

В. Н. Баженов

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ
С НАПРЯЖЕНИЯМИ 110 . . . 0,4 кВ**

Пособие для практических расчетов

Харьков

2017

УДК 621.316.925

Баженов В.Н.

Релейная защита элементов электрической сети с напряжениями

110 . . . 0,4 кВ: пособие для практических расчетов / В.Н. Баженов. – Харьков: Планета-Принт, 2017. – 96 с. : ил.

В учебном пособии представлены основополагающие вопросы расчетов релейной защиты в электросетях с напряжениями 110 . . . 0,4 кВ. Рассмотрены особенности режимов работы электрических сетей и краткие пояснения для терминов релейной защиты. На примере фрагмента схемы электрической сети изложены материалы практических расчетов токов повреждений, расчетов релейной защиты линий и трансформаторов. Особое внимание уделено интеллектуальной защите распределительной сети 10 кВ с рассмотрением примера расчетов релейной защиты в исполнении реклоузеров. Даны практические примеры расчетов релейной защиты в сетях 0,4 кВ с помощью предохранителей и автоматических выключателей.

Предназначено для студентов электротехнических и электромеханических специальностей, может быть полезно инженерно-техническим работникам, занимающимся проектированием и эксплуатацией релейной защиты.

УДК 621.316.925

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня с приходом микропроцессорной техники для автоматизации распределительных электрических сетей теряется тот уровень знаний в области эксплуатации релейной защиты, который был в 60 – 70 годах предыдущего столетия среди инженеров – электриков. Фирмы производители микропроцессорной релейной защиты сами закладывают алгоритмы функционирования своих защит,

При проектировании и эксплуатации электрических сетей особое внимание должно уделяться условиям срабатывания и несрабатывания устройств релейной защиты элементов магистральных электрических сетей, подстанций, распределительных пунктов, нагрузки и др. Анализ работы релейной защиты элементов электрической сети – это по существу определение правильного (по требованию) и неправильного (излишнего, ложного и отказа) срабатывания устройства согласно тем условиям несрабатывания и срабатывания, которые предназначены для определенного вида устройства релейной защиты.

В целом релейная защита должна мгновенно срабатывать при внутренних повреждениях и с выдержкой времени для защит с относительной селективностью – при внутренних и внешних повреждениях (дополнительно), а также не срабатывать при отсутствии повреждений и для защит с использованием принципа абсолютной селективности не срабатывать при внешних повреждениях.

Первостепенной задачей специалистов – электриков в области бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей является действительное обеспечение надежности функционирования релейной защиты, уровень которой во многом зависит от самих технических средств, а также от правильного выбора и расчета параметров срабатывания и несрабатывания автономных устройств защиты электроустановок.

Целью данного учебного пособия является расширение и углубление знаний по вопросам дисциплины «Релейная защита», приобретение практических навыков в области расчетов релейной защиты на основе последних достижений развития мировой и отечественной науки и техники.

1. ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Современная электроэнергетическая система, в состав которой входят рассматриваемые электрические сети, относится к числу сложных динамических систем. Сложность ее определяется величайшим количеством электроустановок (например, генераторов, трансформаторов, линий, двигателей, электровозов, электропечей и др.), всевозможных схем первичных (главных) и вторичных (измерительных, контрольных, управленческих и др.) электрических соединений и многими особенностями технологического процесса в ЭЭС.

Главные особенности режимов работы электрических сетей [1 – 6]:

1) В каждый момент времени выработка электроэнергии должна строго соответствовать ее потреблению, что обеспечивается непрерывностью и взаимосвязью процессов производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии (с увеличением потребления электрической мощности должна увеличиваться ее выработка, и наоборот).

2) Большая скорость распространения электромагнитных возмущений в электрических сетях, для ликвидации аварий в которых должны применяться только автоматические устройства.

Переходные процессы в элементах электрических сетей часто сопровождаются отклонениями параметров электроэнергии от допустимых значений параметров нормальных эксплуатационных режимов. Возникшие ненормальные режимы приводят к увеличению тока, понижению напряжения, отклонению частоты.

Наиболее частым ненормальным режимом является перегрузка оборудования, вызванная увеличением тока сверх номинального значения. Если ток, проходящий по оборудованию, превышает номинальное значение, то за счет выделяемого им дополнительного тепла температура токоведущих частей и изоляции через некоторое время превосходит допустимую величину, что приводит к быстрому износу изоляции и ее повреждению. Для предупреждения повреждения оборудования при перегрузке необходимо принять меры к разгрузке или отключению части потребителей. Опасное для изоляции повышение напряжения может возникнуть при одностороннем отключении или включении длинной линии с большой емкостной проводимостью. При понижении частоты и напряжения создается опасность нарушения нормальной работы потребителей и устойчивости энергосистем, а повышение напряжения и тока угрожает возможными повреждениями оборудования и линий.

Ненормальные режимы часто являются предшественниками аварийных режимов, которые, как следствие, приводят к значительными экономическими потерями и ущербами. Для обеспечения нормальной работы электрических сетей необходимо как можно быстрее производить выявление и отделение места повреждения от неповрежденных участков, восстанавливая, таким образом, нормальные условия работы электрических сетей и потребителей. В этой связи возникает необходимость в создании и применении эффективных автоматических устройств, выполняющих определенные операции и защищающих электрические сети и ее элементы от опасных последствий повреждений и ненормальных режимов.

Ликвидацию аварийных режимов осуществляет релейная защита (РЗ), которая тесно связана с устройствами автоматики, предназначенными для быстрого восстановления нормального режима и питания потребителей [7 – 8].

При отключении с помощью РЗ одного из элементов электрической сети, например, линии или силового трансформатора, часть потребителей электроэнергии обесточивается. Восстановление питания таких потребителей осуществляется, как правило, автоматически устройствами автоматического повторного включения (АПВ) или автоматического включения резервного питания и оборудования (АВР).

Поддержание заданного уровня напряжения обеспечивается воздействием, на возбуждение установленных в системе синхронных машин (синхронных генераторов, синхронных двигателей и синхронных компенсаторов), изменением коэффициента трансформации понижающих силовых трансформаторов, или включением и отключением секций батарей конденсаторов. Регулирование напряжения в энергосистеме проводится в основном автоматически, для чего синхронные машины оборудуются устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ), силовые трансформаторы – устройствами автоматического регулирования коэффициента трансформации, а батареи конденсаторов – устройствами автоматического управления включением и отключением секций этих батарей.

Появление дефицита активной мощности в энергосистеме вызывает понижение частоты. При этом понижается производительность электромеханического оборудования и нарушается работа тех агрегатов, для которых имеет значение постоянство скорости вращения электродвигателей. Наличие большого дефицита активной мощности может привести к лавинообразному снижению частоты и развалу энергосистемы, в результате чего может прекратиться электропитание всех потребителей. Поэтому баланс генерируемой и потребляемой активных мощностей в энергосистеме, при отсутствии необходимых резервов,

может быть восстановлен лишь путём отключения части менее ответственных потребителей. Эта задача решается с помощью устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), устанавливаемых на подстанциях. Отключённые устройствами АЧР потребители, после ликвидации дефицита активной мощности и восстановления нормального значения частоты в энергосистеме, автоматически включаются в работу устройствами частотного АПВ (ЧАПВ).

Все перечисленные выше устройства относятся к устройствам локальной автоматики, так как они воздействуют на отдельные элементы энергосистемы по заранее заданному алгоритму вне зависимости от режима работы других элементов энергосистемы. Существует также общесистемная автоматика, поддерживающая в нормальном режиме работы энергосистемы, требуемые значения частоты, напряжения в узлах энергосистемы, перетоков активной и реактивной мощностей, а также автоматика, предотвращающая развитие аварийных процессов в энергосистеме – противоаварийная автоматика (ПА).

Устройства автоматики, которые рекомендуются для электрических сетей, можно разделить на три группы: нормального, аварийного и послеаварийного режимов.

Автоматические устройства нормального режима предназначены для обеспечения требуемых показателей качества электроэнергии и устранения их опасных изменений, например, устройства автоматики регулирования напряжения (АРН), автоматическая разгрузка трансформаторов и сети (АРС), автоматическая загрузка трансформаторов и сети (АЗС), программируемая автоматика диспетчерских переключений (АДП), автоматика контроля параметров сети и ее режимов работы (АКС и АСКУЭ) с диагностикой всего первичного и вторичного оборудования (АКО) и др.

Автоматические устройства аварийного режима предназначены для сохранения исходного и близкого к нему режима при больших и малых возмущениях, к которым относятся короткие замыкания, обрывы токоведущих частей, противоположные включения источников питания, перегрузки и др. Автоматические устройства данного режима рекомендуем разделить на следующие категории.

Первая категория: релейная защита (РЗ); автоматическое повторное включение выключателей (АПВ), после их аварийного отключения; автоматическое включение (АВР) секционирующих выключателей и выключателей явного резерва; автоматика разгрузки (АРЛ) и загрузки линий (АЗЛ).

Вторая категория: устройства автоматики деления (АД) электрической сети по признакам нарушения баланса мощностей.

Третья категория: устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и автоматической разгрузки при снижениях напряжения (АРСН).

Автоматические устройства послеаварийного режима (АВНР) должны обеспечивать восстановление нормального (до аварийного) или близкого к ним режима относительно схем питания и электроустановок потребителей. В данную категорию относятся: устройства АПВ после действия АЧР (ЧАПВ); устройства автоматического восстановления до аварийной схемы питания после успешного АВР; автоматические устройства для определения мест повреждения и др.

В процессе аварийных событий, происходящих в после срабатывания релейной защиты и выключателей, определяющим является быстрая и точная оценка событий аварийного режима и принятие правильного решения для восстановления схемы электрических сетей в послеаварийном режиме. Для электроэнергетических систем, обладающих свойствами непрерывности и быстротечности переходных процессов, оценка событий работы релейной защиты и выключателей должна выполняться автоматически с применением современных средств микропроцессорной техники в составе Smart Grid.

Здесь немаловажное значение имеет наличие информации о предыстории выключателей, объемах и статистике релейной защиты и автоматики. Особое значение для принятия решений имеет анализ работы логической части релейной защиты, которая должна обеспечивать срабатывание по требованию и несрабатывание при внешних повреждениях либо при отсутствии последних.

В целом, для надежного оперативного восстановления схемы электрических сетей в процессе аварийного режима и после него необходимо обладать информацией о конфигурации схемы, включенных и отключенных цепях, объемах релейной защиты и автоматики, цепях с возникшими повреждениями, отказах основных и резервных защит, излишних и ложных действиях релейной защиты, неправильных действий выключателей и блокировок защиты и автоматики.

В целом, функции и состав автоматических устройств распределительных электрических сетей в концепции Smart Grid существенно расширяется. Совершенствуется автоматизация целого ряда технологических операций, возрастает объем обмена информации о состоянии объектов управления, возникает необходимость координации оперативной деятельности смежных объектов электрической сети.

Все эти факторы определяют необходимость интеграции всех автоматических и автоматизированных устройств в единую автоматизированную систему управления технологическими процессами (АСУТП ПС) при широком обмене информации о состоянии электрической части ЭЭС. Возможность

создания систем АСУ ТП ПС на базе концепции Smart Grid определяется прогрессом новых технологий в релейной защите, противоаварийной автоматике, управлении, контроле состояния объекта, регистрации аварийных событий и учете электроэнергии за счет использования микропроцессорных систем, обладающих высоким быстродействием и информативностью, глубоким автоматическим контролем функционирования аппаратуры и развитыми блокировками от неправильных действий персонала.

Краткие пояснения терминов релейной защиты, которые используются в данной работе.

Селективность – такое действие релейной защиты, при котором в первую очередь своими защитами отключается поврежденная часть электрической сети (например, а потом, если не отключилось повреждение – срабатывают смежные защиты).

Абсолютная селективность – защита не реагирует на повреждения в смежных электроустановках.

Относительная селективность – защита через заданную выдержку времени (t_{CP}) срабатывает, как при повреждениях в своей, так и в смежной электроустановке, если последняя не отключилась своими защитами.

Последующая защита по направлению от шин к электроустановке – это та, которая ближе к источнику питания, **предыдущая** – ближе к нагрузке.

Основная защита та, которая имеет минимальную выдержку времени.

Резервная защита – защита с выдержкой времени, выполняющая функции ближнего резервирования (защита резервирует защиты своей электроустановки) и дальнего резервирования (защита резервирует защиты смежных электроустановок).

Селективность может быть задана: выдержками времени (где Δt – ступень селективности, для микропроцессорных защит составляет 0,25 – 0,3 с); значениями электрических параметров (тока I_{C3} , напряжения U_{C3} , сопротивления Z_{C3} и др.) и, если надо по селективности, их направлениями φ_{CP} и характеристиками в комплексной плоскости; дифференциальными принципами сравнения; логическими сравнениями данных путем их обмена (логическая селективность), архитектурой релейной защиты за счет выбранных мест подключения измерительных трансформаторов тока и напряжения (характерный признак для релейной защиты пятого поколения) и др.

Чувствительность (нормируется коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}}$) – способность релейной защиты выявлять те повреждения, на которые она настроена.

Длительность отключения повреждения состоит из времени срабатывания защиты $t_{\text{СР}}$ и собственного времени отключения выключателя $t_{\text{О}}$

Быстрота действия релейной защиты определяется: параметрами электроустановки (назначение, напряжение, ток, мощность и др.); величинами термической и динамической стойкости, чтобы за время действия защиты в электроустановке не произошли значительные повреждения, а также не нарушилась устойчивая работа электрической системы, не понизилось напряжение ниже допустимого и др.

Например, быстрота действия релейной защиты электрической сети должна не допускать пережога ее проводов, с этой точки зрения допустимое время срабатывания релейной защиты не должно превышать

$$t_{\text{СР,доп}} = 0,2 - 0,3 \text{ с.}$$

Поэтому для предотвращения пережога проводов электрической сети открытой дугой допускается применение не селективной релейной защиты с последующим исправлением ее не селективности за счет использования автоматического повторного включения (АПВ), разрешающего ускоряться защите до действия АПВ.

Надежность защиты – абсолютная, непрерывная способность выполнять заданные функции. Для защиты существует три вида надежности:

Надежность срабатывания – защита должна срабатывать по требованию, когда возникает требование к работе. Нарушение данной надежности называется отказом в срабатывании и характеризуется параметром потока отказов $\omega_{\text{отк}}$ (1/год).

Надежность несрабатывания при внешних повреждениях – защита не должна работать при внешних повреждениях (например, абсолютно селективная токовая отсечка). Нарушение данной надежности несрабатывания называется излишним срабатыванием и характеризуется параметром потока **излишних срабатываний** $\omega_{\text{ис}}$ (1/год).

Надежность несрабатывания при отсутствии повреждений – защита не должна работать в нормальных режимах, при отсутствии повреждений.

Нарушение данной надежности несрабатывания называется ложным срабатыванием и характеризуется параметром потока *ложных срабатываний*

$\omega_{\text{лс}}$ (1/год).

Обычно выбор параметров защит выполняется по условиям их несрабатывания в максимальных режимах нормальной или аварийной работах электроустановки, где в месте установки защиты: I_{max} – наибольшее значение тока, U_{min} – наименьшее значение напряжения, Z_{min} – наименьшее значение сопротивления (чем ближе к защите повреждение, тем меньше сопротивление, замеряемое реле защиты $Z_{\text{рз}}$).

Чувствительность защит проверяется по условиям их срабатывания в минимальных режимах нормальной или аварийной работах электроустановки, где в месте установки защиты: I_{min} – наименьшее значение тока, U_{max} – наибольшее значение напряжения, Z_{max} – наибольшее значение сопротивления.

2. ФРАГМЕНТ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Здесь и ниже будет рассматриваться релейная защита элементов для схемы электрической сети, приведенной на рис. 2.1.

Сопротивление системы «С» относительно 110 кВ подстанции ПС1 равны $X_{1c} = 22$ Ом, $X_{0c} = 25$ Ом. Мощность трехфазного КЗ на шинах 35 кВ подстанции ПС 1 составляет 480 МВА. Параметры трансформаторов даны в табл. 2.1, линий – табл. 2.2, нагрузок – табл. 2.3.

Таблица 2.1 – Параметры трансформаторов

Трансформатор	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
Мощность, МВА	10	10	40	10	10	10	0,63	0,4	0,4
Напряжение $U_{\text{к}}$, %	10	10	8	7,5	7,5	7,5	5,5	5,5	5,5

Таблица 2.2 – Параметры линий

Линия	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10
Длина, км	10	10	8	7	4	3	4	6	4	4

Таблица 2.3 – Параметры нагрузок

Нагрузка	H1	H2	H3	H4	H5
Мощность, МВА	3	2,7	3,5	2,7	4,5
Коэффициент самозапуска $K_{сзп}$	2,8	2,54	2,3	2,7	2,2
Время срабатывания защиты $t_{сз}, c$	0,7	0,8	0,7	0,8	1,0

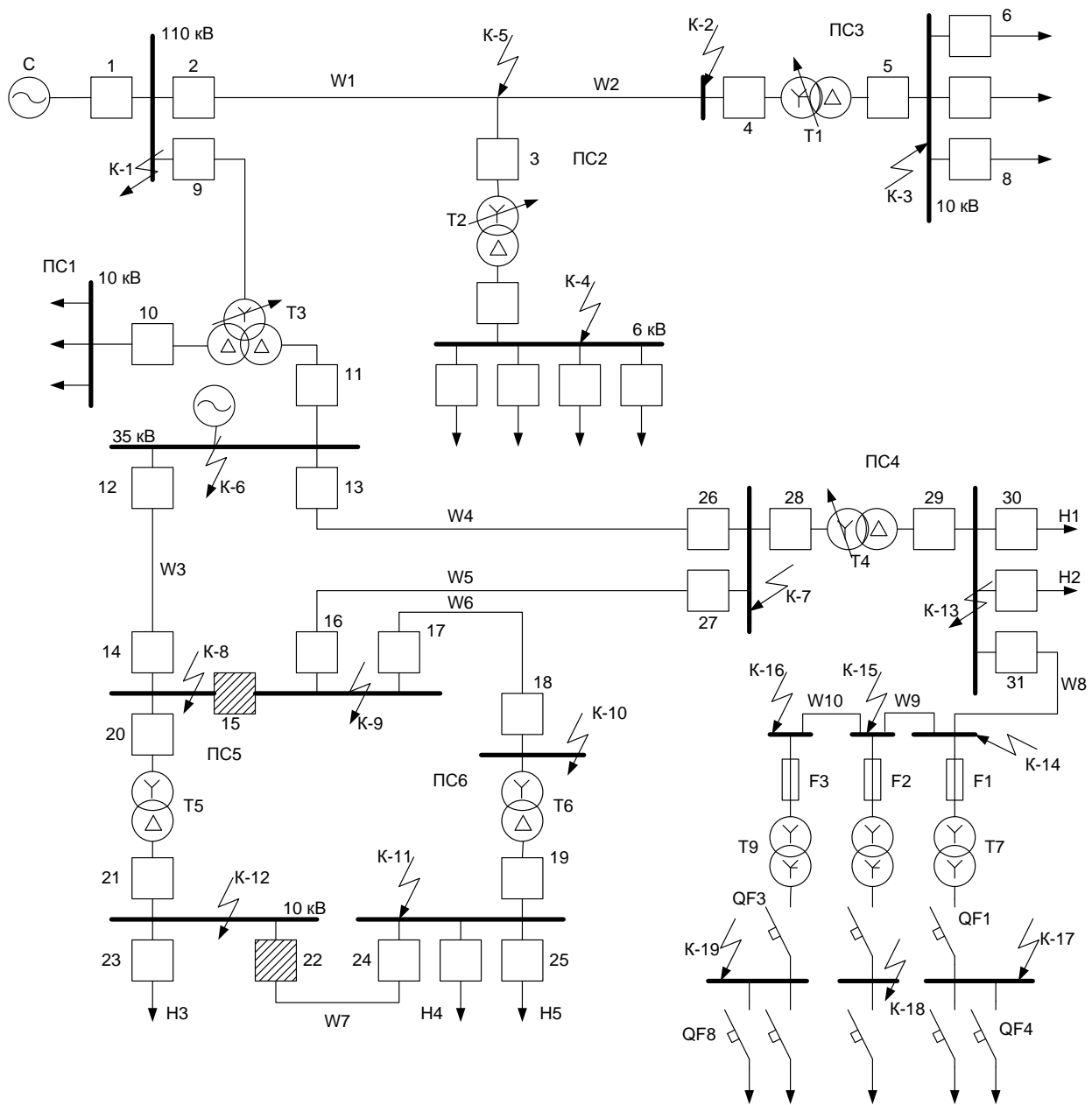


Рисунок 2.1 – Схема электрической сети

3. РАСЧЕТ ТОКОВ ПОВРЕЖДЕНИЙ В СЕТИ 110 кВ

Схема электрической сети (см. рис. 2.1) включает подстанции ПС1, ПС2 и ПС3. Параметры электрической сети определяем [9 – 13] для расчетов составляющих прямой последовательности (в обозначенных с индексом 1, например, X_1), обратной последовательности (X_2) и нулевой последовательности (X_0) приведенные к напряжению стороны ВН – 110 кВ.

Сопроотивления линии:

$$X_{1W1} = X_{уд} \cdot L_{W1} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом}; \quad X_{2W1} = 3 \cdot X_{1W1} = 3 \cdot 4 = 12 \text{ Ом}$$

$$X_{1W2} = X_{уд} \cdot L_{W2} = 0,4 \cdot 10 = 4 \text{ Ом}; \quad X_{0W2} = 3 \cdot X_{1W2} = 3 \cdot 4 = 12 \text{ Ом}.$$

Сопроотивления трансформаторов:

$$X_{1T1,T2} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{T1,T2}} = \frac{10}{100} \cdot \frac{110^2}{10} = 121 \text{ Ом},$$

$$X_{0T1,T2} = X_{1T1,T2} = 121 \text{ Ом}.$$

Для расчетов токов повреждений и параметров релейной защиты принимаем следующий режим работы нейтрали для трансформаторов: Т1 – нейтраль заземлена, Т2 – нейтраль разземлена.

В дальнейших расчетах токов КЗ в сети 110 кВ используем для различных видов повреждений следующие формулы: трехфазные КЗ:

$$I_{\phi K-i}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{X_{1K-i}};$$

двухфазные КЗ:

$$I_{\phi K-i}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{X_{1K-i} + X_{2K-i}};$$

$$\left(\text{при } X_{1K-i} = X_{2K-i} \quad I_{\phi K-i}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\phi K-i}^{(3)} \right);$$

однофазные КЗ на землю:

$$I_{\phi K-i}^{(1)} = 3I_{0K-i}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{\phi}}{X_{1K-i} + X_{2K-i} + X_{0K-i}};$$

$$\left(\text{при } X_{1K-i} = X_{2K-i} \quad I_{0K-i}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{\phi}}{2X_{1K-i} + X_{0K-i}} \right);$$

двухфазные КЗ на землю при равенстве $X_{1K-i} = X_{2K-i}$:

$$I_{\Phi K-i}^{(1,1)} = 3I_{0K-i}^{(1,1)} = \frac{\sqrt{3} U_{\Phi}}{X_{1K-i} + 2X_{0K-i}};$$

Составляем схемы замещения для прямой (обратной) последовательности (рис. 3.1) и нулевой последовательности (рис. 3.2).

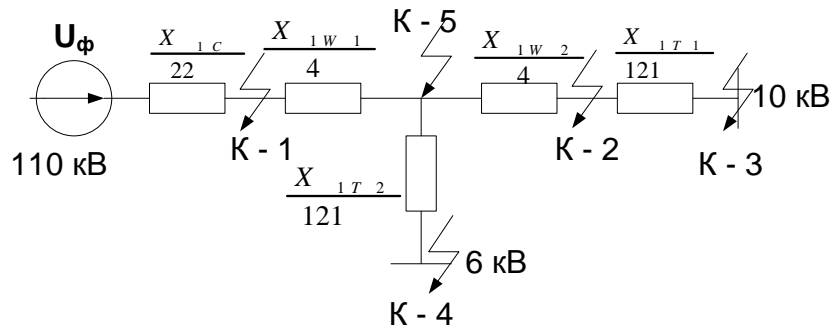


Рисунок 3.1 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности сети

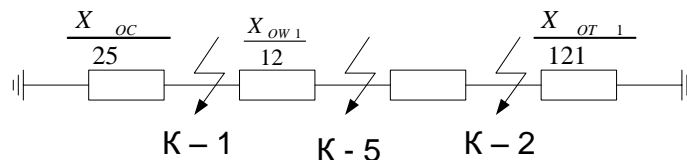


Рисунок 3.2 – Схема замещения нулевой последовательности сети

Расчет токов КЗ в начале линии W1, на шинах 110 кВ подстанции ПС-1, точка К-1. Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K-1}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3}X_{1C}} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 22} = 2890 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{K-1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K-1}^{(3)} = 2890 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 2500 \text{ А.}$$

Эквивалентное сопротивление схемы замещения нулевой последовательности относительно точки К-1:

$$X_{0K-1} = X_{0C} // (X_{0W1} + X_{0W2} + X_{0T1}) = \frac{25(12 + 12 + 121)}{25 + 12 + 12 + 121} = 21,3 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного КЗ:

$$I_{K-1}^{(1)} = 3I_{0K-1}^{(1)} = \frac{3 \cdot U_{\Phi}}{X_{1K-1} + X_{2K-1} + X_{0K-1}} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22 + 22 + 21,3)} = 2920 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ на землю:

$$I_{K-1}^{(1,1)} = 3I_{0K-1}^{(1,1)} = \frac{3 \cdot U_{\phi}}{X_{1K-1} + 2X_{0K-1}} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22 + 2 \cdot 21,3)} = 2953 \text{ А}.$$

Как видно из расчетов, токи замыкания на землю в точке К-1 ($I_{K-1}^{(1)} = 2920$ А и $I_{K-1}^{(1,1)} = 2953$ А) больше, чем ток трехфазного КЗ в этой же точке ($I_{K-1}^{(3)} = 2890$ А). Это объясняется сравнением эквивалентных сопротивлений нулевой и прямой последовательностей ($X_{0ЭКВ} < X_{1ЭКВ}$).

С целью уменьшения токов однофазного КЗ в электрических сетях выполняют разземление нейтрали трансформаторов (например, нейтраль трансформатора Т2 разземлена).

Для сравнения выполним расчет тока однофазного КЗ в К-1, когда нейтраль трансформатора Т2 заземлена (рис. 3.3).

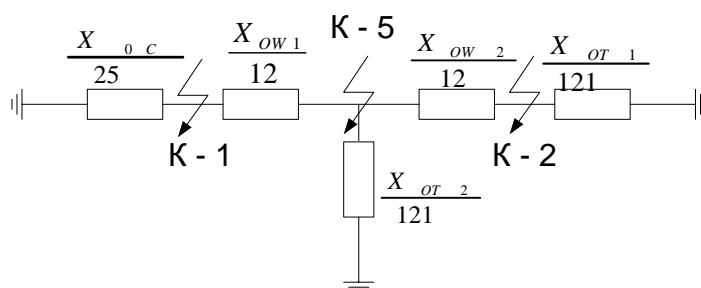


Рисунок 3.3 – Схема заземления для токов нулевой последовательности, когда нейтраль Т2 заземлена.

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности относительно точки К-1:

$$X_{0K-1} = \{[(X_{ow2} + X_{ot1}) // X_{ot2}] + X_{ow1}\} // X_{0c} = 25 // 75,4 = 18,8 \text{ Ом}.$$

Ток однофазного КЗ (нейтраль Т2 заземлена):

$$3I_{0K-1}^{(1)} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22 + 22 + 18,8)} = 3040 \text{ А}.$$

Ток двухфазного КЗ на землю (нейтраль Т2 заземлена):

$$3I_{0K-1}^{(1,1)} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22 + 2 + 18,8)} = 3200 \text{ А}.$$

Последняя цифра расчета ($I_{K-1}^{(1,1)} = 3200$ А) больше тока трехфазного КЗ ($I_{K-1}^{(3)} = 2890$ А) на 10%, когда нейтрали двух силовых трансформаторов заземлены.

В расчетах токов КЗ необходимо выполнять распределение токов в месте установки релейной защиты (например, для РЗ W1, рис.3.4), чтобы выбирать ток срабатывания защиты (отстраивать от КЗ «за спиной», рис. 3.4а) и проверять чувствительность защиты при повреждении в зоне действия защиты (рис. 3.4 б).

Рассмотрим токораспределение в схеме нулевой последовательности при

К-1 (рис. 3.5) опираясь на исходную схему (см. рис.3.2).

Полный ток $I_{K-1}^{(1)} = 2920 \text{ А}$.

