

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ.....	7
1.1. Назначение и объём проекта	7
1.2. Оформление проекта.....	7
2. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	8
3. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ДО 1000 В.....	17
3.1. Защита плавкими предохранителями.....	18
3.2. Защита автоматами	19
4. ЗАЩИТА АСИНХРОННЫХ И СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В.....	23
4.1. Защита от многофазных коротких замыканий	23
4.2. Защита от однофазных коротких замыканий.....	24
4.3. Токовая защита от перегрузки	25
4.4. Защита от понижения напряжения	26
5. ЗАЩИТА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК (КУ)	31
5.1. Защита от многофазных коротких замыканий	32
5.2. Защита от перегрузки.....	33
5.3. Защита от повышения напряжения.....	33
6. ЗАЩИТА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ.....	34
6.1. Токовая отсечка.....	35
6.2. Газовая защита.....	36
6.3. Защита от перегрузки.....	36
6.4. Защита от повышения давления в баке	36
7. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПЛАВИЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОПЕЧЕЙ.....	37
7.1. Защиты от токов короткого замыкания.....	37
7.2. Защита от перегрузки трансформатора	38
7.3. Газовая защита.....	38
7.4. Защита от замыканий на землю	38
8. ВЫБОР ТИПА И РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ ЗАЩИТ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП МОЩНОСТЬЮ БОЛЕЕ 6300 кВА.....	39
8.1. Комплекс защит трансформатора на электромеханических элементах	39
8.1.1. Расчетные схемы	40
8.1.2. Расчет параметров дифференциальной защиты с реле ДЗТ -11	41
8.1.3. Расчет уставок вспомогательных защит трансформатора	49
8.2. Комплекс микропроцессорных защит силовых трансформаторов БМРЗ-ТД	52

8.2.1 Методика расчёта уставок дифференциальной защиты терминала БМРЗ-ТД.....	52
8.2.2. Расчет дифференциальной токовой отсечки	56
9. ЗАЩИТА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6 ÷ 10 кВ.....	57
10. ЗАЩИТА ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	59
10.1. Токовая отсечка	60
10.2. Максимальная токовая защита от сверхтоков.....	61
10.4. Специальная токовая защита от замыкания на землю (МТЗ ₀) на стороне 0,4 кВ	61
11. ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 35÷110 кВ.....	64
11.1. Особенности схем питания	64
11.2. Общие принципы выбора защиты питающих линий	65
11.3. Выбор типа и расчёт параметров защит ВЛ 110 кВ	66
11.4. Синтез схемы комплекса защит.....	73
11.5. О перспективных защитах линий электропередачи	73
12. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА	77
13. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ.....	83
Приложение 1. Технические данные силовых трансформаторов и двигателей	92
Приложение 2. Технические данные кабелей, выключателей, трансформаторов тока	97
Приложение 3. Схема подключения некоторых микропроцессорных комплексов	105
Список рекомендуемой литературы	104

ВВЕДЕНИЕ

Значение релейной защиты и сетевой автоматики для безаварийной работы потребителей электроэнергии весьма велико. Устройства релейной защиты и автоматики, принципы расчёта их параметров очень разнообразны и предполагают необходимость учёта множества факторов.

Грамотное проектирование и расчёт релейной защиты и автоматики возможны только при тщательном анализе взаимодействия проектируемых устройств, учёте особенностей технологии производства и распределения электроэнергии, специфики работы потребителей, характера прохождения тока в нормальных и аварийных режимах. Такой комплексный подход используется в курсовом проектировании, являющемся наиболее эффективным способом применения студентами полученных теоретических знаний для решения практических задач.

Курсовое проектирование по релейной защите и автоматике, кроме того, является подготовительным этапом к дипломному проектированию, где соответствующие расчёты занимают значительный объём.

Цель данного учебного пособия – оказать помощь студентам при выполнении курсового проекта по дисциплине «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем». Наличие руководящих указаний по релейной защите, справочников и других учебных пособий позволило ограничить объём настоящей работы в основном вопросами практического выполнения разделов курсового проекта, хотя в приложении дано некоторое количество справочных материалов.

Тематика заданий курсового проекта ограничивается относительно простыми по конфигурации, но тем не менее близкими к реальным схемами электроснабжения промышленных предприятий, элементами, типичными для систем электроснабжения.

В проекте предлагается произвести выбор принципов релейной защиты для питающих сетей и элементов схем, выполнить расчёт параметров и синтез принципиальных схем защит согласно заданию.

В настоящий период технические устройства релейной защиты и автоматики стремительно совершенствуются. На смену электромеханическим элементам приходят электронные, последние

сменяются все более совершенными микропроцессорными комплексами. Принципы расчёта параметров защит в значительной степени универсальны и мало зависят от применяемой материальной базы, более того, наиболее современные комплексы компьютерных защит сами обеспечивают должную настройку при вводе параметров объекта. Однако для наиболее сложных защит, таких как, например, дифференциальные, специфическая методика расчёта в микропроцессорном варианте имеет место, что отражено в учебном пособии. На электроэнергетических объектах, очевидно, ещё достаточно длительное время будет сохраняться старое оборудование релейной защиты. Поэтому студенты должны разбираться как в электромеханических защитах, так и в современных комплексах и схемах их подключения к объектам. Эти аспекты также рассматриваются в пособии.

Приводимые в пособии указания составлены с учётом допущений, а решения отдельных вопросов носят частный характер, применительно к вариантам заданий. Целесообразность этого определялась необходимостью ограничения объёма проекта в соответствии со временем, отводимым на его выполнение учебным планом. При этом проект предусматривает возможность дать студентам достаточно полное представление о методах проектирования устройств релейной защиты и автоматики.

По сравнению с учебным пособием издания 2011 года в данной работе расширен раздел, посвященный расчету токов короткого замыкания, вызывающий трудности у студентов, убраны некоторые неравноценные варианты заданий, изменены параметры оборудования в таблицах данных. В ряде разделов дано более подробное описание методики расчета параметров релейной защиты.

1. ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1.1. Назначение и объём проекта

Для выполнения расчёта параметров защит предварительно определяются токи короткого замыкания в характерных точках схемы и рабочие токи основных элементов.

Для заданной схемы электроснабжения промышленного предприятия, содержащей характерные объекты, разрабатываются принципы защит питающих линий (воздушных или кабельных), трансформаторов главной понизительной подстанции, цеховых трансформаторов, трансформаторов электродуговых печей, трансформаторов выпрямительных агрегатов, конденсаторных батарей, двигателей.

Для каждого типа защит в соответствии с заданием выполняется расчёт параметров, проверка чувствительности, осуществляется разработка измерительной и оперативной схем комплекса защит, выбор элементов.

При разработке защит на электромеханических элементах следует дать рекомендацию по применению перспективного варианта компьютерной защиты.

1.2. Оформление проекта

Проект состоит из пояснительной записки объёмом 30–40 страниц и одного листа чертежей формата А1. Пояснительная записка оформляется в строгом соответствии с правилами оформления и должна содержать:

- 1) введение;
- 2) обоснование принятых принципов релейной защиты;
- 3) расчёт токов короткого замыкания;
- 4) расчёт первичных параметров срабатывания и оценку чувствительности защит элементов в соответствии с заданием;
- 5) выбор трансформаторов тока и расчёт вторичных параметров (токов срабатывания реле) для защит объектов согласно заданию;
- 6) разработку схем комплексов защит объектов согласно заданию в электромеханическом варианте и схем присоединения рекомендуемого варианта микропроцессорной защиты;

7) оценку типов и мест установки устройств сетевой автоматики; Лист чертежа должен содержать схему заданной сети промышленного предприятия, развёрнутые схемы измерительных и оперативных цепей комплекса защит, схемы присоединения микропроцессорных комплексов.

Примечание. Студенты заочной формы обучения не выполняют лист чертежей формата А1; соответствующие схемы размещают в пояснительной записке.

2. РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчёты токов коротких замыканий (КЗ) выполняются в соответствии с известной методикой [1] в объёме, необходимом для выбора принципов защит и расчёта их параметров.

Все расчёты токов короткого замыкания допустимо производить для начального момента времени без учёта сопротивлений и ЭДС нагрузок. Сопротивления схем замещения прямой и обратной последовательности следует считать одинаковыми. Сопротивления схемы замещения нулевой последовательности в системе 110 кВ рассчитываются исходя из соотношений, приведённых в задании. Конфигурация этой схемы зависит от мест заземления нейтралей.

Для цепей с напряжением выше 1 кВ полное сопротивление всех элементов Z , за исключением кабельных линий, допускается учитывать только индуктивной составляющей X .

При наличии кабельных линий в сетях сопротивление до точки КЗ необходимо определять с учётом активного сопротивления кабеля.

Для расчётов токов КЗ следует пользоваться универсальной формулой [1]:

$$I_{\text{к}}^{(n)} = \frac{m^{(n)} \dot{E}}{\sqrt{3} \left[\dot{z}_{1\Sigma\text{к}} + \dot{z}_{\Delta}^{(n)} \right]}, \quad (2.1)$$

где $I_{\text{к}}^{(n)}$ – ток КЗ данного вида: (3) – трёхфазного, (2) – двухфазного, (1) – однофазного, (1,1) – двухфазного на землю; $m^{(n)}$ – коэффициент, соответствующий данному виду КЗ:

$$m^{(3)}=1; m^{(2)}=\sqrt{3}; m^{(1)}=3; m^{(1,1)}=\sqrt{3} \cdot \sqrt{1-\frac{\dot{z}_{2\Sigma\kappa}\dot{z}_{0\Sigma\kappa}}{\dot{z}_{2\Sigma\kappa}+\dot{z}_{0\Sigma\kappa}}}, \quad (2.2)$$

$\dot{z}_{1\Sigma\kappa}$ – комплекс сопротивления относительно точки КЗ из схемы замещения прямой последовательности; $\dot{z}_{2\Sigma\kappa}$ – комплекс сопротивления относительно точки КЗ из схемы замещения обратной последовательности; $\dot{z}_{0\Sigma\kappa}$ – комплекс сопротивления относительно точки КЗ из схемы замещения нулевой последовательности; \dot{z}_{Δ}^n – комплекс дополнительного сопротивления, соответствующего данному виду КЗ:

$$\dot{z}_{\Delta}^{(3)}=0; \dot{z}_{\Delta}^{(2)}=\dot{z}_{2\Sigma\kappa}; \dot{z}_{\Delta}^{(1)}=\dot{z}_{2\Sigma\kappa}+\dot{z}_{0\Sigma\kappa}; \dot{z}_{\Delta}^{(1,1)}=\frac{\dot{z}_{2\Sigma\kappa}\dot{z}_{0\Sigma\kappa}}{\dot{z}_{2\Sigma\kappa}+\dot{z}_{0\Sigma\kappa}}. \quad (2.3)$$

При неучёте активного сопротивления формулы упрощаются, т.к. вместо комплексов \dot{z} можно подставлять значения соответствующих индуктивных сопротивлений x . Допускается вместо E в формулу (2.1) подставлять напряжение из стандартного ряда (115 кВ, 37 кВ и т.д.).

При расчётах в именованных единицах схемы замещения составляются для какой-либо одной ступени напряжения. Сопротивления элементов схемы замещения, расположенных на других ступенях напряжения, приводятся к принятой за основную ступень по формуле

$$X_{\text{осн}}=X\left(\frac{U_{\text{осн}}}{U}\right)^2, \quad (2.4)$$

где $X_{\text{осн}}$ – сопротивление элемента схемы замещения, приведённое к основной ступени; X – исходное сопротивление элемента схемы; $U_{\text{осн}}$ – напряжение основной ступени; U – напряжение исходной ступени.

Например, за основную ступень напряжения, к которой приводится схема замещения, выбрана ступень с напряжением 115 кВ. Сопротивление кабельной линии в системе 10,5 кВ составляет $r=0,64$ Ом, $x=0,114$ Ом. Тогда сопротивления кабеля для схемы замещения, приведенной к 115 кВ, составят

$$r=0,64 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2=77,44 \text{ Ом}; x=0,114 \cdot \left(\frac{115}{10,5}\right)^2=13,8 \text{ Ом}.$$

Полученные токи затем приводятся к другим необходимым ступеням напряжения. По желанию студента расчёты могут выполняться в относительных единицах с использованием соответствующих формул [1] или программ на ПЭВМ.

В сетях 35, 10, 6 кВ рассчитываются токи только при трёхфазных и двухфазных КЗ. В сетях 110 кВ и выше определяются токи при трёхфазных, двухфазных и однофазных КЗ.

В сетях 110 кВ и выше, кроме того, определяются величины тройных токов нулевой последовательности, которые необходимы для расчёта параметров защит нулевой последовательности.

При однофазном КЗ на землю

$$3I_0^1 = I_{\kappa}^1 . \quad (2.5)$$

При двухфазном КЗ на землю

$$3I_0^{1,1} = 3I_0^1 \frac{2X_{1\Sigma\kappa} + X_{0\Sigma\kappa}}{2X_{0\Sigma\kappa} + X_{1\Sigma\kappa}} . \quad (2.6)$$

Расчёт параметров некоторых защит требует определения максимальных токов, протекающих по защите при КЗ в расчётной точке. Для оценки чувствительности обычно необходимы минимальные токи КЗ. Токи КЗ зависят от вида КЗ и режима работы системы. В рассматриваемых схемах электроснабжения предприятий предполагается только раздельный режим работы трансформаторов и линий электропередач, поэтому величины токов будут определяться исключительно видом КЗ.

Выполняя расчёт токов КЗ, необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

- расчёт токов КЗ на линии обязательно выполнять для точек в начале и в конце линии;
- расчёт токов КЗ на подстанции выполнять как на шинах высокого напряжения, так и на шинах низкого напряжения;
- при расчётах токов КЗ на подстанциях полагать, что линии и трансформаторы работают раздельно и имеют автоматику включения резерва (АВР);
- схемы замещения нулевой последовательности при КЗ на землю составлять в сетях 115 кВ с учётом указанных на исходной схеме мест заземления нейтралей силовых трансформаторов.

Предполагается, что в системе источника питания 115 кВ нейтраль тоже заземлена. Ток однофазного КЗ в системе 0,4 кВ (0,69 кВ) необходимо определять только на вторичных шинах

цеховых трансформаторов по специальной методике, указанной в разделе (3.2). Результаты расчётов токов КЗ обязательно оформить в виде таблицы (форма табл. 2.1).

Параметры кабельных линий для расчёта сопротивлений схемы заземления даны в табл. П. 2.3. Для расчёта сопротивлений воздушных линий 35, 115 кВ в схеме прямой последовательности полагать, что их удельное сопротивление $X_{уд} = 0,4$ Ом/км.

Сопротивление воздушной линии 115 кВ в схеме нулевой последовательности считать в 3,5 раза больше сопротивления в схеме прямой последовательности. Сопротивление системы в схеме нулевой последовательности считать 0,9 сопротивления в системе прямой последовательности.

Пример расчета

Образец расчета токов КЗ выполнен на примере схемы рис. 13.1.

Система электроснабжения согласно схеме имеет три ступени напряжения 115 кВ, 10,5 (6,3) кВ, 0,4 (0,69) кВ. При расчете в именованных единицах схема замещения прямой (обратной) последовательности выполняется для какой-то одной ступени напряжения. Пусть это ступень 115 кВ. Нагрузки разрешается отбросить, это даст незначительную погрешность в расчетах, но приведет к их упрощению.

Схема замещения прямой (обратной) последовательности представлена на рис. 2.1.

Данная схема позволяет рассчитать токи трехфазного КЗ – $I_K^{(3)}$ и токи двухфазного КЗ – $I_K^{(2)}$. Первоначально оформляются параметры схемы замещения, приведенные к напряжению 115 кВ.

Питающая система учитывается заданной мощностью КЗ на входных шинах (точка К1). Величина этой мощности дана в исходных данных. Тогда обобщенное сопротивление системы X_C , Ом, можно определить на основании выражения

$$X_C = \frac{U^2}{S_{КЗ}^{(3)}},$$

где U – напряжение системы (115 кВ); $S_{КЗ}^{(3)}$ – мощность трехфазного КЗ, МВА.

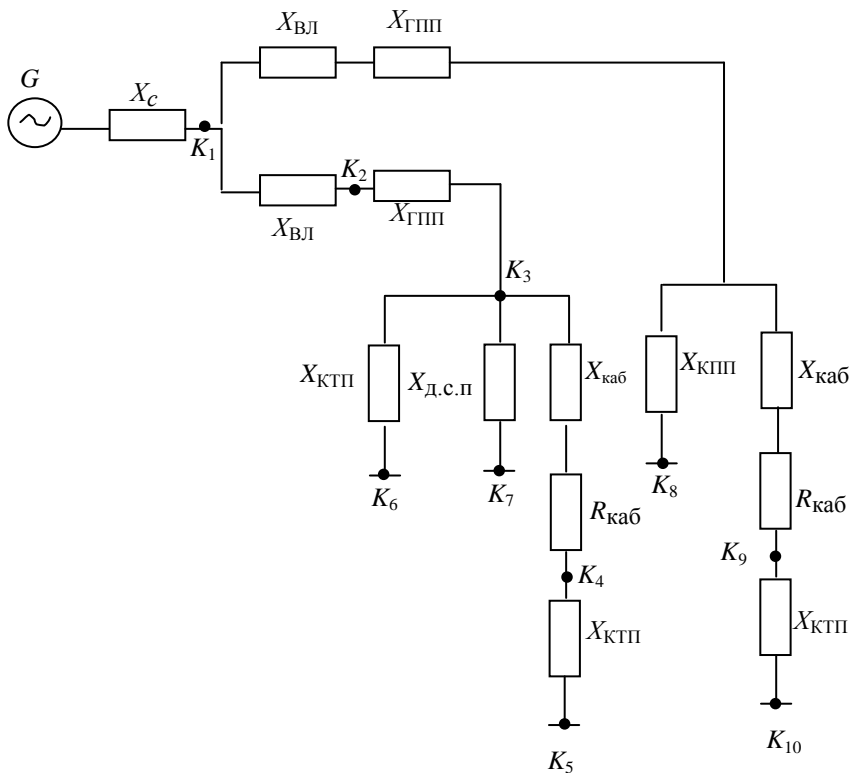


Рис. 2.1. Схема замещения прямой (обратной) последовательности

Воздушные линии электропередачи

Сопротивления воздушных линий электропередач определяются по выражению

$$X_{ВЛ} = X_{уд} l_{ВЛ},$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление воздушной линии электропередачи. Для схемы прямой (обратной) последовательности эту величину следует взять равной 0,4 Ом/км; $l_{ВЛ}$ – длина воздушной линии (в исходных данных), км.

Кабельные линии

Кабельные линии в схеме замещения следует учесть и индуктивным сопротивлением – $X_{\text{каб}}$, и активным сопротивлением – $R_{\text{каб}}$

$$X_{\text{каб}} = X_{\text{уд}} I_{\text{каб}};$$

$$R_{\text{каб}} = R_{\text{уд}} I_{\text{каб}}.$$

Удельные сопротивления кабельных линий даны в табл. П.2.3 в соответствии с маркой кабеля в исходных данных. Поскольку кабельная линия в данной схеме расположена в системе 10,5 (6,3) кВ, следует привести рассчитанные значения сопротивлений к напряжению 115 кВ (формула (2.4)).

Трансформаторы

Сопротивление трансформаторов для схемы замещения определяется на основании выражения

$$X_T = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_T},$$

где $u_{\text{к\%}}$ – напряжение короткого замыкания, значение которого можно найти в табл. П. 1.1, П. 1.3, П. 1.4 и в примечании; U – напряжение основной ступени, к которой приводятся параметры схемы замещения (в данном примере это 115 кВ); S_T – мощность трансформатора (из исходных данных), МВА.

Расчёт токов трёхфазного КЗ

Перед расчетом токов трёхфазного КЗ необходимо обозначить на схеме замещения точки, в которых будут определяться токи КЗ. Это точки начала и конца линий, шины на высокой и низкой сторонах трансформаторов. Пример такого обозначения показан на схеме 2.1. Формула расчёта тока трёхфазного КЗ соответствует закону Ома для трёхфазной цепи:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} X_{\Sigma\text{к}}},$$

где $I_{\text{к}}^{(3)}$ – начальное значение тока трёхфазного КЗ; $X_{\Sigma\text{к}}$ – суммарное значение сопротивления относительно точки КЗ из схемы прямой (обратной) последовательности. В условиях неучёта ЭДС

и сопротивлений нагрузок это сопротивление от точки КЗ до источника питания.

Для точек, где в суммарное сопротивление входят кабельные линии, формула будет иметь вид

$$I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{X_{\Sigma k}^2 + R_{\Sigma k}^2}},$$

где $R_{\Sigma k}$ – активное сопротивление кабельной линии; U – напряжение основной ступени (целесообразно подставлять напряжение из стандартного ряда, т.е. 115 кВ).

Например, для определения $I_k^{(3)}$, кА, в точке K_1 (см. схему рис. 2.1) выражение примет вид

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} X_C}.$$

Для точки K_6

$$I_{K_6}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot X_C + X_{ВЛ} + X_{ГПП} + X_{КТП}}.$$

Для точки K_5

$$I_{K_5}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \sqrt{X_C + X_{ВЛ} + X_{ГПП} + X_{КТП} + X_{каб}^2 + R_{каб}^2}}.$$

Рассчитанные значения токов приведены к напряжению 115 кВ. Реальные значения токов из этого расчета получаются только для точек K_1, K_2 . Токи для остальных точек перерасчитываются для напряжений 10,5 кВ (либо 6,3 кВ) по формуле

$$I_{K(10,5)}^{(3)} = I_{K(115)}^{(3)} \frac{115}{10,5}.$$

В точках на низкой стороне цеховых трансформаторов (K_6, K_5, K_{10}) требуется приведение этих токов к напряжению 0,4 кВ (0,69 кВ).

Расчёт токов двухфазного КЗ

Токи трехфазного КЗ считаются максимальными и используются для расчета уставок защит. Для проверки чувствительности защит, как правило, используются значения токов двухфазного КЗ – $I_K^{(2)}$.

В схемах электроснабжения, где не используются сопротивления генераторов, элементы схем замещения прямой последовательности и схем обратной последовательности одинаковы. Для этого случая, т.е. когда $X_{\Sigma Kпр} = X_{\Sigma Kобр}$, токи двухфазного КЗ составляют

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^{(3)},$$

т.е. их расчет не представляет трудностей.

Расчёт токов КЗ на землю

Для расчёта параметров защит нулевой последовательности от КЗ на землю требуется определить значения токов однофазного КЗ на землю и тройных токов нулевой последовательности при однофазном и двухфазном КЗ на землю. Токи двухфазного КЗ на землю определять не обязательно.

Короткие замыкания на землю имеют место только в системах с глухозаземленной нейтралью, т.е. в системах с напряжениями 110 кВ и выше. В системах 35 кВ и ниже замыкания на землю не являются короткими.

Для расчёта токов КЗ на землю требуется использовать, кроме схемы замещения прямой (обратной) последовательности, еще и схему замещения нулевой последовательности. Конфигурация схемы замещения нулевой последовательности зависит от количества и мест заземления нейтралей.

В схемах электроснабжения (рис. 13.1, 13.2) считают, что нейтрали заземлены у трансформаторов ГПП и у источника питания. В соответствии с этим схема замещения нулевой последовательности для системы, изображенной на рис. 13.1, будет иметь вид, изображенный на рис. 2.2.

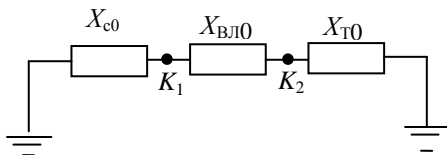


Рис. 2.2. Схема замещения нулевой последовательности:

$$X_{c0} = 0,9X_c, X_{ВЛ0} = 3,5X_{ВЛ}, X_{T0} = X_{ГПП}$$

Ток однофазного КЗ на основании обобщенной формулы (2.3) определяется только в двух точках K_1 и K_2 в системе 110 кВ по формуле

$$I_K^{(1)} = \frac{3U}{\sqrt{3} 2X_{\Sigma K} + X_{0\Sigma K}},$$

где $I_K^{(1)}$ – ток однофазного КЗ в данной точке; $X_{\Sigma K}$ – сопротивление относительно точки КЗ из схемы замещения прямой последовательности (рис. 2.1); $X_{0\Sigma K}$ – сопротивление относительно этой же точки КЗ из схемы замещения нулевой последовательности.

