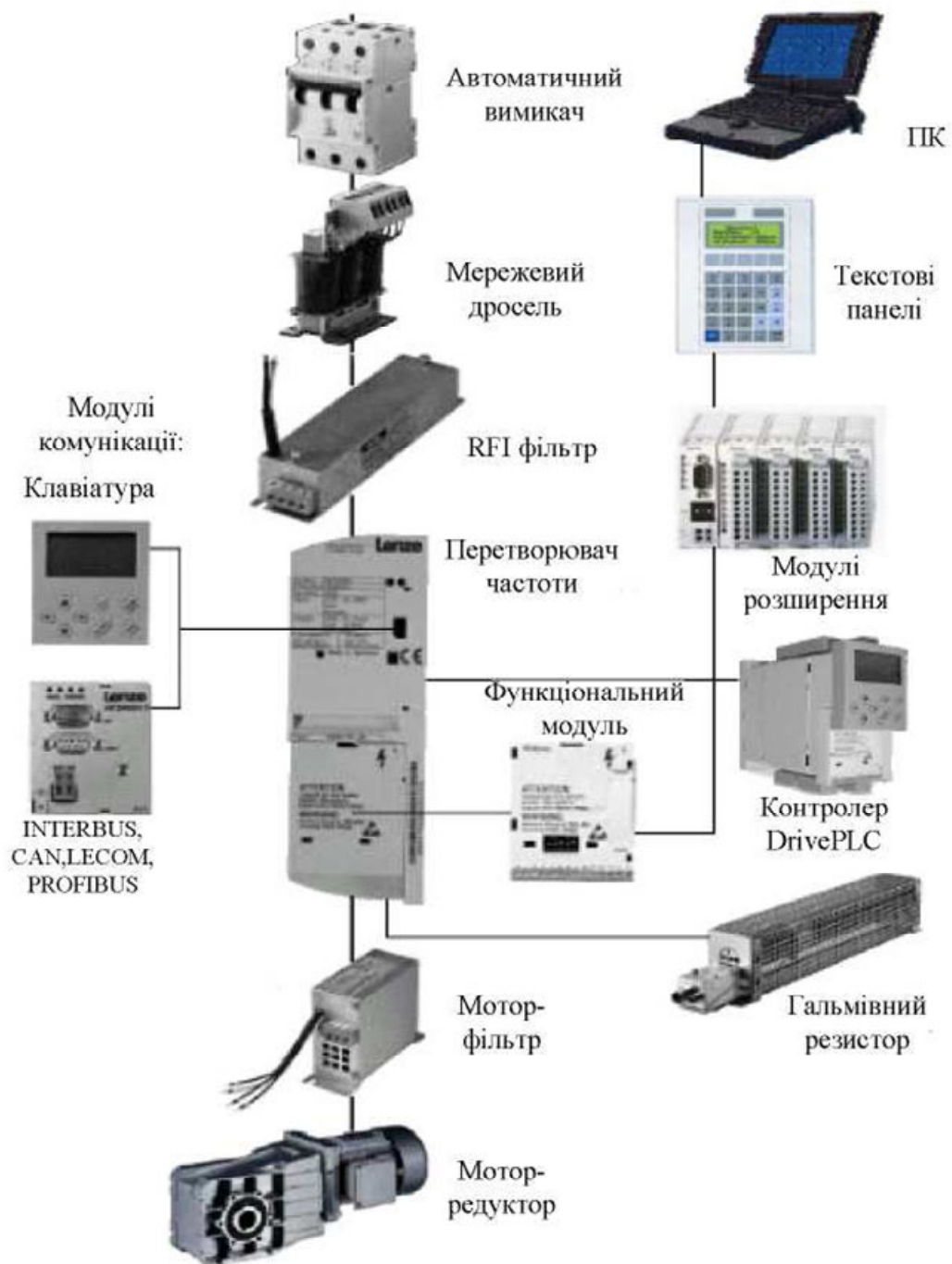


Рисунок 4.19 – Схема можливої комплектації ПЧ

Для покращення електромагнітної сумісності, здатності технічного засобу (ТЗ) функціонувати із заданою якістю в заданому електромагнітному середовищі та не створювати недопустимих електромагнітних перешкод іншим ТЗ, до перетворювача може підключатися наступне додаткове обладнання:

- 1) мережвий дросель;
- 2) вхідний пасивний фільтр;
- 3) вхідний фільтр пригнічення радіоперешкод.

Обладнання може бути підключене як окремо, так і у будь-яких комбінаціях, залежно від умов експлуатації електропривода.

Мережевий дросель дозволяє забезпечити кращий захист перетворювача від перенапруг у мережі та зменшити гармоніки струму, які виробляються перетворювачем частоти. Використання мережевого дроселя особливо рекомендується в наступних випадках:

1) при паралельному ввімкненні декількох перетворювачів з близько розташованими з'єднаннями;

2) за наявності в мережі живлення значних перешкод від іншого обладнання;

3) при асиметрії напруги живлення між фазами більше 1,8 % номінальної напруги;

4) при живленні перетворювача від лінії з низьким повним опором (перетворювач розміщений поряд з трансформаторами в 10 і більше разів потужніших, ніж перетворювач);

5) при встановленні великої кількості перетворювачів на одній лінії;

6) для зменшення перенавантаження конденсаторів, якщо установка обладнана батареєю конденсаторів для підвищення коефіцієнта потужності.

Пасивний фільтр дозволяє забезпечити рівень гармонік споживаного струму менше 16 % чи 10 %, залежно від виконання фільтра.

Вхідний фільтр пригнічення радіоперешкод призначений для зменшення випромінення в мережі нижче границь, установлених стандартом EN 55011, група 1, клас А або В (2). Фільтри не можуть використовуватися в мережі з ізольованою нейтраллю.

Для покращення сумісності перетворювача з мережею живлення і з двигуном, збільшення ресурсу перетворювача і забезпечення роботи в режимі динамічного гальмування до перетворювача можливо підключати наступне додаткове обладнання:

1) дросель кола постійного струму;

2) гальмівний резистор;

3) дросель двигуна;

4) вихідний синусний фільтр.

Дросель кола постійного струму необхідний для зниження пульсацій вихідного струму і зменшення гармонік струму, споживаного з мережі перетворювачами частоти. Крім того, наявність дроселя кола постійного струму дозволяє збільшити ресурс силових конденсаторів кола постійного струму, і ресурс перетворювача в цілому.

Гальмівний резистор необхідний для реалізації режиму динамічного гальмування, виникаючого при високих темпах гальмування двигуна, особливо у випадку механізмів з великим моментом інерції. Вибір параметрів гальмівного резистора здійснюється відповідно до конкретних умов роботи привода. Гальмування з високим темпом за відсутності гальмівного резистора чи при некоректному виборі параметрів гальмівного резистора може призвести до аварійного вимикання перетворювача.

Дросель двигуна (вихідний дросель) дозволяє:

1) збільшити максимальну довжину кабелю між перетворювачем і двигуном до 200 м;

2) обмежити $\frac{dU}{dt}$ до значення 500 В/мкс;

3) обмежити пікові перенапруги на двигуні;

4) відфільтрувати перешкоди, зумовлені спрацюванням контактора, що знаходиться між фільтром і двигуном;

5) зменшити струм витоку на землю двигуна.

Вихідний синусний фільтр використовується у випадках, які потребують:

1) великої довжини кабелю між перетворювачем і двигуном (до 1000 м);

2) використання проміжного трансформатора між перетворювачем і двигуном;

3) паралельного включення двигунів.

Панель оператора дозволяє здійснити швидке налаштування всіх параметрів перетворювача частоти. Інформаційний дисплей відображає множину характеристик, необхідних при роботі та налаштуванні перетворювача. Параметри перетворювача зберігаються в панелі необмежений тривалий час і

легко переносяться з одного перетворювача на інший без використання комп'ютера. Одна панель може бути використана для декількох ПЧ. Монтується панель безпосередньо на перетворювачі або вбудовується в дверці шафи керування.

Модуль введення-виведення містить необхідні для роботи перетворювача дискретні та аналогові входи/виходи. Залежно від виробника і галузі використання мають різну кількість входів/виходів.

Модуль мережі необхідний для зв'язку перетворювача з іншими пристроями в мережі. На теперішній момент підтримуються мережі Lесom, Interbus, Profibus-DP, CAN, LON.

Для кожної марки перетворювача частоти виробники пропонують спеціально розроблене додаткове обладнання, яке відповідає даній марці ПЧ.

5 ЗАХИСТ Й АВТОМАТИКА СПОЖИВАЧІВ

5.1 Захист і автоматика конденсаторних установок (КУ)

5.1.1 Захист конденсаторних установок

Основний вид пошкоджень – пробій конденсаторів – призводить до двофазного короткого замикання. Особливі режими пов'язані з перевантаженням конденсаторів вищими гармоніками струму і збільшенням напруги.

Захист від багатофазних коротких_замикань передбачений для усіх КУ загалом і діє на вимкнення без витримки часу. В мережах до 1 кВ він виконується плавними запобіжниками або автоматичними вимикачами, а в мережах понад 1 кВ – запобіжниками або двофазною СВ. Крім того, передбачається груповий захист батарей, з яких складається КУ. Він не потрібний, якщо конденсатори обладнані індивідуальним захистом секцій. Ці захисти виконуються запобіжниками.

Номінальний струм вставки і струм спрацювання захисту відлагоджують від струмів вмикання КУ і поштовхів при перенапругах:

$$I_{с.з.} = I_{вс.ном} = K_{від} I_{ку.ном},$$

де $K_{від} = 2,0 \dots 2,5$ (більша величина для вставок); $I_{ку.ном}$ – номінальний струм КУ або окремих її елементів.

Чутливість достатня, якщо $K_{ч} \geq 2$ при $K^{(2)}$ на виводах КУ.

Захист від перевантажень передбачається, коли безпосередньо близько є потужні випростувальні установки. Він спільний для усієї КУ і діє на вимкнення з витримкою часу 4 с. Струм спрацювання:

$$I_{с.з.} \geq 1,3 I_{ку.ном}.$$

Захист від збільшення напруги встановлюється, якщо до одиничного конденсатора може тривало прикладатися напруга понад $1,1 U_{ном}$. Він виконується одним максимальним реле напруги, для якого:

$$U_{с.з.} = 1,1 U_{ном};$$

Витримка часу $t_{с.з.} = 3 \dots 5$ хв. Передбачене АПВ КУ після відновлення

початкового рівня напруги, але не раніше, ніж через 5...6 хв після її вимкнення.

Захист КУ напругою більше 1 кВ від однофазних замикань передбачається, якщо струм замикання на землю більший 20 А. Він виконується як і для захисту ліній. Реле струму вмикають на трансформатор струму нульової послідовності. Такий захист не встановлюється, якщо КУ з'єднана із збірними шинами без кабельної вставки. В цьому випадку для захисту від однофазних замикань використовується пристрій контролю ізоляції на шинах розподільчого пристрою.

5.1.2 Автоматика конденсаторних установок

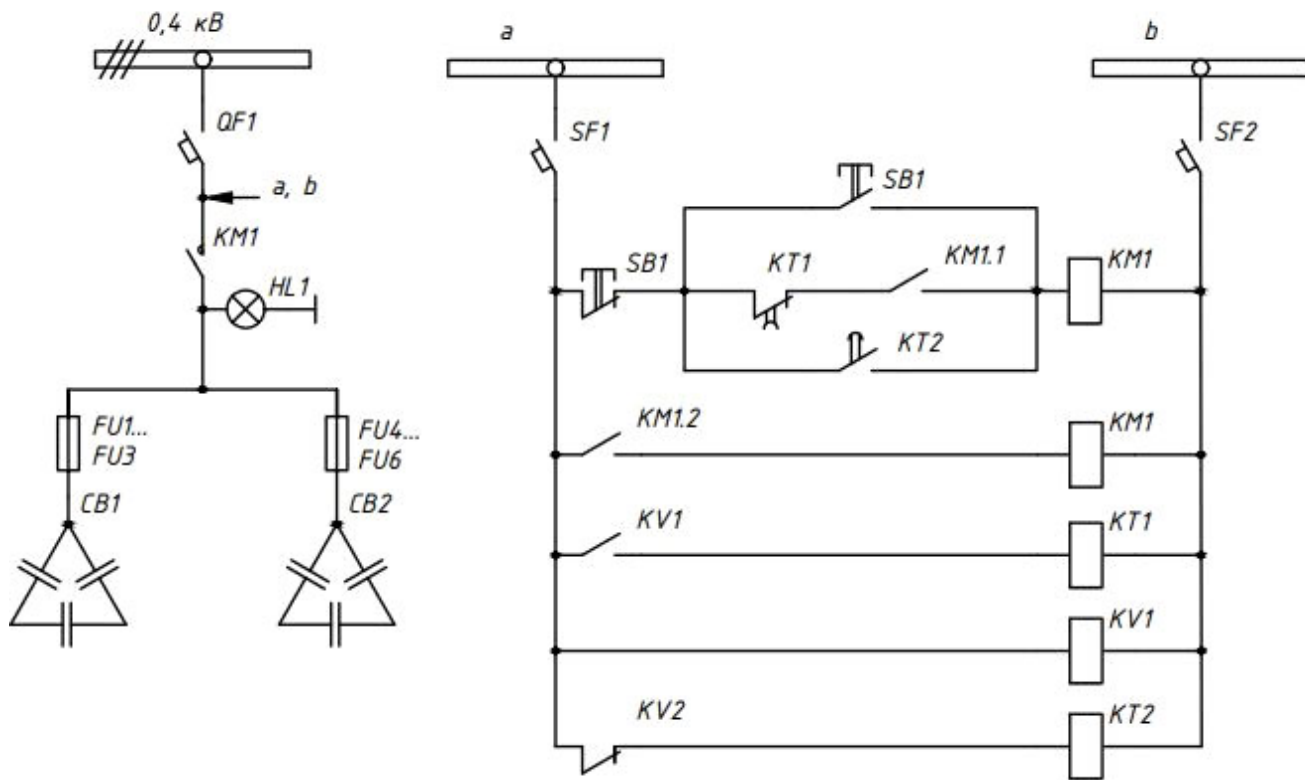
Пристрої автоматичного регулювання напруги виконуються одноступеневими, коли автоматично вмикається або вимикається вся КУ, або багатоступеневими, коли комутуються окремі батареї або одиничні конденсатори. Регулювання можуть здійснюватись за напругою, струмом навантаження, величиною або знаком реактивної потужності, годинами доби.

Одноступеневе регулювання напруги у зв'язку з комутуванням усієї установки має великі зони нечутливості, досить грубе і допускає значне відхилення напруги, що небажано. Щоб автоматика не діяла за короткочасних коливань напруги, керуюча дія на вмикання КУ на шини подається контактами реле часу через 15 с.

На рисунку наведена схема одноступеневого автоматичного регулювання напруги на шинах 0,38 кВ і показані елементи захисту КУ (запобіжники й автомат).

Регулювання виконується за напругою, тому в схему входять максимальне реле напруги KV1 і мінімальне реле напруги KV2. Реле KV1 спрацьовує при збільшенні напруги на шинах 0,38 кВ, а реле KV2 – у випадку її зменшенні.