Коэффициенты участия системы и защищаемой линии:

$$C_{oc} = \frac{X_{ЭKB}}{X_{oc}} = \frac{X_{0K-1}}{X_{oc}} = \frac{21,3}{25} = 0,85,$$

$$C_{ow1} = \frac{X_{0K-1}}{X_{ow1,2,T1}} = \frac{21,3}{145} = 0,15.$$

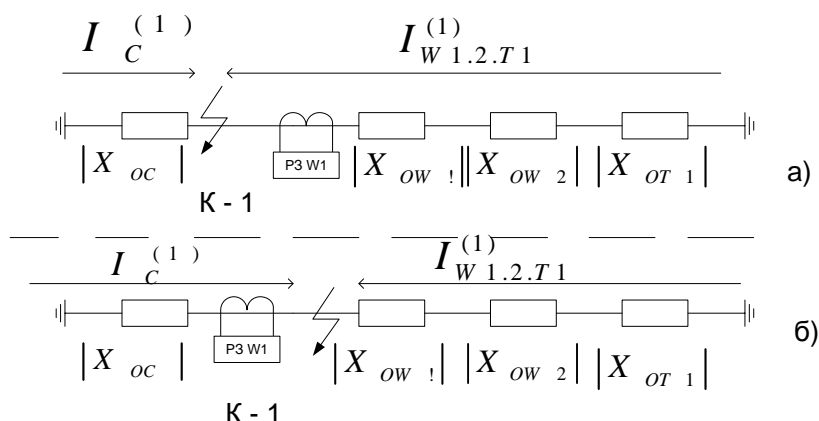


Рисунок 3.4 – Распределение токов однофазного КЗ в сети 110 кВ:

- а) релейная защита должна быть отстроена от тока со стороны защищаемой линии
 б) релейная защита должна работать от тока со стороны системы

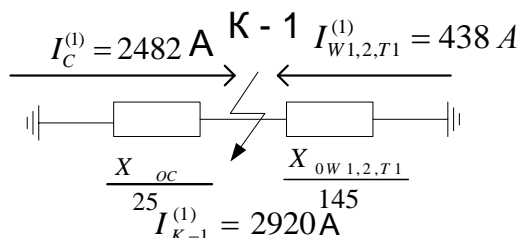


Рисунок 3.5 – Токораспределение при однофазном КЗ в К-1

Токи КЗ на землю в точке К-1 от системы и защищаемой линии:

$$I_C^{(1)} = C_{oc} \cdot I_{K-1}^{(1)} = 0,85 \cdot 2920 = 2482 \text{ А},$$

$$I_{W1}^{(1)} = C_{ow1} \cdot I_{K-1}^{(1)} = 0,15 \cdot 2920 = 438 \text{ А}.$$

Расчет токов КЗ в конце линии W2, на шинах 110 кВ подстанции ПСЗ в точке К-2 (см. рис. 3.1 – 3.3).

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K-2}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3}X_{1K-2}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3}(X_{1C} + X_{1W1} + X_{1W2})} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(22 + 4 + 4)} = 2119 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{K-2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K-2}^{(3)} = 0,867 \cdot 2119 = 1833 \text{ А.}$$

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности относительно точки К-2.

$$X_{0K-2} = (X_{0C} + X_{0W1} + X_{0W2}) // X_{0T1} = \frac{49 \cdot 121}{49 + 121} = 34,9 \text{ Ом}$$

Ток однофазного КЗ на землю:

$$I_{K-2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{X_{1K-2} + X_{2K-2} + X_{0K-2}} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(30 + 30 + 34,9)} = 2010 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ на землю:

$$I_{K-2}^{(1,1)} = \frac{3 \cdot U_{\phi}}{X_{1K-2} + 2X_{0K-2}} = \frac{3 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3}(30 + 2 \cdot 34,9)} = 1910 \text{ А.}$$

Токораспределение в схеме нулевой последовательности при К-2 (рис. 3.6)

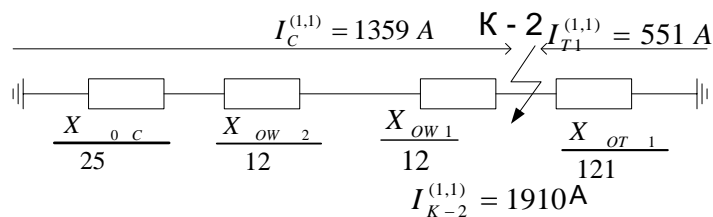


Рисунок 3.6 – Токораспределение при двухфазном КЗ в К-2

Полный ток $I_{K-2}^{(1,1)} = 1910 \text{ А.}$

Коэффициенты участия системы и трансформатора Т1:

$$C_{0C} = \frac{X_{0K-2}}{(X_{0C} + X_{0W1} + X_{0W2})} = \frac{34,9}{(25 + 12 + 12)} = 0,71,$$

$$C_{0T1} = \frac{X_{0K-2}}{X_{0T1}} = \frac{34,9}{121} = 0,29.$$

Токи двухфазного КЗ на землю в точке К-2 со стороны защищаемой линии и от трансформатора Т1:

$$I_{W1,2}^{(1,1)} = C_{0C} \cdot I_{K-2}^{(1,1)} = 0,71 \cdot 1910 = 1359 \text{ А;}$$

$$I_{T1}^{(1,1)} = C_{0T1} \cdot I_{K-2}^{(1,1)} = 0,29 \cdot 1910 = 551 \text{ А.}$$

Расчет токов КЗ (приведенных к $U=110 \text{ кВ}$) за трансформатором Т1, на шинах 10 кВ в точке К-3.

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K-3}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_{IC} + X_{IW1} + X_{IW2} + X_{IT2})} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22 + 4 + 4 + 121)} = 421 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{K-3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K-3}^{(3)} = 0.867 \cdot 421 = 364 \text{ А.}$$

Расчет токов КЗ (приведенных к $U_{ВН}=110$ кВ, в месте установки защиты линии W1) за трансформатором Т2, на шинах 6 кВ в точке К-4.

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{K-4}^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (X_{IC} + X_{IW1} + X_{IT2})} = \frac{110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22 + 4 + 121)} = 432 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{K-4}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K-4}^{(3)} = 0.867 \cdot 432 = 374 \text{ А.}$$

Рабочие максимальные токи в сетях 110/10 и 110/6 кВ определяем по номинальным токам трансформаторов Т1 и Т2.

Рабочие максимальные токи трансформаторов:

$$I_{\text{рабМАХТ}} = I_{\text{рабМАХТ2}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 53 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток линии W2:

$$I_{\text{рабмаксW2}} = I_{\text{рабмаксТ}} = 53 \text{ А.}$$

Рабочий максимальный ток линии W1:

$$I_{\text{рабМАХW1}} = I_{\text{рабМАХW2}} + I_{\text{рабМАХТ}} = 53 + 53 = 106 \text{ А.}$$

Результаты расчетов токов КЗ и максимальных рабочих токов для системы электроснабжения 110/10 и 110/6 кВ приведены в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Результаты расчетов токов КЗ

Токи КЗ	$I^{(3)}, A$	$I^{(2)}, A$	$I^{(1)}, A$	$I^{(1.1)}, A$
К-1 ($X_0 < X_1$)	2890	2500	2920 2482→ 438←	2953 2510→ 443←
К-2 ($X_0 > X_1$)	2119	1833	2010 1427→ 583←	1910 1359→ 551←
К-5 ($X_0 > X_1$)	2445	2115	2358 1842→ 516←	2276 1778→ 498←
К-3	421	364	-	-
К-4	432	374	-	-

Таблица 3.2 – Результаты расчетов рабочих максимальных токов

$I_{p.m.}$	T1	T2	Л1	Л2
A	53	53	106	53

4. ПОСТРОЕНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Рассматривается электрическая сеть в составе: электрической системы (см. рис. 2.1) 110 кВ с параметрами $X_{1C}=22$ Ом, $X_{0C}=25$ Ом; воздушных линий электропередачи 110 кВ (W1 и W2); отпаечного трансформатор T2 (110 / 6 кВ) мощностью 10 МВА и тупиковой подстанции ПСС с трансформатором T1 (110 / 10 кВ) мощностью 10 МВА (рис. 4.1). В соответствии с ПУЭ, [14 – 18] и руководящими указаниями по релейной защите в рассматриваемой сети устанавливаем следующие защиты. Для трансформаторов 110 кВ:

газовая защита; токовая отсечка; МТЗ на стороне НН; МТЗ на стороне ВН; дистанционная защита; продольная дифференциальная токовая защита.

Для линий 110 кВ:

токовая отсечка; токовая отсечка с выдержкой времени; токовая защита нулевой последовательности; дифференциально-фазная высокочастотная защита; дистанционная защита.

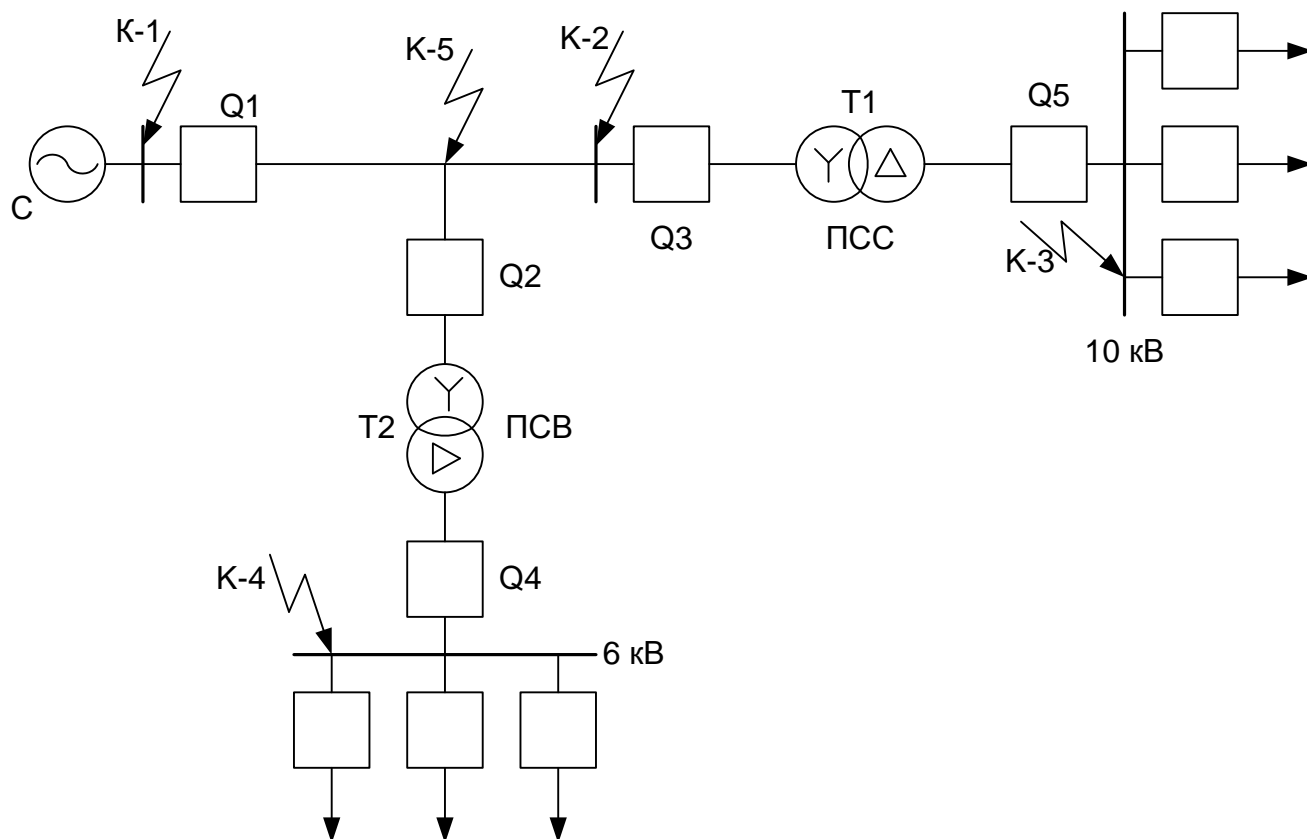


Рисунок 4.1 –Электрическая сеть 110/10 (6) кВ

4.1. Токовая отсечка трансформатора

Защита включается на измерительные трансформаторы тока стороны высшего напряжения (ВН). Схема соединения – полная звезда.

Первичный номинальный ток:

$$I_{\text{ТВН}} = \frac{S_{\text{П}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 53 \text{ А.}$$

Коэффициент трансформации трансформатора тока (ТТ):

$$K_{\text{ТВН}} = \frac{150}{5} = 30.$$

Коэффициент схемы ТТ равен: $K_{\text{сх}} = 1$.

Первичный ток срабатывания защиты выбирается по двум условиям.

Первое – отстройка от повреждений за трансформатором в точке К-3:

$$I_{\text{сзТО}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{К-3}}^{(3)} = 1,3 \cdot 421 = 547 \text{ А.}$$

Второе – отстройка от броска тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{СЗТО}} = 4 \cdot I_{\text{ТВН}} = 4 \cdot 53 = 212 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{СЗТО}} = 550 \text{ А.}$

Чувствительность защиты к междуфазным КЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К-2}}^{(2)}}{I_{\text{СЗТО}}} = \frac{1833}{550} = 3,3 > 2.$$

Чувствительность защиты к замыканиям на землю на стороне ВН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К-2}}^{(1.1)}}{I_{\text{СЗТО}}} = \frac{1359}{550} = 2,47 > 2.$$

Уставка защиты (ток срабатывания реле):

$$I_{\text{устто}} = \frac{K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТВН}}} \cdot I_{\text{СЗТО}} = \frac{1 \cdot 550}{30} = 18,3 \text{ А.}$$

4.2. Максимальная токовая защита на стороне НН трансформатора

Защита включается на измерительные трансформаторы тока стороны низкого напряжения (НН). Схема соединения – полная звезда. Первичный номинальный ток:

$$I_{\text{ТНН}} = \frac{S_{\text{Т1}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 583 \text{ А.}$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТНН}} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Коэффициент схемы трансформаторов тока: $K_{\text{СХ}} = 1.$

Первичный ток срабатывания защиты выбирается по условиям:

первое – условие несрабатывания МТЗ НН после отключения повреждений в зоне предыдущих защит присоединений 10 кВ;

второе – условие несрабатывания рассматриваемой защиты в цикле АВР на стороне НН.

$$I_{\text{СЗМТЗНН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{ТНН}} = \frac{1,2 \cdot 1,8}{0,8} \cdot 583 = 1574 \text{ А.}$$

$$I_{\text{СЗМТЗНН}} = K_{\text{Н}} \cdot (I_{\text{ТНН}} + K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{ТНН}}) = 1,2 \cdot (583 + 1,8 \cdot 583) = 1959 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{СЗМТЗНН}} = 2000 \text{ А}$.

Минимальный ток КЗ в зоне действия защиты:

$$I_{\text{К-ЗНН}}^{(2)} = I_{\text{К-ЗВН}}^{(2)} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 364 \cdot \frac{110}{10} = 4004 \text{ А}.$$

Чувствительность защиты:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{К-ЗНН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗМТЗНН}}} = \frac{4004}{2000} = 2 > 1.5.$$

Время срабатывания защиты по условию отстройки от максимальных токовых защит присоединений ($t=0 \text{ с}$) и ввода на выключатель Q5 (см. рис. 4.1):

$$t_{\text{СЗМТЗНН}} = t_{\text{ПР}} + t_{\text{СЗМТЗ5}} + \Delta t = 0.7 + 0.5 + 0.5 = 1.7 \text{ с}$$

Уставка защиты:

$$I_{\text{УСТМТЗНН}} = \frac{K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТНН}}} \cdot I_{\text{СЗМТЗНН}} = \frac{1 \cdot 2000}{200} = 10 \text{ А}.$$

Максимальная зона надежной чувствительности максимальной токовой защиты для кабельной линии 10 кВ, сечением 35 мм² ($R_{\text{КАБ}}=0,52 \text{ Ом/км}$ и $X_{\text{КАБ}}=0,095 \text{ Ом/км}$) к двухфазному КЗ определяется формулой:

$$l_{\text{заш}} = \left(\frac{U_{\text{НН}}}{2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{СЗ}}} - X_{\text{С}}^{(2)} \right) / \sqrt{R_{\text{КАБ}}^2 + X_{\text{КАБ}}^2} = \left(\frac{10 \cdot 10^3}{2 \cdot 1,2 \cdot 2000} - 1,44 \right) / \sqrt{0,52^2 + 0,095^2} = 1,2 \text{ км},$$

где K_3 – коэффициент запаса; $X_{\text{С}}^{(2)}$ – сопротивление системы относительно секции НН, Ом.

Сопротивление системы:

$$X_{\text{С}}^{(2)} = \frac{U}{\sqrt{3} I_{\text{К-ЗНН}}^{(2)}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4004} = 1,44 \text{ Ом}.$$

4.3. Максимальная токовая защита на стороне ВН трансформатора

Как и токовая отсечка, МТЗ ВН включается на трансформаторы тока стороны высшего напряжения трансформатора. Первичный ток срабатывания защиты выбирается по условиям: 1) первое – условие несрабатывания защиты после отключения внешнего КЗ с учетом предвключенной нагрузки на другой секции НН, которая запитана от трансформатора Т1; 2) условие несрабатывания защиты в цикле АПВ питающей линии W1; 3) условие загробления защиты по сравнению с предыдущей защитой МТЗ НН.

$$1) \quad I_{\text{СЗМТЗВН}} = K_{\text{Н}} \cdot \left(\frac{K_{\text{ПР}} \cdot K_{\text{СЗП}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{НОМВН}} + K_{\text{ПР}} \cdot I_{\text{НОМВН}} \right) = 1.2 \cdot \left(\frac{1.1 \cdot 1.8}{0.8} \cdot 53 + 1.1 \cdot 53 \right) = 227 \text{ А.}$$

$$2) \quad I_{\text{СЗМТЗВН}} = K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot K_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМВН}} = 1.2 \cdot 1.8 \cdot 1.4 \cdot 53 = 160 \text{ А.}$$

$$3) \quad I_{\text{СЗМТЗВН}} = K_{\text{З}} \cdot I_{\text{СЗМТЗНН}} = 1.1 \cdot 2200 \cdot \frac{10}{110} = 200 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{\text{СЗМТЗВН}} = 230 \text{ А.}$

Чувствительность защиты:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{К-3}}^{(2)}}{I_{\text{СЗМТЗВН}}} = \frac{364}{230} = 1,6 > 1,2.$$

Время срабатывания защиты по условию отстройки от предыдущей защиты: $t_{\text{СЗМТЗВН}} = t_{\text{СЗМТЗНН}} + \Delta t = 1.7 + 0.5 = 2.2 \text{ с.}$

$$\text{Уставка защиты: } I_{\text{УСТМТЗВН}} = \frac{K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТВН}}} \cdot I_{\text{СЗМТЗВН}} = \frac{1 \cdot 230}{30} = 7,7 \text{ А.}$$

4.4. Защита от перегрузки трансформатора

Ток срабатывания защиты от перегрузки выбирается по условиям возврата реле защиты при номинальном токе трансформатора на стороне ВН:

$$I_{\text{СЗЗП}} = \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т1ВН}} = \frac{1.05}{0.85} \cdot 53 = 65,5 \text{ А.}$$

Уставка защиты (ток срабатывания реле):

$$I_{\text{УСТЗП}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗЗП}}}{K_{\text{ТВН}}} = \frac{1 \cdot 65.5}{30} = 2,2 \text{ А.}$$

4.5. Дистанционная защита на стороне НН трансформатора

Индуктивное сопротивление нагрузки секции НН с учетом самозапуска электродвигателей, которые присоединены к трансформатору:

$$X_{\text{ННСЗП}} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{Т1НН}}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2.5 \cdot 583} = 4 \text{ Ом,}$$

где $K_{\text{СЗП}}$ – кратность тока самозапуска секции.

Сопротивление срабатывания защиты по условию отстройки от самозапуска электродвигателей нагрузки:

$$Z_{СЗНН} = \frac{K_B}{K_H} \cdot Z_{ННСЗП} = \frac{0.85}{1.1} \cdot 4 = 3,1 \text{ Ом},$$

где $Z_{ННСЗП} = X_{ННСЗП}$ – принимается при максимальном $\cos \varphi$ с учетом самозапуска электродвигателей.

Уставка защиты (вторичная) для реле БРЭ-2801:

$$Z_{УСТНН} = Z_{СЗНН} \cdot \frac{K_{ТНН}}{K_{ННН}} = 3,1 \cdot \frac{1000/5}{10000/100} = 6,2 \text{ Ом}.$$

Максимальная зона надежной чувствительности защиты для кабельной линии сечения 35мм^2 , $R_{КАБ} = 0,52 \text{ Ом/км}$, $X_{КАБ} = 0,095 \text{ Ом/км}$:

$$l_{\text{защ}} = \frac{Z_{СЗНН}}{K_3 \cdot \sqrt{R_{КАБ}^2 + X_{КАБ}^2}} = \frac{3,1}{1,2 \cdot \sqrt{0,52^2 + 0,095^2}} = 4,8 \text{ км}.$$

4.6. Дистанционная защита на стороне ВН трансформатора

Защита является резервной для трансформатора и дистанционной защиты стороны НН. Сопротивление срабатывания:

$$Z_{СЗВН} = \frac{K_B}{K_H} \cdot (X_{Т1} + Z_{ВНСЗП}) = \frac{0.85}{1.1} \cdot (121 + 484) = 468 \text{ Ом},$$

где $Z_{ВНСЗП}$ – приведенное к стороне ВН сопротивление нагрузки:

$$Z_{ВНСЗП} = Z_{ННСЗП} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{U_{НН}^2} = 4 \cdot \frac{110^2}{10^2} = 484 \text{ Ом}.$$

Уставка защиты (вторичная) для БРЭ-2801:

$$Z_{УСТВН} = Z_{ВНСЗП} \cdot \frac{K_{ТВН}}{K_{НВН}} = 484 \cdot \frac{150/5}{110000/100} = 13,2 \text{ Ом}.$$

4.7. Дифференциальная токовая отсечка трансформатора

Защита выполняется на реле тока РТ-40.

Первичный номинальный ток трансформатора на сторонах ВН и НН:

$$I_{Т1ВН} = \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 53 \text{ А},$$

$$I_{Т1НН} = \frac{S_{Т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 583 \text{ А}.$$

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{ТВН} = \frac{150}{5} = 30, \quad K_{ТНН} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Схемы соединения ТТ: со стороны ВН – «треугольник», а со стороны НН – «звезда». Коэффициенты схемы соединения ТТ: $K_{СХВН} = \sqrt{3}$, $K_{СХНН} = 1$.

Вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{ВВН} = \frac{I_{Т1ВН} \cdot K_{СХВН}}{K_{ТВН}} = \frac{53 \cdot \sqrt{3}}{30} = 3,05 \text{ А}, \quad I_{ВНН} = \frac{I_{Т1НН} \cdot K_{СХНН}}{K_{ТНН}} = \frac{583 \cdot 1}{200} = 2,92 \text{ А}.$$

Первичный ток небаланса из-за погрешности ТТ:

$$I'_{НБ} = K_{АПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot f \cdot I_{МАКСННН-3}^{(3)} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 421 \cdot \frac{110}{10} = 926,2 \text{ А}.$$

Первичный ток небаланса, вызванный наличием РПН:

$$I''_{НБ} = \Delta U_{РПН} \cdot I_{МАКСННН-3}^{(3)} = 0,1 \cdot 4631 = 463 \text{ А}.$$

Первичный ток небаланса из-за неравенства вторичных токов:

$$I'''_{НБ} = \frac{I_{ВНН} - I_{ВВН}}{I_{ВНН}} \cdot I_{МАКСННН-3}^{(3)} = \frac{3,05 - 2,92}{3,05} \cdot 4631 = 197,4 \text{ А}.$$

Суммарный ток небаланса:

$$I_{НБ6} = I'_{НБ} + I''_{НБ} + I'''_{НБ} = 926,2 + 463 + 197,4 = 1587 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{СЗ} = K_{Н} * I_{НБ} = 1,3 \cdot 1587 = 2063 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания: $I_{СЗ} = (3 \div 4) I_{Т1НН} = 4 \cdot 583 = 2332 \text{ А}$. Принимаем $I_{СЗ} = 2330 \text{ А}$.

Чувствительность защиты:

$$K_{\eta} = \frac{I_{РМИН}}{I_{СР}} = \frac{20}{11,65} = 1,72 < 2,$$

где ток в реле защиты в минимальном режиме КЗ в точке К-3:

$$I_{Р\text{min}} = \frac{K_{СХ} \cdot I_{ННН-3}^{(2)}}{K_{Т}} = \frac{1 \cdot 4004}{200} = 20 \text{ А}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{СР} = \frac{K_{СХ} \cdot I_{СЗ}}{K_{Т}} = \frac{1 \cdot 2330}{200} = 11,65.$$

С учетом первичных токов:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ннкз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{4004}{2330} = 1,72 < 2.$$

Расчетный коэффициент чувствительности (1,72) меньше нормированного (2), поэтому простая дифференциальная отсечка не применяется.

4.8. Дифференциальная токовая защита без торможения

Первичный ток небаланса на сборке ВН без составляющей $I_{\text{нб}}^{\text{III}}$ (выравнивание вторичных токов):

$$I_{\text{нбвн}} = (K_{\text{АПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f + \Delta U_{\text{РПН}}) \cdot I_{\text{МАХВНКЗ}}^{(3)} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1) \cdot 421 = 84,2 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нбвн}} = 1,3 \cdot 84,2 = 110 \text{ А}, \quad I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{твн}} = 1,3 \cdot 53 = 69 \text{ А}.$$

Выбираем $I_{\text{сз}} = 110 \text{ А}$ (200% от номинального тока силового трансформатора). Проверка чувствительности защиты. Ток в реле защиты в минимальном режиме КЗ в зоне действия защиты К-3, приведенный к ВН:

$$I_{\text{рМАХ}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{ВНК-3}}^{(2)}}{K_{\text{Т}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 364}{30} = 21 \text{ А}.$$

Вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{сз}}}{K_{\text{Т}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 110}{30} = 6,34 \text{ А}.$$

Расчетная чувствительность: $k_{\text{ч}} = I_{\text{рМАХ}} / I_{\text{ср}} = 21 / 6,34 = 3,3$.

В целях упрощения предварительного расчета $k_{\text{ч}}$ можно использовать первичные токи:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{нн К-3}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} = \frac{364}{110} = 3,3 > 2.$$

Данная защита с РНТ-565 чувствительная. Определение числа витков обмоток реле РНТ-565 рассматривается в таб. 4.1. Схема включения двух реле РНТ-565 (КАW1,2) дана на рисунке 4.2.

Таблица 4.1 – Расчет защиты на реле РНТ- 565

Наименование	Значение
Предварительное значение тока срабатывания реле на стороне ВН $I_{\text{СРВН}}$	6,34 А
Расчетное число витков обмотки реле на стороне ВН $\omega_{\text{ВНрасч}} = F_{\text{СР}} / I_{\text{СРВН}}$, где $F_{\text{СР}} = 100 \cdot \text{А} \cdot \text{ВИТ}$	$\frac{100}{6,34} = 15,77 \text{ ВИТ}$
Выбранное (ближайшее меньшее) число $\omega_{\text{ВН}}$	15 ВИТ
Ток срабатывания реле с учетом выбранного числа витков $I_{\text{СРВН}} = F_{\text{СР}} / \omega_{\text{ВН}}$	$\frac{100}{15} = 6,66 \text{ А}$
Первичный ток срабатывания защиты на стороне ВН $I_{\text{СЗВН}} = I_{\text{СЗВН}} \cdot \frac{K_{\text{ТВН}}}{K_{\text{СХВН}}}$	$6,66 \cdot \frac{30}{\sqrt{3}} = 115,6 \text{ А}$
Первичный ток срабатывания защиты на стороне НН $I_{\text{СЗНН}} = I_{\text{СЗВН}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}$	$115,6 \cdot \frac{110}{10} = 1272 \text{ А}$
Расчет числа витков обмотки реле на стороне НН $\omega_{\text{ННрасч}} = \omega_{\text{ВН}} \cdot \frac{I_{\text{ВВН}}}{I_{\text{ВНН}}}$	$15 \cdot \frac{3,05}{2,92} = 15,66 \text{ ВИТ}$
Выбранное (ближайшее целое) число $\omega_{\text{ВН}}$	16 ВИТ
Составляющая тока небаланса от неточного выравнивания м.д.с. обмоток реле $I_{\text{НБ}}^{\text{III}}$	$\left \frac{15,66 - 16}{16} \right \cdot 421 = 9 \text{ А}$
Ток небаланса с учетом составляющей $I_{\text{НБ}}^{\text{III}}, I_{\text{НБ}}$	$84,2 + 9 = 93,2 \text{ А}$
Ток срабатывания защиты на сборке ВН с учетом $I_{\text{НБ}}^{\text{III}}, I_{\text{СЗВН}}$	$1,3 \cdot 93,2 = 121,2 \text{ А}$
Уточненное значение тока срабатывания реле $I_{\text{СРВН}} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{СЗВН}}}{K_{\text{ТВН}}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 121,2}{30} = 6,99 \text{ А}$
Минимальное значение коэффициента чувствительности с учетом выбранных витков $K_{\text{Ч}} = \frac{I_{\text{Рmin}}}{I_{\text{СРВН}}}$	$\frac{21}{6,99} = 3,0 > 2$

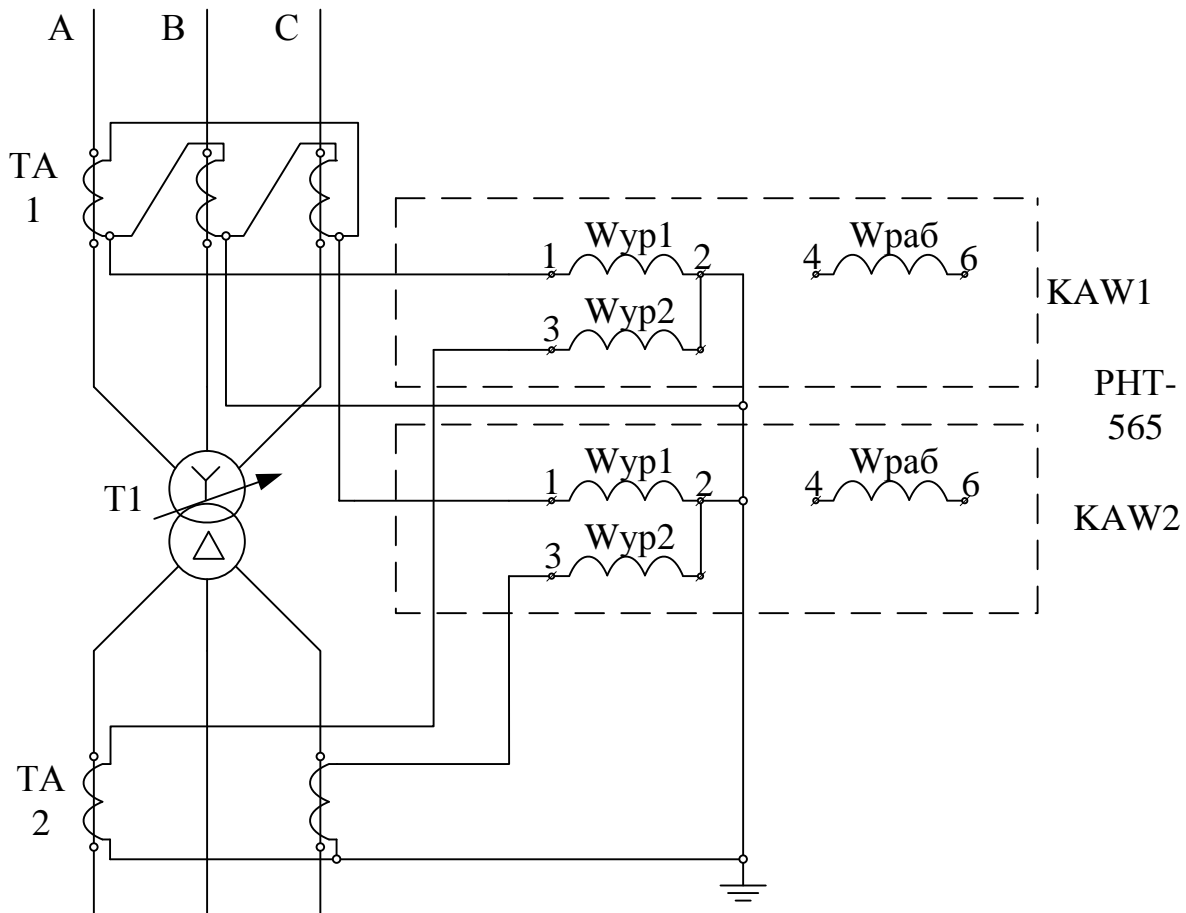


Рисунок 4.2 – Схема включения реле РНТ-565

4.9. Дифференциальная токовая защита с торможением

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от бросков тока намагничивания:

$$I_{сзвн} = 1,5 \cdot I_{тпвн} = 1,5 \cdot 53 = 79,5 \text{ А.}$$

Определения числа витков обмоток реле в таблице 4.2 и на рис. 4.3.

