



ТЕХНИЧЕСКИ УНИВЕРСИТЕТ – ВАРНА
катедра „Електроенергетика“



РАЗРАБОТЕНИ ТЕМИ ЗА ДЪРЖАВЕН ИЗПИТ
ЗА ОБРАЗОВАТЕЛНО-КВАЛИФИКАЦИОННА СТЕПЕН

„БАКАЛАВЪР“

СПЕЦИАЛНОСТ „ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА“

РАЗДЕЛ V

**“Релейна защита и автоматизация на електроенергийните
системи”**

Съставил:

доц. д-р инж. М. Мехмед-Хамза

Версия 01.2019 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

ТЕМА 1. Токови защиты на електропроводи срещу междуфазни повреди.....	3
1.1. Изисквания към релейните защиты.....	3
1.2. Максималнотокови защиты. Настройка и оценка на чувствителността.....	6
1.2.1. Изчисляване параметрите на заработване на максималнотокова защита	9
1.3. Максималнотокова защита с пускови органи по напрежение	11
1.3.1. Принцип на действие	11
1.3.2. Схеми на максималнотокова защита с блокировка по напрежение.....	11
ТЕМА 2. Токови отсечки.....	14
2.1.1. Принцип на работа на токова отсечка	14
2.1.2. Изчисляване параметрите на заработване на токова отсечка	15
2.2. Токова отсечка с реле за време	16
ТЕМА 3. Максималнотокови посочни защиты	18
3.1. Принцип на действие	18
3.2. Примерни схеми на посочни максималнотокови защиты.....	19
3.2.1. Изчисляване настройката на ПМТЗ.....	20
ТЕМА 4. Токови защиты на електропроводи срещу еднофазни повреди.....	22
4.1. Земни защиты на електропроводи в електрически мрежи с директно заземена неутрала	22
4.2. Земни защиты на електропроводи в мрежи с изолирана неутрала.....	24
ТЕМА 5. Диференциални защиты на електропроводи	26
5.1. Надлъжни диференциални защиты.....	26
5.2. Напречни диференциални защиты на електропроводи.....	29
5.2.1. Напречна диференциално токова защита.....	30
5.2.2. Напречната диференциално-токова посочна защита	30
ТЕМА 6. Диференциално-фазни високочестотни защиты на електропроводи.....	32
6.1. Принцип на действие	32
ТЕМА 7. Дистанционни защиты.....	35
7.1. Принцип на действие	35
7.2. Настройка на дистанционните защиты.....	38
ТЕМА 8. Релейни защиты на генератори от междуфазни къси съединения и къси съединения между намотките на една фаза.....	42
8.1. Принцип на действие на надлъжна диференциална защита на генератор	42
8.2. Непълна диференциална защита на генератор	43
8.3. Пълна диференциална защита на генератор	44

8.4. Напречна диференциална защита на генератори от къси съединения между намотките на една фаза	45
ТЕМА 9. Защити на трансформатори от вътрешни повреди	47
9.1. Диференциалната защита на силов трансформатор	47
9.2. Фактори, влияещи върху чувствителността на диференциалната защита.	48
9.3. Настройка на диференциалната защита на силов трансформатор	50
9.4. Принципни схеми на диференциални защити на трансформаторите	50
9.5. Газова защита на трансформатори и автотрансформатори	53
ТЕМА 10. Релейни защити на високоволтови електродвигатели	56
10.1. Релейни защити на електродвигатели от междуфазни повреди	56
10.2. Защита на електродвигатели от претоварване	58
10.3. Защита на електродвигатели от понижено напрежение	58
10.4. Защита на електродвигатели от еднофазни повреди	59
ТЕМА 11. Автоматично повторно включване	61
11.1. Изисквания към АПВ	61
11.2. Обобщен алгоритъм на функциониране на АПВ	61
11.3. Настройка по време на АПВ.	62
11.3.1. Настройка по време τ_{AKS}	62
11.3.2. Настройка по време τ_{KB}	63
11.4. Трифазно еднократно АПВ	63
11.5. Еднофазно АПВ	66
11.6. Автомати за трифазно АПВ с еднократно действие	67
ТЕМА 12. Автоматично включване на резервно захранване	70
12.1. Обобщен алгоритъм на функциониране на АКQ	70
ТЕМА 13. Автоматично регулиране на напрежението и реактивните мощности в разпределителните мрежи	73
13.1. Регулиране на трансформаторите	73
ТЕМА 14. Автоматична синхронизация на генератори	77
14.1. Автоматични синхронизатори	77
14.2. Автоматична самосинхронизация	79
ТЕМА 15. Автоматично честотно разтоварване	81
15.1. Функционално предназначение	81
15.2. Автоматично честотно разтоварване - I категория	81
15.3. Автоматично честотно разтоварване - II категория	82
ЛИТЕРАТУРА	84

ТЕМА 1. Токови защиты на електропроводи срещу междуфазни повреди

1.1. Изисквания към релейните защиты

Всяка релейна защита, независимо от нейния принцип на работа и техническа реализация трябва да отговаря на следните основни изисквания:

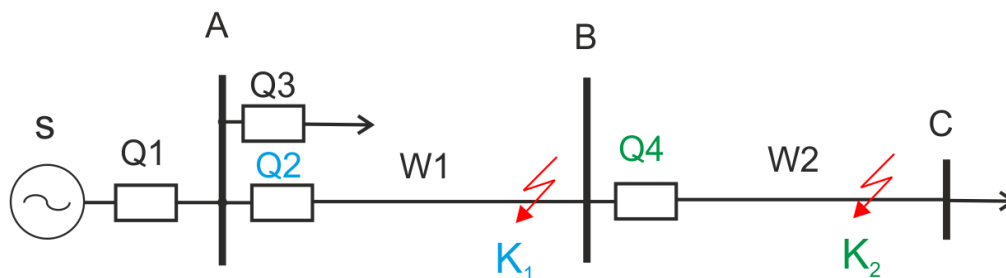
а) бързодействие. Бързото изключване на повреденото съоръжение намалява възможните щети, прекратява възникналото смущение и предотвратява нарушаването на устойчивата работа на генераторите, електропреносните връзки и двигателните товари. Времето на изключване (t_i) се определя по израза

$$t_u = (t_{AK} + t_{YAT}) < t_{oon} \quad (1.1)$$

където t_{AK} - времето на закъснение на релейната защита, t_{YAT} - времето на изключване на прекъсвача.

Бързодействието на съвременните защиты се сравнява с продължителността на един период с промишлена честота.

б) селективност (избирателност). Способността на релейната защита да реагира при повреда и изключва това съоръжение, за което е предназначена се нарича селективност (фиг. 1.1). В зависимост от принципа им на работа, релейните защиты са с относителна или с абсолютна селективност. С относителна селективност са релейните защиты, които реагират при вътрешни и външни повреди, а с абсолютна селективност - само при вътрешни повреди. Защити с относителна селективност (токови, дистанционни) имат закъснителен орган и заработват със закъснение, а тези с абсолютна (диференциални) - нямат и са бързодействащи. Селективната работа на защиты с относителна селективност се осигурява със закъснение. При тях изискванията за бързодействие и селективност са противоположни и осигуряването им е възможно при определени условия.



Фигура 1.1. Селективно действие на РЗ

Изискването за селективност към релейната защита се изпълнява ако при к.с в т. K1 се изключва прекъсвача Q2, а при к.с в т. K2 се изключва Q4. Неселективно изключване ще бъде ако при к.с в т. K1 се изключва прекъсвача Q1, а при к.с в т. K2 се изключва Q2 или Q1.

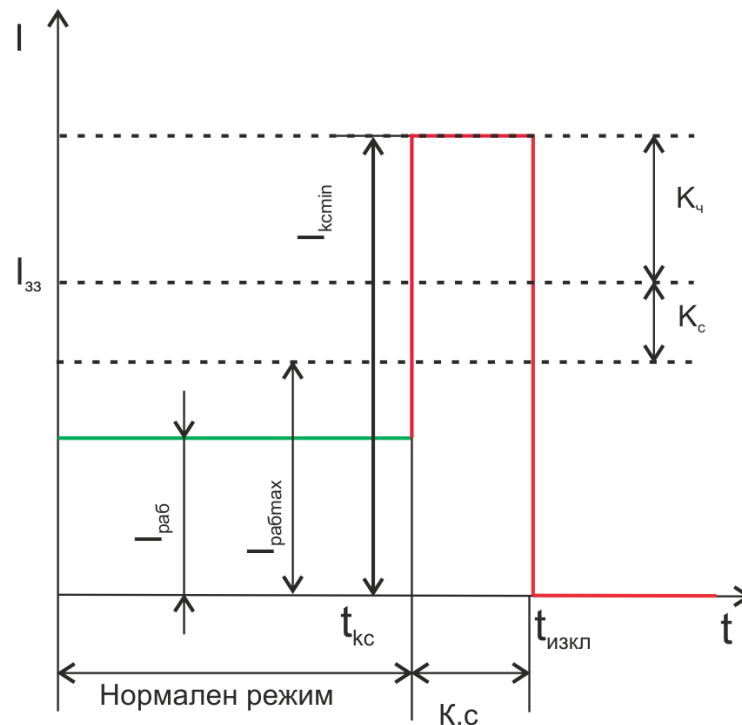
в) чувствителност. Способността на релейната защита да отличава повредите от нормалните режими се нарича чувствителност. Тя се оценява с коефициента на чувствителност $K_{\text{ч}}$ по съотношенията

$$K_{\text{чmax}} = \frac{X_{\text{min}}}{X_{\text{зз}}} > 1 \quad - \text{защити с максимално действие}; K_{\text{чmin}} = \frac{X_{\text{зз}}}{X_{\text{max}}} > 1 \quad - \text{защити с минимално действие} \quad (1.2)$$

където X_{min} и X_{max} са най-малката и най-голямата стойности на параметъра на който реагира защитата при повреда в края на защитавания обект, $X_{\text{зз}}$ - зададената стойност на параметъра при която защитата трябва да реагира.

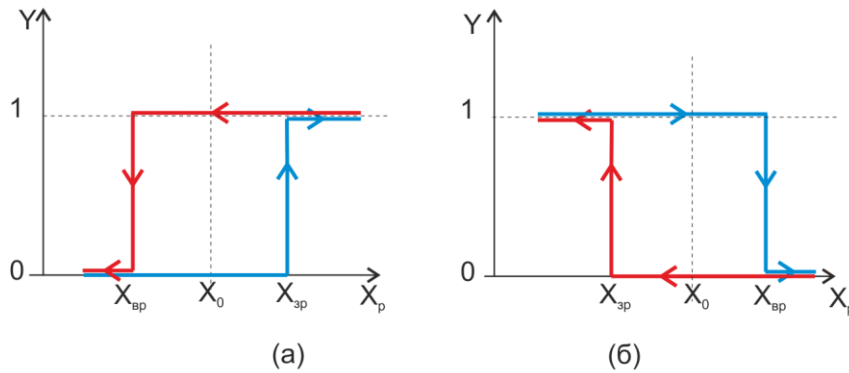
Чувствителността на защитата зависи от изменението на режима на захранващия източник. С (1.2) се проверяват най-неблагоприятните условия. Ако не се осигури $K_{\text{ч}} > 1$, то оценяваната защита не може да се използва.

Действието на токова релейна защита е показано на фиг. 1.2.



Фигура 1.2. Действие на РЗ

Чувствителността на защитата зависи и от тъй наречения "релеен хистерезис", който се оценява с коефициента на връщане $K_{\text{вр}}$. Той се илюстрира на фиг. 1.3 за защити с максимално (а) и минимално (б) действие.



Фигура 1.3. Илюстрация на "релеен хистерезис" : а)защити с максимално действие;
 б)защити с минимално действие

Коефициентът на връщане се изчислява от съотношенията

$$K_{вр \max} = \frac{X_{вр}}{X_{зр}} < 1 \quad - \text{защити с максимално действие,} \quad (1.3)$$

$$K_{вр \min} = \frac{X_{зр}}{X_{вр}} > 1 \quad - \text{защити с минимално действие,} \quad (1.4)$$

където $X_{зр}$ е стойността на параметъра при която защитата заработва и изходът Y преминава от състояние {0} в състояние {1}, $X_{вр}$ - стойността на параметъра при която защитата връща и изходът Y преминава от състояние {1} в състояние {0}.

Една защита е толкова по-чувствителна, колкото повече $K_{вр}$ се доближава до 1, т.е. колкото "релейният хистерезис" е по-малък. В действителност $K_{вр}$ никога не може да е равен на единица, тъй като състоянията "заработило" и "върнало" на защитата са взаимноизключващи се. Прието е , че една защита или реле има добър коефициент на връщане, ако $K_{вр \max} > 0,85$ или $K_{вр \min} < 1,15$. Коефициентът $K_{вр}$ не зависи от режима на захранващия източник. Той е параметър на защитата или релето и е каталожна величина.

Точността на защитите и релетата се оценява с относителната им грешка, която има допустими стойности $\pm 5\%$.

$$\varepsilon = \frac{X_{зр} - X_{ск}}{X_{ск}} \cdot 100, \% \quad (1.5)$$

г) сигурност (надеждност). Сигурността на защитата е свързана със способността й да не заработва лъжливо при отсъствие на пускови условия и да не отказва при наличие на такива. Тя се оценява с вероятността на отказ ($p_{отк}$) по израза

$$p_{отк} = \frac{N_{отк}}{N_{зр}} \leq 10^{-2} \div 10^{-3}, \quad (1.6)$$

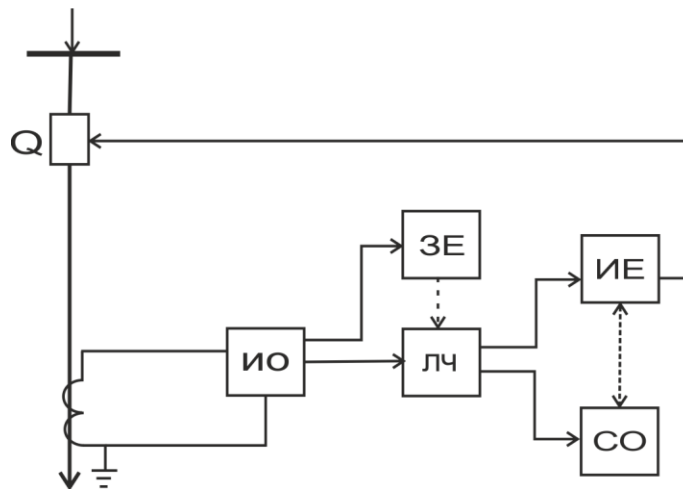
където $N_{отк}$ е броят на отказите и лъжливи заработвания за даден период (година), $N_{зр}$ - общият брой на заработванията за същия период.

Сигурността е важен технически показател на защитата. Тя може да се разглежда като апаратна и експлоатационна. Сигурността на защитата се гарантира с правилната ѝ настройка и с изпитванията, които се провеждат по време на производство, пускане и експлоатация.

1.2. Максималнотокови защиты. Настройка и оценка на чувствителността

Принципът на действие на максималнотокова защита (МТЗ) се основава на увеличаването на тока при възникване на късо съединение (к.с) или претоварване. Максималнотоковата защита (МТЗ) измерва непрекъснато тока в трите фази (понякога в две или в една от фазите) на защитавания обект и при увеличаване на тока над определена зададена стойност заработва. След изтичане на зададеното време, тя формира дискретен сигнал на изхода си, който се подава към веригите за изключване на прекъсвача и веригите за аварийна сигнализация. МТЗ се използва за защита при междуфазни к.с и претоварване.

Обобщена структурна схема на МТЗ на електропровод е представена на фиг. 1.4.



Фигура 1.4. Обобщена структурна схема на МТЗ

ИО- измервателен орган – чрез него защитата непрекъснато следи изменението стойността на тока в защитаваната верига и поддържа готовност за действие;

ЗЕ - закъснителен елемент – осигурява зададеното закъснение;

ЛЧ - логическа част – обработва информацията от измервателния и закъснителния орган и формира управляващо въздействие;

ИЕ - изпълнителен елемент – реализира изключването на прекъсвача Q на защитавания обект от МТЗ;

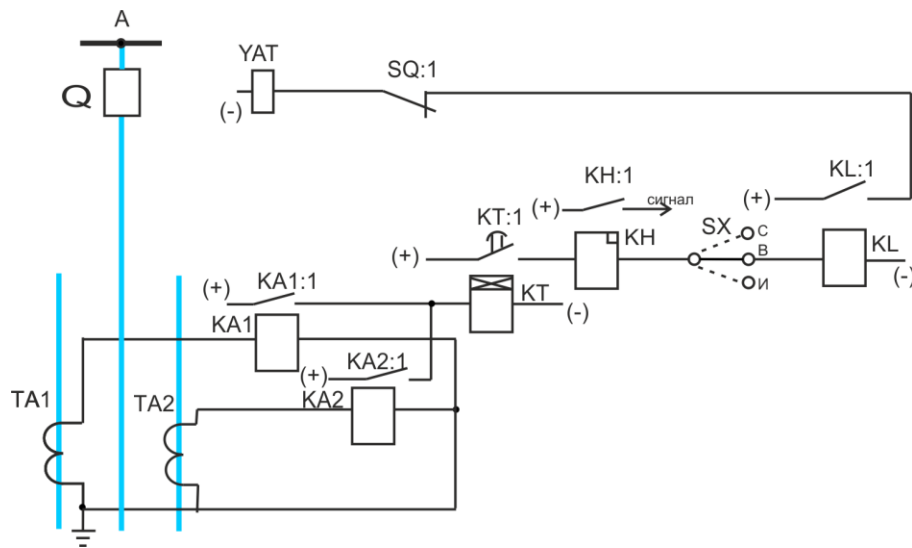
СО - сигнален орган – чрез него се получава информация за работата на измервателните и закъснителните органи и се фиксира заработването на защитата.

Структурната схема на МТЗ на трифазна верига е показана на фиг. 1.5, където са приети следните означения: А-шинна система, захранваща защитавания обект W, Q-прекъсвач, YAT - електромагнит (бобина) за изключване на прекъсвача, SQ – блок - контакт

на прекъсвача, ТА - измервателни токови трансформатори, КА - измервателни максималнотокови релета, КТ - реле за време.

Когато защитата установи, че $I_{КА} \geq I_{зр}$ тя заработва и пуска закъснителният си орган, осигуряващ задръжката t_0 . Ако след задръжката t_0 все още $I_{КА} \geq I_{зр}$, изходният орган на защитата заработва и изключва прекъсвача Q. Това събитие се регистрира от сигналните органи и се предава на оперативния персонал чрез системата за аварийно-предупредителна сигнализация или системата за телесигнализация.

За илюстриране на принципа при съставяне на схемите на МТЗ се разглежда една двуфазна двурелейна МТЗ с независимо от тока закъснение на постоянен оперативен ток, изпълнена от две токови релета, реле за време, сигнално и изходно реле (фиг. 1.6).

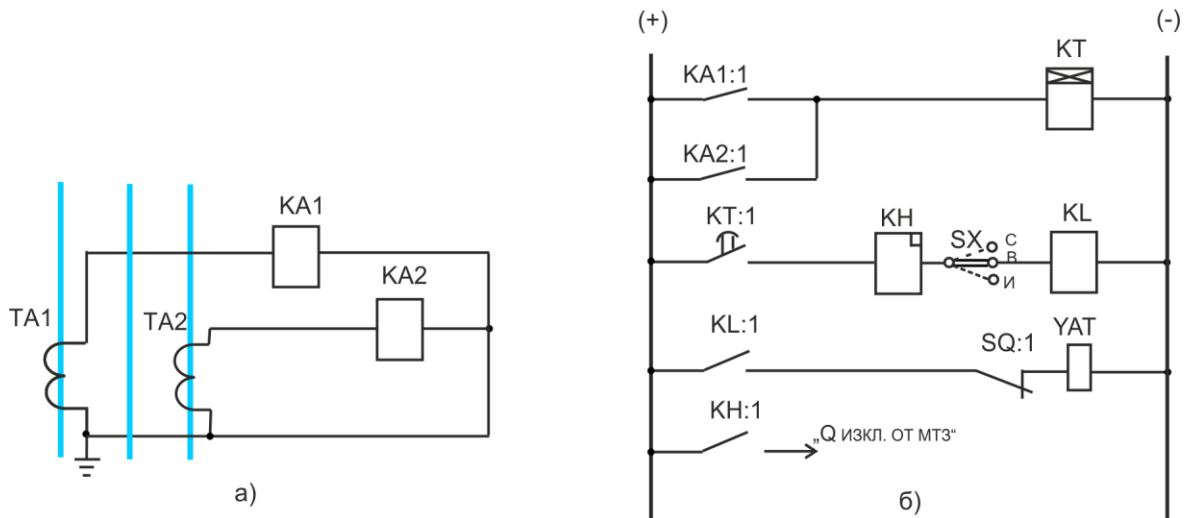


Фигура 1.5. Принципна схема на двуфазна двурелейна МТЗ с независимо закъснение на постоянен оперативен ток

Принципната схема показва връзките между променливотоковите и оперативните вериги. На разгънатата схема тези връзки не се виждат, но тя е по-удобна за работа и по-лесно се съставя.

Променливотоковите вериги на МТЗ се състоят от измервателните релета КА1 и КА2, вторичните намотки на измервателните токови трансформатори ТА1 и ТА2, и свързващите ги проводници. В оперативните вериги, които в случая са на постоянен ток, са включени реле за време КТ, сигналното реле КН, пластината за въвеждане/извеждане (накладката) SX и изходното междинно реле КЛ.

Схемата работи в следната последователност. При увеличаване на тока в някоя от фазите А, С или и в двете над настройката ($I_{зр}$) на релетата КА1 и КА2, контактите им КА1:1 или КА2:1 се затварят и пускат реле за време КТ. След изтичане на настройката ($t_{зз}$) на КТ, контактът му КТ:1 се затваря и през намотката на сигналното реле КН, пластината SX (тя е на положение В) се подава захранване на изходното реле КЛ. То затваря контактите си КЛ:1 и през затворения блок-контакт SQ:1 на прекъсвача (блок-контакта е затворен, ако прекъсвача е включен) изключващата бобина YAT на прекъсвача Q получава захранване.

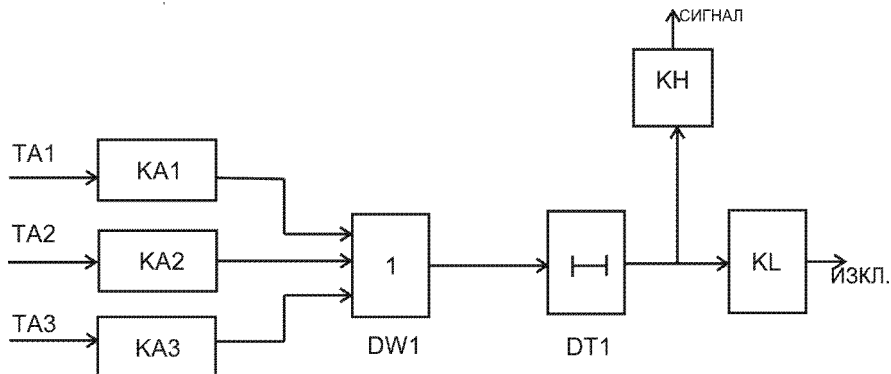


Фигура 1.6. Разгъната схема на двуфазна двурелейна МТЗ с независимо закъснение на постоянен оперативен ток : а) променливотокови вериги ; б) оперативни вериги

Прекъсвачът изключва и отделя защитавания обект от захранващия източник. Токовите релета KA1 и KA2 връщат в изходно състояние, т.е. отварят контактите си и прекъсват захранването на релето за време KT. От това всички останали релета се връщат в изходно положение.

Едновременно блок-контактът SQ:1 се преобръща и остава в устойчиво отворено положение. Не се връща в изходно състояние само контакта KH:1. Той остава затворен до приемане на сигнала му "изключване на Q от МТЗ" от оперативния персонал. След това се връща в изходно състояние ръчно или от автоматика.

Принципът и алгоритъмът на работа на МТЗ (за трирелейно изпълнение), без да се отчита използването на конкретна елементна база може да се представи както е показано на фиг. 1.7.



Фигура 1.7. Схема на алгоритъма на работа на МТЗ

Ако работата на защитата представим във вид на логическа функция T, то условието за заработване на защитата може да се запише като

$$T = (KA1 \text{ OR } KA2 \text{ OR } KA3) \text{ AND } DT1 \uparrow = 1, \quad (1.7)$$

където KA1, KA2 KA3 –логически сигнали на изходите на токовите измервателни органи на защитата; DW1- логически елемент ИЛИ; DT1 ↑ - оператор на закъснението по време.

1.2.1. Изчисляване параметрите на заработване на максималнотокова защита

Параметрите за настройка на максималнотокова защита са:

- ✓ първичен ток на заработване ($I_{зз}$);
- ✓ ток на заработване на токовите релета ($I_{зр}$);
- ✓ време на заработване на защитата ($t_{зз}$);
- ✓ определяне чувствителността на защитата ($K_{ч}$).

Първичният ток на заработване на максималнотокова защита се определя по:

$$I_{зз} = \frac{K_c \cdot K_{сн} \cdot I_{раб\max}}{K_{вр}}, \quad K_{вр} = \frac{I_{вр}}{I_{зр}} \quad (1.8)$$

K_c – коефициент на сигурност, $K_c=1,15 \div 1,3$ –полупроводникови релета, $K_c=1,2 \div 1,3$ –електромагнитни релета, $K_c=1,5$ –индукционни релета; $K_c=1,1$ - цифрови релета; $K_{вр}$ – коефициент на връщане на токовото реле, $I_{зр}$ и $I_{вр}$ - ток на заработване и ток на връщане на токовото реле; $K_{сн}$ - коефициент на самопускане, $I_{пуск,дв}$ и $I_{ном,дв}$ – пусков и номинален ток на двигателя. $K_{сн} = 1$ – при липса на двигатели като товар или $K_{сн}=1 \div 4$ – като точната стойност се изчислява или са задава като изходна данна.

Вторичният ток на заработване (тока на заработване на токовите релета) се определя като се отчита коефициента на трансформация на токовите измервателни трансформатори ($K_{ТА}$) и коефициента на схемата $K_{сх}$ (свързването на токовия трансформатор и токовото реле):

$$I_{зр} = \frac{K_c \cdot K_{сн} \cdot K_{сх} \cdot I_{раб\max}}{K_{вр} \cdot K_{ТА}}, \quad (1.9)$$

$$K_{сх} = \frac{I_{р}}{I_{вт,ТА}}, \quad I_{р} \text{ – ток през релето, } I_{вт,ТА} \text{ – вторичен ток на ТА}$$

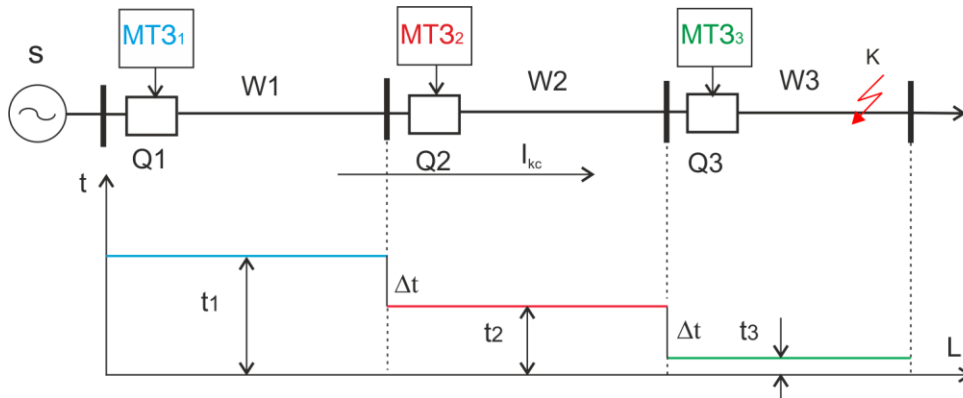
Коефициентът на схема е 1 при свързване в пълна и непълна звезда на токовите трансформатори и токовите релета и $\sqrt{3}$ при свързване в пълна и непълна триъгълник.

Време на заработване на максималнотокова защита

Максималнотоковите защиты могат да бъдат с независимо или зависимо от тока закъснение характеристика. При МТЗ с независимо от тока закъснение за да се осигури

изискването за селективност на защитата е необходимо най-отдалечената от източника защита да бъде с минимално закъснение. Времената на заработване на защитите се увеличават със степен на селективност Δt :

$$t_{33,n} = t_{33,n-1} + \Delta t \quad (1.10)$$



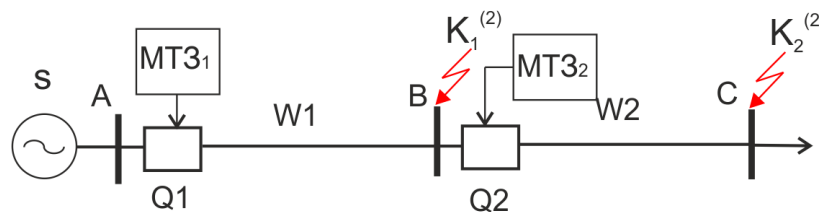
Фигура 1.8. Настройка по време на МТЗ

Оценка чувствителността на защитата

Чувствителността на защитата се определя чрез коефициента на чувствителност (K_u)

$$K_u = \frac{I_{kc \min(kp)}^{(2)}}{I_{33}}, \quad (1.11)$$

където $I_{kc \min(kp)}^{(2)}$ - минимален ток при двуфазно к.с в края на електропровода.



Фигура 1.9. Оценка на чувствителността на МТЗ

Изискването за коефициента на чувствителност са дадени в Наредба 3 и са $K_u \geq 1,5$, ако защитата работи като основна и $K_u \geq 1,2$ ако работи като резервна.

За МТЗ1 като основна защита $K_u = \frac{I_{kc \min(K1)}^{(2)}}{I_{33}} \geq 1,5$ и като резервна $K_u = \frac{I_{kc \min(K2)}^{(2)}}{I_{33}} \geq 1,2$

Изводи:

1. Принципът на действие на МТЗ се основава на увеличаването на тока при ненормални режими на работа и къси съединения.
2. МТЗ са защити с относителна селективност.
3. Селективността на защитата се постига чрез настройка по време, т.е. въвеждане на закъснение при зареждане на защитата.
4. Защитата се отличава с проста схема, надежност и не висока цена.
5. Недостатъците на максималнотокова защита са:
 - малко бързодействие;
 - Недостатъчна чувствителност при силно натоварени линии;
 - Невъзможност за правилна работа при затворени мрежи и радиални мрежи с няколко източника на захранване.