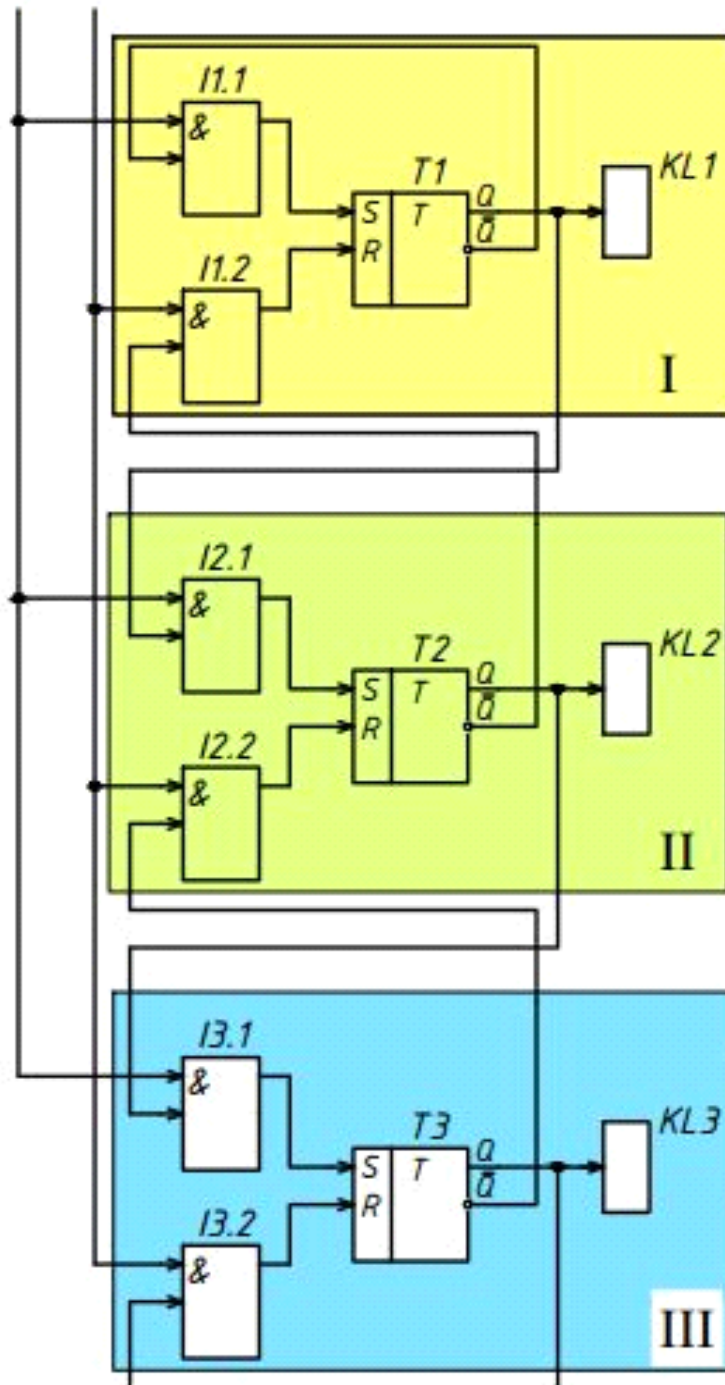
Багатоступеневе регулювання дозволяє здійснити пристрій АРКОН. Він забезпечує комбіноване регулювання потужності КУ в мережах змінного струму високої та низької напруги. В пристрої передбачена можливість вибору параметра регулювання за напругою (контроль здійснюється за однією з фазних або лінійних напруг) або за напругою з корекцією струмом навантаження і кутом між ними (контроль за однією з фазних або лінійних напруг і струму фази). АРКОН



складається з вимірної частини (командний блок) і логічної частини (програмний блок) з виконавчими елементами у вигляді т.зв. приставок. Вимірна частина аналогічна вимірній частині регулятора напруги для трансформаторів. Але тут регулятор виявляє лише напрям дії – вмикання або вимикання чергової секції КУ. Яка саме секція має комутуватись, визначається приставками. Почерговість дії приставок може бути подвійною. В одному випадку передбачені однакові потужності конденсаторних батарей, тоді приставки і відповідні їм секції вмикаються почергово. В другому випадку потужності секцій однакові, що збільшує кількість ступенів регулювання. Наприклад, три секції із співвідношенням потужностей 1:2:4 дозволяють отримати сім ступенів регулювання. Командний блок з витримкою часу (1...3 хв) посилає програмному блоку команду на комутацію секції КУ.

На рисунку наведено структурну схему з'єднання трьох приставок для секцій однакової потужності. Кожна приставка складається з двох логічних елементів і, тригера Т і виконавчого елемента КЛ, який керує роботою секції. До вмикання секцій КУ в кожній приставці відсутній сигнал на прямому виході тригера Q (логічний нуль) і є логічна одиниця на інверсійному \bar{Q} .

Ввім. Ввим.



Якщо контрольована напруга знаходиться в зоні нечутливості, то в колах вимкнення, вмикання і регулятора є логічний нуль. У випадку зменшення напруги перший імпульс на вмикання подається через і1.1, на другому вході якого є логічна одиниця з інвертного виходу Т1, тому перша логічна одиниця поступає на тригер Т1 і він перемикається. Тригер Т2 першим імпульсом не перемикається, бо на другий вхід і2.1 подається сигнал заборони нуль з прямого виходу Т1. Це ж стосується і Т3. Перемкнувшись, Т1 подає команду на дію виконавчого елемента

КУ, який вмикає першу секцію і подає сигнал дозволу логічну одиницю на другий вхід елемента і2.1. Тоді другий імпульс команди вмикання перемикає Т2. Стан тригера Т1 не змінюється, бо на другому вході елемента і1.1 є сигнал заборони – нуль з інвертного виходу Т1. Аналогічно від третього імпульсу перемикається тригер Т3.

У випадку появи сигналів на вимкнення пристрій працює аналогічно, але в оберненому порядку. Необхідну почерговість зворотного перемикання тригерів – спочатку Т3, потім Т2 і Т1 забезпечують логічні елементи і3.3-і1.1.

5.2 Захист і автоматика трансформаторів електропічних установок

5.2.1 Захист трансформаторів електропічних установок

Електродугові плавильні установки характеризуються порівняно малими напругами горіння дуги. За великої потужності печі це обумовлює дуже великі струми (десятки кА). У процесі плавки опір дуги ДСП різко змінюється, внаслідок чого можливі часті експлуатаційні короткі замикання електропроводів на метал і обрив дуги. Це супроводжується різкими і швидкими змінами струму і напруги. Обрив дуги викликає значні перенапруги. Ці особливості не дозволяють вмикати дугові печі до шин джерела живлення. Для обмеження струму експлуатаційного к.з. до $3I_{T,ном}$ трансформатор вибирається з великим реактивним опором або послідовно з ним вмикається реактор.

Електропічні трансформатори мають широкий діапазон регулювання коефіцієнта трансформації і великі струми на стороні НН. Регулювання напруги здійснюється перемиканням секцій обмоток ВН за допомогою РПН або перемиканням схеми з'єднань з Δ на Y .

СЗ без витримки часу від багатозначних к.з. виконується двофазним, три- або дворелейним і встановлюються зі сторони живлення зі струмом спрацювання:

$$I_{с.з}^I = K_{від}^I I_{T,ном}^I,$$

де $K_{від}^I = 2 \dots 3$ для руднотермічних і $K_{від}^I = 3 \dots 4,5$ для дугосталеплавильних печей.

Підвищений $K_{від}^I$ забезпечує відлагодження від струмів експлуатаційних

к.з., які ліквідовуються пристроєм автоматичного регулювання потужності ПАРП. Струми експлуатаційних к.з. мало відрізняються від струмів к.з. на стороні НН, тому захист може бути нечутливий до них. Запропоновано захист, який діє залежно від швидкості зміни струму і напруги.

СЗ від перевантажень вмикається через ТС, встановлені на стороні НН, а за їх відсутності використовується ТС зі сторони живлення. Для виконання захисту використовують РТ–80. Враховуючи можливість несиметрії струмів фаз, захист виконують трифазним. За струму спрацювання:

$$I_{c.з} = (1,4-1,5) I_{т.ном}$$

витримка часу має становити $t_{c.з} = 10$ с. При цьому забезпечується також відлагодження від струмів експлуатаційних к.з.

Газовий захист встановлюється для трансформаторів потужністю більше 6,3 МВА. Для внутрішньоцехових ПС газовий захист встановлюється на трансформаторах усіх потужностей.

Захист від однофазних к.з. на землю передбачається, якщо це необхідно згідно з умовами роботи мережі з глухозаземленою нейтраллю.

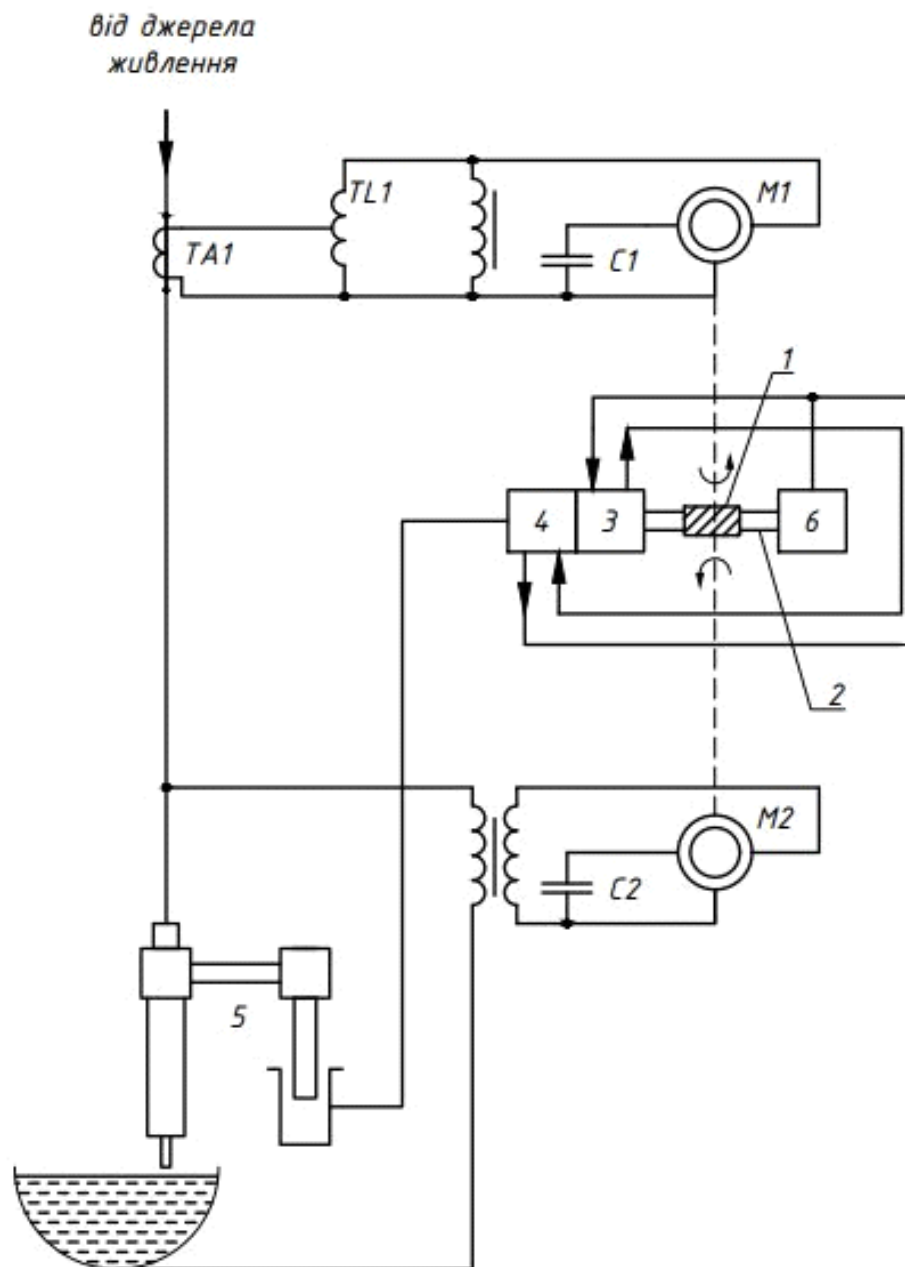
Незважаючи на значну потужність цих трансформаторів (понад 60 МВА) диференційний захист не передбачається. Його виконання ускладнене тим, що ТС НН відсутні або мають характеристики, які різко відрізняються від характеристик ТС зі сторони живлення.

5.2.2 Автоматика трансформаторів електропічних установок

ПАРП призначений для відновлення режиму роботи, діючи на привод переміщення електродів. Підтримання потужності печі на певному рівні і зміна напруги згідно з програмою здійснюється ручним перемиканням ступенів напруги електропічного трансформатора.

Принцип роботи регулятора потужності ґрунтується на використанні зміни співвідношення між напругою і струмом фази установки.

На рисунку показано принципову схему електрогідравлічного регулятора зі слідкуючим золотником дросельного типу. Регулятор діє залежно від зміни



відношення між напругою і струмом фази електропічної установки, прагнучи підтримувати це відношення на рівні, який відповідає заданій потужності. Відношення між напругою і струмом контролюється вимірним органом, який складається з двофазних конденсаторних АД М1, М2, з'єднаних один з одним валом. На валу розташоване зубчасте колесо 1, з'єднане з рейкою 2. При обертанні вала зубчасте колесо 1 переміщає рейку 2, яка діє на шток керуючого золотника 3 і через нього на золотник гідропідсилувача 4 і плунжерон силового циліндра 5, який переміщає електрод. Обертальний момент електродвигуна М1 визначається фазним струмом, а двигуна М2 – фазною напругою. Моменти спрямовані в протилежні сторони. Для заданого режиму роботи вони рівні і система нерухома.

Поява поштовхів струму свідчить про виникнення експлуатаційних к.з. При цьому момент M_1 збільшується і регулятор діє так, що плунжерон 5 підносить електрод. За зменшення струму внаслідок обриву дуги або через інші причини результуючий момент на валу змінює напрям і електрод опускається. В регуляторі передбачений демпфер 6, який не дозволяє системі реагувати на короткочасні порушення режиму.

Існують схеми, побудовані на двох сельсинах, об'єднаних валом. В них різниця напруг з виходів сельсинів передається на електродвигун переміщення електрода.

5.3 Захист і автоматика потужних випрямлячів

5.3.1 Пошкодження і особливі режими потужних випрямлячів

До пошкоджень перетворювального агрегату належать пошкодження трансформатора, к.з. в системі змінного струму і пробій напівпровідникових вентилів (втрата закриваючих властивостей). При пробіі можливе утворення дуги у пошкодженому вентилі, його вибух, що супроводжується перекидом дуги на струмопроводи перетворювача. Особливими режимами є надструми перевантажень і зовнішні к.з. в системі випрощеного струму, і порушення роботи пристроїв власних потреб – живлення кіл керування.

5.3.2 Захист трансформатора

СЗ без витримки часу в установках з первинною напругою понад 1 кВ виконується двофазним трирелейним за допомогою РТ-40. За недостатньої чутливості – РНТ-565. Струм спрацювання:

$$I_{с.з}^I = K_{від}^I I_{т.ном},$$

де $K_{від}^I = 3 \dots 4$ для реле РТ-40 і $K_{від}^I = 1,3$ для РНТ-565.

$K_{від}^I$ відлагоджує захист від кидків струму намагнічування під час вмикання ненавантаженого трансформованого і від можливих поштовхів струму навантаження.

Якщо за двофазного к.з. на стороні НН $K_q < 1,5$, то передбачається другий ступінь з витримкою часу 0,5 с. Захист повинен бути селективним із запобіжниками вентилів і автоматичних вимикачів на стороні випрямленого струму. В установках з первинною напругою до 1 кВ захист трансформатора виконують максимальними розчіплювачами автоматів, ввімкненими в дві фази у випадку ізольованої нейтралі і в три фази у випадку глухозаземленої нейтралі мережі первинної напруги.

Газовий захист від внутрішніх пошкоджень і зменшення рівня масла встановлюється на трансформаторах потужністю більше 1000 кВА, а для внутрішньоцехових перетворювальних підстанцій і установок – починаючи з 400 кВА.

Захист від перевантажень трансформатора встановлюється, якщо немає захисту від перевантажень вентилів. Він виконується на реле РТ–80. Струм спрацювання:

$$I_{с.з} = \frac{K_{вдл}}{K_{п}} I'_{т.ном},$$

де $K_{вдл} = 1,1$, $K_{п} = 0,8$, $I'_{т.ном}$ – приведений до первинної напруги трансформатора номінальний випрямлений струм:

$$I'_{т.ном} = K_1 I_{d ном} \frac{U_2}{U_1},$$

де K_1 визначається схемою живлення випрямляча; $I_{d ном}$ – номінальний випрямлений струм перетворювача; U_1 і U_2 – відповідно ВН і НН трансформатора.

Характеристику часу дії РТ–80 вибирають такою, щоб забезпечувалась перевантажувальна здатність перетворювального агрегату.

5.3.3 Захист напівпровідникового випрямляча

Для захисту вентилів від пробою використовують швидкодіючі плавкі запобіжники, які встановлені послідовно з вентилями в кожен віток.

Селективність забезпечується тим, що під час пошкодження одного з вентилів

весь струм к.з. проходить лише через запобіжник цього вентиля, а в двох інших фазах струм к.з. розподіляється всіма паралельно ввімкненими запобіжниками. Селективність забезпечується за щонайменше трьох паралельних віток.

Номінальний струм плавкої вставки вибирають з умови

$$I_{\text{вс.ном}}^2 t_{\text{вс}} \leq I_{\text{в.доп}}^2 t_{\text{в}},$$

де $I_{\text{в.доп}}^2 t_{\text{в}}$ – допустима теплова дія на вентиль, що захищається.

Захист від надструму зовнішніх к.з. забезпечується швидкодіючим неполяризованим автоматом в одному полюсі на стороні виробленої напруги. Зовнішні ж к.з. до вимикача ліквідує МСЗ без витримки часу випрямляча.