Ток небаланса, приведенный к стороне НН с учетом минимального коэффициента трансформации трансформатора:

$$I_{нбнн} = I_{нбвн} \left(\frac{U_{вн} (1 - \Delta U_{рпн})}{U_{нн}} \right) = 84,6 \left(\frac{110(1 - 0,1)}{10} \right) = 837,6 \text{ А}$$

Таблица 4.2 –Расчет защиты на реле ДЗТ-11

Наименование	Значения
Ток срабатывания реле на стороне ВН $I_{\text{срВН}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{сзВН}}}{K_T}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 79,5}{30} = 4,6 \text{ А}$
Расчетное число витков обмотки реле $\omega_{\text{ВНрасч}}$	$\frac{100}{4,6} = 21,8 \text{ вит}$
Ближайшее целое число $\omega_{\text{ВН}}$	22 вит
Уточненный ток срабатывания реле $I_{\text{срВН}}$	$\frac{100}{22} = 4,5 \text{ А}$
Уточненный ток срабатывания защиты $I_{\text{сзВН}}$	$4,5 \cdot \frac{30}{\sqrt{3}} = 78 \text{ А}$
Ток срабатывания защиты на стороне НН, $I_{\text{сзНН}}$	$78 \cdot \frac{110(1-0,1)}{10} = 772,2 \text{ А}$
Расчетное число витков на стороне НН, $\omega_{\text{ННрасч}}$	$22 \cdot \frac{3,05}{2,92} = 22,98 \text{ вит}$
Ближайшее целое число $\omega_{\text{НН}}$	23 вит
Составляющая тока небаланса, $I_{\text{НБ}}^{\text{III}}$	$\frac{23 - 22,98}{23} 421 = 0,4 \text{ А}$
Суммарный ток небаланса $I_{\text{НБ}}$	$84,2 + 0,4 = 84,6 \text{ А}$
Абсолютная погрешность выравнивания МДС обмоток в плечах защиты $\Delta F = \omega_{\text{ВН}} \cdot I_{\text{ВВН}} - \omega_{\text{НН}} \cdot I_{\text{ВНН}} $	$\Delta F = 22 \cdot 3,05 - 23 \cdot 2,92 = 0,06 \text{ А} \ll 100$

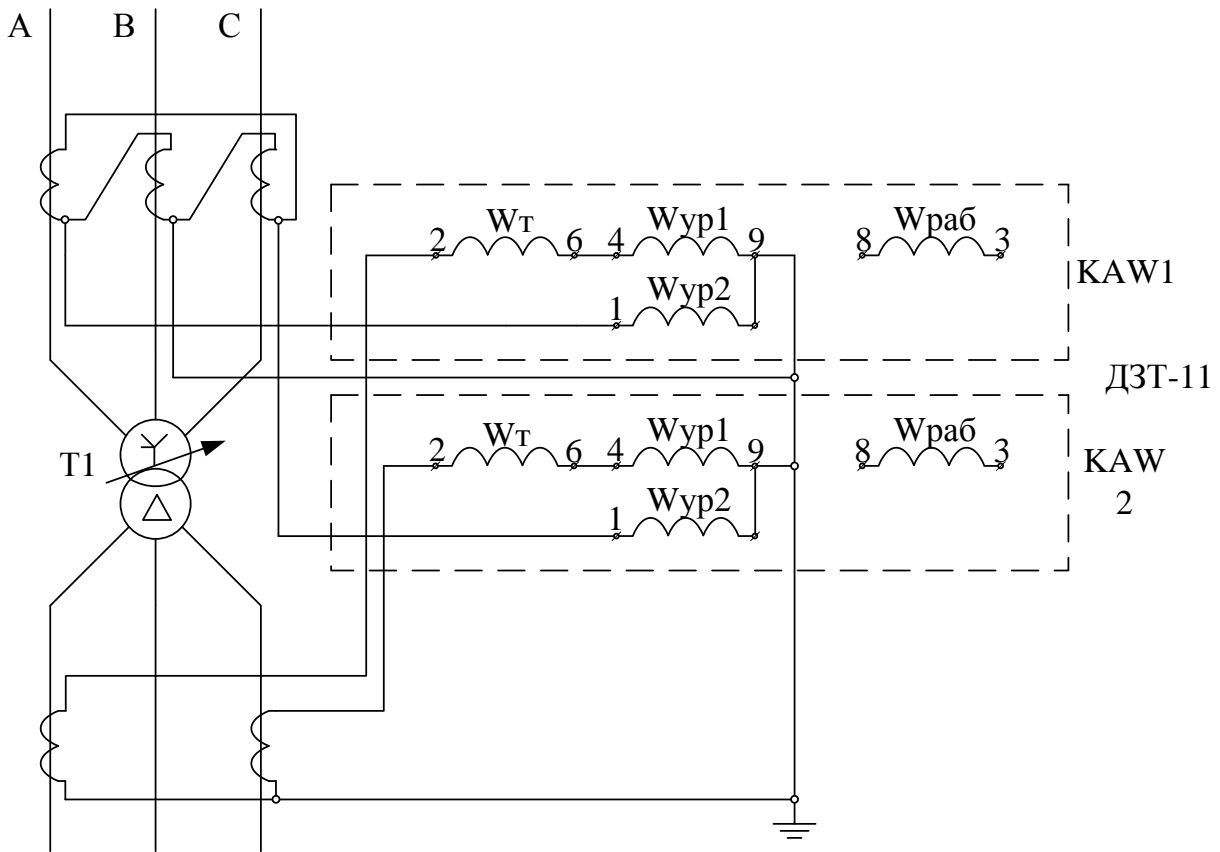


Рисунок 4.3 – Схема включения реле, ДЗТ- 11

Расчетные витки тормозной обмотки:

$$w_T = \frac{K_H \cdot I_{НБНН} \cdot w_p}{I_{\max \text{ К-3}}^{(3)} \cdot \operatorname{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 837,6 \cdot 23}{4631 \cdot 0,87} = 7 \text{ вит},$$

где w_p – расчетное число витков рабочей (уравнительной) обмотки в плече защиты, где включена тормозная обмотка (на стороне нагрузки), $\operatorname{tg} \alpha$ - тангенс угла наклона тормозной характеристики реле. Принимаем $w_T = 7$ вит. (Для реле ДЗТ-11 число витков тормозной обмотки: 1,3,5,7,9,11,13,18,24).

Чувствительность дифференциальной защиты на реле ДЗТ-11:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{Pmin}}}{I_{\text{CPBH}}} = \frac{21}{4,6} = 4,5 > 2.$$

Таким образом, чувствительность защиты выше, чем защиты на РТН-565 (4,5 > 3,3).

4.10. Микропроцессорная дифференциальная защита

К общим уставкам микропроцессорной защиты относятся номинальные параметры силового трансформатора и измерительных трансформаторов тока.

- Номинальная мощность трансформатора по обмоткам:

$$S_{\text{НВН}} = 10000 \text{ кВА}, S_{\text{ННН}} = 10000 \text{ кВА}.$$

- Номинальное напряжение трансформатора по обмоткам:

$$U_{\text{НВН}} = 115 \text{ кВ}, (\text{среднее положение}), U_{\text{ННН}} = 10 \text{ кВ}.$$

- Номинальный ток трансформатора по обмоткам:

$$I_{\text{НВН}} = 53 \text{ А}, I_{\text{ННН}} = 583 \text{ А}.$$

- Группа соединения обмоток силового трансформатора: на стороне ВН – звезда, НН – треугольник.

- Номинальный первичный ток трансформаторов тока:

$$I_{\text{ТВН}} = 150 \text{ А}, I_{\text{ТНН}} = 1000 \text{ А}.$$

- Номинальный вторичный ток трансформаторов тока:

$$I_{\text{ВН}} = 5 \text{ А}, I_{\text{НН}} = 5 \text{ А}.$$

- Базисный ток (базисный коэффициент по току) – отношение номинальных токов силового трансформатора и измерительных трансформаторов тока:

$$\text{сторона ВН } I_{\text{Б1}} = I_{\text{НВН}} / I_{\text{ТВН}} = 53 / 150 = 0,35,$$

$$\text{сторона НН } I_{\text{Б2}} = I_{\text{ННН}} / I_{\text{ТНН}} = 583 / 1000 = 0,58.$$

Уставка первой ступени тормозной характеристики на реле защиты:

$$I_d = I_D \cdot I_{\text{Б1}},$$

где I_D – ток срабатывания первой ступени, приведенный к номинальному току силового трансформатора, принимаем по рекомендациям 0,2.

Тогда уставка на реле:

$$I_d = 0,2 \cdot 0,35 = 0,07.$$

Минимальная уставка, которая устанавливается на реле 0,15, поэтому ток срабатывания первой ступени по отношению к номинальному току трансформатора:

$$I_D = \frac{0,15}{0,35} = 0,43.$$

Первая тормозная характеристика оценивается коэффициентом торможения $P1$ (наклон характеристики в зоне малых токов до 2,5 $I_{ном}$) в зоне малых погрешностей трансформаторов тока:

$$P1 = K_3(K' + K''),$$

$$P1 = 1,2(5 + 10) = 18\%,$$

где K_3 – коэффициент запаса, равный 1,2; K' – погрешность трансформаторов тока при малых токах, принимается 5%, K'' – диапазон регулирования коэффициента трансформации силового трансформатора, равен 10%.

На микропроцессорном реле характеристика $P1$ регулируется от 20 до 50%. Принимаем $P1=20\%$.

Вторая тормозная характеристика оценивается коэффициентом торможения $P2$ (наклон характеристики в зоне больших токов сверх 2,5 номинального тока):

$$P2 = K_3(K_{АП} \cdot K'_1 + K''),$$

$$P2 = 1,2(1,5 \cdot 10 + 10) = 30\%,$$

где $K_{АП}$ – коэффициент учета увеличения погрешности за счет апериодической составляющей, принимаем 1,5, K'_1 – погрешность трансформаторов тока при больших токах сквозного КЗ, принимается максимальная 10%.

Характеристика $P2$ может регулироваться в пределах от 40 до 100%.

Принимаем $P2=40\%$.

Уставка второй ступени дифференциального тока выбирается максимальной из двух условий. Первое условие – отстройка от максимального тока небаланса при сквозном токе КЗ:

$$I_D = K_3(K'_{АП} \cdot K'_1 + K'')I_{к.з.макс},$$

$$I_D = 1,2(3 \cdot 0,1 + 0,1)421 = 202 \text{ А},$$

где $K'_{АП}$ – коэффициент учета увеличения погрешности при апериодических составляющих в токе КЗ, принимается равным 3, $I_{к.з\ max}$ – сквозной ток КЗ в максимальном режиме на стороне НН трансформатора.

Второе условие – отстройка от броска тока намагничивания:

$$I_d = 6 \cdot I_{НВН},$$

$$I_d = 6 \cdot 53 = 318 \text{ А}.$$

Из двух условий выбираем наибольший ток $I_d = 318 \text{ А}$.

Расчетная уставка второй ступени микропроцессорной защиты:

$$I_d = \frac{I_d}{I_{ТВН}},$$

$$I_d = \frac{318}{150} = 2,12.$$

Полученное значение округляется до ближайшего целого числа:

$$I_d \gg \geq 3.$$

Данная уставка может регулироваться в пределах от 1 до $30 I_d$.

Блокировка защиты при бросках тока намагничивания осуществляется током второй гармоники. Уставка оценивается отношением тока блокировки $I_d(2f_H)$ к основному дифференциальному току и регулируется в пределах

10 – 50 %. Предлагается $I_d(2f_H) = 12\%$. Способ блокировки может быть по фазным или трехфазным.

Принимается: БЛОК $2f_H = ВКЛ \text{ АВС}$.

Результаты расчетов параметров дифференциальной защиты трансформатора мощностью 10 МВА приведена на рис. 4.4.

- первая ступень дифференциального тока $I_d = 0,15$ (отрезок АВ);
- первая тормозная характеристика $P1 = 18\%$ (прямая $P1$), отрезок ВС;
- вторая тормозная характеристика $P2 = 30\%$ (прямая $P2$) отрезок CD;
- вторая ступень дифференциального тока $I_d \gg \geq 3,0$ (прямая FE) отрезок DE.

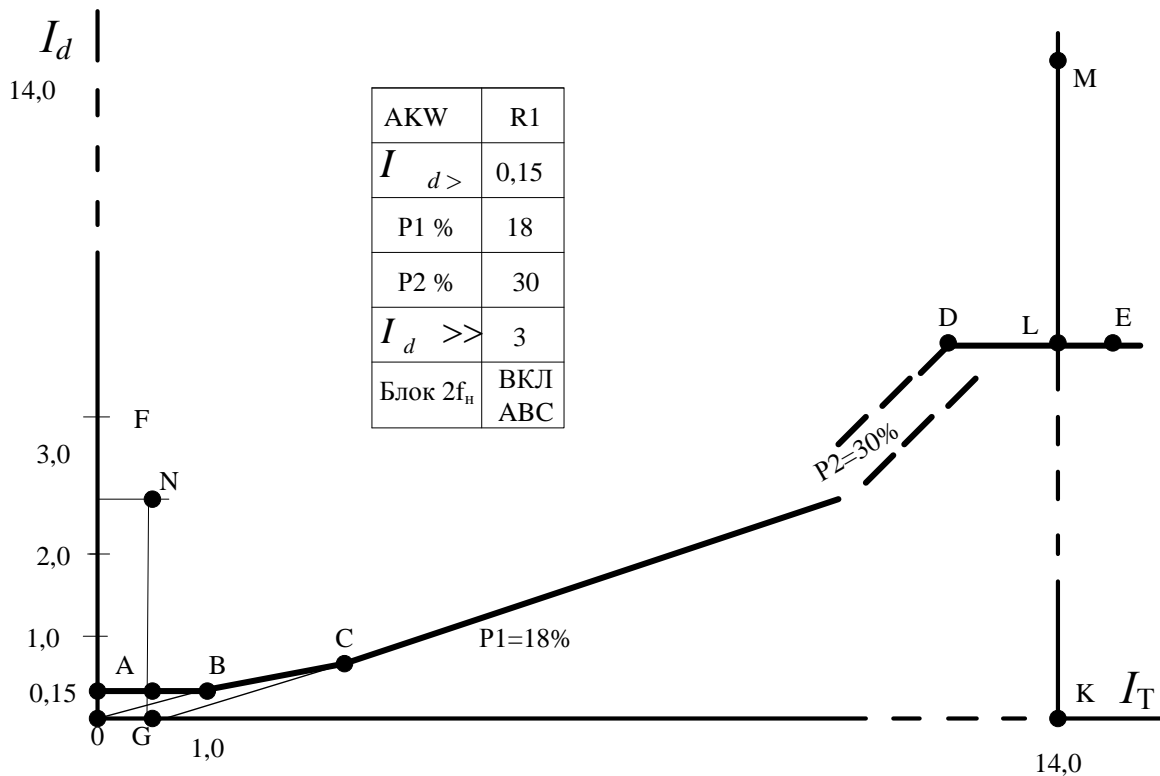


Рисунок 4.4 – Карта уставок и характеристика защиты

Обычно проверку чувствительности дифференциальной микропроцессорной защиты не выполняют, поскольку уставка первой ступени ($I_d = 0,15$) по сравнению с номинальным током трансформатора тока на стороне ВН ($I_{ТВН} = 150$) весьма мала.

Более грубая уставка второй ступени дифференциальной отсечки ($I_d \gg 3$) по чувствительность тоже не проверяется, поскольку предназначена для работы при больших токах КЗ на стороне ВН.

Подтверждение сказанному приведены ниже.

Чувствительность в зоне малых токов КЗ на стороне НН силового трансформатора:

$$K_{\text{чнн}} = \frac{0,867 \cdot I_{\text{К-3minВН}}^{(3)}}{I_d \cdot I_{\text{ТВН}}},$$

$$K_{\text{чнн}} = \frac{0,867 \cdot 421}{0,15 \cdot 150} = 16,2,$$

$$K_{\text{чнн}} = \frac{GN}{GH} = \frac{2,5}{0,15} = 16,6 > 2.$$

Чувствительность в зоне больших токов КЗ на стороне ВН силового трансформатора:

$$K_{\text{чвн}} = \frac{0,867 \cdot I_{\text{К-3minВН}}^{(3)}}{I_d \cdot I_{\text{ТВН}}},$$

$$K_{\text{чвн}} = \frac{0,867 \cdot 2120}{3,0 \cdot 150} = 4,1,$$

$$K_{\text{чвн}} = \frac{MK}{LK} = \frac{14}{3,0} = 4,7 > 1,2.$$

4.11. Токовая защита нулевой последовательности линии

Ниже приведен пример выбора уставок токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП) высоковольтной линии ВЛ 110 кВ при следующих исходных данных (рис. 4.5):

- высоковольтная линия ВЛ 110 кВ одноцепная со стальным грозозащитным тросом

$$x_{0л} = 3 \cdot x_{1л}; \quad l_2 = 10 \text{ км}; \quad l_1 = 20 \text{ км};$$

- силовые трансформаторы Т1 и Т2

$$S_{T1} = S_{T2} = 10 \text{ МВА}; \quad x_{0T1} = x_{1T1}; \quad \Delta U_{P\Pi\Pi} = \pm 16\%; \quad U_{\text{к}} = 10\% .$$

Трансформатор Т2 – нейтраль разземлена. Результаты расчетов токов короткого замыкания (см. раздел 3) приведены в табл.4.3.

Для защиты тупиковой высоковольтной линии ВЛ 110 кВ от замыканий на землю устанавливаем 2-х ступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП).

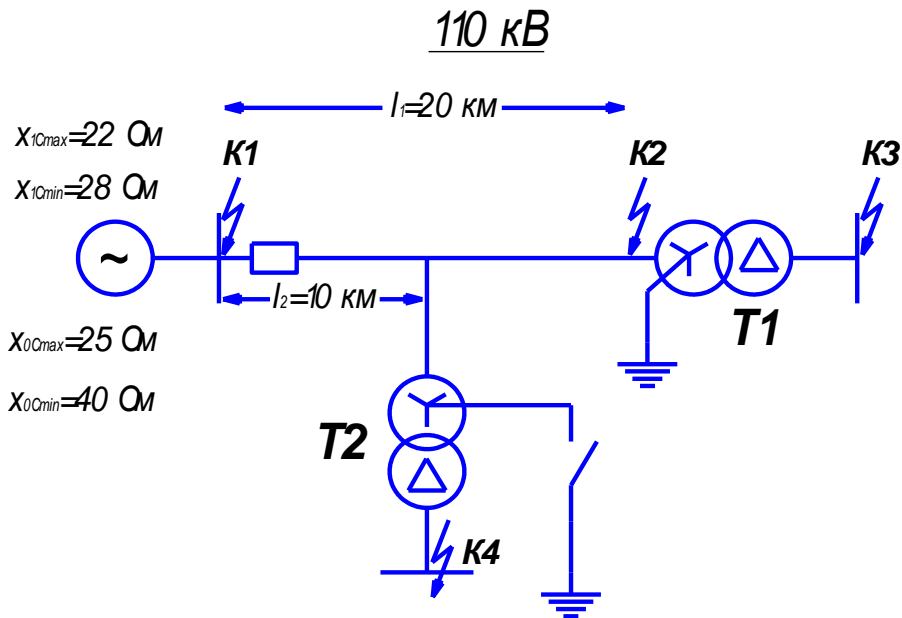


Рисунок 4.5 – Расчетная схема электрической сети

Таблица 4.3 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точка К1	$I^{(3)}, \text{ А}$	$I^{(2)}, \text{ А}$	$I^{(1)}, \text{ А}$	$I^{(1,1)}, \text{ А}$
Токи	2890	2500	2920 2482→ 438←	2953 2510→ 443←
Точка К2	$I^{(3)}, \text{ А}$	$I^{(2)}, \text{ А}$	$I^{(1)}, \text{ А}$	$I^{(1,1)}, \text{ А}$
Токи	2117	1833	2010 143→ 579←	1910 1359→ 551←

В качестве первой ступени максимальной токовой защиты нулевой последовательности принимается токовая отсечка нулевой последовательности без выдержки времени.

Токовое реле защиты включается в нулевой провод полной звезды трансформаторов тока линии и реагирует на появление неуравновешенных составляющих – составляющих нулевой последовательности.

Для обеспечения селективности ток срабатывания ненаправленной отсечки без выдержки времени отстраивается от наибольшего значения тока $3I_0$ при внешнем коротком замыкании на землю. Таковым является двухфазное короткое замыкание на землю в точке К1 за спиной:

$$I_0^I \geq k_H \cdot 3I_{0К1}^{(1,1)} = 1,3 \cdot 443 = 576 \text{ А},$$

где k_H – коэффициент надежности, равный $k_H = 1,3$.

Коэффициент чувствительности отсечки определяется при коротком замыкании на землю в конце защищаемой тупиковой линии (точка К2). Таковым является двухфазное короткое замыкание на землю:

$$k_{\times}^I = \frac{3I_{0К2\text{min}}^{(1,1)}}{I_0^I} = \frac{1359}{576} = 2,36 > 2,$$

что указывает на эффективность отсечки, защищающей всю линию.

Определим коэффициент чувствительности отсечки при повреждениях в начале защищаемой линии (точка К1)

$$k_{\times}^I = \frac{3I_{0К1\text{min}}^{(1)}}{I_0^I} = \frac{2482}{576} = 4,3.$$

В качестве второй ступени принимается максимальная направленная токовая защита нулевой последовательности с выдержкой времени. Для тупиковой линии выдержка времени для второй ступени принимается 0,5 с.

Ток срабатывания ступени должен быть отстроен от тока небаланса в нулевом проводе схемы соединения трансформаторов тока в полную звезду при внешних замыканиях между фазами. Для данной линии – при ближайшем трехфазном коротком замыкании за трансформатором Т2 (точка К4):

$$I_0^{II} = k_H \cdot k_{\text{ПЕР}} \cdot k_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{расч}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 432 = 54 \text{ А},$$

где k_H – коэффициент надежной отстройки, $k_H = 1,25$; $k_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент учитывающий переходный режим, для выдержки времени 0,5 с принимается равным $k_{\text{ПЕР}} = 1$; $k_{\text{НБ}}$ – коэффициент небаланса, $k_{\text{НБ}} = 0,1$; $I_{\text{расч}}$ – максимальное значение тока при ближайшем внешнем трехфазном коротком замыкании, $I_{\text{расч}} = I_{К4}^{(3)}$.

Чувствительность второй ступени к минимальному току короткого замыкания на землю, каковым по расчетам является ток двухфазного короткого замыкания на землю в конце защищаемой линии (точка К2), при минимальном режиме работы энергосистемы

$$k_{\times}^{II} = \frac{3I_{0K2 \min}^{(1,1)}}{I_0^{II}} = \frac{1359}{54} = 25 .$$

5. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ЗАЩИТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 кВ

Интеллектуальными принято называть средства и системы оперирующие со знаниями. Это экспертные, расчетные, логические, справочные, поисковые, информационные системы, интеллектуальные роботы, микропроцессорные системы и др. Основа концепции интеллектуализации – это формализованные знания человека об объекте управления и свойственные человеку приемы мышления, посредством которых он изучает окружающий мир и подчиняет его своим интересам. Для реализации концепции интеллектуализации в электроэнергетике в настоящее время применяется технология Smart Grid, предусматривающая комплексное применение всех средств надежной и безопасной системы электроснабжения потребителей электроэнергии [19 – 27]. В данной теме представлена реализация алгоритмов функционирования релейной защиты для быстрого отключения повреждений на основе нового уровня управления аварийными режимами распределительных сетей с помощью реклоузеров. Реклоузер – это аппарат, в состав которого входят выключатель и устройства релейной защиты, автоматики, диагностики, контроля и учета электроэнергии.

Примеры формул для алгоритмов функционирования (селективности и чувствительности) интеллектуальной системы релейной защиты максимального типа:

1) селективность первой ступени для защит без выдержки времени, реагирующих на увеличение параметров распределительной сети системы электроснабжения:

$$|A_{1C3}| \geq k_{C1} \cdot |A_{k1 \max}|,$$

где A_{1C3} – параметр срабатывания первой ступени защиты реагирующей на величину A с фазовым углом φ_{C3} ; k_{C1} – коэффициент селективности;

$A_{k1\max}$ – наибольшее значение контролируемой величины A при коротком замыкании в начале смежного участка и угле $\varphi_{k\max}$;

2) селективность второй ступени для защит с расширенной зоной действия и с задержкой на ступень селективности:

$$A_{2C3} \geq k_{C2} \cdot |A_{k2\max}|,$$

где A_{2C3} – параметр срабатывания второй ступени защиты реагирующей на величину A при фазовом угле φ_{C3} ; k_{C2} – коэффициент согласования с предыдущими устройствами защиты; $A_{k2\max}$ – наибольшее значение контролируемой величины A при коротком замыкании в конце смежных участков;

3) селективность третьей ступени для защит с выдержкой времени:

$$|A_{3C3}| \geq k_{C3} \cdot |A_{H\max}|,$$

где A_{3C3} – параметр срабатывания третьей ступени для

защиты реагирующей на величину A при фазовом угле φ_{C3} ; k_{C3} – коэффициент селективности по режиму работы данной защиты; $A_{H\max}$ – максимальное значение контролируемой величины A в нормальном режиме;

4) чувствительность первой ступени:

$$K_{\text{ч}} \leq |A_{k0\min}| / |A_{1C3}|,$$

где $A_{k0\min}$ – наименьшее значение контролируемой величины A при коротком замыкании в месте установки защиты;

5) чувствительность для второй и третьей ступеней определяется по наименьшим значениям контролируемой величины при коротком замыкании в конце зоны защиты $A_{k1\min}$ (вторая ступень) и в конце смежных участков.

В дальнейших будем исходить из того, что при коротких замыканиях в любом месте сети 10 кВ (рис. 5.1, К1 – К4) должны срабатывать не менее чем две защиты (ступени комплектов защит) на ближайшем к месту повреждения выключателе и одна защита (ступень комплекта защиты) на смежном выключателе.