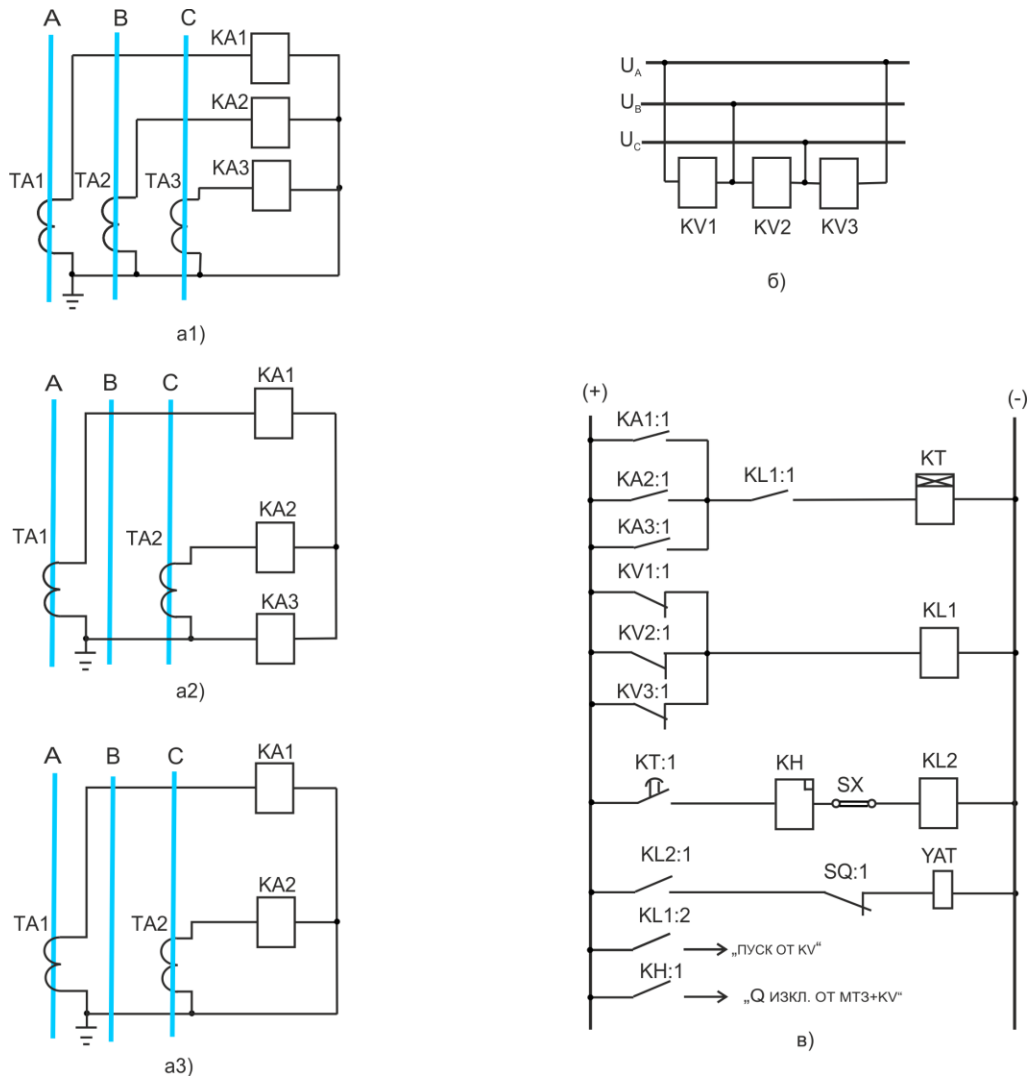
1.3. Максималнотокова защита с пускови органи по напрежение

1.3.1. Принцип на действие

В ЕЕС когато имаме дълги електропроводи и силно натоварени или имаме системно претоварване МТЗ може да не изпълни изискването за чувствителност на защитата. Тогава е необходимо да се въведат допълнителни пускови условия. Най - често това е вторият признак на к.с. - понижаване на напрежението. За целта в схемата на МТЗ се включват минималнонапреженови релета, които затварят контактите си при понижаване на напрежението под определена стойност. МТЗ допълнена с минималнонапреженови релета е известна като "максималнотокова защита с блокировка (пускане) по напрежение". Защитата може да заработи и изключи прекъсвача на защитаваното съоръжение само, ако токът се увеличи над настройката на токовете релета КА и напрежението се понижи под настройката на минималнонапреженовите релетата КV. При настройката на защитата не се отчитат режимите на претоварване и пускане (самопускане) защото при тези режими напрежението не се изменя, както в режим на к.с.

1.3.2. Схеми на максималнотокова защита с блокировка по напрежение

Разгънатата схема на тази защита е показана на фиг. 1.10. В схемата са включени три пускови токови релета КА1, КА2 и КА3 с мигновено действие и три блокиращи минималнонапреженови релета КV1, КV2, КV3. В нормален режим контактите на КV са отворени и релето КL1 е в спокойно състояние. При понижаване на напрежението под настройката следва връщане на кое да е от релетата КV, релето КL1 получава захранване и заработва. Контактите КL1:1 и КL1:2 се затварят. Защитата е деблокирана по напрежение. Ако са заработили токовете релета, те затварят контактите си. През затворените контакти на КА и затвореният контакт КL1:1 се подава „+“ на релето за време КТ. Контактът му КТ1:1 се затваря със закъснение и подава „+“ на сигнално КН и помощно КL2 реле. Контактът КL2:1 се затваря мигновено и се подава „+“ на изключвателната бобина на прекъсвача Q.



Фигура 1.10. Разгъната схема на МТЗ с блокировка по напрежение

а) токови вериги, б) напреженови вериги, в) оперативни вериги

Релето KL1 чрез контакта KL1:2 подава сигнал, че някое от блокиращите релета е заработило. Това може да се случи при понижаване на напрежението (аварийно) или при прекъсване на някоя от напреженовите вериги. При аварийна ситуация заработва някое от токовите релета KA и защитата се пуска. В противен случай се проверява изправността на напреженовите вериги.

МТЗ с блокировка по напрежение може да се изгради и с две релета за ток, но винаги са необходими три напреженови релета за контролиране на междуфазните напрежения.

Използването на релетата KV позволява да се повиши чувствителността на МТЗ като се намали настройката по ток (I_{33}). В режим на претоварване минималнонапреженовите релета са с отворени контакти и действието на защитата е блокирано. По тази причина настройката на токовите релета може да се определи чрез тока в номинален или нормален режим.

$$\begin{aligned} I_{зз} &= \frac{K_c \cdot I_{ном}}{K_{вр}} \quad \text{или} \quad I_{зз} = \frac{K_c \cdot I_{норм}}{K_{вр}} \\ I_{зр} &= \frac{K_c \cdot K_{сх} \cdot I_{ном}}{K_{вр} \cdot K_{ТА}} \quad \text{или} \quad I_{зр} = \frac{K_c \cdot K_{сх} \cdot I_{норм}}{K_{вр} \cdot K_{ТА}} \end{aligned} \quad (1.12)$$

където $K_c = 1,05 \div 1,1$; I_n - номиналният ток на защитавания обект.

Настройката на напрежените релета зависи от допустимото минимално работно напрежение $U_{раб.мин}$. Напрежението, при което защитата трябва да заработи е:

$$U_{зз} = \frac{U_{раб.мин}}{K_c \cdot K_{вр}}; \quad U_{зр} = \frac{U_{раб.мин}}{K_c \cdot K_{вр} \cdot K_{ТВ}}; \quad U_{раб.мин} = 0,95 \cdot U_n, \quad (1.13)$$

където $K_c = 1,1$, $K_{вр} = 1,05 \div 1,15$ - коефициент на връщане на KV, $K_{ТВ}$ - коефициент на трансформация на измервателните трансформатори за напрежение TV.

Настройката по време на МТЗ с независима характеристика се определя по:

$$t_{зз} = t_{зз,пред} + \Delta t, \quad (1.14)$$

където $t_{зз,пред}$ - настройката по време на предходната МТЗ, Δt - степен на селективност.

Чувствителността на защитата се оценява по:

$$K_{чU} = \frac{U_{зз}}{U_{ост,кс}} \geq 1,5 \quad (1.15)$$

където $U_{ост,кс}$ - максималното остатъчно напрежение в мястото на установяване на защитата при к.с. в края на защитавания или резервирания участък. Когато МТЗ е резервна се допуска $K_{чU} \geq 1,2$.

Изводи:

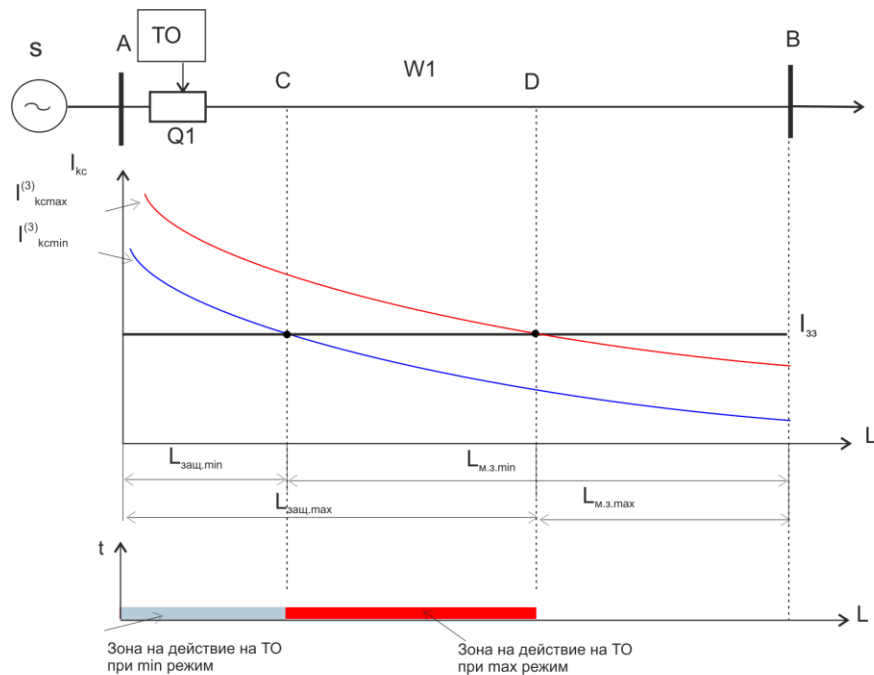
1. Максималнотокова защита с блокировка по напрежение използва като втори критерий понижаването на напрежението при междуфазни к.с.
2. При МТЗ с блокировка по напрежение настройката на токовите релета е спрямо номиналния (или тока в нормален режим) ток, а не спрямо максималния работен ток.
3. Защитата се използва при силно натоварени електропроводи или за оборудване подложено на технологично претоварване.

ТЕМА 2. Токови отсечки

2.1.1. Принцип на работа на токова отсечка

Токовата отсечка (ТО) е бързодействаща токова защита. Тя е разновидност на токовите защиты реагиращи на увеличаването на тока. Характерна особеност на защитата е, че селективността и се осигурява чрез тока на заработване, който се изчислява не с тока на натоварването, а с максималния ток на к.с. в края на защитавания обект. При ТО не се използва реле за време, за да се осигури селективността на защитата. Друга особеност на ТО е, че има мъртва зона (зона, в която при к.с защитата не заработва), която зависи от режима на захранващия източник. ТО може да се използва при силно изразена зависимост на т.к.с от импеданса на електропровода. Такава зависимост имат въздушни електропроводи, трансформатори, генератори и двигатели.

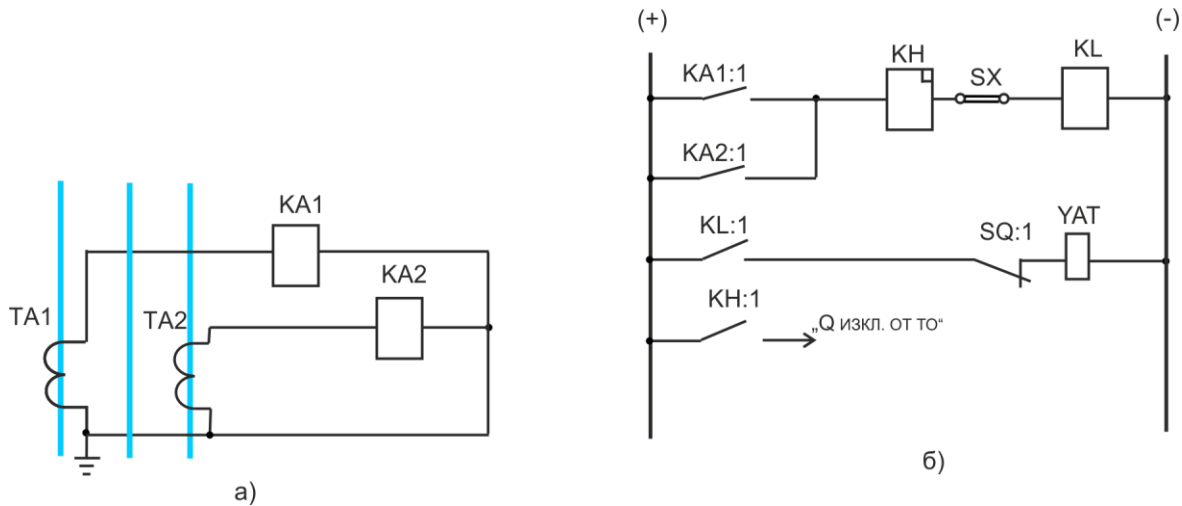
На фиг. 2.1 са изобразени зависимостта на тока на к.с от дължината на електропровода (ЕП) при максимален режим на захранващия източник $I_{к.с\max}^{(3)} = f(L)$ и при минимален режим $I_{к.с\min}^{(3)} = f(L)$. Токът на заработване на ТО се определя от максималния ток на трифазно к.с в края на ЕП. Пресечната точка на $I_{зз}$ с кривите $I_{к.с\max}^{(3)} = f(L)$ и $I_{к.с\min}^{(3)} = f(L)$, проектирана върху оста L показва зоната на токовата отсечка в максимален и минимален режим. При максимален режим на захранващия източник дължината на защитаваната зона е по – голяма в сравнение с минималния режим.



Фигура 2.1. Токова отсечка на електропровод с едностранно захранване

Токовите отсечки могат да бъдат изградени трирелейно, двурелейно или еднорелейно. На фиг. 2.2 е представена двуфазна двурелейна токова отсечка. При заработване на токовите релета KA1, KA2 се затварят контактите им и подават „+“ на КН и

KL:1 Контактът KL:1 се затваря мигновено и през блок-контакта SQ:1 се подава „+“ на YAT, при което се изключва Q на защитавания електропровод.



Фигура 2.2. Разгъната схема на двуфазна двурелейна ТО а) променливотокови вериги; б) постояннотокови вериги

2.1.2. Изчисляване параметрите на зареждане на токова отсечка

За да работи токовата отсечка при к.с по защитавания електропровод и да не работи при к.с по следващия е необходимо токовата отсечка да бъде отстроена от тока на трифазно късо съединение в края на защитавания електропровод при максимален режим на захранващия източник. Отчитайки грешките на токовите измервателни трансформатори и на токовото реле при изчисленията е необходимо да се отчете и K_c :

Първичният ток на зареждане на ТО се изчислява по:

$$I_{зз} = K_c \cdot I_{кс \max \text{ края}}^{(3)}, \quad K_c = 1, 2 \div 1, 4 \quad (2.1)$$

Токът на зареждане на токовите релета се изчислява като се отчетат коефициента на схемата и коефициента на трансформация на ТА. Коефициента на връщане не участва при настройката на токовите релета в токовата отсечка.

$$I_{зр} = \frac{K_c \cdot K_{сх} \cdot I_{кс \max \text{ края}}^{(3)}}{K_{ТА}} \quad (2.2)$$

Селективната работа се получава чрез зоната на действие и не е необходимо да се въвежда закъснение.

Времето на зареждане на ТО се определя от собственото време на токовите релета, което е $0,01 \div 0,1$ s.

$$t_{зз} = t_{соб}, s \quad (2.3)$$

Чувствителността на ТО се оценява по:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кс min нач}}^{(2)}}{I_{\text{зз}}} \geq 2, \quad (2.4)$$

където $I_{\text{кс min нач}}^{(2)}$ - токът на к.с. в мястото на установяване на защитата при минимален режим на захранващия източник.

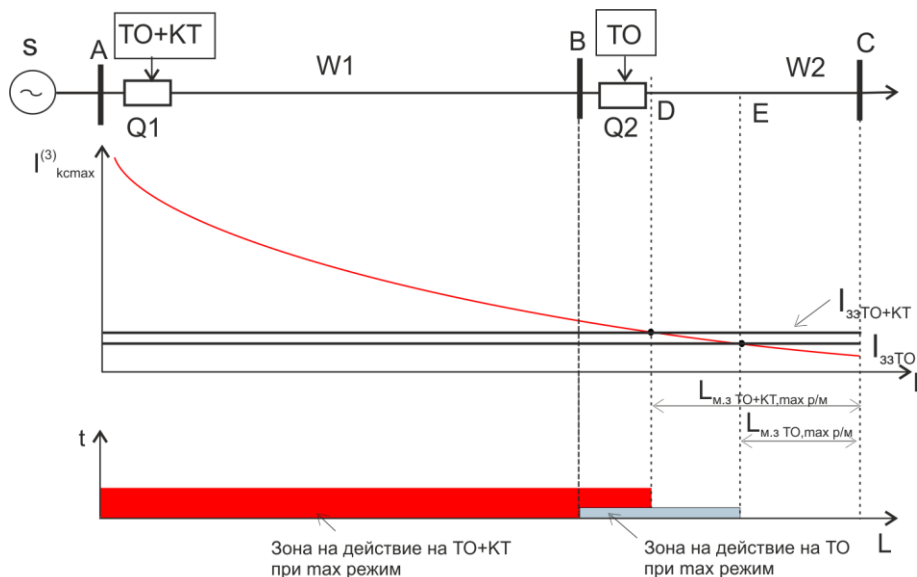
Обикновено коефициента на чувствителност на ТО е по-малък. ТО се приема за ефективна, ако $L_{\text{min}} \geq 15 \% L_w$, където L_w е дължината на ЕП.

Изводи:

1. Токът на заработване на токовата отсечка се определя от тока на трифазно късо съединение в края на електропровода в максимален режим.
2. Токовата отсечка има мъртва зона, което води до това, че тя не може да се използва в качеството си на основна защита.
3. Токовата отсечка е бързодействаща релейна защита, при нея не се използва реле за време.
4. Дължината на защитаваната зона зависи от режима на захранващия източник.

2.2. Токова отсечка с реле за време

Зоната на действие на ТО може да се увеличи, ако се използва реле за време и се въведе закъснение. Тази защита се нарича токова отсечка с реле за време (ТО+КТ) и в схемно отношение не се различава от МТЗ. Разликата е само в настройката на измервателните и закъснителни органи.



Фигура 2.3. Съгласуване на токова отсечка и токова отсечка с реле за време

Зоната на чувствителност на ТО е между точки В и Е, а тази на ТО+КТ между - А и D. В участъка между точки В и D са чувствителни и двете отсечки, но по-бързодействаща е ТО. При к.с. в този участък ТО+КТ резервира ТО.

Настройка на ТО:

$$I_{33TO} = K_c \cdot I_{kc \max \text{ края}}^{(3)} \quad (2.5)$$

$$t_{33TO} = t_{cob}, S \quad (2.6)$$

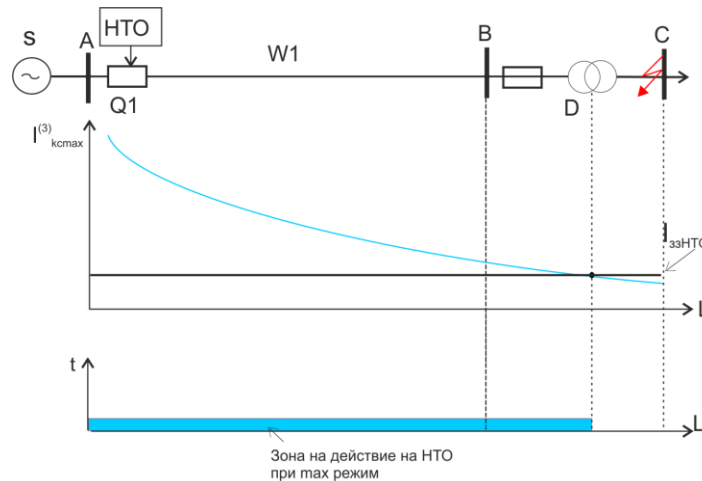
Настройка на ТО+КТ

$$I_{33TO+KT} = K_c \cdot I_{33TO}, \quad (2.7)$$

където $K_c=1,1 \div 1,3$.

$$t_{33TO+KT} = t_{33TO} + \Delta t, S \quad (2.8)$$

Недостатък на ТО+КТ е намаленото бързодействие за осигуряване на селективна работа при к.с. в участъка BD. Ако този участък е достатъчно малък и вероятността в него да настъпят междуфазни к.с. е много малка ТО+КТ може да се ускори, като релето за време се изведе. Тогава ТО+КТ се превръща в **неселективна токова отсечка (НТО)**, към която се поставя автомат за повторно включване (АПВ) за осигуряване на селективността. Особено ефективна е НТО при последователно свързване на електропровод с трансформатор. Настройката и се определя от максималният ток на трифазно к.с на ниската страна на СТ.



Фигура 2.4. Неселективна токова отсечка

$$I_{33HTO} = K_c \cdot I_{kc \max \text{ HH}}^{(3)} \quad (2.9)$$

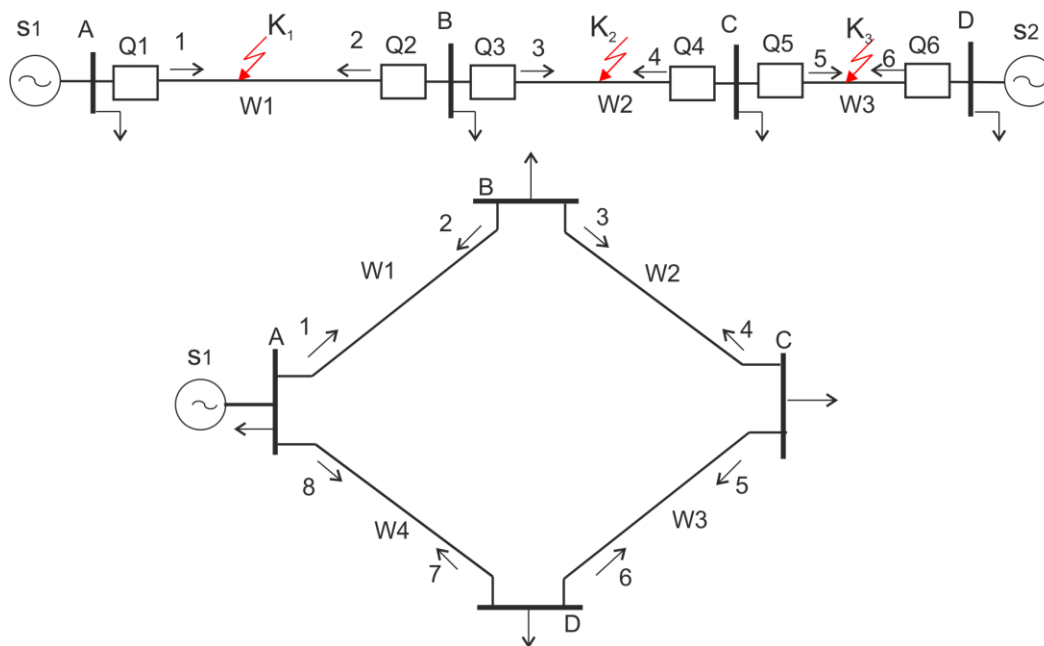
ТЕМА 3. Максималнотокови посочни защиты

3.1. Принцип на действие

За осигуряване на селективното действие на максималнотоковата защита в затворени мрежи с едностранно захранване и в радиални мрежи с двустранно захранване се използват максималнотокови посочни защиты (ПМТЗ). Пусковият орган се изпълнява с две релета – токово и посочно реле. Посочното реле определя посоката на мощността на късо съединение и разрешава действие на защитата, ако тя е положителна.

Когато посоката на мощността на к.с. ($S_{кс}$) е насочена от захранващия източник към защитаваният обект се приема, че тя е в "положителна (права) посока" ($+S_{кс}$). Когато е към захранващия източник, тя е в "обратна посока". Защитата се изгражда така, че да е чувствителна при наличие на $+S_{кс}$. Когато установи, че $S_{кс}$ е в обратна посока ($-S_{кс}$) тя трябва да се блокира. Условно може да се приеме, че тези мощности са дефазирани помежду си на ъгъл π и да се дефинират две области - работна ($+S_{кс}$) и неработна ($-S_{кс}$), които се разделят с гранична линия.

Разположението и насочеността на посочните защиты при затворени мрежи с едностранно захранване и в радиални мрежи с двустранно захранване е показана на фиг. 3.1.



Фигура 3.1. Разположение и насоченост на максимално-токовите посочни защиты в двустранно захранени електрически мрежи а) и в кръгови мрежи б)

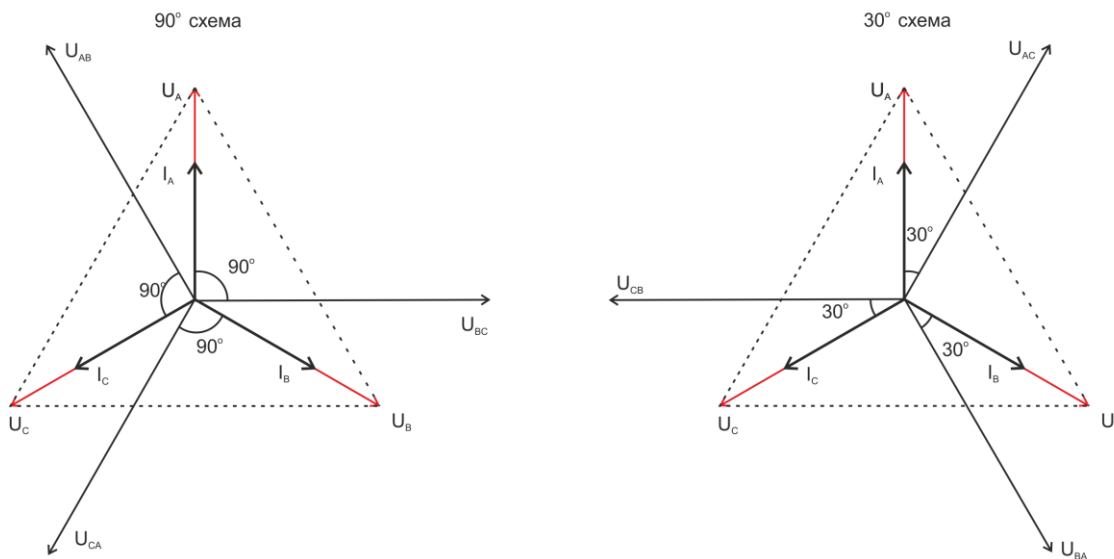
Когато $S_{кс}$ е по посока на защитата (посоката е указана със стрелка) съответната защита заработва и изключва прекъсвача на електропровода.

3.2. Примерни схеми на посочни максималнотокови защиты

За осигуряване на необходимата мощност посочните релета се свързват към ТА и TV по различни схеми. Наименованието им се определя от ъгъла между подведените напрежение U_p и ток I_p към релето или към група релета. Ако ъгълът е $\pi/2$, схемата се нарича "деветдесет градусова". Съответно, при $\pi/3$ - "шестдесет градусова", при $\pi/6$ - "тридесет градусова", при 0 - "нула градусова". Един от начините за получаване на тези схеми е да се варира с напрежението U_p , както е показано в табл. 3.1. Възможно е да се варира с тока I_p или с U_p и I_p . На фиг. 3.2 са показани векторите при 90 и 30 градусова схема.

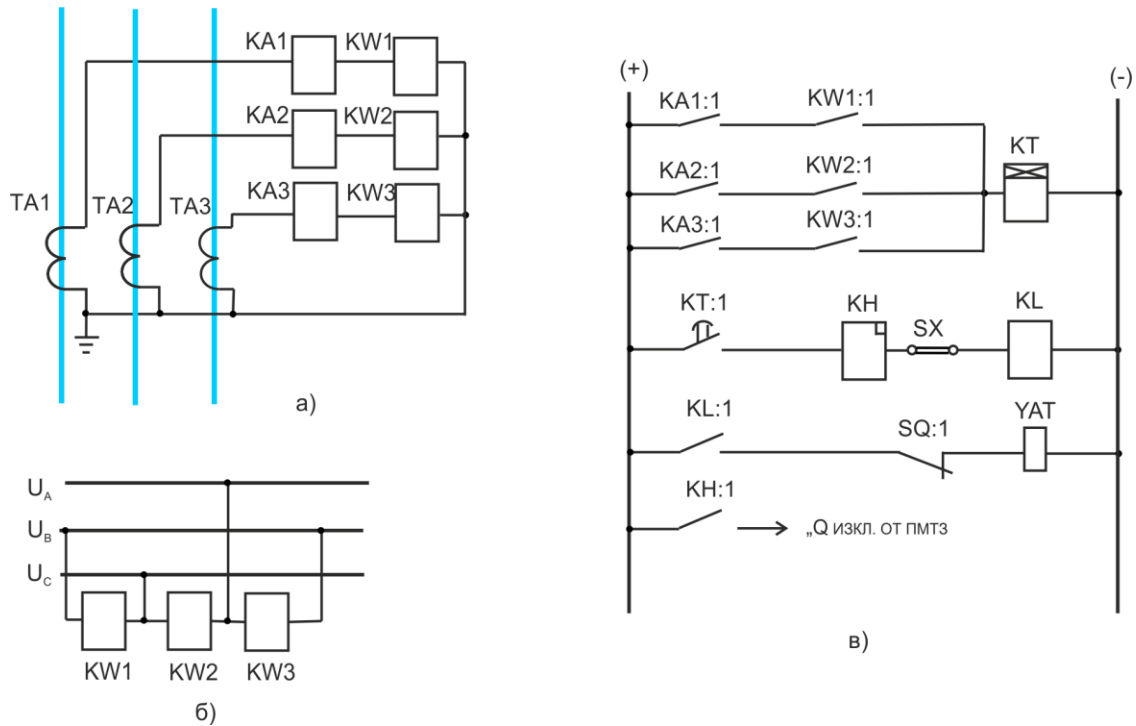
Таблица 3.1

Реле KW	Ток I_p	Напрежение U_p при ъгъл			
		$\pi/2$	$\pi/3$	$\pi/6$	0
KW1	I_a	U_{bc}	$-U_c$	U_{ac}	U_a
KW2	I_b	U_{ca}	$-U_a$	U_{bc}	U_b
KW3	I_c	U_{ab}	$-U_b$	U_{cb}	U_c



Фигура 3.2. 90° и 30° схема на свързване на посочно реле

Разгънатата схема на трифазна трирелейна максимално-токова посочна защита (МТПЗ) с "деветдесет градусова" схема на свързване на посочните релета KW е дадена на фиг. 3.3.