Тогда для точки K_1 (см. схемы рис. 2.1 и 2.2)

$$I_{K_1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} 2X_c + X_{0\Sigma K_1}},$$

где

$$X_{0\Sigma K_1} = \frac{X_{c0} X_{ВЛ0} + X_{ГПП}}{X_{c0} + X_{ВЛ0} + X_{ГПП}}. \quad (2.7)$$

Для точки K_2

$$I_{K_2}^{(1)} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} [2 X_c + X_{ВЛ} + X_{0\Sigma K_2}]},$$

где

$$X_{0\Sigma K_2} = \frac{X_{c0} + X_{ВЛ0} X_{ГПП}}{X_{c0} + X_{ВЛ0} + X_{ГПП}}. \quad (2.8)$$

Кроме расчета токов однофазного КЗ выполняется расчет тройных токов нулевой последовательности – $3I_0$ при однофазном КЗ и при двухфазном КЗ на землю. При однофазном КЗ на землю в точке K_1 тройной ток нулевой последовательности рассчитывается по формуле

$$3I_{0K_1}^{(1)} = I_{K_1}^{(1)}.$$

При однофазном КЗ на землю в точке K_2 – по формуле

$$3I_{0K_2}^{(1)} = I_{K_2}^{(1)}.$$

При двухфазном КЗ на землю тройной ток нулевой последовательности определяется по формуле (2.6). Для КЗ в точке K_1

$$3I_{0K_1}^{(1.1)} = 3I_{0K_1}^{(1)} \frac{2X_c + X_{0\Sigma K_1}}{2X_{0\Sigma K_1} + X_c}, \quad (2.9)$$

где $X_{0\Sigma K_1}$ вычисляется по формуле (2.7).

Для КЗ в точке K_2

$$3I_{0K_2}^{(1.1)} = 3I_{0K_2}^{(1)} \frac{2 X_c + X_{ВЛ} + X_{0\Sigma K_2}}{2X_{0\Sigma K_2} + X_c + X_{ВЛ}}, \quad (2.10)$$

где $X_{0\Sigma K_2}$ рассчитывается по формуле (2.8).

Результаты расчетов обязательно помещаются в таблицу по форме табл. 2.1.

Таблица 2.1

Результаты расчёта токов короткого замыкания

Токи КЗ	Вид КЗ	Точки КЗ				
		K_1	K_2	K_3	...	K_n
Токи, приведённые к напряжению 115 кВ	I_K^3					
	I_K^2					
	I_K^1					
	$3I_0^1$					
	$3I_0^{1.1}$					
Токи, приведённые к напряжению 10,5 кВ (6,3 кВ)	I_K^3					
	I_K^2					
Токи, приведённые к напряжению 0,4 кВ (0,6 кВ)	I_K^3					
	I_K^2					
	I_K^1					

3. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ДО 1000 В

Для защиты асинхронных электродвигателей 660 В и 380 В применяются плавкие предохранители, автоматы, тепловые реле, встроенные в магнитные пускатели. Коммутационными аппаратами для двигателей низкого напряжения служат магнитные пускати

тели или контакторы. Защиты и цепи управления выполняют на переменном оперативном токе. Плавкие предохранители защищают двигатель в основном от коротких замыканий, тепловые расцепители в магнитных пускателях – от перегрузки.

3.1. Защита плавкими предохранителями

Защита плавкими предохранителями выполняется трёхфазной отдельно для каждого двигателя с соблюдением следующих условий:

1) корпус предохранителя должен выбираться на напряжение, соответствующее напряжению сети:

$$U_{\text{пр.ном}} = U_c, \quad (3.1)$$

где $U_{\text{пр.ном}}$ – номинальное напряжение предохранителя; U_c – напряжение сети;

2) предельный ток отключения предохранителем (отключающая способность) должен быть больше максимально возможного тока короткого замыкания:

$$I_{\text{пр.отк}} \geq I_{\text{к макс}}, \quad (3.2)$$

где $I_{\text{пр.отк}}$ – предельный ток отключения; $I_{\text{к макс}}$ – максимальное значение тока КЗ на входных шинах двигателя;

3) номинальный ток плавкой вставки $I_{\text{вст.ном}}$ должен быть равен:

$$I_{\text{вст.ном}} = K_n \cdot I_{\text{дв.ном}}, \quad (3.3)$$

где K_n – коэффициент надёжности ($K_n = 1,1 \div 1,2$); $I_{\text{дв.ном}}$ – номинальный ток двигателя;

или

$$I_{\text{вст.ном}} = \frac{I_{\text{пуск}}}{K_{\text{пер}}}, \quad (3.4)$$

где $I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток двигателя; $K_{\text{пер}}$ – коэффициент перегрузки; ($K_{\text{пер}} = 1,6 \div 2$ для тяжёлых условий пуска, время пуска более 10 с; $K_{\text{пер}} = 2,5$ для лёгких условий пуска, время пуска менее 10 с).

Номинальный ток двигателя определяется по выражению

$$I_{\text{дв.ном}} = \frac{P_{\text{дв.ном}}}{\sqrt{3} U_c \cdot \cos \varphi_{\text{ном}} \cdot \eta_{\text{ном}}}, \quad (3.5)$$

где $P_{\text{дв.ном}}$ – номинальная мощность двигателя; $\cos \varphi_{\text{ном}}$ – номинальный коэффициент мощности двигателя; $\eta_{\text{ном}}$ – номинальное значение КПД двигателя.

3.2. Защита автоматами

Защита автоматами имеет некоторые преимущества перед защитой плавкими предохранителями: возможность быстрого включения после срабатывания, отключение сразу трёх фаз.

Выбор автоматов осуществляется:

- по напряжению:

$$U_{\text{в.ном}} = U_{\text{с}}, \quad (3.6)$$

где $U_{\text{в.ном}}$ – номинальное напряжение автомата;

- по предельному допустимому току отключения (предельная коммутирующая способность):

$$I_{\text{в.пред}} \geq I_{\text{к.мах}}, \quad (3.7)$$

где $I_{\text{в.пред}}$ – предельный, отключаемый автоматическим выключателем ток; $I_{\text{к.мах}}$ – максимальный ток КЗ на входных шинах двигателя.

Ток уставки автомата (мгновенная отсечка от КЗ) рассчитывается по формуле

$$I_{\text{с.о}} = (1,5 \div 1,8) \cdot I_{\text{пуск}}. \quad (3.8)$$

Ток уставки теплового расцепителя автомата (защита от перегрузки) отстраивается от номинального тока двигателя:

$$I_{\text{с.п}} = I_{\text{с.расц}} = (1,1 \div 1,5) \cdot I_{\text{дв.ном}}. \quad (3.9)$$

где $I_{\text{с.п}}$ – ток срабатывания защиты от перегрузки.

Защита автоматом от КЗ считается чувствительной, если

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{I_{\text{с.о}}} \geq 1,25, \quad (3.10)$$

где $K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности; $I_{\text{к}}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ на клеммах электродвигателя; $I_{\text{с.о}}$ – ток срабатывания отсечки выключателя.

Если двигатель питается от цехового трансформатора с соединением обмоток Δ/Y , то $I_{\text{к}}^{(1)} \approx I_{\text{к}}^{(3)}$. При соединении обмоток

трансформатора Υ/Υ , ток однофазного КЗ на зажимах двигателя определяется по формуле

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ф}}}{Z_{\text{пт}} + \frac{Z_{\text{т}}^{(1)}}{3}}, \quad (3.11)$$

где $U_{\text{ф}}$ – фазное напряжение сети (230 В при $U_{\text{с}} = 0,4$ кВ; 380 В при $U_{\text{с}} = 0,6$ кВ); $Z_{\text{пт}}$ – сопротивление петли фазный – нулевой провод линии, Ом (табл. П.2.2); длину кабеля питания двигателя считать 50 м, $Z_{\text{т}}^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора с соединением обмоток Υ/Υ , при однофазном КЗ на стороне 0,4 кВ, отнесённое к напряжению 0,4 кВ (см. табл. П.2.1).

Тип автоматического выключателя выбирается по таблицам П.2.5, П.2.6.

Защита минимального напряжения двигателей, коммутируемых магнитными пускателями, не требует дополнительных устройств, т.к. магнитные пускатели отключаются сами при исчезновении напряжения.

Пример. Для защиты асинхронного двигателя А-62-2 мощностью 20 кВт, работающего от напряжения 380 В, использованы предохранители $F1, F2, F3$, которые обеспечивают защиту от КЗ, и одноэлементные тепловые реле КК1, КК2, встроенные в магнитный пускатель КМ (рис. 3.1).

Кратность пускового тока: $K_{\text{пуск}} = \frac{I_{\text{пуск}}}{I_{\text{дв.ном}}} = 5$; $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,9$;

$\eta_{\text{ном}} = 89\%$; пуск лёгкий, т.е. $K_{\text{пер}} = 2,5$; ток трёхфазного КЗ на входных шинах двигателя 3200 А.

Выбрать параметры принятых элементов защит.

Решение.

1. Определяется номинальный ток двигателя:

$$I_{\text{дв.ном}} = \frac{P_{\text{дв.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{\text{ном}}},$$

$$I_{\text{дв.ном}} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9 \cdot 0,89} = 38 \text{ А.}$$

2. Определяется пусковой ток двигателя:

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{дв.ном}},$$

$$I_{\text{пуск}} = 5 \cdot 38 = 190 \text{ А.}$$

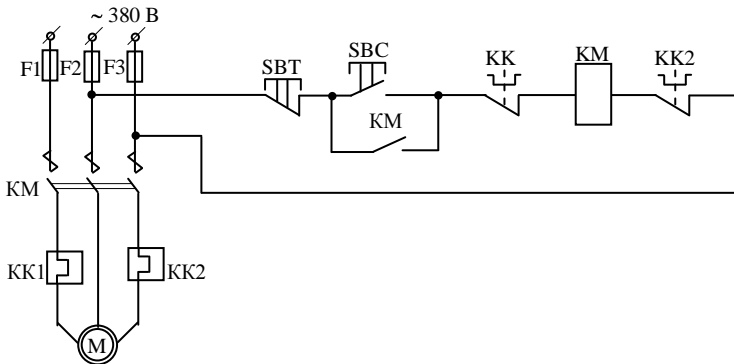


Рис. 3.1. Схема управления и защиты низковольтного асинхронного двигателя

3. Определяется номинальный ток плавкой вставки из двух условий:

$$I_{\text{вст.ном}} = K_n \cdot I_{\text{дв.ном}};$$

$$I_{\text{вст.ном}} = 1,2 \cdot 38 = 45,5, \text{ А};$$

$$I_{\text{вст.ном}} = \frac{I_{\text{пуск}}}{K_{\text{пер}}};$$

$$I_{\text{вст.ном}} = \frac{190}{2,5} = 76 \text{ А}.$$

Выбирается предохранитель на напряжение 380 В ПР –2 –100; на номинальный ток 100 А, а плавкая вставка на ток 80 А. Предохранитель способен отключать ток до 6 кА, что больше 3,2 кА (табл. П. 2.4).

4. Определяется номинальный ток нагревателя теплового реле КК по условию отстройки от номинального тока двигателя:

$$I_{\text{с.расц}} = 1,1 \cdot I_{\text{дв.ном}},$$

$$I_{\text{с.расц}} = 1,1 \cdot 38 = 42 \text{ А}.$$

По каталогу выбирается нагреватель РТ – 2, № 39.

Пример. Для защиты асинхронного двигателя А-62-2 мощностью 20 кВт, работающего от напряжения 380 В, выбрать тип и ус-

тавки автоматического выключателя. Кратность пускового тока равна 5, $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,9$; $\eta_{\text{ном}} = 89 \%$; ток трёхфазного КЗ на зажимах 3200 А; ток однофазного КЗ на зажимах 1040 А.

Решение. Номинальный ток двигателя (см. предыдущий пример) $I_{\text{дв.ном}} = 38 \text{ А}$.

Выбирается автомат с комбинированным расцепителем с уставкой срабатывания от КЗ мгновенного действия (типа токовой отсечки) и с уставкой срабатывания от перегрузки с выдержкой времени, исключающей срабатывание при пуске (тепловой элемент).

Выбираем выключатель на номинальный ток, который больше номинального тока двигателя.

Из табл. П.2.5 выбирается трёхполюсный автоматический выключатель на 380 В с ближайшим большим номинальным током 100 А – ВА51-31. Номинальный ток теплового расцепителя должен быть равен или больше номинального тока двигателя. Из табл. П.2.5 автомат ВА51-31 можно выбрать с номинальным током теплового расцепителя, равным $40 \text{ А} > 38 \text{ А}$. По отключающей способности выключатель подходит, т.к. его предельный ток отключения 6 кА, что больше 3,2 кА. По выражению (3.8) определяется расчётный ток срабатывания отсечки выключателя:

$$I_{\text{с.о.расч}} = 1,8 \cdot 5 \cdot 38 = 342 \text{ А}.$$

Принимается уставка $I_{\text{с.о}} = 10 \cdot I_{\text{ном.расц}}$, где $I_{\text{ном.расц}}$ – выбранный из табл. П.2.5 номинальный ток расцепителя

$$I_{\text{с.о}} = 10 \cdot 40 = 400 \text{ А}.$$

С выбором номинального тока теплового расцепителя автоматически обеспечивается уставка защиты от перегрузок:

$$I_{\text{с.п}} = 1,35 \cdot I_{\text{ном.расц}},$$

$$I_{\text{с.п}} = 1,35 \cdot 40 = 54 \text{ А}.$$

По выражению (3.10) определяется фактическая чувствительность защиты к однофазному КЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1040}{400} = 2,6 > 1,25.$$

Время срабатывания защиты от перегрузки для выключателей с комбинированным расцепителем не регулируется и составляет в зависимости от $I_{\text{ном,расц}}$ от 8 до 20 с, т.е. заведомо больше времени пуска двигателей малой мощности (2÷5 с).

4. ЗАЩИТА АСИНХРОННЫХ И СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Для двигателей напряжением 3, 6, 10 кВ предусматриваются устройства релейной защиты, действующие при многофазных КЗ на выводах и в обмотках статора; перегрузках, вызванных технологическими причинами и затянувшимся пуском; при исчезновении или длительном снижении напряжения. В необходимых случаях может устанавливаться защита от однофазных замыканий на землю. На синхронных двигателях устанавливаются защиты от асинхронного хода.

4.1. Защита от многофазных коротких замыканий

Для защиты двигателей мощностью до 5000 кВт от многофазных КЗ применяется токовая отсечка (ТО). Для двигателей мощностью более 5000 кВт обязательно применение продольной дифференциальной защиты. Эта защита может применяться и для двигателей меньшей мощности (2000 ÷ 5000 кВт), если токовая отсечка не проходит по чувствительности.

Для двигателей мощностью до 2000 кВт наибольшее распространение получила однорелейная схема выполнения на реле РТ-80. Электромагнитный элемент этого реле настраивается как ТО. Индукционный элемент этого реле может обеспечить защиту от перегрузки. Реле РТ-80 имеет мощные контакты, позволяющие коммутировать ток до 150 А. Если чувствительности защиты по однорелейной схеме недостаточно, применяется двухрелейная схема на реле РТ-40.

Первичный ток срабатывания ТО выбирается по условию отстройки от пускового тока двигателя:

$$I_{с.з} = K_n \cdot I_{\text{пуск}}, \quad (4.1)$$

где K_n – коэффициент надежности ($K_n = 1,4 \div 1,5$ для реле РТ-40; $K_n = 1,8 \div 2$ для реле РТ- 80; $K_n = 2 \div 2,5$ для реле прямого действия РТМ).

Ток срабатывания дифференциальной упрощённой защиты с реле РТ-40 определяется по выражению

$$I_{c.з} = (1,5 \div 2) \cdot I_{дв.ном}. \quad (4.2)$$

Чувствительность защит от КЗ двигателей оценивается по току двухфазного КЗ на зажимах двигателя:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кmin}}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 2. \quad (4.3)$$

Вторичный ток определяется по формуле

$$I_{c.p} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}}} I_{c.з}, \quad (4.4)$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, $K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$ при однорелейной схеме (неполный треугольник и реле РТ-80); $K_{\text{сх}} = 1$ при двухрелейной схеме (неполная звезда и реле РТ-40).

4.2. Защита от однофазных коротких замыканий

Замыкание фаза – земля в системах 3÷10 кВ не является коротким замыканием, т.к. нейтраль изолирована, однако защиты нулевой последовательности от замыканий на землю предусматриваются на двигателях мощностью до 2000 кВт в том случае, если ток замыкания $I_3 \geq 10$ А; на двигателях мощностью более 2000 кВт, если $I_3 \geq 5$ А.

Защита выполняется с действием на отключение, как правило, с выдержкой времени с использованием высокочувствительных токовых реле, подключаемых к фильтру токов нулевой последовательности ТАЗ. В качестве ТАЗ применяются кабельные трансформаторы тока типов ТЗ, ТЗЛ, ТЗЛМ, ТЗРЛ, а при большом числе кабелей – трансформаторы типа ТНП с подмагничиванием переменным током.

В качестве токовых реле применяются полупроводниковые реле РТЗ-50, РТЗ-51, ЗЗП-1.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{с.з} = K_n I_c, \quad (4.5)$$

где K_n – коэффициент надежности, определяемый переходной составляющей (броском) ёмкостного тока в момент замыкания. На основании опытных данных для защит без выдержки времени $K_n = 4 \div 5$, для защит с выдержкой времени $K_n = 2 \div 2,5$; I_c – собственный ёмкостной ток двигателя (даётся в паспортных данных двигателя). Для двигателя мощностью $2000 \div 5000$ кВт $I_c = 0,3 \div 0,4$. Если нет паспортных данных, ёмкостной ток можно рассчитать по формуле

$$I_c = 3 \cdot U_\phi \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C, \quad (4.6)$$

где U_ϕ – фазное напряжение, кВ; f – частота сети, 50 Гц; C – ёмкость фазы защищаемого электродвигателя, $\Phi/\text{фазу}$, значение которой можно найти в [5].

Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) не требуется проверка чувствительности защит электродвигателей от однофазных замыканий на землю. Естественно, необходимо, чтобы для двигателей мощностью менее 2000 кВт $I_{с.з}$ должен быть меньше 10А, а для двигателей мощностью более 2000 кВт $I_{с.з}$ должен быть меньше 5А.

4.3. Токовая защита от перегрузки

Защита от перегрузок и асинхронного режима для синхронных двигателей (СД) выполняется в виде максимальной токовой защиты (МТЗ), ток срабатывания которой вычисляется по выражению

$$I_{с.з} = \frac{K_n}{K_b} I_{дв.ном}, \quad (4.7)$$

где K_n – коэффициент надёжности $K_n = 1,05$; K_b – коэффициент возврата контактов токового реле ($K_b = 0,85$).

Выдержка времени защиты должна быть больше времени пуска в $1,5 \div 2$ раза и принимать значения из диапазона $10 \div 20$ с.

4.4. Защита от понижения напряжения

Защита от понижения напряжения устанавливается на менее ответственных двигателях, чтобы облегчить самозапуск более ответственных двигателей. Эта защита устанавливается, если при запуске всей совокупности двигателей на шинах их присоединения напряжение падает более чем на 30 % от номинального, т.е. остаток составляет $U_{\text{ост}} \leq 70 \% U_{\text{ном}}$.

Кроме этого случая, защита минимального напряжения устанавливается на двигателях, самозапуск которых невозможен по технологическим соображениям. Защита выполняется с помощью реле минимального напряжения, которое настраивается на величину

$$U_{c.3} = (0,4 \div 0,7) U_{\text{ном}}. \quad (4.8)$$

Время срабатывания первого типа защит составляет $0,5 \div 1$ с; второго – $9 \div 10$ с.

Пример 1. Разработать защиты одиночного асинхронного двигателя АЗО мощностью 160 кВт, напряжением 10 кВ с кратностью пускового тока $K_{\text{пуск}} = \frac{I_{\text{пуск}}}{I_{\text{дв.ном}}} = 6$, $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$, $\eta_{\text{ном}} \% = 90$.

Время пуска нагруженного двигателя 10 с, коэффициент трансформации установленного трансформатора тока $K_{\text{ТА}} = \frac{30}{5}$; ток КЗ на зажимах двигателя $I_{\text{к}}^{(3)} = 1780$ А, ёмкостный ток замыкания на землю 4 А.

Решение. Поскольку двигатель небольшой мощности, целесообразно однорелейное исполнение защит на реле РТ-80, включённое на разность токов двух фаз (неполный треугольник).

Определим номинальный ток двигателя

$$I_{\text{дв.ном}} = \frac{P_{\text{дв.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot \eta},$$
$$I_{\text{дв.ном}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8 \cdot 0,9} = 13 \text{ А}.$$

Для защиты от многофазных КЗ предусматривается использование электромагнитного элемента РТ-80. Уставка срабатывания ТО:

$$I_{с.з} = K_H \cdot I_{пуск} ,$$

принимается $K_H = 1,9$: $I_{пуск} = 6 \cdot 13 = 78 \text{ А}$,

$$I_{с.з} = 1,9 \cdot 78 = 148 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{30} 148 = 42,7 \text{ А}.$$

Чувствительность отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(2)}}{I_{с.з}} ,$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,86 \cdot 1760}{148,0} = 10,3 > 2 .$$

Для защиты от перегрузки используется индукционная часть реле РТ-80.

Уставка МТЗ от перегрузки определяется по формуле

$$I_{с.з} = \frac{K_H}{K_B} I_{\text{дв.ном}} ,$$

$$I_{с.з} = \frac{1,05}{0,85} 13 = 16 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{30} 16 = 4,6 \text{ А}.$$

Время срабатывания защиты $t_{с.з} = 12 \text{ с}$. Защита нулевой последовательности не устанавливается. Работа одиночного двигателя предполагает возможность его самозапуска, поэтому защита минимального напряжения не нужна. Схема защиты двигателя приведена на рис. 4.1.

Пример 2. Определить типы защит и их уставки для асинхронного двигателя питательного насоса: $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$; $P_{\text{дв.ном}} = 4000 \text{ кВт}$; $K_H = 6,3$; $K_{\text{ТА}} = 600/5$; $\cos\varphi_H = 0,91$; $\eta_{\text{ном}} = 0,96$; ток трёхфазного КЗ на зажимах двигателя $I_{\text{к}}^{(3)} = 13000 \text{ А}$; ток замыкания на землю 11 А , имеется АВР двигателей. Двигатель подсоединён к шинам 6 кВ двумя кабелями.

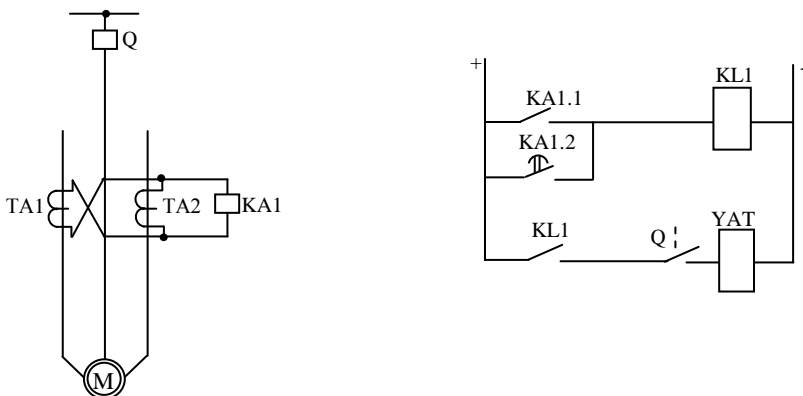


Рис. 4.1. Схемы защиты высоковольтного двигателя на реле РТ-80

Решение. По ПУЭ на двигателях 2000 ÷ 5000 кВт защитой от междуфазных КЗ является ТО без выдержки времени в двухрелейном двухфазном исполнении. При недостаточной чувствительности ТО возможно применение дифференциальной защиты. Кроме этой защиты, необходима защита от перегрузки на случай длительного самозапуска и защита от замыкания на землю (ток замыкания на землю больше 5 А). При этом вторичные обмотки трансформаторов нулевой последовательности, стоящих на каждом кабеле, нужно соединить последовательно для повышения чувствительности МТЗ₀.