Якщо вентилі вибрані за струмом навантаження і не витримують струми зовнішніх пошкоджень протягом часу дії МСЗ без витримки часу і часу вимкнення вимикача ВН або якщо цей захист нечутливий, то застосовують швидкодіючі короткозамикачі. У випадку спрацювання вони закорочують виводи НН трансформатора, різко обмежуючи струм у вентилях. Штучне к.з., що виникло, вимикається струмовим захистом трансформатора зі сторони ВН. Такий захист застосовують переважно для потужних випрямлячів. Необхідність у такому захисті відпадає, якщо вентилі вибирають так, щоб вони витримували надструми зовнішніх к.з. протягом часу ліквідації цього пошкодження. Для захисту тиристорних перетворювачів від надструмів зовнішніх к.з. рекомендується використовувати рідинометалічні самовідновлювальні запобіжники.

5.3.4 Пристрої автоматики

Пристрої АПВ і АВР призначені для збільшення надійності електропостачання споживачів постійного струму. На одноагрегатних випрямлячах застосовують загальний ПАПВ всього агрегату або ПАПВ автоматів на стороні випрямленої напруги. В багатоагрегатних установках застосовують один спільний ПАВР.

Якщо усі агрегати працюють на одне навантаження, надійність електропостачання поліпшується лише, коли агрегати можуть нести аварійне

перевантаження протягом часу спрацювання ПАВР. В протилежному випадку випрямлячі можуть вимкнутись до моменту дії АВР.

5.4 Захист і автоматика шин і струмопроводів

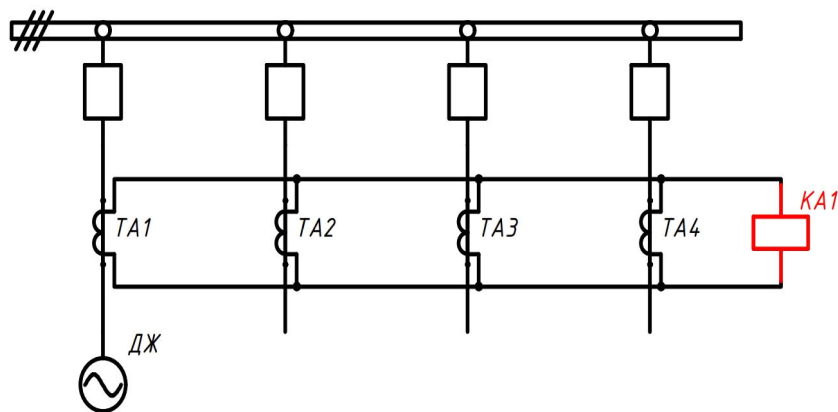
5.4.1 Пристрої захисту

Пристрої захисту шин повинні швидко і правильно вимикати всі к.з. на шинах. Такі пошкодження можуть виникати через забруднення, пошкодження шинних ізоляторів, втулок вимикачів і ВТС, за помилкових дій персоналу з шинними роз'єднувачами.

Диференційний СЗ шин напругою 35 кВ і вище електростанцій і підстанцій охоплює усі елементи, які приєднані до системи або секцій шин. Велика кількість ТС збільшує ймовірність обриву їх вторинних кіл. Це враховується при виборі струму спрацювання:

$$I_{с.з} \geq K_{від} I_{роб\ max}$$

де $I_{роб\ max}$ – струм найпотужнішого приєднання.



ТС використовують з однаковими коефіцієнтами трансформації незалежно від потужності приєднання або вирівнюють струми плеч. У зворотній провід вмикається реле струму, яке спрацює при обриві вторинних кіл будь-якого ТС, виводячи захист з дії з витримкою часу.

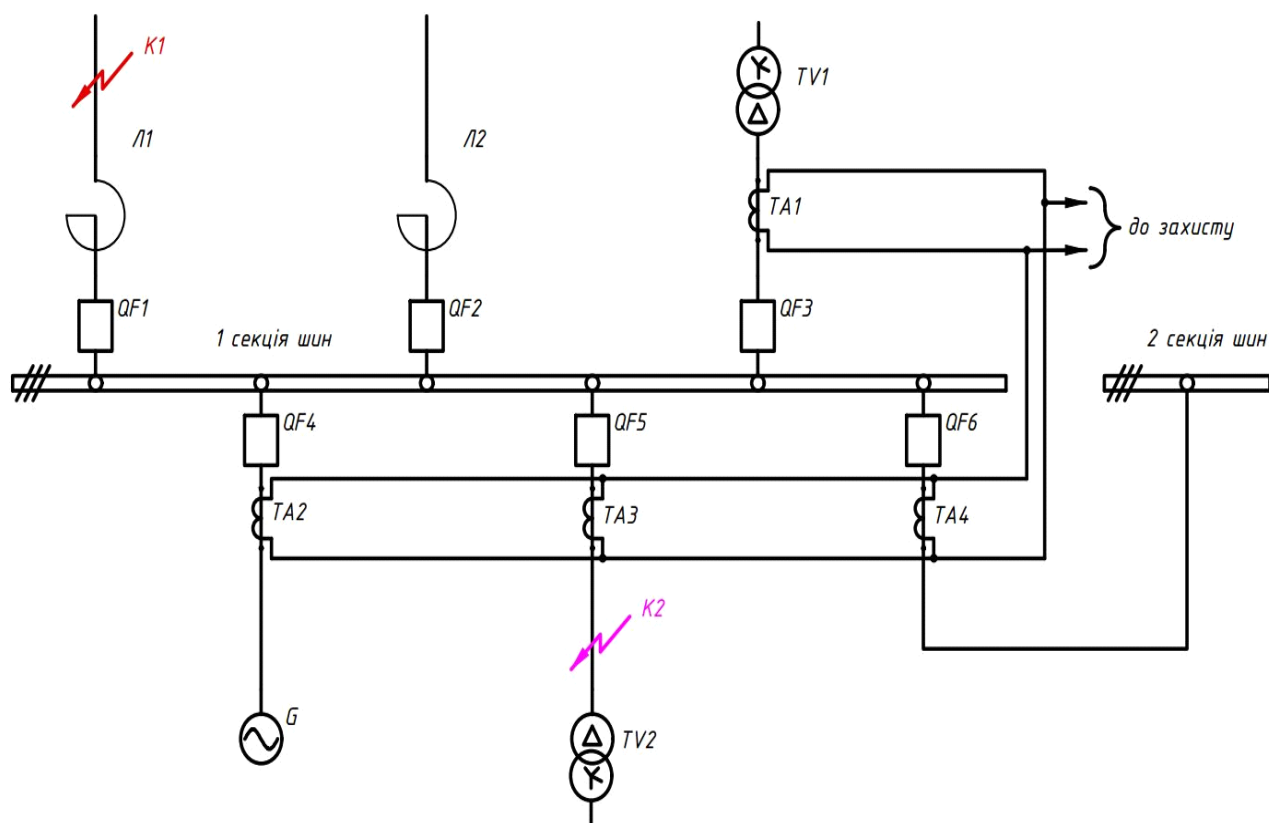
Щоб захист не спрацював при зовнішніх к.з., струм спрацювання:

$$I_{с.з} \geq K_{від} I_{нб.розр\ max1}$$

Для збільшення $K_{\text{д}}$ до двох при к.з. на шинах використовують РНТ або ДЗТ.

Особливості виконання диференційного захисту шин визначаються схемою первинних з'єднань і умовами її роботи. Наприклад, подвійна система шин має захист у вигляді одного комплекту, якщо одна з систем шин робоча, а друга – обхідна. Якщо обидві системи шин працюють з фіксованим розподілом приєднань, то захист виконується трьома комплектами, два з яких окремо захищають першу і другу системи шин за звичайного розподілу приєднань, а третій запобігає неправильній роботі перших двох комплектів при зовнішніх к.з. у випадку вимушеного порушення фіксації.

Диференційний СЗ шин 6-10 кВ для генераторів $P_{\text{Г}} \geq 12$ МВт виконується за спрощеною схемою. В його коло струму не вмикаються ТС споживачів електроенергії. Такий захист називається неповним диференційним струмовим. Цей СЗ вмикається на геометричну суму струмів живлячих приєднань (генераторів, трансформаторів зв'язку з системою, секційного вимикача) і ТВП. Захист виконується двоступеневий: перший ступінь (СВ без витримки часу) є основним захистом, другий ступінь – МСЗ – резервує перший ступінь і захищає ліній, що відходять, які не охоплені диференційним захистом.



Струм спрацювання першого ступеня:

$$I_{с.з}^I = K_{від} \left[I_{к1 зов max}^{(3)} + K_{нп} (I_{роб max нп} + I_{роб.дод}) \right],$$

де $I_{к1 зов max}^{(3)}$ – струм зовнішнього к.з. (т.К1); $K_{нп}$ – коефіцієнт, який враховує можливе збільшення струму всіх непошкоджених ліній ($K_{нп} = 1,2$); $I_{роб max нп}$ – максимальний робочий струм непошкодженої лінії; $I_{роб.дод}$ – частина навантаження секції 2, яка ПАВР перемикається на секцію 1, що захищається.

Чутливість захисту достатня, якщо $K_{ч} > 1,5$. Для збільшення чутливості струмову відсічку можна виконати комбінованою за струмом і напругою. Тоді струму спрацювання вибирають, враховуючи:

1) відлагодження від максимального робочого струму секції, що захищається $I_{роб max}$ у випадку вмикання до неї пристроєм АВР навантаження секції 2 $I_{роб.дод}$:

$$I_{с.з}^I \geq \frac{K_{від}}{K_{п}} (I_{роб max} + I_{роб.дод});$$

2) відлагодження від струму небалансу $I_{нб. розр max1}$ і струмів підживлення від АД $I_{АД}$ і СД $I_{СД}$ при зовнішніх к.з. на приєднаннях охоплених диференційним захистом (на приклад т. К2):

$$I_{с.з}^I \geq K_{від} I_{нб. розр max1} + K'_{від} I_{АД} + K''_{від} I_{СД},$$

де $K_{від} = 1,5$; $K'_{від} = 0,5$; $K''_{від} = 1,2$; $I_{АД}$ і $I_{СД}$ визначаються для моменту часу $t = 0$; $I_{нб. розр max1}$ – струм обумовлений похибкою ТС.

Напруга спрацювання відлагоджується від мінімальної напруги за трифазного к.з. за реактором лінії:

$$U_{с.з}^I = \frac{\sqrt{3} I_{с.з}^I X_p}{K_{від}},$$

де X_p – опір реактора.

Струм спрацювання МСЗ вибирається:

1) згідно з умовою повернення реле після вимкнення пошкодженої лінії

власним захистом при к.з. за реактором:

$$I_{с.з}^{III} \geq \frac{K_{від} K_{сзп}}{K_{II}} (I_{роб\max\ II} + I_{роб.дод}),$$

де $K_{сзп} = 1,2 \dots 1,3$.

2) згідно з умовою неспрацювання реле в момент перемикання пристроєм АВР споживачів пошкодженої секції, яка вимкнена власним захистом:

$$I_{с.з}^{III} \geq K_{від} (I_{роб\max\ II} + K_{сзп} I_{роб.дод}),$$

де $K_{сзп} = 2,5 \dots 3$.

Витримка часу:

$$t_{с.з}^{III} = t_{л\max} + \Delta t,$$

де $t_{л\max}$ – максимальний час спрацювання захистів ліній.

Чутливість захисту достатня, якщо при двофазному к.з. за реактором лінії $K_{ч} \geq 1,2$.

Спеціальний захист 6-10 кВ підстанцій звичайно не передбачений. Тоді к.з. на шинах ліквідовуються з витримкою часу захистами трансформаторів від зовнішніх к.з. та захистами, які встановлені на секційному або шиноз'єднувальному вмиканні. Погодивши дію цих захистів з дією інших приєднань секції шин, що захищаються, к.з. на шинах можна ліквідувати без витримки часу. Це досягається непрямым порівнюванням електричних величин. Захисти живлячих приєднань діють при пошкодженнях на шинах і зовнішніх к.з., а захисти приєднань, що відходять – лише при пошкодженні на приєднанні, яке захищається. При к.з. на шинах захисти живлячих приєднань повинні вимкнути відповідні вимикачі без витримки часу.

У випадку пошкодження на приєднанні його захист запускається і не дозволяє захистам живлячих приєднань діяти без витримки часу. Для відлагодження від струмів підживлення двигунів у захисти приєднань, що відходять, вводять реле напряму потужності.

5.4.2 Пристрої автоматики шин

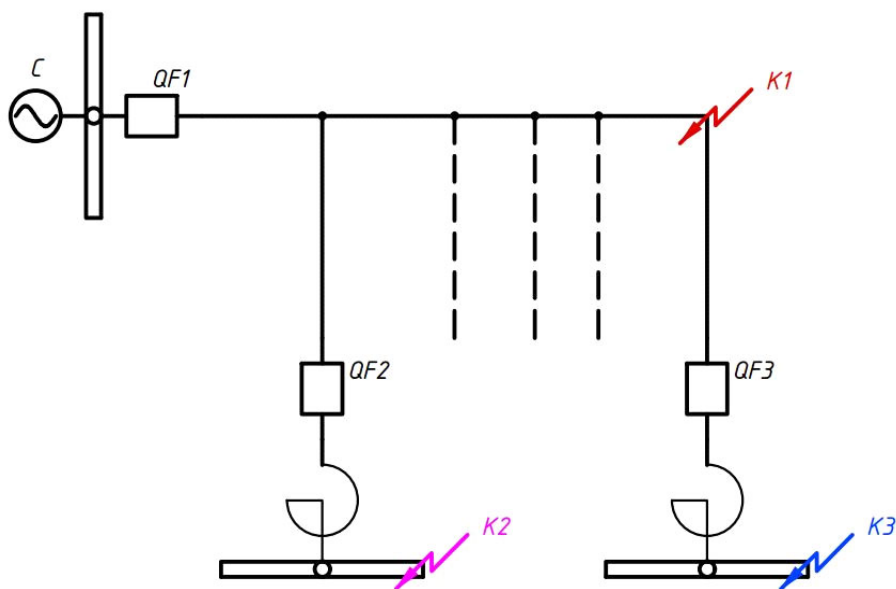
Пристрої автоматики шин забезпечують автоматичне вмикання шин. Якщо шини не мають спеціального захисту, то відновлення напруги на них здійснюється ПАПВ живлячих приєднань. За наявності спеціального захисту шин можна застосовувати окремі ПАПВ шин, які запускаються цим захистом. ПАПВ подає напругу на шини спочатку від одного з живлячих приєднань, що вимкнулись (виконується опробування шин), і лише якщо опробування успішне, вмикаються інші приєднання.

ПАПВ з контролем напруги на шинах дозволяє вмикання першого приєднання при відсутності напруги на шинах, а вмикання інших приєднань – за наявності напруги. Недолік – у випадку відмови на вмикання вимикача, який повинен ввімкнутись першим, АПВ шин взагалі не відбувається.

Цього недоліку немає ПАПВ шин з заборною дією (блокуванням) при повторному спрацюванні захисту шин. Заборона виконується додатковим проміжним реле, яке самовтримується після першого спрацювання захисту шин. Якщо захист спрацює повторно, то створюється коло заборони. При вдалому АПВ шин самовтримання знімається через деякий час.

5.5 Пристрої захисту і автоматики струмопроводів

Струмопроводи 6(10) кВ звичайно відходять від шин потужних джерел. Коротке замикання на струмопроводах призводять до великих струмів і сильного зменшення напруги на шинах джерел. Тому основний захист виконується швидкодіючим. Крім нього встановлюється резервний захист з витримкою часу.



Основний захист повинен чітко відрізнити замикання в кінці магістрального струмопроводу (т. К1) від к.з. за реактором першого відгалуження (т. К2). Резервний захист повинен відрізнити к.з. за реактором останнього відгалуження (т. К3) від струму навантаження і мати достатню чутливість до замикання в т. К3.

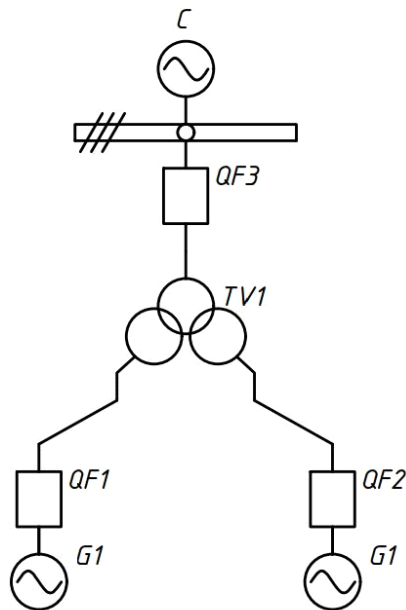
На струмопроводах 10 кВ ці вимоги виконуються за використання: СЗ без пуску за напругою, якщо довжина лінії до 0,5 км; СЗ з пуском за напругою на лінії 0,5÷1 км; двоступеневим дистанційним захистом (другий ступінь резервний) на лінії 1÷2 км; якщо довжина лінії більша 2 км або попередні захисти недостатньо чутливі, то використовується поздовжній диференційний захист з реле РНТ–565. Якщо на реакторах немає швидкодіючого захисту, тоді встановлюється поздовжній диференційний захист, в зону якого входять і реактори.