Фигура 3.3. Разгънатата схема на ПМТЗ : а) променливотокови вериги ; б) напреженови вериги в) оперативни вериги

3.2.1. Изчисляване настройката на ПМТЗ

Настройката на ПМТЗ обхваща определянето на тока на зареждане, време на зареждане и оценка чувствителността на защитата.

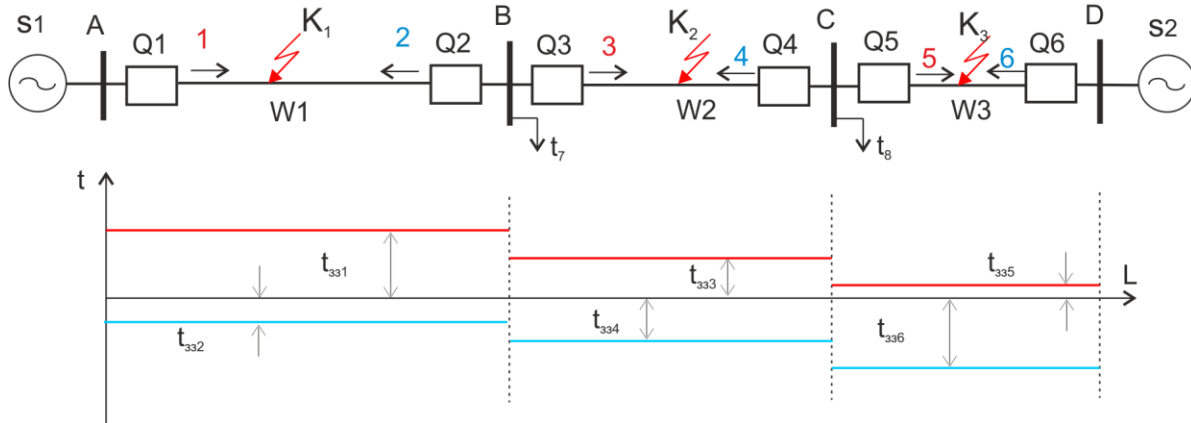
Ток на зареждане

Токът на зареждане на посочната МТЗ се определя както при МТЗ по условията за отстройване от максималния ток на товара, като се имат предвид токовете с посока от шините към електропровода.

$$I_{зз} = \frac{K_c \cdot K_{cn} \cdot I_{\text{рабmax}}}{K_{вр}} \quad (3.1)$$

Настройка по време

Настройката по време се извършва по насрещно – стъпалния принцип, както е показано на фиг. 3.4. Със стрелки са показани посоката на тока, при която посочните органи разрешават действие на защитите.



Фигура 3. 4. Настройка по време на ПМТЗ

$$\begin{aligned}
 t_{335} &= t_{\text{соб}} \approx 0; \\
 t_{333} &= t_{335} + \Delta t \quad \text{или} \quad t_{333} = t_8 + \Delta t; \\
 t_{331} &= t_{333} + \Delta t \quad \text{или} \quad t_{331} = t_7 + \Delta t
 \end{aligned}
 \tag{3.2}$$

От двете времена се избира по-голямото за настройка по време на защита 5 или 1 и 2 или 6.

$$\begin{aligned}
 t_{332} &= t_{\text{соб}} \approx 0; \\
 t_{334} &= t_{332} + \Delta t \quad \text{или} \quad t_{334} = t_7 + \Delta t; \\
 t_{336} &= t_{334} + \Delta t \quad \text{или} \quad t_{336} = t_8 + \Delta t
 \end{aligned}$$

Оценка на чувствителността

Чувствителността на токовите пускови органи се определя по тока на двуфазно к.с в края на защитавания електропровод и в края на резервируемия участък. При оценка поведението на защитата трябва да се има предвид и възможността за възникване на два режима – режим на каскадно действие и отказ на защитата заради наличието на „мъртва зона“ по напрежение.

Изводи:

1. Използването на посочен орган позволява да се изградят селективни токови защиты в затворени мрежи с едностранно захранване и в радиални мрежи с двустранно захранване.
2. Защитата е с проста схема и има висока надеждност.
3. Недостатък на защитата е малкото бързодействие, недостатъчната чувствителност при натоварени електропроводи, наличие на мъртва зона по напрежение, което може да доведе до незаработване на защитата при близки трифазни к.с.

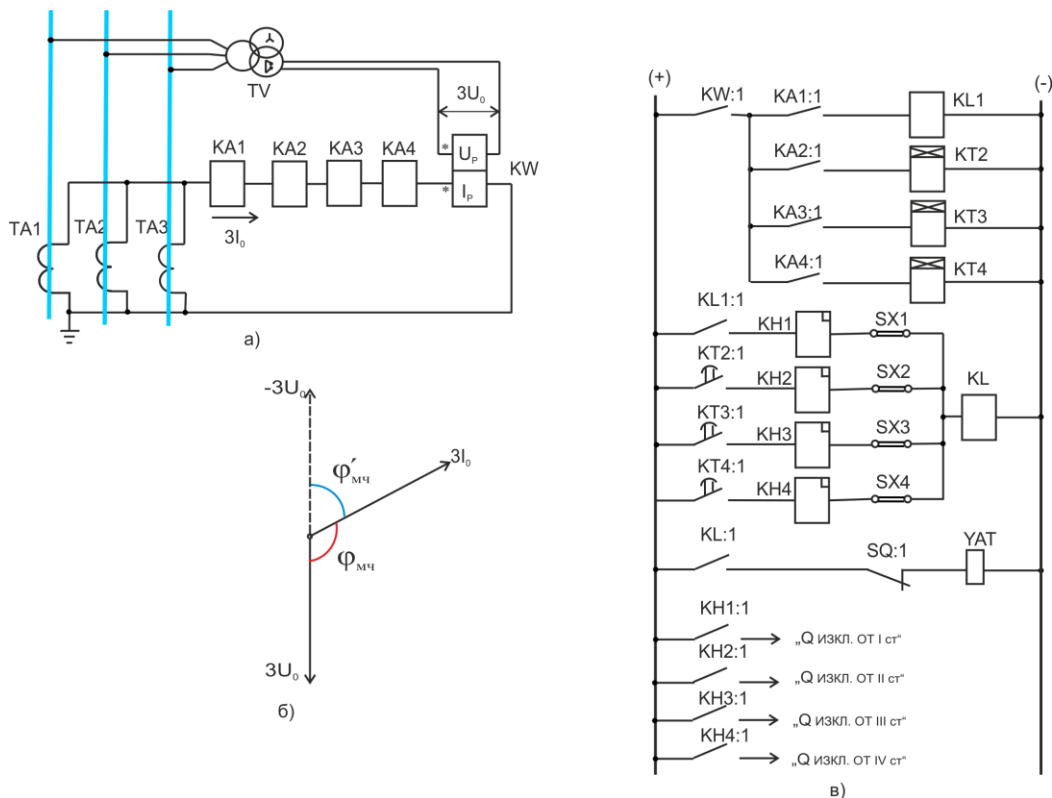
ТЕМА 4. Токови защиты на електропроводи срещу еднофазни повреди

4.1. Земни защиты на електропроводи в електрически мрежи с директно заземена ну特拉

Високоволтовите електропроводи се защитават от еднофазни повреди с филтрови защиты, реагиращи на ток и напрежение с нулева последователност. Стойността на тези величини зависи от начина на работа на нуטרалата на трифазната електрическа мрежа към която е присъединен защитаваният електропровод.

В режим с директно заземена ну特拉 у нас работят електрически мрежи високо напрежение (110 kV и повече), които обикновено са затворени. Електропроводите от тези мрежи ефективно се защитават от еднофазни повреди със стъпално-токови посочни земни защиты (СТПЗЗ), които реагират на ток, напрежение (мощност) с нулева последователност.

Конвенционалната СТПЗЗ се изгражда от четири токови стъпала (степени), с или без зависимо закъснение от тока и с един общ посочен орган. Тези органи са отделни елементи (релета) или като блокове в един комплект. В практиката широко приложение е намерила четири стъпалната посочна земна защита, изградена от отделни релета, чиято схема е показана на фиг. 4.1.



Фигура. 4.1. Принципна схема на четиристъпална посочна токова земна защита а) променливотокови входни вериги б) векторна диаграма на посочния орган, в) оперативни вериги

Отделните стъпала са изградени от:

I ст. - Реле за ток KA1 с изходни контакти KA1:1, междинно реле за постоянен ток KL1 с изходни контакти KL1:1, сигнално реле за постоянен ток KH1 с изходни контакти KH1:1 и пластината (накладка) за въвеждане/извеждане на I ст SX:1;

II ст.- Реле за ток KA2 с изходни контакти KA2:1, реле за време на постоянно напрежение с независимо закъснение при заработване KT2 и с изходни контакти KT2:1, сигнално реле KH2 с изходни контакти KH2:1, пластина за въвеждане /извеждане на II ст SX:2;

III ст.- Реле за ток KA3 с изходни контакти KA3:1, реле за време KT3 и с изходни контакти KT3:1, сигнално реле KH3 с изходни контакти KH3:1, пластина за въвеждане /извеждане на III ст SX:3;

IV ст.- Реле за ток KA4 с изходни контакти KA4:1, реле за време KT4 и с изходни контакти KT4:1, сигнално реле за постоянен ток KH4 с изходни контакти KH4:1, пластина за въвеждане /извеждане на IV ст SX:4.

Общи елементи за всички степени са посочното реле KW с изходни контакти KW:1 и изходното реле KL с контакти KL:1.

Всички измервателни токови релета KA са включени последователно към филтъра за ток с нулева последователност, изграден чрез паралелно свързване на вторичните вериги на трите фазни токови трансформатори ТА. В същата верига последователно е включен и токовия (нискоомния) вход на посочното реле KW. Напреженовият (високоомният) вход на посочното реле е включен към изхода на филтъра за напрежение с нулева последователност, изграден от отворения триъгълник на измервателния напреженов трансформатор TV. Токовият и напреженовият входове на релето KW са включени противоположно за обръщане на вектора на напрежението $3U_0$. По този начин необходимият ъгъл на максимална чувствителност $\phi_{мч} = -110 \div -115$ ел.гр. се получава $\phi_{мч}' = +70 \div +80$ ел.гр. Посочни релета с такъв ъгъл на максимална чувствителност по-лесно се реализират.

За да работи защитата селективно е необходимо правилно да се настройят токовите измервателни релета (KA1, KA2, KA3, KA4), закъснителните релета за време (KT2, KT3, KT4) и посочния орган KW. Настройката на тези релета зависи от схемата в която работи защитавания електропровод. Във всички случаи може да се твърди, че настройката на токовите релета трябва да отговаря на условието:

$$I_{зр(KA1)} > I_{зр(KA2)} > I_{зр(KA3)} > I_{зр(KA4)},$$

а на закъснителните релета:

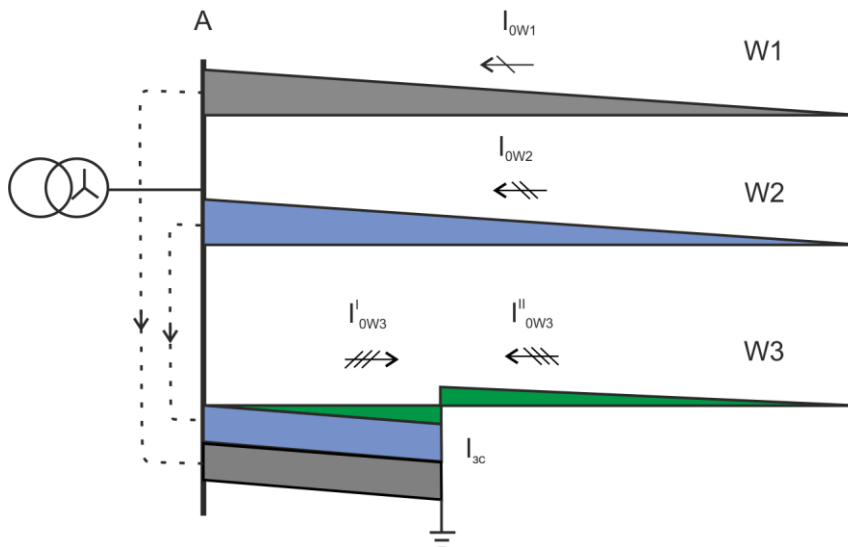
$$t_{зр(KT2)} < t_{зр(KT3)} < t_{зр(KT4)}.$$

Най-чувствителна и най-бавнодействаща е IV стъпало, а най-нечувствителна и най-бързодействаща е I стъпало (отсечката). Отделните стъпала могат да се категоризират като:

- Iст. - Мигновена посочна земна отсечка;
- IIст. - Посочна земна отсечка с реле за време;
- IIIст. - Втора посочна земна отсечка с реле за време;
- IVст. - Посочна максималнотокова земна защита за далечно резервиране.

4.2. Земни защиты на електропроводи в мрежи с изолирана неутрала

Токът на земно съединение (з.с) при тези мрежи се определя от капацитивната проводимост на проводниците спрямо земята (капацитета на мрежата). Графичното му представяне е показано на фиг. 4.2. В здравите присъединения токът $3I_0$ се определя от собствения капацитет, а посоката му е от извод към шинна система. В извода със земно съединение протича сумата от токовете на здравите електропроводи и посоката е от шини към електропровод. Примерно разпределение на токовете по електропроводите при земно съединение по един от електропроводите е показано на фиг. 4.2. Токът на земно съединение има малки стойности и трудно се измерва от токовото реле. За измерване на токове с нулева последователност при земни съединения се използват тритрансформаторен филтър за токове с нулева последователност при въздушните електропроводи и токов трансформатор тип Феранти за кабелните електропроводи. Напрежения с нулева последователност се измерват от намотката отворен триъгълник на напреженовия измервателен трансформатор.

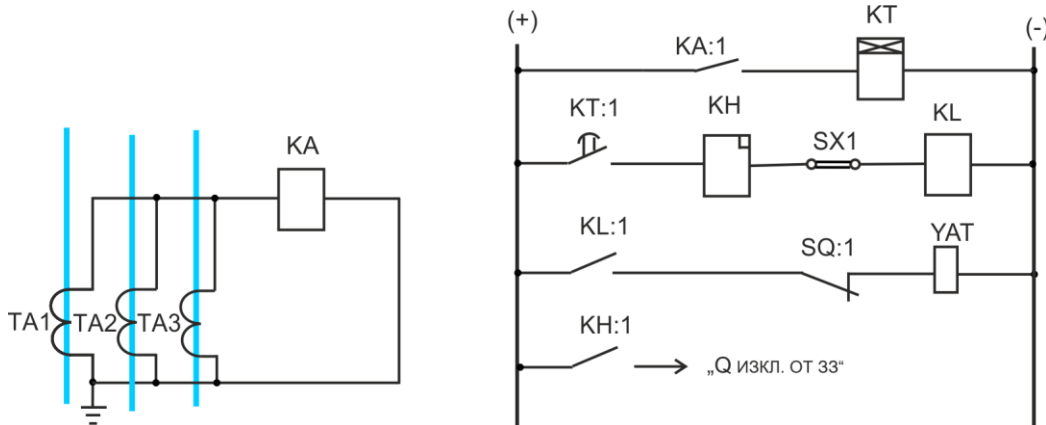


Фигура 4.2. Токоразпределение при з.с на един от електропроводите в мрежи с изолирана неутрала

От фиг. 4.2 се вижда, че при еднофазна повреда по електропровод W3 през филтъра на защитата протича ток $I_{ow1}+I_{ow2}$, а в мястото на повредата $I_{ow1}+I_{ow2}+I_{ow3}$. При възникване на з.с по електропровод W1 през филтъра на земната защита на електропровод W3 протича ток I_{ow3} . В случай, че токът $I_{ow3} \geq I_{ow1}+I_{ow2}$, земната защита на W3 може да заработи неселективно.

За осигуряване селективно действие на земната защита на даден електропровод е необходимо токът на зареждане на защитата $I_{33(T33)}$ да се отстрои от собствения капацитивен ток, възникващ при з.с по другите електропроводи, а така също и от тока на небаланса, който възниква във вторичната намотка на ТНП при междуфазни к.с в приемната подстанция, захранвана от защитавания електропровод.

За защита може да се използва токова земна защита или посочна земна защита.



Фигура 4.3. Токова земна защита

При земно съединение зарежда токовото реле КА и затваря контакта си КА:1, релето за време КТ получава захранване 220 V. След изтичане настройката по време контактът КТ:1 се затваря и подава „+“ на сигналното КН и помощното реле КЛ. Със затваряне на контакта КЛ:1 се подава „+“ на изключвателната бобина на прекъсвача YAT.

При з.с е възможно периодично запалване и изгасване на дъгата, водещо до ударно изменение на капацитивния ток по неповредените електропроводи, превишаващ 4-5 пъти установения ток.

Прието е $I_{33(T33)}$ да се определя по

$$I_{33(T33)} = K_c \cdot K_{y\partial} \cdot 3U_{\phi} \cdot \omega \cdot C_W, \quad (4.1)$$

където $K_c=1,1 \div 1,2$; $K_{y\partial}$ -коэффициент, отчитащ внезапното разреждане на кабелната линия при външни повреди, равен на: 4÷5 -при отсъствие на закъснение в ТЗЗ, 2÷3 -при наличие на закъснение в ТЗЗ, 1 -при действие на ТЗЗ на сигнал.

Чувствителността на ТЗЗ се оценява по:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\min(\text{кр})}}{I_{33(T33)}}, \quad (4.2)$$

където $3I_{0\min(\text{кр})}$ - утроеният ток на нулева последователност при з.с в края на защитавания електропровод и при минимален режим на работа на захранващия източник.

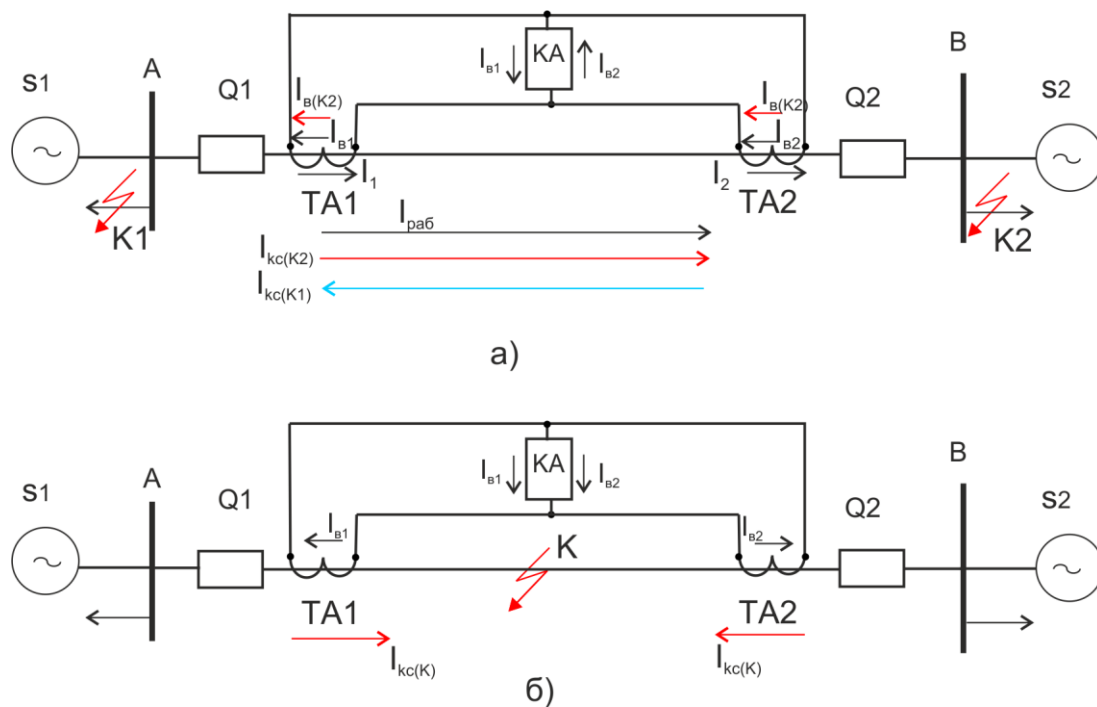
За кабелни линии $K_{\text{ч}(T33)} \geq 1,25$, а за въздушни - 1,5.

ТЕМА 5. Диференциални защиты на електропроводи

5.1. Надлъжни диференциални защиты

Диференциалните защиты сравняват токовете по амплитуда и фаза от двете страни на защитавания обект - електропровод, генератор, трансформатор, двигател, шинна система. По принцип тези защиты са с абсолютна селективност и с голямо бързодействие. Когато защитата сравнява токовете по амплитуда се нарича диференциално-токова, а по фаза - диференциално-фазна.

Диференциално-токова защита се изпълнява като трифазна в два варианта – на циркулиращи токове и на уравновесени електродвижещи напрежения. На фиг. 5.1 е показана принципната схема на диференциално-токова защита на циркулиращи токове за една фаза.



Фигура 5.1. Диференциално-токова защита на циркулиращи токове (за една фаза)

а)- нормален режим и външно к.с (т. K1 и K2); б)- вътрешно к.с (т.К)

В нормален режим през защитавания обект се пренася мощност в една или друга посока. Ако се приеме, че мощността се пренася от шини А към шини В, то през релето КА протича ток

$$I_p = I_{\epsilon 1} - I_{\epsilon 2} = \frac{I_1}{K_{TA1}} - \frac{I_2}{K_{TA2}} \quad (5.1)$$

където $I_{\theta 1}$ и $I_{\theta 2}$ -вторичните токове на измервателните токови трансформатори ТА1 и ТА2; I_1 и I_2 -първичните токове от страна А и В; $K_{ТА1}$ и $K_{ТА2}$ -коефициент на трансформация на ТА1 и ТА2.

Коефициентите $K_{ТА1}$ и $K_{ТА2}$ се подбират така, че вторичните токове да са равни, т.е. $|I_{\theta 1}| = |I_{\theta 2}|$. Тъй като токовете $I_{\theta 1}$ и $I_{\theta 2}$, които протичат през релето са равни по амплитуда и противоположни по направление, то $I_p = 0$ и релето КА не работи.

В действителност ТА1 и ТА2 се насищат от протичащите първични токове, особено при близки външни к.с. От различия в намагнитващите им характеристики токовете $I_{\theta 1}$ и $I_{\theta 2}$ могат да се отличават по амплитуда и фаза. Тази разлика обуславя протичане на някакъв ток през релето КА, който е известен като "ток на небаланса" $I_{нб}$.

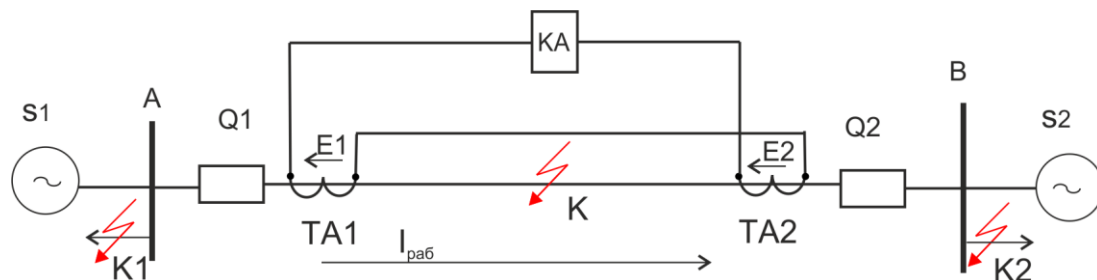
При к.с. в точки К1 (външно к.с. от страна А) и К2 (външно к.с. от страна В) протичащите токове през защитавания обект $\{I_{1(K1)}, I_{2(K1)}\}$ и $\{I_{1(K2)}, I_{2(K2)}\}$ са с еднакви посоки, както при нормален режим, но са с много по-големи стойности. Те насищат ТА1 и ТА2. Очевидно, по-голямо насищане ще има при по-големите токове и ще възникне по-голям ток на небаланса, т.е. при едно от външните к.с. $I_{нб} = I_{нб \max}$. Този ток не трябва да предизвиква заработване на релето КА и за да се осигури необходимата селективност, то трябва да се отстрои от $I_{нб \max}$.

При к.с. в защитавания обект (вътрешно к.с. в точка К) токовете $\{I_{1(K)}, I_{2(K)}\}$ са различни по стойност и са насочени от източниците към мястото на повреда. През релето КА протича ток:

$$I_p = I_{\theta 1} + I_{\theta 2} = \frac{I_{kc1}}{K_{ТА1}} + \frac{I_{kc2}}{K_{ТА2}} \gg I_{зрКА} \quad (5.2)$$

и релето заработва, тъй като I_p е пропорционален на сумарния ток на к.с., който е много по-голям от зададения $I_{зр(КА)}$. Защитата изключва мигновено прекъсвачите Q1 и Q2.

На фиг. 5.2 е показана принципната схема на диференциално-токова защита на уравновесени електродвижещи напрежения.



Фигура. 5.2. Диференциално-токова защита на уравновесени електродвижещи напрежения (за една фаза)

Разглеждат се същите ситуации както на фиг. 5.1. При протичане на токове в една или друга посока през защитавания обект във вторичните намотки на токовите трансформатори ТА1 и ТА2 се индуцират напрежения E_1 и E_2 , които са равни по амплитуда и противоположни по направление. Върху входа на реле КА е приложено напрежение равно на $E_1 - E_2 = 0$ и през релето не протича ток

$$I_p = \frac{E_1 - E_2}{Z}, \quad (5.3)$$

където $Z = Z_{ТА} + Z_{пр}$; $Z_{ТА}$ - вторичен импеданс на токовите трансформатори, $Z_{пр}$ - импеданс на свързващите проводници.

В действителност, поради различия в ТА и Z през релето КА протича ток на небаланс, но много по-малък от този при циркулиращите токове. Това предполага използване на свързващи проводници с много по-малко сечение, което значително поевтинява защитата. При вътрешно к.с. (точка К) получените електродвижещи напрежения E_1 и E_2 се сумират и през релето протича ток, от който релето КА заработва, като изключва мигновено прекъсвачите Q1 и Q2.

$$I_p = \frac{E_1 + E_2}{Z} \gg 0 \quad (5.4)$$

Изчисляване настройката на надлъжна диференциална защита

Първичният ток на заработване на защитата се определя по:

$$I_{зз} = K_c \cdot I_{нб\max}, \quad (5.5)$$

където $I_{нб\max}$ - максимален ток на небаланса; $K_c = 1,1 \div 1,2$.

Вторичният ток на заработване се определя по:

$$I_{зр(КА)} = \frac{K_c \cdot I_{нб\max}}{K_{ТА}}, \quad I_{нб\max} = K_e \cdot K_a \cdot f_i \cdot I_{кст\max\text{вн}}, \quad (5.6)$$

където $K_e = 0,5$ - 1- коефициент на еднотипност на ТА; $K_a = 1$ - 2- коефициент, отчитащ апериодичната съставка на т.к.с (при филтриране $K_a = 1$); $f_i = 0,1$ - грешка на ТА; $I_{кст\max\text{вн}}$ - максималният ток при трифазно външно к.с.

С известно приближение $I_{нб\max}$ може да се определи по:

$$I_{нб\max} = 0,1 \cdot I_{кст\max\text{вн}} \quad (5.7)$$

Коефициентът на чувствителност се определя по:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\min(кр)}^{(2)}}{I_{зз}} \geq 1,5 \quad (5.8)$$

Изводи:

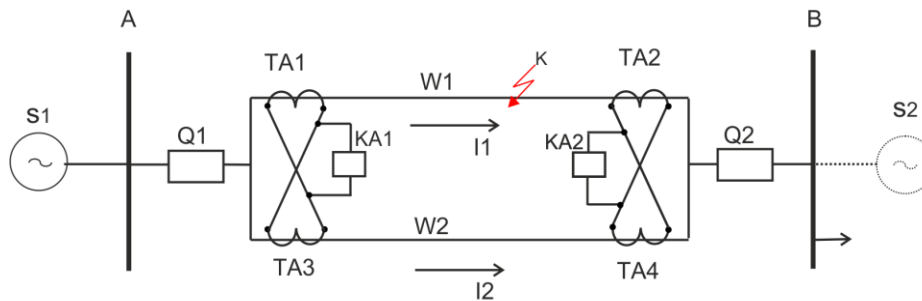
1. Принципът на действие на НДЗ е основан на сравнение на токовете от двата края на електропровода.
2. Заради принципа си на действие защитата не изисква закъснение. Тя е бързодействаща.
3. Защитата е с абсолютна селективност.
4. Необходими са съединителни проводници между двата токови измервателни трансформатора, което ограничава приложението ѝ.

В качество на основна защита се използва за двигатели, трансформатори, шини.