Поскольку предусматривается АВР двигателя, при длительном исчезновении напряжения необходимо двигатель отключать для включения резервного, т.е. необходима защита от понижения напряжения.

Защита от междуфазных КЗ

Первичный ток срабатывания ТО на реле РТ-40:

$$I_{с.з} = K_n \cdot K_p \cdot I_{дв.ном.}$$

$$I_{дв.ном} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,91 \cdot 0,96} = 440 \text{ А,}$$

$$I_{с.з} = 1,4 \cdot 6,3 \cdot 440 = 3880 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{1 \cdot 5}{600} 3880 = 32,3 \text{ А.}$$

Выбираем реле РТ-40/50 с пределом настройки $12,5 \div 50 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,86 \cdot 13000}{3880} = 2,9 > 2.$$

У рассматриваемой защиты чувствительность удовлетворительна, следовательно, ТО можно оставить как основную защиту от межфазных КЗ.

Защита от перегрузки. Защита устанавливается в одной фазе, при этом желательно в другой группе трансформаторов тока, чем для ТО. Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{н}} I_{\text{дв.ном}}}{K_{\text{в}}},$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,1}{0,85} 440 = 570 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{1 \cdot 5}{600} 570 = 4,75 \text{ А.}$$

Выбираем реле РТ-40/10 и реле времени с возможностью настройки до 20 с, учитывая возможную длительность самозапуска тяжёлого двигателя ($10 \div 12 \text{ с}$).

Защиту от замыкания на землю осуществляем от кабельных трансформаторов нулевой последовательности (ТЗ, ТЗЛ, ТЗЛМ) посредством полупроводникового реле высокой чувствительности РТЗ-50. Кроме этого реле, на случай двойного КЗ в эту же цепь необходимо установить второе, более грубое реле, чувствительность которого по первичному току $100 \div 200 \text{ А}$, например, РТ-40/2. Первичный ток срабатывания защиты от замыкания на землю:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{бр}} \cdot I_{\text{с}},$$

где $K_n = 1,2 \div 1,3$; $K_{бр} = 4 \div 5$ при $t_{с.з} = 0$; $K_{бр} = 1,5 \div 2$ при $t_{с.з} = 1 \div 2$ с; I_c – собственный ёмкостной ток замыкания на землю двигателя.

Поскольку для двигателей 2000 ÷ 5000 собственный ёмкостной ток $I_c = 0,3 \div 0,4$ А, то

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 5 \cdot 0,4 = 2,4 \text{ А},$$

т.е. всегда меньше 5А, а в случае, использованном в примере, $2,4 \ll 11 \text{ А}$, поэтому проверять МТЗ₀ на чувствительность другим способом нет необходимости.

Защита от потери питания в примере необходима для надёжного пуска АВР электродвигателя, т.к. двигатель обеспечивает работу очень ответственного механизма. Защита обеспечивается реле напряжения минимального действия с первичной уставкой 40 ÷ 50 % от номинального напряжения и выдержкой времени 9 ÷ 10 с.

$$U_{с.з} = (0,4 \div 0,5) \cdot U_{ном},$$

$$U_{с.з} = 0,45 \cdot 6 = 2,7 \text{ кВ}.$$

Напряжение срабатывания реле: $U_{с.р} = \frac{U_{с.з}}{K_{TV}}$,

$$U_{с.р} = \frac{2,7 \cdot 100}{6000} = 45 \text{ В}.$$

Выбираем реле минимального напряжения РН–54/110 с диапазоном уставок 40 ÷ 160 В.

Оперативные цепи двигателя питаются выпрямленным током от блоков, подсоединяемых к трансформаторам напряжения, и собственных нужд. Надёжность работы блоков при падении напряжения в сети обеспечивается наличием накопителей энергии – конденсаторов, обеспечивающих энергию для работы аппаратуры и отключения выключателей. Однако при наличии большой выдержки времени для отключения двигателя при исчезновении напряжения (9 ÷ 10 с), как правило, предусматривается дополнительная батарея конденсаторов (рис. 4.2).

При исчезновении напряжения, что фиксируется тремя реле напряжения КV, замыкаются их контакты КV1, КV2, КV3 и с выдержкой времени (реле КТЗ) срабатывает промежуточное реле КL2. Его контакты КL2.1 и КL2.2 подключают батарею конденсатора С к соленоиду отключения УАТ. Импульс тока при разрядке конденсатора С на катушку УАТ надёжно отключает выключатель

Q независимо от состояния основного источника оперативного тока.

В настоящее время разработаны и начали широко использоваться для асинхронных и синхронных двигателей 6–10 кВ микропроцессорные терминалы защиты и автоматики SPAC 802-01, поставляемые предприятием АББ, терминалы ТЭМП 2501-4х исследовательского центра «Бреслер» и др.

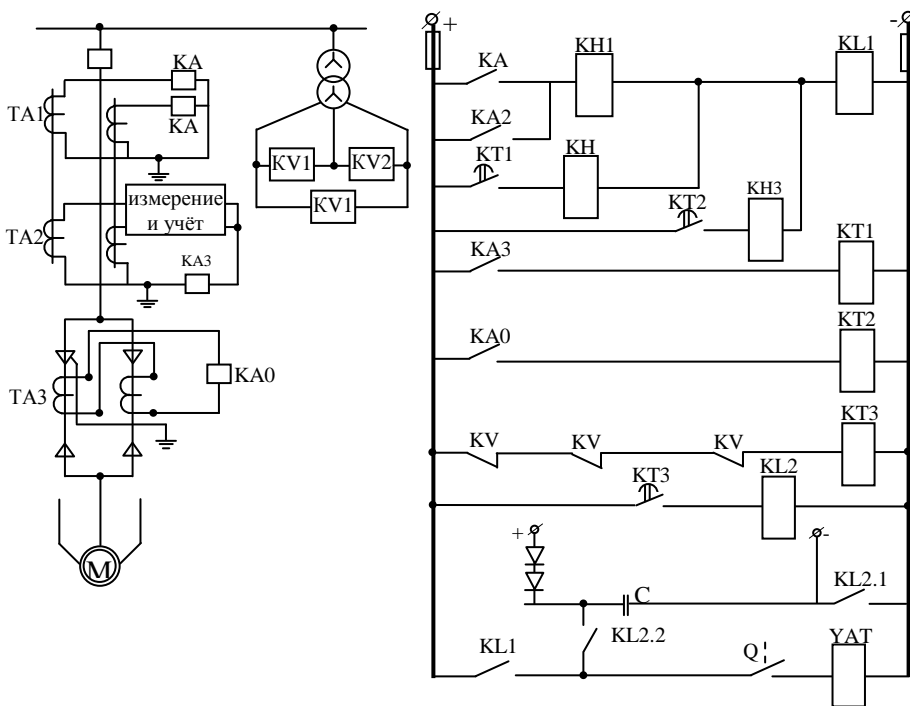


Рис. 4.2. Схема защит АД мощностью 2000÷5000 кВт

Микропроцессорные терминалы предназначены для выполнения необходимых функций по защите, автоматике, управлению и сигнализации двигателей напряжением 6–10 кВ.

Устройство SPAC-802-01, например, выполняет функции следующих защит:

- от междуфазных КЗ – первая ступень (ТО);
- пускового режима – вторая ступень (МТЗ);
- тепловой перегрузки – третья ступень;
- замыкания на землю;

- несимметричных режимов;
- потери нагрузки.

Терминал SPAC-802-02 используется в качестве первых двух ступеней продольной дифференциальной защиты. Эти терминалы рекомендуются и для синхронных двигателей.

5. ЗАЩИТА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК (КУ)

Согласно ПУЭ для конденсаторных установок напряжением 6÷10 кВ предусматриваются: защиты от многофазных КЗ; защиты от перегрузки токами высокой частоты, если в непосредственной близости имеются мощные выпрямительные или сварочные установки; защиты от повышения напряжения.

5.1. Защита от многофазных КЗ

Защита от многофазных КЗ осуществляется плавкими предохранителями или токовой отсечкой в двухрелейном исполнении. Номинальный ток плавкой вставки и ток срабатывания ТО вычисляются с учётом отстройки от токов включения КУ и толчков тока при изменении напряжения по выражениям

$$I_{с.з} = I_{вст.ном} = (2 \div 2,5)I_{КУном}, \quad (5.1)$$

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх}}{K_{ТА}} I_{с.з}, \quad (5.2)$$

где $I_{вст.ном}$ – номинальный ток плавкой вставки; $I_{КУном}$ – номинальный ток КУ.

Чувствительность оценивается обычным способом: по току двухфазного КЗ $I_{к}^{(2)}$ на входных зажимах КУ. На батареях, собранных по схеме с несколькими секциями, должна применяться защита каждой секции от токов КЗ независимо от защиты КУ в целом. В этом случае ток плавкой вставки предохранителя для каждой секции определяется по формуле

$$I_{вст.ном} = 1,6 \frac{Q_{ном}}{U_{ном}}, \quad (5.3)$$

где $Q_{ном}$ – номинальная мощность секции КУ, кВар; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

5.2. Защита от перегрузки

Защита от перегрузки работает на отключение и в связи с возможностью несимметрии выполняется тремя реле тока. Ток срабатывания защиты определяется по выражению

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot I_{КУном}, \quad (5.4)$$

Выдержка времени срабатывания принимается равной $t_{c.3} = 9$ с.

5.3. Защита от повышения напряжения

Защита от повышения напряжения выполняется с одним реле напряжения и реле времени. Напряжение срабатывания защиты определяется по выражению

$$U_{c.3} = 1,1 \cdot U_{ном}, \quad (5.5)$$

Выдержка времени срабатывания принимается $t_{c.3} = 3 \div 5$ мин.

Если КУ спроектирована с учётом максимально возможного напряжения сети, защиту максимального напряжения можно не устанавливать.

Пример. Разработать защиту конденсаторной установки УК-6,3-900-ЛУЗ (УК – установка конденсаторная, напряжением 6,3 кВ, мощностью 900 кВар); ток трёхфазного КЗ на зажимах КУ-1760 А.

Решение. Конденсаторы секций данной установки имеют встроенную индивидуальную защиту предохранителями, поэтому предусматриваем только общую защиту от КЗ типа ТО, от перегрузки – типа МТЗ и защиту максимального напряжения.

Ток срабатывания ТО:

$$I_{c.3} = 2I_{КУном},$$

$$I_{КУном} = \frac{Q_{КУном}}{\sqrt{3}U_c},$$

$$I_{КУном} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 83 \text{ А},$$

$$I_{c.3} = 2 \cdot 83 = 166 \text{ А},$$

$$K_{ч} = \frac{0,86 \cdot 1760}{166} = 9,12 > 2.$$

Защита выполняется с питанием от источника переменного оперативного типа. Установлены трансформаторы тока с коэффициентами трансформации $K_{ТА} = \frac{100}{5}$, реле тока РТ-40 подключены по схеме неполной звезды в двухрелейном варианте, тогда

$$I_{с.р} = \frac{1 \cdot 5}{100} 166 = 8,3 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/10.

Защита от перегрузки осуществляется тремя токовыми реле РТ-40 с током срабатывания:

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot I_{КУНОМ},$$

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 83 = 108 \text{ А,}$$

$$I_{с.р} = \frac{1 \cdot 5}{100} 108 = 5,4 \text{ А (реле РТ-40/10).}$$

Защита максимального напряжения осуществляется одним реле напряжения с настройкой:

$$U_{с.з} = 1,1 \cdot U_{НОМ},$$

$$U_{с.з} = 1,1 \cdot 6300 = 6940 \text{ В.}$$

Если $K_{ТВ} = \frac{6000}{100},$

то $U_{с.р} = \frac{6940 \cdot 100}{6000} = 116 \text{ В.}$

Время срабатывания защиты $t_{с.з} = 4$ мин.

Пример схемы защиты конденсаторной установки приведен на рис. 5.1.

6. ЗАЩИТА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Наиболее широкое распространение в промышленности получили полупроводниковые агрегаты. Преобразовательный агрегат состоит из трансформатора, вентиля и устройств собственных нужд. В процессе эксплуатации преобразовательных устройств возможны повреждения и ненормальные режимы. К повреждению

ям относятся короткие замыкания в трансформаторе и системе переменного тока, а также короткие замыкания, пробой вентилях на стороне выпрямленного тока.

Ненормальные режимы связаны в основном с перегрузками. Трансформатор преобразовательного агрегата оборудуется видами защит, рассмотренными ниже.

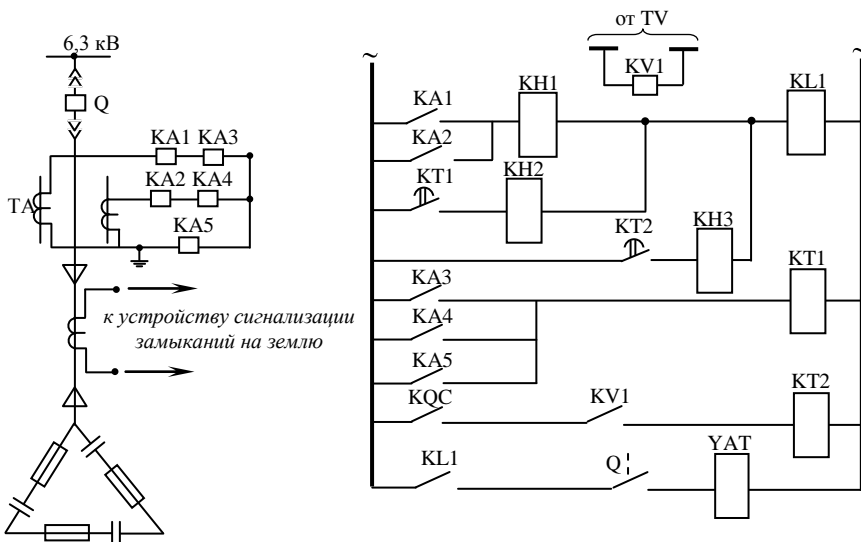


Рис. 5.1. Схема защиты конденсаторной установки с кабельной линией

6.1. Токовая отсечка

Токовая отсечка (ТО), которая предназначена для защит от КЗ в трансформаторе и частично от КЗ в преобразователе, отстраивается от бросков тока намагничивания при включении трансформатора и от возможных толчков тока нагрузки.

Как показали исследования, для такой отстройки достаточно, если применяются реле РТ-40, чтобы

$$I_{с.з} = (3 \div 4) \cdot I_{т.ном}, \tag{6.1}$$

где $I_{т.ном}$ – номинальный ток трансформатора.

Отсечка проверяется на чувствительность к току двухфазного КЗ на стороне низкого напряжения трансформатора:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кmin}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5. \quad (6.2)$$

При недостаточной чувствительности ТО на реле РТ-40 вместо них рекомендуется использовать РНТ-565 с улучшенной отстройкой от бросков тока намагничивания. В этом случае

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot I_{\text{т.ном}}. \quad (6.3)$$

6.2. Газовая защита

Газовой защитой от внутренних повреждений в трансформаторе, которая при слабом газообразовании и понижении уровня масла действует на сигнал, а при бурном газообразовании – на отключение агрегата, оборудуются маслонеполненные трансформаторы. Газовая защита устанавливается на трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и более, а для цеховых преобразователей на трансформаторах 400 кВ·А и более.

6.3. Защита от перегрузки

Защитой от перегрузки оборудуются трансформаторы при условии отсутствия такой защиты на вентилях. Выдержка времени зависит от перегрузочной способности вентиля:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{в.ном}}, \quad (6.4)$$

где коэффициент надёжности $K_{\text{н}} = 1,1$; коэффициент возврата контактов токового реле $K_{\text{в}} = 0,85$; $I_{\text{в.ном}}$ – номинальный ток выпрямителя, приведённый к первичному напряжению трансформатора. Соотношение между $I_{\text{т.ном}}$ и $I_{\text{в.ном}}$ зависит от схемы выпрямления.

В данной работе можно считать, что $I_{\text{в.ном}} = \frac{I_{\text{т.ном}}}{0,82}$.

6.4. Защита от повышения давления в баке

Осуществляется реле давления и применяется только в герметизированных трансформаторах без расширителей.

7. ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПЛАВИЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОПЕЧЕЙ

Достаточно распространёнными объектами электроснабжения являются электротермические установки. Особое место занимают такие мощные потребители, как плавильные металлургические печи. Различают три основные категории печей: дуговые сталеплавильные (ДСП), рудно-термические (РТП), индукционные плавильные (ИПП). Работа печей, особенно дуговых, сопровождается резкими изменениями тока, потребляемой мощности, генерированием высших гармоник.

Всё это не позволяет подключать эти нагрузки к общим шинам. Питание их осуществляется через специальные трансформаторы, подключенные отдельно для каждой установки.

Особенностями работы этих трансформаторов являются большие токи вторичных цепей (до 25 кА), необходимость более широкого регулирования напряжения, возможность переключения схем первичных обмоток с треугольника на звезду. В ряде случаев для ограничения токов эксплуатационных КЗ последовательно с трансформатором включаются реакторы.

7.1. Защиты от токов короткого замыкания

Для защиты от токов КЗ применяются токовые защиты мгновенного действия типа ТО. Ток срабатывания этих защит отстраивается от токов эксплуатационных КЗ и бросков токов намагничивания при включении трансформатора.

Защита устанавливается со стороны питания трансформатора и имеет двухфазное или трёхфазное релейное исполнение:

$$I_{с.з} = K_n \cdot I_{Т.ном}, \quad (7.1)$$

где $K_n = 3 \div 4,5$ для ДСП; $K_n = 2 \div 3$ для РТП и ИПП.

Чувствительность оценивается по току двухфазного КЗ на зажимах вторичной обмотки:

$$K_{ч} = \frac{I_{к\min}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 1,5. \quad (7.2)$$

Если чувствительность недостаточна, рекомендуется вместо реле РТ-40 применить реле РНТ-565. В этом случае $K_n = 1,3 \div 1,5$.

Несмотря на большую мощность печных трансформаторов, дифференциальную защиту применяют редко, только в тех случаях, когда есть подходящие трансформаторы тока на стороне низкого напряжения.

7.2. Защита от перегрузки трансформатора

Защита от перегрузки трансформатора осуществляется с помощью реле РТ-40 или РТ-80, которые устанавливаются со стороны низкого напряжения, если там есть трансформаторы тока. Если нет, со стороны высокого напряжения, учитывая возможность несимметричной нагрузки по фазам, защиту выполняют трёхфазной, трёхрелейной. Ток срабатывания защиты определяют следующим образом:

$$I_{с.з} = (1,4 \div 1,5) \cdot I_{т.ном}. \quad (7.3)$$

Выдержка времени срабатывания принимается $t_{с.з} = 10$ с.

7.3. Газовая защита

Устанавливается на всех печных трансформаторах независимо от мощности.

7.4. Защита от замыканий на землю

Защита от замыканий на землю выполняется по мере необходимости и работает, как правило, на сигнал, осуществляется и рассчитывается, так же, как и для сетей $6 \div 35$ кВ. В курсовом проекте эту защиту можно не рассматривать.

8. ЗАЩИТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ БОЛЕЕ 6300 КВА

Согласно ПУЭ для двухобмоточных трансформаторов с соединением обмоток Y/Δ-11 мощностью более 6300 кВ·А рекомендуются к установке следующие виды защит:

- продольная дифференциальная защита на электромеханических реле ДЗТ-11 или полупроводниковых реле ДЗТ-21;
- газовая защита;
- максимальная токовая защита от сверхтоков;
- максимальная токовая защита от перегрузок;
- токовая защита нулевой последовательности (для двухобмоточных понижающих трансформаторов и трёхобмоточных с односторонним питанием может не устанавливаться).

В настоящее время комплексы электромеханических защит заменяются микропроцессорными комплексами, содержащими аналогичные защиты, но более надёжные и обладающие более широкими возможностями и повышенной чувствительностью.

Ниже изложена методика расчета комплекса защит силового двухобмоточного трансформатора на электромеханических реле и методика расчета комплекса микропроцессорной защиты.

8.1. Комплекс защит силового двухобмоточного трансформатора на электромеханических элементах

Для защиты силовых трансформаторов мощностью свыше 6300 кВ·А наибольшее распространение получили дифференциальная защита на реле ДЗТ-11, максимальная токовая защита (МТЗ) от сверхтоков, МТЗ от перегрузки, газовая защита. На повышающих трансформаторах, автотрансформаторах и трёхобмоточных трансформаторах с двухсторонним питанием устанавливается максимальная токовая защита от замыкания на землю (МТЗ₀). Ниже рассматривается методика расчёта защиты на примере двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низкого напряжения типа ТРДН 40000/110. Трансформатор имеет встроенное регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали высшего напряжения (ВН) в пределах $\pm 16\%$ от номинального. Питание

трансформатора одностороннее со стороны обмотки ВН. Номинальное напряжение на обмотке низкого напряжения (НН) – 6,3 кВ.

Особенности расчёта аналогичных защит трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов приводятся в литературе [3, 4].

8.1.1. Расчетные схемы

Исходные схемы силовых цепей и схемы замещения приведены на рис. 8.1. На рис. 8.1, а показана схема силовых и измерительных цепей. На общей схеме замещения (рис. 8.1, б) напряжение питающей системы и сопротивления трансформатора указаны для крайних реально возможных отклонений регулятора в сторону уменьшения и увеличения (в скобках) напряжения регулируемой обмотки; сопротивления системы указаны для максимального и минимального (в скобках) режимов работы. Все значения сопротивлений записаны в именованных единицах, приведенных к стороне ВН.

Максимально возможный ток внешнего КЗ, проходящий через защищаемый трансформатор (Т), определяется при трёхфазном КЗ на шинах 6,3 кВ на основании схемы замещения (рис. 8.1, в). При этом полагают, что РПН находится в крайнем положении, соответствующем

$$U_{(-po)} = 115 - 115 \cdot 0,16 = 96,6 \text{ кВ.}$$

Тогда сопротивление трансформатора будет определяться как

$$X_T = \frac{9,59 \% \cdot 96,6^2}{100 \cdot 40} \cdot 2 = 44,75 \text{ Ом}$$

(умножение на 2 предполагает учёт сопротивления только одной из двух параллельных ветвей, отображенных на схеме замещения трансформаторов с расщеплённой вторичной обмоткой). Ток внешнего трёхфазного КЗ согласно схеме замещения будет равен

$$I_{\text{кmax}}^3 = \frac{115}{\sqrt{3}(44,75 + 7,2)} = 1280 \text{ А.}$$

Минимально возможный ток внешнего КЗ, проходящий через защищаемый Т, соответствует двухфазному КЗ на шинах 6,3 кВ

и определяется на основании схемы замещения (рис. 8.1, з). При этом полагают, что РПН, находясь в другом крайнем положении, соответствует максимально допустимому напряжению 126 кВ. Тогда сопротивление трансформатора будет следующим:

$$X_T = \frac{11,46 \% \cdot 126^2}{100 \cdot 40} \cdot 2 = 91 \text{ Ом.}$$

Ток двухфазного КЗ будет равен

$$I_{\text{к min}}^{(2)} = \frac{0,86 \cdot 115}{\sqrt{3}(91+10)} = 565 \text{ А.}$$

8.1.2. Расчет параметров дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11

1. Определение первичных токов для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующих его номинальной мощности

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (8.1)$$

где $I_{\text{ном}}$ – первичный номинальный ток трансформатора; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность защищаемого трансформатора; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение на высокой или низкой сторонах.

Ток на стороне ВН (110 кВ):

$$I_{\text{ном(ВН)}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А.}$$

Ток на стороне НН (6,3 кВ):

$$I_{\text{ном(НН)}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3670 \text{ А.}$$

2. Выбор трансформаторов тока и расчет коэффициентов трансформации

В соответствии со схемами соединения обмоток защищаемого силового T выбираются схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока (ТА). Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ , вторичные обмотки ТА на стороне ВН соединяются в треугольник (Δ), а на стороне

НН – в неполную звезду (Y). При этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле ДЗТ-11.