Велика довжина струмових кіл диференційного захисту зумовлює підвищену ймовірність їх обриву. Щоб не зменшувати чутливість захисту відлагодженням від обриву вторинних кіл, використовується пусковий орган струму, який вводить диференційний захист в дію лише при виникненні к.з.

На одноколових струмопроводах використовують ПАПВ; на секційних і шиноз'єднувальних вимикачах підстанцій, які живляться від двоколового струмопроводу – ПАВР.

6 ЗАХИСТ Й АВТОМАТИКА ПІДСТАНЦІЙ БЕЗ ВИМИКАЧІВ НА СТОРОНІ ВН І ЛІНІЙ З ВІДГАЛУЖЕННЯМИ

6.1 Захист і автоматика блоків



На блоках передбачені захисти від тих самих пошкоджень і особливих режимів, що й на аналогічних елементах тієї ж потужності, які працюють окремо. Пристрої автоматики принципів особливостей не мають. Пристрої захисту виконують з урахуванням таких особливостей:

1) захисти від багатозначних к.з. в елементах блока і від однофазних к.з. обмоток ВН трансформатора виконується діючими на вимкнення всього блока. Винятком є захист блоків, подібних до блока на рисунку, де пошкодження одного з генераторів вимикається власним вимикачем. Від багатозначних к.з. використовується поздовжній диференційний захист, спільний для всього блока; індивідуальний диференційний захист генератора бажаний як чутливіший і обов'язковий, якщо генератор має окремий вимикач;

2) захист від зовнішніх к.з. і перевантажень виконуються спільними для всього блока, оскільки надструми проходять через усі елементи;

3) захист від замикань на землю на стороні НН блоків з генераторами виконується спрощено, оскільки відсутній електричний зв'язок цієї сторони з суміжними елементами блока.

Якщо розподільча мережа **10 кВ**, то для використання двигунів **6** або **3 кВ** їх об'єднують в блоки з трансформаторами **Y/Δ**. На блоках трансформатор-двигун спільним захистом є струмова диференційна відсічка або струмовий диференційний захист. Вимоги ті ж самі, що і при окремому захисті трансформатора і двигуна. Такий захист повинен мати підвищену чутливість, оскільки струм к.з. в двигуні обмежується опором трансформатора. Захист від

замикань на землю не встановлюється, бо струм замикання на землю невеликий.

6.2 Захист і автоматика підстанцій без вимикачів на стороні ВН

6.2.1 Захист підстанцій без вимикачів на стороні ВН

Трансформатори підстанцій без вимикачів на стороні ВН ввімкнені на лінію звичайно через відокремлювачі (трифазні роз'єднувачі з дистанційним керуванням), які забезпечують можливість їх вимкнення в безструмову паузу після вимкнення живлячої лінії, яке викликане пошкодженням трансформатора. Вимкнення лінії визначається різними умовами: безпосереднім реагуванням її захистів на к.з., які виникли в трансформаторі; дія захистів трансформатора, що спрацювали на короткозамикача, який створює штучне к.з. біля вводів ВН трансформатора або на пристрій телевимкнення вимикачів лінії.

Захист підстанцій без комутаційної апаратури на стороні ВН є найпростішими. Трансформатор приєднується до лінії за схемою блок лінія–трансформатор. У випадку пошкодження трансформатора підстанція вимикається вимикачем, який встановлений на початку лінії. Якщо релейний захист лінії досить чутливий до пошкоджень на виводах НН трансформатора, то на трансформаторі захист зі сторони ВН можна не встановлювати. Для запобігання пошкоджень обмоток трансформатора у випадку зовнішніх к.з. витримка часу захисту лінії повинна не перевищувати час термічної стійкості трансформатора, який захищається. Але захист лінії часто не чутливий і не швидкодіючий при пошкодженнях всередині блока. Тому таке рішення допускається лише для трансформаторів малої потужності, що працюють в блоках з лінією. На інших трансформаторах передбачають власний релейний захист, який діє на вимкнення вимикача живлячої ПС. Сигнал вимкнення передається за допомогою пристроїв телемеханіки, що ускладнює захисні пристрої і робить його дорожчим. Розроблені пристрої телемеханіки, які розраховані на передавання однієї-двох команд і можуть працювати як з каналом телемеханіки, так і з апаратурою високочастотного телефонного зв'язку без спеціально виділених каналів. При передаванні команди телевимкнення через кабель передбачається постійний контроль стану його жил. У випадку пошкодження трансформатора і спрацюванні

його захисту одночасно з вимкненням вимикача здійснюється і заборона його АПВ. Провідні канали для телевимкнення застосовуються для спрощених підстанцій розподільчих мереж **35–110 кВ**, які близько розташовані до джерела живлення, для якого штучно створені короткозамикачами к.з. небезпечні. При цьому слід враховувати, що інші, віддалені кінці лінії вимикаються лише після вмикання, з деякою витримкою часу, короткозамикача. Ця витримка часу повинна бути більшою суми часу передавання телесигналу і вимкнення під його дією вимикачів. Наявність короткозамикачів поліпшує надійність захисту.

Якщо захисти живлячого кінця лінії не досить чутливі до пошкоджень в обмотках трансформатора і на його виводах НН або мають великі витримки часу, то для вимкнення пошкоджень використовується захист трансформатора, що діє в поєднанні в короткозамикачем.

Наявність на стороні ВН відокремлювача і короткозамикача не вимагає спеціальної системи передавання сигналів на вимкнення лінії під час спрацювання захисту трансформатора. В цьому випадку релейний захист трансформатора діє на вмикання короткозамикача, який створює штучне к.з. в зоні дії захисту лінії. Спрацьовують швидкодіючі захисти, встановлені на живлячому кінці лінії. Після її вимкнення, струм к.з. зникає і відокремлювач вимикається.

Підстанції з відкритими плавкими вставками дешеві і прості. Плавкі вставки замінюють короткозамикачі і відокремлювачі. Перегорання вставок супроводжується к.з., що призводить до спрацювання захисту лінії і вимкнення її вимикача. Встановлення короткозамикача, який вмикається від газового і диференційного захисту трансформатора, прискорює перегорання плавких вставок.

Підстанції з запобіжниками виконуються одно- і двотрансформаторними. За сумісного використання запобіжників і короткозамикачів з'являється можливість керувати моментом спрацювання запобіжників. При цьому захисні функції запобіжника частково або повністю передається досконалішому релейному захисту трансформатора, який діє на вмикання короткозамикача. Відпадає також необхідність у вимкненні вимикача лінії. Штучне к.з. при дії захисту

трансформатора є недоліком. Тому для захисту використовуються керовані запобіжники, які при спрацюванні захисту трансформатора не вимагають створення штучного к.з. та каналу зв'язку для передавання сигналу на вимкнення вимикача лінії.

6.2.2 Автоматика підстанцій без вимикачів на стороні ВН

На однострансформаторних підстанціях з відокремлювачами і короткозамикачами застосовується **ПАПВ** шин НН. Щоб цей пристрій не працював при пошкодженнях в трансформаторі, допоміжні контакти короткозамикача здійснюють відповідну заборону. На двотрансформаторних підстанціях, крім **ПАПВ** секцій шин НН, застосовуються **ПАВР** секційного вимикача і **ПАВР** на відокремлювачах (якщо трансформатори живляться через окремі лінії). Схеми **ПАВР** секційного вимикача мають коло пуску від допоміжних контактів короткозамикачів. В **ПАВР** на відокремлювачах погоджена дія первинних кіл цих апаратів також забезпечується вмиканням у схему допоміжних контактів цих апаратів.

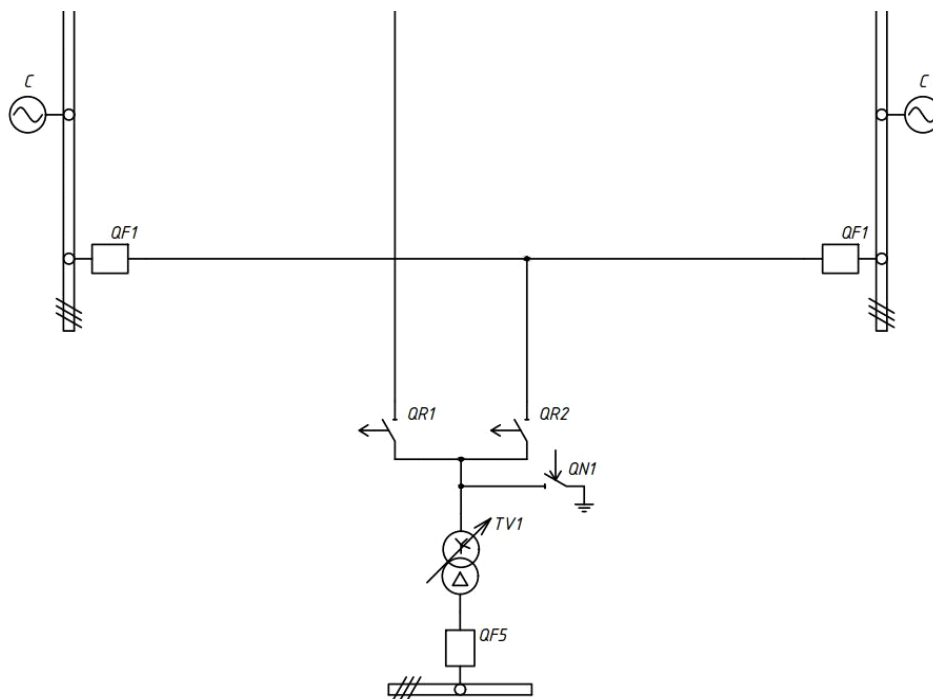


Рисунок 5.1

Аналогічно виконується автоматика однострансформаторних підстанцій, ввімкнених через відокремлювач; до паралельних ліній (рис. 5.1). Якщо підстанція транзитна (рис. 5.2), то захист і автоматика лінії взаємодіє з

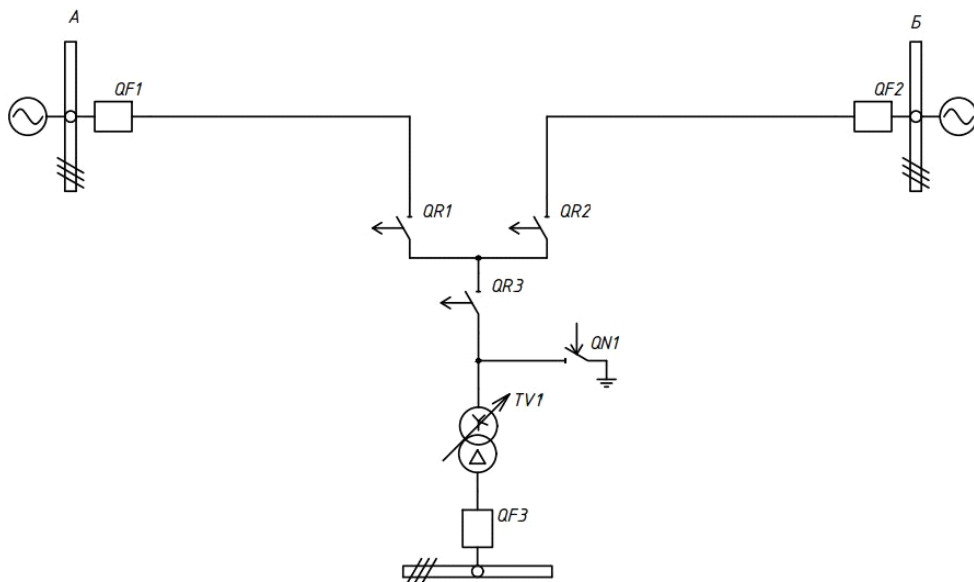


Рисунок 5.2

автоматикою підстанції таким чином. При к.з. на лінії вона вимикається відповідним захистом з обох кінців, після чого дворазовий **ПАПВ** лінії відновлює схему в першому циклі **АПВ**. За стійкого к.з. на лінії після першого циклу **АПВ** захист знову вимикає лінію і в цю безструмову паузу автоматики вимикає відокремлювач, який з'єднаний з пошкодженою ділянкою. Який саме з двох відокремлювачів вимкне автоматика, попередньо (до вимкнення лінійних вимикачів) виявляє направлений захист, встановлений на підстанції. При дії цього захисту підготовлюється коло вимкнення відокремлювача. Після закінчення безструмової паузи другого циклу вимикачі лінії знову вмикаються. Один з них вмикається на існуюче к.з. і повністю вимикається захистом, а другий відновлює живлення підстанції.

Важливим питанням є забезпечення роботи відокремлювача в безструмову паузу **АПВ** живлячих ліній. Існуючі для цього схеми можна поділити на дві основні групи:

1) які непрямо перевіряють відсутність струму в фазах відокремлювача за відсутністю струму в колі короткозамикача;

3) які безпосередньо контролюють відсутність напруги і струму в фазах відокремлювача. Введення органів напруги запобігає вимкненню відокремлювача при роботі газового захисту, коли струми пошкоджень досить малі.

Для трансформаторів невеликої потужності часто застосовують простіші

схеми лише з контролем відсутності струму в колі короткозамикача.

Захисти трансформаторів даних підстанцій здійснюються на оперативному змінному струмі з урахуванням того, що в безструмові паузи підстанція повністю залишається без напруги і тому в комплекті джерела живлення доцільно мати попередньо заряджені батареї конденсаторів. Зарядні пристрої, ввімкнені на ТВП або ТН, не забезпечують заряд розряджених конденсаторів під час вмикання трансформатора на трифазне к.з. на його виводах або на шинах НН підстанції. Тому заряд здійснюється спеціальним зарядним пристроєм, який живиться як від напруги, так і від кіл струму.

Для зменшення часу вмикання запропоновані елегазові апарати, короткозамикачі з піротехнічним приводом, використовується дуговий розряд.

6.3 Особливості РЗА ліній з відгалуженнями

6.3.1 Особливості релейного захисту ліній з відгалуженнями

До однієї лінії можуть вмикатись до трьох-чотирьох відгалужених підстанцій, які можуть мати або не мати джерело живлення. Звичайно вони виконані без вимикачів на стороні ВН. Замість них передбачені короткозамикачі і відокремлювачі або плавкі запобіжники. Схеми з відгалуженнями застосовуються на одинарних або на паралельних лініях з одно- і двостороннім живленням.

Струмові захисти. Під час вибору струму спрацювання **СВ** на лінії з одностороннім живленням слід врахувати умови:

- 1) відлагодження від пошкоджень за трансформаторами відгалужень;
- 2) відлагодження від кидків струму намагнічування трансформаторів усіх підстанцій відгалужень;
- 3) відлагодження від самозапуску двигунів підстанцій відгалужень;
- 4) врахування від струмів, що посилаються двигунами відгалужень у випадку трифазного к.з. на шинах підстанції, де встановлена **СВ** (т. **К1** на рис. 5.3).

На лінії з двостороннім живленням умови вибору струму спрацювання **СВ** такі самі, як і на лінії без відгалужень. Струм спрацювання **МСЗ** вибирається як і

для ліній без відгалужень:

$$I_{с.з}^{III} = \frac{K_{від} K_{сзп}}{K_{II}} I_{роб\max},$$

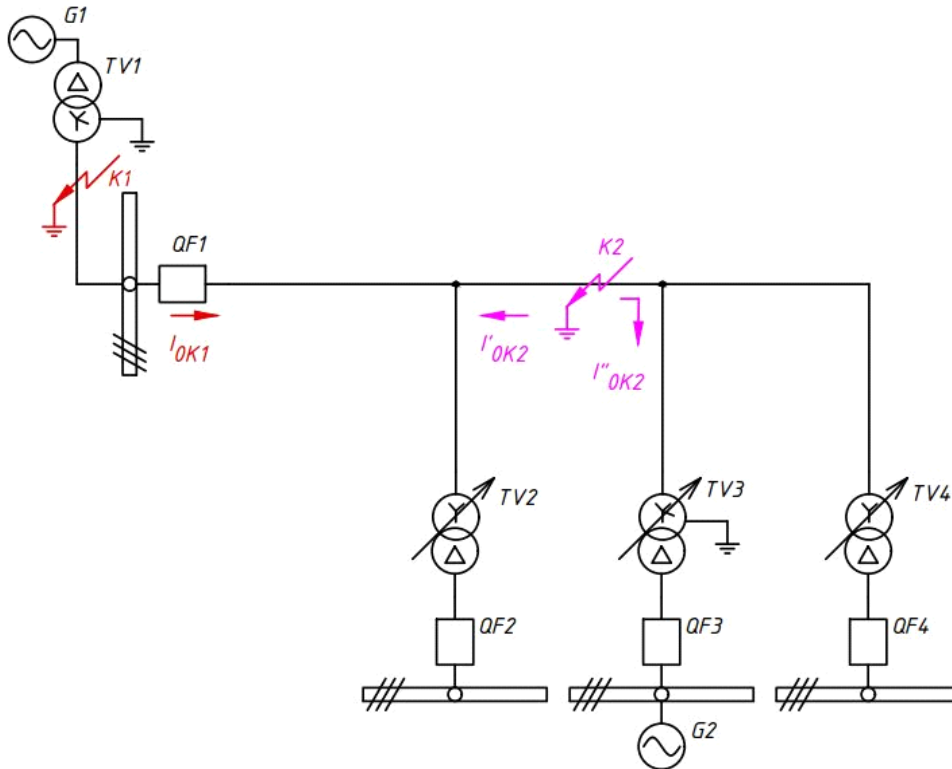


Рисунок 5.3

але при визначенні $K_{сзп}$ слід враховувати струми самозапуску двигунів усіх підстанцій відгалужень.