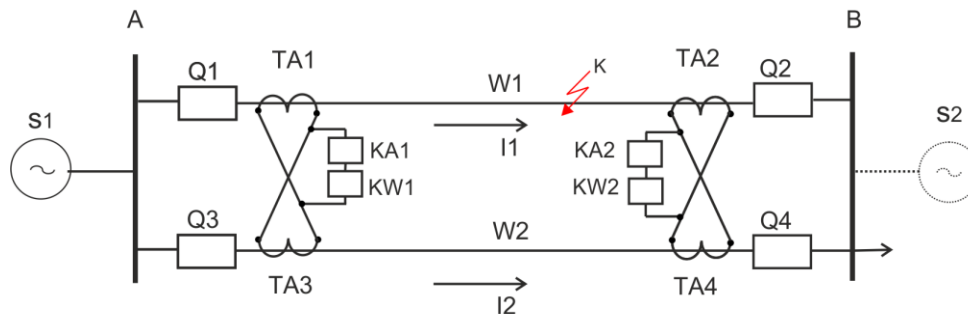
5.2. Напречни диференциални защиты на електропроводи

Напречната диференциална защита сравнява токовете в две паралелни вериги с еднакви параметри и заработва когато има разлика между тях. Паралелните електропроводи се свързват към събирателните шини на подстанцията по два начина - с общ прекъсвач и с отделни прекъсвачи.

При електропроводи с общ прекъсвач се използва напречна диференциално токова защита, а при отделни прекъсвачи използваната защита е напречна диференциално токова посочна защита.



Фигура. 5.3 Напречна диференциално-токова защита на електропроводи с общ прекъсвач



Фигура. 5.4. Напречна диференциално-токова посочна защита на електропроводи с отделни прекъсвачи

5.2.1. Напречна диференциално токова защита

Напречната диференциално токова защита контролира непрекъснато разликата на токовете в едноименните фази на паралелните линии. За целта токовете измервателни трансформатори и токовото реле са свързани по схемата на циркулиращите токове.

На фиг. 5.3 е представена схемата на защитата за една фаза.

Защитата може да се постави в захранващият край или и в двата края на електропроводите.

В нормален режим на работа и при външно к.с. през токовото реле КА протича разликата от двата тока по електропроводите 1 и 2, които са приблизително еднакви. Токът на заработване ще се определи от тази разлика, а именно тока на небаланс.

$$I_p = I_{e1} - I_{e2} = I_{нб} \quad (5.9)$$

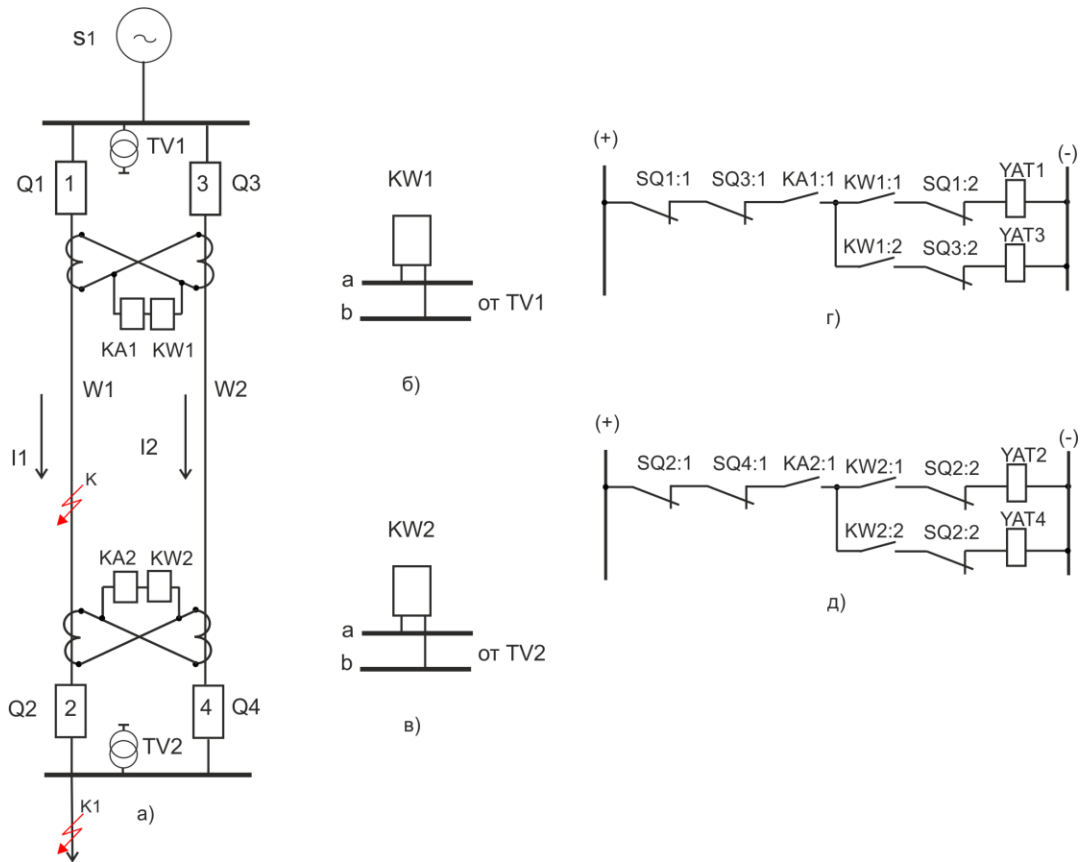
При повреда по единият електропровод (т. К), посоката на токовете в двата електропровода е една и съща, но техните големини са различни, т.е. тока който протича през релето вече е по –голям от настройката. Защитата заработва и изключва прекъсвача. При к.с. в края на електропровода, разликата между двата тока е малка и защитата няма да заработи. Този участък е мъртвата зона на защитата. По тази причина защитата не може да се използва като основна и тя намира приложение като допълнителна за бързо изключване на повредата.

5.2.2. Напречната диференциално-токова посочна защита

Напречната диференциално-токова посочна защита (НДТПЗ) се използва като основна на паралелни електропровода с едностранно и двустранно захранване на напрежение 10÷220 kV. Използува се и като допълнителна към стъпално-токовите и дистанционните защиты.

Принципът на действие на напречна диференциално токова посочна защита и оперативните вериги са показани на фиг. 5.4 и 5.5.

В краищата на паралелните електропровода се поставят токови трансформатори с еднакъв $K_{ТА}$. Вторичните намотки на ТА се свързват на разлика на токовете. Паралелно на вторичните намотки се включва пусковия орган, изпълнен с токово (КА) и посочно реле (KW). Релетата KW1 и KW2 имат по два контакта. Контактите KW1:1 и KW2:1 се затварят при повреда по електропровод W1, а KW1:2 и KW2:2 – по електропровод W2.



Фигура. 5.5. Напречна диференциално токова посочна защита на електропроводи с отделни прекъсвачи. а) променливотокови вериги; б) и в) напреженови вериги; г) постояннотокови вериги

В нормален режим и при външно к.с (т. K1):

$$I_p = I_{e1} - I_{e2} = I_{нб} \quad (5.10)$$

При к.с в един от електропроводите, например т. K, през първия комплект протича:

$$I_{p1\text{комп}} = \frac{I1}{K_{TA}} - \frac{I2}{K_{TA}} \quad (5.11)$$

Тъй като $I1 > I2$ заработва първия комплект (KA1) и изключва Q1. Едновременно заработва и втория комплект, тъй като през KA2 протича ток:

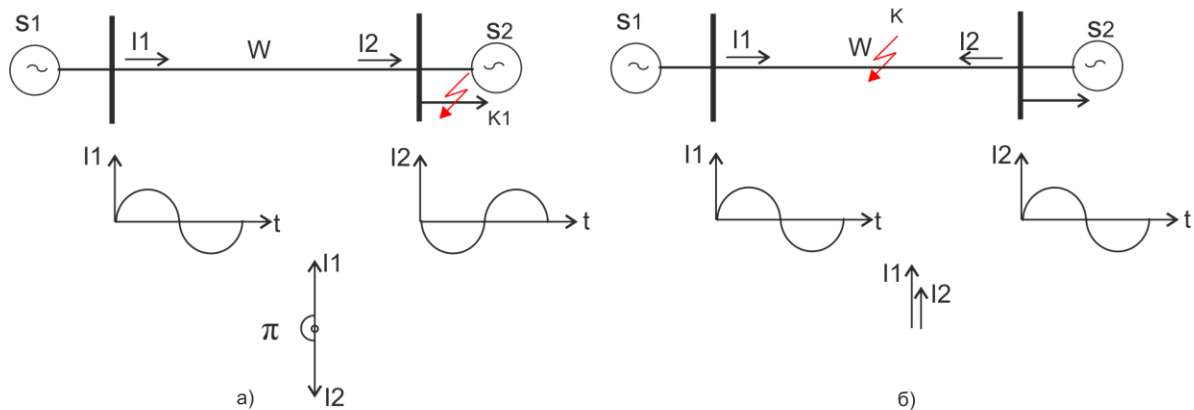
$$I_{p2\text{комп}} = \frac{I2}{K_{TA}} - \left(-\frac{I2}{K_{TA}}\right) = \frac{2.I2}{K_{TA}} \quad (5.12)$$

Посочното реле във всеки комплект определя повредения електропровод.

ТЕМА 6. Диференциално-фазни високочестотни защиты на електропроводи

6.1. Принцип на действие

Диференциално-фазната високочестотна защита (ДФЗ) сравнява токовете по фаза от двете страни на електропровода. За положителна посока на тока се приема, когато е от шини към електропровод, а за отрицателна - обратно. Както се вижда от фиг. 6.1а, в нормален режим и при външно к.с. токовете в двата края на електропровода I_1 и I_2 са дефазирани на ъгъл π .



Фигура 6.1. Принцип на действие на ДФЗ. а) при външно к.с (т. K_1); б) при вътрешно к.с (т. K)

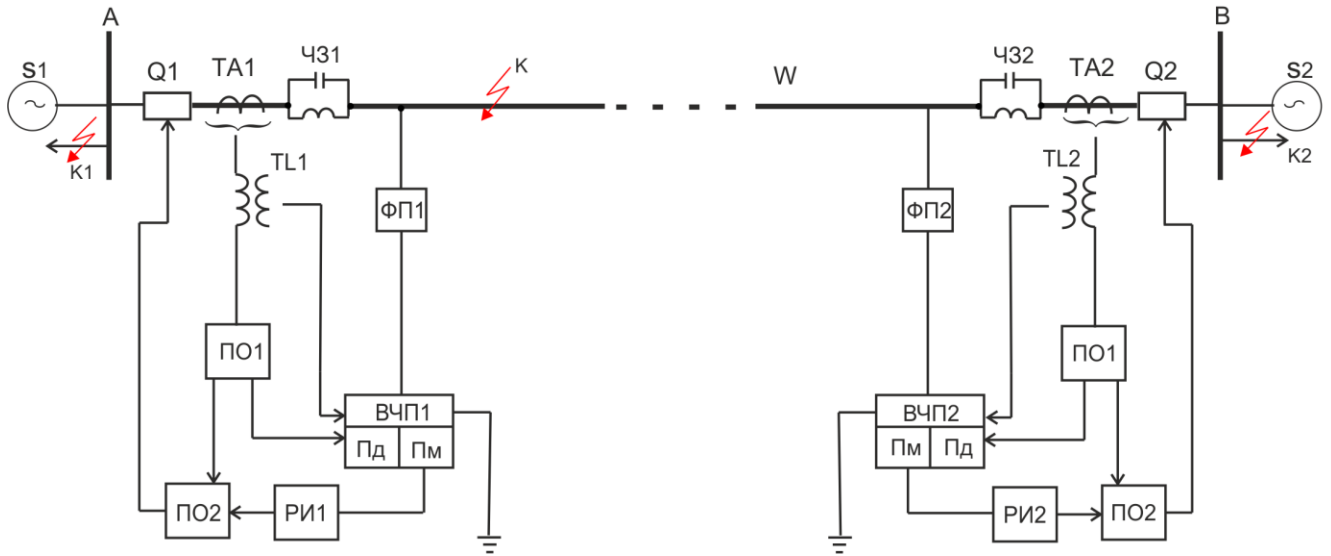
Когато к.с. е по електропровода (точка K на фиг. 6.1б) двата тока I_1 и I_2 са съпосочни и ъгълът между тях е 0.

Сравнявайки фазите на токовете от двата края на защитавания електропровод, ДФЗ определя мястото на повредата. Информацията за фазите на токовете се пренася по организирания високочестотен канал.

Структурната схема на ДФЗ е показана на фиг. 6.2.

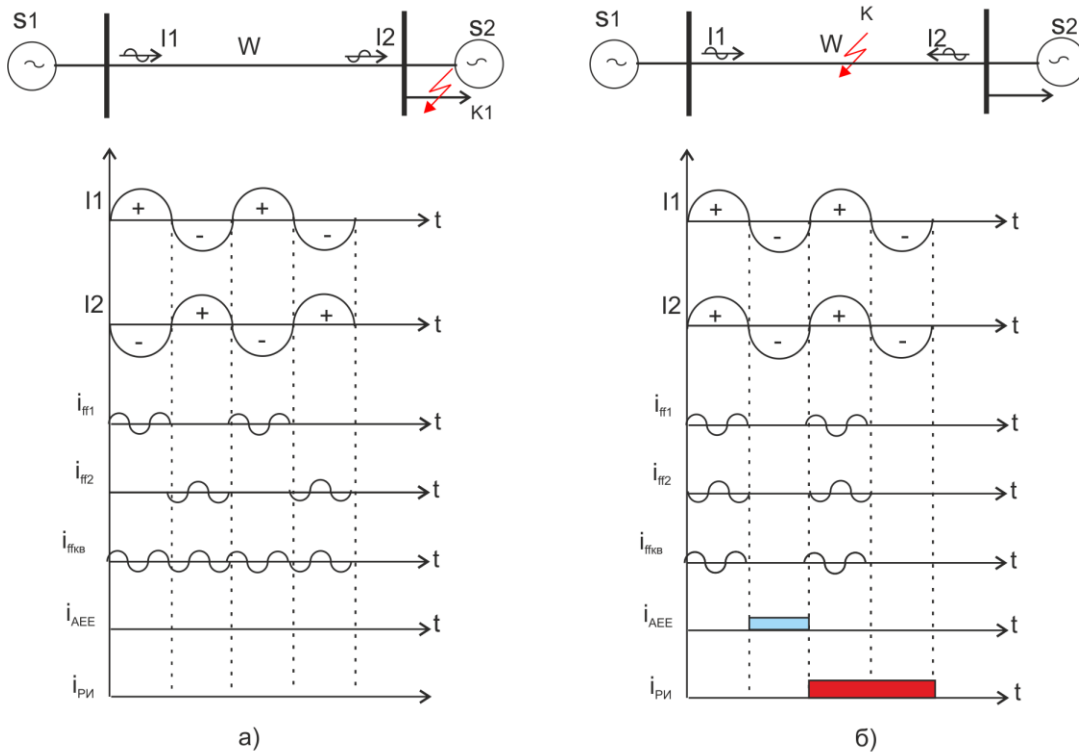
Защитата се състои от високочестотна апаратура (ВЧП с предавател (Пд) и приемник (Пм)); изходно изключващо реле РИ, управлявано от изхода на приемника; пускови органи ПО1 и ПО2. ПО1 пуска високочестотния генератор, а ПО2 - разрешава на РИ да изключи съответния прекъсвач Q1 и Q2.

Особеността на ДФЗ, като високочестотна защита, се състои в това, че Пд се управлява (манипулира) непосредствено от тока с промишлена честота чрез междинния трансформатор ТЛ. Високочестотния генератор е включен така, че само през положителната полуwave на тока i_{50} работи и изпраща високочестотен ток i_{ff} в канала за връзка, а през отрицателния - спира действието си. Високочестотните приемници Пм са включени така, че при наличие на ток i_{ff} блокират изходните релета РИ1 и РИ2.



Фигура 6.2. Структурна схема на диференциално-фазна високочестотна защита

Действието на защитата се илюстрира с време-диаграмата от фиг. 6.3 при външни и вътрешни к.с.



Фигура 6.3. Време-диаграма на токовете в ДФЗ при външни а) и вътрешни к.с. б)

При външно к.с., когато първичните токове I_1 и I_2 в двата края са в противофаза, във всеки положителен полупериод се излъчва високочестотен ток (i_{ff1} или i_{ff2}). Токът с висока

честота не се прекъсва и приемниците блокират защитните комплекти, макар и някой от ПО2 да е заработил.

При вътрешно к.с. двата високочестотни генератори работят едновременно, тъй като токове I_1 и I_2 са във фаза. Високочестотният ток, постъпващ към приемниците има прекъснат (импулсен) характер с интервали, съответстващи на един полупериод на тока i_{50} . Релетата РИ заработват и ако ПО2 са заработили (което винаги е осигурено при вътрешно к.с.), комплектите изключват прекъсвачите Q1 и Q2.

Така дефазирането между токовете в двата края на електропровода се установява по характера на високочестотните сигнали (непрекъснати или прекъснати), приемани от приемниците.

По принцип ДФЗ не реагира на претоварване и люлеене. Защитата е бързодействаща и е с абсолютна селективност. Ако един от предавателите по някаква причина не генерира високочестотен ток, защитата може да заработи неправилно.

ТЕМА 7. Дистанционни защиты

7.1. Принцип на действие

В електрическите мрежи със сложна конфигурация с няколко източника на захранване максималнотоковите защиты не могат да осигурят изграждането на селективни и бързодействащи защиты. В такива случаи могат да се използват дистанционни защиты.

Дистанционните защиты измерват импеданса (разстоянието, дистанцията) от мястото на поставянето им до мястото на к.с. Основен елемент в дистанционните защиты е дистанционното (импедансното) реле, което определя отдалечеността на к.с от мястото на монтиране на защитата.

Ако измереният импеданс Z_{kc} е по-малък от предварително зададения $Z_{зз}$, защитата заработва и изключва прекъсвача на защитавания обект.

Дистанционните защиты са намерили най-широко приложение за защита на високоволтови въздушни електропроводи.

В нормален режим на работа към релето се подава напрежението на шините и тока на защитавания електропровод, които са близки до номиналните:

$$Z_H = \frac{U_H}{I_H}$$

При възникване на к.с, напрежението на шините се намалява, а тока се увеличава, при което контролираното съпротивление намалява:

$$Z_{kc} = \frac{U_{kc}}{I_{kc}} \quad Z_{kc} < Z_H \quad Z_{kc} = Z_0 \cdot l_{kc} \quad (7.1)$$

където Z_0 [Ω/km] е специфичният импеданс на електропровода, l_{kc} [km] - разстоянието (дистанцията) до мястото на к.с.

Всяка дистанционна защита измерва Z_{kc} индиректно от подадените ѝ на входа напрежение $U_p \cong U_{kc}$ и ток $I_p \cong I_{kc}$. Измервателният орган на защитата трябва да работи с еднаква чувствителност при всички видове к.с., така че

$$Z_p = \frac{U_p}{I_p} = \frac{U_{kc(n)}}{I_{kc(n)}} = Z_{kc(n)} = Z_0 \cdot l_{kc(n)} \quad (7.2)$$

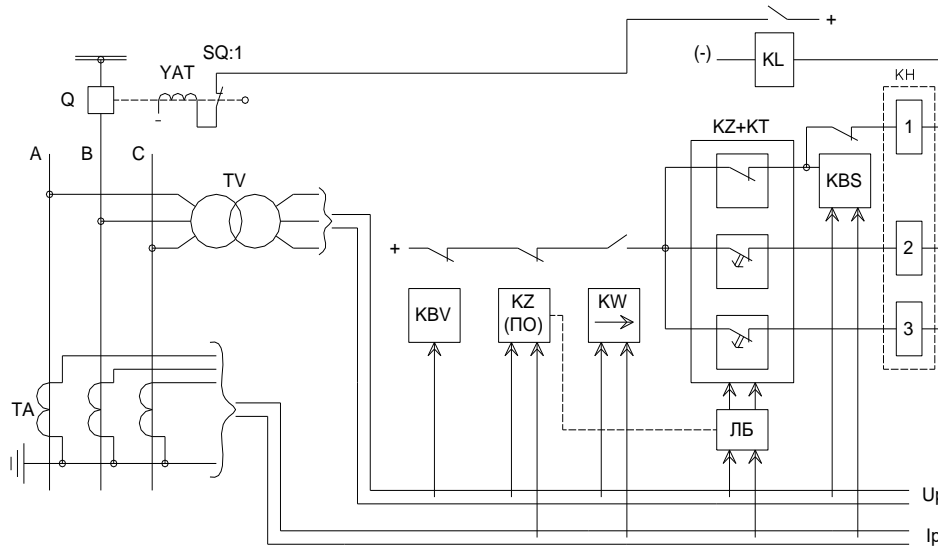
където $n = \{3;2;1.1;1\}$ е видът на к.с., съответно 3-трифазно, 2-двуфазно метално, 1.1-двуфазно земно, 1-еднофазно земно; I_p и U_p - ефективни стойности на напрежението и тока на входа на измервателното импедансно реле.

Структурната схема на една дистанционна защита с един измервателен импедансен орган за всички фази, зони и повреди в опростен вид е показана на фиг. 7.1.

Основните блокове на защитата са:

ПО - пусков орган, KW - посочен орган, KZ+КТ - измервателен импедансен орган с реле за време и логически блок, ИО - изходен орган със сигнални елементи, KBV - блокировка против неизправности в напрежените вериги, KBS - блокировка против люлеене на мощността през защитавания обект.

Всички органи имат сигнални елементи, чрез които се обозначава заработването им.



Фигура 7.1. Структурна схема на дистанционна защита

От измервателните трансформатори за напрежение TV и ток TA към защитата се подават $U_p \{U_a, U_b, U_c\}$ и $I_p \{I_a, I_b, I_c, I_0\}$. Към измервателния орган се подават различни комбинации от U_p и I_p , зависещи от вида на к.с. Това се осъществява от ПО посредством логическия блок.

Импедансът на защитавания обект е разделен на участъци (зони), съответстващи на зададените в защитата Z_1, Z_2, Z_3 . Импедансът на ПО $Z_{по}$ обхваща всички зони. Те са свързани с неравенството

$$Z_1 < Z_2 < Z_3 < Z_{по} \quad (7.3)$$

Тъй като защитата е с минимално действие и за да се изпълни (16.3) при осигурена селективност е необходимо да се въведе закъснение

$$t_1 < t_2 < t_3, \quad (7.4)$$

където $t_1 = 0$ - закъснение на първа зона, t_2 и t_3 - закъснение на втора и трета зона.

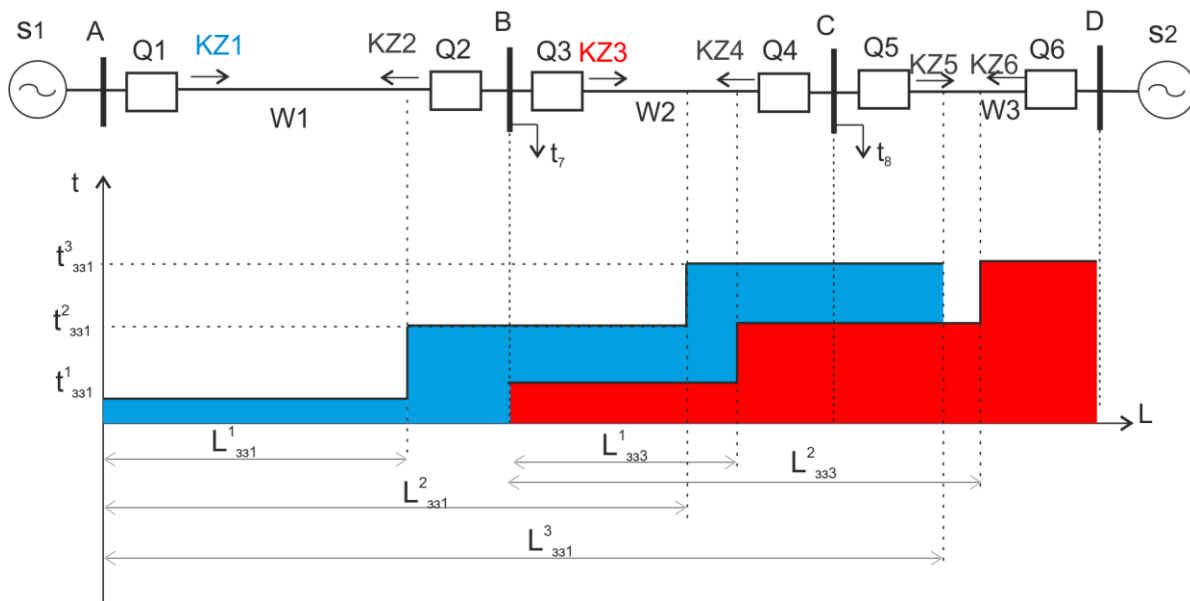
По-добри резултати се постигат когато закъснението е зависимо от импеданса. Това усложнява съществено KZ+KT.

Задачата на ПО е да регистрира аварийния режим (понижаване на импеданса на защитавания обект) и да организира входните вериги на KZ по U_p и I_p за правилно измерване на $Z_{кс}$. Изпълнява и някои помощни функции.

Ако импедансът се е понижил от повреди в напрежените вериги или от възникнало люлеене, измервателния орган се блокира, съответно от KBV или KBS. Органът KW определя посоката на мощността на к.с. Той блокира KZ, ако мощността на к.с. е насочена от защитавания обект към захранващия източник ($-S_{кс}$). При права посока на мощността на к.с. ($+S_{кс}$) се разрешава работа на KZ.

Когато измереният импеданс $Z_{кс}$ е по-малък от Z_1 защитата заработва мигновено и ИО формира команда $\{Y=1\}$ за изключване на прекъсвача Q. Ако $Z_{кс} \leq Z_2$ или $Z_{кс} \leq Z_3$ изключването се осъществява със съответното закъснение t_1 или t_2 . Това означава, че мястото на к.с. е по-далече от захранващия източник и смущението е по-малко. Всъщност Z_2 и Z_3 резервират бързодействащите зони на следващите дистанционни защиты.

Дистанционните защиты най-често се изграждат с три импедансни зони. Първата зона Z_1 обхваща около 85% от дължината на защитавания електропровод W1 (фиг. 7.2) и е без нарочно закъснение. Втората зона Z_2 обхваща Z_1 , останалата част от W1, шинната система на приемната подстанция A2 и част от втория електропровод W2, и има определено закъснение t_2 . Третата зона Z_3 обхваща останалата част на W2, шините A3 и част от електропровод W3, и има закъснение $t_3 > t_2$. На всеки електропровод се поставят по две дистанционни защиты KZ с насочено действие една към друга и настроени по аналогичен начин.



Фигура. 7.2.Зони на дистанционна защита KZ1-KZ3

7.2. Настройка на дистанционните защиты

За настройката на всяка дистанционна защита е необходимо правилно да се определят импеданса на заработване на съответните зони, времето на заработване на закъснителния орган за всяка зона, параметрите на заработване на пусковия орган (пусковите органи), а така също и параметрите на блокиращите органи.

За правилното заработване на защитата и определяне на зоната влияние оказват различни фактори като например точността на измервателните трансформатори, наличие на отклонения в приемащата подстанция, к.с през преходно съпротивление и др. За настройка на конкретен тип дистанционна защита се използват указанията, дадени от производителя.

Настройка на първа зона

При настройка на импедансното реле за първа зона е необходимо отстройване от к.с на шините на приемната станция и затова използваният коефициент на сигурност е по малък от 1.

В общия случай импедансът на първа зона се определя по

$$\begin{aligned} Z_{331}^1 &= K_{c1} \cdot Z_{w1} \\ t_{331}^1 &= t_{COB} \end{aligned} \quad (7.5)$$

където $K_{c1} = 0,85$ - коефициент на сигурност; Z_{w1} - импеданса на защитавания електропровод.

Обикновено първа зона е без нарочно закъснение и времето на заработване на защитата t_{331}^1 зависи от собственото закъснение на защитата. За различните защиты това време е различно и е в границите от 5 ms до 100 ms. Най-често е от 20 до 60 ms.

Настройка на втора зона

Съпротивлението на заработване на втора зона се определя по условията:

1. Съгласуване с края на първа зона на дистанционната защита:

$$\begin{aligned} Z_{331}^2 &= K_{c1} (Z_{w1} + K_{c2} \cdot K_{kop} \cdot Z_{332}^1) \\ t_{331}^2 &= t_{332}^1 + \Delta t \end{aligned} \quad (7.6)$$

Като правило втората зона на дистанционната защита Z_{332} обхваща останалата част (10 ÷ 15%) от защитавания електропровод и около 30 ÷ 40% от дължината на следващия

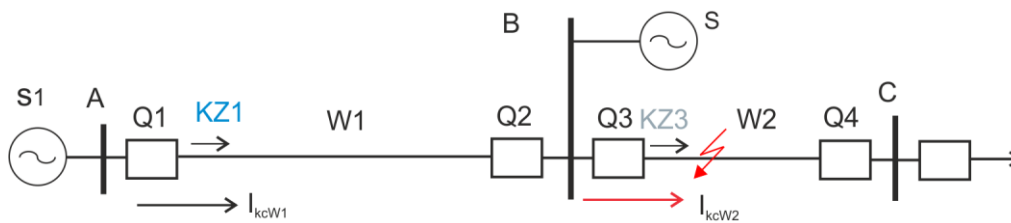
електропровод. При определяне на настройката на втора зона се отчитат и факторите, влияещи върху измервания импеданс.

2. Незаработване на защитата при к.с след трансформаторите на подстанцията в края на линията.

$$Z_{331}^2 = K_{c1}(Z_{w1} + K_{c2} \cdot K_{кор} \cdot Z_{mp}) \quad (7.7)$$
$$t_{331}^2 = t_{332}^1 + \Delta t$$

където Z_{mp} – съпротивление на трансформатора.

Корекционният коефициент (или на токоразпределение в някои литератури) отчита наличието на отклонения (генериращи източници, електропроводи) между мястото на поставяне на защитата и мястото, за което се изчислява к.с. По условие за селективност $K_{кор}$ се избира при минимален режим на захранване.



Фигура. 7.3. Определяне на корекционния коефициент

$$K_{кор} = \frac{I_{kcW2}}{I_{kcW1}} \quad (7.8)$$

За настройка на втора зона се приема изчислението по условие 1 и 2 с по-малката стойност. Като правило такова се явява първото условие.

Закъснението на втора зона на защитата се избира с Δt по-голямо от:

- първа зона на дистанционната защита на предходния участък
- бързодействащите заащити на трансформаторите в края на линията.

Чувствителност на защитата

Чувствителността на защитата се определя спрямо съпротивлението на заработване на втора зона по:

$$K_{\psi} = \frac{Z_{331}^2}{Z_{w1}} \geq 1.25 \quad (7.9)$$

Ако чувствителността не може да се осигури, следва да се увеличи настройката на втора зона на защитата.