Расчётные коэффициенты трансформации ТА определяются по формуле

$$K_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{ном}} K_{\text{сх}}}{I_{\text{номТА}}}, \quad (8.2)$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы ($K_{\text{сх}} = 1$ для схемы соединения обмоток ТА в Y; $K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$ для схемы соединения обмоток ТА в Δ); $I_{\text{номТА}}$ – номинальный вторичный ток ТА, равный 5А.

Тогда на стороне ВН (110кВ) коэффициент трансформации ТА

$$K_{\text{ТАрасч}\Delta} = \frac{201 \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{360}{5}.$$

Округляя до стандартного значения, можно выбрать ТА с $K_{\text{ТА}\Delta} = \frac{400}{5}$.

На стороне НН (6,3 кВ)

$$K_{\text{ТАрасчY}} = \frac{3670}{5}.$$

Учитывая, что в нормальном режиме ток в каждой расщеплённой обмотке в два раза меньше, можно взять ТА с коэффициентом $K_{\text{ТАY}} = \frac{3000}{5}$.

3. Расчет вторичных токов в плечах защиты

Расчёт производится по формуле

$$I_{\text{в.ном}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}}}. \quad (8.3)$$

Ток на стороне ВН, где обмотки ТА соединены в Δ

$$I_{\text{в}\Delta\text{ном}} = \frac{201 \cdot \sqrt{3}}{400 / 5} = 4,35 \text{ А.}$$

Ток на стороне НН, где обмотки соединены в Y

$$I_{\text{в}\Delta\text{ном}} = \frac{3670}{3000 / 5} = 6,12 \text{ А.}$$

Результаты расчётов этих параметров помещены в табл. 8.1.

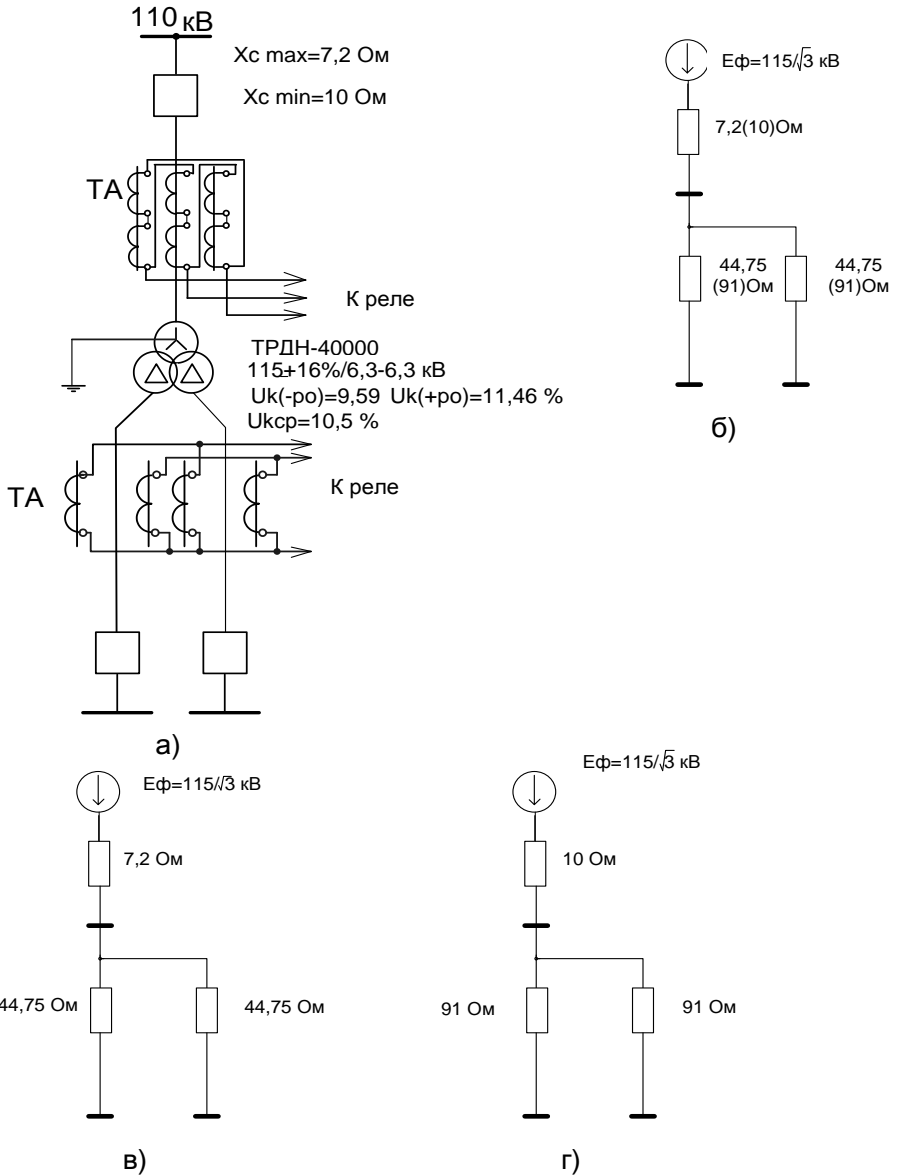


Рис. 8.1. Схема силовых цепей и схемы замещения

Таблица 8.1

Результаты расчета параметров

Параметры	Обозначение и метод определения	Числовые значения на сторонах	
		110 кВ	6,3 кВ
Максимальное значение тока в обмотках Т при внешнем трехфазном КЗ (max режим), А	$I_{к\max}^3$	1280	–
Минимальное значение тока в обмотках Т при внешнем двухфазном КЗ (min режим), А	$I_{к\min}^{(2)}$	565	–
Первичный ток на сторонах защищаемого Т, соответствующий номинальной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	201	3670
Схема соединения вторичных обмоток ТА	–	Δ	Y
Коэффициент схемы включения реле защиты	$K_{сх}$	$\sqrt{3}$	1
Расчетный коэффициент трансформации ТА	$K_{ТАрасч} = \frac{I_{ном} K_{сх}}{I_{номТА}}$	$\frac{360}{5}$	$\frac{3670}{5}$
Принятый коэффициент трансформации ТА	$K_{ТА}$	$\frac{400}{5}$	$\frac{3000}{5}$
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности Т, А	$I_{в.ном} = \frac{I_{ном} K_{сх}}{K_{ТА}}$	4,35	6,12

4. Определение тока срабатывания реле для основной стороны

Выбирается сторона, к трансформаторам тока которой следует подключать тормозную обмотку реле ДЗТ-11. Для двухобмоточных понижающих трансформаторов, в том числе и с расщеплённой обмоткой, это сторона низкого напряжения (ведомая сторона). В случае расщеплённой обмотки тормозная обмотка включается на сумму токов обеих секций. Для трёхобмоточных трансформаторов тормозную обмотку, как правило, следует включать в плечи среднего и низкого напряжения.

Использование тормозной обмотки даёт возможность не отстраивать защиту от токов небаланса при таких внешних коротких замыканиях, когда имеется торможение (КЗ за той обмоткой, в плечах ТА которой включена тормозная обмотка), т.к. недейст-

вие защиты при этом обеспечивается торможением. В двухобмоточных трансформаторах эффект торможения появляется при любом внешнем КЗ и минимальное значение тока срабатывания определяется только из условия отстройки от броска намагничивающего тока:

$$I_{c.з.min} = K_n \cdot I_{ном}, \quad (8.4)$$

где $K_n = 1,2 \div 1,5$ [3]; $I_{ном}$ – номинальный ток Т на стороне ВН.

Тогда для рассматриваемого примера, принимая $K = 1,25$, получим

$$I_{c.з.min} = 1,25 \cdot 201 = 251 \text{ А.}$$

Плечо ТА с большим вторичным током принимается за основное и подключается к рабочей обмотке реле. В рассматриваемом примере таким является плечо на стороне НН.

Ток срабатывания реле для основной стороны определяется выражением

$$I_{c.p.осн} = \frac{I_{c.з.min} K_{сх} K_T}{K_{ТА}}, \quad (8.5)$$

где $K_{сх} = 1$ (ТА на стороне НН соединены в У); $K_T = \frac{115}{6,3}$ – коэффициент трансформации силового трансформатора; $K_{ТА}$ – коэффициент трансформации ТА основной стороны.

$$\text{Тогда } I_{c.p.осн} = \frac{251 \cdot 1 \cdot 115}{3000 / 5 \cdot 6,3} = 7,65 \text{ А.}$$

5. Определение необходимого числа витков обмоток насыщающегося трансформатора реле ДЗТ-11

Расчётное число витков рабочих обмоток насыщающегося трансформатора (НТТ) для основной стороны определяется из выражения

$$W_{осн.р} = \frac{F_{c.p}}{I_{c.p.осн}}, \quad (8.6)$$

где $F_{c.p} = 100$ – магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле ДЗТ-11.

Для рассматриваемого примера имеем

$$W_{осн.р} = \frac{100}{7,65} = 13,1.$$

Округляя, обязательно в меньшую сторону, примем $W_p = 13$ витков, тогда ток срабатывания защиты, соответствующий принятому числу витков и приведённый к стороне 110 кВ, можно определить по формуле

$$I_{с.з} = \frac{F_{с.р} K_{ТА}}{K_{сх} K_T W_p}, \quad (8.7)$$

где $K_{сх} = 1$; $K_T = \frac{115}{6,3}$; $K_{ТА} = K_{ТАУ} = \frac{3000}{5}$.

Для рассматриваемого примера получим

$$I_{с.з} = \frac{100 \cdot 3000 \cdot 6,3}{1 \cdot 5 \cdot 115 \cdot 13} = 258 \text{ А.}$$

Реальный ток срабатывания защиты должен быть больше минимального ($258 > 250$).

Определяется расчётное число витков НТТ реле для неосновной стороны трансформатора (110 кВ). Так как на стороне ВН ток в плече меньше, необходимо применить уравнивательные обмотки, чтобы соблюдался баланс магнитных потоков:

$$I_{в.дном} \cdot (W_p + W_{ур}) = W_p \cdot I_{в.уном}. \quad (8.8)$$

Из выражения (8.8) имеем

$$W_p + W_{ур} = W_p \frac{I_{в.уном.}}{I_{в.дном.}}, \quad (8.9)$$

где $I_{в.уном.} = 6,12 \text{ А}$ – ток основного плеча (табл. 8.1); $I_{в.дном.} = 4,35 \text{ А}$ – ток неосновного плеча (табл. 8.1).

Тогда для рассматриваемого примера получим

$$W_p + W_{ур} = 13 \cdot \frac{6,12}{4,35} = 18,4 \text{ витка.}$$

Полученное число витков округляется до ближайшего значения, т.е. до 18. Таким образом, в неосновное плечо необходимо поставить дополнительно $18 - 13 = 5$ витков уравнивательной обмотки.

Чтобы вычислить необходимое число витков тормозной обмотки, нужно определить максимальный первичный ток небаланса при трёхфазном КЗ на стороне НН трансформатора, приведённый к расчётной стороне (110 кВ).

Ток небаланса определяется по формуле [2,3]

$$I_{\text{нб.расч max}} = \left(K_a K_{\text{одн}} \varepsilon + \frac{\Delta U \%}{100} + \left| \frac{W_{\text{расч}} - W}{W_{\text{расч}}} \right| \right) I_{\text{к max}}^{(3)}, \quad (8.10)$$

где K_a – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую в токе КЗ, для реле с НТТ его рекомендуется брать равным 1; $K_{\text{одн}}$ – коэффициент, учитывающий однотипность ТА, обычно берётся в защитах силовых трансформаторов равным 1; $\varepsilon = 0,1$ – относительная величина полной погрешности ТА; $\Delta U \%$ – значение в % половины суммарного диапазона регулирования напряжения Т; $W_{\text{расч}} = W_P + W_{\text{ур}}$ – расчётное число витков обмоток НТТ на неосновной стороне; W – принятое значение количества витков; $I_{\text{к max}}^{(3)}$ – максимальное значение тока внешнего КЗ.

Для рассматриваемого примера

$$I_{\text{нб.расч max}} = \left(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \frac{16\%}{100} + \left| \frac{18,4 - 18}{18,4} \right| \right) \cdot 1280 = 352 \text{ А.}$$

Расчётное число витков тормозной обмотки определяется из выражения

$$W_{\text{т.расч}} = \frac{K_{\text{отс}} I_{\text{нб.расч max}} W}{\text{tg } \alpha \cdot I_T}, \quad (8.11)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки, учитывающий неточность настройки; W – число витков обмотки НТТ на стороне, в плечо которой включена тормозная обмотка. При этом учитывается принятое число витков, если рассматриваемая сторона является основной, и расчётное число витков, если рассматриваемая сторона является неосновной. В рассматриваемом примере тормозная обмотка включается в плечо трансформаторов тока на стороне 6,3 кВ. Эта сторона, согласно предыдущим рассуждениям, рассматривалась как основная, т.е. для неё принятое число витков рабочих обмоток НТТ составляет 13 витков; $\text{tg } \alpha$ – тангенс угла наклона касательной, определяющей крутизну тормозной характеристики. Для реле ДЗТ-11 этот коэффициент можно считать равным 0,75 [3]; I_T – первичный тормозной ток, определяемый при внешнем

трёхфазном КЗ. Для рассматриваемого примера $I_T = I_{к\max}^{(3)} = 1280$ А, тогда получим

$$W_{т.расч} = \frac{1,5 \cdot 352 \cdot 13}{0,75 \cdot 1280} = 7,2 \text{ витка.}$$

Здесь округление рекомендуется в большую сторону. В тормозной обмотке ДЗТ-11 можно принять $W_T = 9$ витков.

Результаты расчетов параметров по пп. 4 и 5 сведены в табл. 8.2.

Таблица 8.2
Результаты расчёта параметров НТТ реле ДЗТ-11

Параметры	Обозначения и метод определения	Числовые значения
Ток срабатывания защиты, А	$I_{с.з\min} = KI_{ном}$	$1,25 \cdot 201 = 251$
Ток срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{с.р.осн} = \frac{I_{с.з\min} K_{сх} K_T}{K_{ТА}}$	$\frac{251 \cdot 1,115}{3000/5 \cdot 6,3} = 7,65$
Число витков обмотки НТТ для основной стороны: – расчетное – принятое	$W_{осн.р} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р.осн}}$, W_p	$\frac{100}{7,65} = 13,1$ 13 витков
Реальный ток срабатывания защиты, А	$I_{с.з} = \frac{F_{с.р} K_{ТА}}{K_{сх} K_T W_p}$	$\frac{100 \cdot 3000 \cdot 6,3}{1,5 \cdot 115 \cdot 13} = 258$
Число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны: – расчетное – принятое	$W_p + W_{ур} = W_p \frac{I_{вУном.}}{I_{вΔном.}}$	$13 \cdot \frac{6,12}{4,35} = 18,4$ 18
Число витков уравнильной обмотки НТТ	$W_{ур} = (W_p + W_{ур}) - W_p$	$18 - 13 = 5$
Максимальный расчетный ток небаланса, А	$I_{нб.расч\max} = (K_{п} K_{одн} \varepsilon + \frac{\Delta U \%}{100} + \left \frac{W_{расч} - W}{W_{расч}} \right) \cdot I_{к\max}^{(3)}$	352
Число витков тормозной обмотки: – расчетное – принятое	$W_{т.расч} = \frac{K_{отс} I_{нб.расч\max} W}{\operatorname{tg} \alpha \cdot I_T}$, W_T	7,2 9

6. Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Проверка чувствительности осуществляется при минимальном токе внутреннего КЗ. В качестве такого КЗ можно принять случай двухфазного замыкания на зажимах НН в минимальном режиме работы системы:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кmin}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (8.12)$$

где $K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности защиты; $I_{\text{кmin}}^{(2)}$ – минимальное значение тока, протекающего через защиту при двухфазном КЗ на зажимах вторичной обмотки Т, приведённого к расчётной стороне (110 кВ), рис. 8.1, з; $I_{\text{с.з}}$ – реальный ток срабатывания защиты, приведённый к расчётной стороне (110 кВ).

В рассматриваемом примере $K_{\text{ч}} = \frac{565}{258} = 2,18$.

По [3, 4] коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты трансформатора не должен быть менее двух. Таким образом, защита в рассматриваемом примере удовлетворяет требованиям чувствительности.

Другая основная защита силового трансформатора ГПП газовая, которая идёт готовым комплектом, устанавливается в патрубке расширителя и не требует каких-либо расчётов. Одна пара контактов этой защиты работает на сигнал, другая пара – на отключение трансформатора.

8.1.3. Расчет уставок вспомогательных защит трансформатора

Для силового понижающего трансформатора по ПУЭ необходимо установить МТЗ от сверхтоков при внешних КЗ и МТЗ от перегрузки.

МТЗ от внешних коротких замыканий служат резервными защитами и от внутренних повреждений, поэтому на двухобмоточных трансформаторах они устанавливаются с питающей стороны. На трёхобмоточных и на трансформаторах с расщеплёнными вторичными обмотками МТЗ от сверхтоков устанавливаются на обмотках со всех сторон.

Защиты от перегрузок типа МТЗ устанавливаются для двухобмоточных трансформаторов с расщеплёнными вторичными обмотками со стороны низкого напряжения.

МТЗ от сверхтоков имеют выдержки времени на ступень ($\Delta t = 0,5 \div 0,6$ с) больше, чем защиты присоединений или шин, питаемых трансформатором. Для МТЗ от перегрузки выдержки времени на ступень больше защит от сверхтоков.

Ток срабатывания МТЗ от сверхтоков определяется по формуле [3]:

$$I_{c.з} = \frac{K_{отс} K_{зап}}{K_B} I_{раб\ max}, \quad (8.13)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий неточности настройки и расчётов ($K_{отс} = 1,2$); $K_{зап} = 2 \div 3$ – коэффициент, учитывающий самозапуск двигателей в нагрузке трансформатора ($K_{зап} = 2 \div 3$); K_B – коэффициент возврата контактов токового реле ($K_B = 0,8$); $I_{раб\ max}$ – максимальный рабочий ток обмотки, где установлена защита.

Рабочий максимальный ток следует брать с учётом аварийного отключения параллельно работающего трансформатора.

Для рассматриваемого примера МТЗ от сверхтоков устанавливаются на всех обмотках трансформатора и отстраиваются от тока $I_{раб\ max} = I_{ном}$, т.к. трансформатор работает обособленно:

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 201 = 710 \text{ А.}$$

Выдержка времени МТЗ, стоящей на стороне ВН, на ступень выше выдержки времени МТЗ, стоящих на обмотках НН. Чувствительность МТЗ от сверхтоков оценивается при металлическом двухфазном КЗ на шинах низкого напряжения трансформатора. Тогда на основании рис. 8.1, ε имеем

$$K_{\varepsilon} = \frac{565}{710} = 0,8 < 1,5,$$

где 1,5 – минимальный коэффициент чувствительности основного участка МТЗ согласно ПУЭ.

В данном случае защита по чувствительности не проходит, поэтому следует применять МТЗ с пуском по напряжению (с блокировкой минимального напряжения). Тогда $K_{зап}$ можно принять равным 1:

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,85} \cdot 201 = 282 \text{ А;}$$

$$K_{\varepsilon} = \frac{565}{282} = 2,0 > 1,5.$$

Принимая в качестве реле тока реле РТ-40, включённое по схема Y (звезда), получим следующий ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 282 \cdot 5}{400} = 3,5 \text{ A,}$$

т.е. можно принять реле РТ-40/10.

На стороне низкого напряжения МТЗ от сверхтоков будет иметь ток срабатывания

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,85} \cdot 3670 = 5180 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности будет определяться следующим образом:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,86 \cdot 565 \cdot 115}{5180 \cdot 6,3} = 1,75 > 1,5 ,$$

т.е. защита по чувствительности проходит.

Ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 5180 \cdot 5}{3000} = 8,63 \text{ A.}$$

Принимаем реле РТ-40/10.

МТЗ от перегрузок имеют уставку, которую можно рассчитать по формуле

$$I_{c.з} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} \cdot I_{ном} , \quad (8.14)$$

где $K_{отс} = 1,05$ [3].

Тогда для рассматриваемого примера ток срабатывания защиты и реле будет

$$I_{c.з} = \frac{1,05}{0,85} \cdot 3670 = 4533 \text{ A,}$$

$$I_{c.p} = \frac{1 \cdot 4533 \cdot 5}{3000} = 7,55 \text{ A.}$$

Выбираем реле РТ-40/10.

Чувствительность защиты от перегрузки не оценивается. Схема измерительных цепей дифференциальной защиты и максимальных токовых защит, рассматриваемых выше, показана на рис. 8.2, а. Схема коммутации внутренних элементов реле ДТЗ-11 (контакты на коммутационных сборках согласно рассчитанным ранее параметрам обозначены точками) изображена на рис. 8.2, б.

Подробнее схемы защит (измерительных оперативных цепей) для различных типов трансформаторов и автотрансформаторов даны в литературе [2–4].

8.2. Комплекс микропроцессорных защит силовых трансформаторов БМРЗ-ТД

Существует несколько терминалов микропроцессорных защит силовых трансформаторов. Широкое распространение получили комплексы Мисом 63Х фирмы «Альстом», SPAD 346С, выпускаемый предприятием «АББ-Автоматизация», БМРЗ-ТД, поставляемый НТУ «Механотроника».

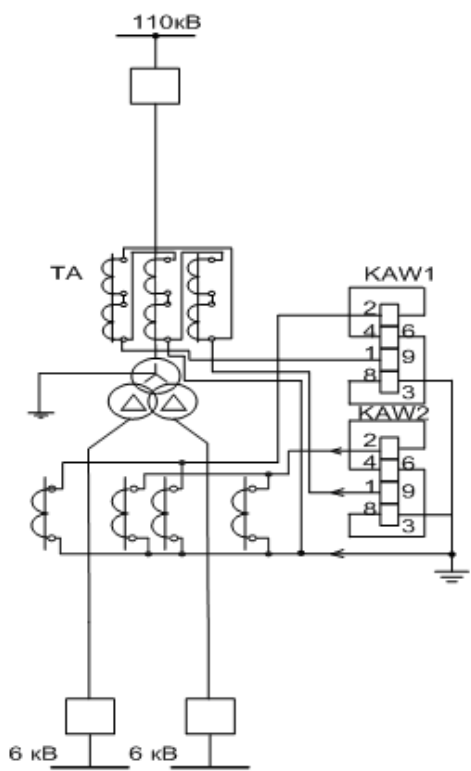
Основной защитой каждого из этих комплексов является дифференциальная, которая отличается очень высокой чувствительностью, сложностью и определённой спецификой настройки.

В данном разделе даётся методика расчёта этой защиты для микропроцессорного блока БМРЗ-ТД, предназначенного для выполнения функций основной быстродействующей защиты, автоматики выключателя высокого напряжения (ВН) (отделителя, короткозамыкателя), управления, измерения и сигнализации двухобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщеплённой обмоткой НН, с напряжением ВН до 220 кВ.

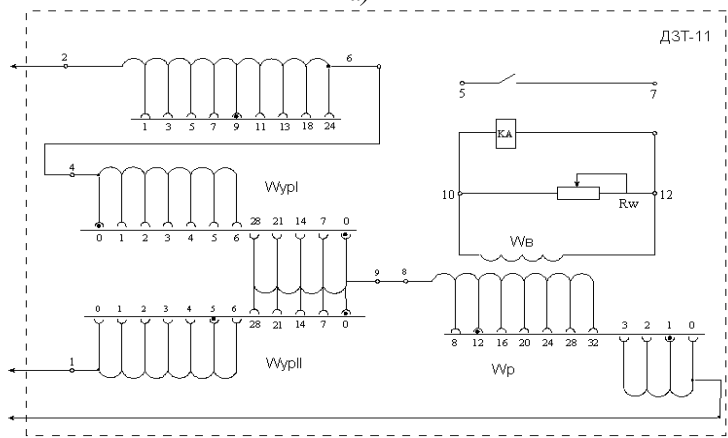
Расчёты применительно к терминалу Мисом 63Х приведены в литературе [5].