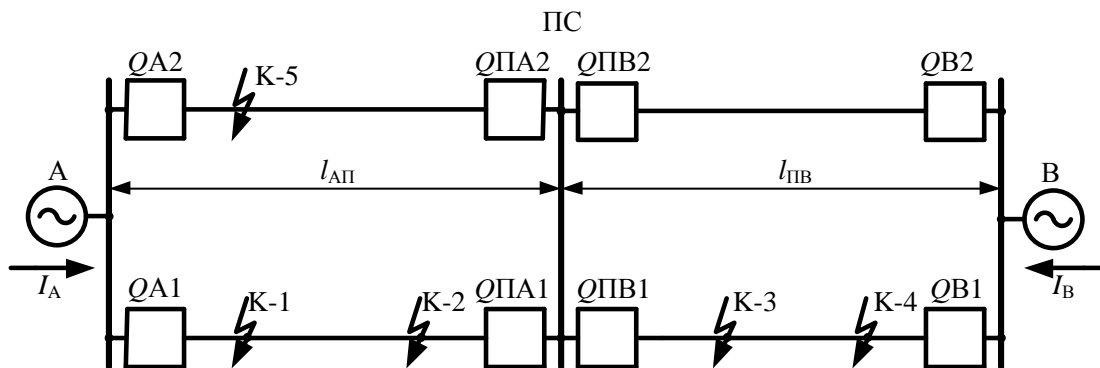


Рисунок 5.1 – Расчетные точки короткого замыкания в сети

Обозначим коэффициенты, используемые в условиях срабатывания и несрабатывания устройств релейной защиты: $k_{Н1} = 1,3 - 1,6$ – коэффициент надежной отстройки (условие несрабатывания) защиты от максимального тока КЗ в конце объекта защиты; $k_{Н2} = 0,75 - 0,9$ – коэффициент надежной отстройки (условие несрабатывания) защиты минимального сопротивления от повреждений в конце объекта защиты; $k_3 = 1,1 - 1,3$ – коэффициент запаса для условий несрабатывания защит и блокировок в максимальных режимах контактной сети; $k_B = 1,1 - 1,2$ – коэффициент возврата защиты минимального типа; $k_{B1} = 0,75 - 0,9$ – коэффициент возврата защиты максимального типа; $k_{ч} = 1,2$ – нормированный коэффициент чувствительности (условие срабатывания) для токовой отсечки, третьей ступени дистанционной и потенциальной защит; $k_{ч1} = 1,25$ – нормированный коэффициент чувствительности (условие срабатывания) для второй ступени дистанционной защиты к повреждениям в конце объекта защиты; $k_{ч2} = 1,5$ – нормированный коэффициент чувствительности (условие срабатывания) для третьей ступени дистанционной защиты к повреждениям в конце объекта защиты. Рассмотрим условия выбора защит выключателя QA1.

Токовая отсечка (Т0) фидера QA1. Данная защита с абсолютной селективностью не должна срабатывать при повреждениях на границе смежных присоединений в точке К2 в максимальном режиме работы подстанции и прилегающей электрической сети по формуле

$$I_{T0} \geq k_{Н1} \cdot I_{K2. \max},$$

где $I_{K2. \max}$ – ток выключателя QA1 при К2 в максимальном режиме работы подстанции А и прилегающей электрической сети.

Действие защиты определяется обеспечением нормированной чувствительности для повреждений в месте установки защиты:

$$k_{ч} = I_{K1. \min} / I_{T0} \geq 1,2,$$

где $I_{K1. \min}$ – ток выключателя $QA1$ при $K1$ в минимальном режиме работы подстанции A и прилегающей электрической сети.

Дополнительно защита не должна срабатывать во время максимальных, нагрузочных режимов:

$$I_{T0} \geq k_3 \cdot I_{P. \max},$$

где $I_{P. \max}$ – расчетное значение максимального тока в рабочем режиме сети, а также при повреждениях «за спиной»:

$$I_{T0} \geq k_3 \cdot I_{K5. \max},$$

где $I_{K5. \max}$ – ток выключателя $QA1$ для $K5$ в максимальном режиме работы подстанции B . Если условия не соблюдаются, то токовая отсечка должна быть направленной в виде сектора $55 - 120^\circ$ или $0 - 120^\circ$. Токовая отсечка выполняется мгновенной, без выдержки времени $t_{CP} = 0$, поскольку селективность обеспечивается выбором тока срабатывания защиты. *Первая зона дистанционной защиты (ДЗ1) фидера $QA1$* . Параметры данной защиты с абсолютной селективностью выбираются по условию несрабатывания от сопротивления, измеряемого 1-й зоной защиты, при $K3$ в конце $A - ПС$:

$$Z_{ДЗ1} \leq k_{H2} \cdot Z_{K2. \min},$$

где $Z_{K2. \min}$ – сопротивление, измеряемое первой ступенью, при $K3$ в конце $A - ПС$ в режиме максимума энергосистемы. Также защита не должна срабатывать от максимальных нагрузочных режимов:

$$Z_{ДЗ1} \leq Z_{P. \min} / k_3,$$

где $Z_{P. \min}$ – минимальное сопротивление, измеряемое защитой, в рабочем максимальном режиме сети. Характеристика защиты в комплексной плоскости – ненаправленная, в виде окружности с центром в начале координат, $\varphi_{CP} = 0 - 360$. Свойство направленности обеспечивается токовой блокировкой. Дистанционная отсечка (первая зона ДЗ) выполняется без выдержки времени $t_{CP} = 0$.

Токовая блокировка (БТ). Применяется для работы первой зоны защиты минимального сопротивления защищаемой сети. Параметр токового пуска выбирается больше тока в выключателе $QA1$ при $K5$ по формуле

$$I_{BT} \geq k_3 \cdot I_{K5. \max},$$

где $I_{K5. \max}$ – расчетный ток выключателя $QA1$ при $K5$, равный току в максимальном режиме работы от подстанции B .

Вторая зона дистанционной защиты (ДЗ2) фидера QA1. Защита должна защищать 100 % своей с нормированной чувствительностью к повреждениям на всей линии А – ПС):

$$Z_{ДЗ2} \geq k_{ч1} \cdot Z_{К2. \max},$$

где $Z_{К2. \max}$ – сопротивление повреждения в точке К2, измеряемое второй ступенью дистанционной защиты в режиме минимума энергосистемы А.

Однако защита не должна срабатывать во время максимального рабочего режима с учетом возврата рассматриваемой защиты после отключения повреждения на смежной линии:

$$Z_{ДЗ2} \leq Z_{P. \min} / (k_3 \cdot k_B),$$

где $Z_{P. \min}$ – минимальное сопротивление, измеряемое защитой, в рабочем максимальном режиме сети.

Характеристика второй зоны защиты – направленная, в виде сегмента окружности с углом $\varphi_{CP} = 0 - 120^\circ$ в 1 и 2-м квадрантах комплексной плоскости. Выдержка времени принимается равной ступени селективности $t_{CP} = \Delta t$ с целью резервирования первой зоны.

Третья зона дистанционной защиты (ДЗ3) фидера QA1 должна реагировать на повреждения в режиме минимума питающей энергосистемы:

$$Z_{ДЗ3} \geq k_{ч} \cdot Z_{К4. \max},$$

где $Z_{К4. \max}$ – сопротивление повреждения в точке К4, измеряемое третьей зоной дистанционной защиты в режиме минимума энергосистемы А и с учетом активного сопротивления дуги (5–7 Ом) в месте повреждения.

Обязательно третья зона дистанционной защиты должна чувствовать повреждения на шинах ПС в расчетной точке К2

$$Z_{ДЗ3} \geq k_{ч2} \cdot Z_{К2. \max},$$

где $Z_{К2. \max}$ – сопротивление повреждения в точке К2, измеряемое третьей зоной дистанционной защиты в режиме минимума энергосистемы А и с учетом активного сопротивления дуги (5–7 Ом) в месте повреждения.

Как правило, параметр третьей зоны дистанционной защиты по абсолютному значению не может быть отстроен от минимального сопротивления $Z_{P. \min}$ с фазовым углом в пределах 20–40°, измеряемого защитой, в рабочем максимальном режиме сети. Поэтому отстройка от максимального рабочего режима возможна за счет угловой характеристики защиты в виде сектора 55–120°. Вы-

держка времени $3\Delta t$ принимается для резервирования своих защит фидера и защит фидера поста секционирования, а также отказов выключателя последнего. *Максимальная токовая защита (МЗ) фидера QA1.* Защита должна срабатывать при всех повреждениях на своей (защита 100 %) по условию обеспечения нормированной чувствительности к повреждениям на шинах секционирования в расчетной точке К2:

$$I_{МЗ} \leq I_{К2, \min} / k_{ч1},$$

где $I_{К2, \min}$ – ток выключателя QA1 при КЗ в точке К2 в минимальном режиме работы подстанции А и прилегающей электрической сети.

Проверяется защита по условию несрабатывания защиты после отключения смежными защитами повреждения:

$$I_{МЗ} \geq k_3 \cdot I_{P, \max} / k_{B1},$$

где $I_{P, \max}$ – расчетное значение максимального тока в рабочем режиме.

Данная защита является второй ступенью токовой защиты и выполняет функции ближнего и дальнего резервирования. Выдержка времени t_{CP} принимается равной $3\Delta t$.

Потенциальная защита (ПЗ) фидера QA1. Уставка потенциальной защиты минимального напряжения выбирается по условию отстройки от значения напряжения в максимальном режиме с учетом несрабатывания после отключения смежных повреждений:

$$U_{ПЗ} \leq U_{P, \min} / (k_3 \cdot k_B),$$

где $U_{P, \min}$ – минимальное напряжение на шинах фидера подстанции.

Проверка выбранной уставки проводится по условиям нормированной чувствительности к повреждениям на шинах подстанции А и ПС.

Первое условие – чувствительность к повреждениям К1:

$$U_{ПЗ} \geq k_{ч} \cdot U_{К1, \max},$$

где $U_{К1, \max}$ – напряжение на выключателе QA1 при КЗ в точке К1 в минимальном режиме работы подстанции А и прилегающей электрической сети.

Второе условие (но не обязательное) – чувствительность к повреждениям в точке К2:

$$U_{ПЗ} \geq k_{ч} \cdot U_{К2, \max},$$

где $U_{K2, \max}$ – напряжение на выключателе QA1 при КЗ в точке К2 в минимальном режиме работы подстанции А и прилегающей электрической сети.

Выдержка времени потенциальной защиты минимального напряжения t_{CP} принимается равной $4\Delta t$.

Исходные данные для примера интеллектуальной релейной защиты в радиальной сети W21, W22, W23, питающейся от трансформатора типа ТДН-25000/110/10 (см. рис.2.1, трансформатор Т1), следующие: мощность питающей системы в граничных режимах: $S_{\max} = 550$ МВА, $S_{\min} = 400$ МВА; собственные нагрузки линий:

$$S_{W21} = (2 \cdot 630 + 400) \text{ кВА}, S_{W22} = (2 \cdot 250 + 400) \text{ кВА},$$

$S_{W23} = (3 \cdot 1000 + 400) \text{ кВА}$; максимальные времена смежных резервных защит (нагрузок): $t_{W20} = 0,6$ сек, $t_{W21} = 0,9$ сек, $t_{W22} = 1,1$ сек, $t_{W23} = 0,8$ сек.

Результаты расчетов параметров сети и значений токов короткого замыкания, которые выполняет реклоузер, сведены в табл. 5.1, где указывается место повреждения в начале линии 21 (К-21) и место повреждения в конце линии W23 (К-24).

Таблица 5.1 – Результаты расчета

Место повреждения	R , Ом	X_{\max}/X_{\min} , Ом	Z_{\max}/Z_{\min} , Ом	$I^{(3)}_{\max}$, Ом	$I^{(3)}_{\min}$, Ом	$I^{(2)}_{\max}$, Ом	$I^{(2)}_{\min}$, Ом
К-21	0	0,6/0,67	0,6/0,67	10,1	9,05	8,74	7,82
К-22	1,6	2,2/2,27	2,72/2,78	2,7	2,18	1,92	1,88
К-23	3,6	4,2/4,27	5,53/5,58	1,1	1,08	0,95	0,93
К-24	4,8	5,4/5,47	7,2/7,28	0,84	0,83	0,72	0,71

Расчеты защит выполнены согласно ведомости построения релейной защиты (табл. 5.2), которая разработана по условиям выбора параметров защиты и проверки их функционирования для узловой сети переменного тока напряжением 10 кВ. Основные технические возможности, решаемые интеллектуальной системой релейной защиты, показаны на рис. 5.1–5.3, где даны характеристики селективности и эффективности распределительной сети 10 кВ.

Таблица 5.2 – Ведомость построения защит

Защита	Выключатель QА1	Выключатель QПВ1
Т0	$I_{T0} \geq k_{H1} \cdot I_{K2. \max}$ (1)	$I_{T0} \geq k_{H1} \cdot I_{K4. \max}$ (17)
	$k_{\text{ч}} = I_{K1. \min} / I_{T0} \geq 1,2$ (2)	$k_{\text{ч}} = I_{K3. \min} / I_{T0} \geq 1,2$ (18)
	$I_{T0} \geq k_3 \cdot I_{P. \max}$ (3)	$I_{T0} \geq k_3 \cdot I_{H. \max}$ (19)
	$I_{T0} \geq k_3 \cdot I_{K5. \max}$ (4)	$I_{T0} \geq k_3 \cdot I_{K2. \max}$ (20)
	$t_{\text{CP}} = 0$; $\varphi_{\text{CP}} = 55 - 120^\circ$ (без (3))	$t_{\text{CP}} = 0$
	$\varphi_{\text{CP}} = 0 - 120^\circ$ (без (4))	$\varphi_{\text{CP}} = 0 - 120^\circ$ (без (19) или (20))
Д31	$Z_{Д31} \leq k_{H2} \cdot Z_{K2. \min}$ (5)	$Z_{Д31} \leq k_{H2} \cdot Z_{K4. \min}$ (21)
	$Z_{Д31} \leq Z_{P. \min} / k_3$ (6)	$Z_{Д31} \leq Z_{\text{ПП. min}} / k_3$ (22)
	$t_{\text{CP}} = 0$; $\varphi_{\text{CP}} = 0 - 360^\circ$ (с БТ)	$t_{\text{CP}} = 0$; $\varphi_{\text{CP}} = 0 - 120^\circ$
БТ	$I_{\text{БТ}} \geq k_3 \cdot I_{K5. \max}$ (7)	–
Д32	$Z_{Д32} \geq k_{\text{ч1}} \cdot Z_{K2. \max}$ (8)	$Z_{Д32} \geq k_{\text{ч1}} \cdot Z_{K4. \max}$ (23)
	$Z_{Д32} \leq Z_{P. \min} / (k_3 \cdot k_B)$ (9)	$Z_{Д32} \leq Z_{\text{ПП. min}} / (k_3 \cdot k_B)$ (24)
	$t_{\text{CP}} = \Delta t$; $\varphi_{\text{CP}} = 0 - 120^\circ$	$t_{\text{CP}} = \Delta t$; $\varphi_{\text{CP}} = 50 - 120^\circ$
Д33	$Z_{Д33} \geq k_{\text{ч}} \cdot Z_{K4. \max}$ (10)	$Z_{Д33} \geq k_{\text{ч2}} \cdot Z_{K4. \max}$ (25)
	$Z_{Д33} \geq k_{\text{ч2}} \cdot Z_{K2. \max}$ (11)	$t_{\text{CP}} = 2\Delta t$; $\varphi_{\text{CP}} = 55 - 120^\circ$
	$t_{\text{CP}} = 3\Delta t$; $\varphi_{\text{CP}} = 55 - 120^\circ$	
М3	$I_{M3} \leq I_{K2. \min} / k_{\text{ч1}}$ (12)	$I_{M3} \leq I_{K4. \min} / k_{\text{ч1}}$ (26)
	$I_{M3} \geq k_3 \cdot I_{P. \max} / k_{B1}$ (13)	$I_{M3} \geq k_3 \cdot I_{H. \max} / k_{B1}$ (27)
	$t_{\text{CP}} = 3\Delta t$	$t_{\text{CP}} = 2\Delta t$
П3	$U_{П3} \leq U_{P. \min} / (k_3 \cdot k_B)$ (14)	$U_{П3} \leq U_{\text{ПП. min}} / (k_3 \cdot k_B)$ (28)
	$U_{П3} \geq k_{\text{ч}} \cdot U_{K1, \text{Д. max}}$ (15)	$U_{П3} \geq k_{\text{ч}} \cdot U_{K3, \text{Д. max}}$ (29)
	$U_{П3} \geq k_{\text{ч}} \cdot U_{K2, \text{max}}$ (16)	$U_{П3} \geq k_{\text{ч}} \cdot U_{K4, \text{max}}$ (30)
	$t_{\text{CP}} = 4\Delta t$	$t_{\text{CP}} = 4\Delta t$

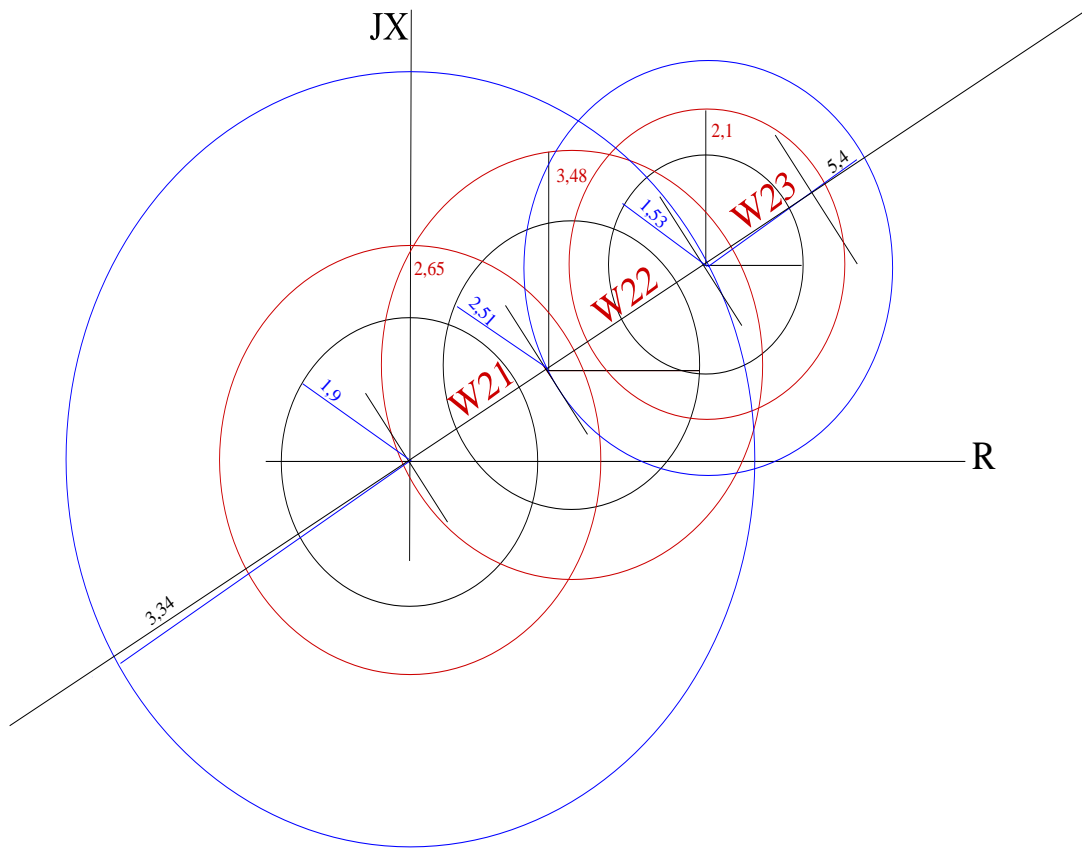


Рисунок 5.1 – Характеристики дистанционных защит
распределительной сети 10 кВ

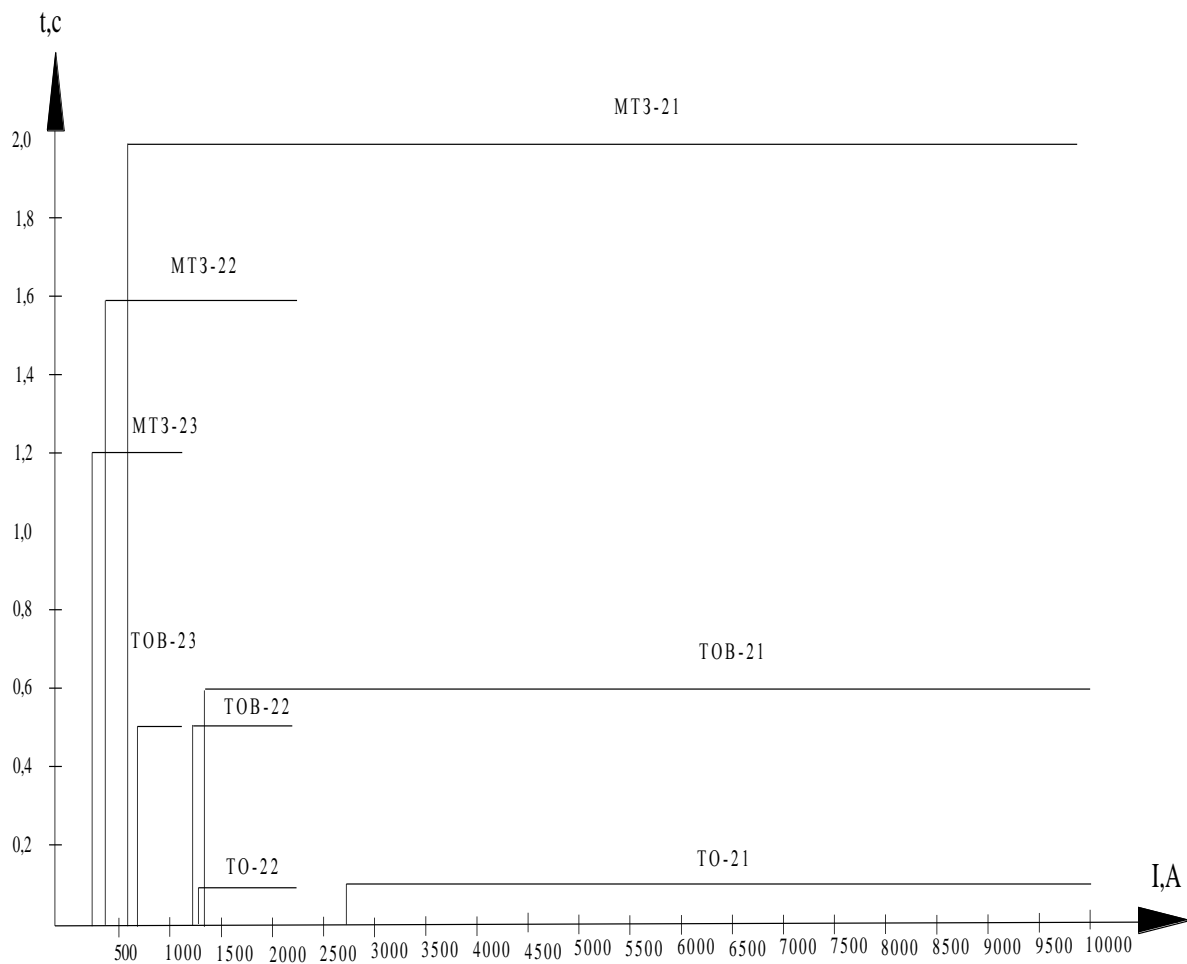


Рисунок 5.2 – Карта селективности интеллектуальных токовых защит

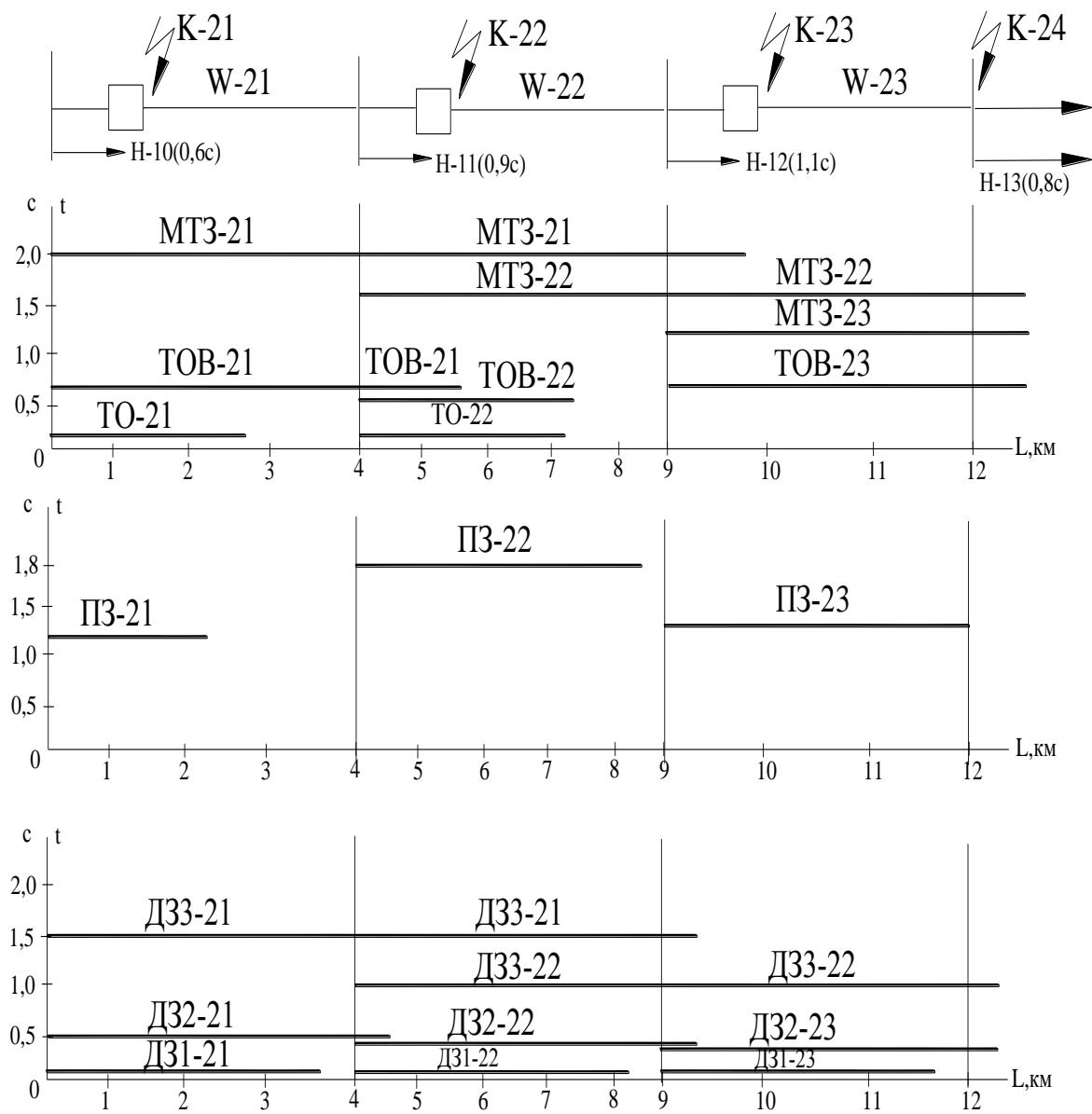


Рисунок 5.3 – Карта селективности и эффективности интеллектуальных защит распределительной сети 10кВ

Первая ступень (1-я зона ДЗ) дистанционной защиты – мгновенная защита с нормированной чувствительностью в пределах 85–90 % защищаемого участка. Вторая ступень (2-я зона ДЗ) дистанционной защиты – 100 % -я защита для своего участка. Третья ступень (3-я зона ДЗ) дистанционной защиты – резервная 100 %-я защита для всей узловой схемы питания распределительной сети. Коэффициенты, используемые в условиях срабатывания и несрабатывания устройств защиты, следующие: $k_{н} = 0,85 - 0,9$ – коэффициент надежной отстройки (условие несрабатывания) защиты минимального сопротивления от повреждений в конце объекта защиты; $k_{з} = 1,1 - 1,3$ – коэффициент запаса для условий несрабатывания защит и блокировок в максимальных режимах распределительной сети; $k_{в} = 1,1 - 1,2$ – коэффициент возврата защиты минимального типа; $k_{ч} = 1,2$ – нормированный коэффициент чувствительности (условие срабатывания) для третьей ступени дистанционной защиты; $k_{ч1} = 1,25$ – нормированный коэффициент чувствительности (условие срабатывания) для второй ступени дистанционной защиты к повреждениям в конце объекта защиты; $k_{ч2} = 1,5$ – нормированный коэффициент чувствительности (условие срабатывания) для третьей ступени дистанционной защиты к повреждениям в конце зоны защиты.

Селективность для рассматриваемой сети обеспечивается следующим образом. Для токовых отсечек – расчетом токов срабатывания защит. Эффективность токовой отсечки линии 21 составляет 63 %, отсечка линии 22–53 %, а для линии 23 она неэффективна по причине влияния режима работы сети, в основном, длины линии (расчеты показали, что токовая отсечка линии 23 эффективна при длине линии более 8 км).

Токовые отсечки с выдержкой времени линий 21 и 23 являются неселективными, они предназначены для расширения зоны действия.

В результате эффективность токовых отсечек с выдержкой времени линии 21 составляет 146 %, а токовой отсечки с выдержкой времени линии 23–160 %.

Токовая отсечка с выдержкой времени линии 22 эффективна в пределах 65% своей линии. Селективность интеллектуальных максимальных токовых защит обеспечивается выдержками времен.

Выдержка времени МТЗ линии 23 составляет 1,2 с, МТЗ линии 22 – 1,6 с, а МТЗ линии 21 – 2 с. Поэтому они эффективны для резервирования своих и предыдущих защит.

Селективность интеллектуальных потенциальных защит обеспечивается выбором напряжения срабатывания при повреждениях в своих зонах.

Эффективность потенциальной защиты линии 21 составляет 95 %, потенциальные защиты линий 22 и 23 охватывают все свои зоны и небольшой процент смежной. Эффективность дистанционных защит не зависит от максимального и минимального режимов работы питающей системы, что позволяет интеллектуальной дистанционной защите самой выбирать зону действия (защитная способность).

Первые ступени интеллектуальных дистанционных защит действуют без выдержки времени, их эффективность составляет 90 % защищаемой линии.

Вторые ступени дистанционных защит эффективны на 100 % своей линии с выдержкой времени Δt .

Селективность третьих ступеней обеспечивается выдержкой времени соответственно $3\Delta t$ и $2\Delta t$ для резервирования полностью своих и предыдущих защит.

Рассмотрим некоторые решения технической эффективности внедрения реклоузеров и интеллектуальных средств релейной защиты распределительных сетей 10 кВ. Например, проблема длинных фидеров решается в отечественных электрических сетях 10 кВ за счет строительства так называемых разукрупняющих подстанций, также за счет реализации «принципа длинного фидера» – глубокого секционирования его магистрали на относительно небольшие участки. Одновременно организуется локализованная и селективная работа релейной защиты и автоматики фидера в целом. За счет того, что из строя выводится только конкретный участок сети, уменьшается число потребителей, на которых одновременно может отразиться повреждение.