Настройка на трета зона

$$\begin{aligned} Z_{зз1}^3 &= K_{c1}(Z_{w1} + K_{c2} \cdot K_{кор} \cdot Z_{зз2}^2) \\ t_{зз1}^3 &= t_{зз2}^2 + \Delta t \end{aligned} \quad (7.10)$$

Обикновено последната зона се изпълнява от пусковите органи (ПО), чийто импеданс на заработване се определя по:

$$Z_{зз(ПО)} = \frac{K_c \cdot Z_{раб\ min}}{K_{вр} \cdot K_{сп}} \quad Z_{раб\ min} = \frac{U_{\min}}{I_{раб\ max}} \quad (7.11)$$

където $K_c = 0,85 \div 0,9$ - коефициент на сигурност; $K_{вр} = 1,15$ - коефициент на връщане на импедансия пусков орган; $K_{сп}$ - коефициент на самопускане, ако товара е двигателен; $Z_{раб\ min}$ - минималния работен импеданс, измерен от дистанционния орган при нормален работен режим, когато напрежението в мястото на защитата е минимално U_{\min} и през нея протича максималния работен ток $I_{раб\ max}$.

Чувствителността на импедансия пусков орган се определя по:

$$K_{ч(ПО)} = \frac{Z_{зз(ПО)}}{Z_{кc\ max}} \geq 1,5 \text{ като основна и } \geq 1,25 \text{ като резервна защита} \quad (7.12)$$

където $Z_{кc\ max}$ - максималния импеданс при к.с. в края на защитавания електропровод.

След намиране на първичния импеданс на заработване на всяка една от зоните, той се привежда във вторични стойности по

$$Z_{зп} = \frac{Z_{зз} \cdot K_{ТА}}{K_{ТВ}} \quad (7.13)$$

където $K_{ТА}$, $K_{ТВ}$ - коефициентите на измервателните трансформатори за ток и напрежение, към които е включена дистанционната защита.

Фактори, променящи характеристиките на импедансите органи

Импедансите органи могат да работят неправилно при съществуването на следните фактори:

- 1) Наличие на преходно съпротивление в мястото на к.с.
- 2) Различие в токовете, протичащи през защитата и през защитаваните участъци при к.с.;
- 3) Наличие на доавариен режим в електропровода (разлюляване, асинхронен ход, претоварване) до момента на к.с.;

4) Грешки в измервателните трансформатори за ток и напрежение чрез които защитата се свързва към защитавания електропровод;

5) Грешки на измервателните импедансни органи;

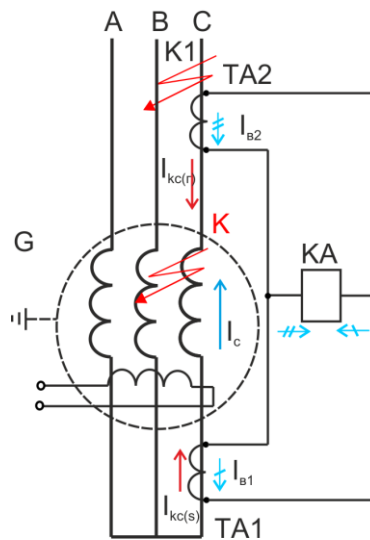
6) Грешки при земни съединения от възникване на е.д.н., вследствие на взаимноиндукциите от токовете в паралелни електропроводи и мълниезащитни проводници, а така също и от различните съотношения на импедансите на нулева и права последователност за различните елементи.

ТЕМА 8. Релейни защиты на генератори от междуфазни къси съединения и къси съединения между намотките на една фаза

При изграждае на защиты на генератори е необходимо те освен да изключват прекъсвача на генератора и да подават сигнал към системата за гасене на полето ASV.

8.1. Принцип на действие на надлъжна диференциална защита на генератор

Надлъжната диференциална защита може да се реализира, ако неутралата на генератора е изведена извън корпуса на генератора или има вградени токови трансформатори. От двете страни на статорните намотки се поставят токови трансформатори TA1 и TA2 с еднакъв коефициент на трансформация, свързани в диференциална схема на циркулиращи токове, както е показано за една фаза на фиг. 8.1 (в случая на фаза C).



Фигура 8.1. Принципно схема на надлъжна диференциална защита на генератор

Първичният фазен ток I_c се трансформира от токовите трансформатори във вторични, съответно - I_{B1} и I_{B2} . Тези токове са еднопосочни и равни по амплитуда. Диференциалното реле KA е свързано към вторичните намотки на ТА така, че през него протича разликата на вторичните токове, която в идеалния случай е равна на нула

$$I_{P(KA)} = I_{B1} - I_{B2} = \frac{I_c}{K_{TA1}} - \frac{I_c}{K_{TA2}} \approx 0 \quad (8.1)$$

Същото се получава и при външно к.с. (точка K1). Но тъй като токовите трансформатори се насищат от големите първични токове, във вторичните токове се появяват амплитудни и ъглови грешки от които равенство (8.1) се нарушава. През релето KA протича неизравнен (небалансиран) ток $I_{нб}$. За да не заработи защитата е необходимо тя да се отстройва от максималната стойност на $I_{нбmax}$ по

$$I_{зр(KA)} = K_c \cdot I_{нб\max} \quad (8.2)$$

където $K_c > 1$ - коефициент на сигурност.

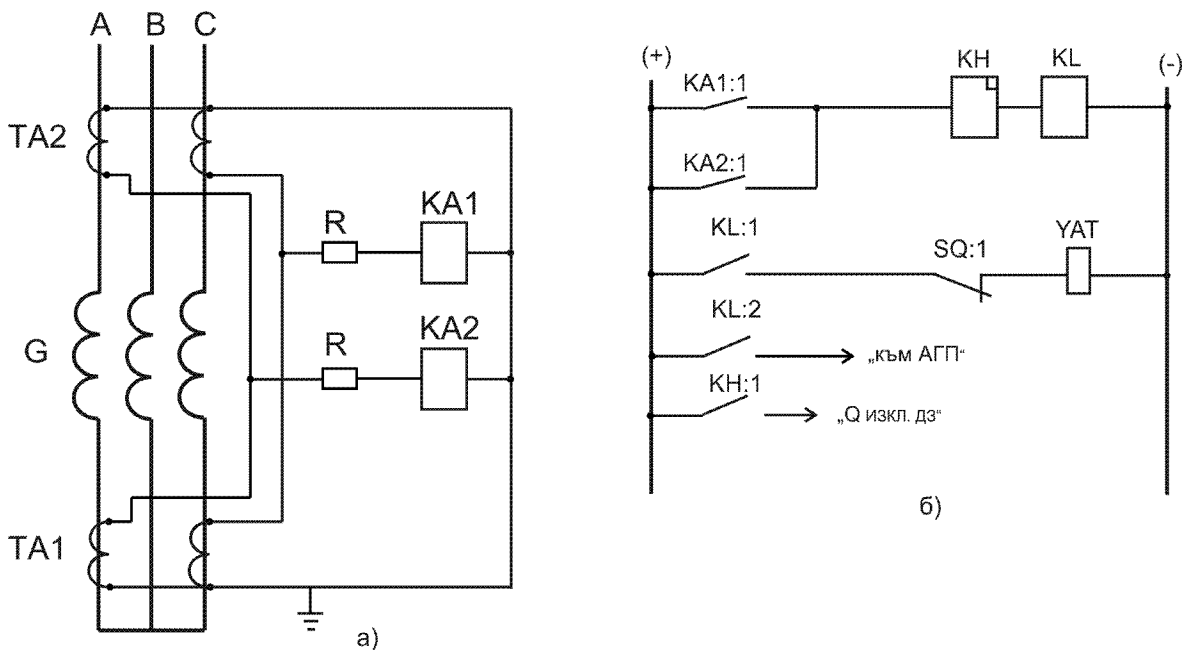
При вътрешно к.с. (точка К) през статорната намотка протичат два тока - токът на к.с. от генератора $I_{к(г)}$, който е съпосочен с I_c и токът на к.с. от системата $I_{к(с)}$, който е в обратна посока на I_c . Токът $I_{б2}$ обръща посоката си и през релето KA протича сумата от двата тока, така че

$$I_{р(KA)} = I_{в1} + I_{в2} = \frac{I_{к(г)} + I_{к(с)}}{K_{ТА}} \gg I_{зр(KA)} \quad (8.3)$$

и релето KA заработва, като изключва прекъсвача на генератора и въвежда системата за гасене на полето ASV.

8.2. Непълна диференциална защита на генератор

Непълната диференциална защита се използва за генератори с малка мощност (до 30 MW), работещи на общи шини и се реализира с две диференциално-токови релета, както е показано на фиг. 8.2.



Фигура 8.2. Принципна (а) и разгъната (б) схема на непълна диференциална защита на генератор

Настройката на диференциално-токовите релета 1КА и 2КА се извършва по

$$I_{зр(КА)} = \frac{K_c \cdot K_a \cdot K_{ед} \cdot f_i \cdot I_{кстmaxвън}}{K_{ТА}}, \quad (8.4)$$

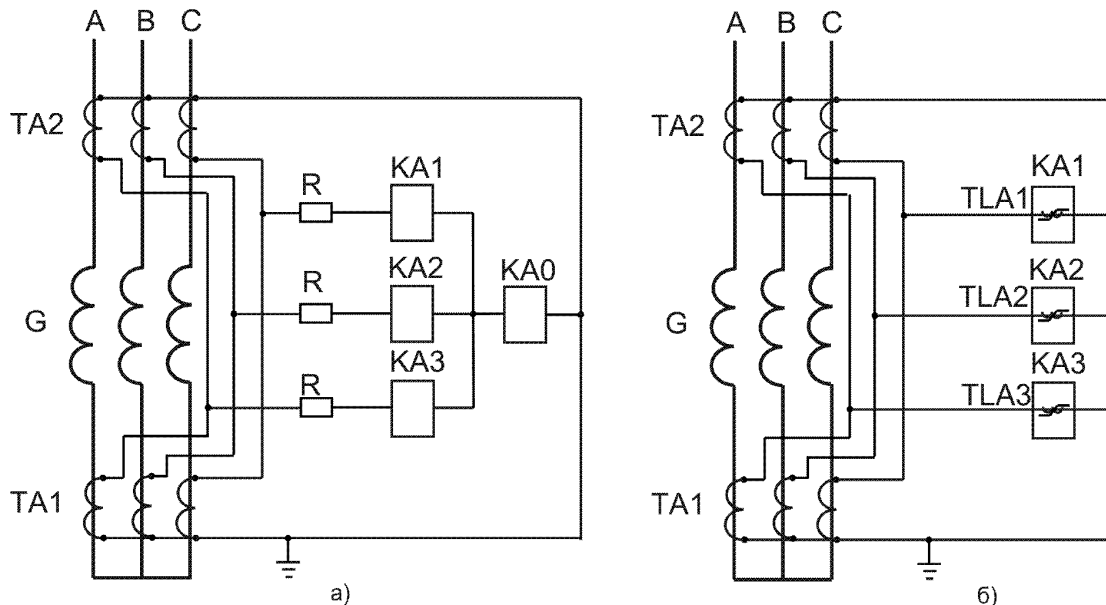
където $K_a = 1 \div 2$ - коефициент, отчитащ аperiодичната съставка на тока на к.с.; $K_c = 1,1 \div 1,3$ - коефициент на сигурност; $K_{ед} = 0,5$ - коефициент, отчитащ еднотипността на измервателните токови трансформатори ТА; $f_i = 0,1$ - коефициент на относителната грешка на ТА; $I_{к.с.maxвън} = I_{н.з}/X_d''$ - максималната стойност на тока при трифазно външно к.с. в момент $t=0$; $K_{ТА}$ - коефициент на ТА; X_d'' - свръхпреходния реактанс на генератора.

За намаляване на тока в диференциалните вериги на релетата КА се включват нискоомните резистори $R = 5 \div 10 \Omega$

Защитата реагира само при междуфазни к.с. Защитата не реагира на двойни земни съединения, когато в статорната намотка без ТА има повреда (в случая фаза В) и второто земно е извън генератора на някоя от другите фази. В този случай през намотките и корпуса на генератора протичат значителни токове, които бързо трябва да се изключат. За тази цел се използва земната защита, която има бързодействаща степен, реагираща мигновено.

8.3. Пълна диференциална защита на генератор

Пълната диференциална защита се изгражда с три обикновени диференциално-токови релета (фиг. 8.3а) или с три специални (с намагнитващи се характеристики) релета (фиг.8.3б). В общата диференциална верига се включва реле КАО за контрол на неизправности в токовите вериги.



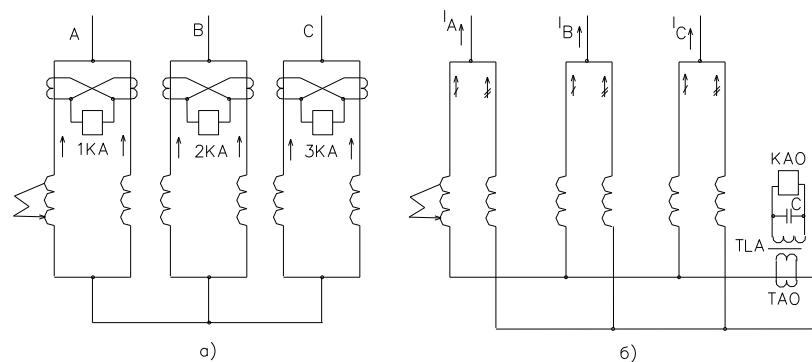
Фигура 8.3. Принципни схеми на пълна диференциална защита на генератор

При наличие на апериодична съставка в първичния ток I_r , работата на токовите трансформатори ТА рязко се влошава поради насищане на магнитопроводите им. Това свойство на ТА се използва за намаляване на тока на небаланса в преходния режим при наличие на апериодична съставка в първичния ток. За това в диференциално-токовите вериги се включват релета с междинни бързонасищащи се трансформатори ТЛА.

8.4. Напречна диференциална защита на генератори от къси съединения между намотките на една фаза

За защита на генератори от междунавивкови к.с., имащи две и повече паралелни статорни вериги (разцепени фазни намотки), се използва специална напречна диференциална защита, която реагира на разлика от токовете, протичащи през паралелните веиги.

Използват се трисистемни (фиг. 8.4а) и едносистемни (фиг. 8.4б) напречни диференциални защиты.



Фигура 8.4. Принципна схема на трисистемна (а) и едносистемна (б) напречна диференциална защита на генератори

Принципът на действие на трисистемната напречна диференциална защита е същия, както на напречната диференциална защита на електропроводи. При нормални условия в паралелните вериги протичат едни и същи токове, а в релетата КА1, КА2 и КА3 попадат токовете на небаланса. При к.с. между навивките на една от паралелните вериги равенството на токовете се нарушава и съответното реле КА заработва.

Едносистемната напречна диференциална защита се изгражда от токов трансформатор ТАО, включен в общия проводник между нулевите точки (неутралите) на двете паралелни вериги. Към вторичната намотка на ТАО е включен междинния трансформатор ТЛА, кондензатора С и токовото реле КАО, образуващи резонансен контур (филтър за отстрояване от висшите хармоници, кратни на 3). В нормален режим, когато токовете в паралелните вериги са равни и сумата от фазните токове във всяка от звездите е равна на нула, през релето КАО протича ток на небаланса $I_{нб}$

$$I_{p(KA0)} = \frac{I'_A + I'_B + I'_C}{K_{TA0}} - \frac{I''_A + I''_B + I''_C}{K_{TA0}} = I''_{\mu} - I'_{\mu} = I_{нб}, \quad (8.5)$$

където $I_{\mu'}$, $I_{\mu''}$ - небалансирани токове в съответните паралелни вериги при външни к.с.

За да незаработи релето КАО при външни к.с. настройката му се определя по

$$I_{зр(КА0)} = K_c \cdot I_{нбmax} = \frac{(0,2 \div 0,3) \cdot I_{нГ}}{K_{ТА0}} \quad (8.6)$$

При възникване на междунатовъчно к.с. в някоя от веригите равенството на токовете се нарушава и тъй като токът през релето КАО е много по-голям от $I_{зр(КА0)}$ то заработва. За повишаване чувствителността на КАО се поставя филтър, чрез който се отстройва от хармониците кратни на 3, които се появяват от изкривяването на е.д.н. на генератора. Филтърът се настройва на резонанс на честота 50 Hz. При повишаване на честотата съпротивлението на C намалява, а на релето се повишава. От това токът през КАО се намалява, като се предотвратява неправилното му заработване при силно изразен 3 хармоник, чиято амплитуда многократно превишава настройката му.

Защитата работи без закъснение. При к.с. между малък брой навивки защитата има мъртва зона.

Токовият трансформатор ТА0 се избира без да се отчита тока на натоварването му в нормален режим, тъй като в него ток се появява само при повреда.

Защитата може да заработи неправилно при двойни земни съединения в роторната намотка. Това се обяснява с факта, че статорните намотки на една и съща фаза се разполагат в различни канали на магнитопровода и от неравномерното магнитно поле при тези повреди намотките попадат под въздействието на различни магнитни индукции, от което равенството на е.д.н. във фазите се нарушава. Появява се ток в защитата и тя може да заработи неправилно.

ТЕМА 9. Защити на трансформатори от вътрешни повреди

9.1. Диференциалната защита на силов трансформатор

Диференциалните защиты защитават трансформаторите (автотрансформаторите) от междуфазни к.с., земни съединения и съединения между намотките на една фаза.

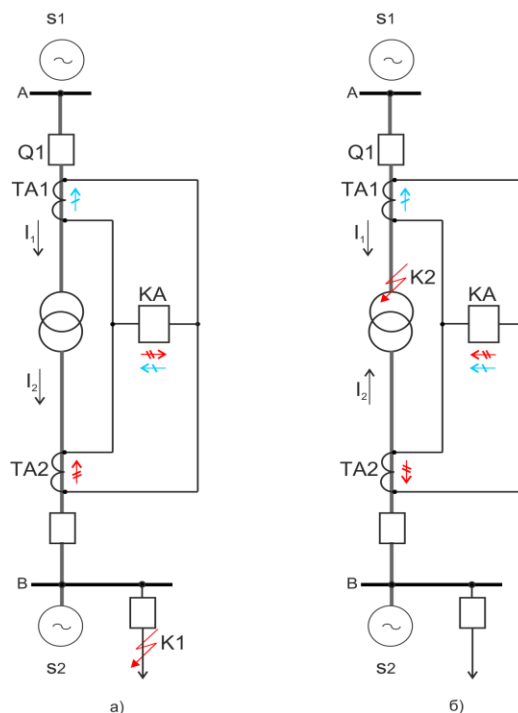
Принципът на действие се основава на сравняването на токовете на първичната и вторичната страна на СТ. Защитата се изгражда като надлъжно-диференциална на циркулиращи токове в двуфазно или трифазно изпълнение. Измервателните токови трансформатори се поставят близо до прекъсвачите, така че защитата да обхваща ошиновката, изводите и намотките на трансформатора от всички страни.

Вторичните намотки на ТА се свързват паралелно и към тях се включва токовото реле КА. На фиг. 9.1 е илюстриран принципът на действие на защитата.

В нормален режим на работа и при външно к.с (т. К1) през токовото реле протича ток:

$$I_p = \frac{I_1}{K_{TA1}} - \frac{I_2}{K_{TA2}} \approx 0 \quad (9.1)$$

и защитата не работи. В действителност през релето протича ток на небаланс ($I_{нб}$).



Фигура 9.1. Принцип на действие на диференциална защита на силов трансформатор: а) при външно к.с; б) при вътрешно к.с

При к.с в участъка между токовете измервателни трансформатори (напр. т. К2) протича сумата от двата тока и защитата заработва.

$$I_p = \frac{I_1}{K_{TA1}} + \frac{I_2}{K_{TA2}} \neq 0 \quad (9.2)$$

Токът на заработване на защитата се определя от максималния небалансен ток. За повишаване чувствителността на защитата е необходимо да се намали $I_{нб}$.

9.2. Фактори, влияещи върху чувствителността на диференциалната защита.

а. Свързване намотките на силовия трансформатор

Първичните токове I_1 и I_2 в намотките на силовия трансформатор не са равни по стойност и в общия случай не съвпадат по фаза. Те зависят от схемите на свързване на силовите намотки. За компенсиране на дефазирането във вторичните вериги токовете трансформатори ТА1 и ТА2 се свързват обратно на силовите намотки.

б. Различни номинални токове на първичната и вторичната страна на СТ (неизравнени вторични токове в рамената на диференциалната защита)

Обикновено номиналните първични токове на силовия трансформатор не съвпадат с тези на измервателните трансформатори. Номиналните токове на ТА се избират така, че да отговарят на стандартните и да са равни или по-големи на тези от СТ.

Коефициентите на трансформация K_{TA1} и K_{TA2} на ТА се избират така, че вторичните им токове да са равни при външни к.с. и нормален режим.

Изчислените коефициенти се получават нестандартни. Избират се ТА със стандартни коефициенти, близки (по-големи) до изчислените. В резултат на това се появява разлика между вторичните токове. Появява се неизравнен ток ($I_{неузр}$), който до голяма степен се компенсира (изравнява) с междинни автотрансформатори или нестандартни изравнителни трансформатори.

в. Токове на намагнитване на измервателните трансформатори

При външни к.с. и големи натоварвания на силовите трансформатори от увеличените стойности на първичните токове I_1 и I_2 се повишават токовете на намагнитване на измервателните трансформатори ($I_{\mu TA}$), които внасят амплитудни и ъглови грешки във вторичните токове I_{B1} и I_{B2} . От това в диференциалните релета се появява небалансиран ток $I_{нб(\mu TA)}$. Токът $I_{нб(\mu TA)}$ има значителни стойности и винаги се отчита при определяне на $I_{нб, max}$.

г. Изменение коефициента на трансформация на силовия трансформатор

За регулиране на напрежението в електрическите мрежи в една от намотките на силовия трансформатор, най-често на страна високо напрежение, се изграждат отклонения, които се превключват стъпално в определени граници. Всяко превключване води до изменение на коефициента на трансформация, а от това се получава допълнителен неизравнен (небалансиран) ток.

д. Ток на намагнитване на силовия трансформатор

Токът на намагнитване на силовия трансформатор $I_{\mu(T)}$ нарушава отношението между първичните токове $I_2/I_1 = \text{const}$, което означава, че K_{TA} се променя. Като следствие от това в диференциалните вериги се появява допълнителен небалансиран ток $I_{нб(\mu T)}$, който зависи от режима на работа на силовия трансформатор $I_{нб(\Delta K_{TA})}$.

- при нормален работен режим (номинално натоварване) $I_{нб(\mu T)} = (1 \div 5)\%$ от номиналния ток на трансформатора;
- при к.с. $I_{нб(\mu T)}$ силно нараства;
- при рязко увеличаване на напрежението $I_{нб(\mu T)}$ силно нараства, особено при включване на трансформатора на празен ход,

При включване трансформатора на празен ход токът на намагнитване се характеризира с:

- апериодично изменение;
- наличие на периодични съставки с различни честоти;
- голямо време на затихване (около $2 \div 3$ s);
- големи начални стойности, превишаващи многократно $I_{н,Т}$

Аналогично се получава и след изключване на външно к.с., когато напрежението на захранващата страна на трансформатора рязко се увеличава.

За да се предотврати неселективното действие на КА се използват следните средства:

1. Въвеждане на закъснение до затихване на преходния намагнитващ ток. Това води до значително намаляване бързодействието на диференциалната защита. То става съизмеримо с това на обикновената максималнотокова защита.

2. Увеличаване тока на заработване на диференциалните релета КА, при което съществено се намалява чувствителността на диференциалната защита. Става съизмерима с токовата отсечка.

3. Отфилтриране на апериодичната съставка на $I_{\mu(T)}$ чрез включване на бързонасищащ се междинен трансформатор във веригите на диференциалните релета. С това чувствителността на диференциалната защита се повишава и бързодействието ѝ се запазва.

4. Въвеждане на специални блокиращи устройства, които реагират само на $I_{\mu(T)}$ при включване на трансформатора на празен ход или при възстановяване на напрежението при ликвидиране на външни к.с. Най-често блокиращите устройства се вграждат в схемите на диференциалните защиты. Те реагират на силно изразения ток с честота 100 Hz в тока $I_{\mu(T)}$.

Защити, които имат вградени блокировки срещу $I_{\mu(T)}$ не се отстройват от небалансирания ток, предизвикан от $I_{\mu(T)}$.

9.3. Настройка на диференциалната защита на силов трансформатор

$$I_{зз} = K_c \cdot I_{нб\max} \quad (9.3)$$

Пълният ток на небаланс се определя от

$$I_{нб\max} = I_{нб(\mu TA)} + I_{нб(\Delta K_{TA})} + I_{нб(неизр)} \quad (9.4)$$

Токът на заработване на токовите релета КА се определя по:

$$I_{зрКА} = \frac{K_{c1} (K_a \cdot K_{ед} \cdot f_i + \Delta K_{TA} + \Delta f)}{100} \cdot \frac{I_{кc\max}}{K_{TA}}, \quad (9.5)$$

където $K_{c1} = 1,3 \div 1,4$; $K_a = 1 \div 2$ - коефициент, отчитащ аperiодичната съставка на тока на к.с.; $K_{ед} = 0,5 \div 1$ - коефициент отчитащ нееднотипността (различията в грешките) на измервателните трансформатори, включени в диференциалните вериги. При съществени различия в грешките и конструкциите на ТА $K_{ед} = 1$, а при близки стойности на вторичните токове в отделните рамена $K_{ед} = 0,5$; $f_i = 10\%$ - допустимата максимална грешка на ТА; $\Delta K_{TA} = 10 \div 20\%$ - половината от общия регулировъчен диапазон на K_T ; $f_i = 0 \div 5\%$ - грешка от неизравнените вторични токове; $I_{кc,max}$ - максималният първичен ток, който преминава през трансформатора (през съответната намотка) при близко външно к.с.; K_{TA} - коефициент на ТА на страната за която е изчислен $I_{кc,max}$.

9.4. Принципни схеми на диференциални защиты на трансформаторите

а. Диференциално-токова отсечка

Диференциално-токовата отсечка (ДТО) се реализира с обикновени токови релета в двуфазно или трифазно изпълнение, като се отчита схемата на свързване на намотките на силовия трансформатор. Във вторичните вериги рядко се използват междинни изравнителни автотрансформатори или трансформатори.

Настройката на диференциалните токови релета КА се извършва по (9.3) и (9.5). Ако в изходните (оперативните) вериги на ДТО се използва междинно електромагнитно реле със значително собствено закъснение ($0,04 \div 0,06$ s) настройката на релетата КА може да се извърши по опростения израз:

$$I_{зрКА} = \frac{K_{c2} \cdot I_{н,Т}}{K_{TA}} \quad (9.6)$$

където $K_{c2} = 3 \div 4$ - за отстройка от $I_{\mu(T)}$; $I_{н,Т}$ - номиналният ток на намотката на трансформатора, която има най-голяма мощност; за автотрансформаторите - номиналният

ток, определен от типова (изчислителната) мощност; K_{TA} - коефициент на ТА на съответната страна.

Чувствителността на ДТО се оценява по

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ксmin}}}{I_{\text{зз(ДТО)}}} \geq 1,5 \quad (9.7)$$

където $I_{\text{кс, min}}$ - минималният ток на к.с. в зоната на действие на ДТО.

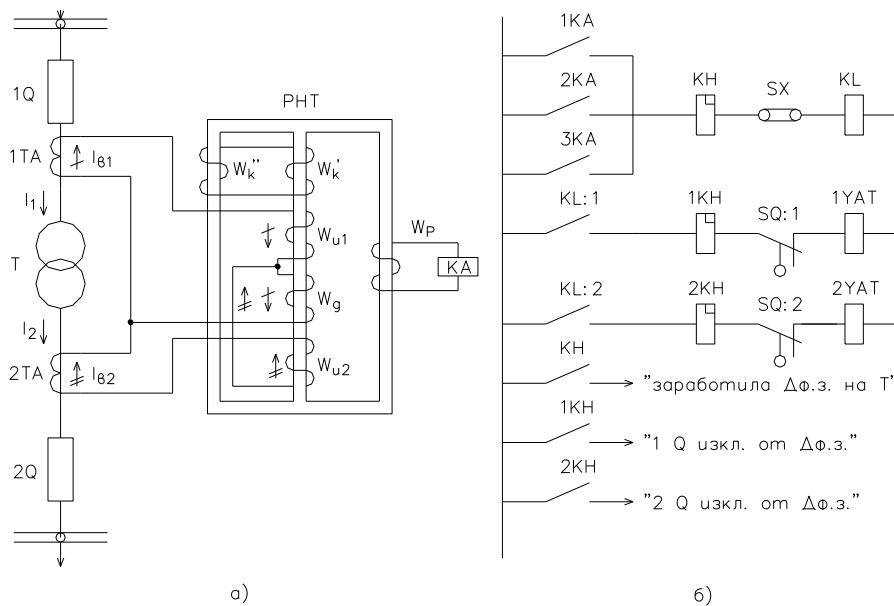
Определеният ток на настройка по се проверява на практика с включване на трансформатора на празен ход. Ако ДТО не се задейства, настройката е подходяща. В противен случай $I_{\text{зр(КА)}}$ трябва да се доуточнява по (9.5).

ДТО се използва за защита на трансформатори с по-малка мощност и като резервна на по-мощните трансформатори.

б. Диференциална защита с междинни насищащи се токови трансформатори

В тези защиты вместо обикновени токови релета се използват специални релета, които имат вградени насищащи се трансформатори, известни като релета от типа РНТ.

Принципната схема на диференциалната защита с РНТ за една фаза на двунамотъчен трансформатор е показана на фиг. 9.2.



Фигура 9.2. Принципна схема за една фаза на диференциална защита с РНТ (а) и схема на оперативните вериги (б)

При трифазно изпълнение защитата се реализира с три релета РНТ, означени в оперативната верига с 1КА, 2КА и 3КА.

Релето РНТ е с две изравнителни намотки $W_{и1}$ и $W_{и2}$, една диференциална W_d , една работна (изходна) W_p и две накъсо съединени W_k' и W_k'' , които са в съотношение $W_k''/W_k' \approx 2$. Броят на отделните намотки може да се променя стъпално, чрез специални превключващи клеми.