Врахування додаткових умов зменшує чутливість СЗ. Чутливість зменшується і тому, що струми в місці встановлення захисту при пошкодженнях на лінії з відгалуженнями менші, ніж на аналогічній лінії без них. Для збільшення чутливості МСЗ і СВ виконують з пуском за напругою і на лінії з двостороннім живленням один з комплектів СВ виконують з органом напрямку потужності.

СЗ нульової послідовності має особливості, якщо на одній з підстанцій відгалужень є джерело живлення (рис. 5.3). Якщо трансформатори відгалужень живляться зі сторони СН або НН, то хоча б один з трансформаторів, які ввімкнені до лінії 110 кВ і вище, повинен мати глухозаземлену нейтраль. Це запобігає пошкодженню ізоляції трансформатора при к.з. на землю лінії і забезпечує вимкнення її з живлячих кінців, які мають заземлені нейтралі. При зовнішньому к.з. на землю в т. К1 (рис. 5.3) через захист А1 лінії проходить струм нульової

послідовності $I_{0к1}$, від якого захист слід відлагодити. Це зменшує його чутливість. При однофазному к.з. в зоні дії (т. **К2**) через захист протікає не весь струм нульової послідовності місця пошкодження, а лише його частина $I'_{0к2}$. Друга його частина $I''_{0к2}$ замикається через заземлену нейтраль відгалуження. В такому випадку для поліпшення чутливості захист нульової послідовності доцільно виконати направленим. Якщо на підстанціях відгалужень відсутні джерела живлення, то нейтраль трансформаторів бажано не заземляти.

Дистанційні захисти першого і другого ступенів відлагоджуються від к.з. за трансформаторами підстанцій з врахуванням струморозподілу на окремих ділянках лінії. Це зменшує зони дії цих ступенів. Під час вибору параметрів спрацювання пускових органів додатково слід врахувати умови відлагодження від режиму самозапуску двигунів усіх підстанцій, які живляться від лінії, що захищається. Дистанційний захист встановлюється і зі сторони відгалуження, якщо на ньому є живлення. Оскільки на стороні ВН підстанції відгалужень ТН може не бути, то кола напруги дистанційного захисту приєднуються до ТН зі сторони середньої або нижчої напруги. Через це зменшуються зони дії захисту.

У розподільчих мережах **110 кВ** допускається не мати на лініях окремі основний та резервні захисти. Тоді дистанційні захисти, доповнені блокуючими і вимикаючими сигналами, забезпечують простіший захист ліній з відгалуженнями. Вони вимикають пошкоджену ділянку без витримки часу.

З диференційних захистів найрозповсюдженіші поздовжні з високочастотним блокуванням. Додатковою умовою вибору струмів спрацювання поперечних направлених і поздовжніх диференційних захистів є відлагодження від к.з. за трансформаторами відгалужень. У випадку к.з. на лінії (т. **К1**, рис. 5.4) і пошкодженні за трансформатором (т. **К2**) напрями струмів $I_{кА}$, $I_{кБ}$ і $I_{кАБ}$ однакові. В обох випадках поперечний диференційний направлений захист вимикає лінію **Л2**. Щоб не допустити надлишкові спрацювання при к.з. в т. **К2** струми спрацювання комплектів, встановлених на підстанціях **А** і **Б**, вибирається згідно з умовами:

$$I_{с.зА} > (I_{кА} - I_{кАБ})$$

$$I_{с.зБ} > (I_{кБ} - I_{кАБ}).$$

Наявність відгалужень порушує рівність струмів паралельних ліній в нормальному режимі. Тому в реле захисту з'являється струм, пропорційний різниці струмів відгалужень, від якого відлагоджується захист. Все це зменшує чутливість захисту. За використання комбінованого пускового органа

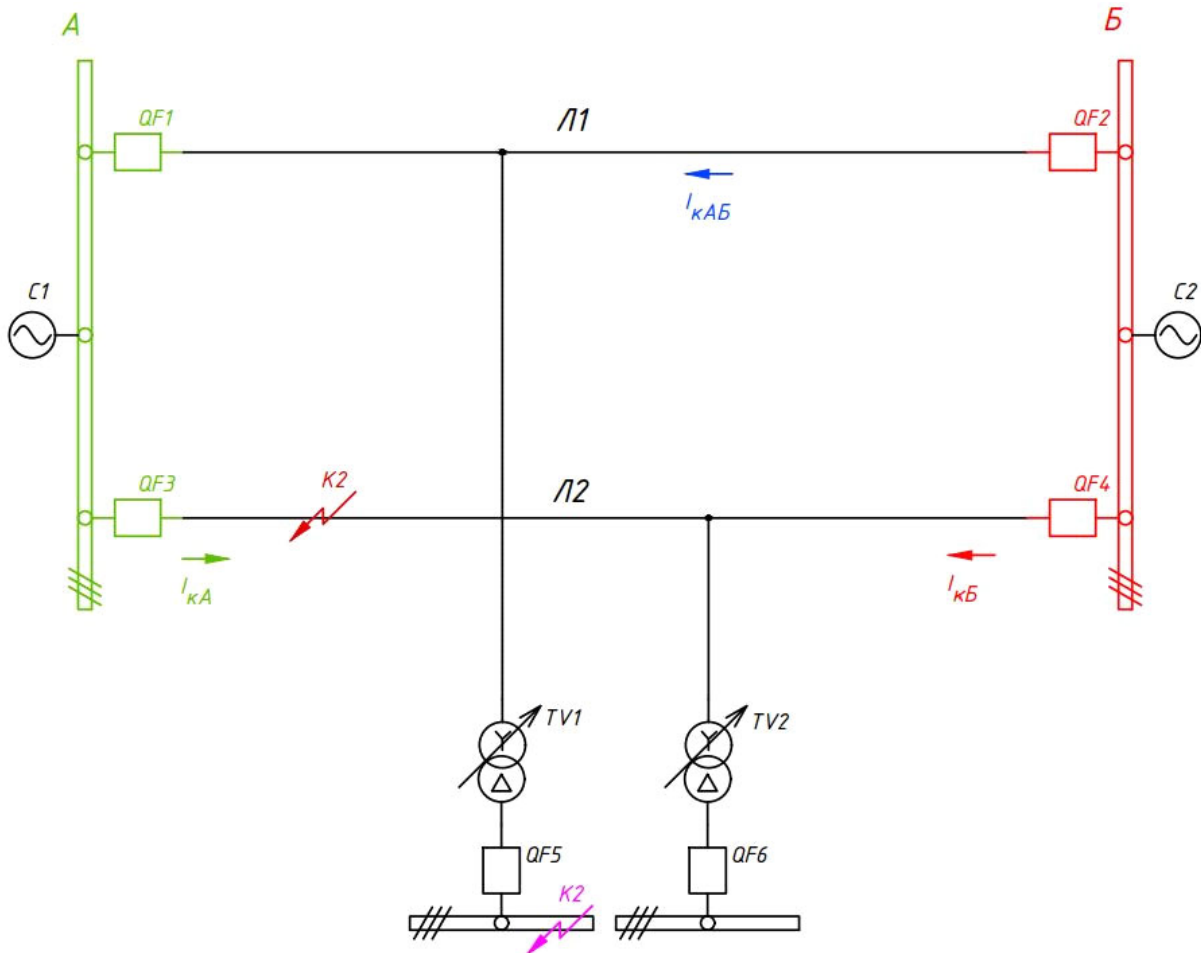


Рисунок 5.4

відлагодження від к.з. за трансформатором забезпечують вибором параметра спрацювання мінімального реле напруги. Це збільшує чутливість захисту за струмом.

Якщо на одній з паралельних ліній є відгалуження, до якого ввімкнений трансформатор з заземленою нейтраллю, то струм спрацювання поперечного диференційного направленої захисту нульової послідовності слід відлагодити від струму при к.з. на землю на шинах підстанцій А і Б в режимі, коли трансформатор ввімкнений. При цьому чутливість зменшується.

Співвідношення між струмами на початку і в кінці пошкодженої лінії та при к.з. за трансформатором відгалуження бувають однакові. Тому для виключення надлишкових спрацювань $I_{c.з}$ диференційованого поздовжнього захисту відлагоджується від струму в захисті у випадку пошкодження за трансформатором. Це вдається, якщо потужність трансформатора на відгалуженні невелика. Зі збільшенням потужності трансформаторів чутливість захисту зменшується.

6.3.2 Особливості автоматики ліній з відгалуженнями

ПАПВ ліній з відгалуженнями виконуються так само, як і ліній без відгалужень. Але необхідність застосування одноразового або багаторазового **АПВ** обумовлюється вже не тільки погодженням **ПАПВ** з релейним захистом лінії, але й схемою автоматики вимкнення відокремлювача і схеми відгалуження.

Якщо на лінії є транзитна підстанція, **ПАПВ** виконується дворазовим. В першому циклі пристрій намагається відновити живлення за рахунок самозникнення пошкодження на лінії, а в другому циклі відновлює живлення після вимкнення пошкодженої ділянки. Принципово цю ділянку можна ввімкнути в безструмову паузу одноразового **АПВ**. Але роз'єднувати транзитний зв'язок в першому циклі **АПВ** недоцільно, оскільки пошкодження на лінії може саме зникнути.

На лінії з відгалуженням, до якого ввімкнена місцева електростанція, потужністю значно меншою, ніж потужність навантаження відгалуження, використання **АПВ** неможливе:

1) якщо використане **АПВ** з контролем синхронізації тоді генератори електростанції при вимкненні лінії різке загальмовуються;

2) якщо використане несинхронне **АПВ** тоді виникають недопустимо великі струми несинхронного вмикання.

У таких випадках на підстанціях відгалужень встановлюють спеціальну протиаварійну автоматику. Вона від'єднує місцеву електростанцію з частиною найвідповідальнішого навантаження від відгалуження. Живлення іншої частини навантаження відгалуження відновлюється після дії **ПАПВ** лінії, що має звичайне

ВИКОНАННЯ

7 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА МЕРЕЖ МІСТ

7.1 Основні принципи виконання релейного захисту мереж міст

Релейний захист кабельних ліній 6(10) кВ зі сторони джерела живлення передбачається від багатofазних коротких замикань і однофазних замикань на землю.

Захист від багатofазних коротких замикань виконується двофазним дворелейним, а у випадку живлення трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток $\Delta/Y-11$ – трирелейним. Це забезпечує чутливість захисту лінії до двофазних коротких замикань за такими трансформаторами. Однорелейна схема не використовується.

Захист виконується одноступеневий у вигляді максимального струмового захисту. Максимальний струмовий захист виконується із залежною або незалежною характеристикою витримки часу. Струмова відсічка використовується на нереактованих лініях, які живлять потужні двигуни, коли необхідно швидко вимикати короткі замикання, що зменшують напругу менше $(0,5...0,6)U_{ном}$ на шинах електростанцій та підстанцій. На реактованих ліній, вимикачі яких не розраховані на вимкнення короткого замикання до реактора, струмова відсічка не встановлюється.

Захист від однофазних замикань на землю виконуються груповим або індивідуальним. Він діє, як правило, на сигнал і вказує оперативному персоналу напрям пошуку пошкодженого елемента.

На приймальних кінцях паралельно працюючих ліній встановлюють струмовий направлений захист або поперечний диференційний захист. Для прискорення вимкнення короткого замикання на паралельних ліній, що живлять РП з синхронними двигунами встановлюється захист з контролем напряму потужності в паралельній ліній.

7.2 Вимоги до захисту освітлювальні та силових мереж громадських та житлових будинків

Усі мережі незалежно від способу виконання повинні захищатись від

струмів коротке замикання, деякі з них – і від струмів перевантаження, створених споживачами електроенергії. До таких мереж відносяться:

1) мережі всередині приміщень, виконані відкрито покладеними ізолюваними провідниками з горючою оболонкою;

2) освітлювальні мережі будинків, торгових приміщень, службово-побутових приміщень промислових підприємств, включаючи мережі побутових і переносних електроприймачів (праски, чайники, плити, холодильники, пральні і швейні машини, пилососи), виконані захищеними проводами, прикладеними в трубах, в негорючих будівельних конструкцій будівель;

3) освітлювальні мережі незалежно від способу прокладання в пожежонебезпечних приміщеннях;

4) силові мережі, якщо за умовами технологічного процесу або режиму роботи мережі може виникати тривале перевантаження;

5) усі мережі незалежно від способу прокладання і режиму роботи у вибухонебезпечних приміщеннях.

Апарати, встановлені в електричній мережі для захисту провідників, повинні вимикати ділянку мережі щойно струм в ній досягне граничної величини для даного перерізу провідника.

7.3 Максимальний струмовий захист кабельних ліній 6(10) кВ міських мереж

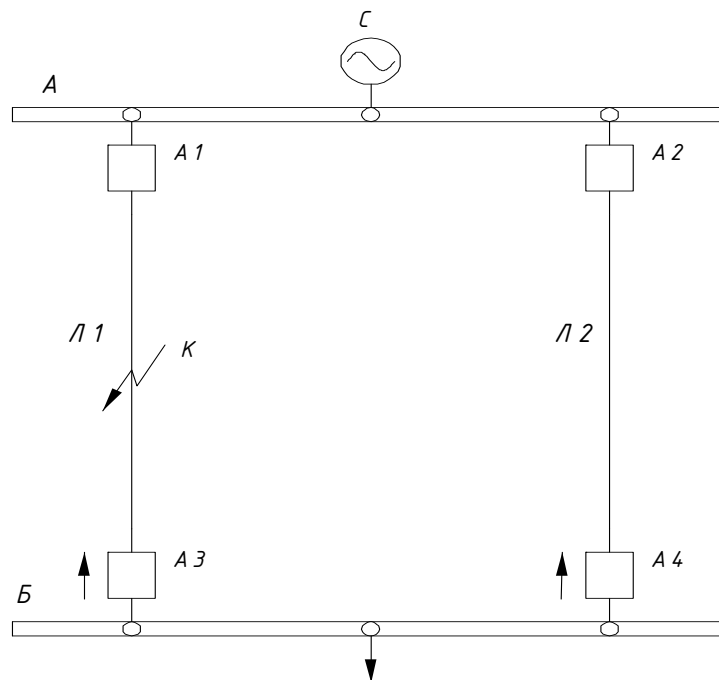
Струм спрацювання

$$I_{с.з}^{III} \geq \frac{K_{від1} K_{сзн}}{K_{п}} I_{тр.доп},$$
$$I_{с.з}^{III} \geq \frac{K_{від2}}{K_{с.р}} \left(\sum^n I_{с.зmax} + \sum^N I_{робmax} \right)$$

де $K_{сзн} = 1,2 \dots 1,3$; $I_{тр.доп}$ – тривало допустимий струм кабелю; $K_{від2} = 1,25 \dots 1,4$ для реле непрямої дії; $K_{від1} = 1,4 \dots 1,5$ для реле прямої дії; $K_{с.р}$ – коефіцієнт струморозподілу, який враховується у випадку кількох джерело живлення, у

випадку одного джерела живлення $K_{c.p} = 1$; $\sum^n I_{c.зmax}$ – найбільша з сум струмів спрацювання максимального струмового захисту попередніх паралельно працюючих елементів; $\sum^N I_{робmax}$ – сума максимальних робочих струмів усіх попередніх елементів крім тих, із захистом яких проводиться узгодження.

Коефіцієнт чутливості в основній зоні повинен бути не менше 1,5, в зоні резервування – 1,2. Допускається не резервувати коротке замикання за



трансформаторами малої потужності.

Витримка часу вибирається за ступеневим принципом.

7.4 Захист паралельних кабельних ліній 6(10) кВ

На таких лініях найчастіше використовується максимальний струмовий направлений захист. Він встановлюється на приймальних кінцях паралельних ліній (А3, А4). У випадку короткого замикання на лінії Л1 напрям струму пошкодження співпадає з умовно додатнім напрямом дії захисту А3 і лінія вимикається з двох сторін. Такий захист в міських мережах виконується на змінному оперативному струмі.