8.2.1. Расчёт уставок дифференциальной защиты терминала БМРЗ-ТД

Расчёт уставок защиты выполняется в относительных единицах. За базисное значение принимается номинальный ток стороны ВН силового трансформатора.



a)



б)

Рис. 8.2. Схема подсоединения реле ДЗТ-11

Для выбора номинального тока входного блока БМРЗ-ТД – преобразователя измерительного тока (ПИТ) для сторон ВН, СН, НН – необходимо определить входной расчётный ток:

$$I_{\text{вх.расч}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} K_{\text{ТА}}}, \quad (8.15)$$

где $I_{\text{вх.расч}}$ – входной расчётный ток для данной стороны (ВН, СН, НН); $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение соответствующей стороны; $K_{\text{ТА}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока данной стороны.

Выбирается номинальный ток ПИТ, ближайший больший к расчётному. Установка характеристик ПИТ осуществляется перемычками на модуле аналого-цифрового преобразователя (МАЦП).

1. Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания $I_{\text{дзт.нач}}$ определяется по выражению

$$I_{\text{дзт.нач}} = 0,5 K_{\text{отс}} (\varepsilon + \Delta U + F_{\text{выр}}), \quad (8.16)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки ($K_{\text{отс}} = 1,3$); ε – относительная погрешность трансформаторов тока ($\varepsilon = 0,1$); ΔU – относительная величина половины используемого диапазона регулирования напряжения системой РПН (например, при регулировании $\pm 16\% U_{\text{ном}}$ подставляется $\Delta U = 0,16$); $F_{\text{выр}}$ – относительное значение погрешности выравнивания токов плеч ($F_{\text{выр}} = 0,03$).

На тормозной характеристике $I_{\text{с.з}} = f(I_{\text{T}})$, изображённой на рис. 8.3, $I_{\text{дзт.нач}}$ имеет первый горизонтальный участок до величины тормозного тока, равного $0,5 I_{\text{ном}}$. С точки, соответствующей $0,5 I_{\text{ном}}$, начинается второй участок. Наклон его определяется величиной коэффициента торможения второго участка $K_{\text{торм.2}}$:

$$K_{\text{торм.2}} = 1,5 K_{\text{отс}} I_{\text{нб.расч}} - I_{\text{дзт.нач}}, \quad (8.17)$$

где $I_{\text{нб.расч}}$ – расчётный ток небаланса.

Коэффициент 1,5 учитывает излом в конце второго участка тормозной характеристики в точке, соответствующей $1,5 I_{\text{ном}}$.

Расчётный ток небаланса определяется выражением

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \varepsilon + \Delta U + F_{\text{выр}}, \quad (8.18)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме ($K_{\text{пер}} = 2 \div 2,5$).

Коэффициент наклона второго участка тормозной характеристики определяется выражением

$$K_{\text{торм } 2} = \text{tg } \alpha_2, \quad (8.19)$$

где α_2 – угол наклона второго участка.

В точке, соответствующей тормозному току, равному $1,5I_{\text{ном}}$, тормозная характеристика претерпевает второй излом.

Третий участок характеристики идёт с наклоном, который характеризуется коэффициентом $K_{\text{торм } 3} = \text{tg } \alpha_3$.

Методика расчёта этого коэффициента достаточно сложна. По рекомендации фирмы, целесообразно принимать для трансформаторов мощностью 25 МВ·А и менее $K_{\text{торм } 3} = 0,7$; для трансформаторов 40 МВ·А и более $K_{\text{торм } 3} = 0,9$ в любом случае. Типичный вид тормозной характеристики показан на рис. 8.3.

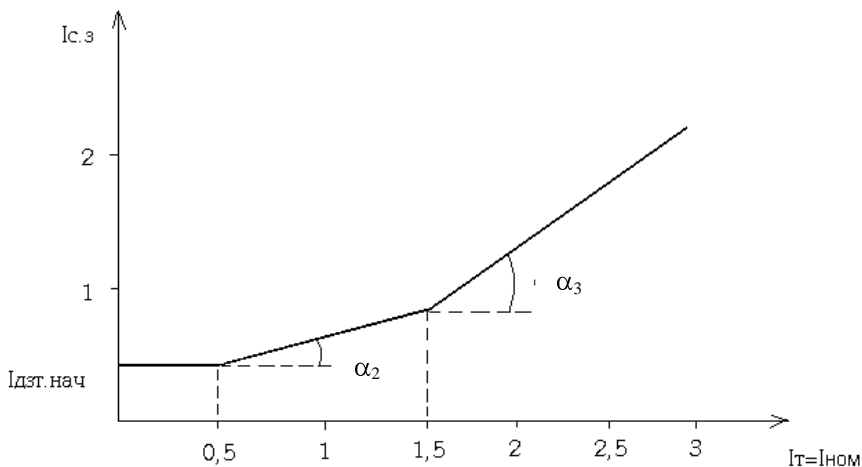


Рис. 8.3. Тормозная характеристика

2. Выбор уставки информационного параметра блокировки

Основным режимом, определяющим значение коэффициента информационного параметра блокировки $K_{и.п.б.}$, является режим отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход.

Для защит трансформаторов распределительных сетей рекомендуется $K_{и.п.б.} = 0,38$.

3. Оценка чувствительности

Коэффициент чувствительности определяется обычным способом:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к min}}}{I_{\text{дзт.нач}}}, \quad (8.20)$$

где $I_{\text{к min}}$ – минимальное значение тока (двухфазного) КЗ на вторичных шинах трансформатора. Обычно для микропроцессорной защиты коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 2$ удовлетворяется с большим запасом. Обе величины токов в формуле (8.20) должны быть взяты в одинаковой системе единиц.

8.2.2. Расчет дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная отсечка выбирается из условия несрабатывания от броска тока намагничивания и от токов небаланса при внешних КЗ.

По первому условию рекомендуется ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирать по выражению

$$I_{\text{отс.сп}} = 6I_{\text{т.ном}}. \quad (8.21)$$

По второму условию

$$I_{\text{отс.сп}} = K_{\text{отс}} K_{\text{нб}} I_{\text{к}}, \quad (8.22)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки ($K_{\text{отс}} = 1,2$); $K_{\text{нб}} = 0,7$, если трансформаторы тока со всех сторон защищаемого трансформатора имеют вторичный номинальный ток 5А; $K_{\text{нб}} = 1$, если со стороны ВН используются трансформаторы тока со вторичным током 1А.

Из двух получаемых уставок выбрать наибольшее значение тока.

Схемы подключения блока БМРЗ-ТД в качестве основной защиты двухобмоточного трансформатора представлены в прил. 3 (рис. П.5–П.7).

9. ЗАЩИТА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6÷10 КВ

Электроснабжение промышленных предприятий может осуществляться питающими кабельными линиями 6÷10 кВ от распределительных устройств того же напряжения электростанций или крупных подстанций.

Кабельные сети промышленного предприятия 6÷10 кВ обычно состоят из радиальных линий. Надёжность питания обеспечивается за счёт питания от двух независимых источников или от одного источника с двумя системами шин. На секционных выключателях широко используются системы АВР. Питание шин раздельное.

Релейная защита кабельных сетей выполняется обычно в виде максимальных токовых защит с согласованием на отдельных секциях по току и времени. Наряду с традиционными электромеханическими защитами в настоящее время устанавливаются современные электронные, микропроцессорные защиты типа ЯРЭ-2201, ТЭМП-2501, СПАС-810, БМРЗ-100, Micom-P200 и другие с различными наборами типов защиты и автоматики.

На реактированных кабельных линиях вполне достаточно применение защит типа МТЗ, на неактированных линиях, где токи КЗ велики и существует опасность несинхронного самозапуска двигателей, следует проектировать, кроме МТЗ, быстродействующие ТО, в том числе и неселективные.

Пример. Произвести расчёт параметров защит кабельных линий 6 кВ промышленного предприятия (рис. 9.1). Для упрощения приведена только часть схемы, питающая секцию РТП1, поскольку секционные выключатели нормально отключены. Вторая половина схемы абсолютно идентична, и защиты на ней рассчитываются аналогично. Все трансформаторы 6/0,4 кВ оборудованы ТО и МТЗ, параметры которых обозначены на схемах. Защиты на выключателях выполнены на реле РТ-40. Для расчётов уставок принимается коэффициент самозапуска $K_3 = 2,5$.

Решение.

1. Рассчитываются токи трёхфазных КЗ в точках К2, К3 (значения указаны на схеме рис. 9.1).

2. Выбирается ток срабатывания защиты 2 типа МТЗ кабельной линии по формуле

$$I_{с.з} = \frac{K_n K_3}{K_B} I_{раб\ max} ,$$

где $K_n = 1,2$; $K_3 = 2,5$; $K_B = 0,85$; $I_{\text{рабmax}}$ – рабочий максимальный ток линии.

Для определения рабочего максимального тока рассматривается наиболее тяжёлый случай работы схемы: по защищаемой линии питается не только РТП1, но и РТП2 (ремонтный режим или режим после срабатывания АВР секционного выключателя). В этом случае рабочий максимальный ток можно рассчитать исходя из суммарной мощности четырёх трансформаторов Т1 или суммарной мощности нагрузок обеих РТП.

В примере ток срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} 170 = 600 \text{ А.}$$

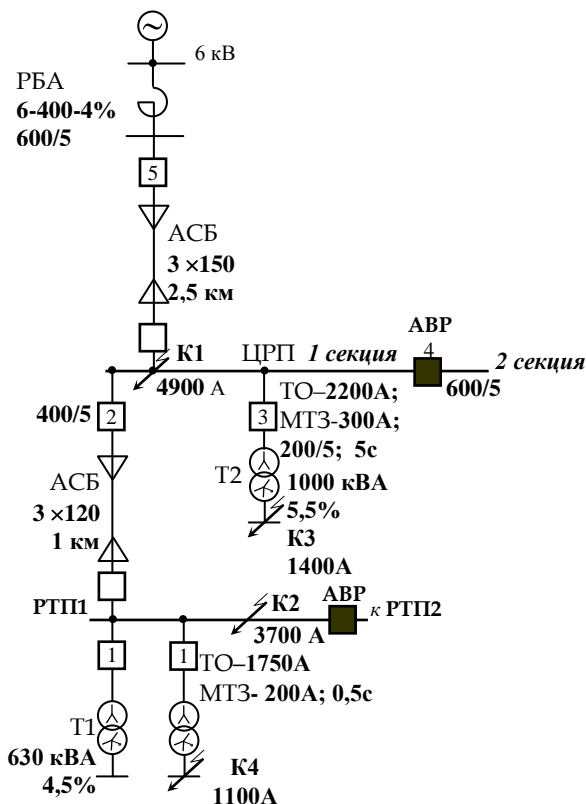


Рис. 9.1. Схема питания промышленного предприятия

Обычно достаточно согласовать работу защиты 1 с защитой 2 по времени.

Ток срабатывания реле защиты 2, выполненной по схеме неполной звезды, определяется по выражению

$$I_{c,p} = \frac{K_{cx}}{K_{ТА}} I_{c,з},$$
$$I_{c,p} = \frac{1,5}{400} 600 = 7,5 \text{ А.}$$

Выбираем реле РТ-40/10.

Чувствительность защиты по основному участку составит

$$K_{ч,осн} = \frac{0,86 \cdot 3700}{600} = 5,3 > 1,5,$$

по резервному участку (за трансформатором)

$$K_{ч,рез} = \frac{0,86 \cdot 1100}{600} = 1,57 > 1,2.$$

Таким образом, чувствительность защиты удовлетворительна.

Время срабатывания защиты 2 из условия обеспечения ступени селективности с МТЗ1 определяется по формуле

$$t_{c,32} = t_{c,31} + \Delta t,$$
$$t_{c,32} = 0,5 \text{ с} + 0,5 \text{ с} = 1 \text{ с.}$$

В настоящее время активно внедряются микропроцессорные комплексы защит для кабельных и воздушных линий. В системе 6÷10 кВ можно рекомендовать к установкам терминалы БМРЗ-100, SPAC 801.01, SPAC 810-А, Micom-P200, ТОП-100.

10. ЗАЩИТА ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Защита цеховых трансформаторов 6÷10 кВ / 0,4÷0,6 кВ выполняется согласно ПУЭ и руководящих указаний по релейной защите. Для трансформаторов мощностью 1000÷6300 кВА применяются следующие типы защит:

- токовая отсечка мгновенного действия от повреждений ошиновки, вводов и части обмоток со стороны питания;
- газовая защита от повреждений внутри бака маслонаполненного трансформатора, сопровождающихся выделением газов, а также от понижения уровня масла;

- максимальная токовая защита (с пуском или без пуска по напряжению) от сверхтоков, проходящих через трансформатор при повреждениях, как самого трансформатора, так и других связанных с ним элементов;

- защита от замыкания на землю;

- защита от перегрузки.

Наиболее употребительной схемой включения реле токовых защит указанной категории силовых трансформаторов является неполная звезда с двумя токовыми реле. Трансформаторы тока и защиты устанавливаются со стороны питания.

10.1. Токовая отсечка

Токовая отсечка для защиты цехового трансформатора настраивается по двум условиям:

1. Отстраивается от максимального тока КЗ за трансформатором ($I_{\kappa}^{(3)}$):

$$I_{с.з} = K_{н} I_{\kappa \max}^{(3)}, \quad (10.1)$$

где $K_{н}$ – коэффициент надёжности (если применяется реле РТ-80, $K_{н} = 1,5 \div 1,7$; если реле РТ-40, то $K_{н} = 1,3 \div 1,4$. Применение новых электронных комплексов защит позволяет учитывать $K_{н} = 1,2 \div 1,3$); $I_{\kappa}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ на вторичных шинах трансформатора в максимальном режиме работы системы, приведённый к напряжению питания.

2. Отстраивается от броска тока намагничивания трансформатора:

$$I_{с.з} = K_{н} I_{\text{т.ном}}, \quad (10.2)$$

где $I_{\text{т.ном}}$ – номинальный ток трансформатора; $K_{н} = 3 \div 5$.

Из двух значений тока срабатывания защиты выбирается большее значение.

Чувствительность ТО проверяется по току двухфазного КЗ на входных зажимах трансформатора в минимальном режиме работы системы:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\kappa \min}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 2. \quad (10.3)$$

10.2. Максимальная токовая защита от сверхтоков

Максимальная токовая защита от сверхтоков настраивается в соответствии с формулой

$$I_{с.з} = \frac{K_H K_3}{K_B} I_{\text{раб макс}}, \quad (10.4)$$

где $K_H = 1,2$; $K_3 = 2,5$ (если нет других указаний); $K_B = 0,85$; $I_{\text{раб макс}}$ – рабочий максимальный ток, который может быть принят равным $I_{\text{т.ном}}$.

Чувствительность МТЗ от сверхтоков достаточно проверить по току двухфазного КЗ за трансформатором.

При наличии за трансформатором действующих защит автоматом или плавкими предохранителями, согласование с ними МТЗ от сверхтоков будет вполне достаточным, если выдержка времени срабатывания $t_{с.з} = 0,5$ с.

10.3. Защита от перегрузки, действующая на сигнал

Ток срабатывания защиты выбирается из условия возврата защиты при номинальном токе трансформатора:

$$I_{с.з} = \frac{K_H}{K_B} I_{\text{т.ном}}, \quad (10.5)$$

где $K_H = 1,05$; $K_B = 0,85$.

Время действия защиты берётся на ступень больше времени действия МТЗ от сверхтоков:

$$t_{с.з} = t_{с.з.св} + \Delta t.$$

10.4. Специальная токовая защита от замыкания на землю (МТЗ₀) на стороне 0,4 кВ

Защита отстраивается от наибольшего допустимого тока небаланса в нулевом проводе трансформатора. Для практических расчётов ток срабатывания защиты определяется по формулам

$$I_{с.з} = 0,5 \cdot I_{\text{т.ном}} \text{ — для трансформаторов } \psi/\psi, \quad (10.6)$$

и

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot I_{\text{т.ном}} \text{ — для трансформаторов } \Delta/\psi. \quad (10.7)$$

Согласование с защитами отходящих от трансформатора элементов обычно обеспечивается при $t_{с.3} = 0,65 \div 0,7$ с. Чувствительность защиты проверяется по току однофазного КЗ на землю за трансформатором:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кmin}}^{(1)}}{I_{с.3}} \geq 1,5. \quad (10.8)$$

Пример. Рассчитать параметры защит для трансформатора $\Delta/\sqrt{3}$ мощностью 1000 кВА с напряжением 6/0,4 кВ, работающего на секцию шин с возможностью АВР секции с таким же трансформатором. Токи трёхфазных КЗ на стороне 6 кВ – 4900 А, на стороне 0,4 кВ – 1400 А (приведённые к напряжению 6 кВ); коэффициент самозапуска двигателей $K_3 = 2,5$; $K_{\text{ТА}} = 200/5$.

Решение.

Токовая отсечка (ТО).

Ток срабатывания определяется по условию отстройки от тока трёхфазного КЗ за трансформатором. Применяется двухтрансформаторная схема с соединением обмоток в неполную звезду с реле РТ-40:

$$I_{с.3} = 1,3 \cdot 1400 = 1820 \text{ А.}$$

Ток срабатывания по условию отстройки от броска тока намагничивания определяется по формуле

$$I_{с.3} = 5I_{\text{Т.НОМ}},$$

$$I_{\text{Т.НОМ}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 96 \text{ А,}$$

$$I_{с.3} = 5 \cdot 96 = 480 \text{ А.}$$

Для настройки выбирается ток 1820 А. Чувствительность защиты проверяется по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,86 \cdot 4900}{1820} = 2,3 > 2.$$

Ток срабатывания реле рассчитывается по выражению

$$I_{с.р} = \frac{1 \cdot 5}{200} 1820 = 45,5 \text{ А.}$$

Выбирается реле РТ-40/100.

Максимальная токовая защита (МТЗ) от сверхтоков

Выбирается ток МТЗ по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора:

$$I_{н.з} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} 96 = 340 \text{ А.}$$

При условии установки защит присоединений на стороне 0,4 кВ без выдержки времени $t_{с.з} = 0,5 \text{ с.}$

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р} = \frac{1 \cdot 5}{200} 340 = 8,5 \text{ А.}$$

Выбираем реле РТ-40/10.

Проверяется чувствительность защиты к двухфазному КЗ за трансформатором:

$$K_{ч} = \frac{0,86 \cdot 1400}{340} = 3,54 > 1,5.$$

Специальная защита от замыкания на землю МТЗ₀

Ток срабатывания определяется по формуле

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot I_{Т.ном},$$

где $I_{Т.ном}$ – номинальный ток трансформатора на стороне 0,4 кВ:

$$I_{Т.ном} = \frac{6}{0,4} 96 = 1440 \text{ А,}$$

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 1440 = 1728 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты оценивается как

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

где $I_{к\min}^1$ – ток однофазного КЗ, приведённый к стороне 0,4 кВ.

В примере для трансформатора 1000 кВА при $X_c = 2X_T$ с учётом переходного сопротивления дуги из табл. П. 2.1 $Z_T/3 = 0,0263 \text{ Ома.}$ Тогда

$$I_{к\min}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,0263} = 8745 \quad \text{и} \quad K_{ч} = \frac{8745}{1728} = 5,06 \gg 1,5.$$

МТЗ₀ устанавливается на нейтраль трансформатора со стороны 0,4 кВ. При $K_{TA} = 200/5$ ток срабатывания реле будет равен

$$I_{c.p} = 1728 \frac{5}{200} = 43,2 \text{ А.}$$

Выбираем реле РТ-40/50.

Выдержка времени срабатывания защиты может быть взята $0,5 \div 0,7$ с.

Для цеховых трансформаторов на современном этапе с успехом применяются микропроцессорные защиты присоединений $6 \div 10$ кВ, такие как TOP-100, RET-521, Micom-P200.

11. ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ 35 ÷ 110 кВ

11.1. Особенности схем питания

В схемах, предложенных для разработки в курсовом проекте, питание главных понизительных подстанций (ГПП) промышленных предприятий осуществляется по линиям электропередачи 110 кВ или 35 кВ. Для надёжности питания предусматривается две линии электропередачи. Подсоединение трансформаторов ГПП выполнено по схемам глубокого ввода без выключателей на высокой стороне трансформаторов. Такая система наиболее экономична, т.к. не требует комплекса дорогих масляных выключателей на стороне ВН, позволяет облегчить условия эксплуатации подстанций, создаёт предпосылки их полной автоматизации и отказа от постоянного обслуживающего персонала.

Трансформатор присоединяется к линии по схеме блока «Трансформатор – линия», т.е. весь этот комплекс является общим участком для обслуживания релейной защитой.

При повреждении линии или трансформатора отключение производится выключателем, который ставится в начале питающей линии. Этот выключатель называется головным.

Однако защиты, установленные на этом выключателе, часто оказываются недостаточно чувствительны к повреждениям в трансформаторе, поэтому на трансформаторах также устанавливаются защиты, которые рекомендованы ПУЭ для трансформато-

ров данной категории. При срабатывании защит трансформатора подаётся сигнал на включение короткозамыкателя, который создаёт искусственное короткое замыкание (двухфазное в системе 35 кВ или однофазное в системе 110 кВ) на стороне высокого напряжения трансформатора. Искусственное КЗ хорошо чувствуют защиты, стоящие на головном выключателе, который отключает линию вместе с трансформатором. В бестоковую паузу происходит отключение трансформатора отделителем, устройство АПВ снова включает головной выключатель, таким образом, линия с подключенными к ней другими потребителями остаётся в работе. Отделитель и короткозамыкатель имеют стоимость значительно ниже стоимости высоковольтного выключателя, что и определяет экономическую эффективность данной схемы.

11.2. Общие принципы выбора защиты питающих линий

В рассматриваемых схемах электроснабжения линии электропередачи работают отдельно, значит, секционные выключатели на вторичных шинах трансформаторов ГПП нормально отключены. Эти выключатели включаются (вручную или АВР) только в случае выхода из строя (вывода в ремонт) одной из двух питающих линий. Таким образом, электроснабжение предприятия можно рассматривать как радиальную систему, т.е. систему с односторонним питанием, что определяет тип защит на головных выключателях. При выборе защит необходимо стремиться к применению наиболее простых. Использование сложных защит оправдывается только в том случае, если простые не обеспечивают предъявляемых к ним требований: селективности, быстродействия, чувствительности.

В сетях с односторонним питанием 35÷110 кВ, как правило, достаточно хорошо работают токовые защиты со ступенчатыми характеристиками выдержек времени.

В сетях с изолированной нейтралью (35 кВ и ниже) защиты выполняются комплектом, включённым на фазные величины и действующим на отключение при всех междуфазных коротких замыканиях. Защиты от замыканий на землю здесь не обязательны, и если они выполняются, то, как правило, работают на сигнал.

В сетях с глухозаземлённой нейтралью (110 кВ) защита обычно выполняется отдельными комплектами: от междуфазных

КЗ (включаемыми на фазные величины) и от коротких замыканий на землю (включаемыми на токи нулевой последовательности).

11.3. Выбор типа и расчёт параметров защит ВЛ 110 кВ

Руководствуясь ПУЭ, спецификой схем, предложенных для курсового проектирования, и положениями, изложенными ранее, для воздушных линий электропередачи 110 кВ можно рекомендовать на головных выключателях устанавливать защиты, представляющие собой сочетание токовой отсечки мгновенного действия и максимальной токовой защиты от междуфазных коротких замыканий, а также токовой отсечки и максимальной токовой защиты нулевой последовательности от замыканий на землю. Токовые отсечки от междуфазных КЗ в схемах блоков линия – трансформатор обычно обладают хорошей чувствительностью. При недостаточной чувствительности МТЗ следует ставить МТЗ с пуском по напряжению. При недостаточной чувствительности ТО₀ их можно не устанавливать.

Пример. Ниже приводится расчёт параметров комплекса (ТО + МТЗ + ТО₀ + МТЗ₀) для воздушной линии 110 кВ на примере в соответствии с рис. 11.1.