С насищания се междинен трансформатор се осъществява отстройка на защитата от преходния ток на небаланс, предизвикан от намагнитващите токове и от тока на апериодичната съставка при външни к.с., за което спомагат и намотките накъсо. Освен това, чрез изравнителните намотки по магнитен начин могат до голяма степен да се изравнят вторичните токове $I_{в1}$ и $I_{в2}$, ако се различават. Не е задължително да се включват двете изравнителни намотки. При $I_{в1}=I_{в2}$ вторичните вериги от ТА се свързват направо към W_d .

в. Диференциална защита със спирачни характеристики

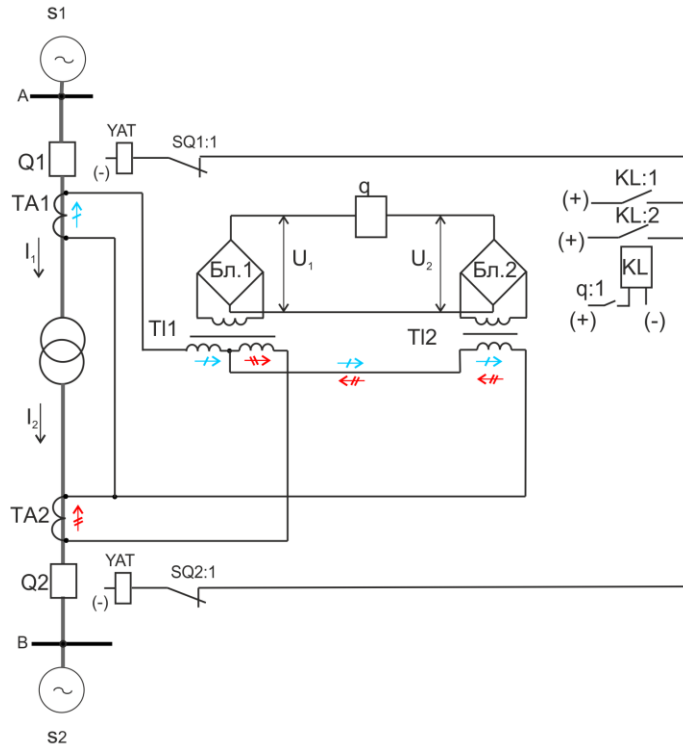
Мощните трансформатори и автотрансформатори изискват диференциалната им защита да има голяма чувствителност. Това означава, че настройката на диференциалните релета да е много малка по ток - $I_{зз} = (0,25 \div 0,4) \cdot I_{ТН}$. За тази цел са създадени релейни диференциални комплекти, които имат "спирачни характеристики".

Защитата работи на диференциалния принцип с работни и спирачни вериги, както е показано за една фаза на фиг. 9.3. Вторичното напрежение на междинния трансформатор TL1 е пропорционално на сумата от вторичните токове, а вторичното напрежение на TL2 на разликата от вторичните токове т.е.:

$$\begin{aligned} U_1 &= (I_{B1} + I_{B2}) = \sum I_{\epsilon}, \\ U_2 &= (I_{B1} - I_{B2}) = \Delta I_{\epsilon} \end{aligned} \tag{9.8}$$

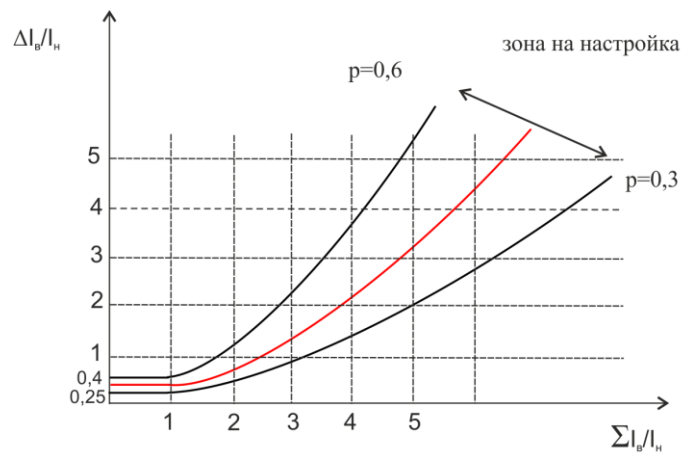
При протичане на мощност (ток) през трансформатора само в една посока (на фиг. 9.3 е показано от шини I към шини II) винаги спирачното напрежение U_1 е по-голямо от работното напрежение U_2 и релето ρ не може да заработи.

При к.с. в трансформатора или на изводите му, един от токовете му I_1 или I_2 променя посоката си, съответно се променя $I_{\epsilon 1}$ или $I_{\epsilon 2}$. Тогава U_2 става пропорционално на сумата от двата вторични тока, а U_1 на разликата от тях. Напрежението $U_2 > U_1$ и релето ρ заработва, като с контакта си "q:1" подава "+" към изходното реле KL, което едновременно изключва прекъсвачите Q1 и Q2.



Фигура 9.3. Диференциална защита със спирачни характеристики

Спирачната характеристика е показана на фиг. 9.4.

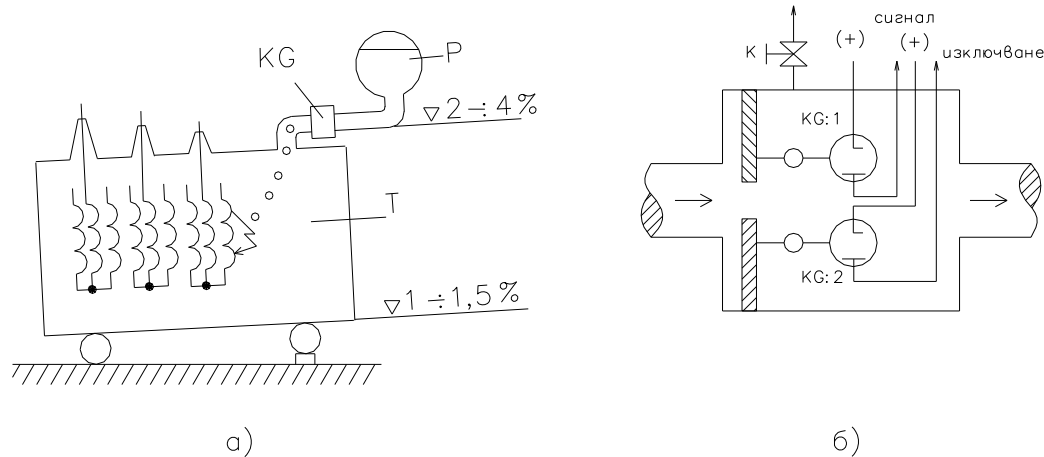


Фигура 9. 4. Спирачна характеристка

9.5. Газова защита на трансформатори и автотрансформатори

Газовата защита се поставя на трансформатори, автотрансформатори и реактори с маслено охлаждане, които имат разширители.

За измервателен орган на защитата се използва специално газово реле КG, известно като бухолцово реле, което се поставя на маслопровода между корпуса (кожуха) Т и разширителя Р на трансформатора (фиг. 9.5).



Фигура 9.5. Месторазположение (а) и принципно устройство (б) на газово реле

Действието на газовото реле е основано на това, че при всякакви повреди вътре в трансформатора или при повишаване на температурата в трансформатора, възниква разлагане на маслото и органическата изолация, в резултат на което се отделя газ. Интензивността на газоотделянето и химическия състав на газа зависи от характера и размера на повредата. Газовите релета се правят с два измервателни органа. При малки газоотделяния заработва сигналния орган КG:1, а при големи (бурни) - изключващия орган КG:2, както е показано на фиг. 9.5б. Газовите релета имат различни конструкции. Широко се използват газови релета с поплавци (живачни ампули), с лопатки, с чашки, с магнитоуправляеми контакти (херкони) и различни комбинации от тези елементи.

Трансформаторът се монтира така, че от страна на разширителя да има наклон от $1 \div 1,5\%$ спрямо хоризонта, а газовото реле - $2 \div 4\%$.

При бавно газоотделяне в трансформатора газовите мехурчета се насочват към разширителя през релето и постепенно запълват горната му част (над ампула КG:1), като изтласкват маслото от там. Нивото на маслото се понижава и ампулата от собственото си тегло се завърта около точката на окачване, така че контакта КG:1 се затваря и активира системата за сигнализация. Оперативният персонал получава съобщение "газ в трансформатора" и организира действията си в съответствие с конкретната инструкция при тази ситуация.

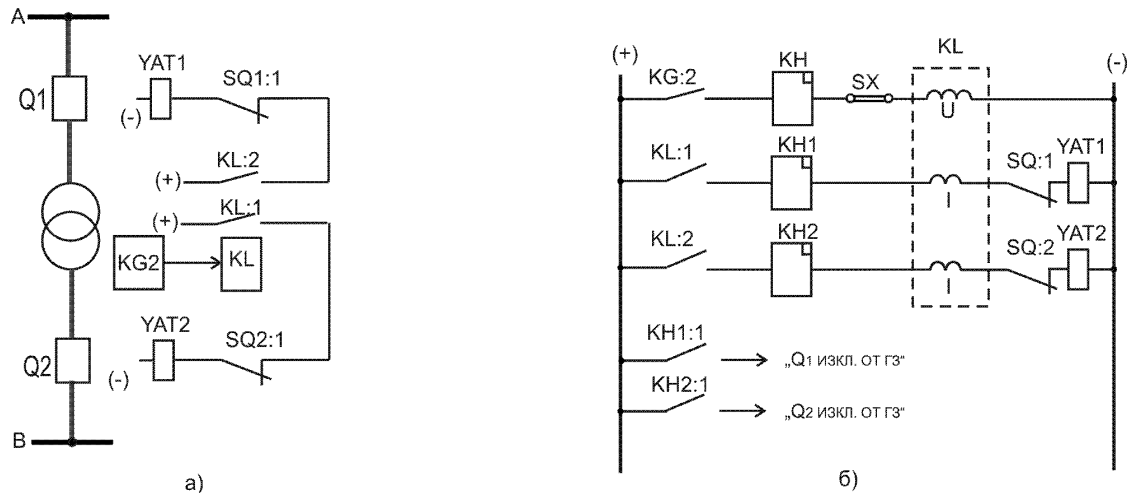
Аналогично работи сигналният орган и при понижаване нивото на маслото от слаби течове или ниските температури.

Долният контакт КG:2, разположен срещу отвора на маслопровода, се затваря при бурно движение на потока от масло и газ (над $0,5 \text{ m/s}$) от трансформатора към разширителя. Това е характерно при к.с. в трансформатора. При затваряне на контакта КG:2

се подава + към изключвателните бобини на прекъсвачите от всички страни на трансформатора. Времетраенето е около $0,1 \div 0,3$ s.

Контактът KG:2 се затваря и при голямо намаляне нивото на маслото в трансформатора.

Един от начините за фиксиране е чрез самозадържане на изходния орган на газовата защита, като се използва специално многоходово реле, както е показано на фиг. 9.6.



Фигура 9.6. Фиксиране действието на газово реле чрез самофиксиране (а - поясняваща схема, б - схема на оперативните вериги)

Релето KL има три входа - един напреженов (U) и два или три токови (I). Напреженовият вход се управлява от изключващия контакт KG:2 на газовото реле. В тази верига е включено сигналното реле KH и пластината (накладката) за въвеждане/извеждане SX:1. Броят на токовите входове са толкова, колкото прекъсвача има защитавания трансформатор. Всяка от тези вериги се самозадържа през съответния контакт на релето KL. За Q1 тя е: +, KL:1, KH1, KL-I, SQ:1, YAT1, -, а за Q2: +, KL:2, KH2, KL-I, SQ:2, YAT2, -.

При заработване на изключващия орган на газовото реле, контактът му KG:2 се затваря и релето KL получава захранване по напреженовия вход. То заработва и затваря контактите си KL:1 и KL:2. Чрез тези контакти и токовите входове, през блок-контактите SQ:1 и SQ:2, изключващите бобини YAT1 и YAT2 релето KL се самозадържа до изключване на прекъсвачите. Възможно е през това време контакт KG:2 да е отворил, но това не може да промени състоянието на реле KL докато прекъсвачи Q1 и Q2 не изключат.

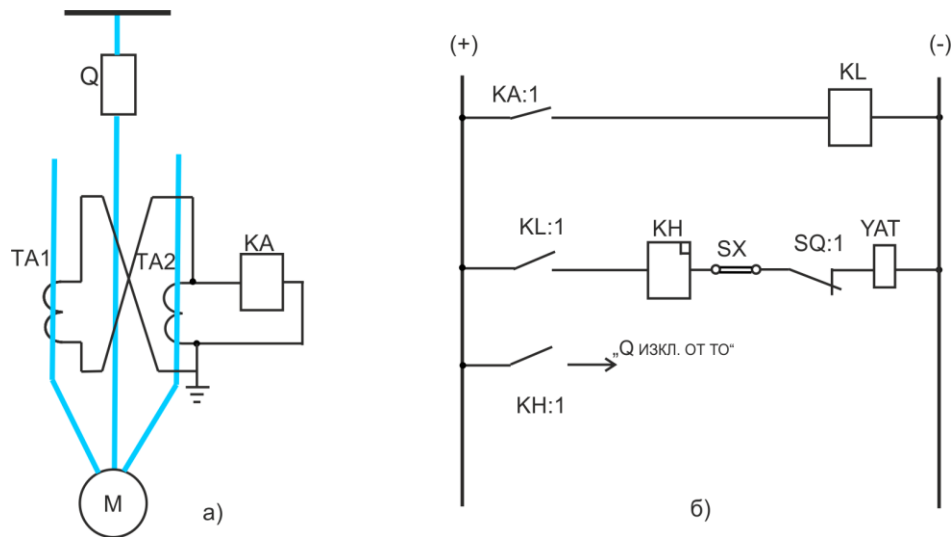
Самозадържането може да се осъществи и чрез запаралелване на контакта KG:2, но тогава е необходимо да се организира верига за деблокиране. Може да се използват и специални релета за фиксация.

Газовата защита е бързодействаща, универсална защита, която реагира при повреди вътре в трансформатора, включително и при к.с между навивките.

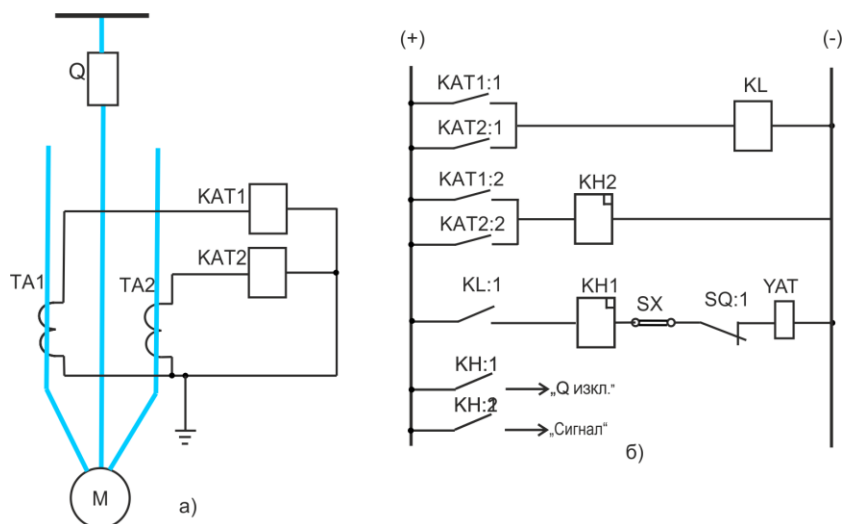
ТЕМА 10. Релейни защиты на високоволтови електродвигатели

10.1. Релейни защиты на електродвигатели от междуфазни повреди

За защита на електродвигатели от междуфазни повреди с мощност до 5 MW се използва токова отсечка. Най-просто тя се реализира с токови релета, вградени в прекъсвача през който се захранва електродвигателя. Обикновено токовата отсечка се изгражда с токови релета, включени към измервателни токови трансформатори ТА по схемите, показани на фиг. 10.1. и фиг. 10.2.



Фигура 10.1. Схема на токовите (а) и на оперативните (б) вериги на токова отсечка за защита на електродвигатели от междуфазни к.с.



Фигура 10.2. Схема на токовите (а) и на оперативните (б) вериги на комбинирана токова защита за електродвигатели от междуфазни к.с. и претоварване

Токовата отсечка от фиг. 10.1 се реализира с едно токово реле КА, включено на геомертичната разлика от вторичните токове на две фази. На фиг. 10.2 се използват комбинирани токови релета КАТ1 и КАТ2, които имат по два измервателни органа. Единият е с мигновено действие и изключва прекъсвача Q посредством контактите КАТ1:1 или КАТ2:1. Този орган се настройва като отсечка. Другият измервателен орган е със зависимо от тока закъснение. Изходът на този орган (контакти КАТ1:2 или КАТ2:2) активира сигналната система за претоварване на двигателя.

Токът на заработване на органите, действащи като отсечка се определя по

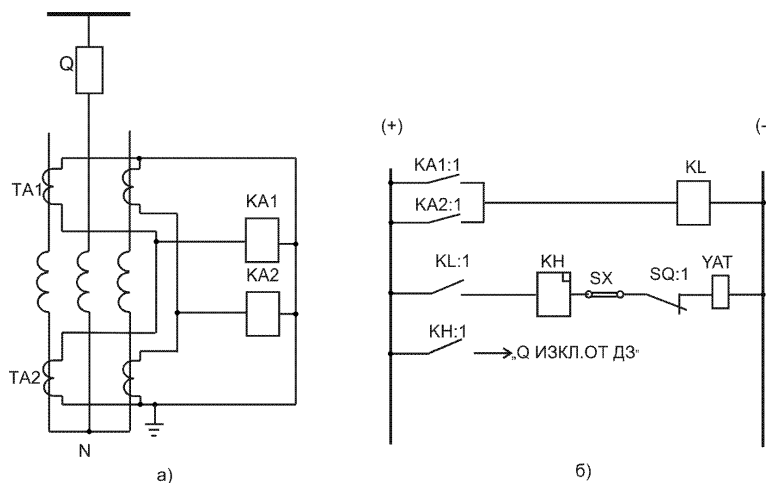
$$I_{зр} = \frac{K_c \cdot K_n \cdot K_{сх} \cdot I_{дн}}{K_{ТА}}, \quad (10.1)$$

където K_c - коефициент на сигурност (1,8 за КА и 2 за КАТ); $K_n = 4 \div 8$ - коефициент на пускане; $K_{сх}$ - коефициент на схемата ($\sqrt{3}$ за КА от фиг. 10.1 и 1 за КАТ от фиг. 10.2); $I_{дн}$ - номинален ток на двигателя; $K_{ТА}$ - коефициент на трансформация на измервателните токови трансформатори.

Токовата отсечка от фиг. 10.1 се използва за двигатели с мощност до 2 MW, тъй като има по-малка чувствителност. Релето КЛ има собствено закъснение 0,04÷0,06 s, достатъчно за да затихне аperiодичната съставка на пусковия ток.

Двигатели с мощност от 2 до 5 MW се защитават от междуфазни к.с. с комбинирани защиты (фиг. 10.2).

Във всички случаи при междуфазни к.с. токовата отсечка трябва да е с коефициент на чувствителност повече от 2. Когато не може да се осигури необходимата чувствителност на токовата отсечка или двигателят е с мощност над 5 MW, за защита от междуфазни к.с. се използва надлъжна диференциална защита, която може да се реализира само, ако неутралата N на двигателя е извън корпуса му (фиг. 10.3).



Фигура 10.3. Схема на токовите (а) и оперативните (б) вериги на надлъжна диференциална защита на двигатели

Диференциалните релета КА1 и КА2 най-добре е да са от типа РНТ. Тогава токът им на заработване може да се определи по

$$I_{зр} = \frac{K_c \cdot I_{ДН}}{K_{ТА}}, \quad (10.2)$$

където $K_c=2$ - коефициент на сигурност; $K_{ТА}=K_{ТА1}=K_{ТА2}$.

Диференциалната защита не реагира на всички двойни земни съединения (например при з.с. на фаза А и В или на фаза С и В), тъй като на една от фазите (в случая В) няма измервателен токов трансформатор. За да се отстрани този недостатък е необходимо диференциалната защита да се изгражда като трифазна или да се постави специална земна защита, действаща без закъснение при двойни земни съединения в статорните намотки или на изводите на двигателя.

10.2. Защита на електродвигатели от претоварване

Претоварванията са продължителни (устойчиви) и кратковремени. Претоварванията при пускане и самопускане са кратковремени и се самоликвидират при достигане на номинални обороти. Този процес може да се затегне (увеличи времето на развъртане) при самопускане, ако $M_d < M_c$ и през статорните намотки продължително време протича пусков ток.

Значително се увеличава тока в статорните намотки на двигателя при прекъсване на една фаза - около $(1,6 \div 2,5) \cdot I_{дн}$. Тези претоварвания са устойчиви. Такива са претоварванията и при механични повреди в двигателя или в задвижвания механизъм.

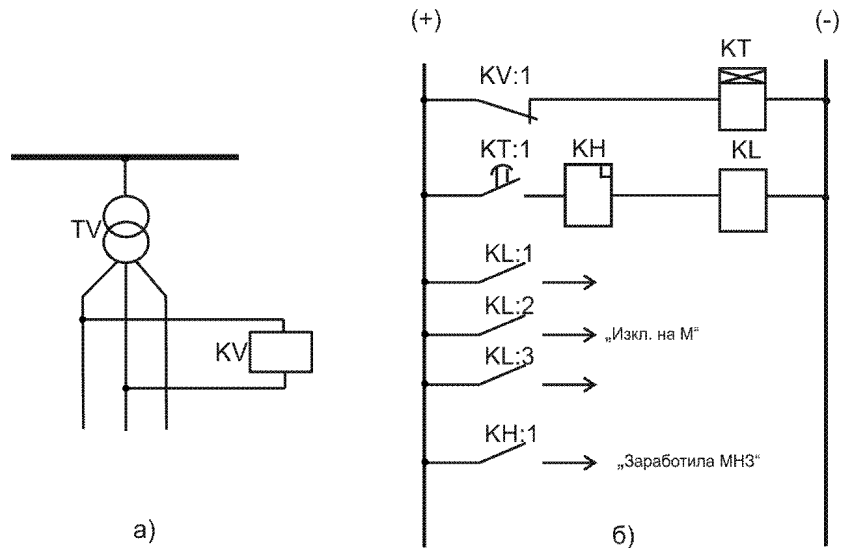
Основна опасност за електродвигателя при устойчиви претоварвания е повишаване на температурата в статорните намотки и нагряване на ротора. Това предизвиква стареене на изолацията и влошаване техническото състояние на двигателя.

Защитата на електродвигателите от технологични претоварвания трябва да е с такава характеристика, която да позволява използване на претоварващата им способност.

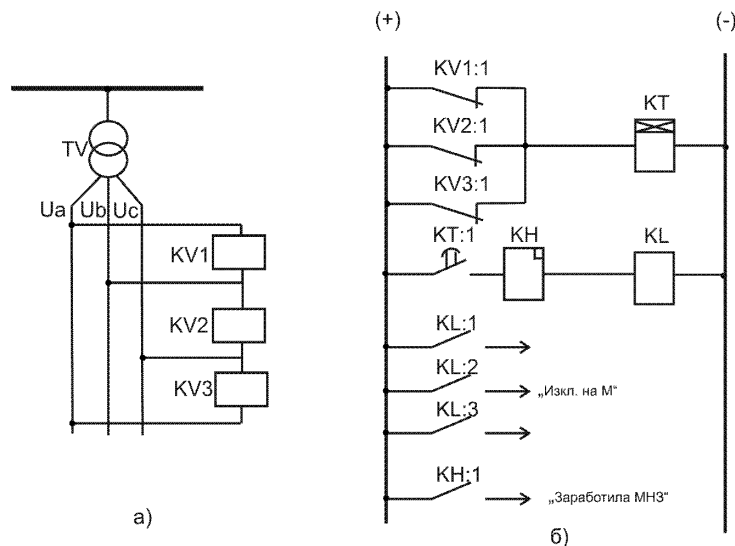
10.3. Защита на електродвигатели от понижено напрежение

Защитата от понижено напрежение се поставя на електродвигатели, които трябва да се изключват при понижаване на напрежението, за да се осигури самопускането на отговорните двигатели. Поставя се и на двигатели, за които не е възможно да се осигури самопускане по технологични причини или при нарушаване на нормите на техническа безопасност.

За защита на неотговорни двигатели от понижено напрежение се използват еднорелейни (фиг. 10.4а) или трирелейни (фиг. 10.4б) минимално-напреженови защиты, реализирани с релетата за напрежение KV. Релетата KV се захранват от измервателен напреженов трансформатор TV, присъединен към шинната система от която се захранват защитаваните електродвигатели.



Фигура 10.4. Еднорелейна минимално-напреженова защита на електродвигатели



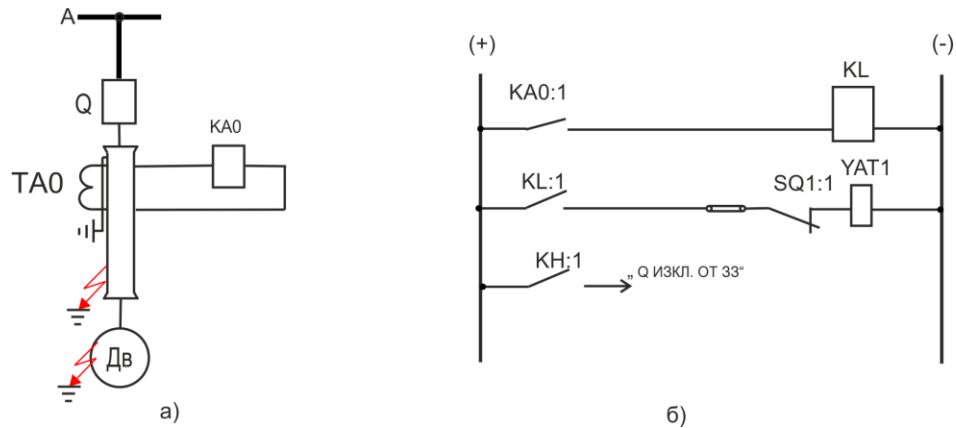
Фигура 10.5. Трирелейна минимално-напреженова защита на електродвигатели

Защитите от фиг. 10.5 имат този недостатък, че могат да заработят неправилно при неизправности (прекъсвания) в напреженовите вериги, най-често поради изгаряне на защитните предпазители. За отстраняване на този недостатък в защитите на отговорните двигатели се поставят специални блокировки или минимално-напреженовите релета се свързват в по-надеждни схеми.

10.4. Защита на електродвигатели от еднофазни повреди

Обикновено високоволтовите двигатели се свързват към захранващата шинна система посредством трифазен кабел. Това обстоятелство се използва за изграждане на чувствителна земна защита, която реагира при земни съединения в статорните намотки на двигателя, по клемите и в захранващия кабел.

Защитата се реализира с едно реле за ток КАО, което се захранва от токов трансформатор тип "Феранти" и едно изходно реле без закъснение (фиг.10.6).



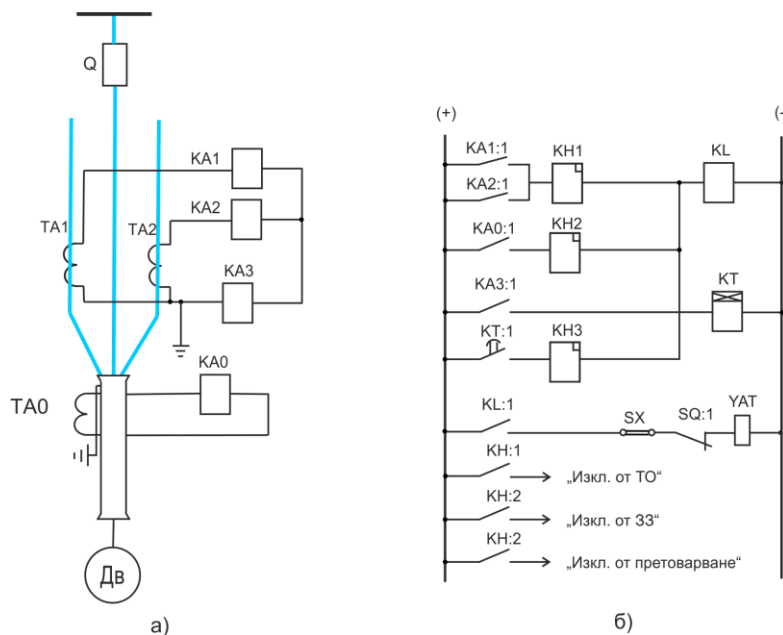
Фигура 10.6. Земна защита на високоволтови двигатели

Токът на заработване на КАО се определя по

$$I_{зр} = \frac{K_c \cdot K_{cx} I_c}{K_{TA0}} \quad (10.3)$$

където I_c - капацитивният ток на двигателя и кабела; $K_c=1,2 \div 1,3$ - коефициент на сигурност; K_{cx} - коефициент, отчитащ скока на капацитивния ток при външни земни съединения. Ако защитата работи без закъснение $K_{cx}=3 \div 4$.

Примерна схема на изпълнение на защиты на асинхронни двигатели с мощност до 4000 kVA е дадена на фиг. 10.7.



Фигура 10.7. Защити на асинхронни двигатели

ТЕМА 11. Автоматично повторно включване

Автоматичното повторно включване логически следва действието на релейната защита (PЗ), като повторно включва аварийно изключил прекъсвач на електрическото присъединение (електропровод, трансформатор, шинна система) при изпълнение на определени условия. АПВ се изгражда с автомати АКС.

Ефективността на действието на АПВ зависи от поведението на PЗ след АПВ. Ако PЗ не задейства отново и не изключи прекъсвача на присъединението и се възстановява процеса на електрозахранване, имаме успешно АПВ и преходна повреда.

Ако след действие на АПВ има заработване на PЗ и изключване на прекъсвач на присъединението се регистрира неуспешно АПВ и трайна повреда.