Благодаря повышению быстродействия релейной защиты и автоматики сокращается длительность перерывов в электроснабжении и режимов с низким качеством электроэнергии. Поврежденный участок между реклоузерами изолируется за гораздо меньшее время, чем при централизованной автоматике, когда для тех же целей применяются обычные выключатели.

В рассмотренной схеме распределительной электрической сети 10 кВ можно устранить предполагаемый ущерб от повреждений в линии W 21, если включить при помощи АВР питание электрической сети от второго источника.

Новшество состоит в том, что использование реклоузеров как средства интеллектуальной автоматизации позволяет перенастраивать релейную защиту на противоположное питание и обеспечивать сохранение питания нагрузки.

В противном случае (без применения интеллектуальной релейной защиты) нагрузка остается без напряжения на время аварийного ремонта повре-

жденного оборудования, что является причиной большого ущерба от нарушения поставки электроэнергии для ответственной нагрузки.

Вероятный годовой ущерб от нарушения поставки электроэнергии предлагается определять по формуле

$$Y = d \cdot K_{ВП} \cdot P_{НГ},$$

где d – расчетный годовой удельный ущерб, у.е./ кВт · год; $K_{ВП}$ – эквивалентный коэффициент вынужденного простоя электроустановки, о .е.; $P_{НГ}$ – активная, полезная мощность электроустановки, кВт.

Коэффициент вынужденного простоя

$$K_{ВП} = W_{КЗ} \cdot T_{В},$$

где $W_{КЗ}$ – параметр потока повреждений в электрической сети, повр / год; $T_{В}$ – длительность приведенного годового восстановления поврежденного участка электрической сети, год / повр.

В свою очередь длительность приведенного годового восстановления поврежденного участка электрической сети

$$T_{В} = t_{АР} / 8760,$$

где $t_{АР}$ – среднестатистическая длительность аварийного ремонта, час / повр.

Исходные данные для исследуемой распределительной электрической сети: $S_{Н12} = 900$ кВА – полная мощность нагрузки Н 12;

$W_{КЗ} = 0,5$ повр / год – среднестатистическая частота повреждений в линии

W 21;

$t_{АР} = 24$ час / повр – среднестатистическая длительность аварийного ремонта;

$d = 100$ тыс.у.е./ кВт·год – среднестатистический расчетный годовой удельный ущерб.

Результаты расчетов следующие.

Длительность приведенного годового восстановительного периода поврежденного участка электрической сети составляет

$$T_{В} = t_{АР} / 8760 = 24 / 8760 = 27,4 \cdot 10^{-4} \text{ год / повр.}$$

Коэффициент вынужденного простоя электроустановки

$$K_{ВП} = W_{КЗ} \cdot T_{В} = 0,5 \cdot 27,4 \cdot 10^{-4} = 13,7 \cdot 10^{-4} \text{ о .е.}$$

Полезная активная мощность нагрузки Н12:

$$P_{Н12} = 900 \cdot 0,85 = 765 \text{ кВт.}$$

Вероятный годовой ущерб при отсутствии интеллектуальной релейной защиты

$$У = d \cdot K_{ВП} \cdot P_{Н12} = 100 \cdot 13,7 \cdot 10^{-4} \cdot 765 = 105 \text{ тыс. у. е./ год.}$$

Вывод. Внедрение интеллектуальных средств релейной защиты в распределительных электрических сетях значительно повышает техническую эффективность эксплуатации электроустановок и позволяет без дополнительных капитальных затрат избегать ущербов от недоотпуска электроэнергии для ответственных потребителей.

6. ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

Питание электрических приемников 1 категории по бесперебойности электроснабжения в сетях напряжением до 1 кВ, как правило, осуществляется от двухтрансформаторные КТП с применением АВР, а 11 и 111 категорий – от однострансформаторных КТП. Применяются магистральные схемы питания с использованием комплектных шинопроводов, магистральных серии ШМА и распределительных серии ШРА. Применяются схемы с минимальным количеством промежуточных распределительных пунктов РП. Магистральные схемы с применением шинопроводов обеспечивают высокую надежность электроснабжения. Радиальные схемы сетей с распределительными щитами применяются в тех случаях, когда территориальное распределение электрических нагрузок и условия производства не позволяют применить магистрали, а также для питания мощных электроприемников и крупных сосредоточенных нагрузок. В сетях напряжением до 1 кВ основными видами повреждений являются короткие замыкания между фазами и отдельных фаз на землю. В соответствии с Правилами устройства электроустановок [1] электрические сети напряжением до 1 кВ должны иметь быстродействующие защиты от токов короткого замыкания и защиты от перегрузок с применением плавких предохранителей и автоматических выключателей. Расчеты токов короткого замыкания и защит в сетях напряжением до 1 кВ имеют свои особенности, которые представлены в ниже-следующих примерах [28 – 31].

6.1. Расчеты сопротивлений

Электрическая сеть 0,4 кВ и ее параметры представлены на рис. 6.1.

Сопротивления элементов схемы. Система:

$$X_{C-ВН} = U_{ВН}^2 / S_K = 10,5^2 / 250 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Сопротивление системы, приведенное к 0,4 кВ:

$$X_{C-НН} = 10^3 \cdot X_{C-ВН} \cdot (U_{НН} / U_{ВН})^2 = 10^3 \cdot 0,44 \cdot (0,4 / 10,5)^2 = 0,64 \text{ мОм.}$$

Трансформатор:

$$Z_T = 10^4 \cdot U_K \cdot U_{НН}^2 / S_T = 10^4 \cdot 5,5 \cdot 0,4^2 / 630 = 14 \text{ мОм,}$$

$$r_T = 10^6 \cdot P_K \cdot U_{НН}^2 / S_T^2 = 10^6 \cdot 7,6 \cdot 0,4^2 / 630^2 = 3,1 \text{ мОм,}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2} = \sqrt{14^2 - 3,1^2} = 13,6 \text{ мОм.}$$

Шины и шинопроводы:

Ш1: ШМА4 -3200 А ($l = 8$ м): $r_{Ш1} = r_{\pi} \cdot l = 0,015 \cdot 8 = 0,12 \text{ мОм,}$

$$X_{Ш1} = X_{\pi} \cdot l = 0,007 \cdot 8 = 0,056 \text{ мОм.}$$

Ш2: ШМА4 -1600 А ($l = 32$ м): $r_{Ш2} = r_{\pi} \cdot l = 0,03 \cdot 32 = 0,96 \text{ мОм,}$

$$X_{Ш2} = X_{\pi} \cdot l = 0,014 \cdot 32 = 0,448 \text{ мОм.}$$

Ш3: ШРА -80 × 8: ($l = 22$ м): $r_{Ш3} = r_{\pi} \cdot l = 0,055 \cdot 22 = 1,21 \text{ мОм,}$

$$X_{Ш3} = X_{\pi} \cdot l = 0,145 \cdot 22 = 3,19 \text{ мОм.}$$

Ш4: ШРА -80 × 8: ($l = 8$ м): $r_{Ш4} = r_{\pi} \cdot l = 0,055 \cdot 8 = 0,44 \text{ мОм,}$

$$X_{Ш4} = X_{\pi} \cdot l = 0,145 \cdot 8 = 1,16 \text{ мОм.}$$

Кабели: КЛ1, КЛ2, АВВГ 3 × 185 ($l_{КЛ1} = l_{КЛ2} = 21$ м):

$$r_{КЛ1} = r_{КЛ2} = r_{\pi} \cdot l = 0,208 \cdot 21 = 4,37 \text{ мОм,}$$

$$X_{КЛ1} = X_{КЛ2} = X_{\pi} \cdot l = 0,063 \cdot 21 = 1,32 \text{ мОм.}$$

Переходные сопротивления для автоматических выключателей:

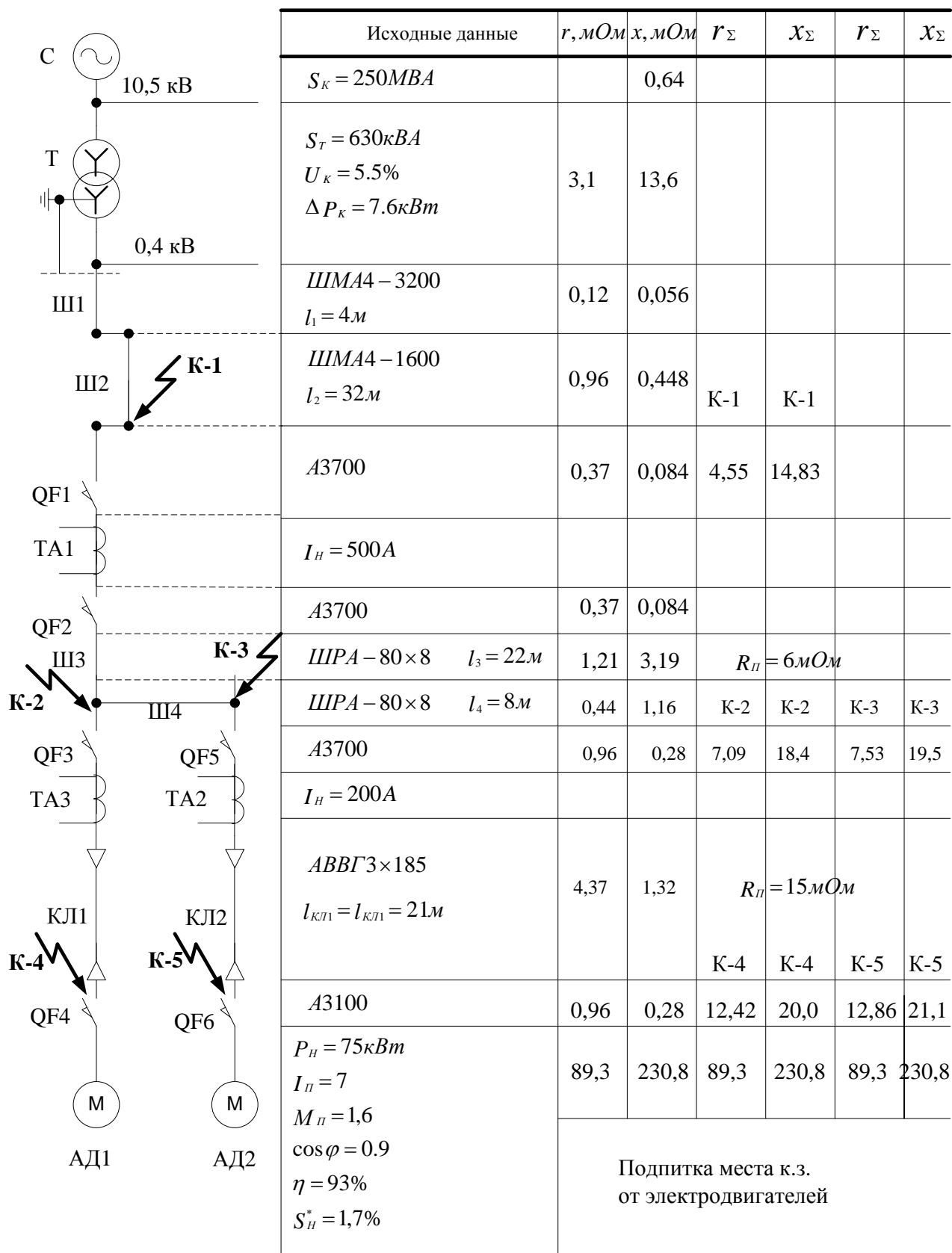


Рисунок 6.1 – Расчетная схема сети 0,4 кВ

$QF1, QF2$ (по данным ТА1 с $I_H = 500$ А):

$$r_{QF1,2} = 0,25 + 0,12 = 0,37 \text{ мОм}; X_{QF1,2} = 0,084 \text{ мОм}.$$

$QF3 - QF6$ (по данным ТА2 с $I_H = 200$ А):

$$r_{QF3-6} = 0,6 + 0,36 = 0,96 \text{ мОм}; X_{QF3-6} = 0,28 \text{ мОм}.$$

Активное сопротивление дуги:

$$R_{\Pi} = 15 \text{ мОм (линиях)} \text{ и } R_{\Pi} = 6 \text{ мОм (в КТП)}.$$

Параметры асинхронных электродвигателей:

$$P_{M1} = P_{M2} = 75 \text{ кВт}, U_H = 380 \text{ В}, I_{\Pi} = 7, M_{\Pi} = 1,6, \cos \varphi = 0,9, s_H = 1,7 \%, \eta = 93 \%.$$

Номинальный ток электродвигателя:

$$I_H = \frac{P_H}{\sqrt{3} * U_H * \cos \varphi} = \frac{75 * 10^3}{\sqrt{3} * 380 * 0,9} = 126,8 \text{ А}.$$

Активное сопротивление электродвигателя:

$$r_M = r_c + \frac{r'_p}{C} = \frac{K_M * P_H (1 - \eta) 10^6}{3 * I_H^2 * \eta} + \frac{M_{\Pi} (P_H + \Delta P_{мех}) * C * 10^6}{3 K_{\Pi} * I_H^2 (1 - S_{H*})} = \frac{0,3 * 75 (1 - 0,93) 10^6}{3 * 126,8^2 * 0,93} + \frac{1,6 (75 + 0,75) 1,04 * 10^6}{3 * 7^2 * 126,8^2 (1 - 0,017)} = 35,1 + 54,2 = 89,3 \text{ мОм}$$

Индуктивное сопротивление электродвигателя:

$$X_M = \sqrt{\left(\frac{U_H * 10^3}{\sqrt{3} * I_{\Pi} * I_H} \right)^2 - r_M^2} = \sqrt{\left(\frac{380 * 10^3}{\sqrt{3} * 7 * 126,8} \right)^2 - 89,3^2} = \sqrt{247,5^2 - 89,3^2} = 230,8 \text{ мОм}.$$

Результаты расчетов показаны на расчетной схеме сети 0,4 кВ (см. рис.6.1).

6.2. Расчеты междуфазных коротких замыканий

Исходные данные в параграфе 6.1 и на рисунке 6.1.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от источника питания, кА:

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = \frac{U_{ср-н}}{\sqrt{3} * \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}},$$

где $U_{ср-н}$ – среднее номинальное напряжение в месте короткого замыкания, кВ;

$r_{1\Sigma}, x_{1\Sigma}$ – соответственно активное и индуктивное суммарные сопротивления прямой последовательности, мОм.

Ударный ток короткого замыкания от источника питания:

$$i_y = \sqrt{2} * I_{п0} * K_y,$$

где K_y – ударный коэффициент, который определяется в зависимости от $\frac{r_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma}}$, (табл. 6.1).

Таблица 6.1 – Значения ударного коэффициента

$\frac{r_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma}}$	0,5	0,8	1	1,5	2	3	4	5	6	7	8	9
K_y	1,0	1,02	1,05	1,12	1,2	1,35	1,46	1,53	1,59	1,63	1,67	1,71

Для приближенных расчетов принимаем K_y равным:

- для металлического короткого замыкания в РУ НН КТП и в местах подключения кабелей и шинопроводов – $K_y = 1,5$;
- для короткого замыкания через переходное сопротивление – $K_y = 1,3$;
- для короткого замыкания на вторичных сборках, где имеется большое влияние кабелей – $K_y = 1,1$;
- для всех остальных случаев – $K_y = 1$;
- ударный коэффициент тока короткого замыкания от электродвигателей равен 1.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от местных асинхронных электродвигателей, кА:

$$I_{п0,М}^{(3)} = \frac{E''_{OM} * 10^3}{\sqrt{3} * \sqrt{(r_M + r_{CB})^2 + (x''_M + x_{CB})^2}},$$

где E_{OM} – сверхпереходная ЭДС электродвигателя, для асинхронных двигателей принимается равной $0,9 U_{НОМ}$; r_{CB} и x_{CB} – соответственно активное и индуктивное сопротивления, которыми электродвигатель связан с точкой короткого замыкания.

Если сопротивление связи $Z_{CB} > 1,5 Z_T$, то подпитка места короткого замыкания от электродвигателей не учитывается.

Значение тока короткого замыкания в минимальном режиме определяется при двухфазном коротком замыкании с учетом токоограничивающего действия дуги по формуле:

$$I_{мин}^{(2)} = \frac{U_{ср-н} * 10^3}{2 * \sqrt{(r_{1\Sigma} + R_{II})^2 + x_{1\Sigma}^2}}.$$

Расчеты междуфазных коротких замыканий в точке в К-1 (см. рис.б.1).

Ток короткого замыкания от источника питания:

$$I_{К-макс}^{(3)} = \frac{0.4 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{4.55^2 + 14.83^2}} = 14.91 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент, который определяется в зависимости от соотношения $\frac{r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}}$ (см. табл.б.1):

$$\frac{r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}} = 14.83 / 4.55 = 3.26 ; K_v = 1.38.$$

Токи подпитки от местных асинхронных электродвигателей, кА:

$$I_{M1}^{(3)} = \frac{0.9 * 0.4 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{(89.3 + 7.87)^2 + (230.8 + 5.2)^2}} = 0.82 \text{ кА},$$

$$I_{M2}^{(3)} = \frac{0.9 * 0.4 * 10^3}{\sqrt{3} \sqrt{(89.3 + 8.3)^2 + (230.8 + 6.4)^2}} = 0.81 \text{ кА}.$$

Суммарный ток трехфазного КЗ в точке К-1:

$$I_{К\Sigma}^{(3)} = 14.91 + 0.82 + 0.81 = 16.54 \text{ кА}.$$

Ударный ток для выбора и проверки коммутационных аппаратов:

$$i_y = \sqrt{2} * 14.91 * 1.38 + \sqrt{2} * 1.63 = 31.3 \text{ кА}.$$

Минимальный ток двухфазного КЗ для проверки чувствительности за- щит:

$$I_{\text{МИН}}^{(2)} = \frac{0.4 * 10^3}{2\sqrt{(4.55 + 6)^2 + 14.83^2}} = 11 \text{кА}.$$

Расчеты междуфазных коротких замыканий в точке в К-2.

Ток короткого замыкания от источника питания:

$$I_{\text{К-макс}}^{(3)} = \frac{0.4 * 10^3}{\sqrt{3}\sqrt{7.09^2 + 18.4^2}} = 11.72 \text{кА}.$$

Ударный коэффициент, который определяется в зависимости от соотно- шения $\frac{r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}}$:

$$\frac{r_{\Sigma}}{x_{\Sigma}} = \frac{18.4}{7.09} = 2.6 ; K_{\text{У}} = 1.26.$$

Токи подпитки от местных асинхронных электродвигателей, кА:

$$I_{\text{М1}}^{(3)} = \frac{0.9 * 0.4 * 10^3}{\sqrt{3}\sqrt{(89.3 + 5.33)^2 + (230.8 + 1.6)^2}} = 0.83 \text{кА},$$

$$I_{\text{М2}}^{(3)} = I_{\text{М1}}^{(3)} = 0.83 \text{кА}.$$

Суммарный ток трехфазного КЗ в точке К-2:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 11.72 + 2 * 0.83 = 13.4 \text{кА}.$$

Ударный ток для выбора и проверки коммутационных аппаратов:

$$i_{\text{У}} = \sqrt{2} * 11.72 * 1.26 + \sqrt{2} * 2 * 0.83 = 23.2 \text{кА}.$$

Минимальный ток двухфазного КЗ для проверки чувствительности за- щит:

$$I_{\text{МИН}}^{(2)} = \frac{0.4 * 10^3}{2\sqrt{(7.09 + 15)^2 + 18.4^2}} = 6.96 \text{кА}.$$

6.3. Расчеты однофазных коротких замыканий

Рассматривается пример расчета для самой удаленной точки короткого замыкания К-5 (см. рис.6.1). Ток однофазного короткого замыкания:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_T^{(1)}/3 + Z_{\Pi\Sigma}}$$

где $Z_T^{(1)}$ – сопротивление понижающего трансформатора сети 0,4 кВ токам однофазного короткого замыкания; $Z_{\Pi\Sigma}$ – сопротивление петли фаза-нуль от трансформатора до точки короткого замыкания.

Принимаем следующие значения сопротивлений. Для трансформатора 630 кВА: $U_K = 5,5 \%$, $Z_T^{(1)} = 128 \text{ мОм}$. Для шин:

$$Z_{\Pi, \text{ш1}} = 0,053 \cdot 8 = 0,424 \text{ мОм}, Z_{\Pi, \text{ш2}} = 0,087 \cdot 32 = 2,8 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Pi, \text{ш3}} = 0,81 \cdot 22 = 17,8 \text{ мОм}, Z_{\Pi, \text{ш4}} = 0,81 \cdot 8 = 6,5 \text{ мОм},$$

Для кабельных линий:

$$Z_{\Pi, \text{кл2}} = 0,45 \cdot 21 = 9,45 \text{ мОм},$$

Суммарное сопротивление петли фаза-нуль для К-5:

$$Z_{\Pi, \Sigma} = 0,42 + 2,8 + 17,8 + 6,5 + 9,45 = 37 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного короткого замыкания равен:

$$I_{K5}^{(1)} = \frac{231,2}{128/3 + 37} = 2,9 \text{ кА}.$$

Расчеты тока однофазного короткого замыкания с учетом токоограничивающего действия электрической дуги (переходное сопротивление электрической дуги $R_{\Pi} = 15 \text{ мОм}$):

$$I_{K5, \Pi}^{(1)} = \frac{231,2}{128/3 + 37 + 15} = 2,44 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ

Источник короткого замыкания		$I_{по}^{(3)}$, кА	K_v	i_Y , кА	$I_{мин}^{(2)}$, кА	$I_K^{(1)} / I_{кп}^{(1)}$, кА
К-1	Сеть	14.9	1.38	29	11.0	5.04 / 3.8
	М1	0.82	1	1.156		
	М2	0.81	1	1.142		
	Сумма	16.54		31.3		
К-2	Сеть	11.72	1.26	20.82	6.69	3.63 / 2.94
	М1	0.83	1	1.17		
	М2	0.83	1	1.17		
	Сумма	13.4		23.2		
К-3	Сеть	11.03	1.26	19.6	6.7	3.3 / 2.7
	М1	0.83	1	1.17		
	М2	0.83	1	1.17		
	Сумма	12.7		21.9		
К-4	Сеть	9.82	1.13	15.65	5.88	3.16 / 2.62
	М1	0.84	1	1.18		
	М2	0.81	1	1.142		
	Сумма	11.5		18		
К-5	Сеть	9.34	1.13	14.88	5.7	2.9 / 2.44
	М1	0.81	1	1.142		
	М2	0.84	1	1.18		
	Сумма	11.0		17.2		

6.4. Условия выбора предохранителей

Плавкие предохранители – это электрические аппараты, предназначенные для защиты цепей от сверхтоков. Плавкие предохранители являются аппаратами одноразового действия с по фазным отключением защищаемой цепи. Они срабатывают автономно в зависимости от степени и длительности воздействия тока и не требуют каких-либо внешних измерительных и управляющих цепей. Плавкий предохранитель – это устройство, измерительной частью которого является плавкая вставка. Предохранитель выполняет одновременно функции защиты и коммутации.

Основными элементами предохранителя являются плавкая вставка и патрон (для предохранителя параметр срабатывания определяется плавкой вставкой). В электроустановках применяются газогенерирующие и кварцевые предохранители различных типов.

В электрических сетях до 1 кВ получили распространение предохранители типов ПР (предохранитель с разборным патроном без наполнителя), ПН (предохранитель с наполнителем и с разборным патроном), НПН (предохранитель с наполнителем и с неразборным патроном), а также быстродействующие предохранители типов ПНБ, ПБВ, и ПБФ.

В электрических сетях свыше 1 кВ получили распространение предохранители типов ПК (предохранитель с кварцевым наполнителем), ПКТ – для защиты линий и силовых трансформаторов, ПКТН (предохранитель кварцевый для трансформаторов напряжения), ПСН (предохранитель, стреляющий наружной установки), ПСНУ (предохранитель, стреляющий наружной установки управляемый).

Предохранитель характеризуется номинальным напряжением $U_{\text{ПР, ном}}$, номинальными токами патрона $I_{\text{ПАТ, ном}}$ и плавкой вставки (заменяемого элемента) $I_{\text{ВСТ, ном}}$, номинальным отключаемым током $I_{\text{ПР, ОТК}}$, а также времятоковыми характеристиками плавления плавкой вставки $t_{\text{пл}} = f(I_{\text{П, КЗ}})$ и отключения цепи $t_{\text{ОТК}} = f(I_{\text{П, КЗ}})$, где $I_{\text{П, КЗ}}$ – периодическая составляющая ожидаемого тока КЗ в цепи, где установлен предохранитель. Кроме того, может быть задана характеристика токового ограничения $i_{\text{СКВ}} = f(I_{\text{П, КЗ}})$.

В патроне предохранителя помещают различные плавкие вставки при соблюдении условия $I_{\text{ВСТ, ном}} < I_{\text{ПАТ, ном}}$.

Под номинальным током предохранителя обычно понимают номинальный ток плавкой вставки. У предохранителей напряжением выше 1 кВ значение одночасового тока плавления должно находиться в пределах $1,3 \dots 2 I_{\text{НОМ}}$.

Номинальный ток отключения предохранителя ($I_{\text{ПР, ОТК}}$) – это наибольшее действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока короткого замыкания в цепи, которую предохранитель способен отключить.

Под ожидаемым током КЗ ($i_{\text{ОЖ}}$) понимают ток, который был бы в цепи при отсутствии в ней предохранителя, т. е. ток не ограниченный действием предохранителя.

Предохранители, у которых $i_{\text{СКВ}} < i_{\text{ОЖ}}$, обладают токоограничивающим эффектом, и их принято называть токоограничивающими предохранителями.

Токоограничивающая способность предохранителей зависит от номинального тока вставки, значения ожидаемого тока КЗ и фазы включения (наличия и значения апериодической составляющей тока КЗ). Чем больше номинальный ток плавкой вставки, тем ниже токоограничивающее действие плавкого предохранителя.

При отключении цепи токоограничивающим предохранителем в ней могут возникнуть перенапряжения, тем большие, чем быстрее снижается ток в цепи. Ограничение перенапряжений достигается специальной конструкцией плавких вставок. Коммутационная способность предохранителя должна удовлетворять условию: $I_{\text{ПР, ОТК}} \geq I_{\text{П, КЗ}}$.

Выбор предохранителей производится с учетом того, чтобы плавкая вставка не плавилась при допустимых для данной цепи режимах, в том числе при допустимых для цепи перегрузках, и чтобы предохранитель эффективно и селективно защищал цепь при КЗ. Условия выбора предохранителей регламентируются 3-мя параметрами:

1) напряжением защищаемой электрической сети U_C :

$$U_{\text{ПР, НОМ}} \geq U_C,$$

2) максимальным отключаемым током КЗ $I_{\text{К, max}}$:

$$I_{\text{ПР, ОТК}} \geq I_{\text{К, max}},$$

3) режимами работы защищаемой электроустановки для выбора плавкой вставки $I_{\text{ВСТ, НОМ}}$, т.е. максимальной токовой защиты с зависимой выдержкой времени.

Обязательные три условия выбора плавкой вставки $I_{\text{ВСТ, НОМ}}$:

1) условие отстройки от максимального тока в рабочем режиме $I_{P.M.}$:

$$I_{ВСТ, НОМ} \geq k_{ОТС} \cdot I_{P.M.},$$

2) условие отстройки от тока кратковременной перегрузки $I_{ПЕР}$ (например, двигательной нагрузки):

$$I_{ВСТ, НОМ} \geq I_{ПЕР} / k_{ПЕР},$$

3) условие нормированной чувствительности защиты предохранителями к повреждениям в защищаемой зоне $I_{K, min}$:

$$I_{ВСТ, НОМ} \leq I_{K, min} / k_{Ч, НОР}.$$

В последних трех формулах обозначено: $k_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, равный 1,1 . . . 1,25; $k_{ПЕР}$ – коэффициент перегрузки для защищаемой цепи;

$k_{Ч, НОР}$ – нормированный коэффициент чувствительности, равный 3 . . . 10.

Рекомендуемая методика расчета тока перегрузки $I_{ПЕР}$ заключается в следующем.

1. Отстройка от пуска самого мощного электродвигателя ($I_{ПУСК, max}$) в составе нагрузки для предохранителя:

$$I_{ПЕР} = k_C \sum^{n-1} I_{P.M} + I_{ПУСК, max},$$

где k_C – коэффициент спроса нагрузки (< 1); n – количество потребителей.

2. Отстройка от режимов самозапуска в циклах АВР и АПВ:

$$I_{ПЕР} = \sum^m I_{СЗП},$$

где m – количество самозапускаемых электродвигателей.

Примечания для выбора $I_{ВСТ, НОМ}$:

А) Если предохранитель только для защиты от коротких замыканий:

$$I_{ВСТ, НОМ} \leq 3 \cdot I_{ДЛ. ДОП}.$$

Б) Если предохранитель предназначен для защиты от перегрузки и от коротких замыканий:

$$1) I_{ВСТ, НОМ} \leq (I_{ДЛ. ДОП} / 1,25),$$

$$2) I_{ВСТ, НОМ} \leq (I_{K, min} / 3,0).$$

Селективность для предохранителей должна быть как в нормальных режимах, так и при внешних (сквозных) коротких замыканиях. Рекомендуется,

чтобы при $I_{СКВ, \max}$ время срабатывания последующего к источнику питания предохранителя $t_{ПОСЛ}$ было больше времени срабатывания предыдущего предохранителя $t_{ПРЕД}$ с учетом разброса временных характеристик:

$$t_{ПОСЛ} \geq 3 t_{ПРЕД}.$$

6.5. Условия выбора автоматических выключателей

Автоматические выключатели выбирают по расчетным условиям нормального режима (по номинальному напряжению сети U_C и по расчетному току нормального режима $I_{НОРМ, РАСЧ}$ защищаемой электроустановки) и проверяют на работоспособность в условиях аномальных режимов (допустимый нагрев продолжительным расчетным током $I_{ДЛ. ДОП}$, электродинамическая стойкость при коротких замыканиях $i_{УД}$ и коммутационная способность во время отключения короткого замыкания $I_{ПО}$).