Для линии напряжением 110 кВ длиной 45 км дана мощность трёхфазного КЗ на входных шинах $S_{кз}^{(3)} = 850$ МВ·А; трансформатор, работающий блоком с линией, имеет номинальную мощность 10 МВ·А, $U_k = 10,5$ %, совокупная максимальная нагрузка линии $S_n = 9$ МВ·А; удельное сопротивление ВЛ – 0,4 Ом/км. Требуется рассчитать параметры защит на выключателе Q1.

Схема замещения приведена на рис. 11.2. Здесь X_c определяется по формуле

$$X_c = \frac{U^2}{S_{кз}^{(3)}}, \quad (11.1)$$

где U – напряжение системы (из стандартного ряда).

$$X_c = \frac{115^2}{850} = 15,6 \text{ Ом},$$

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot 45 = 18 \text{ Ом},$$

$$X_T = \frac{U^2}{S_{T,ном}} \cdot \frac{U_k \%}{100},$$

$$X_T = \frac{110^2}{10} \cdot \frac{10,5}{100} = 127 \text{ Ом.}$$

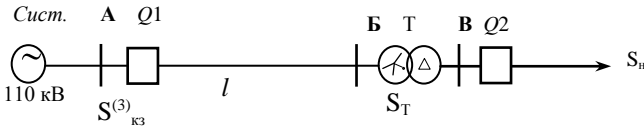


Рис. 11.1. Схема воздушной линии

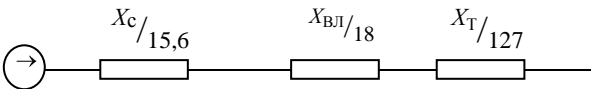


Рис. 11.2. Схема замещения

В курсовой работе по результатам расчётов токов КЗ в предыдущих разделах находятся токи трёхфазных КЗ на шинах А, Б и В.

$$I_{кА}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15,6} = 4,34 \text{ кА,}$$

$$I_{кБ}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15,6 + 18} = 1,98 \text{ кА,}$$

$$I_{кВ}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 15,6 + 18 + 127} = 0,42 \text{ кА.}$$

Токи двухфазных КЗ на соответствующих шинах составят $I_K^2 = 0,86 I_{к}^3$, т.е. $I_{кА}^2 = 3,73 \text{ кА}$; $I_{кБ}^2 = 1,7 \text{ кА}$; $I_{кВ}^2 = 0,36 \text{ кА}$. Рабочий ток линии определяется по максимально возможной нагрузке, которую должна обеспечить ВЛ. Поскольку предприятие питается от двух линий, то при выходе из строя одной вторая должна обеспечивать работу всего предприятия. С учетом этого определяется $S_{н max}$. Рабочий максимальный ток определяется

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{н max}}{\sqrt{3} \cdot U}; \quad I_{\text{раб max}} = \frac{9}{1,73 \cdot 110} = 0,047 \text{ кА.}$$

В примере даётся максимальная мощность нагрузки (9 МВ·А), по которой и определяется максимальный рабочий ток. При реальном проектировании обобщённую мощность нагрузок можно определить как сумму номинальных мощностей всех элементов, подсоединённых к шинам, питаемым линией, с учётом резервирования. При этом трансформаторы, обеспечивающие резервирование, следует учитывать мощностью, равной 0,7 от номинальной.

Для расчёта параметров защит от КЗ на землю (ТО₀, МТЗ₀) необходимы значения $3I_0$ на шинах А и Б при однофазных и двухфазных КЗ на землю. Из схемы замещения нулевой последовательности (см. раздел «Расчёт токов короткого замыкания») на основании параметров этой схемы (рис. 11.3) можно рассчитать $3I_0^1$ и $3I_0^{(1,1)}$ при однофазном и двухфазном КЗ на шинах А и Б. На шинах А: $3I_0^{(1)} = 4,51$ кА; $3I_0^{(1,1)} = 4,79$ кА. На шинах Б: $3I_0^{(1)} = 1,73$ кА; $3I_0^{(1,1)} = 1,54$ кА.

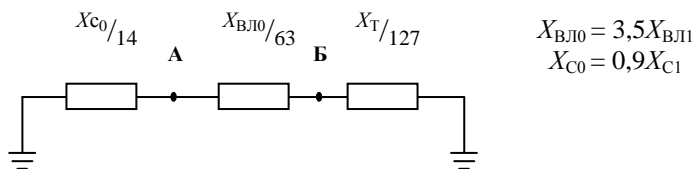


Рис. 11.3. Схема замещения нулевой последовательности

Параметры токовой отсечки

ТО отстраивается от максимального трёхфазного тока КЗ в конце защищаемого участка. Поскольку в данной схеме линия работает блоком с трансформатором, то конец защищаемого участка – вторичные шины трансформатора. Ток срабатывания ТО определяется по формуле

$$I_{с.з} = K_n \cdot I_{кв}^3, \quad (11.2)$$

где $K_n = 1,1 \div 1,2$.

Тогда $I_{с.з} = 1,2 \cdot 0,42 = 0,5$ кА.

Кроме того, поскольку при включении силового трансформатора возникает бросок тока намагничивания, составляющий (4÷6) $I_{т.ном}$, следует отстроить ТО от этого тока. Так как бросок тока намагничивания очень кратковременный, достаточно, чтобы

$$I_{c.3} = 4 \cdot I_{T.HOM},$$

$$I_{T.HOM} = \frac{S_{T.HOM}}{\sqrt{3} \cdot U},$$

$$I_{T.HOM} = \frac{10}{1,73 \cdot 110} = 0,052 \text{ кА},$$

$$I_{c.3} = 4 \cdot 0,052 = 0,21 \text{ кА}.$$

Принимаем для настройки большее из этих двух значений, т.е.

$$I_{c.3} = 0,5 \text{ кА}.$$

Чувствительность ТО оценивается по минимальному току КЗ (двухфазного) на тех же шинах, где установлена ТО (т.е. на шинах А):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кА}}^{(2)}}{I_{c.3}}; K_{\text{ч}} = \frac{3,73}{0,5} = 7,46 \gg 1,3,$$

Значит, защита проходит по чувствительности. В данной схеме целесообразно оценить чувствительность ТО и в конце линии, чтобы проверить, будет ли она уверенно срабатывать при искусственном КЗ на шинах Б. Поскольку в системе 110 кВ при повреждении трансформатора устраивается однофазное КЗ, то

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кБ}}^{(1)}}{I_{c.3}}; K_{\text{ч}} = \frac{1,73}{0,5} = 3,46 > 1,3.$$

Таким образом, вся линия входит в зону действия ТО без выдержки времени. Принимая для защит головного выключателя трансформатор тока с коэффициентом 200/5, можно рассчитать ток срабатывания реле ТО. Для системы 110 кВ наиболее типичная схема соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и обмоток реле – полная звезда, тогда коэффициент схемы $K_{\text{сх}} = 1$.

Ток срабатывания реле будет определяться следующим образом:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}}} \cdot I_{c.3},$$

$$I_{\text{с.р}} = \frac{1 \cdot 5}{200} \cdot 0,5 = 0,0125 \text{ кА},$$

т.е. $I_{\text{с.р}} = 12,5 \text{ А}$ и можно выбрать реле РТ-40/20.

Параметры МТЗ

Максимальная токовая защита отстраивается от рабочего тока с учётом кратковременных перегрузок (запуск, самозапуск двигателей). Ток срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{c.з} = \frac{K_n K_{зап}}{K_B} I_{раб\ max}, \quad (11.3)$$

где K_n – коэффициент надёжности (1,2÷1,3); $K_{зап}$ – коэффициент самозапуска (2÷3); K_B – коэффициент возврата контактов токового реле (0,85).

Тогда для рассматриваемого примера

$$I_{c.з} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 0,047 = 0,166 \text{ кА.}$$

Чувствительность МТЗ должна проверяться по минимальному току (двухфазное КЗ) в конце участка. Поскольку МТЗ должна чувствовать КЗ в конце линии и резервировать защиты трансформатора, необходимо проверить её чувствительность к I_K^2 на шинах Б и В:

$$K_{чБ} = \frac{I_{кБ}^2}{I_{c.з}},$$

$$K_{чБ} = \frac{1,7}{0,166} = 10,2 \gg 1,5,$$

$$K_{чВ} = \frac{I_{кВ}^2}{I_{c.з}},$$

$$K_{чВ} = \frac{0,36}{0,166} = 2,16 > 1,2.$$

Чувствительность МТЗ достаточна как на основном, так и на резервном участке. Ток срабатывания реле определяется так же, как для ТО:

$$I_{c.р} = \frac{K_{сх}}{K_{ТА}} I_{c.з},$$

$$I_{c.р} = \frac{1 \cdot 5}{200} \cdot 0,166 = 0,00415 \text{ кА,}$$

т.е. можно выбрать реле РТ-40/10.

Селективность МТЗ обеспечивается выдержками времени срабатывания.

МТЗ на головном выключателе отстраивается от времени срабатывания МТЗ от сверхтоков силового трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{МТЗсв}} + \Delta t, \quad \Delta t = 0,4 \div 0,6 \text{ с.}$$

Если чувствительность МТЗ оказывается недостаточной, рекомендуется дополнить эту защиту блокировкой минимального напряжения, тогда в формуле настройки $K_3 = 1$. После того следует пересчитать $I_{\text{с.з}}$ и снова проверить её чувствительность.

Параметры ТО₀

Согласно руководящим указаниям по защитах от КЗ на землю [6] первая ступень нулевых защит (ТО₀) отстраивается от ряда факторов, основным из которых является максимальное значение тройного тока нулевой последовательности, протекающего по защите при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции (для рассматриваемого примера – шины Б). В курсовой работе предлагается ограничиться этим случаем.

Таким образом,

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} \cdot 3I_{\text{0Б}}^{(1)}; \quad \text{если } 3I_{\text{0}}^{(1)} > 3I_{\text{0}}^{(1,1)};$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,2 \cdot 1,73 = 2,08 \text{ кА,}$$

Чувствительность защиты оценивается по минимальному значению тройного тока нулевой последовательности, протекающего по защите при КЗ на землю на тех же шинах, где стоит эта защита (в примере на шинах А).

Тогда для рассматриваемого примера имеем

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{\text{0А}}^1}{I_{\text{с.з}}},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,51}{2,08} = 2,17 > 1,3.$$

Чувствительность ТО₀ достаточна.

Ток срабатывания реле определяется аналогично предыдущему случаю:

$$I_{\text{с.р}} = \frac{K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}}} I_{\text{с.з}},$$

$$I_{\text{с.р}} = \frac{1 \cdot 5}{200} 2,08 = 0,052 \text{ кА},$$

т.е. можно выбрать реле РТ-40/100.

Параметры МТЗ₀

Вторая ступень защит нулевой последовательности МТЗ₀ согласно [6] отстраивается от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при КЗ между тремя фазами за трансформатором приёмной подстанции (в примере на шинах В).

Ток небаланса определяется по формуле

$$I_{\text{нбmax расч}} = K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{а}} \frac{\varepsilon \%}{100} I_{\text{кmax}}^{(3)}, \quad (11.4)$$

где $K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока ($K_{\text{одн}} = 0,5$); $K_{\text{а}}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ. Поскольку МТЗ₀ имеет выдержку времени срабатывания, $K_{\text{а}} = 1$; $\varepsilon \%$ – погрешность трансформаторов тока ($\varepsilon \% = 10 \%$); $I_{\text{кmax}}^{(3)}$ – максимальное значение трёхфазного тока КЗ за трансформатором, приведённое к 110 кВ.

Для рассматриваемого примера ток небаланса равен

$$I_{\text{нб max раб}} = 0,5 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,42 = 0,021 \text{ кА},$$

и тогда

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб max раб}}, \quad (11.5)$$

при $K_{\text{н}} = 1,2$

$$I_{\text{с.з}} = 1,2 \cdot 0,021 = 0,025 \text{ кА}.$$

Оценивается чувствительность защиты к КЗ на землю в конце защищаемой линии (за силовым трансформатором нет КЗ на землю). Коэффициент чувствительности определяется по формуле

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{min}}}{I_{\text{с.з}}}.$$

Для примера $K_{\text{ч}} = \frac{3I_{\text{об}}^{(1,1)}}{I_{\text{с.з}}}$, $K_{\text{ч}} = \frac{1,54}{0,025} = 61,6 \gg 1,5$.

Защита типа МТЗ₀ обладает очень высокой чувствительностью к токам замыкания на землю.

Ток срабатывания реле равен $I_{\text{с.р}} = \frac{1 \cdot 5}{200} 0,025 = 0,00062$ кА.

Выбираем реле РТ-40/2.

11.4. Синтез схемы комплекса защит

Схема защит состоит из двух частей: измерительной и оперативной.

В измерительной схеме изображены принципы подсоединения реле тока (напряжения) к трёхфазной сети через трансформаторы тока (напряжения).

В оперативной схеме показано взаимодействие контактных элементов, обеспечивающих отключение выключателя.

Кроме этого, следует изобразить функциональную схему защиты, т.е. универсальную схему для любых, в том числе бесконтактных, применяемых элементов.

В качестве примера (на рис. 11.4) приведена схема защиты (ТО + МТЗ + ТО₀ + МТЗ₀), где использована МТЗ с пуском по напряжению. Без блокировки минимального напряжения схема упрощается.

Принципы расчёта ТО и МТЗ в системе 35 кВ ничем не отличаются от принципов, изложенных для этих защит в системе 110 кВ.

Защиты нулевой последовательности в линии 35 кВ, как правило, отсутствуют, т.к. в этих сетях нет коротких замыканий на землю.

11.5. Перспективные защиты линий электропередачи

Для линий с односторонним питанием в распределительных сетях до 110 кВ в настоящее время разработаны компьютерные защиты, построенные по принципу ступенчатых токовых защит с комплектами АПВ защит от обрыва фазы с сигнализацией, такие как SPAC-801, SPAC-810, Micom P12X, ТЭМП 2501-X. Ещё более совершенными защитами являются микропроцессорные комплек-

сы Micom P435, Бреслер, осуществляющие дистанционные и высокочастотные принципы и рекомендуемые к установке на линиях 110-330 кВ.

К примеру, устройство защиты типа «Бреслер ШЛ 2606.17» содержит комплект резервных защит линии с относительной селективностью. Устройство предназначено для защиты воздушных линий электропередачи 35–110 кВ с изолированной нейтралью (рис. 11.5).

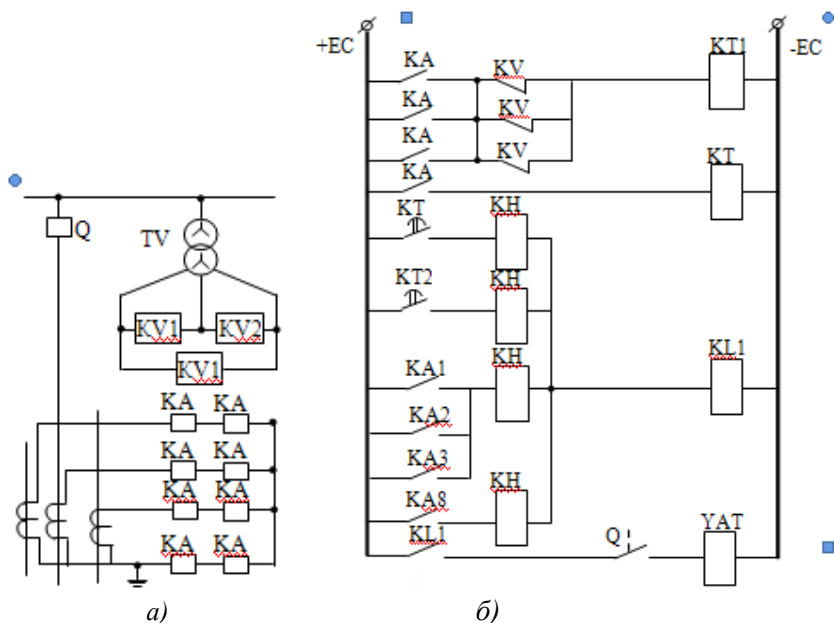


Рис. 11.4. Схема защит линии 110 кВ:
а – измерительная схема; б – схема оперативных цепей

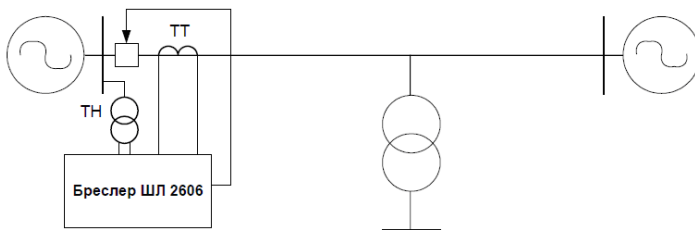


Рис. 11.5. Схема присоединения терминала Бреслер для защиты линии электропередачи

Терминал «Бреслер ШЛ 2606.17» содержит:

- трёхступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) от междуфазных замыканий и замыканий на землю с логикой автоматического и оперативного управления (АУ и ОУ);
- токовую блокировку при качаниях (БК I);
- токовую отсечку (ТО);
- максимальную токовую защиту (МТЗ) с логикой АУ и ОУ;
- блокировку при неисправности цепей напряжения (БНН);
- автоматику управления выключателем;
- устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) и др.

Комплектное устройство защиты и автоматики отходящих линий 6-35 кВ «ТЭМП 2501-31» предназначено для осуществления функций релейной защиты и автоматики линии в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью напряжением 6, 10, 35 кВ. Допускается использование устройства и в сетях напряжением 0,4 кВ.

Устройство обеспечивает взаимодействие с масляными, вакуумными, элегазовыми выключателями, оснащёнными различными типами приводных механизмов.

Устройство «ТЭМП 2501-31» осуществляет функции защит и функции автоматики.

Функции защит

▪ Трёхступенчатая ненаправленная максимальная токовая защита (МТЗ), включающая следующие ступени:

МТЗ1 – отсечка (защита без выдержки времени);

МТЗ2 – защита с независимой от тока выдержкой времени;

МТЗ3 – защита как с независимой, так и с зависимой от тока выдержкой времени.

Характеристики зависимости времени срабатывания защиты от тока соответствуют требованиям стандарта МЭК 255-4 и имеют четыре вида: чрезвычайно инверсная, сильно инверсная, инверсная и длительно инверсная.

▪ Одноступенчатая ненаправленная токовая защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) как с независимой, так и с зависимой от тока выдержкой времени (временетоковые характеристики аналогичны ступени МТЗ3).

Функции автоматики

▪ Двукратное автоматическое повторное включение (АПВ).

Пуск АПВ происходит при обнаружении в цепи несоответствия между последней поданной командой (фиксируется встроенным реле фиксации команд – РФК) и положением выключателя (положение РПО).

Терминал Мисом серии Р124 – это универсальные токовые защиты с питанием от токовых цепей и/или от цепей тока и источника оперативного тока. Защиты Мисом Р124 предназначены для управления, защиты и контроля промышленных установок, распределительных сетей, подстанций, а также могут использоваться как резервная защита для электрических сетей высокого напряжения.

Микропроцессорный блок Мисом Р124 сочетает в себе множество функций защит, автоматики и контроля.

1. Функции защиты:

– трёхступенчатая токовая защита от междуфазных коротких замыканий;

– трёхступенчатая токовая защита от замыканий на землю;

– защита минимального тока;

– защита по максимальному току обратной последовательности.

2. Функции автоматики:

– многократное АПВ;

– защита при обрыве провода;

– резервирование отказа выключателя (УРОВ);

– контроль цепи отключения;

– управление и контроль состояния выключателя.

3. Функции контроля:

– регистрация аварий;

– регистрация событий.

Все перечисленные функции блока Мисом Р124 позволяют применять его в качестве комплекта защит и автоматики линий 35–110 кВ, питающих ГПП завода.

Микропроцессорные терминалы защиты и автоматики функционируют посредством специального программного обеспечения, для работы которого необходимы исходные данные о защите (уставки срабатывания в процентах от номинального тока реле и прочее), которые задаются в виде файла-конфигурации. Файл-конфигурация содержит в себе информацию в зашифрованном виде о рассчитанных и выбранных параметрах срабатывания защиты. С помощью этого исходного файла можно запрограммировать (за-

дать) требуемые виды защит, число ступеней срабатывания, а также вид необходимой автоматики. Использование цифровых защит не освобождает от необходимости предварительной настройки работы каждого выходного реле и, в первую очередь, выбора только одной из заложенных в реле времятоковой характеристики для каждой ступени токовой защиты. Таким образом, в результате расчёта трёхступенчатой токовой защиты должны быть выбраны ток срабатывания и время срабатывания каждой ступени защиты по аналогии с расчётом классических защит.

В приложении пособия приведены схемы подключения (при-вязки) рассмотренных микропроцессорных защит линий 35–110 кВ.

12. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Студенты дневного и заочного обучения выбирают номер варианта задания по первой букве фамилии, последней и предпоследней цифрам номера зачётной книжки.

Основные параметры к заданиям приведены в табл. 13.1–13.4.

В курсовом проекте на основе параметров нормального и аварийного режимов заданной системы электроснабжения студенты решают комплекс вопросов, связанных с проектированием РЗиА элементов системы электроснабжения.

Курсовой проект выполняется в такой последовательности:

1. Пользуясь ПУЭ и табл. П. 1.6 настоящего пособия, необходимо выбрать объём и перечень типов релейной защиты и автоматики всех элементов системы электроснабжения (рис. 13.1, 13.2) с учётом, что потребители I и II категории:

- кабельных линий 6÷10 кВ или воздушных линий 35÷110 кВ;
- трансформаторов главной понизительной подстанции (ГПП);
- цеховых трансформаторов (КТП);
- синхронных и асинхронных двигателей (СД и АД);
- трансформаторов электродуговых печей (ДСП);
- трансформаторов кремниевопреобразовательных подстанций (КПП);
- конденсаторных батарей 6÷10 кВ (ККУ).

Например, согласно ПУЭ на трансформаторах ГПП устанавливаются следующие виды защит и автоматики (табл. П. 1.6):

- продольная дифференциальная токовая защита (на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более) ДГ
- токовая отсечка (на трансформаторах мощностью менее 6,3 МВ·А) Т
- максимальная токовая защита от сверхтоков Т В
- токовая защита от перегрузки, на сигнал или разгрузку Т В
- защита от замыканий на землю Т₀
- газовая защита Г
- температурная сигнализация t₀

Выборный объём РЗА элементов системы электроснабжения указывается на однолинейной схеме электроснабжения (рис. 13.1÷13.2) условными обозначениями.

2. Для элементов системы электроснабжения выбрать и начертить полные принципиальные схемы защит, произвести расчёт уставок токовых, дифференциальных реле, чувствительности защит, выдержек времени максимальных токовых защит.

3. Вычертить одну из применяемых схем автоматики (АВР, АПВ, РПН, АРВ, АРКОН), кратко объяснить их назначение и принцип работы.

Для выполнения КП рекомендуется использовать типовые схемы защит, автоматики и методику расчёта, указанные в учебном пособии или в справочной литературе.

Для расчёта параметров защит и проверки их по чувствительности необходимо предварительно произвести расчёт токов короткого замыкания в соответствии с п.2 данного учебного пособия.

В системах 6÷10 кВ и выше активное сопротивление воздушных линий, реакторов, трансформаторов разрешается не учитывать.

Кабельные линии учитываются в схемах замещения как индуктивными – x , так и активными – r составляющими сопротивления.

Ток однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью (6÷10 кВ) при необходимости принимать равным 10÷15 А.

Рабочий максимальный ток защищаемого элемента определять из условий его работы на нагрузки с учётом возможного резервирования отключившейся линии или трансформатора, т.е. включающегося секционного выключателя.

Трансформаторы тока можно выбирать на номинальный ток в $1,5 \div 2$ раза больше номинального тока защищаемого элемента (например, при $I_n = 76$ А, $K_{ТА} = 150/5$). При выборе выдержки времени МТЗ цеховых трансформаторов учесть, что время действия селективного автомата при КЗ на стороне 0,4 кВ равно $t_A = 0,25 \div 0,4$ с, а ступень выдержки времени $\Delta t = 0,5 \div 0,7$ с.

13. ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Таблица 13.1

Параметры элементов системы электроснабжения
(первая буква фамилии студента А, Б, В, Г, Д, Е, Ж, З, И, К, Л, М, Н)

Элементы системы электроснабжения	Последняя цифра шифра зачётной книжки									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Схема электроснабжения завода, рисунок	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1
Мощность КЗ в точке К1, МВ·А	700	850	950	1000	1200	950	1200	1100	900	1500
Напряжение системы, кВ	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Мощность трансформаторов ГПП*, МВ·А	16	10	16	10	16	10	16	16	10	16
Асинхронные, синхронные двигатели 6(10) кВ, кВт	630	1000	600	1250	630	600	1000	1250	630	1000
Трансформатор электродуговой печи, кВ·А	630	1250	630	630	1250	1250	1250	630	1250	630
Кабельная линия ААБ10(6)-(3×185), км	1,5	1,2	1,7	2,2	2,0	1,0	1,4	1,1	1,5	2,0

* – технические данные трансформаторов ГПП, а также группы их соединения приведены в табл. П. 1.1.

Таблица 13.2

Параметры элементов системы электроснабжения
(первая буква фамилии студента А, Б, В, Г, Д, Е, Ж, З, И, К, Л, М, Н)

Элементы системы электроснабжения	Предпоследняя цифра шифра зачетной книжки									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Длина воздушной ЛЭП, км	20	30	25	25	12	17	32	22	18	30
Напряжение на сборных шинах ГПП, кВ	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3	10,5
Вторичное напряжение цеховых трансформаторов, кВ	0,4	0,4	0,69	0,69	0,4	0,4	0,69	0,4	0,4	0,69
Асинхронные двигатели 0,4(0,69) кВ, кВт, $\frac{АД_1}{АД_2}$	$\frac{7,5}{55}$	$\frac{11}{110}$	$\frac{15}{132}$	$\frac{37}{75}$	$\frac{37}{90}$	$\frac{37}{160}$	$\frac{7,5}{37}$	$\frac{18,5}{45}$	$\frac{22}{132}$	$\frac{75}{160}$
Трансформатор КПП 6(10) кВ, кВ·А	1000	1250	2000	1000	1000	1000	1250	2000	1000	1250
Мощность цеховых трансформаторов (КТП), кВ·А	630	1000	1600	2500	630	1000	1600	1000	1600	2500
Конденсаторная батарея ККУ-6(10), кВАр	800	1000	1200	1600	2000	2400	1200	1400	1800	3000

Таблица 13.3

*Параметры элементов системы электроснабжения
(первая буква фамилии студента О, П, Р, С, Т, У, Ф, Х, Ц, Ч, Ш, Щ, Э, Ю, Я)*

Элементы системы электроснабжения	Последняя цифра шифра зачетной книжки									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Схема электроснабжения завода, рисунок	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2	13.2
Мощность КЗ в точке К1, МВ·А	1100	850	950	1000	1200	950	1300	1200	900	1500
Напряжение системы, кВ	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Мощность трансформаторов ГПП*, МВ·А	63	40	25	40	25	40	40	25	40	25
Асинхронные, синхронные двигатели 6(10) кВ, кВт	2500	2000	2500	2000	1600	1000	1250	2000	1600	2000
Трансформатор электродуговой печи, кВ·А	1250	1250	2000	2000	1250	4000	4000	2000	1250	4000
Кабельная линия ААБ10(6)-(3 ×240), км	2,0	1,2	1,5	1,7	2,0	1,0	0,8	1,4	1,1	1,6

* – технические данные трансформаторов ГПП, а также группы их соединения приведены в табл. П. 1.1.

Таблица 13.4

Параметры элементов системы электроснабжения
(первая буква фамилии студента О, П, Р, С, Т, У, Ф, Х, Ц, Ч, Ш, Щ, Э, Ю, Я)

Элементы системы электроснабжения	Предпоследняя цифра шифра зачетной книжки									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Длина воздушной ЛЭП, км	10	15	20	25	18	17	32	22	28	30
Напряжение на сборных шинах ГПП, кВ	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3	10,5	6,3	10,5
Мощность цеховых трансформаторов (КТП), кВ·А	1600	1000	1600	2500	1000	1000	1600	1000	1600	2500
Вторичное напряжение цеховых трансформато- ров, кВ	0,4	0,4	0,4	0,69	0,69	0,4	0,4	0,69	0,4	0,4
Асинхронные двигатели 0,4(0,69)кВ, кВт $\frac{АД1}{АД2}$	$\frac{7,5}{55}$	$\frac{11}{110}$	$\frac{15}{132}$	$\frac{22}{132}$	$\frac{37}{75}$	$\frac{37}{90}$	$\frac{30}{160}$	$\frac{11}{37}$	$\frac{18,5}{45}$	$\frac{75}{160}$
Трансформатор КПП 6(10) кВ, кВА	1000	1250	2000	1000	2600	3500	1250	2000	2600	3500
Конденсаторная батарея ККУ-6(10), кВАр	1000	1000	1200	1600	2000	2000	2400	1200	1800	3000

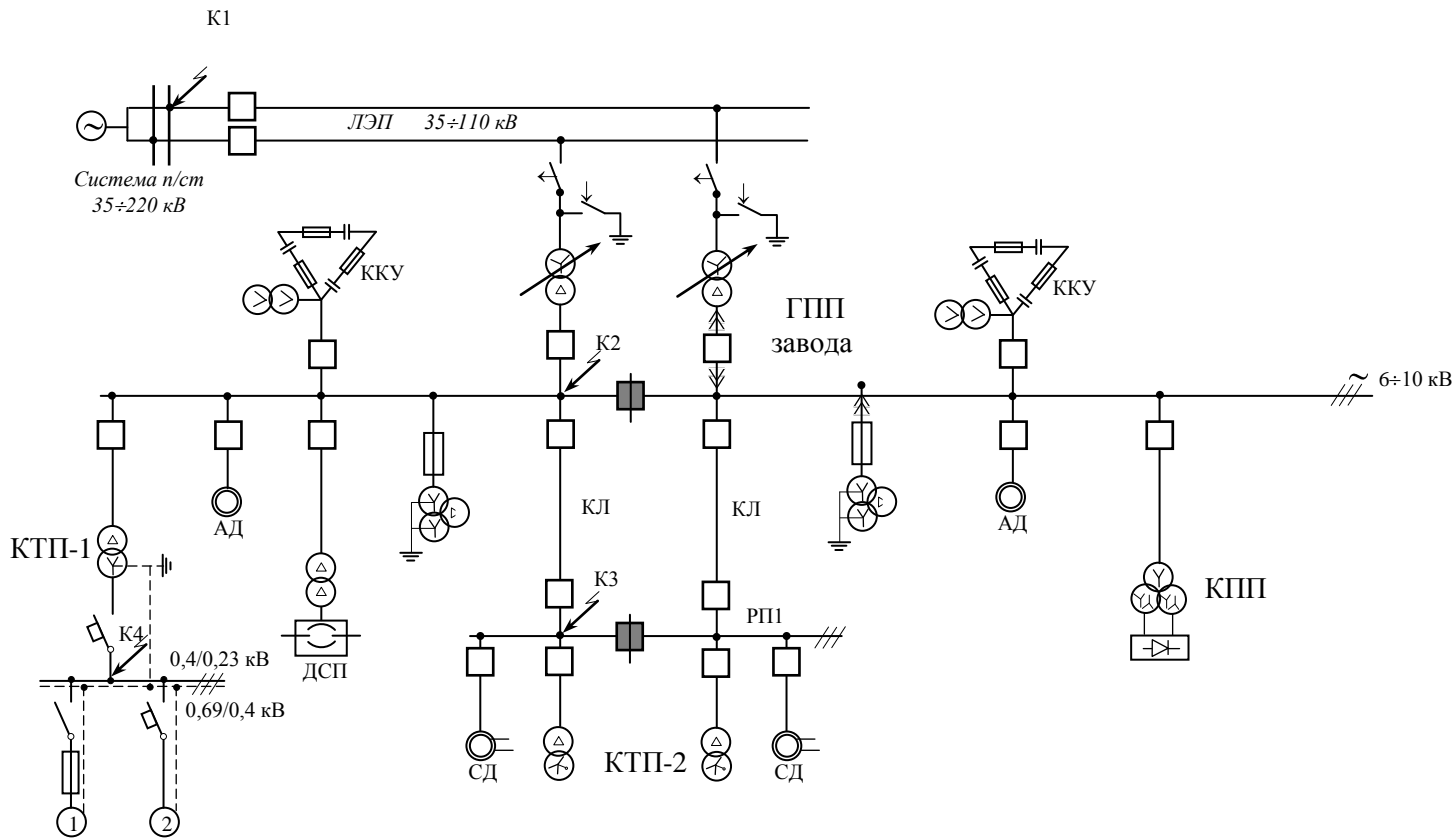


Рис. 13.1. Схема электроснабжения промышленного предприятия

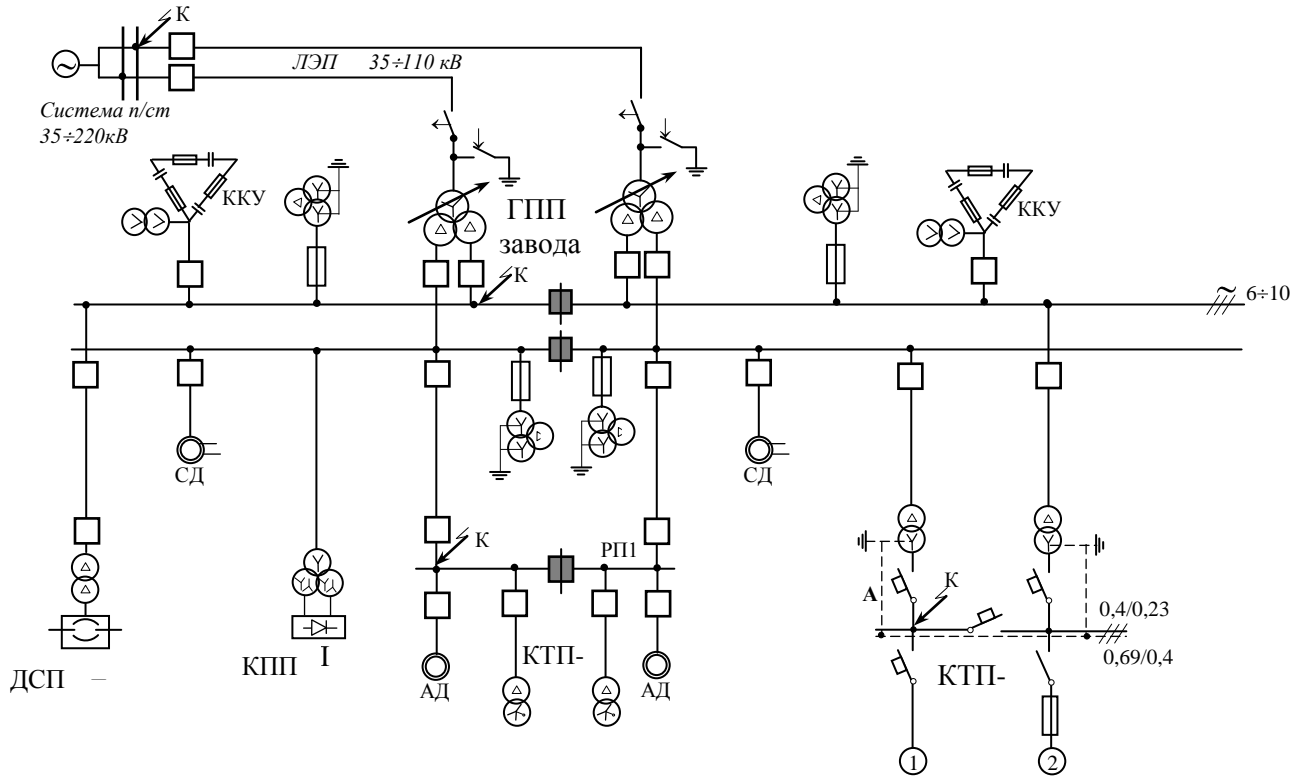


Рис. 13.2. Схема электроснабжения промышленного предприятия

Приложение 1

Технические данные силовых трансформаторов и двигателей

Таблица П. 1.1

Технические данные трёхфазных масляных трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой

№ пп	Тип	Мощность, кВ·А	Номинальные напряжения обмоток трансформатора, кВ		U_k , %	Схема и группа соединения обмоток трансформатора
			<i>ВН</i>	<i>НН</i>		
1	ТМН - 6300/35	6300	35±9%	6,3 10,5	7,5	Y/Δ-1
2	ТМН - 6300/110	6300	115±16%	6,6 11,0	10,5	Y/Δ-3
3	ТДН - 10000/35	10000	35±12%	6,3 10,5	8,0	Y/Δ-5
4	ТДН - 10000/110	10000	115±16%	6,6 11,0	10,5	Y/Δ-7
5	ТДН - 16000/35	16000	35±12%	6,3 10,5	10,5	Y/Δ-9
6	ТДН - 16000/110	16000	115±16%	6,6 11,0	10,5	Y/Δ-Δ-11
7	ТРДН - 25000/35	25000	35±12%	6,3/6,3 10,5/10,5	10,5	Y/Δ-Δ-9
8	ТРДН - 25000/110	25000	115±16%	6,3/6,3 10,5/10,5	10,5	Y/Δ-Δ-7
9	ТРДН - 40000/ ²³⁰ / ₁₁₀	40000	²³⁰ / ₁₁₅ ±16%	6,3/6,3 10,5/10,5	10,5	Y/Δ-Δ-5
10	ТРДН - 63000/ ²³⁰ / ₁₁₀	63000	²³⁰ / ₁₁₅ ±16%	6,3/6,3 10,5/10,5	10,5	Y/Δ-Δ-3

Примечания: 1. Трансформаторы мощностью 25 МВ·А и более (типа ТРДН) выполняются с расщеплёнными обмотками на стороне низкого напряжения (6,3/6,3 или 10,5 кВ). 2. Предел регулирования трансформаторов с РПН составляет: при напряжении 35 кВ и $S_{н.тр} \leq 6,3$ МВ·А $\pm 6 \times 1,5\%$; $S_{н.тр} = 10-16$ МВ·А $\pm 8 \times 1,5\%$; при напряжении 110 кВ $\pm 9 \times 1,78\%$.

Таблица П. 1.2

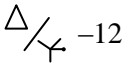
Технические данные асинхронных и синхронных двигателей
напряжением 6 и 10 кВ



Тип двигателя	P_n , кВт	U_n , кВ	$I_{ном}$, А	$\frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$	$\cos\varphi_n$	η_n
АТД- 800- 4	600	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{90}{55}$	5,6	0,90	0,89
АТД- 1000- 6	1000	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{115}{68}$	6,2	0,90	0,89
АТД- 1250- 2	1250	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{137}{84}$	6,2	0,90	0,90
АКН- 1600- 4	1600	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{180}{110}$	6,5	0,90	0,91
АКН- 2000-6	2000	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{225}{135}$	6,5	0,91	0,92
СТД- 630- 2	630	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{71}{42}$	6,7	0,91	0,89
СТД- 1000- 2	1000	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{112}{67}$	6,7	0,90	0,89
СТД- 1250- 4	1250	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{135}{82}$	6,5	0,90	0,90
СТД- 1600- 2	1600	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{178}{107}$	6,8	0,90	0,91
СТД- 2000- 2	2000	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{220}{133}$	7,0	0,90	0,92
СТД- 2500- 2	2500	$\frac{6,0}{10}$	$\frac{276}{166}$	6,2	0,90	0,92

Примечание. У синхронных двигателей СТД $\cos\varphi_n = 0,9$ (опережающий).

Таблица П. 1.3

Технические данные цеховых трансформаторов напряжением
6- 10/0,66-0,4 кВ

Тип	S_n , кВ·А	Напряжение обмоток, кВ		$U_{к.з.}$, %	Схема и группа соединения обмоток транс- форматора
		<i>ВН</i>	<i>НН</i>		
ТМ -630/10	630	6,0; 10,5	0,4–0,23	5,5	 -11 или  -12
ТМ-630/10	630	6,0; 10	0,69–0,4	5,5	
ТМЗ -1000/10	1000	6,0; 10	0,4–0,23	5,5	
ТМЗ -1600/10	1600	6,0; 10	0,4–0,23	5,5	
ТМЗ -1600/10	1600	6,0; 10	0,69–0,4	5,5	
ТМЗ -2500/10	2500	6,0; 10	0,4–0,23	5,5	
ТМЗ -2500/10	2500	6,0; 10	0,69–0,00,4	5,5	

Примечания. 1. Соединение обмоток цеховых трансформаторов выполняется по схеме  - 11 или  - 12.

2. До 1000 В применяется четырёхпроводная сеть с глухозаземлённой нейтралью напряжением 380/220 В и 660/380 В.

Таблица П. 1.4

Технические данные цеховых трансформаторов
электродуговых печей

Данные печи		Данные трансформатора			
Тип	Ём- кость, т	Тип	S_n , кВ·А	Напряжение	
				U_1 , кВ	U_2 , В
ДС-0,5	0,5	ЭТМПК-1000/10-70УЗ	630	6–10	216–106
ДСП-1,0	1,0	ЭТМПК-1600/10-70УЗ	1000	6–10	216–106
ДСП-1,5	1,5	ЭТМПК-2000/10-71УЗ	1250	6–10	225–110
ДСП - 3	3,0	ЭТМПК-3200/10-71УЗ	2000	6–10	243–124
ДСП - 6	6,0	ЭТМПК-6300/10-72УЗ	4000	6–10	281–130

Примечание. Схема соединения обмоток трансформаторов дугowych печей треугольник (звезда) – треугольник, $U_k\%$ = 5,5 %. Для трансформаторов преобразовательных агрегатов (КПП) считать $U_k\%$ = 6,5 %.

Таблица П. 1.5

Технические данные асинхронных двигателей серии 4А
с короткозамкнутым ротором напряжением 380/660 В (по МЭК)

Тип	$P_{н},$ кВт	$n_0,$ об/мин	$U_{н},$ В	$I_{ном},$ А	$\eta_{н}$	$\cos \varphi$	$\frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$
4А132М - 4	7,5	1500	$\frac{380}{660}$	$\frac{14,0}{8,0}$	0,88	0,87	7
4А132М - 2	11	3000	$\frac{380}{660}$	$\frac{20}{12}$	0,88	0,9	7
4А160М - 6	15	1000	$\frac{380}{660}$	$\frac{27}{16}$	0,89	0,9	7
4А160М - 4	18,5	1500	$\frac{380}{660}$	$\frac{34}{20}$	0,89	0,9	7
4А200М - 6	22,0	1000	$\frac{380}{660}$	$\frac{40}{23}$	0,9	0,9	7
4А200S - 6	30,0	1000	$\frac{380}{660}$	$\frac{55}{32}$	0,91	0,91	7
4А200М - 2	37,0	3000	$\frac{380}{660}$	$\frac{67}{39}$	0,915	0,91	7
4А250S - 6	45,0	1000	$\frac{380}{660}$	$\frac{83}{48}$	0,915	0,91	7
4А250М - 6	55,0	1000	$\frac{380}{660}$	$\frac{100}{58}$	0,92	0,92	7
4А250S - 2	75	3000	$\frac{380}{660}$	$\frac{135}{78}$	0,9	0,92	7
4А250М - 4	90	1500	$\frac{380}{660}$	$\frac{165}{96}$	0,915	0,92	7
4А280S - 4	110	1500	$\frac{380}{660}$	$\frac{200}{115}$	0,92	0,92	7
4А280М - 2	132	3000	$\frac{380}{660}$	$\frac{245}{142}$	0,92	0,92	7
4А315S - 4	160	1500	$\frac{380}{660}$	$\frac{290}{170}$	0,92	0,92	7

Таблица П. 1.6

Перечень устройств релейной защиты на элементах системы электроснабжения

Наименование защит	Трансф. ГПП 230-37/ 6÷10 кВ	Трансформаторы цеховые 6÷10 кВ/ 0,69±0,4 кВ	Электродвигатели 6 ÷10 кВ 2500 кВт		АД до 1000 В	Трансформаторы эл. печные	Трансформаторы КПП	ККУ 6 ÷10 кВ	Кабельная линия 6 ÷10 кВ
			асинхронные	синхронные					
Продольная дифференциальная токовая защита	ДТ	+							
Токовая отсечка	Т	+	+	+		+	+	+	
Максимальная токовая защита от сверхтоков	ТВ	+	+						+
Токовая защита от перегрузки, на сигнал или разгрузку	ТВ	+		+	+	+	+	+	
Защита от понижения напряжения	<Н			+	+				
Защита от асинхронного хода	АХ				+				
Защита от замыканий на землю	Т ₀	+	+	+	+	+	+	+	+
Защита автоматами или предохранителями					+				
Газовая защита	Г	+	+			+	+		

* – для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более.

Приложение 2

Технические данные кабелей, выключателей, трансформаторов тока

Таблица П. 2.1

Значения $z_{\Sigma}^{(1)}/3$ с учётом токоограничивающего действия дуги в месте повреждения ($R_n = 15$ мОм) при различной электрической удалённости трансформаторов от источников питания (мОм)

Схема соединений обмоток	Трансформатор		Значения $z_{\Sigma}^{(1)}/3$		
	$S_{н.т.}$, кВ·А	u_k , %	$x_c = 0,1x_T$	$x_c = x_T$	$x_c = 2x_T$
	400	4,5	72,4	81,37	91,66
	630	5,5	50	57,08	65,2
	1000	5,5	34,84	38,85	43,58
	1600	5,5	25,6	27,56	29,92
	400	4,5	27,67	35,21	44,84
	630	5,5	23,36	29,07	36,48
	1000	5,5	19,32	22,24	26,3
	1600	5,5	17,1	18,44	20,44

Таблица П. 2.2

Полное удельное сопротивление $z_{пт.уд}$ петли фаза – нуль для кабеля или пучка проводов с алюминиевыми жилами при температуре жилы 65°C , м Ом/м

Сечение фазного провода, мм ²	Значения $z_{пт.уд}$, м·Ом/м, при сечении нулевого провода, мм ² , равном										
	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120
2,5	29,64	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
4	24,08	18,52	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		15,43	12,34	9,88	–	–	–	–	–	–	–
6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
10	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
16	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
25	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
35	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
50	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
70	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
95	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
120	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
150	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица П. 2.3

Удельное сопротивление (прямой последовательности)
кабелей с алюминиевыми жилами, м Ом/м

Сечение жил, мм ²		$r_{уд}$	$x_{уд}$	
фазных	нулевой		трёхжильный кабель	четырёхжильный кабель
3×4	2,5	9,610	0,092	0,098
3×6	4	6,410	0,087	0,094
3×10	6	3,840	0,082	0,088
3×16	10	2,400	0,078	0,084
3×25	16	1,540	0,062	0,072
3×35	16	1,100	0,061	0,068
3×50	25	0,769	0,06	0,066
3×70	35	0,549	0,059	0,065
3×95	50	0,405	0,057	0,064
3×120	50	0,320	0,057	0,064
3×150	70	0,256	0,056	0,063
3×185	70	0,208	0,056	0,063
3×240	–	0,160	0,055	–

Примечание. Для кабелей с медными жилами приведённые в таблице значения активного сопротивления следует уменьшить в 1,7 раза.