Струм спрацювання пускове реле захистів А3, А4

$$I_{с.з}^{III} = \frac{K_{від}}{K_{п}} I_{роб\max},$$

де $K_{від} = 1,2$; $K_{п} = 0,8$.

Витримка часу $0,3...0,5$ с забезпечує відлагодження захисту від коротких замикань в живлячій мережі за відсутності потужних синхронних двигунів на приймальній підстанції «Б».

Струм спрацювання відсічки А3, А4 приймається

$$I_{с.з}^I = 4I_{с.з}^{III},$$

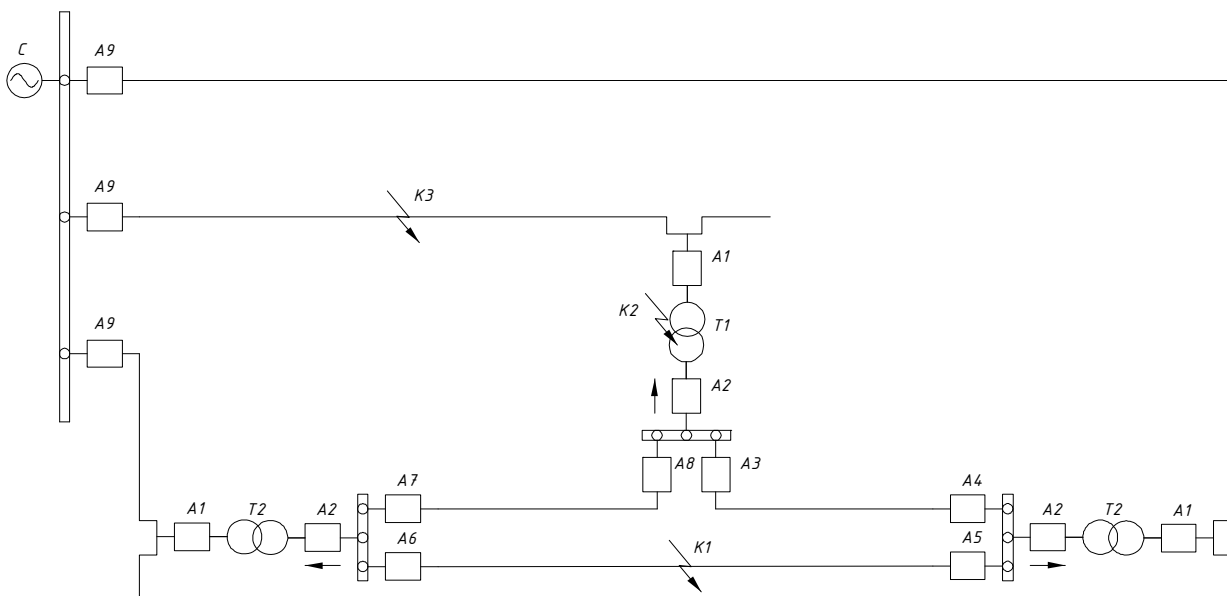
що забезпечує неспрацювання захисту у випадку зовнішнього короткого замикання в початковий момент часу.

Якщо на шинах приймальної підстанції «Б» встановленні потужні синхронні двигуни, то струмова відсічка виконується з додатковим контролем напрямку потужності в паралельній лінії.

Коефіцієнт чутливості до короткого замикання на шинах живлячої підстанції «А», коли захист А1 вимкнувся

$$K_{ч} = \frac{I_{к\min}^{(2)}}{I_{с.з}^{III}} > 1,5,$$

$$I_{к\min}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2(X_c + 2X_{кЛ})}.$$



7.5 Захист замкнених мереж

Основним апаратом, який забезпечує селективну дію захистів усіх елементів мережі є автомат зворотній потужності А2. Він встановлюється на стороні 0,4 кВ трансформаторів мережі. Автомат зворотної потужності – це автоматичний повітряний вимикач поєднаний з реле напрямку потужності, яке увімкнене за 90° схемою. Автомат спрацює, якщо потужність направлена від шин до трансформатора. На елементах захисту А1 встановлюються запобіжники, на елементах А3-А8 – селективні запобіжники, на елементі А9 – максимальний струмовий захист.

В нормальному режимі потужність направлена від елемента А9, через елемент А1, трансформатори, елемент А2, до шин 0,4 кВ ТП. У випадку пошкодження в мережі 0,4 кВ (т. К1) напрям струму через елемент А2 залишається незмінним. Автомат зворотної потужності залишається увімкненим, а місце пошкодження локалізується захистами А5 і А6. У випадку пошкодження в точках К2 і К3 напрям струму змінюється на зворотній і автомат зворотної потужності від'єднує пошкодження від мережі 0 4 кВ, а захисти А1 і А9 – з іншої сторони.

Параметри захисту А1 узгоджується з параметрами захисту А9. Час дії автомату зворотної потужності повинен бути таким, у випадку пошкодження трансформатора (т. К2) він працював раніше, ніж захист А3 $t_2 < t_3$; у випадку короткого замикання в мережі 6(10) кВ (т. К3) спрацював раніше захистів А1 $t_2 < t_1$ і А3 $t_2 < t_3$. У випадку короткого замикання в т.К1 час спрацювання захисту А5 повинен бути меншим, ніж час спрацювання захисту А4 $t_5 < t_4$.

8 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА МЕРЕЖ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ РАЙОНІВ

8.1 Основні принципи виконання релейного захисту мереж сільськогосподарських районів

Релейний захист ліній 6 (10) кВ передбачається від багатофазних коротких замикань і однофазних замикань на землю. Захист від багатофазних коротких замикань виконується двофазним. Типовою є двофазна схема, а у випадку живлення трансформаторів зі схемою з'єднань обмоток $\Delta/Y-11$ – трирелейна. Захист ліній здійснюється, як правило, двоступеневим струмовим. Максимальний струмовий захист переважно виконується з залежною витримкою часу. Струмова селективна відсічка є додатковим захистом і передбачається, якщо у випадку короткого замикання на початку лінії в максимальному режимі $K_{\text{ч}} \geq 1,2$. На лініях, які відходять від шин ПС, що живлять потужні синхронні двигуни використовуються неселективні відсічки, поєднанні з пристроями АВР, або АПВ.

Якщо двоступеневий струмовий захист не забезпечує необхідні швидкодію, селективність і чутливість, то використовуються автоматичне секціонування ліній або найпростіші дистанційні захисти (наприклад, типу ДЗ-10, КРЗА-С).

Захист від однофазних замикань на землю виконується аналогічно захисту мереж міст.

8.2 Максимальний струмовий захист несекціонованих повітряних ліній Струм спрацювання

$$I_{\text{с.з}}^{\text{III}} = \frac{K_{\text{від}} K_{\text{сзп}}}{K_{\text{II}}} I_{\text{роб max}},$$

де $K_{\text{сзп}} = 1,2 \dots 1,3$, якщо витримка часу не менше 0,5 с, якщо лінія живить великі птахофабрики, тваринницькі комплекси, то $K_{\text{сзп}}$ визначається як для промислових підприємств; $I_{\text{роб max}}$ – робочий максимальний струм може визначатися як сума номінальних струмів усіх трансформаторів, які живляться лінію, що захищається.

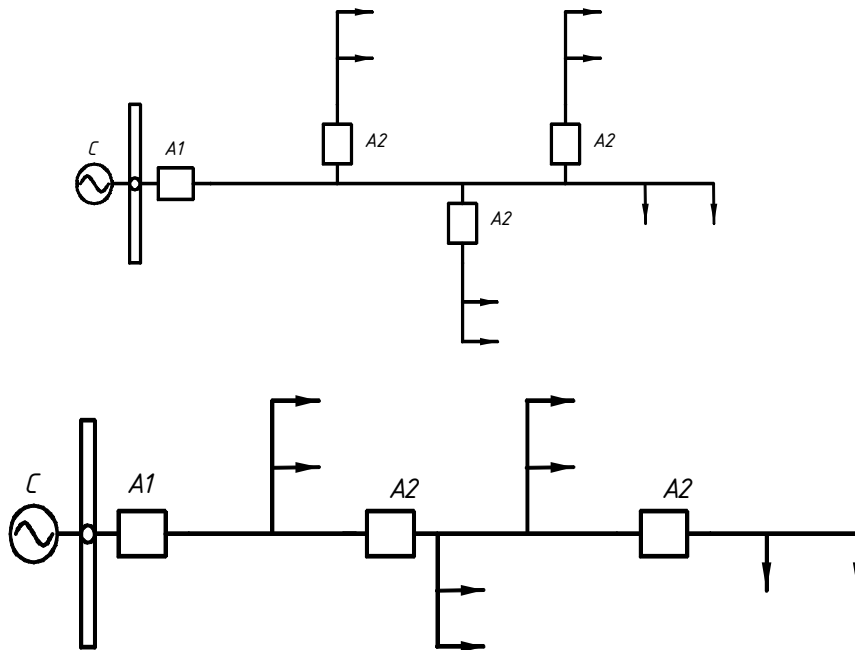
В основній зоні захисту коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч}} \geq 1,5$, в зоні резервування (на шинах низької напруги трансформаторів) коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч}} \geq 1,2$. Чутливість може не забезпечуватись за малопотужними віддаленими

трансформаторами відгалуження.

8.3 Автоматичне секціонування ліній 6(10) кВ

Встановлення секціонуючих вимикачів, обладнаних релейним захистом, дозволяє зменшити зону дії головного захисту лінії і тим самим збільшити його чутливість. Секціонування зменшує зону резервування попередніх захистів (трансформаторів або ліній). Для цього вимикачі встановлюються в цих точках лінії, де забезпечується коефіцієнт чутливості $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ для основної зони головного захисту А1.

Можна встановлювати кілька секціонуючих вимикачів А2 на відгалуженнях від основної лінії (паралельне секціонування), або послідовно (послідовне секціонування). Послідовне секціонування використовується нечасто, оскільки



збільшує час спрацювання захисту головної лінії А1.

Для секціонування радіальних ліній з одностороннім живленням використовуються одно- або двоступеневі струмові захисти, як і на захисті А1. Струм спрацювання таких захистів визначається, як і для звичайних захистів.

8.4 Дистанційний захист ліній 6(10) кВ

Дистанційний захист типу ДЗ-10 або КРЗА-С має лінійно залежно характеристику часу спрацювання від віддалі захисту до місця короткого замикання.

Опір спрацювання відлагоджується:

1) за умовою забезпечення чутливості

$$Z_{c.32} < 1,5 Z_{Л1},$$

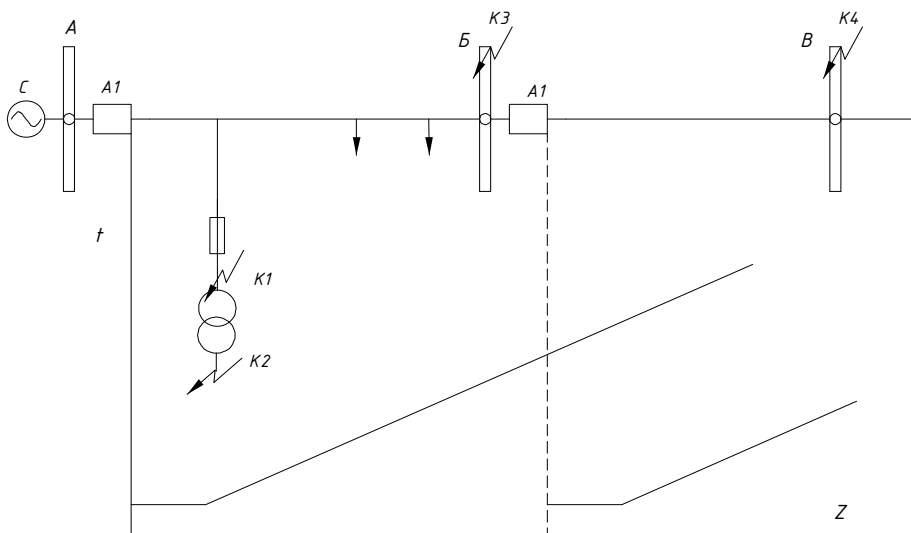
бажано щоб

$$Z_{c.32} < 1,2 (Z_{Л1} + Z_{Л2}),$$

$$Z_{c.32} < 1,2 (Z_{дін} + Z_{Т1});$$

2) за умовою відлагодження захисту від мінімального опору самозапуску вантаження

$$Z_{c.32} = \frac{U_{\min}}{\sqrt{3} K_{\text{від}} K_{\text{сзп}} K_{\text{п}} I_{\text{робmax}}}, \quad (7.1)$$



де U_{\min} – мінімальна напруга в місці встановлення захисту у випадку самозапуску двигунів; для ліній, які живлять не потужні тваринницькі комплекси, майстерні, птахофабрики $U_{\min} = 0,9 U_{\text{ном}}$; $K_{\text{сзп}} = 1,2$ для тих самих умов; $K_{\text{від}} = 1,2$; $K_{\text{п}} = 1,2 \dots 1,3$ для ДЗ-10, $K_{\text{п}} = 1,1$ КРЗА-С;

3) за умовою погодження чутливості із захистом попередньої ділянки

$$Z_{c.32} < 0,85 (Z_{Л1} + Z_{c.31}). \quad (7.2)$$

За опір спрацювання приймається менший $Z_{c.32}$, визначений за умовами (1) та (2).

Витримка часу

$$t'_{c.32} \geq t_{\text{нл}} + \Delta t, \quad (7.3)$$

$$t''_{c.32} \geq t_{п2} + \Delta t, \quad (7.4)$$

де $t_{п1}, t_{п2}$ – час плавлення плавкої вставки запобіжника за струмом

$$I_{п1}^{(2)} = \frac{I_{к1\min}^{(2)}}{K'_{від} K_{нт}}, \quad I_{п2}^{(2)} = \frac{I_{к2\min}^{(2)}}{K'_{від} K_{нт}}$$

відповідно; $\Delta t = 0,3 \dots 0,4$ с; $K'_{від} = 1,1 \dots 1,2$; $K_{нт} = 1,2$ – коефіцієнт, який враховує неточність роботи запобіжників.

Якщо прийнятий опір спрацювання захисту А2 $Z_{c.32} < 0,85 (Z_{діл} + Z_{Т1})$, тоді

$$t'''_{c.32} \geq t_{п} + \Delta t, \quad (7.5)$$

де $t_{п}$ – час плавлення плавкої вставки запобіжника за струмом

$$I_{п3}^{(2)} = \frac{I_{к\min}^{(2)}}{K'_{від} K_{нт}},$$

$$I_{к\min}^{(2)} = \frac{U_{ном}}{2(Z_{c\min} + Z_{діл} + 0,9Z_{c.32})}.$$

Селективність дистанційного захисту оцінюється коефіцієнтом нахилу характеристики захисту, який приймається найбільша з отриманих величин

$$\alpha^I \geq \frac{t'_{c.3}}{Z_{діл}}; \quad \alpha^{II} \geq \frac{t''_{c.3}}{Z_{діл} + Z_{Т1}}; \quad \alpha^{III} \geq \frac{t'''_{c.3}}{0,9Z_{c.32}}; \quad \alpha^{IV} \geq \frac{t_{0.1} + \Delta t}{Z_{п1}},$$

де $t_{0.1}$ – незалежна витримка часу на початку зони дії попереднього захисту А1, $t_{0.1} = 0,15$ с, $\Delta t = 0,5$ с.

Уставка витримки часу

$$t_{c.32} = 0,9 Z_{c.32} \alpha_2.$$

В захисті ДЗ-10 витримка часу регулюється в межах від 1 до 6 с, в КРЗА-С – від 1,2 до 5 с.

Селективність забезпечується, якщо виконується умова

$$\alpha_2 \geq \alpha_1.$$

Якщо $\alpha_1 > \alpha_2$, тоді установка витримки часу визначається за умовою забезпечення селективності з попереднім захистом А1 у випадку пошкодження в

кінці зони дії захисту А2

$$t_{c.32} \geq 0,9 \left[(Z_{c.32} - Z_{Л1}) \alpha_1 + \Delta t \right].$$

На лініях з двостороннім живленням або з АВР перевірка ефективності здійснюється для обох режимів живлення.

Спрацювання реле:

- у випадку вмикання пристрою на різницю струмів

$$Z_{c.p} = Z_{c.3} \frac{K_I}{K_U},$$

- у випадку вмикання на фазний струм

$$Z_{c.p} = Z_{c.3} \sqrt{3} \frac{K_I}{K_U}.$$

Установка ДЗ-10 регулюється 0,1 до 8 Ом за напруги живлення 100 В; КРАЗ-С — від 0,5 до 10 Ом за 100 В, від 1,1 до 22 Ом за 220 В, від 1,9 до 30 Ом за 380 В.