Условия выбора для нормального режима:

$$U_{НОМ} \geq U_C,$$

$$I_{НОМ} \geq I_{НОРМ, РАСЧ}.$$

Условия выбора для аномальных режимов:

$$k_{ПЕР} \cdot I_{НОМ} \geq I_{ДЛ. ДОП},$$

$$i_{ДИН} \geq i_{УД},$$

$$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}.$$

Основной элемент автоматического выключателя для функции релейной защиты – это его расцепитель, т. е. защита от повреждений в электрической сети осуществляется расцепителями автоматических выключателей.

$I_{РЦ.НОМ}$ – номинальный ток расцепителя (наибольший ток, длительное прохождение которого не вызывает срабатывание расцепителя).

Расцепитель как средство многоступенчатой максимальной токовой защиты характеризуется номинальным током $I_{РЦ.НОМ}$, токами срабатывания защиты $I_{СЗ}$ и выдержками времени $t_{СЗ}$ для каждой ступени защиты. В общем случае, как и для токовых защит в сетях свыше 1 кВ, обозначим основные термины параметров срабатывания автоматических выключателей:

$I^1_{СЗ}$ – ток срабатывания первой ступени на электромагнитном расцепителе (токовая отсечка).

t^1 – время срабатывания первой ступени на электромагнитном расцепителе (токовая отсечка).

I^{11}_{C3} – ток срабатывания второй ступени на электромагнитном расцепителе (токовая отсечка с выдержкой времени).

t^{11} – время срабатывания второй ступени на электромагнитном расцепителе (токовая отсечка с выдержкой времени).

I^{111}_{C3} – ток срабатывания третьей ступени на тепловом расцепителе (максимальная токовая защита).

t^{111} – время срабатывания третьей ступени на тепловом расцепителе (максимальная токовая защита).

$k^1_{C3} = I^1_{C3} / I_{PЦ, НОМ}$ – кратность токовой отсечки.

$k^{11}_{C3} = I^{11}_{C3} / I_{PЦ, НОМ}$ – кратность отсечки с выдержкой времени.

$k^{111}_{C3} = I^{111}_{C3} / I_{PЦ, НОМ}$ – кратность максимальной токовой защиты.

Краткая характеристика автоматических выключателей. Автоматические выключатели А3110, А3120, А3130, А31140 имеют нерегулируемые тепловые и электромагнитные расцепители, а А3160 – только тепловой расцепитель.

А3700С – селективные автоматы (только полупроводниковые расцепители серии РП) содержат вторую (I^{11}_{C3}) и третью (I^{111}_{C3}) ступени защиты.

А 3794С имеет все ступени защиты (I^1_{C3} , I^{11}_{C3} , I^{111}_{C3}).

А3700Б – токоограничивающий автомат (полупроводниковые расцепители I^1_{C3} и I^{11}_{C3} , а I^{111}_{C3} – электромагнитный расцепитель. Для данного автомата следующие кратности: $k^{111}_{C3} = 1,25$; $k^{11}_{C3} = 2, 3, 5, 7, 10$.

Серия «Электрон»: Э25С (стационарные) и Э40В (выдвижные). Имеют регулируемые полупроводниковые расцепители типа РМТ с 3-х ступенчатыми защитами с зависимыми и не зависимыми выдержками времени.

Серия ВА50 имеет тепловой (I^{111}_{C3}) и электромагнитные (I^{11}_{C3} , I^1_{C3}) расцепители.

6.6. Примеры выбора предохранителей и автоматов

Пример 6.1. Выбрать предохранитель по известному сечению $s = 50 \text{ мм}^2$ трехжильного кабеля.

Решение. Из справочников для $s = 50 \text{ мм}^2$ находим длительный допустимый ток для кабеля $I_{\text{дл. доп}} = 125 \text{ А}$. Для защиты от перегрузки номинальный ток плавкой вставки равен:

$$I_{\text{ВСТ, ном}} \leq I_{\text{дл. доп}} / 1,25 = 100 \text{ А}.$$

Пример 6.2. Выбрать предохранитель по известному минимальному току КЗ $I_{\text{К, min}} = 180 \text{ А}$ в защищаемой зоне.

Решение. Номинальный ток плавкой вставки выбираем по требованию нормированной чувствительности к повреждениям:

$$I_{\text{ВСТ, ном}} \leq I_{\text{К, min}} / k_{\text{ч, ноп}} = 180 / 3,0 = 56 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный ток плавкой вставки $I_{\text{ВСТ, ном}} = 50 \text{ А}$.

Пример 6.3. Выбрать предохранитель по известным параметрам защищаемой электрической сети: $I_{\text{р.м.}} = 25 \text{ А}$, $I_{\text{пер}} = 72 \text{ А}$, $k_{\text{пер}} = 2$.

Решение. Номинальный ток плавкой вставки выбираем из двух условий:

1) условие отстройки от максимального рабочего тока нагрузки

$$I_{\text{ВСТ, ном}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{р.м.}} \geq 1,2 \cdot 25 = 30 \text{ А};$$

2) условие отстройки от токов перегрузки двигательной нагрузки (отстройка от пусков электродвигателей)

$$I_{\text{ВСТ, ном}} \geq I_{\text{пер}} / k_{\text{пер}} \geq 72 / 2 = 36 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный ток плавкой вставки $I_{\text{ВСТ, ном}} = 40 \text{ А}$.

Пример 6.4. Выбрать предохранитель $F2$ по параметрам предыдущего предохранителя $F1$ ($I_{\text{ВСТ, ном1}} = 40 \text{ А}$ и максимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны электрической сети для предохранителя $F1 - I_{\text{К, max}} = 250 \text{ А}$).

Решение. По защитным характеристикам (рис. 6.2) для предохранителя $F1$ ($I_{\text{ВСТ, ном1}} = 40 \text{ А}$) при токе $I_{\text{К, max}} = 250 \text{ А}$ время перегорания плавкой вставки $t_{F1} = 0,3 \text{ с}$.

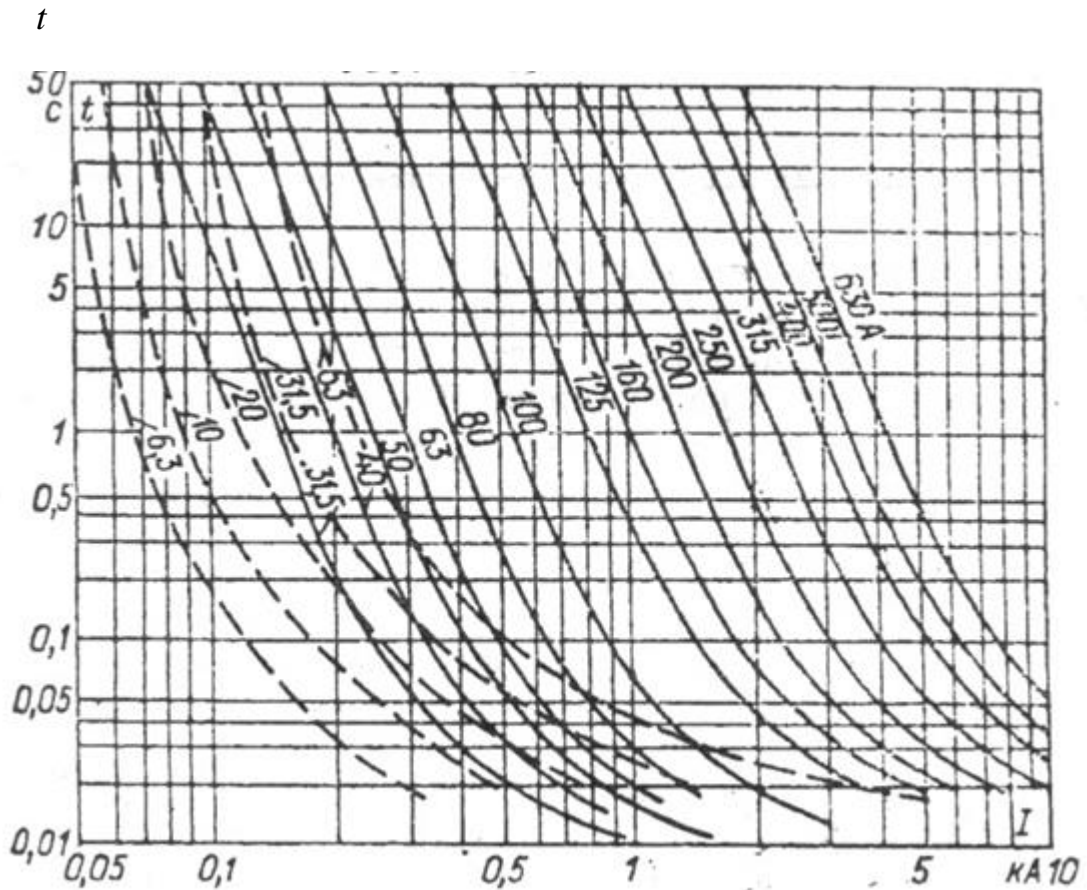


Рисунок 6.2 – Характеристики плавких вставок предохранителей

Поэтому для селективного действия последующего предохранителя F_2 его время срабатывания (перегорания) должно быть

$$t_{F2} \geq 3 \cdot t_{F1} = 3 \cdot 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

А этому времени по защитным характеристикам (см. рис. 6.2) соответствует вставка $I_{\text{ВСТ, ном2}} = 60 \text{ А}$.

Пример 6.5. *Определить защитную способность предохранителя (определить длину линии $l_{\text{пр}}$, которую способен защитить предохранитель от коротких замыканий).*

Исходные данные: полное сопротивление понижающего трансформатора КТП ($S_T = 400 \text{ кВА}$) токам однофазного короткого замыкания

$Z_T^{(1)} = 56 \text{ мОм}$; фазное напряжение $U_\Phi = 220 \text{ В}$; нагрузка: многоквартирный дом с максимальной мощностью $S_{\text{max}} = 45 \text{ кВА}$; длина линии питания $L = 380 \text{ м}$ с погонным сопротивлением петли «фаза – нуль» равным $Z_{\text{п. пог}} = 2,1 \text{ мОм / м}$.

Решение. Определяем максимальный рабочий ток нагрузки

$$I_{P.M.} = S_{\max} / U_{\Phi} = 45000 / 220 = 204 \text{ А.}$$

Условие выбора предохранителя:

$$I_{\text{ВСТ, НОМ}} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{P.M.} \geq 1,2 \cdot 204 = 245 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку $I_{\text{ВСТ, НОМ}} = 250 \text{ А.}$

Сопротивление срабатывания плавкой вставки:

$$Z_{\text{ВС}} = U_{\Phi} / I_{\text{ВСТ, НОМ}} = 220 / 250 = 0,88 \text{ Ом} = 880 \text{ мОм.}$$

Сопротивление источника питания:

$$Z_{\text{ИП}} = Z_{\text{T}}^{(1)} / 3 = 56 / 3 = 18,7 \text{ мОм.}$$

Защитная способность предохранителя:

$$l_{\text{ПР}} = (Z_{\text{ВС}} - Z_{\text{ИП}}) / Z_{\text{П. ПОГ}} = (880 - 18,7) / 2,1 = 410 \text{ м.}$$

Таким образом, защитная способность предохранителя $l_{\text{ПР}}$ превышает длину кабеля L от КТП до нагрузки:

$$l_{\text{ПР}} > L ; 410 \text{ м} > 380 \text{ м.}$$

Пример 6.6. Выбрать номинальные токи плавкой вставки для 7-ми предохранителей типа ПН-2 для 3-х распределительных пунктов (РП).

Исходные данные. Распределительные пункты включены по радиальной схеме питания. Головной распределительный пункт – РП1, линия W1 (предохранитель от РП1 связывает его с РП2, линия W2 связывает РП2 и РП3. Характеристика РП2: максимальный ток КЗ на шинах $I_{\text{К-2, max}} = 600 \text{ А}$, предохранитель F2 для линии W2, предохранитель F3 для осветительной нагрузки линии W3 с $I_{P.M., W1} = 18 \text{ А}$, предохранитель F4 для двигателя M1 с током $I_{M1} = 40 \text{ А}$. Характеристика РП3: максимальный ток КЗ на шинах $I_{\text{К-3, max}} = 450 \text{ А}$, предохранитель F5 для осветительной нагрузки линии W4 с $I_{P.M., W4} = 30 \text{ А}$, предохранитель F6 для двигателя M2 с током $I_{M2} = 20 \text{ А}$, предохранитель F7 для двигателя M3 с током $I_{M3} = 27 \text{ А}$. В расчетах принимается: коэффициент спроса нагрузки $k_{\text{С}} = 1$; коэффициент отстройки $k_{\text{ОТС}} = 1$, коэффициент перегрузки $k_{\text{ПЕР}} = 2,5$; кратность пускового тока для всех двигателей $k_{\text{П}} = 5$.

Решение. Определяем плавкую вставку для предохранителя F5 (РП3) с осветительной нагрузкой W4 по условию отстройки от максимального режима нагрузки:

$$I_{F5} \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{P.M., W4} \geq 1,2 \cdot 30 = 36 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку $I_{F5} = 40 \text{ А.}$

Определяем плавкую вставку для предохранителя $F6$ (РПЗ) с двигательной нагрузкой по двум условиям:

1) условие отстройки от нормального режима

$$I_{F6} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{M2} \geq 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ А};$$

2) условие отстройки от токов кратковременной перегрузки (отстройка от пусков электродвигателей)

$$I_{F6} \geq I_{\text{пер}} / k_{\text{пер}} = k_{\text{п}} \cdot I_{M2} / k_{\text{пер}} = 5 \cdot 20 / 2,5 = 40 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный ток плавкой вставки $I_{F6} = 40 \text{ А}$.

Аналогично определяем плавкую вставку для $F7$ (РПЗ):

1) условие отстройки от нормального режима

$$I_{F7} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{M3} \geq 1,2 \cdot 27 = 32,4 \text{ А};$$

2) условие отстройки от токов кратковременной перегрузки (отстройка от пусков электродвигателей)

$$I_{F7} \geq I_{\text{пер}} / k_{\text{пер}} = k_{\text{п}} \cdot I_{M3} / k_{\text{пер}} = 5 \cdot 27 / 2,5 = 54 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный ток плавкой вставки $I_{F7} = 63 \text{ А}$.

Определяем плавкую вставку для предохранителя $F3$ (РП2) с осветительной нагрузкой $W3$ по условию отстройки от максимального режима нагрузки:

$$I_{F3} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{р.м., } W3} \geq 1,2 \cdot 18 = 21,6 \text{ А}.$$

Выбираем плавкую вставку $I_{F3} = 31,5 \text{ А}$.

Определяем плавкую вставку для $F4$ (РП2) с двигательной нагрузкой:

1) условие отстройки от нормального режима

$$I_{F4} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{M1} \geq 1,2 \cdot 40 = 48 \text{ А};$$

2) условие отстройки от токов кратковременной перегрузки

$$I_{F4} \geq I_{\text{пер}} / k_{\text{пер}} = k_{\text{п}} \cdot I_{M1} / k_{\text{пер}} = 5 \cdot 40 / 2,5 = 80 \text{ А}.$$

Выбираем номинальный ток плавкой вставки $I_{F4} = 80 \text{ А}$.

Плавкую вставку для предохранителя $F2$ (РП2) определяем по максимальной длительной нагрузке линии $W2$ ($W4 + M2 + M3$) и по кратковременной перегрузке во время пуска самого мощного электродвигателя $M3$ на секции РПЗ:

$$1) I_{F2} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{р.м., w2}} = k_{\text{отс}} (I_{\text{р.м., w4}} + I_{\text{M2}} + I_{\text{M3}}) = 1,2 (30 + 20 + 27) = 1,2 \cdot 77 = 92,4 \text{ A};$$

$$2) I_{F2} \geq I_{\text{пер}} / k_{\text{пер}} = (k_{\text{с}} \sum^{n-1} I_{\text{р.м.}} + I_{\text{пуск, max}}) / k_{\text{пер}} = [k_{\text{с}} \cdot (I_{\text{р.м., w4}} + I_{\text{M2}}) + k_{\text{п}} \cdot I_{\text{M3}}] / k_{\text{пер}} = [1 \cdot (30 + 20) + 5 \cdot 27] / 2,5 = 185 / 2,5 = 74 \text{ A}.$$

Из двух условий выбираем наибольшее значение и принимаем вставку

$$I_{F2} = 100 \text{ A}.$$

Аналогично плавкую вставку для предохранителя $F1$ (РП1) определяем по максимальной длительной нагрузке линии $W1$ ($W2 + W3 + M1$) и по кратковременной перегрузке во время пуска самого мощного электродвигателя $M1$ на секции РП2:

$$1) I_{F1} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{р.м., w1}} = k_{\text{отс}} (I_{\text{р.м., w2}} + I_{\text{р.м., w3}} + I_{\text{M1}}) = 1,2 (77 + 18 + 40) = 1,2 \cdot 135 = 162 \text{ A};$$

$$2) I_{F1} \geq I_{\text{пер}} / k_{\text{пер}} = (k_{\text{с}} \sum^{n-1} I_{\text{р.м.}} + I_{\text{пуск, max}}) / k_{\text{пер}} = [k_{\text{с}} \cdot (I_{\text{р.м., w2}} + I_{\text{w2}}) + k_{\text{п}} \cdot I_{\text{M1}}] / k_{\text{пер}} = [1 \cdot (77 + 18) + 5 \cdot 40] / 2,5 = 118 \text{ A}.$$

Из двух условий выбираем наибольшее значение и принимаем вставку

$$I_{F1} = 160 \text{ A}.$$

Основные параметры выбранных плавких вставок (номинальные токи вставок $I_{\text{вст, ном}}$ и времена плавления вставок $t_{\text{пр}}$ при максимальных токах короткого замыкания в соответствующих точках) показаны в табл. 6.3.

Таблица 6.3 – Параметры предохранителей

Предохранитель	$F1$	$F2$	$F3$	$F4$	$F5$	$F6$	$F7$
$I_{\text{вст, ном}}$	160	100	31,5	80,0	40,0	40,0	63,0
$t_{\text{пр, с}}$ (при $I_{\text{к-3, max}} = 450 \text{ A}$)	45	2,5	–	–	0,05	0,05	0,15
$t_{\text{пр, с}}$ (при $I_{\text{к-2, max}} = 600 \text{ A}$)	10	0,45	0,03	0,10	–	–	–

Проверку селективности действия предохранителей выполним по защитным характеристикам (см. рис. 6.2 и табл.6.3).

Защиты будут селективные, если время плавления (отключения) последующего предохранителя к источнику питания ($t_{\text{пр., посл}}$) будет в 3-и раза

больше времени отключения предыдущего предохранителя ($t_{\text{пр., пред}}$) при одном и том же токе короткого замыкания:

$$t_{\text{пр., посл}} \geq 3 \cdot t_{\text{пр., пред}}.$$

По табл.6.3 для тока КЗ $I_{\text{К-3, max}} = 450 \text{ А}$:

$$t_{F2} \geq 3 \cdot t_{F1}; 2,5 \text{ с} > 3 \cdot 0,15 \text{ с};$$

и для тока КЗ $I_{\text{К-2, max}} = 600 \text{ А}$:

$$t_{F1} \geq 3 \cdot t_{F2}; 10 \text{ с} > 3 \cdot 0,45 \text{ с}.$$

Результаты расчетов показывают правильность выбора предохранителей.

Пример 6.7. Определить длительный допустимый ток $I_{\text{дл. доп}}$ для питающего кабеля по параметрам автомата.

Исходные данные: Автомат А3720 имеет электромагнитный расцепитель с уставками ($I_{\text{рц. ном}} = 80 \text{ А}$ и кратность токовой отсечки $k^1_{\text{сз}} = 5$).

Решение. Ток срабатывания отсечки равен:

$$I^1_{\text{сз}} = k^1_{\text{сз}} \cdot I_{\text{рц. ном}} = 5 \cdot 80 = 400 \text{ А}.$$

Защита от токов КЗ эффективная при условии:

$$I^1_{\text{сз}} \leq 4,5 \cdot I_{\text{дл. доп}}.$$

Тогда длительный допустимый ток для защищаемого кабеля равен:

$$I_{\text{дл. доп}} \geq I^1_{\text{сз}} / 4,5 \geq 400 / 4,5 \geq 89 \text{ А}.$$

Пример 6.8. Выбрать сечения проводников, токи плавких вставок предохранителей и уставок автоматов.

Исходные данные. Рассматривается фрагмент заводской сети 0,4 кВ с 2-мя распределительными пунктами РП1 и РП2. Вводной автомат QF (А3730С: селективный (избирательный) на полупроводниковом расцепителе,

$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$, $t_{\text{перег.}} = 4, 8, 16 \text{ с}$) на РП2 запитывает ШМА-1 ($I_{\text{н. шма}} = 250 \text{ А}$).

От предохранителя F5 кабельная линия КЛ запитывает РП1. К шинам РП1 присоединены: F1 – М1 (электродвигатель), F2 – М2, F3 – М3, F4 – М4. Предохранители типа ПН-2 (насыпные, разборные). Исходные данные для токов электрической схемы приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4 – Исходные данные для токов

Токи	Объект						
	М1	М2	М3	М4	РП1, К-2	РП2, К-1	М1, К-3
Электродвигатель, I_M , А	28,4	28,4	16,8	16,8	–	–	–
$I^{(3)}$, кА	–	–	–	–	3,2	6,3	3,18
$I^{(1)}$, кА	–	–	–	–	0,8	1,5	0,75

Решение. Определяем рабочий максимальный ток кабельной линии:

$$I_{P.M., KЛ} = 2 \cdot 28,4 + 2 \cdot 16,8 = 90,4 \text{ А.}$$

Расчетный ток группы электроприемников:

$$I_P = k_{И} \cdot I_{P.M., KЛ} = 0,83 \cdot 90,4 = 75,2 \text{ А.}$$

Выбираем сечения проводников:

для двигателей М1, М2: провода типа АПВ; $s = 6 \text{ мм}^2$; $I_{дл. доп} = 32 \text{ А}$;

для двигателей М3, М4: провода типа АПВ; $s = 2,5 \text{ мм}^2$; $I_{дл. доп} = 19 \text{ А}$;

для КЛ: кабель типа АПВБГ; $s = 16 \text{ мм}^2$; $I_{дл. доп} = 90 \text{ А}$.

Определяем пиковый ток группы электроприемников:

$$I_{пик} = I_{пм} + (I_P - k_{ио} \cdot I_{но}),$$

где $I_{пм}$ – наибольший из пусковых токов двигателей; $k_{ио}$ – коэффициент использования для предыдущего двигателя (для металлорежущих станков равен 0,16); $I_{но}$ – его номинальный ток.

$$I_{пм} = k_{п} \cdot I_{но} = 5 \cdot 28,4 = 142 \text{ А.}$$

$$I_{пик} = 142 + (75,2 - 0,16 \cdot 28,4) = 213 \text{ А.}$$

Выбираем предохранители по условиям:

$$U_{ПР, ном} \geq U_C; I_{ПР, отк} \geq I_{К, max}; I_{ном} \geq I_{P.M.} (I_{пик}).$$

Предохранитель $F5$: ПН2-250 с номинальным током $I_{\text{НОМ}} = 250$ А и током отключения $I_{\text{ОТК.НОМ}} = 40$ кА ($> I_{\text{К-1}}^{(3)} = 6,3$ кА).

Предохранители $F1 - F4$ ПН2-100 с номинальными токами $I_{\text{НОМ}} = 100$ А и токами отключения $I_{\text{ОТК.НОМ}} = 50$ кА ($> I_{\text{К-2}}^{(3)} = 3,2$ кА).

Выбираем плавкие вставки для без инерционных предохранителей по условиям:

$$I_{\text{ВСТ,НОМ}} \geq I_{\text{Р.М.}}; I_{\text{ВСТ,НОМ}} \geq I_{\text{ПУСК}} / k_{\text{ПЕР}},$$

где $k_{\text{ПЕР}}$ – коэффициент перегрузки, который учитывает превышение тока сверх номинального в режиме пуска электродвигателя, равен 1,6 – 2 для тяжелых и 2,5 для легких условий пуска.

$$\text{Для } F1, F2: I_{\text{ВСТ,НОМ}} \geq 28,4; I_{\text{ВСТ,НОМ}} \geq 5 \cdot 28,4 / 2,5 = 56,8 \text{ А};$$

принимаем $I_{\text{ВСТ,НОМ}} = 60$ А.

$$\text{Для } F3, F4: I_{\text{ВСТ,НОМ}} \geq 16,8; I_{\text{ВСТ,НОМ}} \geq 5 \cdot 16,8 / 2,5 = 33,6 \text{ А};$$

принимаем $I_{\text{ВСТ,НОМ}} = 40$ А.

Для $F5$: $I_{\text{ВСТ,НОМ}} \geq I_{\text{ПИК}} / 2,5 \geq 213 / 2,5 \geq 85,2$ А; принимаем $I_{\text{ВСТ,НОМ}} = 100$ А.

Проверка селективности (избирательности) выбранных предохранителей выполним по их защитным характеристикам – рисунок 6.3.

Времена срабатывания плавкой вставки предохранителей:

Для $F1, F2$ при $I_{\text{ВСТ,НОМ}} = 60$ А и $I_{\text{К-3}}^{(3)} = 3,18$ А время равно:

$$t_{\text{СР}} = 0,01 \text{ с.}$$

Для $F3, F4$ при $I_{\text{ВСТ,НОМ}} = 40$ А и $I_{\text{К-3}}^{(3)} = 3,18$ А время равно:

$$t_{\text{СР}} = 0,01 \text{ с.}$$

Для $F5$ при $I_{\text{ВСТ,НОМ}} = 100$ А и $I_{\text{К-3}}^{(3)} = 3,2$ А время равно:

$$t_{\text{СР}} = 0,02 \text{ с.}$$

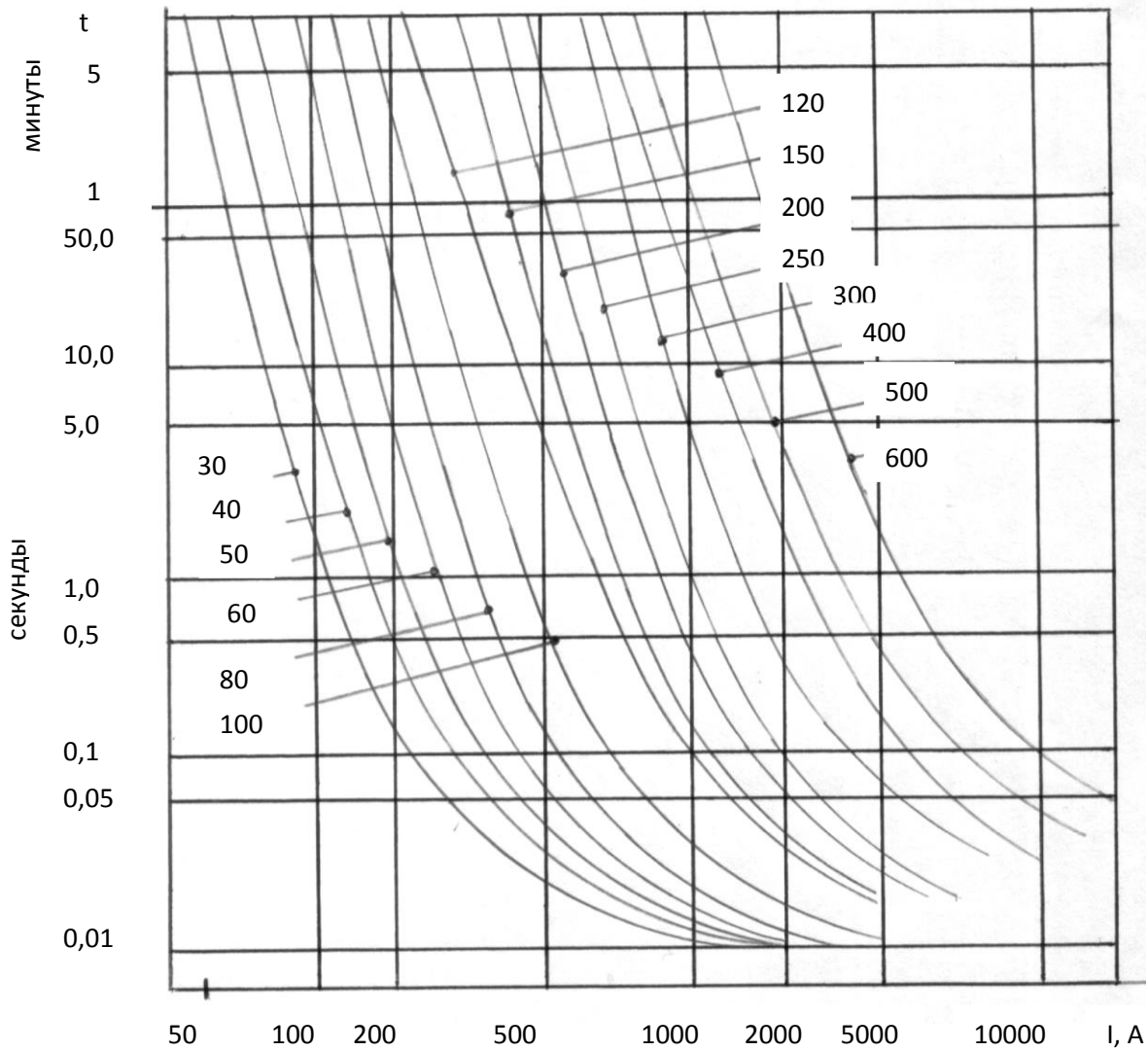


Рисунок 6.3 – Защитные характеристики плавких вставок предохранителей типа ПН

Для обеспечения селективности время срабатывания последующего предохранителя должно быть в 3-и раза больше времени срабатывания предыдущего предохранителя при максимальном токе КЗ в зоне этих предохранителей:

$$(t_{\text{ср. } F5} = 0,02 \text{ с}) \geq (3 \cdot t_{\text{ср. } F1-4} = 3 \cdot 0,01 = 0,03 \text{ с}),$$

Условие не соблюдается, поэтому для предохранителя $F5$ выбираем

$$I_{\text{вст, ном}} = 150 \text{ А с } t_{\text{ср. } F5} = 0,07 \text{ с.}$$

Кроме выбора сечений проводников по нагреву длительным расчетным током необходимо выполнить условие соответствия выбранному защитному устройству по формуле

$$k_{\text{у.п.}} \cdot I_{\text{дл. доп}} \geq k_{\text{защ}} \cdot I_3,$$

где $I_{\text{дл. доп}}$ – длительно допустимый ток проводника; I_3 – параметр защитного устройства (ток срабатывания, номинальный ток); $k_{\text{у.п}}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей; $k_{\text{защ}}$ – коэффициент защиты, зависящий от отношения длительного тока для провода или жил кабеля к параметру защитного устройства.