Таблица П. 2.4

Технические параметры предохранителей 380 В

Тип	Номинальный ток, А		Предельный отключаемый ток, кА
	патрона предохранителя	плавкой вставки	
НПН2-60	60	6; 10; 16; 20; 25; 32; 40; 63	10
НПН2-100	100	31; 5; 40; 50; 63; 80; 100	100
НПН2-250	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	100
НПН2-400	400	200; 250; 315; 355; 400	40
НПН2-600	600	315; 400; 500; 630	25
ПП-17	1000	500; 630; 800; 1000	120
ПР-2	15	6; 10; 15	0,8/8
	60	15; 20; 25; 35; 45; 60	1,8/4,5
	100	60; 80; 100	6/11
	200	100; 125; 160; 200	6/11
	350	200; 235; 260; 300; 350	6/13
	600	350; 430; 500; 600	13/23
	1000	600; 700; 850; 1000	15/20

Таблица П. 2.5

Трёхполюсные автоматические выключатели ВА51 и ВА52
с номинальным током до 160 А, напряжением до 660 В

Тип выключателя	$I_{н.в}, А$	$I_{н.расц}, А$	$I_{с.о} / I_{н.расц}, А$	$I_{с.п} / I_{н.расц}, А$	ПКС* в цепи 380В, действующее значение, кА		ОПКС в цепи 380В, действующее значение, кА	
					ВА51	ВА52	ВА51	ВА52
ВА51-25	25	6,3; 8,0	7; 10	1,35	2	-	5	-
		10; 12,5			2,5			
		16; 20; 25			3,8**			
ВА51Г25	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,25; 1,6	14	1,2	3	-	5	-
		2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0			1,5			
		10; 12,5			2			
		16; 20; 25			3**			
ВА51-31 ВА52-31	100	16	3; 7; 10	1,35	4,5	13	6	30
		20; 25			5	13		
		31,5; 40			6	16		
		50; 63			6	20		
		80; 100		1,25	6	28		
ВА51Г31 ВА52Г31	100	16; 20; 25	14	1,2	3,6	13	6	30
		31,5; 40			6	16		
		50; 63			6	20		
		80; 100			6	28		
ВА51-33 ВА52-33	160	80; 100	10	1,25	12,5	30	15	38
		125; 160			38			
ВА51Г33 ВА52Г33	160	80; 100	14	1,2	12,5	30	15	38
		125; 160			38			

Таблица П. 2.6

Выключатели типа ВА53, ВА54, ВА55, ВА75, переменного тока на напряжение до 660 В

Тип	Номинальный ток выключателя $I_{н.в}$, А	Регулирование уставки полупроводникового расцепителя				$\frac{I_{с.п}}{I_{н.расц}}$	$I_{с.з}/I_{н.расц}$ при однофазных КЗ	Ток срабатывания третьей ступени защиты	ПКС* в цепи 380 В, кА	ОПКС* в цепи 380 В, кА
		$\frac{I_{н.расц}}{I_{н.в}}$	$\frac{I_{с.о}}{I_{н.расц}}$	$t_{с.о}$, С	$t_{с.о}$, °С при токе $6 I_{н.расц}$.					
ВА53-37	160; 250; 400	0,63; 0,8 1,0	2; 3; 5; 7; 10**	-	4; 8; 16	1,25	0,5 ÷ 1	-	47,5	53
ВА53-39	160; 250; 400; 630								55	60
ВА53-41	1000		2; 3; 5; 7**						135	140
ВА53-43	1600		135						140	
ВА54-37	160; 250; 400		2; 3; 5; 7; 10**						87	-
ВА54-39	400; 500; 630		100						-	
ВА54-41	1000		2; 3; 5; 7**						150	160
ВА55-37	160; 250; 400; 630	0,63; 0,8 1,0	2; 3; 5; 7; 10	0,1; 0,2; 0,3	4; 8; 16	1,25	0,5 ÷ 1	20	32,5	38
ВА55-39	1000							25	47,5	53
ВА55-41	1600		2; 3; 5; 7					25	55	60
ВА55-43	2500		31					80	85	
ВА75-47	2500		36					60	65	
	4000		36					70	75	
			2; 3; 5					45		

Таблица П. 2.7

Трёхполюсные автоматические выключатели А3700 переменного тока с электромагнитными и тепловыми расцепителями

Тип выключателя	$I_{н.в},$ А	Номинальный ток теплового расцепителя $I_{н.расц},$ А	$\frac{I_{с.о}}{I_{н.расц}}$	$I_{с.о},$ А	Ударный ток, кА	
					ПКС в цепях 380 В	ОПКС в цепях 380 В
<i>Выключатели на напряжение до 660 В</i>						
А3716Б	160	16	1,15	630	5,5	-
		20			10	
		25			15	
		32; 40		20	-	
		50; 63		30		
80	45					
100; 125	60	125				
160	75					
А3726Б	250	160 200; 250	1,15	2500	65 75	150
А3736Б	400	250 320 400	1,15	2500 3200 4000	65 100 100	150
А3796Н	630	250	1,15	2500	65	150
		320		3200	70	
		400		4000	70	
		500		5000	70	
		630		6000	70	
<i>Выключатели на напряжение до 380 В</i>						
А3716Ф	160	16	1,15	630	5,5	-
		20			10	
		25			15	
		32; 40		20	-	
		50; 63; 80		25		
100; 125; 160	25	28				
А3726Ф	250	160 200; 250	1,15	2500	35	38
А3736Ф	630	250	1,15	2500	50	53
		320		3200		
		400		4000		
		500		5000		
		600		6000		

Таблица П. 2.8

Технические данные некоторых трансформаторов тока

Тип трансформатора	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А
<i>Трансформаторы тока для защит от междуфазных КЗ</i>		
ТК-10, ТК-15	0,4	5–1000
ТКЛ-20	0,66	5–200
ТКЛ-40	0,66	5–400
ТКФМ-3-1	3	5–600
ТОЛК-6	6	10–600
ТПЛ-10	10	5–200
ТПФМ-10	10	5–400
ТПОЛ-10	10	20–2000
ТОЛ-10	10	10–3000
ТЛ-10	10	50–3000
ТОЛ-35	35	15–3000
ТЛК-35	35	5–3000
ТВ-35	35	100–3000
ТВ-110	110	200–3000
<i>Трансформаторы тока для защит нулевой последовательности</i>		
ТЗРЛ	0,4; 0,66	200–2000
ТЗЛЭ-125	0,4; 0,66	30
ТЗЛ-200	0,4; 0,66	60
ТЗЗ-2, ТЗЗ-4	0,66	20

Трансформаторы тока изготавливаются на следующие номинальные первичные токи: 5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1600, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000, 8000, 10 000 и 15 000 А.

Вторичные номинальные токи у отечественных трансформаторов тока имеют значения 1 или 5 А.

Приложение 3

Схема подключения некоторых микропроцессорных комплексов

*Схемы измерительных и оперативных цепей
микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики*

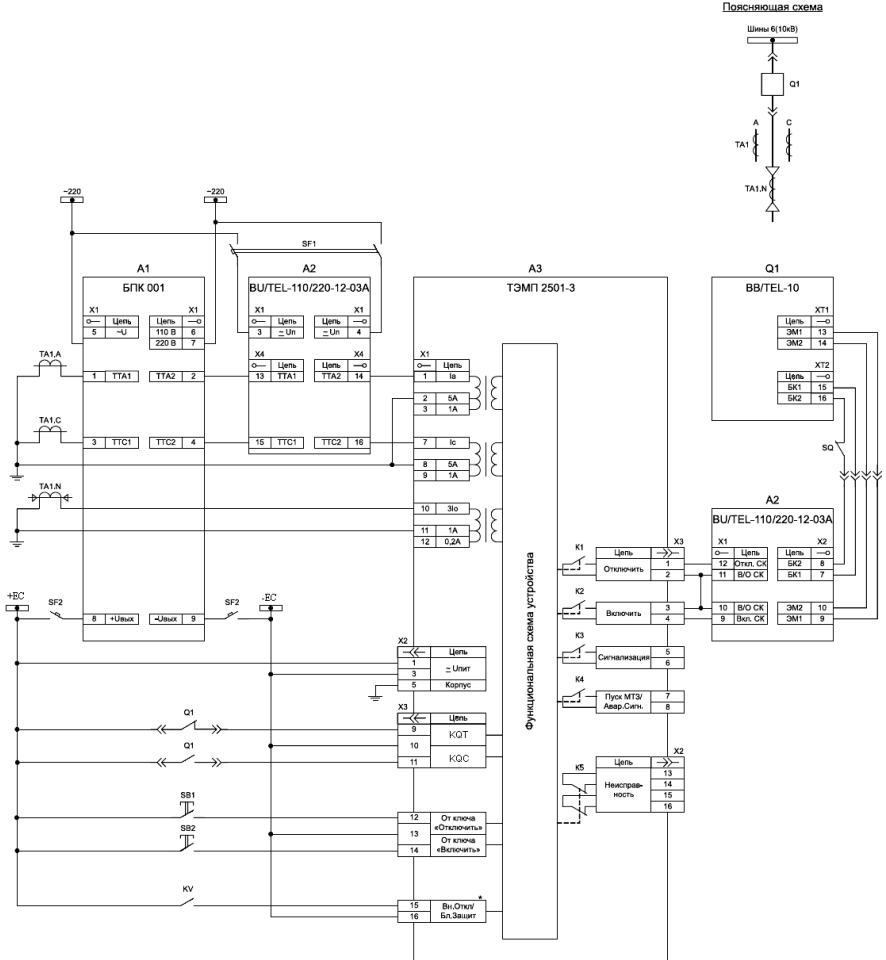


Рис. П. 3.1. Схема подключения терминала ТЭМП-2501-3

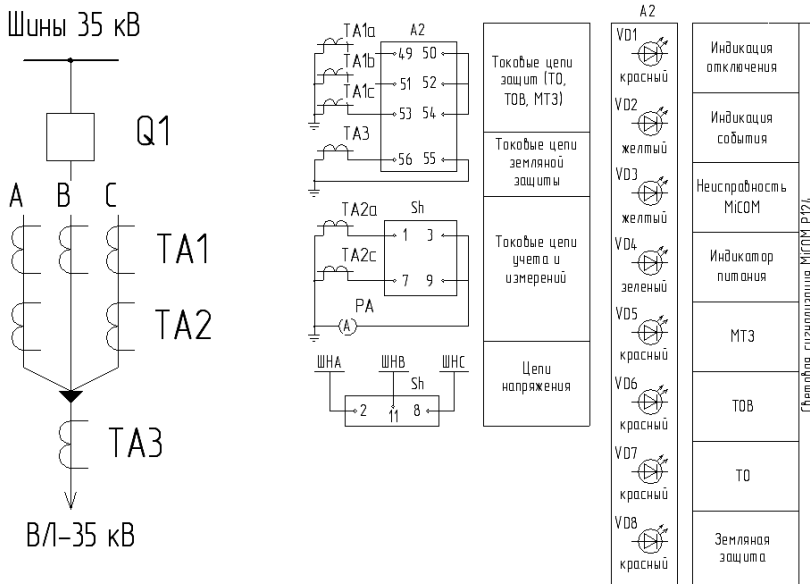


Рис. П. 3.2. Измерительная схема подключения Micom P124

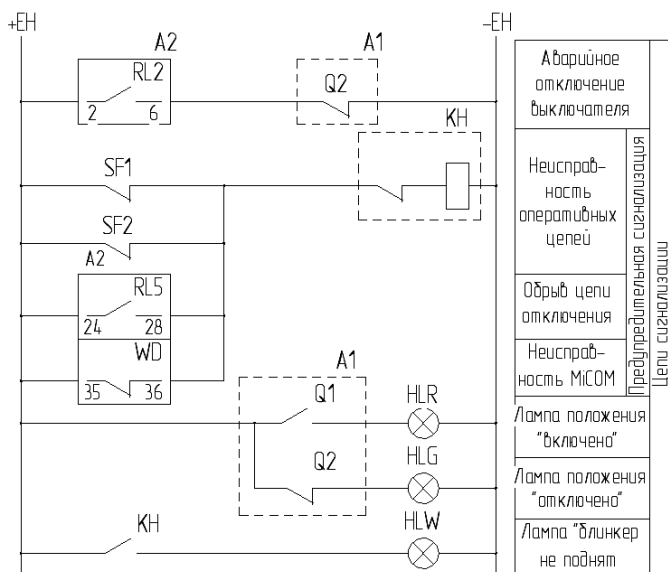


Рис. П. 3.3. Цепи сигнализации с терминалом Micom P124

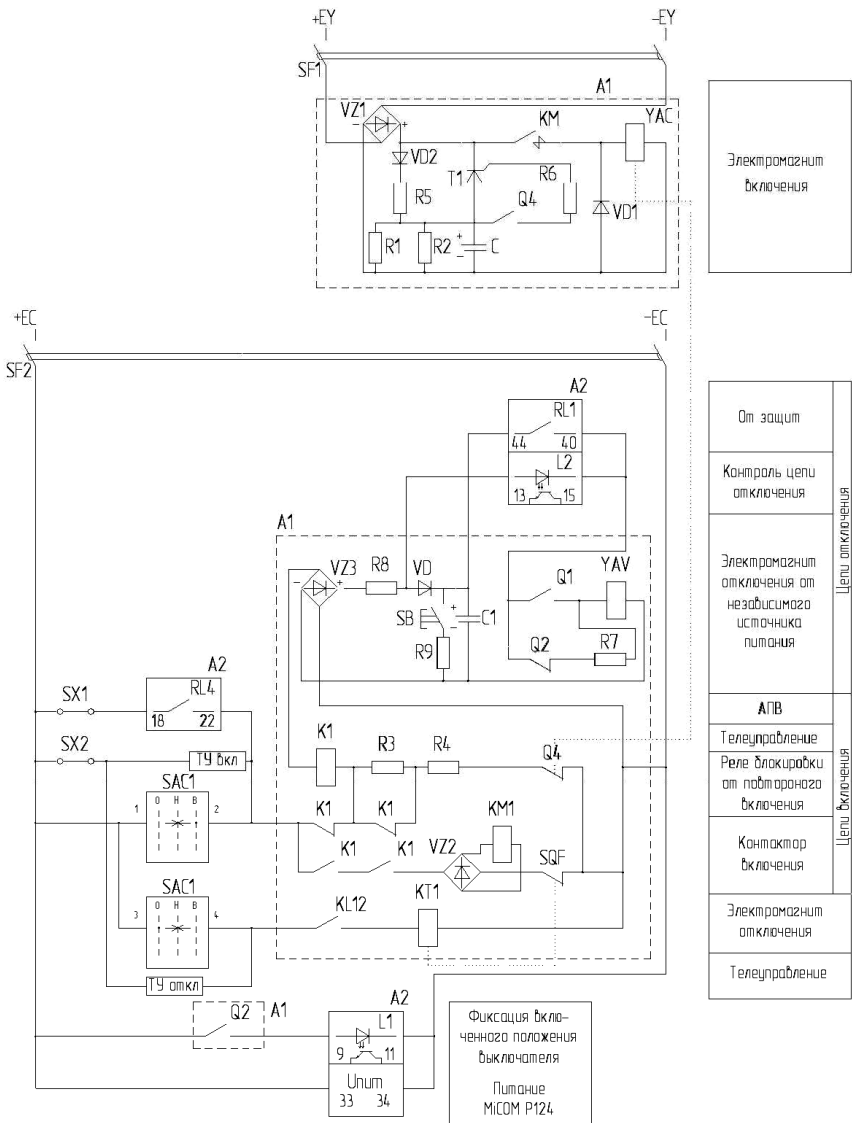


Рис. П. 3.4. Цепи управления выключателем при использовании терминала Micom P124

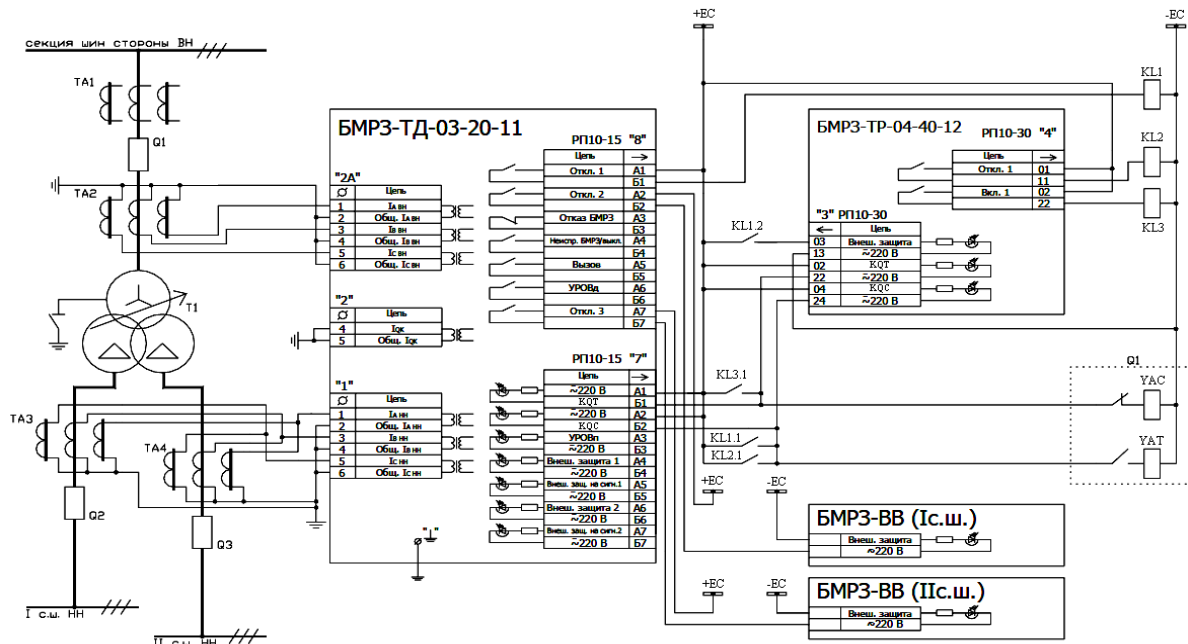


Рис. П. 3.5. Схема включения блока БМРЗ-ТД в качестве основной защиты двухобмоточного трансформатора с расщеплённой обмоткой НН совместно с блоком БМРЗ-ТР:
 KL1 – выходное реле дифференциальной защиты; KL2 – выходное реле блока БМРЗ-ТР-04-40-12 (отключение Q1);
 KL3 – выходное реле блока БМРЗ-ТР-04-40-12 (отключение Q1)

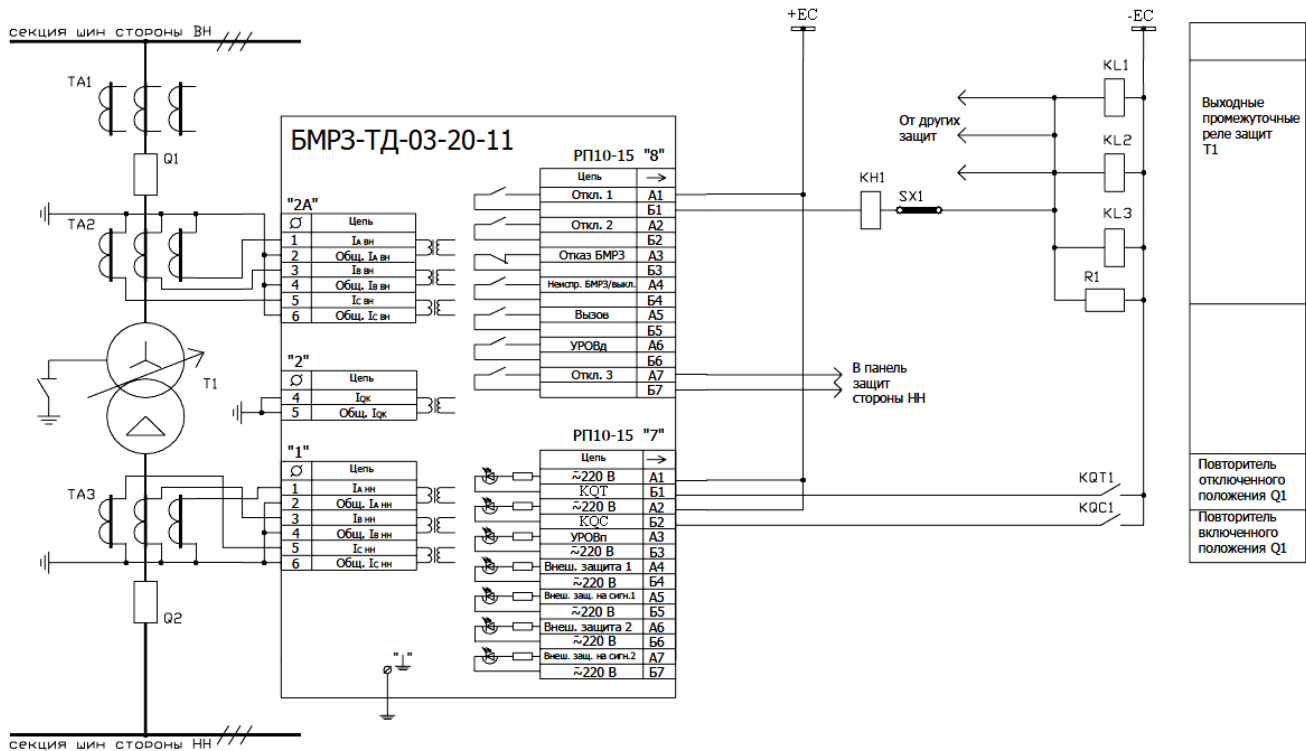


Рис. П. 3.6. Схема включения блока БМР3-ТД в качестве основной защиты двухобмоточного трансформатора в релейную панель защит и управления выключателем Q1

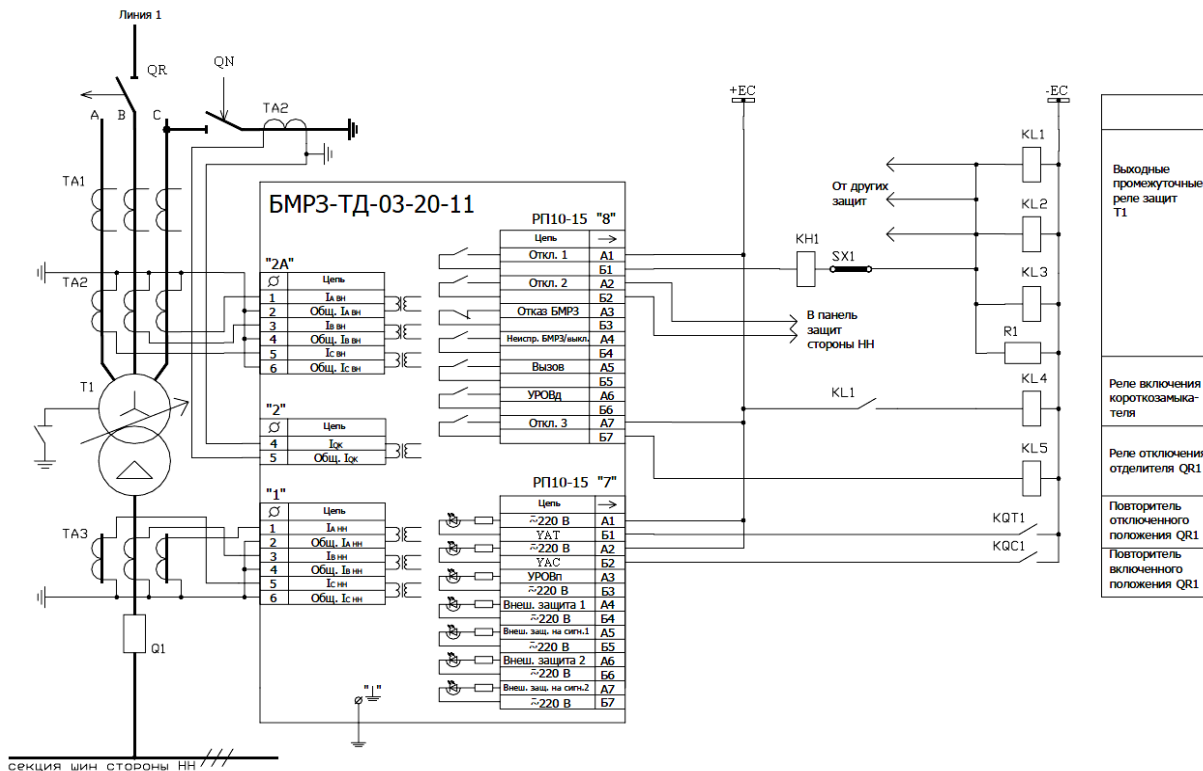


Рис. П. 3.7. Схема включения блока БМРЗ-ТД в качестве основной защиты двухобмоточного трансформатора в релейную панель защит без выключателя ВН