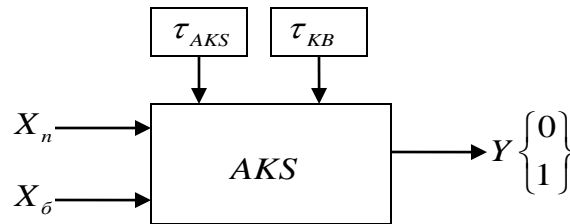
11.1. Изисквания към АПВ

Всеки автомат АКС, независимо от алгоритъма за функциониране и апаратната му реализация, трябва да отговаря на следните изисквания:

- да се пуска в действие само при аварийно изключване на прекъсвача;
- да се блокира при извършване на оперативни манипулации с прекъсвача;
- да се блокира от други автомати или защиты, като автоматично честотно разтоварване (АЧР), автоматично включване на резервното захранване (АВР), диференциална защита на шини и на трансформатори, газови защиты на трансформатори, закъснителни зони на дистанционни защиты и др.
- да позволява извеждане от работа при необходимост;
- да осигурява повторно включване след време равно или по-голямо от зададеното време на АПВ (τ_{AKS}), което да може да се променя;
- да обезпечава определен брой повторни включвания в зависимост от това дали е с еднократно или многократно действие;
- времето на действие на АПВ трябва да бъде възможно минимално за да се възстанови нормалния режим на работа;
- да се блокира при неуспешно АПВ за определено време (τ_{KB}), което да се съгласува и с броя на предвидените цикли АПВ;
- да подава команда за включване след осъществяване на контрол над всички критерии за повторно включване (наличие/отсъствие на напрежение, наличие на синхронизъм и др.);
- схемите на АПВ трябва да обезпечават връщане в изходно състояние в режим на готовност за ново действие след включване на прекъсвача на съоръжението.

11.2. Обобщен алгоритъм на функциониране на АПВ

Всеки автомат за повторно включване, независимо от техническата му реализация, трябва да работи по предствения на фиг. 11.1 обобщен алгоритъм.



Фигура 11.1. Входно-изходни връзки на автомат за повторно включване

Обобщеният алгоритъм на функциониране на AKS включва:

- X_n - критерий за заработване на пусковия модул;
- τ_{AKS} - реализиране на зададеното закъснение;
- X_σ - критерий за блокиране действието на АПВ;
- τ_{KB} - реализиране на продължителността на блокирането;
- Y – изходен сигнал за включване.

При ЕП с едностранно захранване критериите за заработване на пусковия модул $\{X_n\}$ се формират от наличие на несъответствие на състоянието на прекъсвача и командата му за управление. Т.е. прекъсвачът Q е в изключено състояние, а е запомнена команда за включено състояние. Това е показател, че изключването на Q е аварийно.

При ЕП с двустранно захранване за заработване на пусковия модул се формират допълнителни критерии, като отсъствие/наличие на напрежение, отсъствие/наличие на синхронизъм и др.

Блокирането на автоматите AKS се осъществява посредством блокиращи входове $\{\bar{X}_\sigma\}$. Блокирането на AKS се налага, когато изключването на Q е от ключа за управление (SA), от телемеханичните системи или от други автомати, като автоматично честотно разтоварване (AKF), автоматично включване на резерва (AKQ), релейни защиты с абсолютна селективност и др.

11.3. Настройка по време на АПВ.

11.3.1. Настройка по време τ_{AKS} .

С настройката τ_{AKS} е необходимо:

- да се гарантира възстановяване на изолационната среда (дейонизиране) в мястото на повредата, като се изчака определено време $\tau_{дс}$, зависещо от напрежението на ЕП. Определя се по експертна оценка;

- да се гарантира готовността на прекъсвача за повторно включване и следващо аварийно изключване при устойчива повреда, като се изчака определено време, зависещо от типа на прекъсвача ($\tau_{г,0}$).

$$\begin{aligned}\tau_{AKS} &= \tau_{д.с} + \Delta\tau, \quad s \\ \tau_{AKS} &= \tau_{г,0} + \Delta\tau, \quad s \\ \Delta\tau &= 0,3 \div 0,5, \quad s\end{aligned} \quad \Delta\tau \text{ – запас от време}$$

При електропроводите с двустранно захранване при определяне на τ_{AKS} се отчита и още едно условие:

- да се гарантира изключване на прекъсвачите от двете страни на електропровода за осигуряване на безтокова пауза, достатъчна за дейонизиране на средата. Определя се от характеристиките на прекъсвачите и релейните защиты от двете страни на ЕП.

В AKS се запомня най-голямото време, определено от трите условия.

11.3.2. Настройка по време τ_{KB}

С настройката по време τ_{KB} е необходимо да се различи дали поредното изключване от РЗ е предизвикано от същото к.с. или от ново к.с. Ако изключването е вследствие на същото к.с, което е довело до първото изключване, то последващото действие на АПВ не трябва да има. Ако изключването е предизвикано от ново к.с. трябва да се изпълни целият цикъл на АПВ.

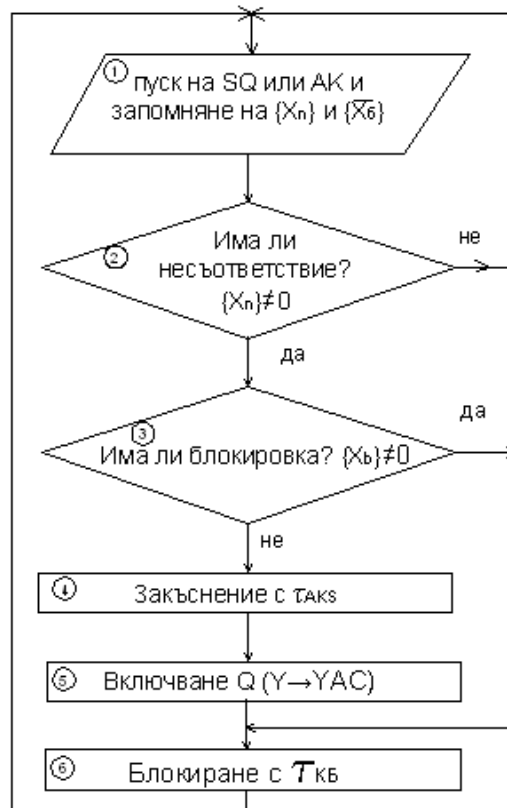
Времето τ_{KB} се определя от условието:

$$\tau_{KB} \geq \tau_{AK} + \tau_{YAT} + \tau_{AKS} + \Delta\tau, \quad s,$$

където τ_{AK} – времето на най - бавнодействащата РЗ на прекъсвача, τ_{YAT} – времето за изключване на прекъсвача, τ_{AKS} – времето на закъснение на AKS, $\Delta\tau$ – запас от време с продължителност $1 \div 2$ s.

11.4. Трифазно еднократно АПВ

Блок-схемата на алгоритъма на функциониране за трифазно АПВ с еднократно действие е представена на фиг.11.2.



Фигура 11.2. Блок - схема на обобщен алгоритъм на функциониране на автомат AKS

Блок-схемата на алгоритъма съдържа:

- пусков блок 1- запомня входовете X_n и \bar{X}_b ;
- логически блокове 2 и 3 – проверка на условията (критериите) за пускане $\{X_n\}$ и блокиране $\{\bar{X}_b\}$;
- блок за закъснение 4- реализира зададеното закъснение на AKS;
- изходен блок 5 – формира сигнал за повторно включване на Q;
- блок за блокиране 6- осъществява блокирането и еднократността на действие на AKS.

Пускането на алгоритъма се осъществява при промяна на състоянието на прекъсвача, когато той от положение „включено“ премине към „изключено“. Най-често това се контролира с допълнителен блок-контакт на прекъсвача (SQ).

В блок 2 се проверяват наличните условия със заложените критерии за осъществяване на АПВ – несъответствие, наличие/отсъствие на напрежение, наличие/отсъствие на синхронизъм, трифазно/еднофазно изключване, селективно/неселективно изключване, възстановена/ невъзстановена честота и др.

В блок 3 се осъществява контрол за наличие/отсъствие на условия, които не разрешават повторно включване, например когато изключването е от оператор, от АЧР, от РЗ, която забранява АПВ, от друга външна верига.

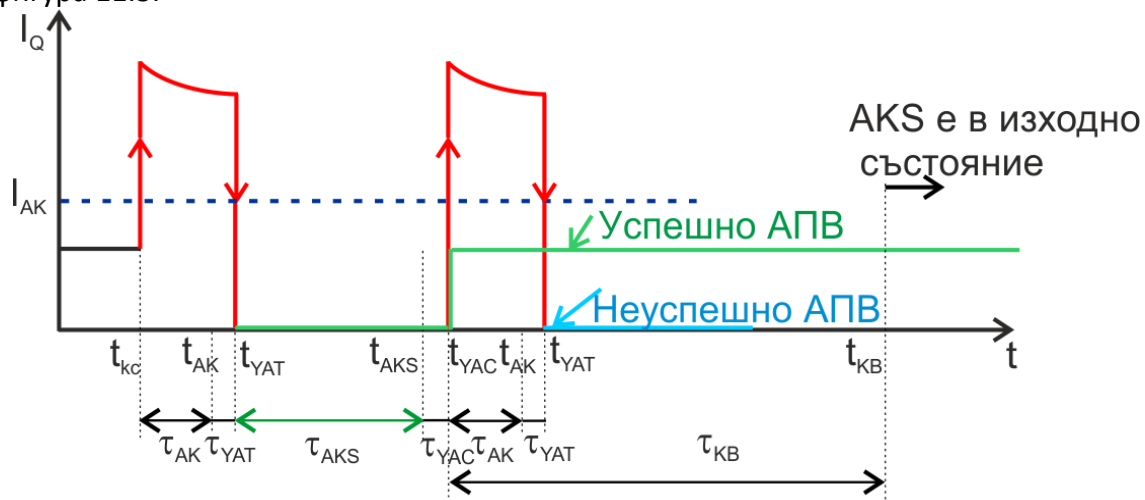
Блок 4 запомня закъснението τ_{AKS} .

Блок 5 формира изходния сигнал за включване на прекъсвача.

Блок 6 формира блокиращ сигнал с продължителност τ_{KB} .

Блокът 6 се въвежда в действие и при неизпълнение на логическите условия в блок 3. След време τ_{KB} алгоритъмът се връща в изходно състояние. Времето τ_{KB} зависи и от броя цикли заложи в АКС.

Трифазното еднократно АПВ се характеризира с това, че прекъсвача на едностранно захранения електропровод се изключва трифазно от РЗ и повторно се включва от АКС само 1 цикъл по обобщения алгоритъм показан на фиг. 11.2. Този процес е илюстриран графично на фигура 11.3.



Фигура 11.3. Илюстрация на процеса при трифазно еднократно АПВ

t_{KC} – момент от времето, в който възниква к.с.

t_{AK} – момент от времето, в който заработва РЗ

t_{YAT} – момент от времето, в който изключва се прекъсвача

t_{AKS} – момент от времето, в който се включва Q от АКС

τ_{AK} , τ_{YAT} , τ_{AK} , τ_{AKS} , τ_{YAC} , τ_{KB} – време на закъснение на РЗ, YAT на Q, на АКС, YAC на Q, блокиране на АКС.

I_Q – ток през Q, I_{AK} – ток на заработване на РЗ.

На фиг. 11.3 в момента t_{KC} настъпва повреда (к.с) която се характеризира с повишаване на тока през прекъсвача. При ток $I_Q \geq I_{AK}$, РЗ заработва и в момента t_{AK} (със закъснение τ_{AK}) подава импулс към YAT на Q и го изключва. В момента t_{YAT} Q изключва и

прекъсва тока I_Q едновременно и в трите фази независимо от вида на повредата. Настъпва безтокова пауза за време $\tau_{бп} = \tau_{АКС} + \tau_{УАС}$.

В момента $t_{АКС}$ се формира импулс за повторно включване на прекъсвача и той се включва. Ако повредата се е самоотстранила (преходно к.с) след АПВ $I_Q < I_{AK}$ и се реализира успешно АПВ. След време $\tau_{КВ}$ автоматът се връща в изходно състояние.

Ако повредата не се е самоотстранила (трайно к.с) $I_Q > I_{AK}$ и РЗ отново заработва. В момента t_{AK} се подава импулс към УАТ за изключване на Q. В момента $t_{УАТ}$ Q изключва и отново настъпва безтокова пауза- реализира се неуспешно АПВ.

Прекъсвачът се включва ръчно или от системата за телеуправление след отстраняване на повредата.

11.5. Еднофазно АПВ

В електрическите мрежи високо напрежение с директно заземена неутрала по голямата част от повредите са еднофазните к.с. Това обуславя възможността да се изключи само повредената фаза от двете страни и после да се включи повторно. При това двете неповредени фази остават включени.

Еднофазното АПВ (ЕАПВ) се характеризира с това, че се изключва само прекъсвача на повредената фаза на електропровода от РЗ и еднократно повторно се включва само тя от АПВ. При нетрайна повреда има успешно ЕАПВ, а при трайна повреда следва трифазно изключване на ЕП и неуспешно ЕАПВ. За да се реализира ЕАПВ е необходимо прекъсвачите и РЗ да са с пофазно действие.

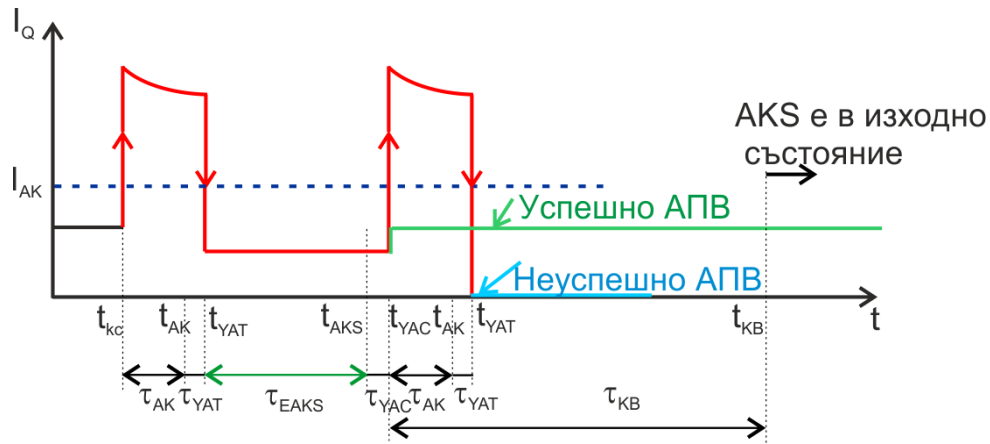
Предимствата на ЕАПВ са непрекъсването на електропренасянето, макар че се променя режимът, намаляване на вероятността от нарушаване на синхронната работа, повишаване на запаса от устойчивост на ЕЕС, възможността за изпълнението на ЕАПВ както на бързодействащи така и на бавнодействащи прекъсвачи.

Недостатъците на ЕАПВ:

- са усложняване на схемите на АПВ заради необходимостта от специални устройства за определяне на повредената фаза;
- усложняване, загрубяване и забавяне на РЗ на дадения ЕП, както и на съседни, за да се предотврати нейното лъжливо заработване от токове и напрежения с нулева и обратна последователност, които се появяват в цикъла на ЕАПВ;
- затрудняване работата на генераторите вследствие на несиметрията при работа на две фази;
- блокиране работата на ЕАПВ (по принципа на действие) при междуфазни к.с.

Възможно е да се използват комбинирани устройства за АПВ, които да действат като ЕАПВ при еднофазни повреди и като ТАПВ при междуфазни.

Илюстриране на процеса на успешно и неуспешно ЕАПВ е представен на фиг. 11.4.



Фигура 11.4. Илюстрация на процеса при еднофазно еднократно АПВ

Процесът при ЕАПВ се различава от този при трифазното АПВ с това, че в участъка $t_{YAT} - t_{YAC}$, токът I_Q през ЕП се различава от 0. Освен това $\tau_{EAKS} = (2 \div 3) \tau_{AKS}$, за по-добри условия за загасване на дъгата, която често възниква при еднофазни к.с. Най-често $\tau_{EAKS} = 0,8 \div 1,2$ s.

ЕАПВ функционира по алгоритъма на трифазното АПВ, но пусковите и блокиращите критерии са повече. Техническата реализация е по сложна и в много случаи ЕАПВ се вгражда в съответните РЗ (най-често дистанционните).

11.6. Автомати за трифазно АПВ с еднократно действие

Най-широко разпространение са получили автоматите за трифазно, еднократно АПВ изпълнени с релета РПВ-58 и АПВ 11, А-21 и А-22.

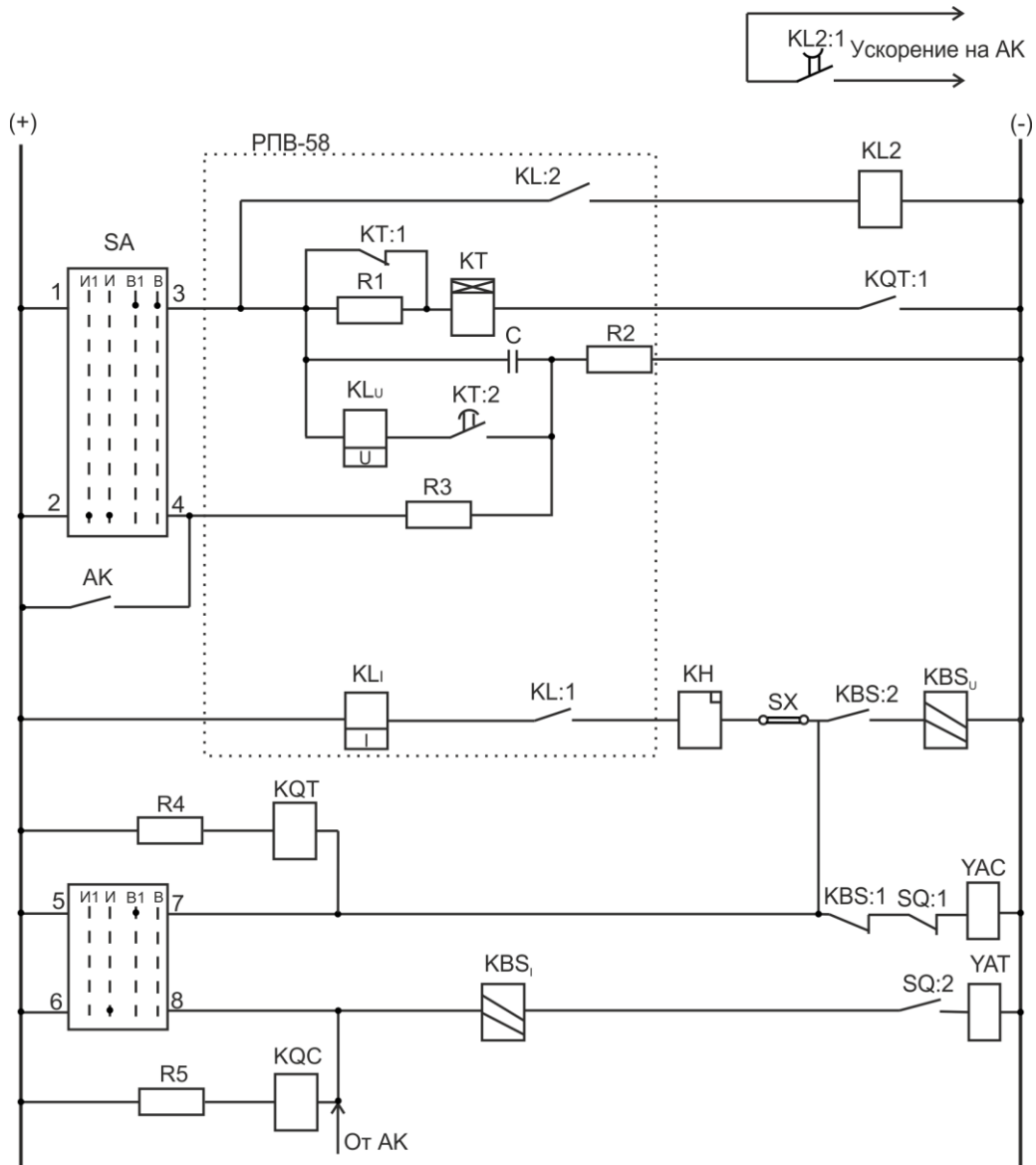
Принципната разгъната схема на автомат АКС с реле РПВ-58 е показана на фиг. 11.5.

При нормална работа на ЕП, ключа за управление на прекъсвача SA е на положение Включено.

С релето за време КТ се реализира безтоковата пауза на автоматa.

Токовата намотка KL_1 е необходима за удържане котвата на релето KL до включването на Q, т.к. кондензатора C се разрежда мигновено върху напрежителната KL_U и съществува вероятност за преждевременно отваряне на контактите KL:1 и KL:2. АКС се извежда от действие чрез схемната пластина (накладката) SX. Действието на АКС се блокира от ключа за управление SA при ръчно изключване на прекъсвача или от външна верига (например ТМ, АЧР и др.).

При оперативно изключване на Q от ключа за управление SA несъответствие не възниква и АПВ не задейства. С подаване на команда за изключване на Q се прекъсва (+) към РПВ 58 (веригата (+), 1, SA, 3 е отворена). Релето КQT заработва и затваря контакта си КQT:1, но релето за време КТ не заработва, защото не се подава (+) към бобината му. С изключването на SA, се затварят контактите 2-4 на SA и кондензатора C се разрежда през съпротивлението R3.



Фигура 11.5. Принципна схема на автомат AKS за трифазно еднократно АПВ с реле РПВ-58

За предотвратяване на многократното включване на Q при трайни к.с. (ако контакта KL:1 остава в затворено състояние и през него може да се подава (+) на YAT) в схемата за управление се използва KBS.

При нормална работа на ЕП по веригата (+), SA, C, R2, (-), се зарежда кондензатора C. Необходимото време за зареждане е $20 \div 25$ s като по този начин се осъществява и еднократността на действие на автомата. При включен прекъсвач е подготвена изключвателната му верига, т.е. Блок-контакта SQ2 е затворен. При к.с. и заработване на релейна защита (AK) се подава (+) на изключвателната bobина YAT. Прекъсвача изключва, релето KQT (реле положение изключено на Q) заработва по веригата (+), R4, KQT, KBS, SQ1,

УАС, (-). Със затваряне на контакта KQT:1 реле КТ получава захранване 220 V=. Контактът КТ:2 се затваря със закъснение, кондензатора С се разрежда върху напреженовата намотка на КL и се затваря мигновенния контакт КL:1. Включвателната бобина на прекъсвач получава захранване и го включва по веригата (+), КL_i, КL:1, КН, SХ, КBS:1, SQ:1, УАС. Ако повредата е трайна следва отново заработване на АК, подаване на (+) към УАТ. Отново заработва реле КQT и затваря контакта си КQT:1, заработва и реле за време КТ и затваря контакта си КТ:2 със закъснение, но кондензатора С не е зареден и последващо заработване на реле КL няма. Няма и последващо действие за включване на прекъсвача.

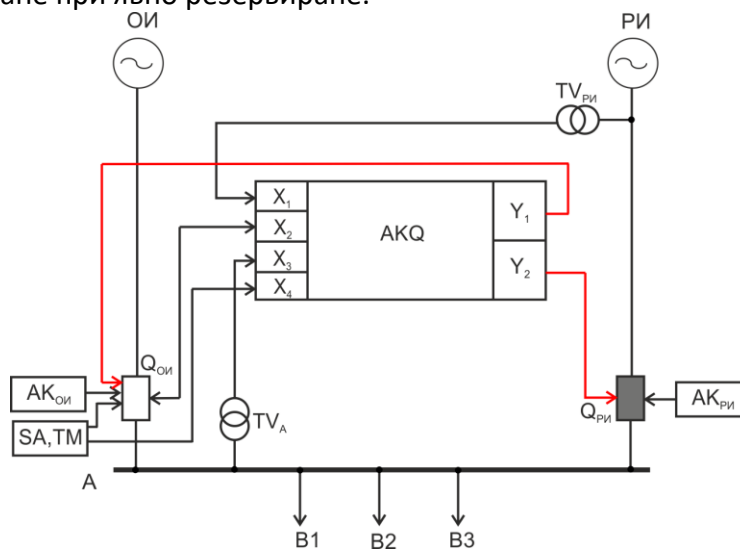
ТЕМА 12. Автоматично включване на резервно захранване

Високите изисквания към сигурността на електроснабдяването определят захранването на отговорни консуматори да се осъществява от два или повече захранващи източника. Резервирането на захранването на консуматорите с паралелно работещо основно и резервно захранване (двустранно или многостранно захранване) е възможно при наличие на селективни защиты изключващи само повредения елемент. Този начин на резервиране е препоръчителен, но не винаги е допустим или води до значителни технически трудности. В такива случаи консуматорите се захранват едностранно през така наречено основно (работно) захранване и при повреда по него автоматично се включва резервното захранване (АВР). Голяма част от подстанциите имащи два и повече източника на захранване работят по схема с едностранно захранване. С едностранно захранване са секциите на собствени нужди. Прилагането на този начин на захранване има своите предимства относно по прости схеми за електроснабдяване, по – малки стойности на т.к.с, по-прости схеми на РЗ и др.

АВР се реализира от логически автомат (АКQ) при прекъсване на основното електрозахранване на консуматорите и автоматичното му възстановяване от резервния източник при изпълнени определени условия. С използването на автоматите АКQ се постига висока сигурност на електрозахранването, намаляват се загубите от внезапното спиране на електрозахранването, опростяват се РЗ и др. АВР може да бъде успешно и неуспешно. При неуспешното АВР резервния източник се изключва от защитата и консуматорите остават без захранване.

12.1. Обобщен алгоритъм на функциониране на АКQ

На фиг. 12.1. са представени входно-изходните връзки на автомат за включване на резервно захранване при явно резервиране.



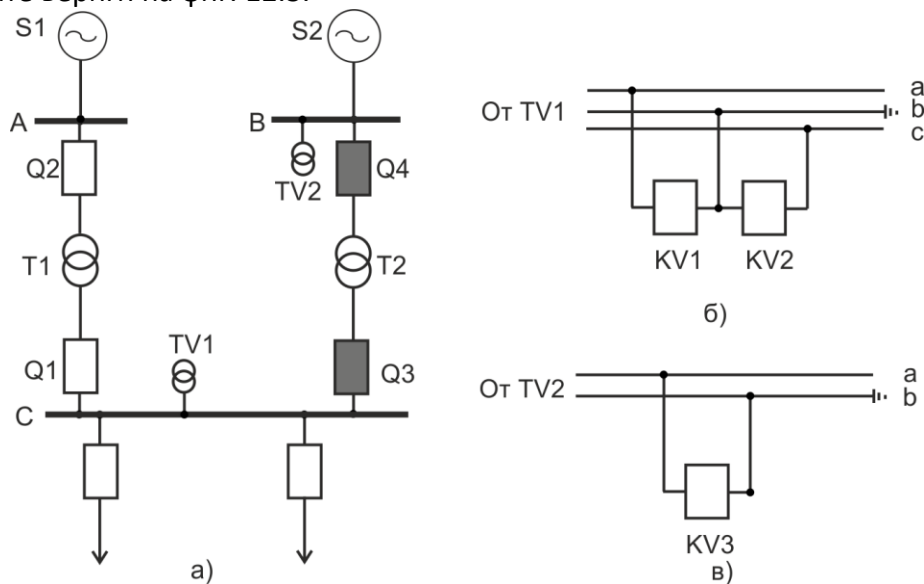
Фигура 12.1. Входно – изходни връзки на автомат за автоматично включване на резервното захранване

На входа X1 постъпва сигнал от измервателния напрежен трансформатор за контролиране нивото на напрежение на резервния източник. С X2 се контролира състоянието на прекъсвача на ОИ, а с X3 нивото на напрежението на шинната система А.

Входът X1 е контролиращ (забранява/разрешава), а X2 и X3 са пускови входове.

Изходът Y1 се свързва с изключвателната верига на прекъсвача на ОИ - Q_{ОИ} след изхода на РЗ- АК_{ОИ}. Изходът Y2 се свързва към включвателната верига на прекъсвача на РИ- Q_{РИ}.

Принципната схема на автомата АКQ при явен резерв е показана на фиг. 12.2, а на оперативните вериги на фиг. 12.3.

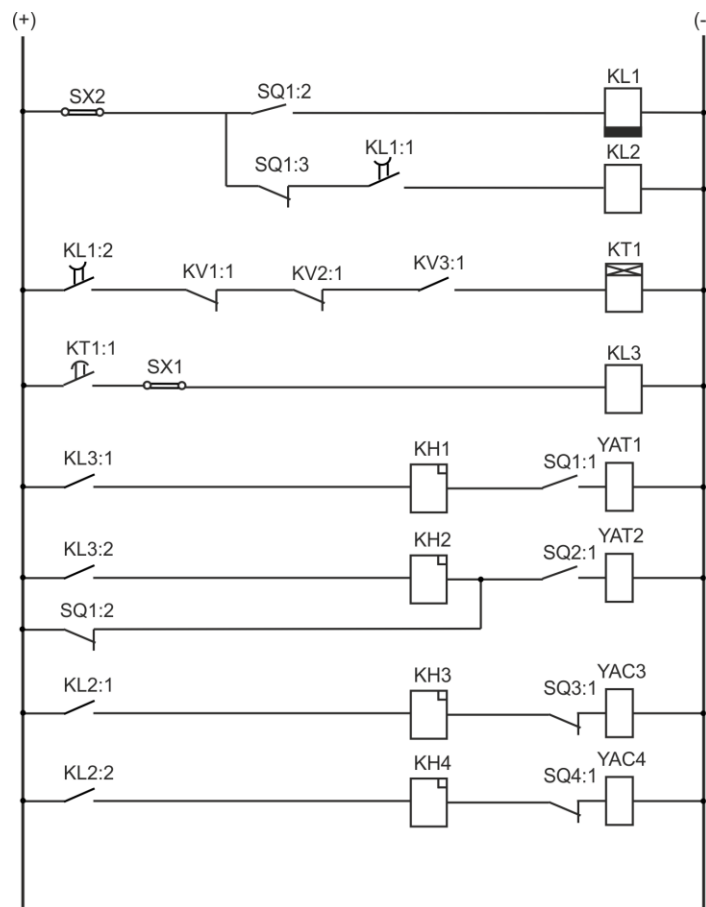


Фигура 12. 2. Схема на АВР при двутрансформаторна подстанция

Основният източник е трансформатора T1, прекъсвачите Q1 и Q2 са включени и консуматорите се захранват от резервираната шина С в нормален режим. Резервният източник е трансформатора T2, а прекъсвачите Q3 и Q4 са изключени. Към напреженовия измервателен трансформатор TV1 са свързани пусковите минималнапрежени релета KV1 и KV2. Към напреженовия измервателен трансформатор TV2 е свързано максималнапрежени реле KV3. АВР трябва да изключи T1 при отпадане на захранването на шини С и да включи резервния източник T2.