Обычно, в сетях напряжением до 1 кВ сечения проводов и жил кабелей, выбранные по экономической плотности, в 2-а –3-и раза превышают выбранные по нагреву расчетным током.

Поэтому проверке по экономической плотности тока не подлежат: сети с $T_{\text{max}} = 4000 - 5000$ ч., осветительные сети, ответвления к отдельным приемникам, сборные шины ЭУ, сети временных ЭУ. Также сечения и длины проверяют по потерям напряжения, особенно при пусках двигателей.

Принимаем для сетей с защитой от перегрузки (для отсечки $k_{\text{защ}} = 0,3$)

$k_{\text{защ}} = 1$ и $k_{\text{у.п}} = 1$, и вычисляем:

для М1, М2: $k_{\text{у.п}} \cdot I_{\text{дл. доп}} \geq k_{\text{защ}} \cdot I_3$, $32 \text{ А} < 60 \text{ А}$;

для М3, М4: $k_{\text{у.п}} \cdot I_{\text{дл. доп}} \geq k_{\text{защ}} \cdot I_3$, $19 \text{ А} < 40 \text{ А}$;

для КЛ: $k_{\text{у.п}} \cdot I_{\text{дл. доп}} \geq k_{\text{защ}} \cdot I_3$, $90 \text{ А} < 150 \text{ А}$.

Как видно, условия не выполняются.

Принимаем большие сечения проводников:

для двигателей М1, М2: провода типа АПВ; $s = 16 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дл. доп}} = 60 \text{ А}$;

для двигателей М3, М4: провода типа АПВ; $s = 10 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дл. доп}} = 47 \text{ А}$;

для КЛ: кабель типа АПВБГ; $s = 50 \text{ мм}^2$; $I_{\text{дл. доп}} = 155 \text{ А}$.

Проверяем чувствительность плавких вставок по формуле

$$k_{\text{ч}} = k_{3.0} = I^{(1)}_{\text{кз}} / I_{\text{вст, ном}},$$

где $k_{3.0}$ – кратность тока замыкания на землю равна $k_{3.0} = 3$ в помещениях с нормальной средой и $k_{3.0} = 4$ в помещениях со взрывоопасной средой.

Принимаем $k_{3.0} = 3$ и проверяем по формуле $I^{(1)}_{\text{кз}} > 3 \cdot I_{\text{вст, ном}}$:

$$F1, F2: I^{(1)}_{\text{к-3}} > 3 \cdot I_{\text{вст, ном}}; 750 \text{ А} > 3 \cdot 60 \text{ А};$$

$$F3, F4: I^{(1)}_{\text{к-3}} > 3 \cdot I_{\text{вст, ном}}; 750 \text{ А} > 3 \cdot 40 \text{ А};$$

$$F5: I^{(1)}_{\text{к-2}} > 3 \cdot I_{\text{вст, ном}}; 800 \text{ А} > 3 \cdot 150 \text{ А}.$$

Как видно, условия чувствительности для предохранителей выполняются.

Выбираем уставку для автоматического выключателя АЗ730С (избирательный), который имеет только регулируемый полупроводниковый расцепитель с параметрами: 160 – 250 А и 250 – 400 А (отсечка отсутствует), по принципу, чтобы автоматический выключатель не отключился в нормальном режиме работы защищаемого элемента. Ток уставки регулируемого расцепителя с выдержкой времени определим по условию:

$$I_{\text{РЦ.НОМ}} \geq (1,1 \dots 1,3) I_{\text{Р.М.}}; I_{\text{РЦ.НОМ}} \geq 1,3 \cdot I_{\text{Н.ШМА.}}$$

Принимаем $400 \text{ А} \geq 1,3 \cdot 250 \text{ А}$; $400 \text{ А} > 325 \text{ А}$.

Проверяем чувствительность уставки срабатывания автомата (уставки расцепителя) при коротком замыкании:

$$I^{(1)}_{\text{К-1}} \geq 3 \cdot I_{\text{РЦ.НОМ}}; 1500 \text{ А} > 3 \cdot 400 \text{ А}.$$

Чувствительность в пределах нормы.

Результаты выбора проводников, предохранителей и автомата показаны в табл. 6.5.

Таблица 6.5 – Результаты расчетов

Параметр	М1,2	М3,4	КЛ	Условия выбора по:
$I_{\text{Р.М.}}, \text{ А}$	28,4	16,8	90,4	номиналу
$s, \text{ мм}^2$	6	2,5	16	длительному допустимому току
$I_{\text{дл. доп}}, \text{ А}$	32	19	90	нагреву
$I_{\text{НОМ}}(F), \text{ А}$	100	100	250	перегрузке
$I_{\text{ВСТ, НОМ}}(F), \text{ А}$	60	40	100	пуску электродвигателя
$I_{\text{ВСТ, НОМ}}(F), \text{ А}$	60	40	150	селективности
$s, \text{ мм}^2$	16	10	50	соответствию выбранному предохранителю
$I_{\text{дл. доп}}, \text{ А}$	60	47	155	$I_{\text{дл. доп}} \geq I_{\text{ВСТ, НОМ}}$

Пример 6.9. Выбрать и проверить автоматические выключатели в сети 0,4 кВ (см. рис. 6.1).

Исходные данные: сопротивления и токи короткого замыкания рассчитаны в параграфах 6.1 и 6.2.

Решение. Условия предварительного выбора и проверки автоматических выключателей QF приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 -Выбор и проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

Обозначения	Тип	Условия выбора						Условия проверки	
		$U_{НОМ} \geq U_C$, В		$I_{НОМ} \geq I_{НОРМ, P}$, А		$I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{ПО}$ кА		$i_{ДИН} \geq i_{УД}$, кА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
QF1,2	A3740	660	380	500	500	55	16.54	100	31.3
QF3	A3730	660	380	250	200	55	13.4	100	23.2
QF4	A3730	660	380	250	200	55	11.5	100	18
QF5	A3140	500	380	250	200	40	12.7	75	21.9
QF6	A3140	500	380	250	200	40	11.0	75	17.2

Рассматривается защита асинхронных электродвигателей 0,4 кВ на автоматах QF4 и QF6. Для защиты принимается автомат А3140 с номинальным током комбинированного расцепителя 250А и уставкой отсечки 1750А. Уставка токовой отсечки автомата отстраивается от пускового тока электродвигателя по формуле:

$$I^1_{СЗ} \geq k_H \cdot k_A \cdot k_{П} \cdot I_{НОМ} = 1,4 \cdot 1,4 \cdot 7 \cdot 126,8 = 1740 \text{ А,}$$

где k_H – коэффициент отстройки; k_A – коэффициент апериодической составляющей; k_P – коэффициент пуска.

Чувствительность токовой отсечки двигателя к междуфазным КЗ:

$$k^{(2)}_{\text{ч}} = I^{(2)}_{\text{К-5, min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 5,7 / 1,75 = 3,26.$$

Чувствительность токовой отсечки двигателя к токам однофазного КЗ:

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = I^{(1)}_{\text{К-5, min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 2,9 / 1,75 = 1,66$$

и с учетом дуги:

$$k^{(1)}_{\text{чД}} = 2,44 / 1,75 = 1,4.$$

Расчетная чувствительность в пределах ПУЭ ($K_{\text{ч}} \geq 1,25$).

Уточнение тока срабатывания отсечки двигателя с учетом влияния внешней сети от электросистемы. Суммарное сопротивление цепи:

$$r_{\Sigma} = 3,1 + 0,12 + 0,96 + 0,37 + 0,37 + 1,21 + 0,44 + 0,96 + 4,37 + 0,96 + 89,3 = 102 \text{ мОм},$$

$$x_{\Sigma} = 0,64 + 13,6 + 0,448 + 0,17 + 3,19 + 1,16 + 1,6 + 0,3 + 230,8 = 252 \text{ мОм}.$$

По соотношению $x_{\Sigma} / r_{\Sigma} = 252 / 102 = 2,47$ находим $k_a = 1,29$. Тогда значение пускового тока двигателя с учетом влияния внешней сети:

$$I_{\text{п.дв.}} = I_{\text{п.ном}} \frac{Z_M}{\sqrt{(r_{\text{BH}} + r_M)^2 + (x_{\text{BH}} + x_M)^2}} = \frac{7 * 126,8 * 247,5}{\sqrt{102^2 + 252^2}} = 808 \text{ А}.$$

Уточненное значение тока срабатывания отсечки по формуле:

$$I^1_{\text{СЗ}} = 1,4 \cdot 1,29 \cdot 808 = 1460 \text{ А}.$$

Следовательно, можно применить автомат АЗ134 с комбинированным расцепителем с $I_{\text{НОРМ, Р}} = 200 \text{ А}$ и с уставкой отсечки $I^1_{\text{СЗ}} = 1500 \text{ А}$.

Чувствительность токовой отсечки двигателя к междуфазным и однофазным КЗ:

$$k^{(2)}_{\text{ч}} = I^{(2)}_{\text{К-5, min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 5,7 / 1,5 = 3,8;$$

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = I^{(1)}_{\text{К-5, min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 2,9 / 1,5 = 1,93;$$

что соответствует нормам ПУЭ.

Для защиты кабельных линий КЛ-1 и КЛ-2 (*QF3* и *QF4*) выбираем автомат серии АЗ730 с номинальным током расцепителя $I_{\text{РЦ, ном}} = 250\text{А}$. Выбор тока срабатывания токовой отсечки выполняется по нескольким условиям.

Условие отстройки от пуска электродвигателя:

$$I^1_{\text{СЗ}} = k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{а}} \cdot I_{\text{П}} = 1,4 \cdot 1,29 \cdot 808 = 1460 \text{ А},$$

Условие согласования с отсечкой предыдущей защиты:

$$I^1_{\text{СЗ}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{ТО, ПРЕД}} = 1,3 \cdot 1500 = 1950 \text{ А}.$$

Из двух условий выбираем ток срабатывания защиты 1950 А.

Чувствительность защиты к междуфазным и однофазным КЗ:

$$k^{(2)}_{\text{ч}} = I^{(2)}_{\text{К-3, min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 6,7 / 1,95 = 3,43;$$

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = I^{(1)}_{\text{К-3, min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 3,3 / 1,95 = 1,7;$$

Расчетная чувствительность соответствует нормам ПУЭ.

Время срабатывания по условиям селективности $t_{\text{ТО}} = 0,1 \text{ с}$.

Для защиты сборки питания электродвигателей 0,4 кВ (*QF2*) выбираем автомат серии АЗ740 с номинальным током расцепителя $I_{\text{РЦ, ном}} = 500\text{А}$. Ток срабатывания отсечки отстраивается от токов самозапуска электродвигателей и от внешнего короткого замыкания:

$$I^1_{\text{СЗ}} = k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{Р.М.}} = 1,3 \cdot 7 \cdot 126,8 = 2300 \text{ А},$$

$$I^1_{\text{СЗ}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{ТО, ПРЕД}} = 1,3 \cdot 1950 = 2535 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{\text{ТО}} = 2600 \text{ А}$.

Чувствительность защиты к междуфазным и однофазным КЗ:

$$k^{(2)}_{\text{ч}} = I^{(2)}_{\text{К-1, min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 11,0 / 2,6 = 4,2$$

$$k^{(1)}_{\text{ч}} = I^{(1)}_{\text{К-1, min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 3,8 / 2,6 = 1,46.$$

Расчетная чувствительность соответствует нормам ПУЭ.

Время срабатывания по условию селективности $t_{\text{ТО}} = 0,3 \text{ с}$.

Пример 6.10. Проверить применение автомата АЗ100 для защиты.

Исходные данные: $I_{\text{Р.М.}} = 200 \text{ А}$; $I^{(2)}_{\text{min}} = 1000 \text{ А}$; $t_{\text{ОТКЛ}} \leq 0,1 \text{ с}$.

Решение. Принимаем номинальный ток расцепителя $I_{\text{РЦ, ном}} = 200\text{А}$.

Поскольку требование ко времени отключения повреждения ($t_{\text{откл}} \leq 0,1$ с) мало, то принимаем для защиты токовую отсечку и рассчитываем уставку:

$$I^1_{\text{СЗ}} = k^1 \cdot I_{\text{РЦ, НОМ}} = 7 \cdot I_{\text{РЦ, НОМ}} \geq 7 \cdot 200 = 1400 \text{ А,}$$

Что больше, чем ток короткого замыкания $I^{(2)}_{\text{min}} = 1000$ А. Отсечка не сработает. А тепловой расцепитель автомата отключит этот ток повреждения через 30 с (рис. 6.4).

Вывод: данный автоматический выключатель в конкретной электрической сети ($I^{(2)}_{\text{min}} = 1000$ А) нельзя использовать для защиты от токов короткого замыкания.

Пример 6.11. Проверить применение автоматов АЗ700 и ВА5000 (исходные данные в примере 6.10).

Решение. Принимаем номинальный ток расцепителя

$$I_{\text{РЦ, НОМ}} = 1,1 \cdot 200 = 220 \text{ А.}$$

Выбираем $I_{\text{РЦ, НОМ}} = 250$ А. Из характеристик автоматов принимаем кратность отсечки $k^1_{\text{СЗ}} = 2$ и определяем уставку первой ступени защиты:

$$I^1_{\text{СЗ}} = k^1 \cdot I_{\text{РЦ, НОМ}} = 2 \cdot I_{\text{РЦ, НОМ}} \geq 2 \cdot 250 = 500 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность отсечки:

$$k^1_{\text{Ч}} = I^{(2)}_{\text{min}} / I^1_{\text{СЗ}} = 1000 / 500 = 2,0.$$

Вывод. Можно применить данные автоматы, у которых время срабатывания отсечки ($t^1 = 0,04$ с, рис. 6.5) меньше требуемого ($t_{\text{откл}} \leq 0,1$ с).

Пример 6.12. Выбрать уставки автоматического выключателя АЗ700.

Исходные данные: $I_{\text{Р.М.}} = 33$ А; $I_{\text{ПЕР}} = 200$ А в течении 9 с.

Решение. Рассчитываем 3-ю ступень максимальной токовой защиты с выдержкой времени:

$$I^{111}_{\text{СЗ}} = k^{111} \cdot I_{\text{Р.М.}} = 1,1 \cdot 33 = 36,3 \text{ А.}$$

Выбираем АЗ714Б с $I_{\text{РЦ, НОМ}} = 40$ А. Кратность при перегрузке

$k^{111} = 200 / 40 = 5$. На рис. 6.6 находим характеристику с кратностью $k^{111} = 5$ (ось абсцисс) и с временем в независимой части характеристики $t^1 = 8$ с. Из характеристики видно, что выдержка времени защиты от перегрузки равна

$t^{111} = 15$ с, что больше 9 с (по условиям примера). Таким образом, расцепитель не срабатывает при перегрузке с параметрами: тока до 200 А и времени до 9 с.

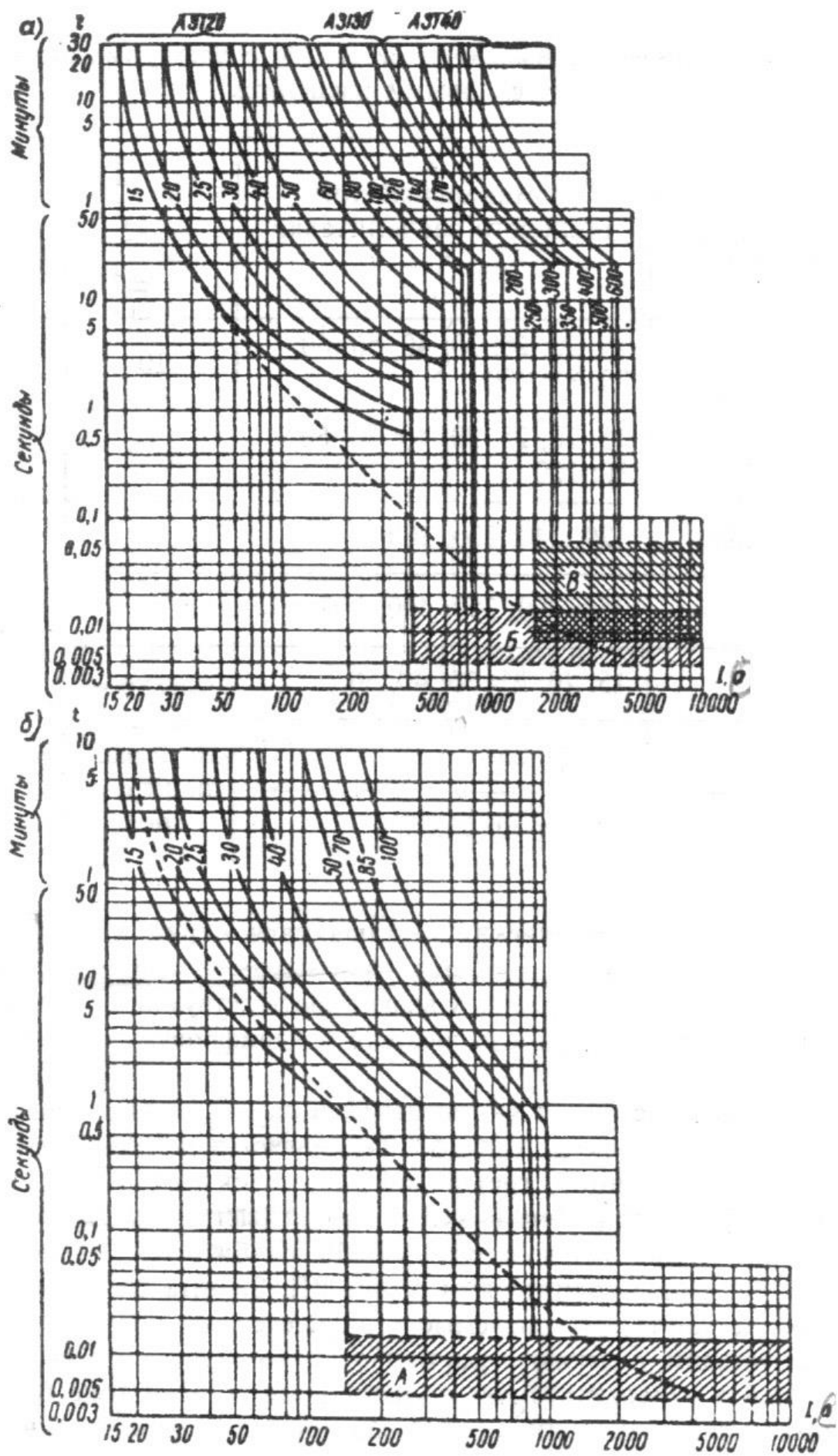


Рисунок 6.4 – Защитные характеристики автоматов А3100

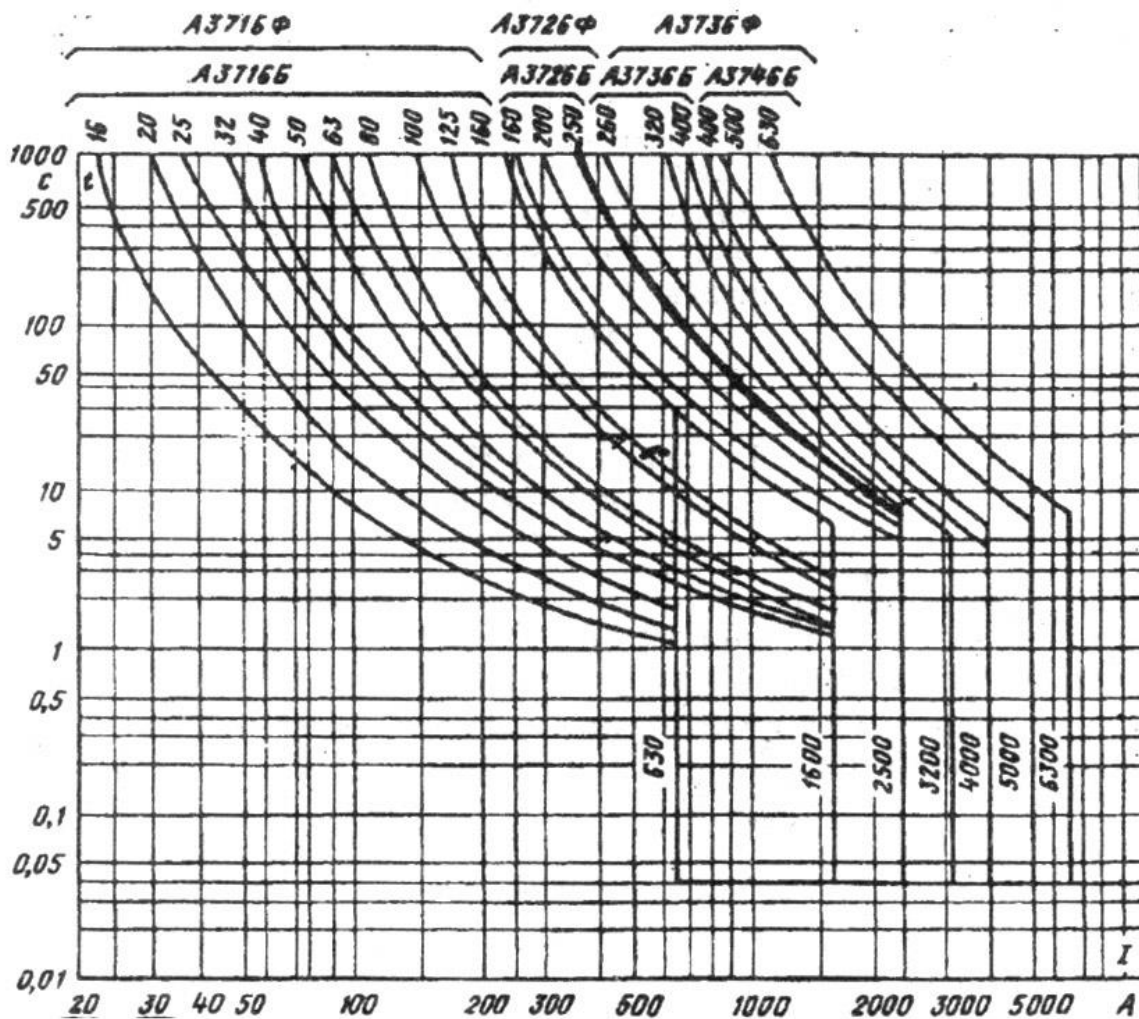


Рисунок 6.5 – Защитные характеристики автоматов А3700

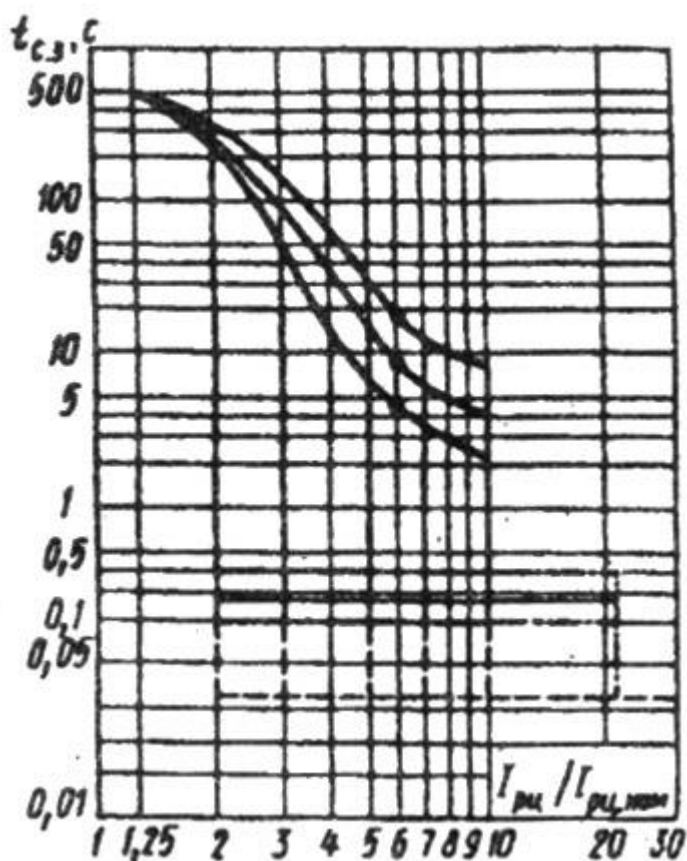


Рисунок 6.6 – Характеристики расцепителя автоматического выключателя А3700

Пример 6.13. Проверить селективность автоматических выключателей серии А3100 при пусках электродвигателей и внешних коротких замыканиях.

Исходные данные. К сборке 0,4 кВ силового трансформатора присоединены линия (W1) – распределительный пункт (РП1) через автомат QF1. К РП1 присоединены: QF2 – электродвигатель М1 ($I_{M1} = 20$ А, $k_{II} = 4,5$); QF3 – линия W2 ($I_{P.M.} = 23$ А); QF4 – электродвигатель М2 ($I_{M2} = 25$ А, $k_{II} = 5,0$). Ток короткого замыкания на шинах РП1 равен $I^{(3)}_{K-1} = 830$ А.

Решение. Выбираем номинальные токи для расцепителей А3120:

$$QF2: I_{рц. ном.} = 20 \text{ А}, QF3: I_{рц. ном.} = 25 \text{ А}, QF3: I_{рц. ном.} = 30 \text{ А}.$$

Проверяем несрабатывание QF2 при пуске М1 по защитной характеристике (см. рис. 6.4) для $I_{рц. ном.} = 20$ А. Ток отсечки с учетом погрешности в

10 % и пусковой ток равны:

$$I^1_{сз} = 0,9 \cdot 430 = 387 \text{ А},$$

$$I_{\Pi} = k_{\Pi} \cdot I_{P.M} = 4,5 \cdot 20 = 90 \text{ А.}$$

При пусковом токе автомат *QF2* может сработать через 45 с, что больше реального времени пуска. Аналогичные рассуждения для автомата *QF4* при пуске М2. При $I_{\Pi} = k_{\Pi} \cdot I_{P.M} = 5,0 \cdot 20 = 125 \text{ А}$ автомат может сработать через 7 с, что также больше реального времени пуска.

Выбираем *QF1* (А3120) по рабочему максимальному току:

$$I_{PЦ, \text{НОМ}} \geq I_{P.M} \geq 20 + 23 + 25 \geq 68 \text{ А} = 100 \text{ А.}$$

Определяем ток перегрузки:

$$I_{\text{ПЕР}} = 20 + 23 + 5,0 \cdot 25 = 168 \text{ А.}$$

Для автомата *QF1* ($I_{PЦ, \text{НОМ}} = 100 \text{ А}$) ток отсечки (см. рис. 6.4) с учетом разброса характеристики равен $I_{\text{СЗ}}^1 = 0,9 \cdot 800 = 720 \text{ А}$. При токе $I_{\text{ПЕР}} = 168 \text{ А}$ время срабатывания расцепителя составляет 4 мин, что значительно больше длительности пуска электродвигателя.

Проверяем селективность автоматических выключателей. По характеристикам (см. рис.6.4) видно, что автоматы *QF2*, *QF3* и *QF4* селективно отключают отсечкой ток короткого замыкания в своей зоне ($I_{\text{К-1}}^{(3)} = 830 \text{ А}$) мгновенно, но и последующий автомат *QF1* также может мгновенно сработать, что нарушает принцип селективности.

Поэтому для автомата *QF1* увеличиваем номинальный ток расцепителя до $I_{PЦ, \text{НОМ}} = 140 \text{ А}$ (А3130). Тогда для *QF1* по защитной характеристики $I_{\text{СЗ}}^1 = 870 \text{ А} > (I_{\text{К-1}}^{(3)} = 830 \text{ А})$. Таким образом выбранный автомат селективный, но имеет мертвую зону в линии *W1* на отсечке по отношению к точке $\text{К}^{(3)}\text{-1}$ на шинах РП1, хотя и отключает это КЗ со временем $t^{111} = 30 \text{ с}$.

Пример 6.14. Усовершенствовать защиту линии *W1* (продолжение примера 6.13).

Исходные данные: в примере 6.13 автомат (*QF1* – А3120) для линии *W1* отключает КЗ в конце линии ($I_{\text{К-1}}^{(3)} = 830 \text{ А}$) с большим временем ($t^{111} = 30 \text{ с}$).