Якщо попередній захист максимальний струмовий, то опір спрацювання вибирається з умови забезпечення чутливості та відлагодження від перевантажень

$$Z_{c.32} \leq \frac{U_M}{K_{\text{від}} I_{c.3(\text{поп})}} - Z_{c\text{min}}$$

де U_M – напруга мережі; $K_{\text{від}} = 2, 2 \dots 2, 4$.

Ступінь селективності повинен забезпечуватись в місці встановлення захисту А1 в кінці зони дії захисту А2 за струмом

$$I_{\kappa 3\text{min}}^{(2)} = \frac{U_M}{2(Z_{c\text{min}} + Z_{Л1})}; \quad I_{\kappa 4\text{min}}^{(2)} = \frac{U_M}{2(Z_{c\text{min}} + Z_{c.3})}$$

відповідно.

За таких струмів витримка часу дистанційного захисту

$$t'_{c.32} \geq t'_{c.31} + \Delta t', \quad t''_{c.32} \geq t''_{c.31} + \Delta t'',$$

а коефіцієнт нахилу

$$\alpha^I \geq \frac{t'_{c.32}}{Z_{Л1}}; \alpha^{II} \geq \frac{t''_{c.32}}{Z_{c.32}}.$$

За більшим коефіцієнтом нахилу вибирається уставка витримки часу.

Якщо наступний захист максимальний струмовий, то крім звичайних умов вибору струму спрацювання, вводиться умова

$$I_{c.3} \geq K_{\text{від}} I_{\text{кmax}}^{(3)},$$

$$I_{\text{кmax}}^{(3)} = \frac{U_M}{\sqrt{3}(Z_{c\text{max}} + Z_{Л} + Z_{c.3})},$$

де $K_{\text{від}} = 1, 2$.

Узгодження вимог часу вважається забезпеченим, якщо характеристика максимального струмового захисту проходить вище, ніж характеристика дистанційного захисту за усіх струмів короткого замикання в зоні їх сумісної дії.

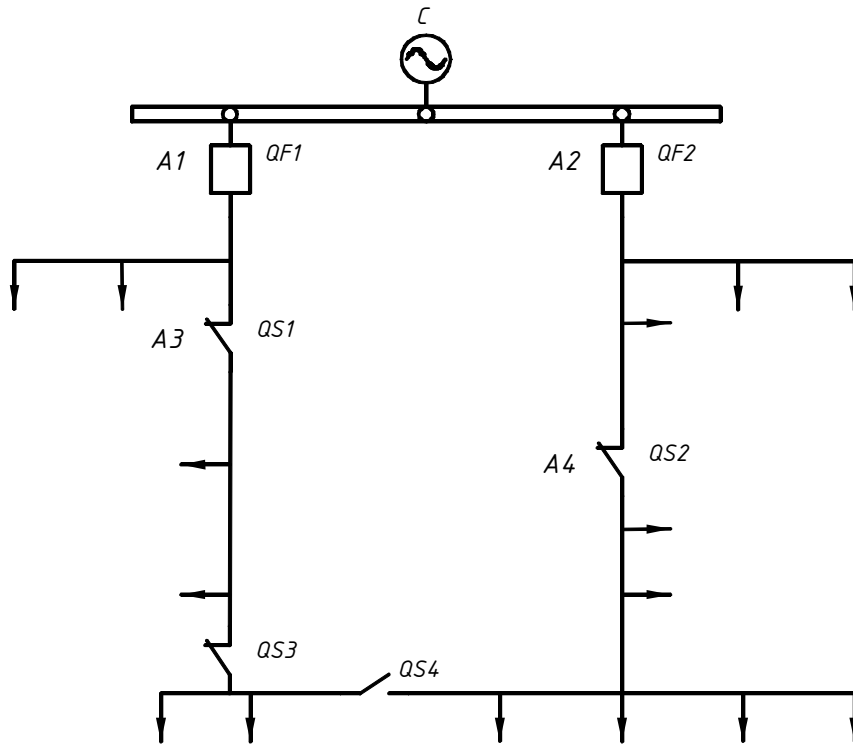
8.5 Особливості захисту складних мереж

На рисунку наведена схема нормального режиму роботи мережі з автоматичним резервуванням на роз'єднувачі QS4.

Уставки максимального струмового захисту на захистах А1, А2 повинні забезпечувати спрацювання захистів у випадку вмикання роз'єднувача QS4 і забезпеченні чутливості $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ при $K^{(2)}$ в будь-якій точці мережі. Якщо чутливість не забезпечується, то замість роз'єднувача QS4 встановлюється секціонуючий вимикач. Тоді на ньому доцільно встановити пристрій АВР двосторонньої дії.

Замість роз'єднувачів QS1 і QS2 можна встановити секціонуючі вимикачі з захистами А3 і А4. Тоді на них передбачається один з таких варіантів виконання захисту:

1) направлений максимальний струмовий захист, який з меншими уставками струму та часу діє лише при коротких замиканнях в режимі резервного живлення і максимальний струмовий захист з більшими уставками для роботи в режимі основного живлення. Вибір параметрів захистів виконується спочатку для резервного живлення через вимикач QF1, а потім – через QF2;



2) два комплекти максимального струмового захисту. Перший комплект на захисті A3 з меншими уставками виведений дії в режимі основного живлення, а у випадку режиму резервного живлення автоматично вводиться в роботу. Другий комплект A4 постійно ввімкнений. Комплект захисту A3 вводиться в дію в безструмову паузу спрацюванням пристрою АВР або у випадку зміни напрямку потужності лінії в іншому режимі живлення. Вибір параметрів захистів виконується аналогічно, як і для першого варіанту;

3) дистанційний захист з лінійно залежною характеристикою, який працює незалежно від напрямку потужності короткого замикання;

4) розділювальний захист, який вимикає секціонуєчий вимикач в безструмову паузу перед спрацюванням пристрою АВР. Такий варіант полегшує виконання захисту на секціонуєчому вимикачі, але не резервує головні ділянки після вимкнення основного джерела живлення. Тому такий захист встановлюється на вимикачах QF1, QF2. Оскільки в цьому випадку не проходить струм короткого замикання від секціонуєчого до головного вимикача лінії, то вибір уставок захисту секціонуєчого вимикача виконується як і для радіальних ліній з автоматичним секціонуванням.

8.6 Струмова відсічка повітряних ліній 6(10) кВ

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з}^I \geq K'_{від} I_{к.з.овн.тах}^{(3)} ;$$

$$I_{с.з}^I \geq K''_{від} \sum I_{Т.ном} ,$$

де $K'_{від}=1,2\dots1,3$ для РТ-40, $K'_{від}=1,5\dots1,6$ для РТ-80, $K'_{від}=1,4\dots1,5$ для РТМ; $K'_{від} K''_{від}=3\dots4$ для захистів з проміжними реле, $K'_{від} K''_{від}=4\dots5$ для захистів без проміжних реле; $I_{к.з.овн.тах}^{(3)}$ – струм короткого замикання за трансформаторами відгалуження; $\sum I_{Т.ном}$ – сума номінальних струмів усіх трансформаторів, які живляться лінією, що захищається.

Струм спрацювання неселективної відсічки

$$I_{с.з}^I \leq \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} K_{від} [Z_{с.мін} (1 + K_{зал})]}$$

де $Z_{с.мін}$ – опір системи в мінімальному режимі до місця встановлення відсічки; $K_{від}=1,1\dots1,2$;

$$K_{зал} = \frac{U_{*зал}}{1 - U_{*зал}}$$

де $U_{*зал}$ – залишкова напруга, необхідна для забезпечення стійкості роботи синхронних машин; приблизно можна приймати для синхронних генераторів $U_{*зал}=0,6$, для синхронних двигунів $U_{*зал}=0,5$.

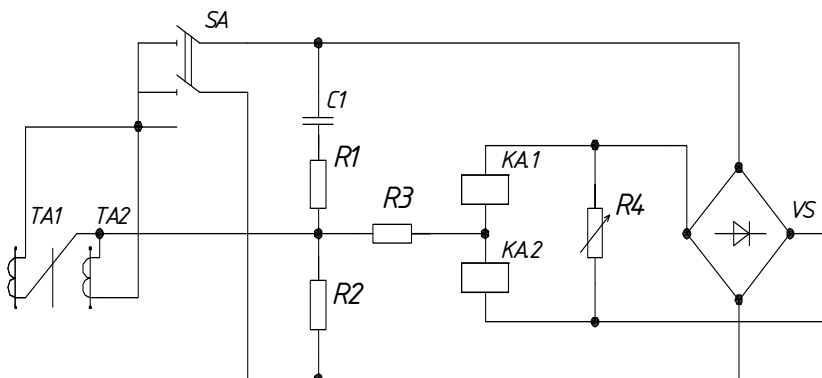
Неселективні відсічки необхідно виконувати на реле непрямої дії.

9 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА МЕРЕЖ ГІРНОРУДНИХ ПІДПРИЄМСТВ

9.1.1 Захист двигунів машин і механізмів підземних гірських вирубок

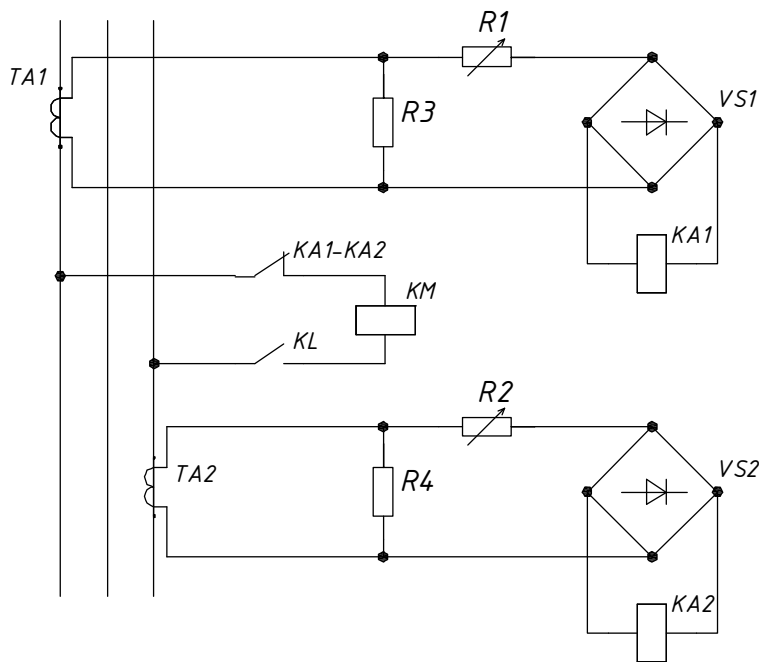
Для захисту від коротких замикань і великих перенавантажень використовуються запобіжники і реле максимального струму, вбудовані в автоматичні фідерні вимикачі або електрично зв'язані з магнітними пускачами. Досконалішими є фільтровий і універсальний максимальний захисти.

Фільтровий захист побудований на основі фільтра струму зворотної послідовності. При нормальній роботі двигуна напруги на плечах захисту однакові і зсунуті на 180 градусів. Тому на виході фільтра напруга приблизно дорівнює нулю і реле не спрацьовує. При виникненні короткого замикання симетрія порушується, реле спрацьовує і розмикає свій контакт в колі котушки пускача. Перемикач SA1 призначений для фазування захисту. Потенціометр R4 – для відлагодження і балансування захисту.



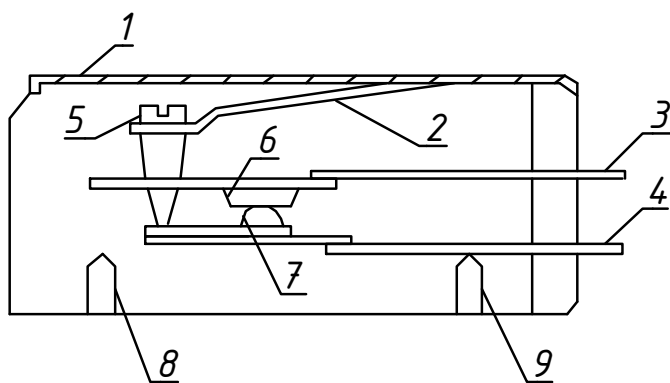
В кожній фазі універсального максимального захисту встановлені потенціометри R1, K2, за допомогою яких регулюється уставка спрацювання захисту. Виконавчі електромагнітні реле KA1, KA2 мають спільний розмикаються контакт в колі контактної котушки КМ. За допомогою R3 і R 4 забезпечується не спрацювання захисту під час пуску двигунів. Загальний час спрацювання захисту без врахування горіння дуги не більше 0,1 с.

Нульовий і мінімальний захист. Нульовий захист призначений для того, щоб після зникнення напруги і наступному її відновленні електрообладнання самовільно не вмикалось. Мінімальний захист призначений для вимкнення електроустановки при зменшенні напруги менше допустимої величини. Нульовий



захист виконує котушка магнітного пускача, мінімальний захист – котушка проміжного реле.

Тепловий захист. Цей захист використовується у випадку невеликих, але тривалих перевантаженнях. Диференційне температурне реле ДТР-3М призначене для захисту низьковольтних асинхронних двигунів від небезпечного перегріву, зумовленого перевантаженням, обривом фази, погіршення ізоляції.



За перевантаження $(1,2...2)I_{д.ном}$ температура обмотки збільшується на $0,3...0,5$ град/с. За такого нагріву, температурний перепад між біметалічними пластинками 2 і 3 невеликий, вони однаково згинаються і контакти 6 та 7 замкнені. Пластина 2 під'єднана через теплопровідну кришку 1 до лобових частин обмотки двигуна, пластинки 3 і 4 вмикаються в коло керування магнітного пускача. За подальшого нагріву пластина 3 гальмується гвинтом 8 і контакти під дією пластинки 2 розмикаються. Якщо температура збільшується швидше, то

пластини 2 і 3 рухаються нерівномірно, їх згін різний і контакти розриваються раніше, ніж пластина 3 дійде до гвинта 8. В такому випадку температура не досягає граничної величини. Гвинт 5 призначений для регулювання уставки від короткочасних великих перевантажень, а гвинт 8 — для тривалих малих навантажень. Гвинт 9 регулює контактний натиск.

Після вимкнення пускача, через 2-10 хв контакти реле автоматичного замикаються.

9.2 Вибір і перевірка засобів захисту від коротких замикань в мережах підземних гірських вирубок

Запобіжник вважається придатним для встановлення, якщо

$$I_{з.вим} \geq 1,2I_{к\max}^{(3)},$$

де $I_{з.вим}$ – вимикаюча здатність запобіжника.

Номінальний струм плавкої вставки для захисту двигуна з короткозамкненим ротором

$$I_{вс.ном} \geq \frac{i_{пуск}}{K_{п}},$$

де $i_{пуск}$ – пусковий струм.

Для захисту кількох приймачів

$$I_{вс.ном} \geq \frac{i_{пуск\max}}{K_{п}} + I_{роб\max},$$

де $i_{пуск\max}$ – максимальний пусковий струм найпотужнішого двигуна, $I_{роб\max}$ – максимальний робочий струм усіх інших приймачів, які живляться від магістрального кабелю.

Для захисту двигуна з фазним ротором

$$I_{вс.ном} \geq (1,6...2)i_{д.ном},$$

де $i_{д.ном}$ – номінальний струм двигуна.

Для захисту освітлювальної мережі

$$I_{\text{вс.ном}} \geq I_{\text{о.ном}},$$

де $I_{\text{о.ном}}$ – номінальний струм освітлювального навантаження.

Вибрані плавкі вставки перевіряються за умовою чутливості

$$\frac{I_{\text{кmin}}^{(2)}}{I_{\text{вс.ном}}} \geq 4 \dots 7,$$

де $I_{\text{кmin}}^{(2)}$ – струм зовнішнього короткого замикання.

Уставка реле максимального струму автоматичних фідерних вимикачів і магнітних пускачів, які захищають магістраль, вибираються за умовою:

$$I_{\text{с.р.}} \geq i_{\text{пуск.мах}} + I_{\text{роб.мах}},$$

Для захисту одного двигуна:

$$I_{\text{с.р.}} \geq i_{\text{пуск.мах}},$$

Для захисту освітлювальної мережі:

$$I_{\text{с.р.}} \geq K_{\text{від}} I_{\text{осв.ном}},$$

де $K_{\text{від}} = 3$ — враховує збільшення струму в момент вмикання лампи розжарювання і коливання напруги.