При включени прекъсвачи Q1 и Q2, блок-контактите SQ1:1, SQ1:2 и SQ2:1 са затворени (с SQ1:1 и SQ2:1 е подготвена изключвателната верига на Q1 и Q2), а блок-контактите SQ1:3 и SQ1:2 са отворени. Прекъсвачите Q3 и Q4 са изключени и съответно е подготвена включвателната им верига като SQ3:1 и SQ4:1 са затворени. По веригата (+), SX2, SQ1:2, KL1, (-), релето KL1 е заработило и контактите му KL1:1, KL1:2 са затворени. При намаляване на напрежението на резервираната шина С заработват минималнапрежени релета KV1 и KV2 и затварят контактите си KV1:1 и KV2:1. Ако на шини А има захранване то максималнапрежени реле KV3 е заработило и затворило контакта си KV3:1. По веригата (+), KL1:2, KV1:1, KV2:1, KV3:1, КТ1, (-) заработва реле за

време $KT1$. Контактът $KT1:1$ се затваря със закъснение и през схемната пластина $SX1$ се подава (+) на помощното реле $KL3$. Изключвателните бобини $YAT1$ и $YAT2$ получават захранване през затворените контакти $KL3:1$ и $KL3:2$, сигналните релета $KH1$ и $KH2$, $SQ1:1$ и $SQ2:1$. Прекъсватите $Q1$ и $Q2$ изключват. При изключване на $Q1$, блок-контактът $SQ1:2$ се отваря и прекъсва захранването на помощното реле $KL1$, но контакта му $KL1:1$ се отваря контакта със закъснение. По веригата (+), $SX2$, $SQ1:3$, $KL1:1$, KL , (-), релето $KL2$ заработва и затваря контактите си $KL2:1$ и $KL2:2$. През затворените контакти $KL2:1$ и $KL2:2$, сигналните релета $KH3$ и $KH4$, затворените блок-контакти $SQ3:1$ и $SQ4:1$, включвателните бобини $YAC3$ и $YAC4$ получават (+). Прекъсвачите $Q3$ и $Q4$ се затварят и захранването на шини C е от резервния източник.



Фигура 12.3. Схема на оперативните вериги на релейен автомат за автоматично включване на резерва при явен резерв

АКQ се пуска в действие при понижаване на напрежението на шина А и при изключване на $Q_{0и}$.

ТЕМА 13. Автоматично регулиране на напрежението и реактивните мощности в разпределителните мрежи

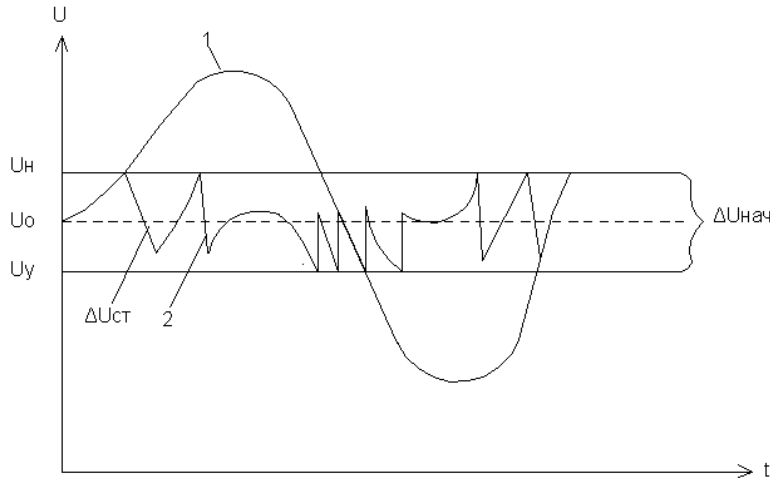
В електрическите мрежи е необходимо напреженията да се поддържат в определени граници за всички степени на трансформация. Това определя необходимостта от регулиране на напреженията, което се извършва със съответни регулиращи устройства. Регулирането на напрежението в електрическите мрежи чрез изменение на възбудянето на генераторите е възможно само при мрежи с малки загуби на напрежение, а в съвременните условия с дълги електропроводи и с няколко трансформации на напрежението това е невъзможно. Факторите, които влияят на изменението на напрежението са загубите на напрежение при пренасянето на електрическа енергия от генериращите източници до консуматорите, изменението на товара на системата. При липса на регулиращи устройства напрежението на консуматорите ще бъде с недопустими колебания.

Регулирането на напрежението в ЕЕС се извършва със средствата за първично, вторично и третично регулиране. Първичното и вторично регулиране се извършва в електропреносната мрежа и присъединените към нея генериращи мощности. Третичното регулиране се извършва в електроразпределителните мрежи чрез изменението на коефициента на трансформация на трансформаторите с превключване под товар на стъпалните регулатори в подстанциите 110 kV/Ср. Н. За регулиране на напрежението допълнително могат да бъдат използвани генериращите мощности на производители на електрическа енергия, шунтови кондензаторни батерии и статични компенсатори в електрическите уредби на потребителите в съответствие с ПУЕЕС (чл. 60 от Правила за управление на електроразпределителните мрежи).

13.1. Регулиране на трансформаторите

Използват се силови трансформатори с регулиране под товар на напрежението (РПТ). Командването на стъпалните превключватели на трансформаторите се извършва от съответните регулатори. Характерно е, че докато вследствие изменението на товара (смущаващо въздействие) регулируемата величина (напрежението на ниската страна на напрежението) се изменя обикновено плавно, регулиращото въздействие (превключването на стъпалата) винаги предизвиква нейното скокообразно изменение.

На фиг. 13.1. е представено едно примерно изменение на напрежението. С крива 1 е дадено изменението на напрежението, в случай че трансформаторът не е регулируем, а с 2 – с регулиране.



Фигура 13.1. Изменение на напрежението: 1- без регулиране на трансформатора; 2- при регулиране на трансформатора

При достигане на напрежението до U_n , регулаторът подава команди за намаляване на напрежението, а при достигане до U_y за неговото увеличаване (крива 2).

Зоната на нечувствителност на регулатора се определя по:

$$\Delta U_{неч} = U_n - U_y$$

За да не се получат непрекъснати превключвания, е необходимо зоната на нечувствителност на регулатора за бъде по-голяма от изменението на напрежението при превключването на трансформатора с едно стъпало $\Delta U_{неч} > \Delta U_{ст}$. В противен случай след подаване на команда, примерно за намаление, напрежението ще се понижи до U_y и веднага ще последва обратна команда.

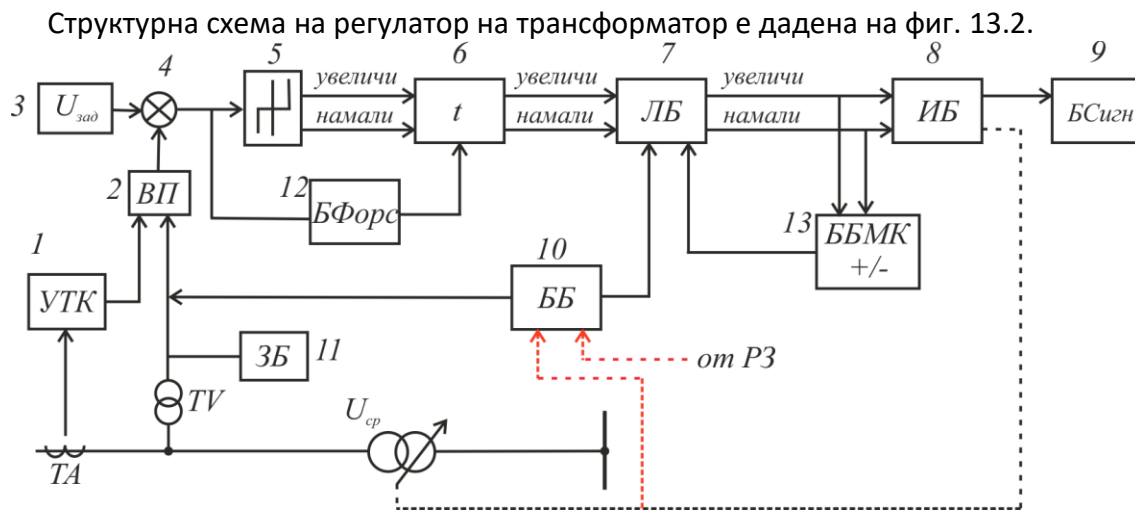
За да бъде намален броят на превключванията, командите не се получават веднага, щом напрежението достигне границата на заработване, а със закъснение. По този начин се избягват излишните превключвания, които могат да се получат при евентуални краткотрайни изменения на напрежението.

Регулаторите на трансформаторите трябва да отговарят на следните условия:

- Коефициентът на връщане да бъде възможно най-близък до 1;
- Да не подават импулси за превключване на стъпалата на трансформатора, когато напрежението на ниската страна на трансформатора спадне под възможния диапазон на регулиране. Това се налага от факта, че независимо от превключванията на напрежението не може да бъде възстановено;
- Да блокират управляващият импулс, ако е заработила РЗ на трансформатора, тъй като контактите на стъпалния превключвател са оразмерени да комутират номинален ток, но не и токове, по-големи от него;

- Да дават възможност за изменение на настройките – ниво на поддържаното напрежение, зона на нечувствителност, закъснение на изпълнението на командата;
- Да дават възможност за поддържане на постоянно напрежение не само на шините на подстанцията, но и в избрана точка от мрежата, т.е да са снабдени с устройство за компенсиране на спада на напрежението в мрежата;
- Да блокират управляващия импулс при повреда, водеща до многократни противоположни команди.

При регулиране на напрежението на трансформаторите се следи напрежението на шините на страна средно напрежение и тока през трансформатора (като смущаваща величина).



Фигура 13.2. Структурна схема на регулатор на трансформатор

Регулаторът обхваща следните блокове:

Блок 1 (УТК) – устройство за токова компенсация. Блокът реализира хиперстатичен или статичен закон на регулиране, като се задава коефициента на статизъм;

Блок 2 (ВП)– входящ преобразувател. Блокът преобразува измерените величини във вид удобен за по нататъшна обработка;

Блок 3 ($U_{зад}$) – задаващ блок. Използва се за задаване на настройките на регулатора (напрежение на празен ход).

Блок 4 – сравняващ блок – на изхода му се получава величина пропорционална на отклонението на напрежение от неговата зададена стойност;

Блок 5 – прагов блок - заработва, когато величината подадена на неговия вход надвиши зададения като негова настройка праг на нечувствителност. В зависимост от знака на отклонението на напрежението от зададеното се формират изходни сигнали за увеличаване или намаляване на напрежението.

Блок 6– блок за време. Релето за време се задейства при поява на сигнал на който да е от изходите на блок 5. Ако на входа му след изтичане на зададеното като настройка време на закъснение все още е подаден същия сигнал за комутация, този сигнал се подава за обработка. Ако сигнала изчезне или се промени преди да е изтекло времето на заработване на релето, то се връща в изходно състояние.

Блок 7 (ЛБ)– логически блок. Блокът анализира вида на подадената команда и проверява дали не е подаден сигнал за блокиране от блокиращия блок 10.

Блок 8 (ИБ) – изходен блок. Изходният блок формира електрическите сигнали подавани към задвижването на янсеновия превключвател и към блока за сигнализация 9.

Блок 9 (БСигн.) – блок за сигнализация – формира подходящи светлинни и/или звукови сигнали в хода на нормалната работа на регулатора или при поява на блокиращ сигнал, като сигнализира неговия вид към дежурния персонал за работа на регулатора.

Блок 10 (ББ)– блокиращ блок. Блокиращият блок блокира действието на регулатора в следните ситуации:

задействала релейна защита;

достигнати крайни отклонения на регулационната намотка;

незавършена предходната команда за комутация;

данни за повреда на янсеновия превключвател - например след изтичане на определено време за което командата за комутация следва да се изпълни;

преминаване в ръчен режим на управление;

напрежението е по-ниско от границите на регулационния обхват.

Блок 11 (ЗБ) – захранващ блок

Блок 12 (БФорс.) – блок за форсирано превключване – въвежда намаление на закъснението в зависимост от стойността или скоростта на промяна на отклонението на напрежение от зададеното, като ако абсолютната стойност на отклонението на напрежението превиши дадена граница се подава сигнал за комутация без закъснение.

Блок 13 (ББМК+/-) – блок за блокировка срещу многократно повтаряне на противоположни команди. Сигнал за блокировка се подава, ако в рамките на настроено контролно време бъде подадена серия от зададен брой противоположни команди. Това може да се случи в две ситуации – при повреда в регулатора или при твърде нестабилна тенденция на промяна на напрежение на шините. Ако регулаторът бъде блокиран от този блок, деблокирането му се извършва само ръчно.

ТЕМА 14. Автоматична синхронизация на генератори

Синхронизация е процес, при който се извършва успешно включване на синхронна машина (генератор, компенсатор, двигател) в паралелна работа с ЕЕС или с друга синхронна машина, или включване на две несинхронно работещи части от ЕЕС една към друга, без да се създават съществени смущения.

Този процес може да се осъществява автоматично с автомати за автоматична синхронизация АКСС, като всеки автомат трябва да формира команда за включване на прекъсвача на синхронизируемата машина при изпълнение на определени условия. Необходимо е синхронизируемите части да са :

- с напрежения равни по модул
- векторите на напреженията да се въртят в една и съща посока и с еднаква ъглова скорост
- ъгълът на дефазирание между векторите на напреженията да е по –малък от допустимия
- изравнителният ток и изравнителната мощност, които протичат при включване на прекъсвача да не надвишават допустимите стойности и да не предизвикват колебания на роторите на синхронните машини

Методите за синхронизация са:

- точна синхронизация;
- опростена точна синхронизация;
- самосинхронизация
- груба синхронизация.

Синхронизирането по метода на точната синхронизация се извършва при изпълнение на всички условия и внася най-малки смущения в ЕЕС, но се реализира сравнително бавно.

При опростената точна синхронизация се допускат малки отклонения (до 5%) в модулите на напреженията и скоростите на въртене.

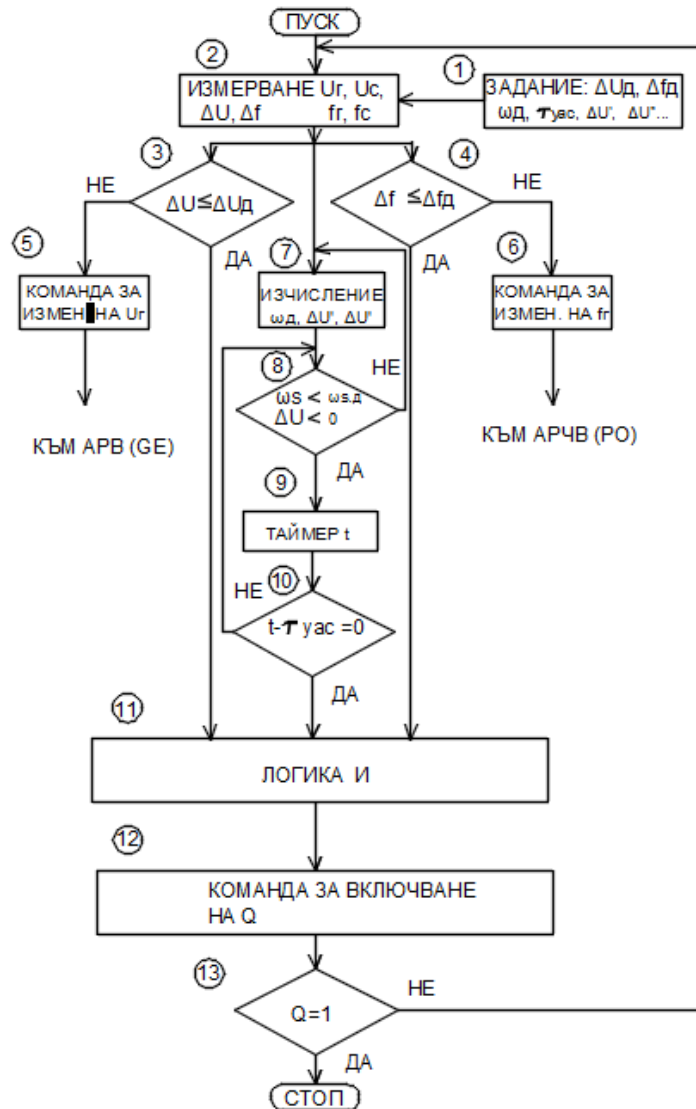
Самосинхронизацията се осъществява с невъзбудена синхронна машина, която се развърта до подсинхронни или надсинхронни обороти и след включване на прекъсвача се подава форсирано възбуждане за бързо включване на ротора в синхронизъм.

При грубата синхронизация, синхронната машина е възбудена до $U_n U_{ном}$ и прекъсвача се включва в произволен момент без да се контролира ъгъла на дефазирание.

При самосинхронизацията и грубата синхронизация се внасят сравнително големи смущения в ЕЕС, но позволяват по–бързо синхронизиране.

14.1. Автоматични синхронизатори

Блок-схемата на алгоритъма за функциониране на автомата, работещ по метода на точната синхронизация е показан на фиг. 14.1.



Фигура 14.1. Блок-схема на алгоритъма на функциониране на автомат за синхронизация, работещ на метода на точната синхронизация

Функциите, които изпълняват отделните блокове са:

Блок 1 – задаващ блок, който задава изходните условия – допустимите отклонения на напрежението $\Delta U_d, \Delta U_d$ честота $\Delta f_d, \Delta f_d$ и честота на хлъзгане $\omega_{сд}$, времето за включване на $\tau_{уас}, \tau_{уас}$ производните на кривата на биене $\Delta U', \Delta U''$.

Блок 2 – измервателен блок - извършва непрекъснато измерване на $U_2, U_c, U_{г}, f_2, f_c, U_{г}$, и се определят разликите $\Delta U, \Delta f$.

Блокове 3 и 4 – сравняващи блокове - сравняват действителните отклонения на напрежението (блок 3) и честотата (блок 4) със зададените в блок 1.

Блокове 5 и 6 – блокове за подаване на команди за изменение на U_2 и $f_2 U_{Гf_{Г}}$ към системите за автоматично регулиране на възбуждането (АРВ) и автоматично регулиране честотата на въртене (АРЧВ).

Блок 7 – блок за определяне на текущите стойности на $\omega_s, \Delta U', \Delta U''$.

Блок 8 – сравнява текущите стойности със зададените

Блок 9 (таймер) - измерва текущото време (или ъгъла $\delta = \omega_s \cdot t \delta = \omega_s \cdot t$)

Блок 10 – контролиращ блок - контролира момента на включване на прекъсвача с постоянно време (или ъгъл) на изпреварване, определено от времето за включване на прекъсвача $\tau_{YAC} \tau_{YAC}$, така че прекъсвачът да затвори контактите си при най добри условия ($\delta=0$).

Блок 11 -логическият блок – изпълнен по схема И, като разрешава на блок 12 да изработи команда за включване на прекъсвача, ако са изпълнени трите условия от изходите на блокове 3, 4 и 10.

Блок 12 – блок за подаване на команда за включване на прекъсвача.

Блок 13 -проверява състоянието на прекъсвача след подаване на команда за включване.

Алгоритъмът работи в следната последователност: блок 2 следи непрекъснато измерваните величини, а в блокове 3 и 4 се сравняват действителните отклонения със зададените. Ако предварително зададените условия не са изпълнени, то чрез блокове 5 и 6 се подават команди за изменение на U_2 и $f_2 U_{Гf_{Г}}$. Едновременно с това в блок 7 се извършва определяне на текущите стойности на $\omega_{sd}, \Delta U', \Delta U''$. Ако тези стойности са по малки от допустимите се пуска таймера в блок 9. Блок 10 контролира момента на включване на прекъсвача при най добри условия, а именно прекъсвачът да затвори контактите си при $\delta=0$. Ако са изпълнени трите условия от изходите на блокове 3, 4 и 10 то логическият блок 11 разрешава на блок 12 да изработи команда за включване на прекъсвача, блок 13 проверява състоянието на прекъсвача след подаване на команда за включване.

14.2. Автоматична самосинхронизация

При самосинхронизацията невъзбудената синхронна машина (СМ) се развърта от първичния двигател до подсинхронна скорост ($\omega_r < \omega_c$) и се включва към ЕЕС, като веднага след включването му се подава форсирано възбуждане. Вследствие на възникналия синхронен момент роторът сам влиза в синхронизъм с малки колебания.

Тъй като в момента на включване на прекъсвача СМ не е възбудена (което е равносилно на к.с. след реактанса на СМ при захранване от ЕЕС) протича преходен изравнителен ток, чиято периодична съставка е:

$$I_{вкл} = \frac{U_{\phi}}{X'_d + X_c} \leq 3,5 \cdot I_n$$

където U_{ϕ} - фазното напрежение на СМ, X'_d - преходният реактанс на ЕЕС, приведен към изводите на СМ, I_n - номинален ток на СМ.

Вследствие на протичането на $I_{вкл}$, който има голяма стойност, е възможно понижаване на напрежението на шините, към които се включва СМ и към които са включват други СМ и консуматори. Това понижаване на напрежението, макар и кратковременно, може да предизвика смущения в работата им и нарушаване на тяхната устойчивост.

Методът на самосинхронизация се използва при включване на синхронни компенсатори, двигатели и генератори (хидро и турбо генератори) с инсталирана мощност до 3 MW при изпълнение на условието $I_{вкл} \leq 3,5 \cdot I_n$. Предимството на метода е бързото включване на генератори към ЕЕС, особено в аварийни ситуации, когато честотата на ЕЕС не е много стабилна и метода на точната синхронизация е почти неприложим. Друго предимство е използването на по-прости автомати и по лесно се подава на автоматизиране.

Съществен недостатък на метода е протичането на голям изравнителен ток при включване на прекъсвача, което износва контактната му система и увеличава динамичните усилия върху намотките на синхронизуемата машина.

ТЕМА 15. Автоматично честотно разтоварване

15.1. Функционално предназначение

Нормалната работа на ЕЕС изисква непрекъснат баланс на произведената и консумирана мощност. Регулирането на честотата и мощността се осъществява чрез изменение на мощността на генераторите. Това предполага, че в ЕЕС съществува винаги на разположение достатъчно голям въртящ се резерв, който да може да поеме веднага увеличената консумация. При нормална работа на съоръженията от ЕЕС обикновено не съществува проблем при поддържането на баланса на произведена и консумирана мощност, но при аварийно изключване на големи генериращи източници е възможно нарушаване на баланса.

Автоматично честотно разтоварване (АЧР) е автоматика със системно значение. АЧР се реализира от логически автомати АКФ, които изключват консуматорите принудително при понижаване на честотата на ЕЕС f_c под допустимата от недостиг (дефицит) на активна мощност ($P_c \text{ деф.}$). Автоматите АКФ действат до възстановяване на f_c във временно допустимите граници $49,2 \text{ Hz} \leq f_c \leq 50 \text{ Hz}$. След това честотата се възстановява до номиналната с диспечерски мероприятия и регулаторите за честота.

Автоматите АКФ предимно са разположени в подстанциите на разпределителните мрежи.

АЧР се разделя на 3 категории:

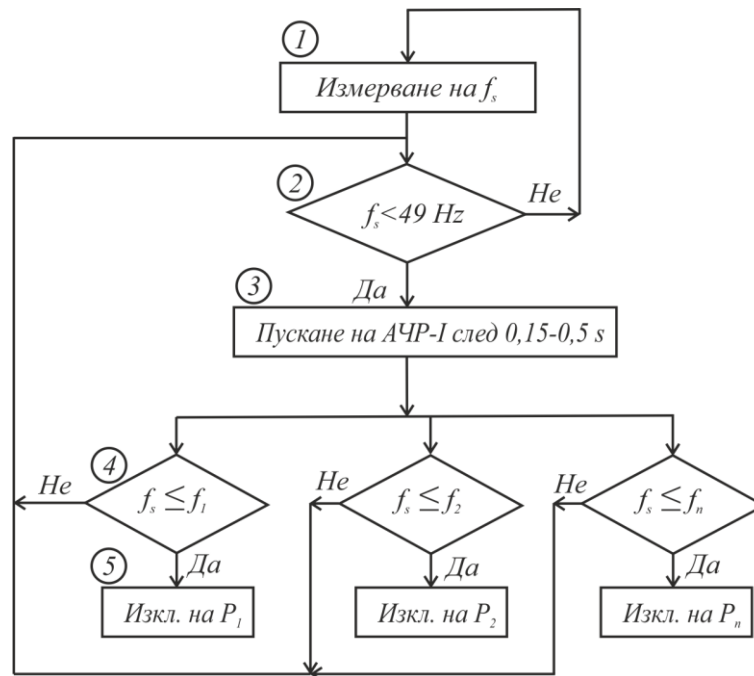
- АЧР-I – първа категория – бързодействаща, включва честотни релета, настроени на различни честоти в обхвата $49 \div 46,5 \text{ Hz}$ през интервал $0,1 \text{ Hz}$. Целта е да не се допуска намаляване на f в никакъв случай под 45 Hz , като с действието си преустановяват понижаването на f на по-горно ниво;

- АЧР-II – бавнодействаща и обхваща честотни релета, настроени на една и съща честота $49,2 \text{ Hz}$ и с нарастващо закъснение от няколко до десетки секунди. Целта е да се възстанови честотата до временно допустимите граници $49,2 \div 50 \text{ Hz}$;

- АЧР-Д – допълнителна – бързодействаща е и се използва в енергодефицитни райони, когато АЧР-I не е в състояние да спре понижаването на f или съществуват условия за възникване „лавина на напрежение“.

15.2. Автоматично честотно разтоварване - I категория

Блок-схемата на АЧР-I е показана на фиг. 15.1.



Фигура 15.1. Алгоритъм на функциониране на АЧР - I

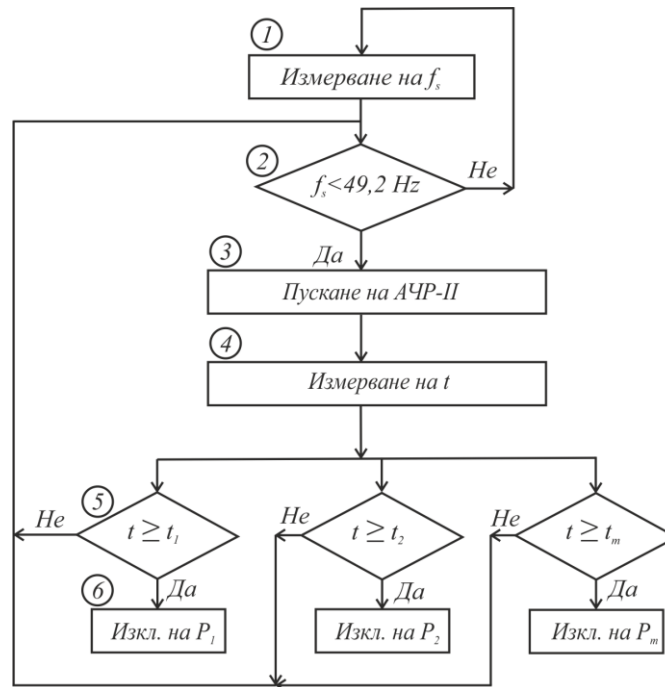
В блок 1 се извършва непрекъснато измерване на честотата, а в блок 2 се проверява критерия за пускане на АЧР-I.

При $f_s < 49$ Hz се пуска АЧР-I от блок 3, като измерената честота f_s се подава едновременно на всички входове на степенните сравняващи блокове 4. Всяка степен изключва предварително зададения товар P_i при изпълнение на съответния степенен критерий $f_s \leq f_i$.

15.3. Автоматично честотно разтоварване - II категория

АЧР-II категория се изгражда от „m“ степени, реагиращи на една и съща честота 49,2 Hz, но с различно време на закъснение през интервал от 3 s. Първата степен τ_1 е със закъснение $5 \div 10$ s, а последната $\tau_m = 60$ s, като всяка степен изключва определен товар P_j .

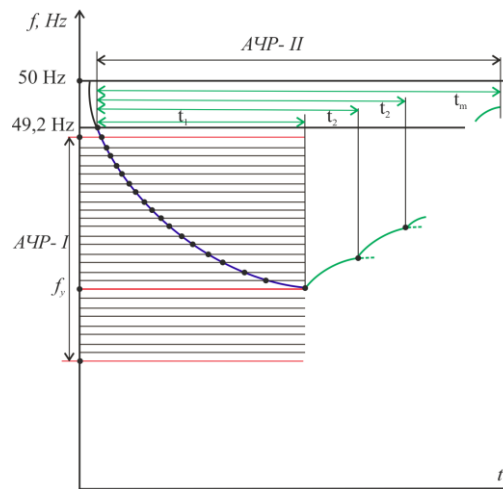
Блок-схемата на алгоритъма на функциониране на АЧР-II е показана на фиг.15.2.



Фигура 15.2. Алгоритъм на функциониране на АЧР- II

Блок 1 непрекъснато измерва честотата на ЕЕС, а блок 2 проверява критерия за пускане на АЧР-II. При $f_s < 49,2$ Hz се осъществява пуск от АЧР-II от блок 3. В блок 4 се измерва текущото време от пускането на АЧР-II, а в блокове 5 то се сравнява със зададеното за всяка степен t_j . При изпълнение на условието $t \geq t_j$ се задейства съответната степен на АЧР-II, която изключва товара P_j .

От действието на АЧР-II, честотата излиза от състояние „увисване“ и започва да се повишава по експонента след изпълнение на всяка степен, както е показано на фиг. 15.3.



Фигура 15.3. Възстановяване на честотата в ЕЕС с АЧР -II

АЧР-II трябва да е в състояние да възстанови честотата в обхвата на регулиране на турбинните регулатори (49,2÷50 Hz), които в последствие я довеждат до номиналната.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] М. Хамза. Записки на лекции по Релейна защита
- [2] М. Хамза. Записки на лекции по АЕЕС
- [3] Ст. Андреев . Релейна защита Изд. ТУ-Варна