Решение. С целью совершенствования защиты линии *W1* предлагаем применить селективный автоматический выключатель типа ВА55-37 с номинальным током $I_{PЦ, \text{НОМ}} = 160 \text{ А}$ (табл. 6.7)

Таблица 6.7 – Параметры автомата ВА55-37

Тип	$I_{РЦ, \text{НОМ}}, \text{А}$	Регулируемые уставки полупроводникового расцепителя		$I^1_{СЗ}, \text{кА}$
		$I_{РЦ} / I_{РЦ, \text{НОМ}}$	$k^{11} = I^{11}_{СЗ} / I_{РЦ, \text{НОМ}}$	
ВА55-37	160; 250; 400	0,63; 0,8; 1,0	2; 3; 5; 7; 10	20

Селективные автоматические выключатели серии ВА55-37. Полупроводниковый расцепитель может выполнять функции трехступенчатой максимальной токовой защиты с регулировками для параметров:

- ✓ ток расцепителя $I_{РЦ} = (0,63; 0,8; 1,0) I_{РЦ, \text{НОМ}}$;
- ✓ кратность тока срабатывания отсечки $k^1 = (2; 3; 5; 7; 10) \cdot I^1_{СЗ} / I_{РЦ, \text{НОМ}}$;
- ✓ кратность тока срабатывания отсечки с выдержкой времени (второй ступени) $k^{11} = (2; 3; 5; 7; 10) \cdot I^{11}_{СЗ} / I_{РЦ, \text{НОМ}}$;
- ✓ выдержка времени второй ступени $t^{11} = (0,1; 0,2; 0,3) \text{ с}$;
- ✓ выдержка времени третьей ступени $t^{111} = (4; 8; 16) \text{ с}$ при токе $6 \cdot I_{РЦ}$;

Без выдержки времени автомат отключает ток более 20 кА.

Выбираем ток расцепителя:

$$I_{РЦ} = 0,63 \cdot I_{РЦ, \text{НОМ}} = 0,63 \cdot 160 = 100 \text{ А.}$$

По рисунку 6.7 находим защитную характеристику со временем третьей ступени $t^{111}_{СЗ} = 4 \text{ с}$ при $I_{РЦ} = 6 \cdot I_{РЦ}$. Тогда при токе перегрузки $I_{ПЕР} = 168 \text{ А}$ ($1,7 I_{РЦ, \text{НОМ}}$) защита сработает через 30 с, что больше пуска электродвигателя М2.

Выбираем параметр срабатывания для второй ступени (отсечки с выдержкой времени):

$$I^{11}_{СЗ} = k_{\text{ОТС}} \cdot I^1_{\text{ПРЕД, max}} = k_{\text{ОТС}} \cdot I^1_{СЗ, \text{QF4}} = 1,5 \cdot 430 = 645 \text{ А.}$$

По расчету кратность $k^{11} = I^{11}_{СЗ} / I_{РЦ} = 645 / 100 = 6,45$.

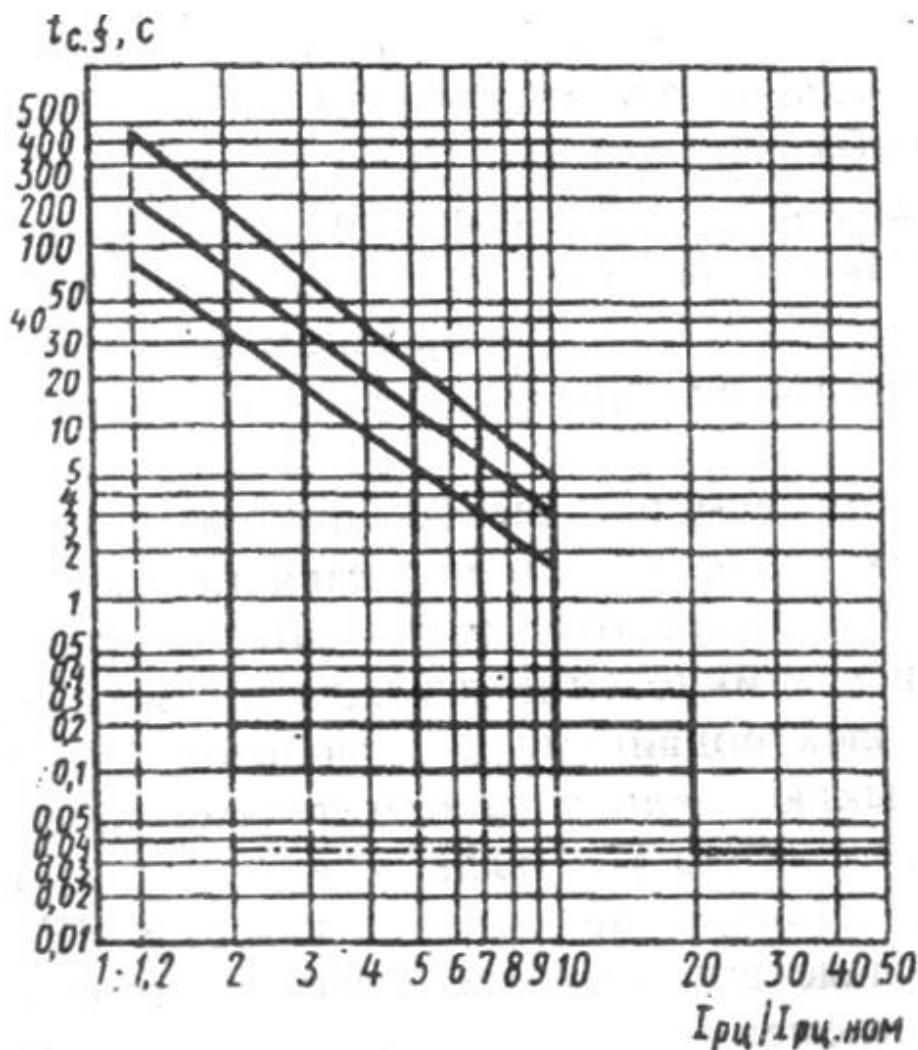


Рисунок 6.7 – Защитные характеристики автоматов серии ВА5000

Принимаем уставки для второй ступени:

$$k^{11}_{c3} = 7; I^{11}_{c3} = 700 \text{ А}; t^{11}_{c3} = 0,3 \text{ с.}$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$k^{11}_{ч} = I_{K-1} / I^{11}_{c3} = 830 / 700 = 1,19.$$

Вывод. Совершенствование защиты линии W1 при помощи автомата серии ВА55-37 позволяет защите по второй ступени (токовой отсечки с выдержкой времени) отключать КЗ в точке К-1 со временем $t^{11}_{c3} + t_{отк, QF} = 0,35 \text{ с.}$

Пример 6.15. Выбрать автоматические выключатели и предохранитель с учетом их погрешности равной 15-ти процентам.

Исходные данные. Линия W (0,4 кВ) с предохранителем F (РП1) питает РП2 с двумя электродвигателями (М1, QF1: $I_{р.м.1} = 75 \text{ А}$, $k_{п} = 6$; М2, QF2:

$I_{P.M.1} = 90 \text{ A}$, $k_{\Pi} = 5,0$). Величина тока короткого замыкания на шинах РП2 равна $I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ A}$. Коэффициент перегрузки для линии $k_{\text{ПЕР}} = 2,0$, коэффициент отстройки $k_{\Pi} = 1,2$.

Решение. Рассмотрим применение предохранителя ПН-2 и автоматических выключателей А3100, А3700 и ВА5000.

Выбираем номинальные токи для расцепителей автоматов:

$$I_{\text{РЦ, НОМ, QF1}} \geq I_{P.M.1} \geq 75 = 80 \text{ A};$$

$$I_{\text{РЦ, НОМ, QF2}} \geq I_{P.M.2} \geq 90 = 100 \text{ A}.$$

Для выбранных автоматов уставка токовой отсечки в зоне действия защиты меньше тока КЗ ($I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ A}$), что удовлетворяет требованию селективности: А3120 ($I^1_{C3} = 700 \text{ A}$), А3716Б ($I^1_{C3} = 1600 \text{ A}$) и ВА5Г31 ($I^1_{C3} = 1400 \text{ A}$).

Для предохранителя F рассчитываем максимальный рабочий ток $I_{P.M.}$, ток кратковременной перегрузки $I_{\text{ПЕР}}$ с учетом пуска самого мощного электродвигателя, а затем выбираем плавкую вставку:

$$I_{P.M., W} = 75 + 90 = 165 \text{ A}, I_{\text{ПЕР}} = 75 + 5,0 \cdot 90 = 525 \text{ A};$$

$$I_F \geq k_{\text{ОТС}} \cdot I_{P.M., W} \geq 1,2 \cdot 165 = 198 \text{ A}; I_F \geq I_{\text{ПЕР}} / k_{\text{ПЕР}} = 525 / 2,0 = 262 \text{ A}.$$

Выбираем для предохранителя типа ПН-2 плавкую вставку

$I_{\text{ВС, НОМ}} = 315 \text{ A}$ и по защитной характеристике (см. рис. 6.2) находим, что при токе КЗ в конце защищаемой линии W ($I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ A}$) плавкая вставка перегорит за 5 с.

Проверяем селективность действия автоматических выключателей по току короткого замыкания в месте их установки ($I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ A}$) с учетом 15-ти процентной погрешности для уставок 1-й степени.

Автоматический выключатель А3716Б:

$I^1_{C3, \Pi} = 1,15 \cdot I^1_{C3} = 1,15 \cdot 1600 = 1840 \text{ A} > (I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ A})$, т. е. при данном КЗ отсечка автомата может не сработать, а плавкая вставка предохранителя F перегорит через 5 с. Вывод: отказываемся от этого автомата.

Автоматический выключатель ВА5Г31:

$I^1_{C3, \Pi} = 1,15 \cdot I^1_{C3} = 1,15 \cdot 1400 = 1610 \text{ A} < (I^{(3)}_{K-1} = 1800 \text{ A})$. Лучше, но чувствительность маленькая: $k^1_{\text{Ч}} = I^{(3)}_{K-1} / I^1_{C3, \Pi} = 1800 / 1610 = 1,1$. Вывод: отказываемся от этого автомата.

Автоматический выключатель А3120:

$I_{C3, П}^1 = 1,15 \cdot I_{C3}^1 = 1,15 \cdot 700 = 805 \text{ А} < (I_{К-1}^{(3)} = 1800 \text{ А})$. Чувствительность: $k_{1ч}^1 = I_{К-1}^{(3)} / I_{C3, П}^1 = 1800 / 805 = 2,23 > 2$, время срабатывания данного автомата при токе 1800 А равно 0,02 с. Вывод: выбираем АЗ120 для автоматических выключателей QF1 и QF2.

Проверяем отстройку отсечки QF1 от пуска электродвигателя М1:

$(I_{C3}^1 = 700 \text{ А}) > (k_{отс} \cdot k_{П} \cdot I_{P.M.1} = 1,2 \cdot 6 \cdot 75 = 540 \text{ А})$ – условие выполняется.

Проверяем отстройку отсечки QF2 от пуска электродвигателя М2:

$(I_{C3}^1 = 700 \text{ А}) > (k_{отс} \cdot k_{П} \cdot I_{P.M.1} = 1,2 \cdot 5,0 \cdot 90 = 540)$ – условие выполняется.

Пример 6.15. Исследовать влияние сопротивлений шин и аппаратуры на значения 3-х фазных токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.

Исходные данные. Рассматривается КТП 6/ 0,4 кВ с трансформатором мощностью 400 кВА. Ввод на сборку от выводов трансформатора осуществляется шинами (50×5 , $l = 15$ м) через рубильник S (100 А). К сборке 0,4 кВ присоединены две линии. Линия W1 – кабельная (200 м), выполнена алюминиевым кабелем сечением s ($3 \times 70 + 1 \times 35$). Линия W2 – воздушная (200 м), выполнена алюминиевыми проводами сечением s ($3 \times 70 + 1 \times 35$) и соединена со сборкой

0,4 кВ алюминиевым кабелем W3 (20 м) сечением s ($3 \times 70 + 1 \times 35$). Для защиты линий W1 и W2 установлены трансформаторы тока ТА1, ТА2 и автоматические выключатели QF1, QF2. Данные для сопротивлений приведены в табл. 6.8.

Таблица 6.8 – Сопротивления элементов схемы

Обозн.	Шины (Ш), мОм / м	Рубиль- ник (S), мОм	Автомат (QF), мОм	Трансформатор тока (ТА), мОм	Кабельная линия (W1, W3), Ом / м	Воздушная линия (W2), Ом / м
r	0,142	0,08	0,96	0,19	0,443	0,412
X	0,2	–	0,28	0,17	0,08	0,33

Решение. Рассчитываем сопротивления элементов схемы.

Шины: $r_{Ш} = r_{ш} \cdot l = 0,142 \cdot 15 = 2,12$ мОм, $X_{Ш} = X_{ш} \cdot l = 0,2 \cdot 15 = 3$ мОм.
 Рубильник: $r_S = 0,08$. Контакты и обмотка расцепителя автоматического выключателя: $r_{QF} = 0,96$ мОм, $X_{QF1} = 0,28$. Первичные обмотки измерительных трансформаторов тока: $r_{ТА} = 0,19$ мОм, $X_{QF1} = 0,17$. Силовой трансформатор:

$r_T = 5,55 \text{ мОм}$, $X_T = 17,1 \text{ мОм}$. Кабельные линии: $X_{W1} = 80 \cdot 0,2 = 16 \text{ мОм}$,

$r_{W1} = 443 \cdot 0,2 = 88,6 \text{ мОм}$, $r_{W5} = 443 \cdot 0,02 = 8,86 \text{ мОм}$, $X_{W5} = 80 \cdot 0,02 = 1,6 \text{ мОм}$.

Воздушная линия $r_{W3} = 412 \cdot 0,2 = 82,4 \text{ мОм}$, $X_{W3} = 330 \cdot 0,2 = 66 \text{ мОм}$.

Определяем ток короткого замыкания в конце воздушной линии W2 с учетом кабельной вставки W3 и с учетом сопротивлений коммутационной аппаратуры:

$$I^{(3)}_{K-3, y} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55+2,12+0,08+0,96+0,19+82,4+8,86)^2 + (17,1 + 3 + 0,28 + 0,17 + 66 + 1,6)^2]^{1/2} = 1733 \text{ А.}$$

Если пренебречь сопротивлениями шин и аппаратуры рубильника, измерительного трансформатора тока и автоматического выключателя, то ток КЗ равен:

$$I^{(3)}_{K-3} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55+82,4+8,86)^2 + (17,1+ 66 + 1,6)^2]^{1/2} = 1797,5 \text{ А.}$$

Разница между токами $[(1797,5 - 1733) \cdot 100 / 1733 = 3,7 \text{ \%}]$ маленькая.

Определяем ток короткого замыкания в конце воздушной линии W1 с учетом сопротивлений коммутационной аппаратуры:

$$I^{(3)}_{K-4, y} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55+2,12+0,08+0,96+0,19+88,6)^2 + (17,1 + 3 + 0,28 + 0,17 + 16)^2]^{1/2} = 2220,5 \text{ А.}$$

Если пренебречь сопротивлениями шин, и аппаратуры рубильника, измерительного трансформатора тока и автоматического выключателя, то ток КЗ равен:

$$I^{(3)}_{K-4} = 231 \cdot 10^3 / [(5,55+88,6)^2 + (17,1+16)^2]^{1/2} = 2316,8 \text{ А.}$$

Разница между токами $[(2316,8 - 2220,5) \cdot 100 / 2220,5 = 4,3 \text{ \%}]$ маленькая.

Разница между токами короткого замыкания для кабельной W1 и воздушной W2 линий $[(2220,5- 1733) \cdot 100 / 1733 = 28,1 \text{ \%}]$ большая.

Выводы. 1. При КЗ за кабельной линией ток значительно больше, чем ток за воздушной линией за счет увеличенного погонного сопротивления для воздушной линии. 2. Сопротивления шин, аппаратуры рубильника, измерительного трансформатора тока и автоматического выключателя для удаленных КЗ можно не учитывать.

Пример 6.16. Исследовать влияние сопротивления питающей линии на значение 3-х фазных токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.

Исходные данные. Продолжение примера 6.15 с учетом подсоединения силового трансформатора к ВЛ напряжением 6 кВ, марки А-35, длиной 10 км с параметрами ($r_{л,6} = 8,3 \text{ Ом}$, $X_{л,6} = 3,77 \text{ Ом}$).

Решение. Рассчитаем сопротивление линии, приведенное к напряжению 0,4 кВ:

$$r_{л} = r_{л,6} \cdot U_{нн}^2 / U_{вн}^2 = 8,3 \cdot 0,4^2 / 6^2 = 0,037 \text{ Ом} = 37 \text{ мОм};$$

$$X_{л} = X_{л,6} \cdot U_{нн}^2 / U_{вн}^2 = 3,77 \cdot 0,4^2 / 6^2 = 0,0168 \text{ Ом} = 16,8 \text{ мОм}.$$

Определяем ток короткого замыкания в конце воздушной линии W2 с учетом кабельной вставки W3 и с учетом сопротивлений коммутационной аппаратуры:

$$I_{к-3,у}^{(3)} = 231 \cdot 10^3 / [(100,16 + 37)^2 + (88,15 + 16,8)^2]^{1/2} = 1338,8 \text{ А}.$$

Разница между токами КЗ для примеров 6,15 и 6.16 $[(1733 - 1338,8) \cdot 100 / 1338,8 = 29,4 \text{ \%}]$ большая. Рассмотрим, как это влияет на расчеты чувствительности защиты в сетях 0,4 кВ. Согласно требований ПУЭ коэффициент чувствительности для защит предохранителями и автоматическими выключателями с зависимыми выдержки времени должен быть $k_{ч} \geq 3$ (поэтому ошибка на 10 – 15 % допустимая). Для автоматических выключателей с мгновенными расцепителями коэффициент чувствительности должен быть $k_{ч} \geq 1,1$ (поэтому ошибка на 10 – 15 % не допустимая). Сравним расчетную чувствительность первой ступени защиты с уставкой $I_{сз}^1 = 1500 \text{ А}$. Без учета питающей линии:

$$k_{ч} = I^{(3)} / I_{сз}^1 = 1733 / 1500 = 1,15 \text{ (защита чувствительная)}.$$

Расчет с учетом питающей линии:

$$k_{ч} = I^{(3)} / I_{сз}^1 = 1339 / 1500 = 0,89 \text{ (защита не чувствительная)}.$$

Вывод. Сопротивления питающих высоковольтных линий надо учитывать в расчетах уставок мгновенных защит.

Пример 6.17. Определить влияние схем соединения обмоток силовых трансформаторов на токи однофазных коротких замыканий.

Исходные данные. Рассматриваются понижающие силовые трансформаторы 6 – 10 / 0,4 кВ, имеющие две схемы соединения обмоток. Вариант 1: треугольник – звезда с выведенной заземленной нейтралью (Д/ У_Н); вариант 2: звезда – звезда с выведенной заземленной нейтралью (У/ У_Н). Данные по токам 3-х фазных КЗ приведены в примере 6.15.

Решение. В таблице 6.9 приведены необходимые параметры исследуемых трансформаторов.

Таблица 6.9 – Сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 0,4 кВ

Схема соединения обмоток трансформатора Т	S_T , кВА	P_K , кВт	U_K , %	r_T , мОм	X_T , мОм	Z_T , мОм	$Z_T^{(1)}$, мОм
T1: Д/ У _Н	400	5,9	4,5	5,9	17,0	18,0	56,0
T2: У/ У _Н	400	5,5	4,5	5,55	17,1	18,0	195

Для расчетов тока однофазного короткого замыкания рекомендуем формулу с арифметическим сложением полных сопротивлений (что дает уменьшение тока КЗ):

$$I^{(1)}_{К} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_T / 3 + Z_{\Pi}) ,$$

где $Z^{(1)}_T$ – полное сопротивление трансформатора токам однофазного короткого замыкания (зависит от схемы соединения обмоток, см. табл. 6.9); Z_{Π} – полное сопротивление петли короткого замыкания.

Для двух вариантов сопротивление петли фаза – нуль воздушной линии W2 при максимальном расстоянии между фазой и нулем 1 м равно

$$Z_{\Pi, w2} = Z_{\Pi, \Pi} \cdot l = 1,82 \cdot 0,2 = 0,364 \text{ Ом.}$$

Сопротивление 4-х жильного кабеля с учетом алюминиевой оболочки:

$$Z_{\Pi, w1} = Z_{\Pi, \Pi} \cdot l = 0,87 \cdot 0,2 = 0,174 \text{ Ом.}$$

Сопротивление петли фаза – нуль кабельной линии W1 с использованием алюминиевой оболочки в качестве нулевого провода:

$$Z_{\Pi, w1} = Z_{\Pi, \Pi} \cdot l = 1,07 \cdot 0,2 = 0,214 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ в конце воздушной линии (точка К-3) для первого варианта (Д/ У_Н):

$$I^{(1)}_{К-3} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{П}) = 231,2 / (0,056 / 3 + 0,364) = 605 \text{ А.}$$

Сравним с трехфазным КЗ ($I^{(3)}_{К-3} = 1797,5$, см. пример 6.15). Резкое уменьшение тока однофазного КЗ вызвано активным сопротивлением нулевого провода и увеличением индуктивного сопротивления петли по сравнению с сопротивлением фазы. Рассчитаем ток однофазного КЗ в конце 4-х жильной кабельной линии (точка К-4) для первого варианта (Д/ У_Н):

$$I^{(1)}_{К-4} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{П}) = 231,2 / (0,056 / 3 + 0,174) = 1204 \text{ А.}$$

Ток однофазного КЗ в кабельной линии (1204 А) увеличился по сравнению с воздушной линией (605 А) счет очень малого индуктивного сопротивления кабеля. Ток однофазного КЗ в конце 3-х жильной кабельной линии (точка К-4) для первого варианта (Д/ У_Н):

$$I^{(1)}_{К-4,3} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{П}) = 231,2 / (0,056 / 3 + 0,214) = 996 \text{ А.}$$

Ток однофазного КЗ (996 А) уменьшился по сравнению с 4-х жильной кабельной линией (1204 А) потому, что активное сопротивление одной алюминиевой оболочки 3-х жильного кабеля больше суммарного активного сопротивления четвертой жилы и алюминиевой оболочки 4-х жильного кабеля.

Рассчитаем токи однофазного КЗ для второго варианта (У/ У_Н):

$$I^{(1)}_{К-3} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{П}) = 231,2 / (0,195 / 3 + 0,364) = 539 \text{ А.}$$

По сравнению с первым вариантом меньше на 11 %.

$$I^{(1)}_{К-4} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{П}) = 231,2 / (0,195 / 3 + 0,174) = 967 \text{ А.}$$

По сравнению с первым вариантом меньше на 20 %.

$$I^{(1)}_{К-4,3} = U_{\Phi} / (Z^{(1)}_{Т} / 3 + Z_{П}) = 231,2 / (0,195 / 3 + 0,214) = 829 \text{ А.}$$

По сравнению с первым вариантом меньше на 17 %.

Вывод. Сопротивление токам 1-о фазного КЗ для трансформаторов со схемой соединения обмоток У / У_Н в (195 мОм/ 56 мОм = 3,5) в 3,5 раза выше сопротивления для трансформаторов со схемой соединения обмоток Д/ У_Н, что значительно уменьшает ток однофазного КЗ Данное обстоятельство необходимо учитывать в расчетах уставок защит при заменах трансформаторов с различными схемами соединения обмоток.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок – Харьков: «Форт», 2009 – 704 с.
2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов / В.А. Андреев. – М.: Высш. школа, 1991. – 496 с.
3. Андреев В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах: учебн. пособие / В.А. Андреев. – М.: Высш. школа, 2008. – 252 с.
4. Беркович М.А. Основы техники релейной защиты / М.А. Беркович, В.В. Молчанов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 376 с.
5. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учебник для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
6. Чернобровов Н.В. Релейная защита энергетических систем: учеб. пособие / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
7. Электротехнический справочник: в 3 т. и 2 кн. Т3. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии; под общ. ред. И.Н. Орлова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
8. Фигурнов Е.П. Релейная защита / Е.П. Фигурнов. – М.: Желдориздат, 2004. – 565 с.
9. Булычев А.В. Релейная защита в распределительных электрических сетях: пособие для практических расчетов / А.В. Булычев, А.А. Наволочный. – М.: ЭНАС, 2011. – 208 с.
10. Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами / А.М. Авербух – Л.: Энергия, 1975. – 416 с.
11. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. -4-е изд. перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
12. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматике / М.А. Шабад. – Л.: Энергоиздат, 1985. – 280 с.
13. Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабад. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.

14. Овчаренко Н.И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей. - М.: НТФ Энерго-прогресс, 1999. – 64 с.

15. Баженов В.Н. Релейная защита элементов системы электроснабжения: пособие для курсового проектирования / В.Н. Баженов. – Харьков: Мадрид, 2016. – 40 с.

16. Баженов В.Н. Релейная защита высоковольтных линий и трансформаторов / В.Н. Баженов. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2001. – 36 с.

17. Расчет защит элементов системы электроснабжения: Методические указания к расчетам релейной защиты в выпускных бакалаврских работах / сост.: В.Н. Баженов, А.Ю. Малый. – Х.: НТУ «ХПИ», 2003. – 40 с.

18. Релейний захист. Комплексні контрольні тести. Методичні вказівки для студентів електроенергетичних та електротехнічних спеціальностей / уклад. В.М. Баженов. – Харків. : НТУ «ХПІ», 2016 . – 80 с.

19. Gurevich V. Electronic Devices on Discrete Components for Industrial and Power Engineering / V. Gurevich. – CRC Press (Taylor & Francis Group), Boca Raton – London – New York, 2008. – 419 p.

20. Brunner C. / A. Apostolov IEC 61850 Brand New World Magazine. Summer 2007.

21. SMART CRID [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.oe.energy.gov/smartgrid.htm>.

22. Баженов В.Н. Анализ работы релейной защиты и автоматики для послеаварийного восстановления схемы электроснабжения / В.Н. Баженов // Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Збірник наукових праць. Серія : Енергетика. – Харьков : НТУ «ХПІ», 2013. – № 17 (990). – С. 18–25.

23. Баженов В.М. Швидке вимкнення пошкоджень в розподільних мережах / В.М. Баженов // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки. Вип. 153 «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – Харків: ХНТУСГ, 2014. С. 22–24.

24. Баженов В. Н. Микропроцессорная защита распределительной сети 10 – 35 кВ / Баженов В.Н., Эхсони Субхон // Тези доповідей ХХ111 міжнародної науково-практичної конференції. Ч.2 (20 – 22 травня 2015р, Харків); за ред. проф. Сокола Е.І. – Харків: НТУ «ХПІ», 2015. – С. 162–163.

25.. Баженов В.Н. Условия функционирования дистанционной защиты узловой схемы питания распределительной сети / В.Н. Баженов, Эхсони Субхон // Вестник НТУ «ХПИ». Серия: Энергетика: надійність та енергоефективність. – Харьков: НТУ «ХПИ», 2015. С. 6.

26. Баженов В.М., Одегов М.М. Швидкодіючий релейний захист вузлових схем живлення розподільних мереж / В.М. Баженов, М.М. Одегов // Збірник наукових праць Українського державного університету залізничного транспорту. Випуск 153 : – Харків: 2015. С 73 – 79..

27. Баженов В.М., Кулешова К.В. До питання про ефективність струмової відсічки в розподільних електричних мережах/ В.М. Баженов, К.В. Кулешова // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки. Випуск 175 "Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України". – Харків: ХНТУСГ, 2016. С 33 – 35.

28. Голубев М.Л. Расчет уставок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4 – 35 кВ / М.Л. Голубев. – М.: Энергия, 1969. – 136 с.

29. Голубев М.Л. Расчет токов короткого замыкания в электросетях 0,4 – 35 кВ / М.Л. Голубев. – М.: Энергия, 1980. – 88 с.

30. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учеб. пособие / А.А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

31. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 – 35 кВ / А.В. Беляев. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 176 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Особенности режимов работы электрических сетей	4
2. Фрагмент схемы электрической сети	10
3. Расчет токов повреждений в сети 110 кВ	12
4. Построение релейной защиты в электрической сети	18
4.1. Токовая отсечка трансформатора	19
4.2. Максимальная токовая защита на стороне НН трансформатора	20
4.3. Максимальная токовая защита на стороне ВН трансформатора	21
4.4. Защита от перегрузки трансформатора	22
4.5. Дистанционная защита на стороне НН трансформатора	22
4.6. Дистанционная защита на стороне ВН трансформатора	23
4.7. Дифференциальная токовая отсечка трансформатора	23
4.8. Дифференциальная токовая защита без торможения	25
4.9. Дифференциальная токовая защита с торможением	27
4.10. Микропроцессорная дифференциальная защита	30
4.11. Токовая защита нулевой последовательности линии	34
5. Интеллектуальная защита распределительной сети 10 кВ	37
6. Защиты в сетях напряжением до 1 кВ	51
6.1. Расчеты сопротивлений	52
6.2. Расчеты междуфазных коротких замыканий	54
6.3. Расчеты однофазных коротких замыканий	58
6.4. Условия выбора предохранителей	60
6.5. Условия выбора автоматических выключателей	63
6.6. Примеры выбора предохранителей и автоматов	65
Список литературы	92

Учебное издание

Баженов Владимир Николаевич

**РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ
С НАПРЯЖЕНИЯМИ 110 . . . 0,4 кВ**

Пособие для практических расчетов

В авторській редакції

План 2017 р.

Формат 60x84 1/16. Папір офсетний.

Riso-друк. Гарнітура Таймс. Ум. друк. арк. 6.

Наклад 50 прим. Зам. № Ціна договірна

Надруковано у ФЛ-П Черняк Л.О.

61002, м. Харків, вул. Багалія, 16

Свідоцтво № 2480000000079553, від 16.05.2007 р.