Вибрана уставка спрацювання реле перевіряється за умовою:

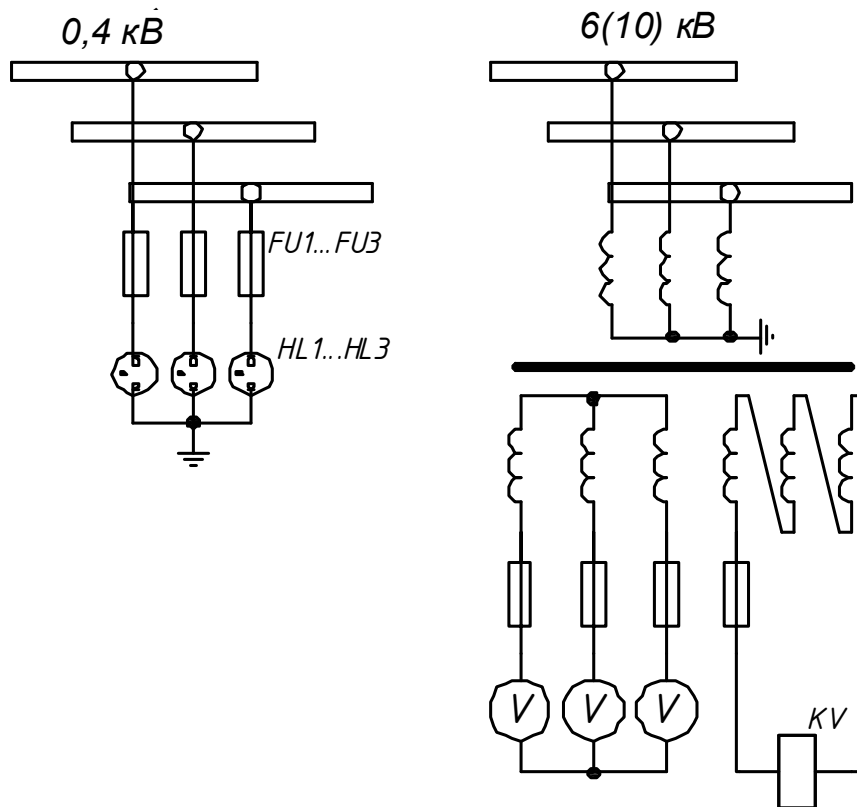
$$\frac{I_{\text{кmin}}^{(2)}}{I_{\text{уст}}} \geq 1,5.$$

9.3 Контроль за станом ізоляції

Для постійного контролю ізоляції встановлюють:

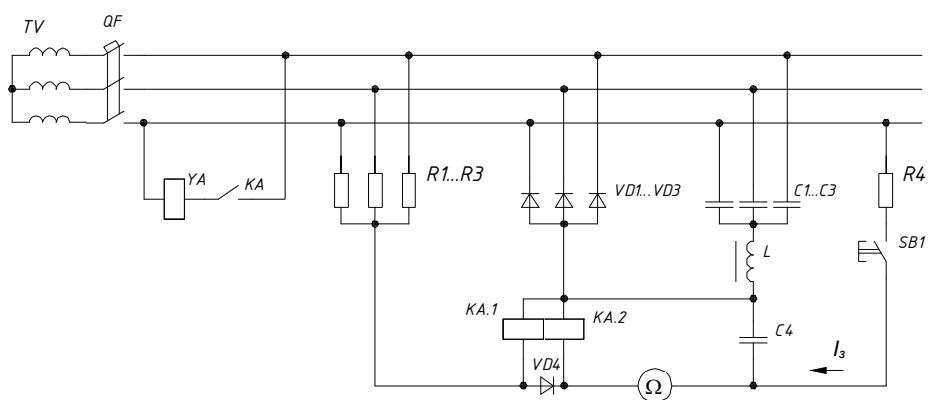
- для мереж до 1 кВ — три неонові лампи;
- для мереж напругою більше 1 кВ — три вольтметри.

У випадку однакового опору ізоляції рівень розжарювання ламп і покази вольтметрів будуть однаковими. У випадку зменшення опору ізоляції однієї фази, зменшуються покази вольтметра, який під'єднаний до ушкодженої фази і збільшуються покази двох інших, а лампи будуть горіти не однаково. Така система контролю зручна, якщо на підстанції є постійно чергуючий персонал.



Реле максимальної напруги KV спрацьовує у випадку зменшення опору ізоляції.

В підземних виробках використовується пристрій автоматичного контролю ізоляції. У випадку замикання фази «А» через пристрій протікає струм витоку I_3 . Обмотка реле КА.2 отримує живлення через коло: фаза «А», земля, обмотка реле КА.2, діод VD2 або VD3, фаза «В» або «С». Магнітний потік в обмотці КА.2 стане більшим, ніж магнітний потік в обмотці КА.1, реле спрацює і замкне контакт КА в колі котушки YA і вимикач QF вимкнеться.



Для зменшення ємнісного струму кабелів в пристрої автоматичного контролю ізоляції використовується статичний компенсатор. Він складається з конденсаторів C1...C3, з'єднаних зіркою для отримання штучної нульової точки

та компенсаційного дроселя L. Для перевірки справності пристрою встановлені опір R4 і перемикач SB. Опір R4 з'єднується з додатковим заземлювачем, який розташований на віддалі не менше 5 метрів. Опір ізоляції визначається за кілометром.

Такий пристрій автоматичного контролю ізоляції не визначає місце пошкодження, тому встановлюється на кожний трансформатор окремо.

9.4 Пристрої автоматики гірнорудних підприємств

В системах електропостачання гірнорудних підприємств використовують пристрої АПВ і АВР.

Пристрої АПВ виконуються багаторазовим або одноразовим. На вимикачах з пружинним і вантажним приводом використовується пристрій АПВ механічної дії, а на вимикачах з електромагнітним і пневматичним приводом — АПВ електричної дії. В першому випадку використовують змінний оперативний струм, а в другому — постійний. Схема АПВ передбачається прискорення спрацювання захисту до або після дії АПВ

Якщо пристрій АПВ не може повторно ввімкнути робоче джерело, то споживачі 1 категорії забезпечується резервним живленням дією пристрою АВР. Пристрій АВР повинен мати:

- незалежне живлення;
- забезпечувати одноразову дію;
- контролювати справність кіл вмикання вимикачів;
- у вимкненому стані перевіряти вимикач робочої лінії.

Для живлення пристроїв АВР використовують змінний, випрямлений або постійний струм. Для запобігання неправильного спрацювання у випадку порушення в колах керування, передбачається подвійний комплект реле мінімальної напруги. Живлення кіл виконується від трансформатора напруги.

10 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА МЕРЕЖ ЕЛЕКТРИФІКОВАНОГО ТРАНСПОРТУ

10.1 Захист тягових мереж постійного струму

Струм уставки лінійного швидкодіючого вимикача:

для міського транспорту:

$$I_{уст} = (1,15 \dots 1,2) I_{роб.мах},$$

для магістрального транспорту:

$$I_{с.р} = I_{роб.мах} + 100,$$

де $I_{роб.мах}$ — максимальне розрахункове навантаження лінії яка захищається, А.

Тягова мережа вважається захищеною, якщо:

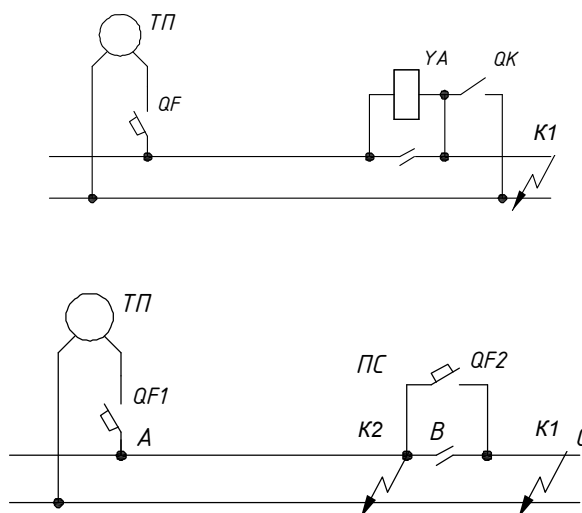
- для міського транспорту:

$$I_{к min} \geq 1,5 I_{роб.мах},$$

- для магістрального транспорту:

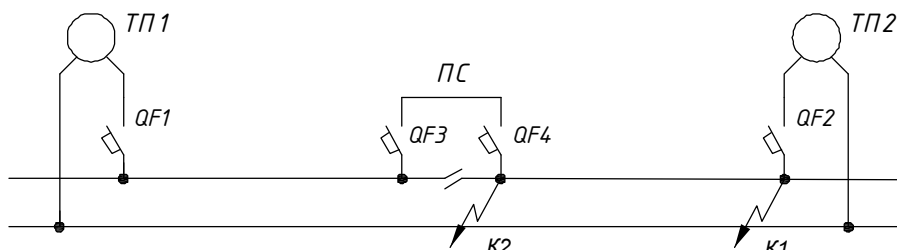
$$I_{к min} \geq I_{роб.мах} + 300.$$

Якщо вказані вимоги не виконуються, то на ділянці контактної мережі є так звані зони малих струмів короткого замикання, для захисту від яких необхідні спеціальні заходи.



У випадку використання короткозамикача ділянка тягової мережі секціонується і паралельно секційному ізолятору вмикається короткозамикач. Такий захист використовується на вилітних лініях міського електротранспорту, в тягових мережах промислового транспорту.

Найчастіше для захисту від малих струмів короткого замикання встановлюються пости секціонування з швидкодіючими вимикачами. У випадку одностороннього живлення в середині ділянки встановлюється пост секціонування ПС, який захищає мережу до кінця лінії (т. С). Уставка вимикача QF2 приймається меншою, ніж на вимикачі QF 1. Уставка вимикача QF1 визначається за навантаженням ділянки АС, вимикача QF2 — ділянки ВС. У випадку короткого замикання в точці К2 вимикач QF1 вимикає усю ділянку.



У випадку двостороннього живлення без поста секціонування коротке замикання в точці К1 вимкне лише вимикач QF2; вимикач QF1 не спрацює, оскільки струм пошкодження надто малий. Для забезпечення захисту мережі пости секціонування встановлюються поблизу струморозподілу, де робочі струми невеликі. Тоді у випадку короткого замикання в точках К1 і К2 вимикачі QF2 і QF4 вимкнуть лише половину ділянки. Струм уставки цих вимикачів визначається навантаженням в момент, коли електротранспорт знаходиться поблизу поста. Пости секціонування використовуються на магістральних залізницях і на вихідних лініях міського електротранспорту.

Якщо умови надійного захисту не виконуються у випадку використання постів секціонування, то передбачається блокування вимикачів тягової підстанції

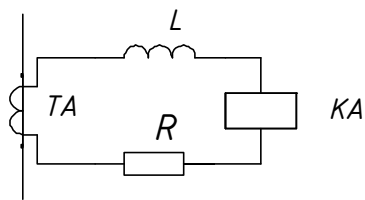
і пункту секціонування, які живлять одну фідерну зону. В такому випадку при аварійному вимкненні одного вимикача одночасно вимикається заблокований з ним вимикач поста. Установка вимикачів



визначається за струмом короткого замикання в середині ділянки. Недоліком такого захисту є необхідність прокладання між підстанціями контрольних кабелів, що збільшує вартість захисту, зменшує надійність. Блокування вимикачів

часто використовується в тягових мережах метрополітену.

Для виконання потенціальної захисту між контактним проводом і рельсами або між контактними проводами тролейбуса в кінці ділянки вмиється реле напруги. У випадку виникнення короткого замикання до реле не надходить живлення, його контакти розмикаються і вимикають вимикач тягової підстанції. Для такої схеми необхідно два проводи зв'язку від реле до підстанції, а реле — вмикати в кінці лінії, що не завжди зручно. Тому для тягових мереж трамваїв реле напруги встановлюються на підстанції і під'єднується одним проводом. У випадку короткого замикання до реле підводиться напруга, яка дорівнює втратам напруги в рельсовій мережі.



Принцип дії захисту за кидком струму ґрунтується на тому, що у випадку виникнення короткого замикання приріст струму більший, ніж у випадку зміни навантаження. Реле струму виконується поляризованим,

щоб захист працював лише у випадку додатних кидків струму. Трансформатори струму виконуються з повітряним проміжком, щоб їх магнітопроводи не насичувалися. Такий захист у випадку двостороннього живлення працює неправильно, оскільки будь-яке вимкнення живлення з іншої сторони ділянки викликає кидок струму.

Усі ці захисту забезпечують виконання вимог селективність автоматично.

10.2 Захист тягових мереж однофазного змінного струму

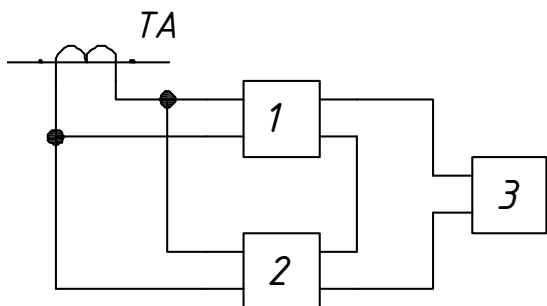
Для захисту фідерів використовують максимальний струмовий захист без витримки часу. Надійний захист забезпечується, якщо виконується умова

$$I_{к \min} \geq 2 I_{роб. \max},$$

В іншому випадку використовують секціонування мережі. Кожний вимикач поста на одношляховій ділянці обладнується максимальним струмовим захистом, а на двошляховій — максимальним направленим або дистанційним направленим захистом.

Схема максимального струмового направлено захисту виконується, як і для захисту розподільних мереж відповідної напруги.

Дистанційний захист виконується двоступеневим. Перший ступінь захищає лише частину живлячої лінії і тому виконуються без витримки часу. Він може бути не направленим. Другий ступінь захищає усю живлячу лінію. Щоб він не реагував на короткі замикання в зоні контактної мережі іншого шляху цей ступінь виконується з витримкою часу.



Захист за третьою гармонічною складовою складається з фільтрів 1 та 2 та порогового елемента 3. Фільтр 1 не пропускає третю гармоніку струму, а фільтр 2 пропускає лише цю гармоніку. В захисті використовується гальмівна дія третьої гармонічної складової. У випадку короткого замикання зменшується відносний вміст гармонічних складових струму і зменшується їх гальмівна дія. Пороговий елемент спрацює, якщо виконується умова

$$a_2 I_2 < a_1 I_1,$$

де I_1, I_2 – середня величина струму на виході фільтрів 1 і 2 відповідно.

10.3 Захист фідерів контактної мережі

На фідерах живлення доріг змінного струму, коли струми короткого замикання більші, ніж струм навантаження використовується струмова відсічка. Якщо захист не чутливий, то встановлюється блокування за напругою або дистанційний захист. Якщо на ділянці є пост секціонування, то передбачається блокування вимикачів тягової підстанції і поста секціонування, які живлять одну фідерну зону. На дорогах постійного струму для захисту фідерів контактної мережі використовуються швидкодіючі вимикачі. Розрахунок параметрів спрацювання виконується як і для звичайних мереж змінного струму відповідної напруги.

Рекомендована література

1. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Навчальний посібник. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка". 2013. 500 с.
2. Яндульський О.С. , Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем : навчальний посібник. Київ: НТУУ <КПІ>, 2016. 103с.
3. Правила улаштування електроустановок / Міністерство палива та енергетики України. К. : Галузевий резервно - інвестиційний фонд розвитку енергетики, 2017. 736 с.
4. Сокол Є.І., Сендерович Г.А., Гриб О.Г. Релейний захист електроенергетичних систем . Харків:НТУ «ХПІ». 2026. 306 с.
5. Козярьський Д.П., Майструк Е.В., Козярьський І.П. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.
6. Голота А.Д. Автоматика в електроенергетичних системах. URL:: http://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/18267/1/Methodichka_LR_RZA_EV-ED_1.pdf
7. Сучасні перетворювачі частоти в системах електропривода : навч. посібник / М. В. Загірняк, Т. В. Коренькова, А. П. Калінов, А. І. Гладир, В. Г. Ковальчук. 2-ге вид., переробл. і доповн. Харків: Видавництво «Точка». 2017. 206 с
8. Виробниче об'єднання <Київприлад>. МРЗС-0-1. URL: <http://www.kievpribor.com.ua/rus/download.htm>.
9. ABB. Medium Voltage products, solutions and services. URL:: <https://new.abb.com/medium-voltage>
10. Siemens. URL: <http://www.downloads.siemens.com>.
11. Все про релейний захист URL: <http://rza.org.ua/>

П75 Пристрої захисту та автоматики електрообладнання [Текст]: Конспект лекцій для здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти освітньо-професійної програми «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань G Інженерія, виробництво та будівництво спеціальності G3 Електрична інженерія денної та заочної форм навчання / уклад. А.В. Гадай. Луцьк: ЛНТУ. 2026. 145 с.

Комп'ютерний набір та верстка: А. Гадай

Підп. до друку _____. 2026 р.

Формат 60×84/16. Папір офс. Гарн. Таймс.

Ум. друк.арк. 10,9. Обл.-вид.арк. 11,15.

Наклад 50 прим.

Відділ іміджу та промоції

Луцького національного технічного університету

43018 м. Луцьк, вул. Львівська, 75

Друк – Відділ іміджу та промоції ЛНТУ